



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“FACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA DE SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIEROS PETROLEROS
P R E S E N T A N :

MARCELINO GÓMEZ VICENTE
SINDY EVELYN MORENO COLIN

DIRECTOR DE TESIS:
ING. ULISES NERI FLORES



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., AGOSTO DE 2008.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-664

SRITA. SINDY EVELYN MORENO COLIN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Ulises Neri Flores y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**FACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA DE SISTEMAS ARTIFICIALES
HÍBRIDOS**

INTRODUCCIÓN

- I BOMBEO ELECTRO CENTRÍFUGO SUMERGIDO**
- II BOMBEO NEUMÁTICO**
- III SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS**
- IV DISEÑO DE BEC, BN E HÍBRIDO**
- V EVALUACIÓN ECONÓMICA**

CONCLUSIONES

APÉNDICES

NOMENCLATURA

CITAS Y REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

d.C. Universitaria, D. F. a 24 de junio de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-663

SR. MARCELINO GÓMEZ VICENTE
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Ulises Neri Flores y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**FACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA DE SISTEMAS ARTIFICIALES
HÍBRIDOS**

- INTRODUCCIÓN
- I BOMBEO ELECTRO CENTRÍFUGO SUMERGIDO
- II BOMBEO NEUMÁTICO
- III SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS
- IV DISEÑO DE BEC, BN E HÍBRIDO
- V EVALUACIÓN ECONÓMICA
- CONCLUSIONES
- APÉNDICES
- NOMENCLATURA
- CITAS Y REFERENCIAS
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., el 9 de junio de 2008
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*srs

14



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Notificación de Jurado y Fecha para Examen Profesional

Director General de Administración Escolar
Universidad Nacional Autónoma de México
Presente.

Por este conducto le comunico que el día 21 de Agosto de 2008 a las 18:00 horas, se llevará a cabo en esta Facultad el Examen Profesional de la señorita MORENO COLIN SINDY EVELYN con número de cuenta 09918692-4 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien presenta :

" FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA DE SISTEMAS ARTIFICIALES HIBRIDOS "

Debido a que dicha persona ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, esta Dirección le asigna el jurado integrado por los profesores:

PRESIDENTE: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

VOCAL: ING. ULÍSES NERI FLORES

SECRETARIO: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOSA

1o. SUPLENTE: ING. GUILLERMO TREJO REYES

2o. SUPLENTE: DR. RAFAEL DE LOS ANGELES HERRERA GOMEZ

Al asentar la firma cada uno de los miembros del jurado se compromete a estar presente a la hora y fecha del examen (Art. 56 inciso del Estatuto del Personal Académico de la UNAM) por lo que solicito, de la manera más atenta, se elabore el acta respectiva para asentar el resultado del examen.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 12 de Agosto de 2008.
EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

R E C I B I



FACULTAD DE
INGENIERIA
SSA
COORDINACIÓN DE
ADMINISTRACION ESCOLAR

OFICINA DE EXAMENES PROFESIONALES

JGGZ ' MFB ' ICH

EP-7



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Notificación de Jurado y Fecha para Examen Profesional

Director General de Administración Escolar
Universidad Nacional Autónoma de México
Presente.

Por este conducto le comunico que el día 21 de Agosto de 2008 a las 18:00 horas, se llevará a cabo en esta Facultad el Examen Profesional del señor GOMEZ VICENTE MARCELINO con número de cuenta 40300373-4 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien presenta :

" FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA DE SISTEMAS ARTIFICIALES HIBRIDOS "

Debido a que dicha persona ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, esta Dirección le asigna el jurado integrado por los profesores:

PRESIDENTE: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

VOCAL: ING. ULÍSES NERI FLORES

SECRETARIO: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOSA

1o. SUPLENTE: ING. GUILLERMO TREJO REYES

2o. SUPLENTE: DR. RAFAEL DE LOS ANGELES HERRERA GOMEZ

Al asentar la firma cada uno de los miembros del jurado se compromete a estar presente a la hora y fecha del examen (Art. 56 inciso del Estatuto del Personal Académico de la UNAM) por lo que solicito, de la manera más atenta, se elabore el acta respectiva para asentar el resultado del examen.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 12 de Agosto de 2008.
EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

R E C I B I



FACULTAD DE
INGENIERIA
SSA
COORDINACIÓN DE
ADMINISTRACIÓN ESCOLAR

OFICINA DE EXAMENES PROFESIONALES

EP-7

JGGZ ' MFB ' ICH

A mi Madre Olivia Colin Ávila.

Sabiendo que jamás habrá forma de compensar la vida de sacrificios que ha hecho por mí, le agradezco a mi madre valiente y trabajadora que me ha dado el ejemplo de ser una mujer exitosa, que ha sido mi inspiración, mi aliento, mi fuerza para seguir siempre adelante, por darme la vida, el amor incondicional, la paciencia, la confianza y sabiduría para guiarme y porque en mi mente y en mi corazón siempre estuvo junto a mí, porque sin su apoyo y cariño no hubiese podido alcanzar éste, mi mayor logro, el haber terminado mis estudios profesionales.

A mi Hermano Randy Alan Moreno Colin.

Le agradezco eternamente por estar junto a mí cada día y cada noche, por ser mi fortaleza, mi amigo y compañero, a él le adeudo la ternura, las palabras de aliento, los abrazos, el compartir con él las exigencias que nos presentaba la vida a cada momento.

A Marce.

Por su amor, paciencia y por tolerar los arrebatos de humor, la negligencia, las vanidades, los temores y las dudas. Le agradezco los recuerdos felices que ha plasmado en mi memoria y su compañía en los malos momentos para ayudarme a ir siempre adelante.

A Alex.

Por hacer feliz y cuidar a la persona más importante en mi vida, mi mamá. Y por apoyarme y brindarme su amistad.

A Antonio Ruiz (Toñito), Rosa (Rouse), Ariana (Ari) y Karen Irlanda por su amistad inquebrantable e incondicional, por su apoyo y cariño en las épocas buenas y en los momentos más difíciles de mi vida.

A Eduardo Álvarez (Eduard), Noe (Godzuky), Wendy, Lupita 1 y 2, y a Lalo, por compartir toda una vida de amistad y recuerdos que estarán por siempre en mi memoria.

A Deyanira Martínez (Deya), Naae Rayenari (Slave), Carlos Valdez (Carlitos), Marco Antonio Trejo (Marck), Alberto Lira (Costos), Cesar Vargas (Slave en jefe), Pedro Mora (Peter) y a Victor Cortés (Cocovic) por hacer mi estancia en la universidad más placentera, por su amistad y cariño.

A mi tía Isabel Ávila Colín.

Por su amor, por su apoyo cuando iba creciendo, por su sabiduría para aconsejarme y porque sé que siempre podré contar con ella.

A los Ingenieros Ulises Neri, Guillermo Trejo, Mario Becerra y al Maestro en Ingeniería José Ángel Gómez por su apoyo y paciencia, porque en nuestras vidas hay profesores que dejan huella en nuestras mentes y en nuestros corazones como ellos, y por ser excelentes personas.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por abrir mi mente e introducirme al fascinante mundo del conocimiento, por ser mi Alma Mater en donde mis alas comenzaron a abrirse y a donde algún día regresaré a dar clase como muestra de mi profundo agradecimiento.

Con amor Sindy Evelyn.

A mis padres, Herón Gómez García y Susana Vicente Bastián.

Como una muestra de cariño y agradecimiento, por mi oportunidad de existir, por su sacrificio que han puesto en mí, por su comprensión y confianza, por todo el amor y apoyo brindado todos y cada uno de los días de mi existir y porque hoy veo llegar a su fin una de las metas de mi vida, les agradeceré profundamente el apoyo y la orientación que siempre me han otorgado. Los quiero mucho.

A mi hermano Herón Gómez Vicente.

Por todo el apoyo que me has otorgado así como a tus sabios consejos que han hecho de mí una mejor persona. Gracias.

A mis tíos y tías.

Por su apoyo brindado en todo momento, y a su comprensión y confianza que han puesto en mí. Gracias.

A ti Sindy.

Por ser esa persona tan maravillosa y especial, por tu amor y cariño, por tu comprensión y confianza, porque siempre has estado ahí en los buenos y malos momentos, por tu apoyo y paciencia. Gracias.

A mi alma mater, Universidad Nacional Autónoma de México.

Por permitirme haber sido parte de ti, así como a la Facultad de Ingeniería, por enseñarme un mundo de valioso conocimiento en todas sus diferentes áreas, así como Ingeniería Petrolera y a todos mis profesores por su enseñanza y a mis compañeros por su amistad. Estaré siempre agradecido y nunca me olvidaré de ti querida Universidad.

Con admiración y respeto Marce.

ÍNDICE.

INTRODUCCIÓN.

CAPÍTULO 1. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO.

1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS SUBSUPERFICIALES DEL SISTEMA (BEC).....	2
1.2.1 Motor eléctrico.....	2
1.2.2 Protector o sección sellante.....	6
1.2.3 Separador de gas.....	10
1.2.4 Bomba centrífuga.....	13
1.2.5 Sensores de fondo.....	19
1.2.6 Cable de corriente eléctrica.....	20
1.3 COMPONENTES SUPERFICIALES.....	24
1.4 DATOS NECESARIOS REQUERIDOS DEL POZO Y DEL YACIMIENTO PARA DISEÑAR UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE.....	28
1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO (BEC).....	29

CAPÍTULO 2. BOMBEO NEUMÁTICO.

2.1 ANTECEDENTES.....	31
2.2 MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN CON BOMBEO NEUMÁTICO.....	32
2.2.1 Bombeo neumático por flujo continuo.....	32
2.2.2 Bombeo neumático por flujo intermitente.....	33
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO.....	34
2.3.1 Instalación abierta.....	35

2.3.2 Instalación semi-cerrada.....	36
2.3.3 Instalación cerrada.....	37
2.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO SUBSUPERFICIAL.....	38
2.4.1 Válvulas de inyección de gas.....	38
2.4.2 Clasificación de válvulas de bombeo neumático de acuerdo a su operación.....	39
2.4.3 Clasificación de válvulas según su introducción o extracción al pozo.....	40
2.4.4 Clasificación de válvulas según el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula.....	44
2.4.5 Presión de apertura y de cierre para válvulas operadas por presión.....	49
2.4.6 Presión de apertura y de cierre de la válvula desbalanceada con fuelle y resorte.....	53
2.4.7 Presión de apertura y cierre para válvula operada por fluidos.....	56
2.4.8 Calibración de válvulas.....	59
2.4.9 Válvula de pie o válvula de retención.....	60
2.4.10 Empacador.....	61
2.4.11 Mandriles.....	63
2.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT).....	65
2.6 EQUIPO SUPERFICIAL.....	69
2.7 INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL DISEÑO DE APAREJOS DE BN.....	76
2.8 CONSIDERACIONES QUE SE DEBEN TENER EN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS (BN).....	76
2.9 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO.....	77

CAPÍTULO 3.	SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS.	
3.1	ANTECEDENTES.....	79
3.2	DEFINICIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS.....	80
3.3	COMBINACIÓN DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON BOMBEO HIDRÁULICO (TIPO JET).....	80
3.4	COMBINACIÓN DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS CON BOMBEO NEUMÁTICO.....	82
3.5	COMBINACIÓN DE ÉMBOLO VIAJERO CON BOMBEO NEUMÁTICO.....	83
3.6	COMBINACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET (O A CHORRO) CON BOMBEO NEUMÁTICO.....	84
3.7	COMBINACIÓN DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON CAVIDADES PROGRESIVAS.	85
3.8	COMBINACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO CON BOMBEO MECÁNICO.....	86
3.9	COMBINACIÓN DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON BOMBEO NEUMÁTICO.....	87
3.10	VENTAJAS DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS.....	89
CAPÍTULO 4.	DISEÑO DE BEC, BN E HÍBRIDO.	
4.1	PROYECTO DE APLICACIÓN.....	91
4.1.2	Generalidades del campo “ECRAM”	91
4.1.3	Selección de los sistemas de levantamiento artificial del campo ECRAM.....	92
4.2	DISEÑO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO.....	94
4.3	DISEÑO DE BOMBEO NEUMÁTICO.....	106
4.4	DISEÑO DE SISTEMA HÍBRIDO.....	119

CAPÍTULO 5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 DEFINICIÓN DE PROYECTO PETROLERO.....	130
5.2 DEFINICIÓN DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.....	131
5.3 CLASIFICACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PARA IDENTIFICACIÓN DE TIPO DE ANÁLISIS REQUERIDO.....	132
5.4 VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	134
5.4.1 Pronósticos de producción.....	134
5.4.2 Pronósticos de precios.....	141
5.4.3 Definición de costos.....	142
5.4.4 Inversiones.....	143
5.5 INDICADORES ECONÓMICOS.....	144
5.6 EJEMPLO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	147
CONCLUSIONES.....	160
APÉNDICES.....	163
NOMENCLATURA.....	195
CITAS Y REFERENCIAS.....	197
BIBLIOGRAFÍA.....	198

INTRODUCCIÓN.

El petróleo es una mezcla compleja de moléculas de carbono e hidrógeno que contiene gases no ácidos como el oxígeno y nitrógeno, gases ácidos como el bióxido de carbono y el sulfhídrico y en menor proporción metales como el hierro, níquel y vanadio. Es el recurso energético más importante para la humanidad, históricamente en México el petróleo ha representado la base fundamental de su economía, gracias a la extracción de hidrocarburos el gobierno puede sustentar los diferentes proyectos que demanda el país.

La búsqueda de hidrocarburos comienza con la exploración geológica y geofísica, para encontrar zonas potencialmente productivas se perforan pozos exploratorios, al tener bien definida estas zonas (yacimientos) se comienza la explotación con pozos de desarrollo.

Cuando se inicia la explotación de un yacimiento, en la mayoría de los casos los pozos producen con su propia energía natural, la cual hace que el hidrocarburo salga del yacimiento a la superficie debido a la diferencia de presión entre el medio poroso, las tuberías, el estrangulador y el separador, a estos se les denomina pozos fluyentes, esta energía natural es causada por los mecanismos de empuje del yacimiento como: segregación gravitacional, acuífero asociado, casquete de gas, gas disuelto liberado en el yacimiento, expansión de la roca, expansión del fluido y combinación de empujes.

En el caso de yacimientos maduros en donde la energía natural ya no es suficiente para expulsar los fluidos a la superficie, es necesario instalar en los pozos sistemas artificiales de producción, los cuales suministran energía dentro del pozo a los fluidos para impulsarlos y ayudarlos a salir a la superficie, a estos pozos se les conoce como pozos "no fluyentes o de bombeo", éstos utilizan una bomba dentro del pozo que se acciona mecánica, hidráulica o eléctricamente a un sistema de bombeo para imprimir presión a la columna de fluidos, a excepción del Bombeo Neumático o Gas Lift que funciona con un gas natural que aligera los fluidos a través de la expansión del gas entre otros.

Los tipos de Sistemas Artificiales de Producción que existen son:

- Bombeo Mecánico.
 - Bombeo Neumático o Gas Lift (continuo e intermitente).
 - Bombeo Electrocentrífugo Sumergible (BEC).
 - Bombeo de Cavidades Progresivas.
 - Bombeo Hidráulico (tipo pistón y Jet o a chorro).
 - Embolo Viajero.
 - Bombeo Sónico.
 - Híbridos (Combinaciones).
-

Cabe mencionar que la instalación de sistemas de bombeo es de gran importancia para la optimización de pozos y aunque representa un incremento en los costos de explotación es insignificante en relación a los fluidos que se pueden llegar a extraer con la implantación de éstos. Para poder instalar un sistema de levantamiento artificial es necesario realizar estudios de riesgo, económicos y técnicos para poder elegir el mejor sistema candidato de acuerdo a las características de los fluidos del yacimiento y de los pozos, así como la factibilidad económica de implantarlo.

Este trabajo tiene como objetivo dar a conocer las características y funcionamiento básico de los sistemas de levantamiento artificial Bombeo Electrocentrífugo Sumergible y Bombeo Neumático así como la viabilidad técnica y económica para aumentar la producción maximizando las ganancias, comparando uno de los sistemas convencionales con los nuevos métodos que se utilizan en la industria, como son los sistemas “Híbridos”, donde se implantan dos sistemas artificiales en un mismo aparejo de producción, por ejemplo, Bombeo Electrocentrífugo Sumergible y Bombeo Neumático o Gas Lift.

1.1 ANTECEDENTES

El primer motor eléctrico sumergible capaz de operar en agua e impulsar una bomba fue inventado por el ruso Armais Arutunof en el año 1916 a la edad de 23 años. Arutunof fundó la compañía **Russian Electric Dynamo Arutunof (REDA)** en 1921 y tres años más tarde instaló el primer sistema de bombeo electrocentrífugo en pozos petroleros de Oklahoma, U.S.A.

Este sistema artificial de producción también es conocido con el nombre de bombeo eléctrico, se caracteriza por tener el motor en el fondo del pozo, opera sin el empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de la zona de disparos ya que requiere que los fluidos producidos refrigeren el motor, puesto que la refrigeración insuficiente afecta el aceite contenido en el mismo y se refleja en problemas del sistema. Su principio de funcionamiento se basa en la centrifugación de fluidos en varias etapas, consta de un estator que gira y por consecuencia expulsa con su velocidad al fluido hacia los rotores que están colocados sucesivamente para poder imprimir mayor presión, estos a su vez conducen el fluido a una tubería que lo descarga.

Anteriormente las características que limitaban la utilización de este sistema eran; la presencia de arena y sólidos, alta relación gas aceite, pozo desviado, corrosión, grandes profundidades y altas temperaturas. En la actualidad los avances tecnológicos que se les han hecho a las bombas eléctricas sumergibles han disminuido en gran medida estas limitantes haciendo más flexible la aplicación de éste en ambientes de pozos hostiles, para utilizarlos a mayor profundidad, incrementando la capacidad de manejo de volúmenes de gas libre hasta un 75% haciéndolos más resistentes a los sólidos, a elementos corrosivos y logrando trabajar a temperaturas de operación internas de hasta 550 [°F]*.

El sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, ha tenido gran éxito por ser económico, es muy eficiente para cuando se tienen altos volúmenes de fluido desde 100 hasta 90,000 [bpd]** dependiendo de la tubería de revestimiento y además no requiere de grandes instalaciones de superficie solo de un tablero de control de velocidad y su cable.

Con las mejoras logradas a las bombas REDA electrosumergibles, se ha podido contribuir en la producción de pozos en aguas profundas y al desarrollo de equipo como; cables submarinos, conectores submarinos, transformación y transmisión de energía a larga distancia, así como árboles submarinos mejorados. En pozos de aguas profundas que requieren de levantamiento artificial la bomba electrosumergible constituye el elemento clave para el éxito de los proyectos puesto que deben garantizar el flujo hacia las instalaciones de superficie a través de conexiones prolongadas.

En 1994 se instaló la primera bomba electrosumergible en aguas profundas en el proyecto "PROCAP" de Petróleos Brasileños (Petrobras) en el pozo submarino RJS-221 del campo petrolero "Carapeba", esta bomba se mantuvo en operación durante un periodo de 36 meses sin falla alguna, recibiendo energía desde una plataforma fija ubicada a 1640 [ft] de distancia al lecho marino.***

* TECNOLOGÍAS EN EVOLUCIÓN Bombas Eléctricas Sumergibles, Oilfield Review, Primavera 2007.

** SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO, WCP / Artificial Lift Systems, Schlumberger.

*** SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS DE LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS, Oilfield Review, Verano de 2000.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS SUBSUPERFICIALES DEL SISTEMA (B.E.C.).

Los componentes subsuperficiales son: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electro centrífuga, sensores de fondo, mufa, cable de corriente eléctrica y guía ó centralizador.

1.2.1 MOTOR ELÉCTRICO.

Se coloca en la parte inferior del pozo y recibe energía eléctrica de la superficie a través de un cable trifásico blindado, su carcasa es de acero al bajo carbón con láminas de acero fijas en su interior alineadas con la sección del rotor y del cojinete, su interior es llenado con un aceite mineral altamente refinado ó aceite sintético que posee resistencia dieléctrica, conductividad térmica para disipar el calor y transmitirlo a la carcasa en donde los fluidos lo enfrían, y a su vez este aceite lubrica los cojinetes.

El principio básico de funcionamiento no ha cambiado ya que es el mismo que los motores normales de superficie, estos motores son de de dos polos de inducción, de tres fases, tipo jaula de ardilla, alcanzan a desarrollar potencias de 7.5 hasta de 1170 [HP] según su diseño, utilizan corriente alterna de 50 ó de 60 [Hz], y el amperaje varía de 12 hasta 130 [Amps]. Soporta grandes torsiones momentáneas en el arranque hasta llegar a su velocidad constante de operación que es de 3500 [RPM] si opera con corriente de 60 [ciclos] y 880 [Volts]. Su diseño debe ser compacto para adaptarse a las diferentes geometrías de los pozos, como se muestra en la Figura 1.1.

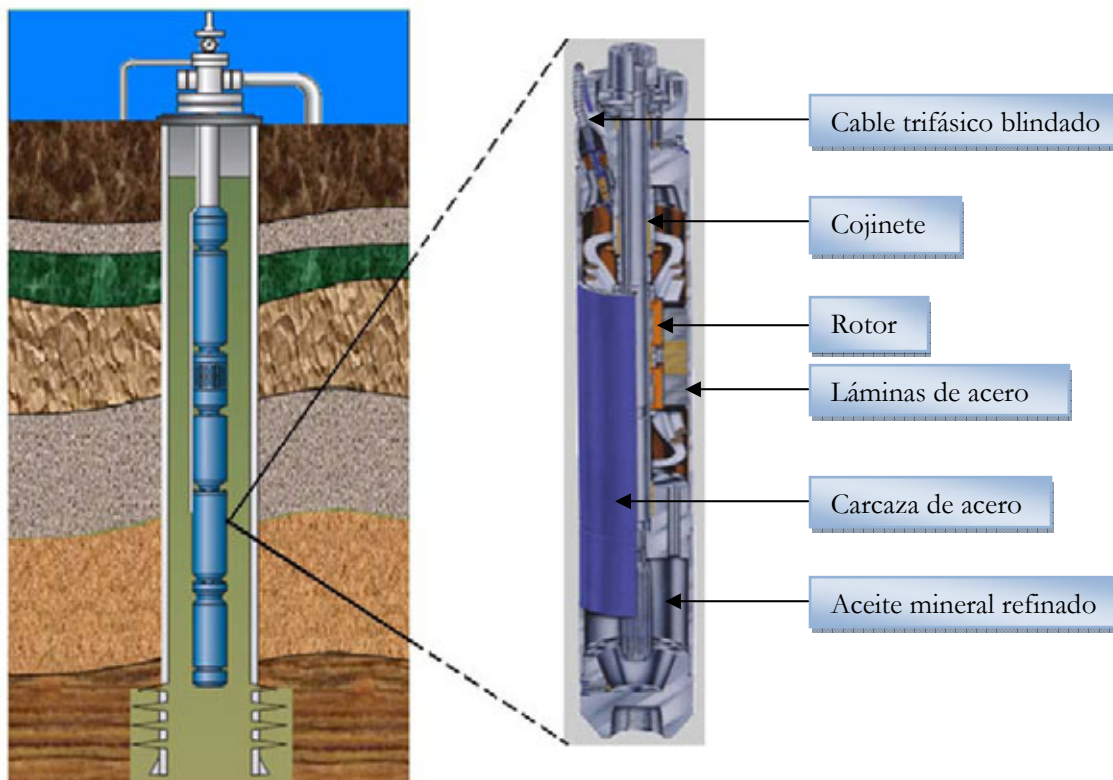


Figura 1.1. Motor eléctrico sumergible.

Diseño Del Motor.

El comportamiento del motor cambia de acuerdo a la carga a que está sometido, así a cada motor le corresponde una curva de rendimiento de velocidad, factor de potencia, eficiencia y amperaje en función del porcentaje de carga. (Ver figura 1A del apéndice A).

Si se somete al motor a una carga mayor a la nominal, para generar los HP adicionales el motor girará más lento, esta reducción en la velocidad se llama deslizamiento, el cual aumenta para generar más potencia, además, generará más calor interno, operará más caliente y debido a que el motor no es 100% eficiente, una parte de esta potencia se pierde como calor.

Se utiliza la información de cartas de amperaje para ver qué está pasando con el motor en el fondo, el voltaje es fijo en la superficie y el amperaje de operación varía de acuerdo a los cambios de carga. Para calcular los HP del motor se tiene la ecuación*:

$$HP_{Motor} = \frac{Volts * Ampere * 1.732 * Eficiencia * PF}{746} \dots\dots\dots(1)$$

Donde *PF* es el factor de potencia, la energía entregada al motor se calcula así:

$$HP_{Entrada} = \frac{HP_{salida}}{Eficiencia} \dots\dots\dots(2)$$

Existe un límite para la cantidad de amperaje que puede pasar por el motor, así que se llegará al límite de carga donde se encuentra el amperaje máximo y se debe permanecer debajo de este punto. En la siguiente figura se muestra cómo se verían las líneas de flujo en el devanado en un motor, entre más carga se ponga al motor se necesitan más líneas de flujo para generar la potencia necesaria, es decir, se incrementa la densidad de flujo inducido en las laminaciones. Si se aumenta el voltaje y el amperaje, se llega a un punto llamado de saturación y cualquier incremento de potencia por encima de este punto, sobrecalentará severamente al motor.

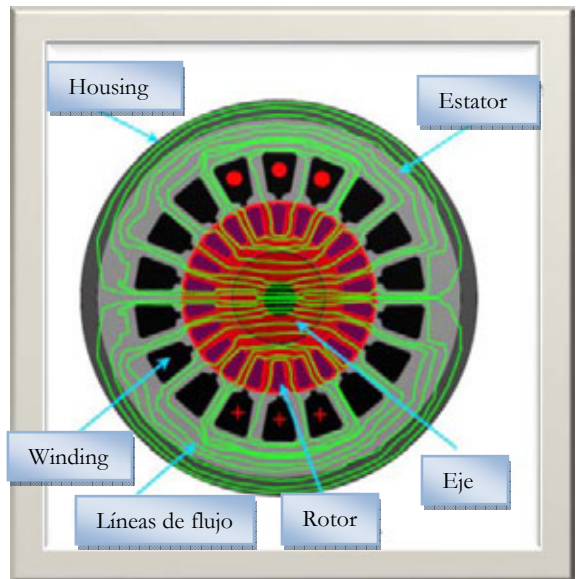


Figura 1.2. Líneas de flujo en el devanado de un motor

Por otro lado, el fluido en la parte externa del motor disipa el calor en el devanado, los componentes como el aislamiento, soldaduras y el aceite determinan la máxima temperatura interna del motor que en general es de 400°F, adicionalmente el motor se debe diseñar con tolerancias que permitan la dilatación de sus componentes por si se sobrecalienta. (Ver tabla A1 del apéndice A).

Actualmente los motores se designan con dos letras, la primera es un código que da información acerca de características del motor llamadas "Rating del motor" y la segunda da información sobre las "características internas del tipo de aislamiento".

Primer dígito "Rating del motor"		
S = Standard	250°F BHT	Potencia fija
P = High Performance	250°F BHT.	Potencia fija, rating conservativo
M = Intermediate	300°F BHT.	Potencia fija, rating conservativo
R = Optimum	400°F	Temperatura Interna del moto, potencia variable, rating óptimo
H = Hotline	500°F	Temperatura Interna del motor, potencia fija.
Segundo dígito "Características internas del tipo de aislamiento "		
K= Devanado convencional y barniz		
X = Nuevo material de devanado patentado, no usa barniz.		

Tabla 1.1. Código de designación del motor.

Anteriormente las series de los motores se denominaban utilizando números, sin embargo con las nuevas denominaciones las anteriores tienen sus equivalencias, las nuevas denominaciones correspondientes a los "tipos" anteriores de motores REDA se muestran en la tabla 2A del apéndice A.

En base a la definición de la potencia que requiere el motor y a la selección de la serie, se debe hacer la configuración del motor, ya que para una misma potencia hay diferente voltaje y amperaje (por la caída de voltaje en el cable de potencia), el voltaje del motor se selecciona considerando una longitud de cable tal, que el voltaje total (motor más pérdidas en el cable), sea ligeramente menor que uno de los niveles de voltaje de superficie estándar. Los motores de alto voltaje requieren cables de calibre más pequeño y los motores de muy bajos HP no reciben voltajes altos debido a que el devanado sería muy pequeño para aceptarlo.

*Nota: En el capítulo cuatro se verá más a detalle la forma de utilizar estas ecuaciones.

Consideraciones en el diseño y selección del motor:

- Se debe considerar en el cálculo de la potencia del motor la gravedad específica del fluido de control, si la gravedad específica del fluido de producción es mucho menor que el fluido de control, la potencia calculada para el motor puede ser menor que la potencia requerida para descargar el fluido de control.
- Se debe seleccionar el motor de mayor diámetro que pueda ser instalado libremente dentro de la tubería, debido a que tienen mayor potencia y son menos costosos. Adicionalmente el de mayor diámetro es más recomendable para no tener que usar motores en tándem y que el sistema sea más sencillo.
- “La temperatura de fondo (BHT) debe usarse solamente como una primera referencia para la selección del motor. En algunas aplicaciones en pozos relativamente fríos la temperatura interna del motor puede ser muy alta debido a que está sometido a alta carga y/o bajo caudal. Cuando el fluido se mueve a velocidades muy bajas se remueve muy poco o ningún calor de la carcasa del motor. Pero en general se debe usar siempre la temperatura interna del motor calculada para las condiciones de operación para verificar si el motor es apropiado para la aplicación”².
- Con ayuda de programas de cómputo se pueden modelar las condiciones de operación del sistema y determinar los parámetros de operación del motor como: porcentaje de carga, velocidad, eficiencia, amperaje y temperatura, además si se utiliza una camisa de fluido, también se considera en el modelado.
- En la selección del motor se debe considerar la configuración del motor, voltaje, amperaje, sección simple o tandem y características especiales de operación. Se recomienda seleccionar el motor de mayor voltaje posible considerando las pérdidas en el cable y los equipos de superficie, que sea ligeramente menor que uno de los niveles de voltaje de superficie estándar (cuando se requiere más potencia de la que se puede conseguir con una sola sección de motor se acoplan en tándem dos o más motores, en este caso, es preferible usar dos motores del mismo voltaje, amperaje y HP que dos motores de diferente voltaje debido a que el calibre de devanado de cada uno de ellos debe ser el mismo).
- Se deben considerar las condiciones de operación esperadas como corrosión, escala, tratamientos con ácido y de acuerdo a estas definir la metalurgia requerida, revestimiento del motor y tipo de aceite necesario, en la selección del aceite se considera la temperatura de fondo (BHT), la temperatura de operación del motor (MOT) y la potencia del motor, el uso de aceite de mayor viscosidad aumenta la capacidad de carga de los cojinetes así como también ayudan a amortiguar vibraciones sobre los cojinetes radiales.
- Otra consideración importante en el rating del motor es la velocidad, la cual disminuye con el incremento de la carga y el rendimiento de la bomba se ve afectado.

1.2.2 PROTECTOR O SECCIÓN SELLANTE.

Se ubica entre el motor y la bomba, sus componentes principales son un eje, una sección de sello, un filtro para prevenir la entrada de arena y un cojinete de empuje. Se clasifican en tres categorías según la forma de separar el fluido del pozo y el aceite del motor:

Tipo laberinto que utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos sin mezclarse aunque estén en contacto, el principio del “tubo en U” mantiene el fluido pesado abajo del aceite, además el aceite del motor es inmisible con el fluido del pozo. Para que funcione el protector, los fluidos del pozo deben tener peso específico más alto que el aceite, de lo contrario el aceite se iría al fondo de la cámara y el fluido lo desplazaría, si es un pozo con alto RGA su peso específico puede ser menor que el del aceite. No se recomienda en pozos horizontales o muy desviados, entre mayor sea el ángulo, la capacidad de expansión del aceite será menor.

Tipo bolsa elastomérica o sección sello positivo generalmente es de Nitrilo o Aflas, este usa una bolsa elastomérica con capacidad térmica de hasta 339° [°F] que separa el aceite del fluido del pozo manteniéndolo dentro, la bolsa se flexiona para permitir los cambios de volumen por la expansión y contracción del aceite. Una de sus desventajas es ser susceptible a la corrosión, puede desgarrarse ante la presencia de ácido sulfhídrico y a altas temperaturas se endurece, este tipo es recomendable para pozos desviados.

Tipo fuelle, este es llenado con un aceite que no pierde viscosidad al ser expuesto a altas temperaturas de hasta 475 [°F], utiliza un fuelle metálico para permitir la expansión y contracción del aceite del motor, el fuelle soporta elementos corrosivos como CO₂ y H₂S hasta en un 30%, este tipo de protector se recomienda en pozos de condiciones hostiles. En la figura 1.3 se muestran los tipos de protectores.

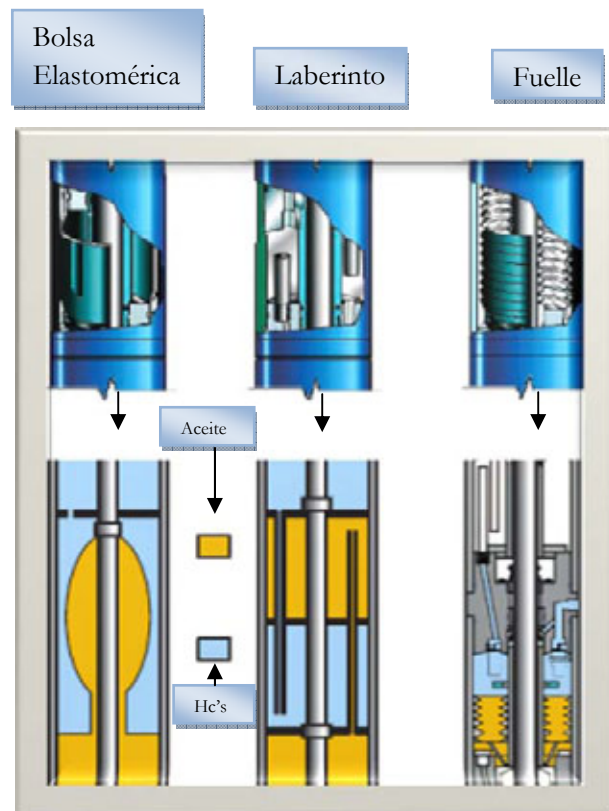


Figura 1.3. Protectores.

Combinaciones para el diseño final del protector.

Las combinaciones se usan para asegurar el funcionamiento del protector, se conectan cámaras en serio o paralelo, así que si falla una, sigue funcionando la otra, existen arreglos de tres cámaras para el caso extremo en que fallen dos, se tiene la tercera para mayor seguridad, las configuraciones permitidas entre cámaras son: LSL, LSB, BSL, BSB, BPB, BSBSL, LSLSB Y BPBSLSL*.

Conexión en serie: son similares a las resistencias en serie en un circuito eléctrico, una cámara en línea después de la otra, el fluido desplaza al aceite de la cámara superior para poder entrar a la cámara inferior (cuando se tienen bolsas en serie no se incrementa la capacidad de expansión).

Bolsas en paralelo: se utilizan en motores grandes que usan más aceite así que las bolsas en paralelo duplican la capacidad volumétrica de expansión, existen muchas combinaciones posibles, sin embargo no se pueden combinar dos cámaras de laberinto en paralelo ni una cámara laberíntica en paralelo a una bolsa.

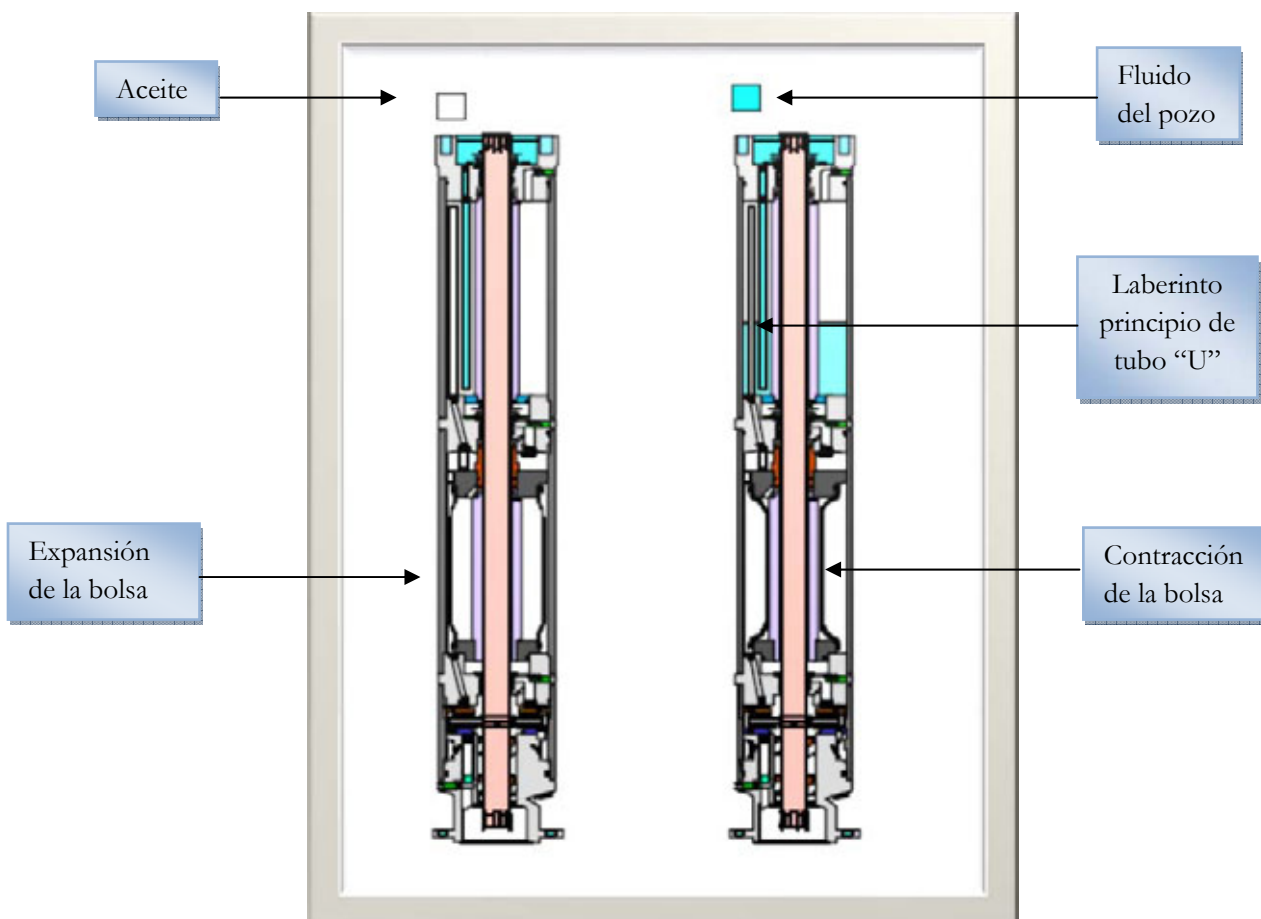
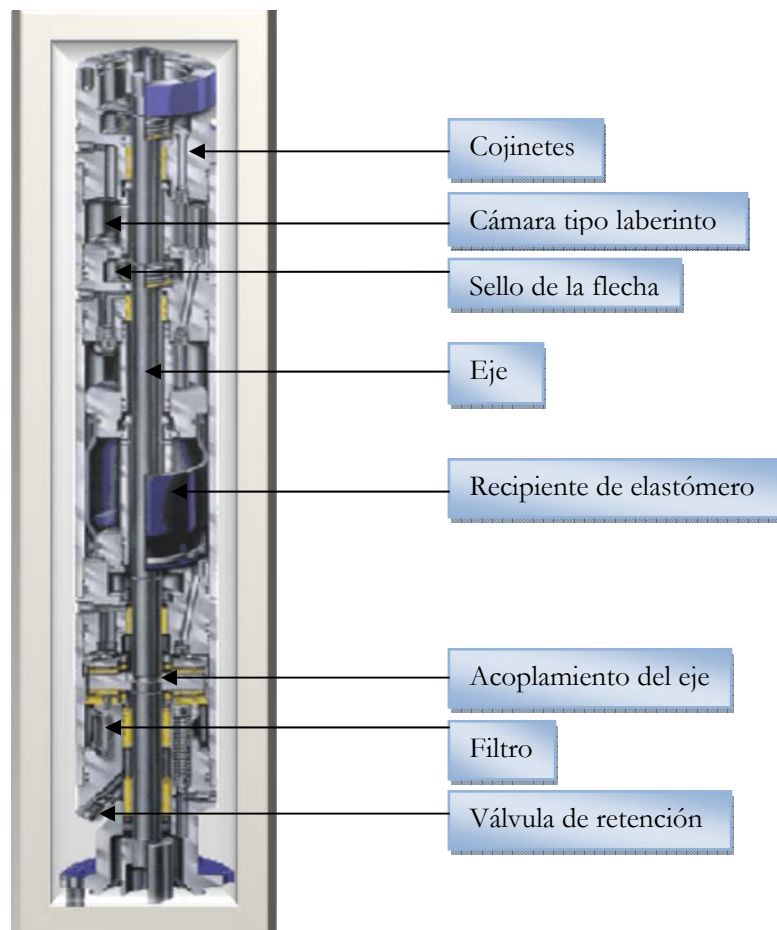


Figura 1.4. Protector tipo LSB.

* Ver Nomenclatura.

Funciones principales del protector:

- Transfiere la presión entre el motor y el fluido producido en el espacio anular igualando las presiones, al mismo tiempo actúa como un sello para mantener el aceite lubricante del motor sin que se contamine con los fluidos del pozo.
- Conduce el empuje ascendente y descendente que desarrolla la bomba, sus fuerzas se distribuyen en la superficie del cojinete de empuje del protector.
- Actúa como un depósito de fluido para compensar la expansión y contracción del aceite dieléctrico del motor. La temperatura en el interior se incrementa y hace que el aceite se expanda esto permite que el exceso de volumen de aceite pase del motor al protector y desplace el mismo volumen de fluido del pozo (del protector al pozo), al detenerse el motor el aceite dieléctrico se contrae al irse enfriando y regresa al motor. Sin un protector, al detenerse el motor y contraerse el aceite, el volumen vacío se llenaría de fluidos del pozo.
- Transmite el torque del motor a la bomba, ya que se encuentra en medio de éstos, además une la flecha impulsora del motor y la de la bomba.

**Figura 1.5. Protector REDA.**

Consideraciones en la selección del protector.

- La selección del cojinete de empuje debe hacerse para soportar una carga mayor que el máximo empuje que la bomba seleccionada sea capaz de generar en condiciones críticas.
- Para evitar que el eje del protector se rompa, se recomienda que el eje del protector tenga la capacidad de transmitir el torque necesario sin exceder la máxima resistencia.
- Antes de la instalación en el campo, se requiere que un técnico calificado llene el protector con aceite limpio para que no queden burbujas de aire atrapadas y produzcan una falla.
- Al recuperar el equipo del pozo para inspeccionarlo se debe revisar, antes de acostar el protector, la cámara tipo laberinto, debido a que si el protector se pone en posición horizontal, la restricción del tubo “u” se quita y el fluido del pozo se puede ir a todos lados.
- Si se van a manejar fluidos con arena o tratamientos químicos continuos, es conveniente, instalar una cámara de tipo laberinto en la parte superior.
- Es importante seleccionar el cojinete de empuje apropiado debido a que una de las funciones primarias es manejar el empuje generado por la bomba.

1.2.3 SEPARADOR DE GAS.

Existen dos tipos de separadores de gas, estáticos y dinámicos o rotativos, su diferencia es que los dinámicos ejercen un trabajo en el fluido para lograr mayor separación y los estáticos no, se colocan entre la bomba y el protector, generalmente se construyen integrados a la bomba, se usa para evitar el gas libre dentro de la bomba ya que con éste se reduce su eficiencia y puede haber efecto de cavitación.

Separador Estático: también llamado separador de flujo inverso, su función es invertir la dirección de flujo del fluido al entrar en el separador y desviar el gas libre hacia el espacio anular, aunque algunas burbujas no se logran separar y pasan con el líquido al interior de la bomba, el bombeo es más eficiente si se utiliza un separador de gas.



Figura 1.6. Separador de flujo inverso.

Separador dinámico, éste succiona los fluidos que pasan a la cámara de incremento de presión donde el inductor aumenta la presión de la mezcla, después pasan a la cámara de separación y dependiendo del separador rotativo utilizado se separan por medio de centrifugación o por efecto vortex*, la fase líquida es expulsada a la pared interna del housing por ser más densa que la fase gas, la cual se concentra en el centro, después, unas aletas redireccionan las dos fases cambiando la dirección tangencial a axial lo cual envía el gas al espacio anular y el líquido a la succión de la bomba.

Es recomendable usar un separador estático siempre que el pozo pueda operar sin problemas con éste, puesto que entre más sencillo sea el aparejo de BEC es mejor. En la figura 1.7 se muestra un separador Dinámico marca REDA tipo Vortex y en la figura 1.8 se muestra un separador AGH (Advanced Gas Handler), este dispositivo funciona reduciendo el tamaño de la burbuja de vapor y cambiando la distribución de la burbuja de gas, homogeneizando la mezcla líquida-gaseosa, al punto de comportarse como un líquido monofásico antes de entrar en la bomba, el dispositivo AGH se puede instalar en serie sobre los separadores rotatorios o tipo vortex, en pozos con alto RGA.

* **Vortex** Es una tecnología de separadores dinámicos de gas. Este separador utiliza el efecto de remolino (vortex) que se genera en el fluido al pasar por los puertos de entrada, inductor, propulsor y By-pass de descarga.

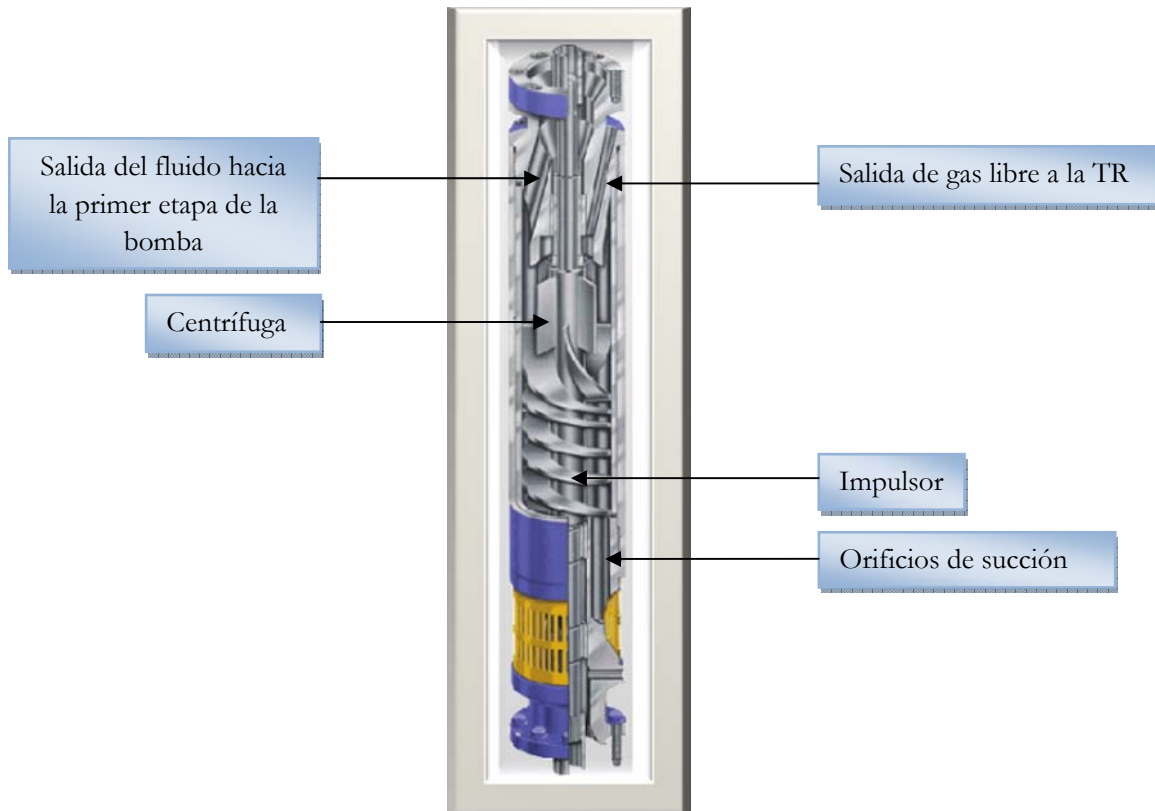


Figura 1.7. Separador de gas centrífugo o rotario.

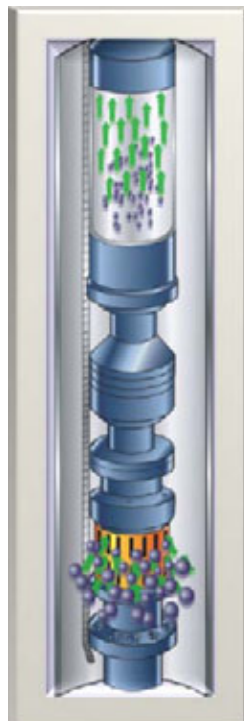


Figura. 1.8. Separador AGH (Advanced Gas Handler).

Consideraciones para la selección del separador:

- Si va a manejar pocas cantidades de gas se recomienda usar un separador de flujo (estático) es preferible que el sistema BEC sea mas sencillo.
- Durante la selección del separador de gas se debe tomar en cuenta el volumen total que va a manejar el separador y verificar que esté dentro del rango de operación recomendado en el cual el separador es eficiente.
- Es recomendable usar un separador de gas dinámico solamente si es indispensable.
- Puesto que los separadores rotativos entregan energía al fluido, es necesario considerar la potencia requerida por el separador en los HP totales requeridos del motor para la aplicación.

1.2.4 BOMBA CENTRÍFUGA

Las bombas centrífugas sumergibles son de etapas múltiples, cada etapa contiene un impulsor y un difusor, el impulsor imparte energía cinética a los fluidos y el difusor la convierte en energía potencial, cuando el fluido es admitido por un orificio cerca del eje éste se dirige al diámetro exterior del impulsor, entonces, el difusor lo envía al impulsor de la siguiente etapa aumentando la presión en cada paso hasta que el fluido es expulsado por la última etapa con presión suficiente para elevarlo a la superficie.

El volumen de fluido que la bomba maneja depende de su geometría o tamaño de etapa, la carga que genera la bomba y la potencia que requiere dependen del número de etapas, estas se designan de acuerdo al caudal de máxima eficiencia. Todas las etapas están hechas de una aleación especial o níquel resistente a la corrosión.



Figura 1.9. Etapa de la bomba.

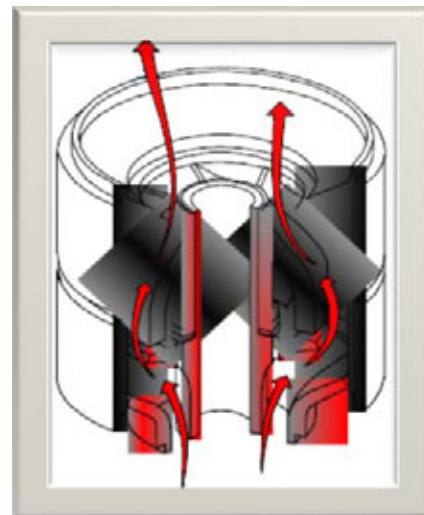


Figura 1.10. Flujo en la etapa de la bomba.

La función de la bomba es incrementar presión en los fluidos del pozo y hacerlos llegar a la superficie, existen tres tipos de bombas, clasificadas de acuerdo al empuje que generan.

Flotante "FL": Los impulsores que flotan sobre el eje pueden moverse hacia arriba o abajo (axialmente), este tipo es recomendable cuando se tiene que manejar fluidos moderadamente abrasivos.

Compresión: Los impulsores están fijos al eje rígidamente y son comprimidos todos juntos, si un impulsor se mueve hacia arriba o hacia abajo el eje se moverá y todos los impulsores también, sirve para manejar fluidos severamente abrasivos.

Impulsores inferiores tipo flotante "BFL": Este tipo fue construido para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector, los impulsores superiores son del tipo compresión y los inferiores del tipo flotante.

Es recomendable que la bomba opere en un rango entre 75 y 125% del gasto de mayor eficiencia de la bomba según las curvas características de la bomba, cabe mencionar que la cantidad de carga que genera un impulsor (o presión que desarrolla la bomba convertida a longitud de columna hidráulica que levanta) no depende de la densidad del fluido, así que la presión desarrollada por la bomba solo depende de la velocidad del impulsor. "... si la primera etapa eleva la presión en 7 (lb/pg²) y la bomba tiene 20 etapas, el incremento total de presión que se obtiene es de 142 (lb/pg²)."¹

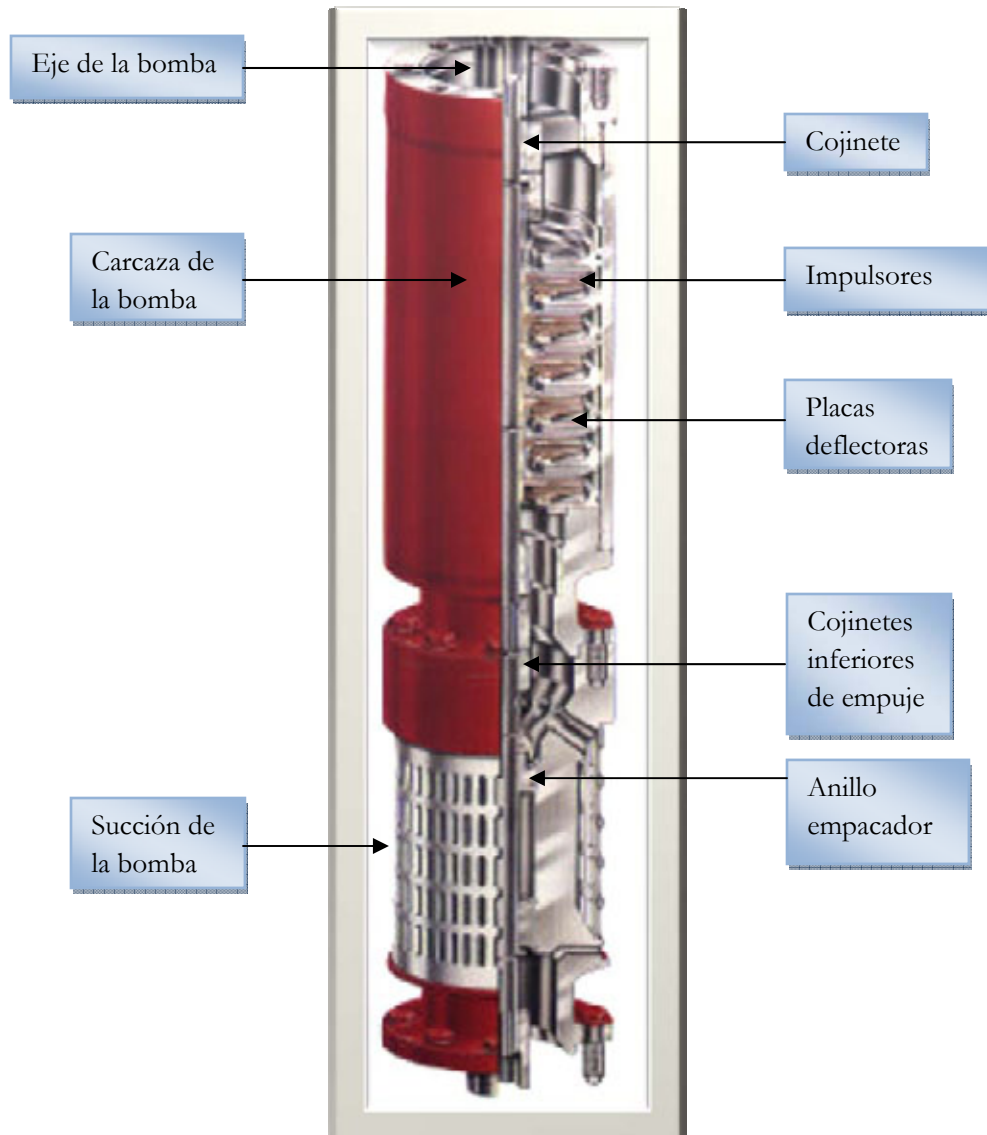


Figura 1.11. Bomba Centrífuga Sumergible REDA.

Selección de la bomba.

- Es recomendable seleccionar la bomba de mayor diámetro posible que quepa en la tubería ya que las bombas de mayor diámetro son más eficientes y menos costosas.
- Si se selecciona una bomba con etapas más grandes, la bomba es más eficiente con fluidos viscosos o con alto RGA.
- Se recomienda usar bombas con etapas de flujo mixto cuando se tiene que manejar grandes cantidades de gas libre.
- Cuando el índice de productividad del pozo es desconocido o no es un dato muy seguro, es preferible usar bombas tipo compresión, ya que se fabrican con tolerancias más estrechas.
- Si se selecciona una bomba tipo compresión se tiene que verificar que el empuje generado no exceda la capacidad de carga del cojinete de empuje del protector tanto a las condiciones de operación como en el caso de máxima carga, al seleccionar este tipo de bomba también se tiene que realizar un proceso de calibración de la posición del eje “Procedimiento de Espaciamento de Campo” con éste se instalan laines o láminas metálicas en los couplings entre bomba - bomba y bomba – intake usando herramientas especiales.
- En algunos casos, para garantizar que el empuje sea transmitido al cojinete de carga del protector, se requiere alzar el eje y los impulsores para evitar que estos se recarguen en los difusores inferiores, en otros casos es necesario permitir deslizamiento del eje hacia abajo, dependiendo del tipo de etapa de la bomba que se este instalando.
- La viscosidad afecta la eficiencia de la bomba ya que disminuye la curva de capacidad de carga y la máxima eficiencia sucederá a un gasto menor. Como las curvas características de la bomba están diseñadas con agua como fluido, entonces se tienen que ajustar para un fluido más viscoso.

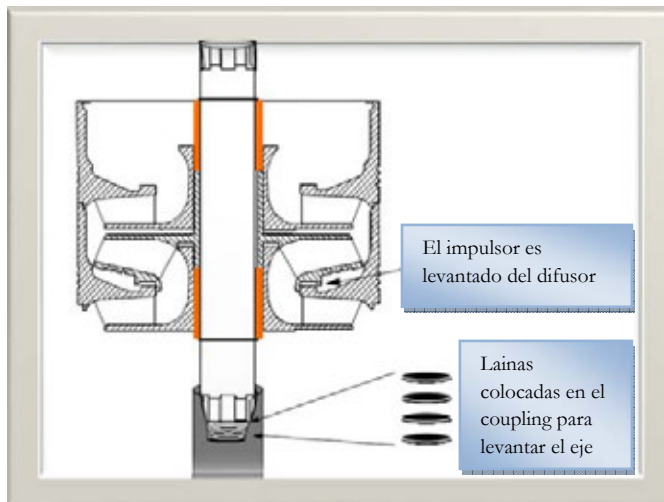


Figura 1.12. Espaciamento de ejes.



Figura 1.13. Sección de Etapas.

Para la selección de la bomba los fabricantes utilizan nomenclaturas, por ejemplo para la bomba DN1750 la letra **N** indica que el material con que están hechas las etapas es una aleación de níquel resistente (Ni-Resist), la letra **N** en algunas series de bombas puede estar al final, si la serie no tiene la letra **N** quiere decir que el material del impulsor es plástico (Ryton), así por ejemplo, la bomba A1200 tiene un impulsor de plástico, los números 1200 significan que maneja un caudal máximo de 1200 [BPD] a 60 [Hz], y la bomba **AN1200** es igual solo que con impulsores de Ni-Resist, a excepción de las bombas más grandes como las M520, M675, N1050, N1500 y P2000 aunque la letra "N" no aparece, tienen etapas de Níquel Resistente. Hay tipos de bombas de la **A** a la **J** de acuerdo a su diseño, la longitud del housing varía, por ejemplo "40", "110", etc., pero todas las longitudes premeditadas se encuentran en cualquier tipo de bomba (de la **A** a la **J**).

Curva de operación de la bomba.

Los fabricantes de las bombas publican curvas de desempeño de las bombas de una etapa donde definen el rango operativo óptimo o rango de producción recomendado para la bomba, en este caso es la "zona sombreada" para una velocidad dada, cuando se trabaja fuera de esa zona el equipo puede sufrir desgaste en los impulsores y difusores.

También indica la potencia que necesita la bomba "línea de puntos" en un rango de capacidad de flujo, la "línea continua" nos indica la capacidad de carga, ésta muestra la relación entre la carga dinámica total y la capacidad de flujo de la bomba, por último la gráfica muestra una "línea de guiones" que representa la eficiencia de la bomba. En base a la carga dinámica total, todas las curvas se grafican contra el gasto. Con esta gráfica se puede determinar la cantidad de etapas que requiere la bomba para funcionar eficientemente.

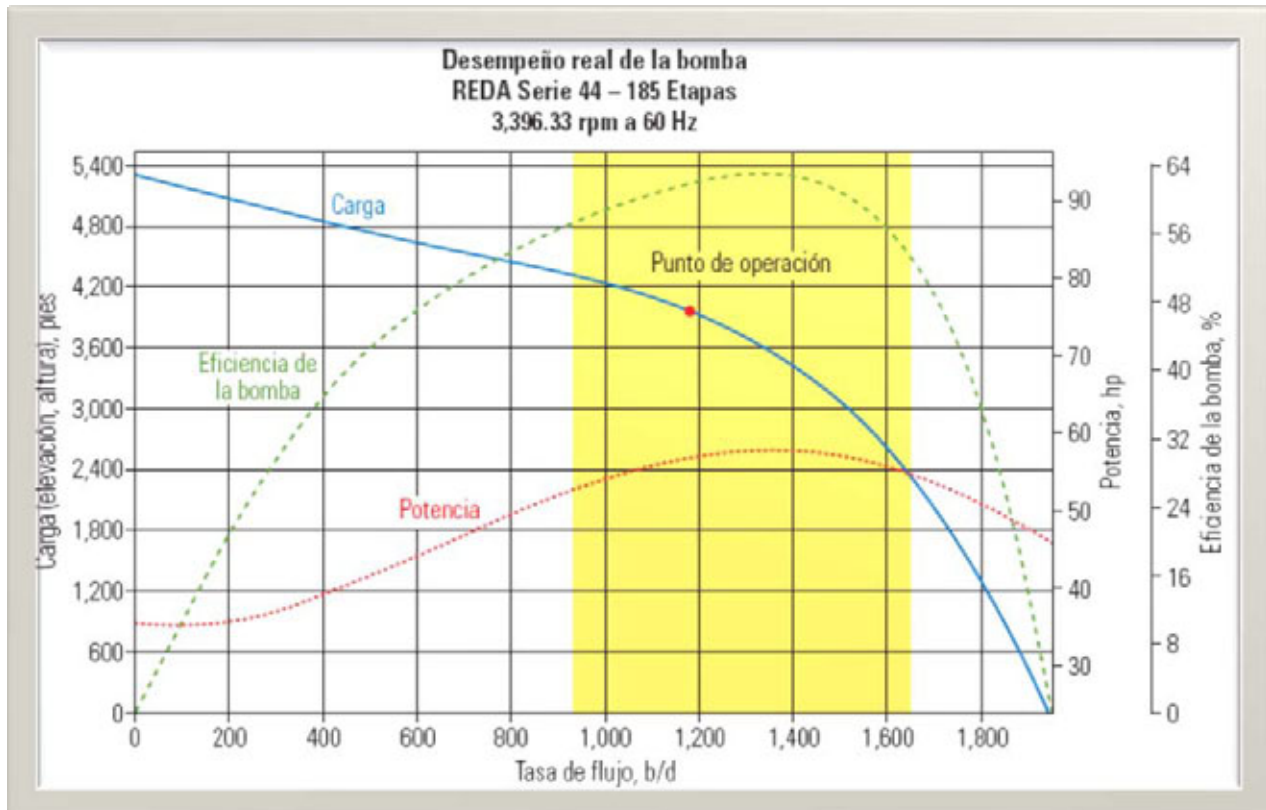


Figura 1.14. Curva característica de una bomba.

Como ya se mencionó, las curvas características de las bombas son construidas por los fabricantes los cuales miden el gasto, determinan la carga hidráulica, la potencia, la eficiencia y las revoluciones por minuto para poder generar la curva, así que cada curva es para una velocidad en particular.

Sin embargo, existen unas relaciones matemáticas denominadas **leyes de afinidad** con las cuales es posible configurar el comportamiento de una bomba, de una velocidad determinada a otra velocidad en condiciones de flujo similares, estas relaciones se muestran enseguida.

Si se cambia la velocidad de rotación de N_1 a N_2 , se pueden confeccionar otras curvas características a la nueva velocidad de acuerdo a las relaciones:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{N_2}{N_1} \dots\dots\dots (3)$$

$$\frac{H_2}{H_1} = \left[\frac{N_2}{N_1} \right]^2 \dots\dots\dots (4)$$

$$\frac{Hp_2}{Hp_1} = \left[\frac{N_2}{N_1} \right]^3 \dots\dots\dots (5)$$

Cambiando el diámetro del impulsor D pero manteniendo la velocidad de rotación constante, la eficiencia de la bomba no es afectada si el diámetro del impulsor no es variado (reducido) en un valor mayor al 5 %, para las demás variables se tiene:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{D_2}{D_1} \dots\dots\dots (6)$$

$$\frac{H_2}{H_1} = \left[\frac{D_2}{D_1} \right]^2 \dots\dots\dots (7)$$

$$\frac{Hp_2}{Hp_1} = \left[\frac{D_2}{D_1} \right]^3 \dots\dots\dots (8)$$

Donde: $Q = Gasto$

$H = Carga$

$Hp = Potencia$

Así que manipulando estas ecuaciones se pueden hacer cálculos para cambiar el diámetro o la velocidad y si se tienen los datos de una curva por ejemplo, para 50 [Hz] y se quiere cambiar la velocidad a 60 [Hz] entonces se pueden utilizar las relaciones:

$$Q_{60\text{Hz}} = Q_{50\text{Hz}} \left[\frac{N_{60\text{Hz}}}{N_{50\text{Hz}}} \right] \dots\dots\dots(9)$$

$$H_{60\text{Hz}} = H_{50\text{Hz}} \left[\frac{N_{60\text{Hz}}}{N_{50\text{Hz}}} \right]^2 \dots\dots\dots (10)$$

$$Hp_{60\text{Hz}} = Hp_{50\text{Hz}} \left[\frac{N_{60\text{Hz}}}{N_{50\text{Hz}}} \right]^3 \dots\dots\dots (11)$$

Para calcular el número de etapas que deberá tener la bomba de acuerdo a las condiciones del pozo en el que se instalará se utiliza la ecuación:

$$\text{Total de etapas} = \frac{\text{Carga dinámica total} \left[\frac{\text{Ft}}{\text{ft/etapa}} \right]}{\text{Carga}} \dots\dots\dots(12)$$

La carga dinámica total CDT se calcula:

$$\text{CDT} = \left[\begin{array}{l} \text{Profundidad} \\ \text{de colocación} \\ \text{de la bomba} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Prestón en} \\ \text{la cabeza} \\ \text{del pozo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Pérdida de} \\ \text{prestón} \\ \text{por fricción} \end{array} \right] - [\text{Sumergencia}] \dots\dots\dots (13)$$

Donde la sumergencia es la longitud de la columna hidráulica del espacio anular entre la profundidad de la bomba y el nivel dinámico del fluido. La carga dinámica total CDT se calcula siempre y cuando se tenga los datos necesarios para dicho cálculo.

La potencia total (de todas las etapas) se calcula:

$$Hp = [\text{Potencia por etapa} * \text{Total de etapas} * \gamma_f] \dots\dots\dots (14)$$

DONDE:

γ_f = es densidad específica del fluido

1.2.5 SENSORES DE FONDO.

Los sensores de fondo registran diversos parámetros de operación del equipo, registran y emiten una señal digital a través del cable de acero blindado hacia el tablero de control en superficie, en donde es decodificada por una computadora para mostrar el funcionamiento del equipo como:

Sensor de fuga de corriente: protege el sistema eléctrico del calor excesivo de la bomba, indica la falla del aislamiento del bobinado del motor eléctrico y la pérdida del aislamiento fase-tierra.

Sensor de presión de descarga: protege la bomba de la alta presión, causada por los cierres de las válvulas y los taponos de fluido pesado.

Sensor de presión de admisión: protege la bomba de la baja presión, causada por el nivel bajo del fluido y de la obturación por gas.

Sensor de temperatura: protege a la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación a alta temperatura, a través de la admisión, así como de la temperatura elevada del fluido de producción.

Sensor de aceite del motor: protege el motor de la alta temperatura causada por las condiciones de flujo y refrigeración deficiente debido a la acumulación de incrustaciones.

Sensor de vibración del motor y de la bomba: protege a la bomba y al motor de la vibración y del daño mecánico, causado por la producción excesiva de sólidos y el desgaste mecánico excesivo.

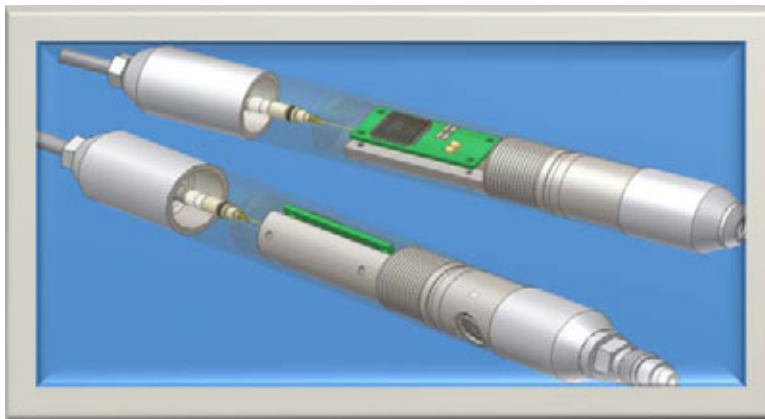


Figura 1.15. Sensores de fondo.

1.2.6 CABLE DE CORRIENTE ELÉCTRICA.

El cable es de tres fases, su función es la de transmitir corriente eléctrica necesaria desde la superficie hasta el motor sumergible para su adecuado funcionamiento y llevar las señales digitales enviadas por los sensores de fondo al tablero de control en la superficie a través de conductores de cobre estañado o aluminio, estos conductores son aislados de manera individual y provistos de una barrera protectora y/o una fibra trenzada sobre el aislamiento, además son encamisados para proveer protección tanto mecánica como química y por lo general se envuelven con armadura metálica “blindaje”.



Figura 1.16. Cable de corriente eléctrica.

Existen cables de construcción plana (conductores paralelos) y los cables redondos.



Figura. 1.17. Cable de construcción plana (izquierda) y cable redondo (derecha).

Las diferencias que hay entre el cable plano sobre el cable redondo es que ofrece menor protección mecánica, haciendo que sea más susceptible a daño durante la instalación, por ejemplo, si se le aplica una fuerza de compresión, los conductores en el cable redondo

pueden moverse ligeramente debido a que es completamente simétrico, Figura 1.18, en cambio en el cable plano, no hay lugar para absorber el esfuerzo haciendo que se comprima, además, los dos conductores en los extremos están a temperaturas iguales calentándose uniformemente, sin embargo, el conductor central está rodeado por estos dos conductores calientes, de tal forma que no puede disipar el calor haciendo que el conductor central funcione a mayor temperatura que los otros dos conductores, Figura 1.19.



Figura 1.18. Cable redondo con fuerza de compresión.



Figura 1.19. Cable plano con fuerza de compresión y perfil térmico.

Se debe tener una adecuada selección del cable de corriente eléctrica para las condiciones de operación, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, pérdidas de voltaje debidas al tamaño y longitud del cable y otros componentes eléctricos del sistema, además de la temperatura, tipo de fluidos, tratamientos químicos, gas, nivel de fluido, etc. REDA agrupa sus cables en familias con características diferentes como se muestra en la siguiente tabla:

FAMILIA	MATERIAL	TEMPERATURA
REDALENE	Aislamiento de Propileno, forro de nitrilo resistente al petróleo.	-45 °F < t > 205 °F
REDAHOT	Aislamiento de Etileno, Propileno, Metileno y forro de Nitrilo resistente al petróleo.	t > 275 °F
REDABLACK	Aislamiento y forro de Etileno, Propileno, Metileno.	300 °F < t > 400 °F
REDALEAD	Aislamiento de Etileno, Propileno, Metileno y forro de plomo.	400 °F < t > 450 °F

Tabla 1.2. Cables de la familia REDA.

Para diseñar un cable adecuado para bombeo electrocentrífugo es necesario conocer las designaciones usadas para los materiales. Figura 1.20, por ejemplo, un tipo de cable puede ser de la configuración siguiente:

Cable: 2/7POTBG4F que significa, 2/7 es el conductor trenzado número 2 de calibre número 7, P es el aislamiento polipropileno, O es el aislamiento de nitrilo resistente al aceite, TB es el trenzado y encintado, G es la armadura de acero galvanizado, 4 significa que es para 4 [kv] y F que el cable es plano, ver apéndice A Tabla 3A.



Figura 1.20. Componentes.

1.2.7 CONEXIÓN DEL MOTOR (MUFA).

Es un dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de corriente eléctrica. Va encintado en cada una de sus fases y sujeta al motor como se muestra en la figura 1.21.

Antes de la instalación de la mufa se realizan pruebas eléctricas de aislamiento y de presión con 25 [psi] por un tiempo de 15 minutos para determinar cualquier anomalía, esto se realiza cuidadosamente en la localización del pozo ya que constituye una de las partes débiles de la instalación.



Figura 1.21. Conexión Mufa – Motor.

Respecto al calibre del cable, se evalúa la caída de voltaje en los conductores, por ejemplo si aplicamos voltaje a un cable conductor eléctrico de gran longitud, “los volts por pie disminuyen conforme el alambre es más largo, porque la velocidad del electrón disminuye reduciéndose la corriente, es decir, “la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor”³.

Por el contrario, cuando el diámetro es mayor, “el número de electrones libres por unidad de longitud se incrementa con el área, aumentando la corriente para una fuerza electromotriz (fem) dada ya que se mueven más electrones por unidad de tiempo, es decir, la resistencia es inversamente proporcional al área de la sección transversal del conductor”³.

Por lo tanto un cable con mayor calibre tiene menores pérdidas de voltaje, lo que lo hace eficiente, pero este a su vez es muy costoso, debiéndose hacer un balance de costos y buscar un equilibrio entre costo inicial y costo de operación.

La forma más sencilla para determinar la pérdida de voltaje de un cable es usando una carta de caída de voltaje con su factor de corrección a determinada temperatura (Apéndice A, figuras 4A y 5A).

Una mufa puede ser utilizada en cualquier punto a lo largo del cable, donde se detecte una falla del mismo o donde la longitud del cable sea insuficiente para llegar a la superficie.

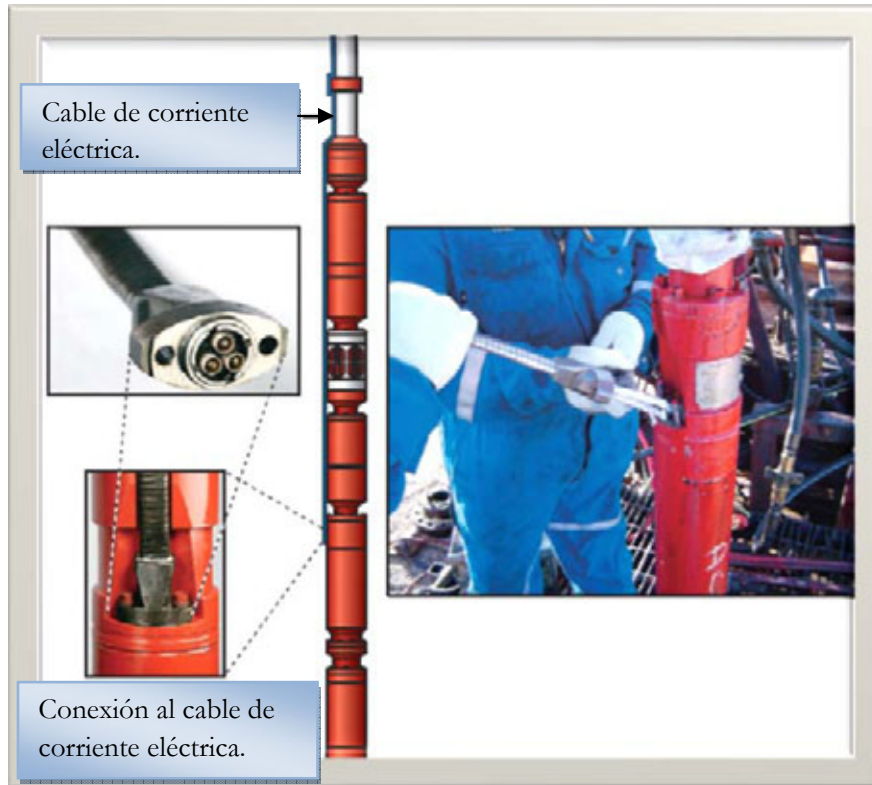


Figura 1.22. Conexión Mufa.

1.2.8 GUÍA Ó CENTRALIZADOR.

Su finalidad del centralizador es la de evitar que el equipo se golpee con las paredes de la tubería de revestimiento durante la instalación o cuando se requiera introducir una herramienta al fondo del pozo. Figura 1.23. Si existiera una obstrucción primero golpearía a la guía protegiendo así a los sensores de fondo.

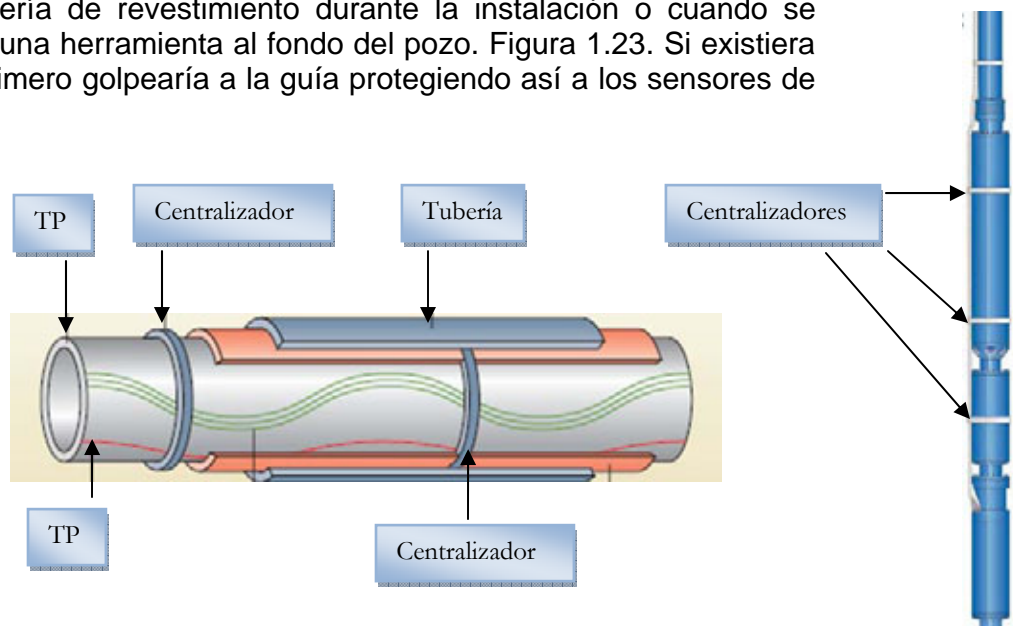


Figura 1.23. Guía ó centralizador.

1.3 COMPONENTES SUPERFICIALES.

Las partes superficiales son: bola colgadora, caja de unión o venteo, tablero de control, amperímetro, transformador y variador de frecuencia.

1.3.1 BOLA COLGADORA.

La finalidad de este dispositivo es sostener la tubería de producción, y de permitir su paso, así como el del cable de corriente eléctrica, esto se logra sellando el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento para evitar fuga de fluidos hacia la superficie. Esta bola colgadora se coloca sobre el árbol de válvulas y está fabricada de acero con una cubierta de neopreno.

1.3.2 CAJA DE UNIÓN O VENTEO.

La caja de venteo se localiza entre el cabezal del pozo y el tablero de control por razones de seguridad, ya que el gas puede viajar a través de lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero de control y producir un incendio o explosión; la caja de unión o venteo evita que esto ocurra por que los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando que el gas viaje a lo largo del cable y llegue al Tablero de control.

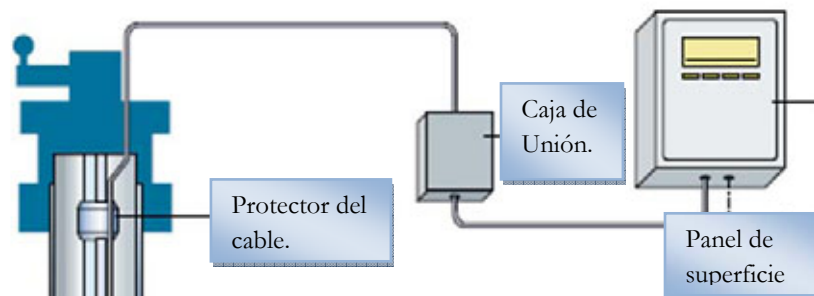


Figura 1.24. Caja de unión o venteo.

1.3.3 TABLERO DE CONTROL.

También conocido como arrancador, es un equipo por el cuál se opera y controla el aparejo de producción en el fondo del pozo, es resistente a factores como aire y agua. Existen diferentes tamaños acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo, por ejemplo, los más simples pueden tener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga, los más complejos pueden llegar a tener botón de arranque, fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, variador de frecuencia, luces indicadoras de sensores, desconectores de fusibles, interruptor de aceite, amperímetros y otros dispositivos para control automática o a control remoto. Figura 1.25.

Los tipos de tableros existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos. Están compuestos de dos secciones principales, el compartimiento de alto voltaje y el compartimiento de bajo voltaje.

En el primero el circuito principal de energía eléctrica se conecta con el botón de arranque (interruptor) y cuando se acciona se transmite la energía eléctrica a través del cable a la unidad de bombeo poniéndose en marcha, cuando se para, deja de operar la bomba.

En el segundo, tenemos instalados fusibles de protección (relevadores) por sobrecarga y baja carga, estos son sensibles a los cambios repentinos de corriente eléctrica, cuando se presenta alguna de estas se activan suspendiendo el bombeo inmediatamente para evitar posibles daños al sistema. En esta sección se pueden encontrar instalados varios accesorios y dispositivos según sea la complejidad del tablero.



Figura 1.25. Tablero de control.

1.3.4 AMPERÍMETRO

Este dispositivo registra la corriente eléctrica que consume el motor, mediante dispositivos conectados al cable se grafica en una carta denominada “carta del amperímetro” (Figura 1.26) y con esta carta podemos conocer el amperaje real en el cable conductor que alimenta al motor sumergible. Esto es posible por que el amperaje que consume el motor es sensible a los cambios de densidad relativa y al gasto, al aumentar la densidad relativa de los fluidos se requiere de más corriente para que el motor genere mayor potencia. Estas variaciones de corriente se reflejan en la carta del amperímetro las cuales son útiles para identificar las causas del problema y el lugar donde se presente.

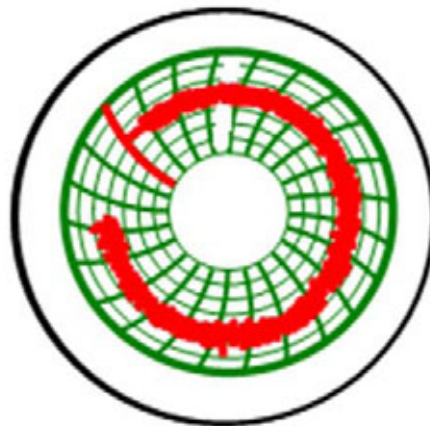


Figura 1.26. Carta del amperímetro.

1.3.5 TRANSFORMADOR.

Este equipo está diseñado para convertir el voltaje de la línea primaria al voltaje requerido para alimentar al motor eléctrico en el fondo del pozo, este equipo es llenado de aceite para su auto enfriamiento.

1.3.6 VARIADOR DE FRECUENCIA.

Este dispositivo está localizado en el tablero de control, está diseñado para manejar frecuencias variables que se requieran en el motor eléctrico sumergible y con esto modificar la velocidad lo que permite que el sistema produzca un rango de volúmenes de fluidos más amplio que el que sería posible con una velocidad del motor fija.



Figura 1.27. Transformador.

1.3.7 ACCESORIOS.

Otros accesorios pueden ser: válvula de drene, válvula de contrapresión, carrete de cable, cajas protectoras para transporte del equipo.

1.3.8 VÁLVULA DE DRENE.

Esta válvula establece la comunicación que existe entre el espacio anular y la tubería de producción, con la finalidad de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo, esto se logra dejando caer por la tubería de producción una barra de acero la cuál rompe un perno y con esto se genera un orificio de comunicación con el espacio anular.

1.3.9 VÁLVULA DE CONTRA PRESIÓN.

La válvula de contra presión permite que el flujo esté en un solo sentido (ascendente), es decir, funciona como una válvula “check”, Cuando se detenga el flujo de fluidos por alguna razón esta válvula impide el regreso de la columna de fluidos y impide el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, evitando cualquier daño a la bomba.

1.3.10 CARRETE DE CABLE.

Su función principal es la de enrollar el cable de acero blindado y evitar que se maltrate o golpee, en los casos en que es necesario sacar la bomba electro centrífuga, motor, protector, separador de gas, sensores de fondo y tubería a la superficie para reparación o sustitución.



Figura 1.28. Carrete de cable eléctrico.

1.3.12 CAJAS PROTECTORAS PARA TRANSPORTE DEL EQUIPO.

Las cajas protectoras de equipo son necesarias para cuidar el sistema de BEC durante su transporte a la localización del pozo, estas cajas reducen la exposición a condiciones climáticas adversas como: tormentas, violentos aires, frío, granizo, nieve, arena o polvo que pueden producirse en el campo y puedan originar una falla en el sistema.



Figura 1.29. Transporte del equipo en cajas protectoras.

1.4 DATOS NECESARIOS REQUERIDOS DEL POZO Y DEL YACIMIENTO PARA DISEÑAR UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE.

Para diseñar un sistema de BEC es necesario contar con la siguiente información:

- Análisis de pruebas como: Aforos, pruebas de producción, pruebas PVT, registros de presión temperatura así como el índice de productividad del pozo (IPR) debido a que éste establece la capacidad máxima de producción del pozo.
- Dimensiones y estado mecánico del pozo:
 - Profundidad del pozo total y de los intervalos perforados, estos determinan la profundidad de colocación de la bomba.
 - Tamaño y peso de las tuberías (TP y TR), debido a que estas dimensiones determinan el diámetro máximo del motor y de la bomba que puedan colocarse.
- Presión de separación, presión en la cabeza y presión en el fondo del pozo.
- Temperatura del fluido cerca del fondo y en la cabeza del pozo.
- Densidad específica del aceite, densidad del agua y gas, RGA y porcentaje de los fluidos de la mezcla ya que estos ayudan a determinar la potencia del motor.
- Producción de arena y/o depositación de parafinas.
- Viscosidad del fluido para calibrar las curvas características de la bomba.
- Voltaje disponible del suministro de potencia ya que determina el tamaño de los transformadores.

1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO (BEC).

VENTAJAS:

- Este sistema de levantamiento artificial es eficiente y económico cuando se tienen altos gastos de producción.
- Se puede sacar rápidamente de un pozo e instalarse en otro a bajo costo.
- No requiere de instalaciones superficiales voluminosas, solo de un tablero de control y su transformador.
- La operación de este sistema artificial de producción se controla y supervisa fácilmente.
- Maneja grandes volúmenes de fluido en un rango de 100 a 90 000 [bpd].
- Puede ser utilizado en pozos desviados menores a 0° a 60°.
- Bajo impacto ambiental debido a la ausencia de ruido en superficie.
- Opera en pozos someros y a grandes profundidades de hasta 20 000 [ft].
- Opera a altas temperatura en un rango de 75 hasta 550 [°F].
- Debido a los materiales con los que está fabricado es resistente a la corrosión, abrasión e incrustación.
- Los sistemas BEC actuales se pueden instalar en pozos de gas, ya que cuentan con separadores de gas que permiten el manejo de éste.
- Puede operar con diferentes densidades de fluidos como hidrocarburos extra-pesado, pesado, mediano y ligero.
- Es aplicable tanto en pozos terrestres como marinos.

DESVENTAJAS:

- Limitaciones geométricas para instalar el aparejo de BEC en el pozo: La profundidad y la temperatura de operación limitan el rango de potencia del motor eléctrico y las características del cable, además el diámetro de la tubería limita el tamaño de la bomba y el motor.
- No es recomendable cuando se tengan que manejar grandes cantidades de sólidos.
- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema, debido a que es susceptible a las altas temperaturas, corrosión y a su mal manejo. En pozos muy profundos, el cable puede ser el componente más costoso del sistema.
- Requiere fuentes superficiales de suministro de energía eléctrica.
- El motor y la bomba son afectados por el nivel dinámico, si se bombea a un alto ritmo sin gas libre, baja el nivel dinámico hasta la succión de la bomba y el motor consumirá menor amperaje por lo que dejará de funcionar, si aumenta el nivel dinámico habrá una sobrecarga de corriente y el motor y la bomba dejarán de operar.

2.1 ANTECEDENTES.

La elevación con gas se utilizó por primera vez en el siglo XVIII en el norte de Pensilvania, el gas que se utilizaba para bombear agua de los pozos era aire comprimido, hacia el año de 1864 se utilizó por primera vez en campos petroleros. En el año de 1899 el levantamiento con aire se empezó a utilizar en el campo Bakú en Rusia, para el año 1900 se aplicó en los campos de la Costa del Golfo de México y en el año 1909 se utilizó en pozos de California donde se sustituyó el aire por gas natural debido a que era una operación más segura, no tenía efectos corrosivos como los que posee el aire, y se podía obtener a una presión y cantidad apreciable.

En 1923 este método empezó a tener éxito en la industria como competidor serio contra los demás métodos de levantamiento artificial. Poco después se comenzó a utilizar en el Medio Oriente y en todo el mundo.

El principio de funcionamiento del Bombeo Neumático es la inyección de gas en un pozo a través del espacio anular entre la tubería de producción (TP) y la tubería de revestimiento (TR), mediante una válvula colocada en el pozo a una profundidad estratégica, el gas inyectado a presión crea burbujas que se mezclan en el fluido del pozo dentro de la TP reduciendo la densidad de dicho fluido, esto hace que la presión de formación levante la columna de fluido contenido en la TP y lo conduzca a la superficie, además la expansión del gas también ayuda a desplazarlo.

Como el gas es la fuente principal de energía es necesario contar con un suministro abundante del mismo, la mayoría de veces se obtiene de pozos productores de gas, adicionalmente se necesita una estación de compresión o compresor a boca de pozo, un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja), sistema de control de gas sub-superficial (válvulas de inyección) y equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

Anteriormente este sistema tenía límites de tasa de inyección de gas para un flujo de fluido estable en la TP y TR, presión de operación máxima relativamente baja y sistemas de contra presión no confiables, ya que en sus inicios no se utilizaban válvulas sino que se perforaba un orificio pequeño en la tubería de producción por el cual se inyectaba el gas, poco después se desarrolló la válvula de inyección de gas que opera automáticamente debido a la presión diferencial entre la TR y TP, cuando la presión diferencial disminuye la válvula abre automáticamente y cuando se excede dicha presión la válvula se cierra.

La operación de pozos con BN aún con estas válvulas resultó ser poco eficiente, hasta que se colocó una válvula de pie en el fondo de la tubería de producción como un suplemento al empacador del espacio anular. Entonces comenzó a tener gran auge este sistema de levantamiento artificial y en la actualidad con las innovaciones tecnológicas se han superado las antiguas limitaciones y ahora es posible aplicar este método en pozos marinos.

A medida que se perforan pozos a mayor profundidad se requiere que este sistema opere a rangos de operación más elevados y con el desarrollo de la tecnología es posible aplicarlo en aguas profundas lo que no era posible en épocas pasadas haciendo que este sistema sea uno de los métodos más eficientes de levantamiento artificial de producción.

2.2 MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN CON BOMBEO NEUMÁTICO.

Existen dos métodos de explotación por Bombeo Neumático las cuales son: Bombeo Neumático Continuo y Bombeo Neumático Intermitente.

2.2.1 BOMBEO NEUMÁTICO POR FLUJO CONTINUO.

En este método se inyecta gas a alta presión de manera continua por el espacio anular a la tubería de producción (TP) mediante una válvula de flujo y una válvula en la superficie que regula el gas inyectado, el gas inyectado hace que disminuya la densidad de la columna de fluido creando un diferencial de presión que eleva la columna de fluido contenido en la TP y lo conduce a la superficie, adicionalmente el diferencial de presión hace que la formación aporte un incremento de fluidos en el gasto de producción del pozo.

Es recomendable aplicar el sistema de Bombeo Neumático continuo en pozos con alto índice de productividad IP mayor a 0.5 [bpd/psi] y presión de fondo fluyendo (P_{wf}) relativamente alta (250 [psi] mínimo) con columna hidrostática de 50% en relación a la profundidad del pozo, donde la producción por la TP esté dentro del rango de 200 a 20 000 [bpd] y si se explota por el espacio anular el gasto puede ser de 80 000 [bpd]. Así que la cantidad de flujo depende del diámetro interior de la TP si se tienen condiciones ideales de volumen de gas, presión de gas de inyección, índice de productividad (IP) y presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

En el caso de pozos que han dejado de producir naturalmente es una buena opción implementar el sistema de bombeo neumático continuo ya que éste hará restablecer la producción y se podrá variar en función del volumen de gas que se inyecte.

Las válvulas para el Bombeo Neumático Continuo deben ser sensibles a las presiones para que cuando la presión en la TP disminuya la válvula responda y comience a cerrarse para impedir el paso del gas inyectado y cuando aumente la presión, la válvula abra para permitir el paso del gas, así las válvulas deben regular el pasó del gas para que el sistema funcione correctamente.

El método de explotación por Bombeo Neumático Continuo, funciona de la siguiente manera: primero se inyecta gas por el espacio anular con un estrangulador o válvula de aguja, entonces la presión de la TR aumenta y ayuda a desplazar el fluido por la TP, la válvula uno queda abierta debido a que el gas pasa a la TP, después la presión en la TR se estabiliza, en la superficie la descarga es de gas y fluido, con ese gas el fluido es redireccionado hacia el separador, la siguiente válvula queda abierta por la inyección de gas en el espacio anular y la presión en la TR comienza a bajar ya que la válvula dos funciona con menor presión que la válvula uno, se sigue inyectando gas continuamente hasta llegar a la tercer válvula y se repite la operación hasta llegar a la cuarta o más si es que así lo requiere el diseño tomando en cuenta las características del pozo. Durante la descarga del pozo, la presión de fondo fluyendo disminuye al punto en el que los fluidos de la formación empiezan a entrar al fondo de la TP.

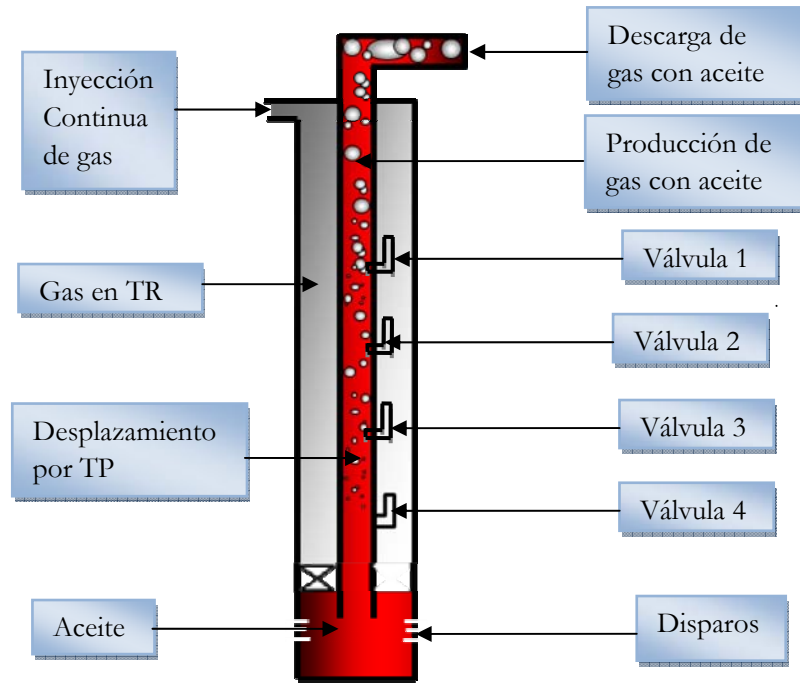


Figura 2.1 Bombeo Neumático Continuo.

2.2.2 BOMBEO NEUMÁTICO POR FLUJO INTERMITENTE.

Este método consiste en inyectar gas cíclicamente con un regulador o interruptor hacia el espacio anular y con una válvula que al abrir lo envía hacia la TP disminuyendo la densidad de la columna del fluido producido y conduciéndolo hasta la superficie en forma de tapón o bache, por los efectos de resbalamiento el líquido no alcanza a llegar a la superficie en su totalidad, así que resbala y se reincorpora al siguiente bache que la formación productora está generando, cuando la válvula se cierra, transcurre un periodo de aparente inactividad, en donde la formación productora continúa aportando fluidos al pozo, hasta formar un volumen determinado de fluidos por debajo del cual se vuelve a inyectar gas para impulsarlo nuevamente a la superficie comenzando un nuevo ciclo.

El gas es inyectado en intervalos regulados en la superficie para hacer producir al pozo el gasto deseado, pueden utilizarse uno o varios puntos de inyección de gas en forma sincronizada a través de una o más válvulas sub-superficiales.

Para poder llevar a cabo este método de bombeo es necesario que las válvulas estén diseñadas de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo, en el punto único de inyección, todo el gas necesario para subir el bache hacia la superficie se inyecta a través de la válvula operante, en el punto múltiple de inyección, la expansión del gas actúa sobre el bache empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra debajo de este actuando como válvula de operación.

Este método de explotación cíclica es recomendable en pozos con alto índice de productividad mayor a 0.5 [bpd/ Δp] y bajas presiones de fondo fluyendo (columna de fluido menores al 30% de profundidad respecto al pozo), o bajo índice de productividad menor a 0.5 [bpd/ Δp] y también bajas presiones de fondo.

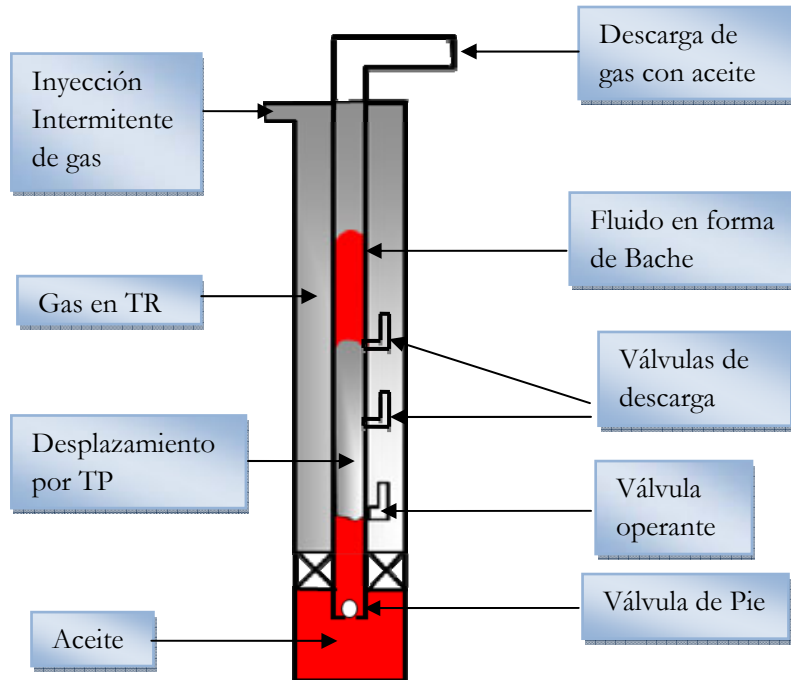


Figura 2.2. Bombeo Neumático Intermitente.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO.

Para poder determinar la instalación a utilizarse, es necesario definir el tipo de Bombeo Neumático, es decir, continuo o intermitente, además se debe de tomar en cuenta el comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento de la presión de fondo fluyendo, índice de productividad, características del pozo, el tipo de terminación, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas.

Las válvulas están diseñadas de tal forma que funcionen como un orificio de apertura variable para el Bombeo Neumático Continuo, dependiendo de la presión que se le proporcione a la tubería de producción o pueden tener un rango amplio para el caso de Bombeo Neumático Intermitente y por lo tanto suministrar un volumen de gas de manera rápida a la tubería de producción para desplazar el bache de fluidos.

Las instalaciones de Bombeo Neumático se clasifican en:

- Instalación Abierta (sin empacador ni válvula de pie).
- Instalación Semi-cerrada (con empacador).
- Instalación Cerrada (con empacador y válvula de pie).

2.3.1 Instalación abierta.

En esta instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin que exista empacador en el espacio anular ni válvula de pie en el extremo de la tubería de producción, el volumen de gas es inyectado en el espacio anular entre la TP y la TR (válvula de inyección) hacia los fluidos contenidos en la tubería de producción disminuyendo su densidad y desplazándolos hacia la superficie.

Al no contar con empacador el aparejo, permite la comunicación entre la TP y la TR, de modo que en esta instalación el pozo más adecuado es aquel que tiene buenas características así como una alta presión de fondo, y que presente un nivel alto de fluido que forme un sello o tapón.

No es recomendable para Bombeo Neumático Intermitente, pero puede hacerse cuando las condiciones del pozo, tales como corrosión o arenamiento por el fluido, impidan colocar un empacador, la instalación puede operar ineficientemente cuando el gas de inyección entre por el extremo inferior de la tubería de producción, o cuando parte de los fluidos del pozo sean forzados hacia la formación a causa de la alta presión del gas, actuando directamente sobre la formación expuesta.

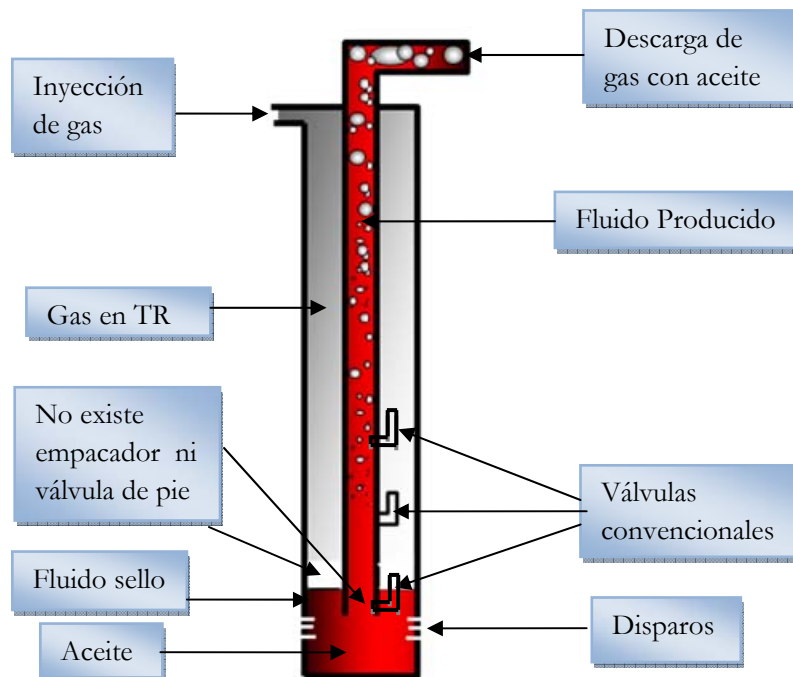


Figura 2.3. Instalación abierta.

2.3.2 Instalación Semi-cerrada.

En este tipo de instalación, el aparejo de producción no tiene válvula de pie, pero lleva instalado un empacador que aísla las tuberías de producción y de revestimiento de cualquier fluido proveniente del fondo de la TP, una vez que el fluido entra a la tubería de producción, el fluido no pueda regresar al espacio anular de la tubería de revestimiento, ya que todas las válvulas cuentan con un dispositivo de retención "Check" que impiden el flujo en sentido contrario, sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación.

Cuando las condiciones del pozo no permitan la operación de la válvula de pie es recomendable hacer este tipo de instalación.

La instalación semi-cerrada puede utilizarse para pozos con Bombeo Neumático Continuo ó Intermitente que tengan alta presión de fondo y bajo índice de productividad.

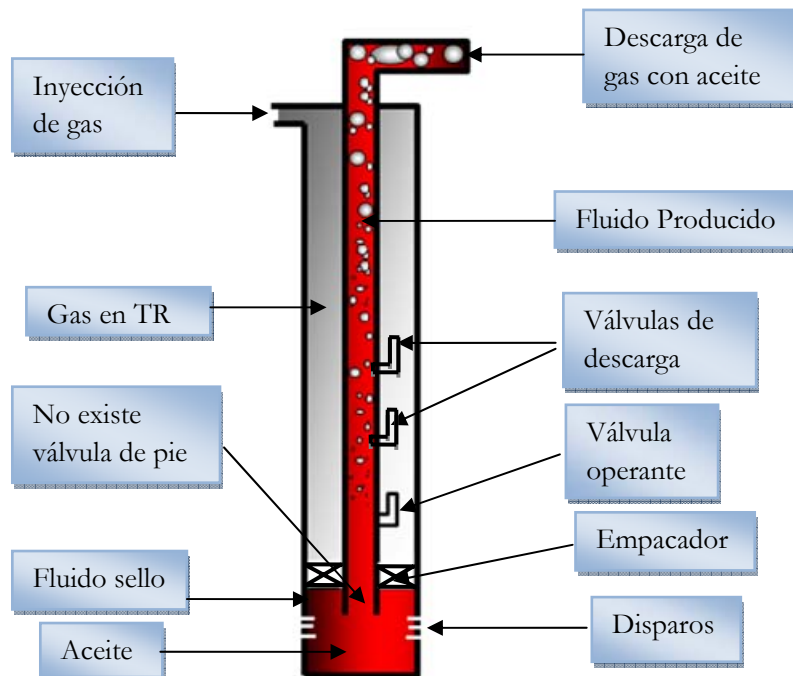


Figura 2.4. Instalación semi-cerrada.

2.3.3 Instalación cerrada.

En esta, el aparejo de producción lleva instalados la válvula de pie y el empacador, al igual que la instalación semi-cerrada el empacador aísla las tuberías TP y TR impidiendo cualquier comunicación de fluidos, la válvula de pie colocada al fondo de la tubería de producción ó inmediatamente debajo de la válvula operante, evita que la presión del gas de inyección en la tubería de producción, actúe contra la formación.

Debido a que este tipo de instalación cubre un amplio rango de condiciones del pozo, generalmente es la más utilizada.

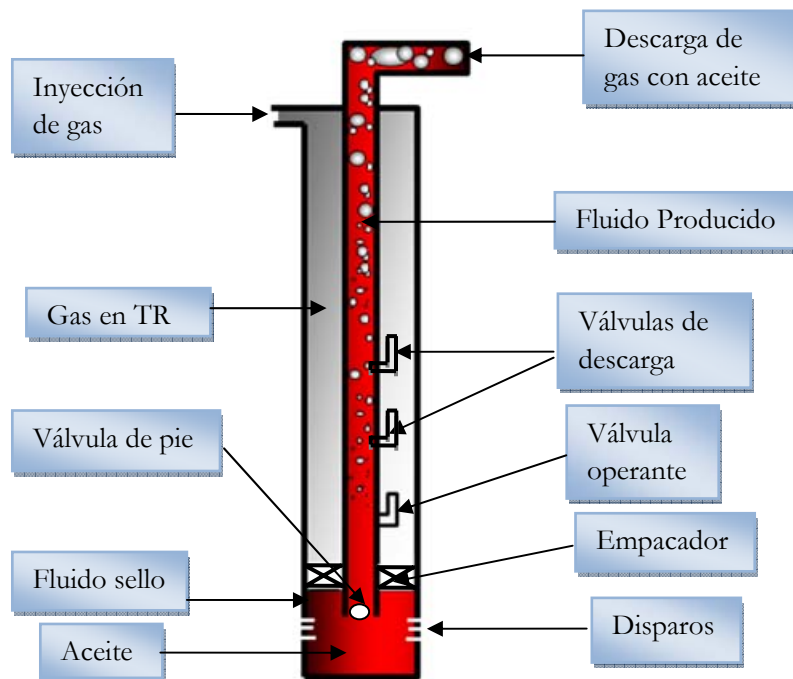


Figura 2.5. Instalación cerrada.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

El equipo subsuperficial es el que se coloca dentro del pozo y consta de un niple campana, una válvula de pie, tubería de producción, empacador y un conjunto de válvulas permanentes o recuperables que conforman el aparejo de Bombeo Neumático.

2.4.1 VÁLVULAS DE INYECCIÓN DE GAS.

Son mecanismos cuyo diseño permite la inyección regulada de gas de la tubería de la TR a la TP con el fin de “aligerar” la columna dentro de la TP para ayudar a extraer los fluidos aportados por el pozo, están distribuidas estratégicamente y son calibradas a una presión de cierre y apertura.

Principio de funcionamiento de las válvulas: Como se menciona en la introducción de este capítulo las válvulas funcionan de esta manera; Se inyecta gas a presión lentamente en el espacio anular ente la TR y la TP, después, el gas entra en de la camisa del resorte llenándolo de gas, de tal forma que la presión generada vence la resistencia del fuelle aunado al brío del resorte, por lo que la esfera se separa del asiento, el gas pasa por el orificio del asiento a la sección motriz, energizando el sello teflón y adhiriéndolo a las paredes del cople, venciendo la resistencia del resorte, en ese instante el ensamble del pistón se separa del asiento interior del dedal y el gas pasa a la TP por medio del orificio que hay en el mandril.

Componentes de las válvulas para Bombeo Neumático.

Los componentes de las válvulas son: Cuerpo de la válvula, un elemento de carga que puede ser un resorte, gas o una combinación de ambos, un elemento de respuesta a la presión como fuelle de metal, un pistón o diafragma de hule, además un vástago de metal y un elemento medidor de orificio o asiento. En las siguientes figuras 2.6 y 2.7 se muestran los componentes de las válvulas de inyección de gas y en la figura 2.8 se muestra la parte superficial de una válvula de inyección de gas.

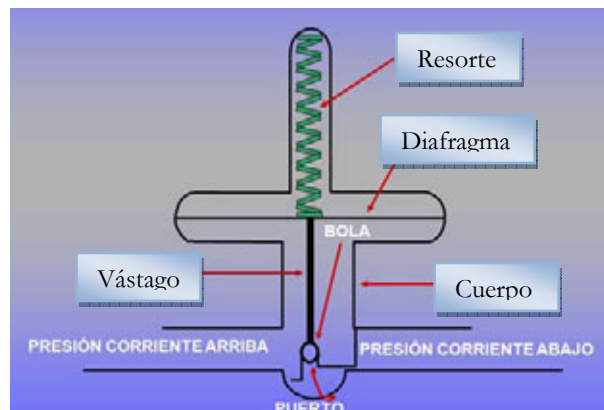


Figura 2.6. Partes de una válvula con resorte.

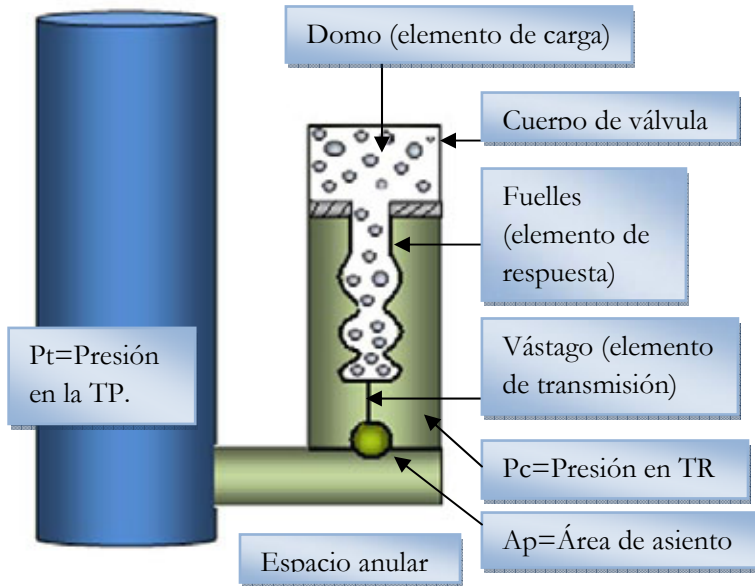


Figura 2.7. Válvula de inyección

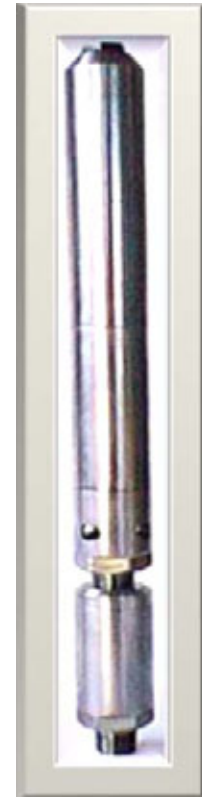


Figura 2.8. Válvula de inyección de gas.

2.4.2 CLASIFICACIÓN DE VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO DE ACUERDO A SU OPERACIÓN.

- **Válvulas desbalanceadas:** En estas válvulas la presión en la tubería de producción no tiene ningún efecto para abrirla o cerrarla. Su rango de presión es limitado por una presión de apertura y por una presión de cierre, éste se determina por las condiciones de trabajo del pozo, abren con una presión y cierran con una presión más baja. Pueden ser válvulas diferenciales, válvulas operadas por fluido o válvulas operada por presión.
- **Válvulas balanceadas:** Operan por la presión en la TR, la cual actúa en el área del fuelle todo el tiempo, esto significa que la válvula cierra y abre a la misma presión (presión de domo). Estas válvulas no son afectadas por la presión en la TP o sea que no cierran ni abren al detectar una variación en ella.
- **Válvulas para Bombeo Neumático Continuo:** Están diseñadas para regular un paso constante de gas al interior de la tubería de producción. Se colocan y distribuyen de acuerdo al nivel estático del fluido y de la presión del gas que se va a inyectar, durante la descarga del fluido de control tener una presión constante en el espacio anular hace que todas las válvulas del aparato estén abiertas, a medida que la presión hidrostática

en el espacio anular disminuye las válvulas para flujo continuo se cierran dejando abierta la “válvula operante” que es la que se mantendrá operando continuamente de acuerdo al nivel dinámico del pozo. Las válvulas para flujo continuo constan de: fuelle con domo, camisa del fuelle, vástago con bola o válvula, asiento y válvula check.

- **Válvulas para Bombeo Neumático Intermitente:** Son válvulas diseñadas para llevar el fluido del pozo a la superficie rápidamente, para evitar en la mayor medida posible el escurrimiento del fluido dentro de la tubería de producción. Factores como la presión del gas, la recuperación del nivel del fluido de inyección y la profundidad del pozo determinan el número de válvulas y su distribución. Las válvulas que se colocan arriba de la “válvula operante”, solo se utilizan con el fin de desplazar el fluido de control del pozo con el gas de inyección, después de esto quedan cerradas y solo la “válvula operante” funciona, ver apéndice B tabla 1B.

2.4.3 CLASIFICACIÓN DE VÁLVULAS SEGÚN SU INTRODUCCIÓN O EXTRACCIÓN AL POZO.

Las válvulas de los aparejos de Bombeo Neumático también se dividen en dos tipos según su introducción o extracción del pozo: **convencionales y recuperables**; y en base a su calibración pueden ser válvulas con carga de nitrógeno (o con domo) y válvulas de resorte.

Válvulas convencionales (con resorte).

Son las válvulas que van enroscadas a un mandril y éste a su vez va enroscado a la tubería de producción, para recuperarlas es necesario recuperar toda la TP, pueden ser de carga de nitrógeno en el fuelle (como las C.P.2 y J-20 Figura 2.10) o de resorte (como las WF-3 e Impamex SVI-11 Figura 2.9).

Las válvulas convencionales de resorte están compuestas de dos secciones:

- **Sección motriz:** Permite regular la cantidad de gas que se va a inyectar al pozo y depende del funcionamiento de la sección piloto ya que si falla ésta última la sección motriz no trabajará, consta de; dedal, adaptador, ensamble del pistón, sello teflón, hules amortiguadores, pistón, resorte, retén de hules, amortiguadores, 2 tuercas de sujeción, cople y filtro de admisión que van armadas en el mandril con un cople y orificio para el paso de gas al interior de la tubería de producción.
- **Sección piloto:** Permite que la válvula se abra rápida o lentamente, en ésta se efectúa la calibración dependiendo del diseño y consta de un adaptador, válvula check, asiento, fuelle, camisa de resorte y tapa superior.
- **Fuelles:** Es una de las partes principales de funcionamiento de la válvula ya que si ésta sufre una avería todo el mecanismo queda fuera de operación, éste permite que el vástago mueva la válvula sobre y fuera de su asiento, logrando que la presión en la tubería de producción actúe sobre el área del asiento. Existen dos

tipos de fuelles; recargables con gas nitrógeno en el domo del fuelle y no recargables, éstos últimos son sellados en fábrica a una presión dada, además están hechos con un resorte que los apoya, si fallan los fuelles el resorte asegura que la válvula permanezca cerrada.

Principio de funcionamiento de los fuelles: Al inyectar el gas se distribuye en el espacio anular, entonces el gas penetra al interior de la sección piloto por los orificios en su extremo inferior, el gas ejerce una presión sobre el área transversal del fuelle, adicionalmente el interior de la TP ejerce una presión en la parte inferior de la esfera de la combinación, esa presión vence la presión que ejerce el fuelle y el resorte lo cual hace que el fuelle se contraiga y que se separe la esfera del asiento, esto deja pasar el gas hacia la TP.

Los fuelles en las válvulas operadas por presión funcionan como pistones para confinar positivamente la presión del domo de la válvula. Este tipo de válvula es controlada por la presión de la TP en el área del orificio y la presión de inyección en el área del fuelle.

El material con el que están fabricados es generalmente monel de tres capas, en la fábrica se les somete a pruebas de presión en cámaras hidrostáticas para asegurar su buen funcionamiento.

- ✦ **Combinación:** Otra parte fundamental de la válvula es la combinación que se compone de una esfera y de un asiento o puerto, al combinarse el diámetro de la esfera con el ángulo de inclinación del asiento permiten el paso del gas necesario para el tipo de área, una de sus funciones es la de proporcionar un sello hermético, antes de vencer la presión a que está calibrada la válvula, se logra el sello al asentar la esfera y asiento, auxiliados mediante una pasta de diamante de 8 a 12 micrones para desbastar la dureza del carburo de tungsteno, al conjunto de combinación más el rango del fuelle se le llama arreglo.
- ✦ **Asiento:** Se instala en la cuerda interior del adaptador de la sección piloto de la válvula, tiene un ángulo de inclinación en su orificio o cuerpo.

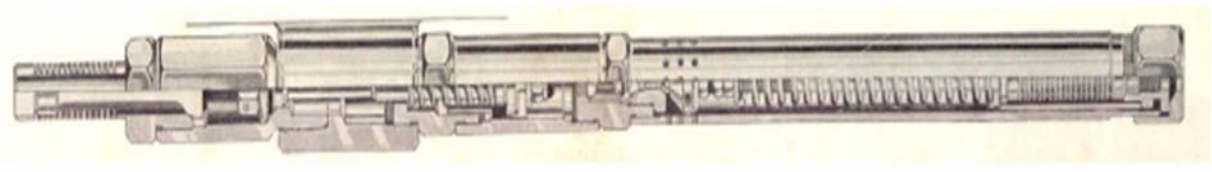


Figura 2.9. Válvula convencional para flujo intermitente de resorte (IMPAMEX SVI-II).

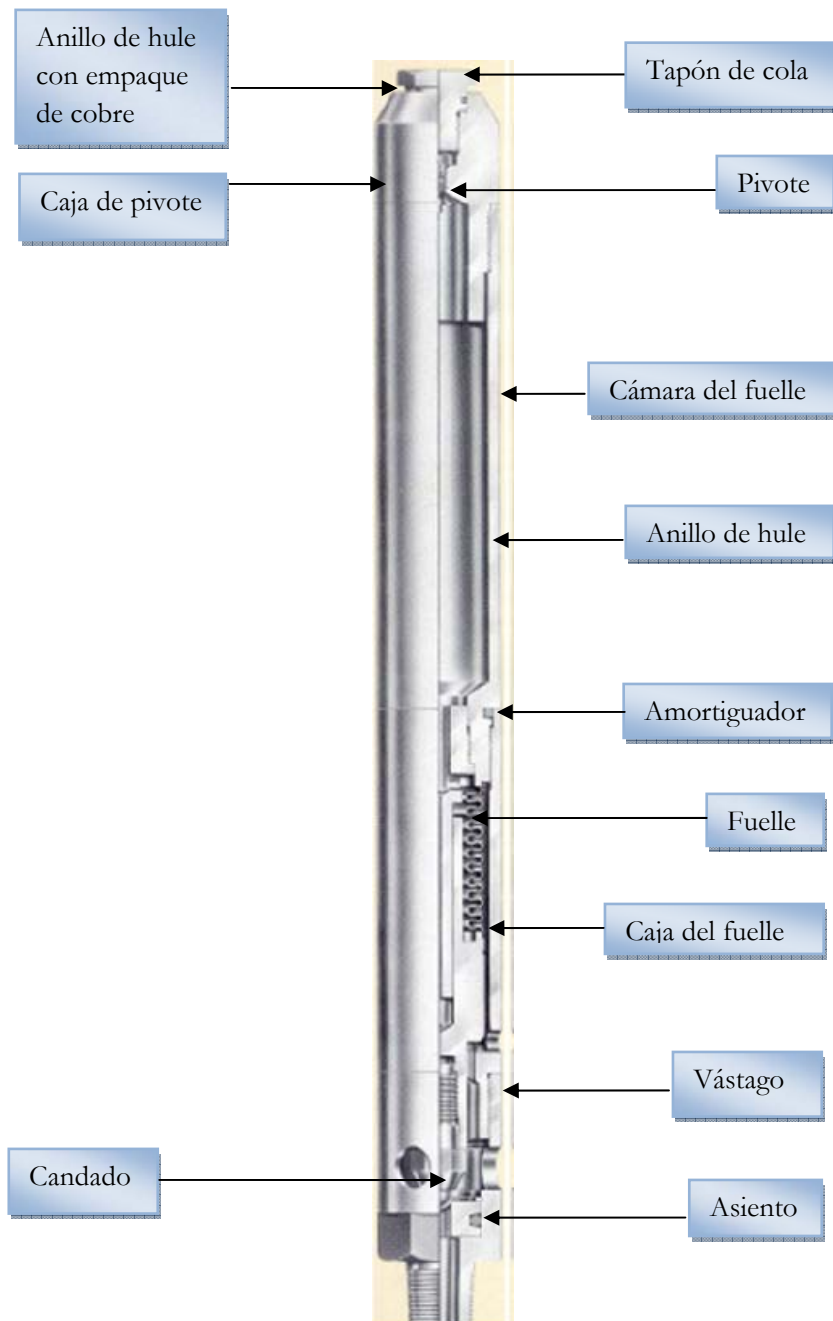


Figura 2.10. Válvula convencional para flujo continuo con carga de nitrógeno en el fuelle (CAMCO tipo J-20).

Válvulas convencionales (con carga de nitrógeno).

Son como las de resorte solo que están cargadas con nitrógeno en el domo del fuelle, y la sección motriz está integrada a la sección piloto, en las de resorte se arman por separado. Para calibrarlas es necesario una temperatura específica de 60 [°F] debido a la carga de nitrógeno en el domo del fuelle, mas adelante veremos la calibración con más detalle.



Figura 2.11. Válvula convencional para flujo intermitente con carga de nitrógeno en el fuelle (CAMCO CP-2).

Válvulas recuperables.

Las válvulas recuperables se colocan en el interior de un mandril de bolsillo interconectadas en la tubería de producción, se pueden recuperar si se requiere sin extraer la tubería de producción con una unidad de línea de acero, tienen integradas la sección motriz y la sección piloto en el mismo cuerpo de la válvula y además requieren de un candado con cuello de pesca con el cual se puede introducir o extraer la válvula. En las siguientes figuras se muestran algunas válvulas recuperables.



Figura 2.12. Válvula recuperable para flujo continuo con carga de nitrógeno en el fuelle (CAMCO R-20).



Figura 2.13. Válvula recuperable para flujo intermitente con resorte (MERLA WF-14R).

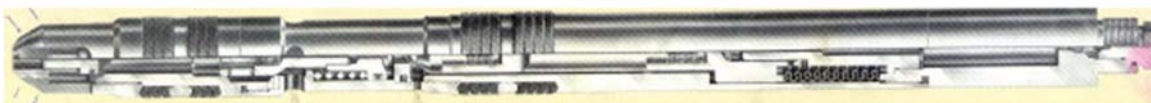


Figura 2.14. Válvula recuperable para flujo intermitente con resorte (CAMCO RP-6).

Candados con cuello de pesca.

Estos accesorios para las válvulas recuperables permiten poner la válvula en el interior del mandril de bolsillo y también recuperarla. Existen varios tipos de candados, algunos se instalan fácilmente y utilizando poca fuerza por el diseño de su seguro, que consiste en una leva cargada con un resorte que se asegura en el nido del bolsillo y que al recuperarse un pasador de bronce se rompe, por lo cual se levanta el pasador de liberación, entonces la leva puede girar extrayéndose con facilidad, éste tipo de candados se muestra en la figura siguiente.



Figura 2.15. Candado R, RA y RK respectivamente.

2.4.4 CLASIFICACIÓN DE VÁLVULAS SEGÚN EL EFECTO QUE LA PRESIÓN TIENE SOBRE LA APERTURA DE LA VÁLVULA.

Existen tres tipos de válvulas de inyección de gas (desbalanceadas); válvula diferencial, válvula operada por fluido y válvula operada por presión.

Válvula diferencial.

Se aplica en pozos cuyo Bombeo Neumático es Continuo únicamente, ya que generalmente se encuentra abierta y no opera por presión. Abre o cierra basándose en un diferencial de presiones entre la TR y la TP, de ahí su nombre.

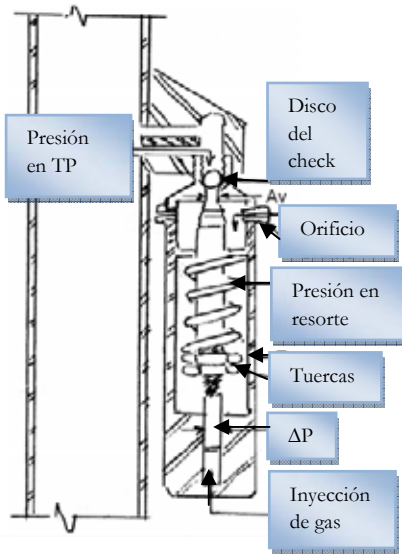


Figura 2.16. Candado R, RA y RK respectivamente.

Válvula operada por fluido.

La válvula abre por la fuerza generada por la presión del fluido que actúa sobre el área del fuelle, si aumenta la presión en la TP se abre y si disminuye se cierra. Dependiendo del tipo de mandril que utilicen operan por fuera de la TP o por dentro. Una vez que la válvula abre el aumento total en la presión opuesta al fuelle es mayor que el de una válvula operada por presión.

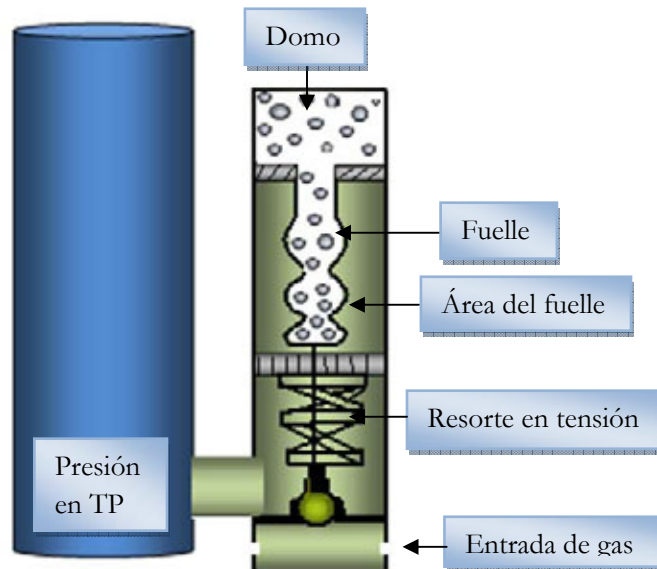


Figura 2.17. Válvula operada por fluido.

Válvulas operadas por presión.

En las válvulas operadas por presión, las fuerzas de carga que mantienen la válvula cerrada se obtienen de un fuelle cargado a presión, un resorte o una combinación de ambos, su mecanismo es controlado por la presión ejercida del gas acumulado en el espacio anular del pozo, abre en respuesta a la inyección de gas y a la presión proveniente de la TP permitiendo el paso de gas acumulado en el espacio anular.

La válvula convencional operada por presión se introduce al pozo como parte de la tubería de producción en un adaptador en el exterior de un mandril convencional, cabe mencionar que además se conecta una válvula de contrapresión entre la válvula de Bombeo Neumático y el mandril. Por otro lado la válvula recuperable se localiza dentro del bolsillo de un mandril del tipo recuperable.

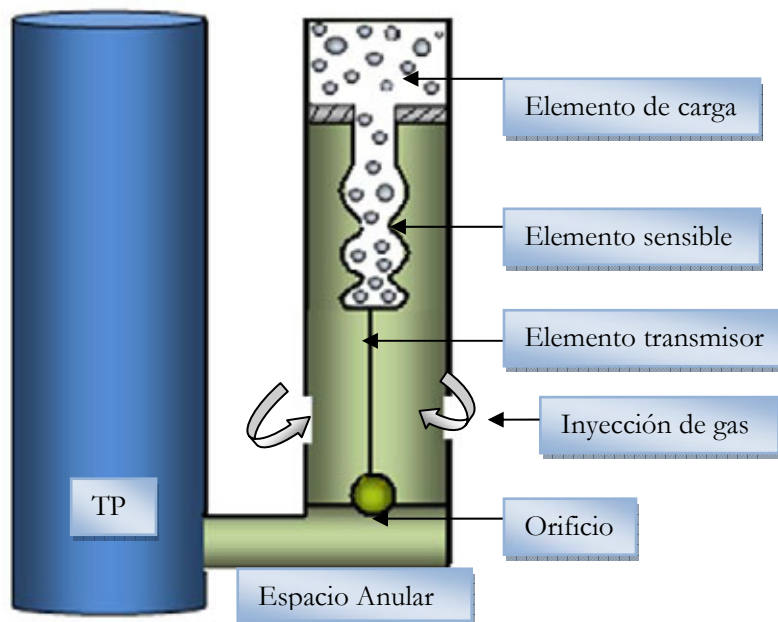


Figura 2.18. Válvula operada por presión.

Válvulas operadas por presión para flujo continuo con resorte.

Las válvulas operadas por presión con resorte en el fuelle para flujo continuo abren y cierran antes de que la presión de la TR disminuya, la presión ejercida sobre el área del orificio en el instante en que la válvula cierra, es la presión de la TP y no la de la TR por lo que la presión de cierre de la válvula siempre es igual a la presión de apertura de la misma para una determinada presión. Se conforma de un fuelle sellado, un resorte, combinación de válvula y asiento, una camisa o caja del resorte y una válvula de retención.

Éste tipo de válvulas son diseñadas para regular el paso de gas a la tubería de producción, aligeran la columna de fluidos con la inyección continua de gas, con ello el gradiente de la columna disminuye y los fluidos pueden subir a la superficie más fácilmente.

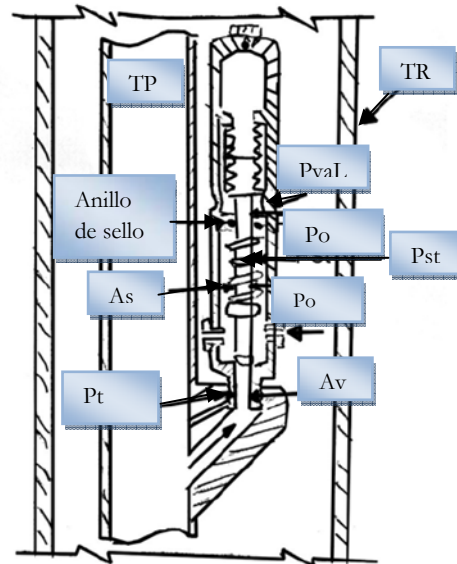


Figura 2.19. Válvula operada por presión para flujo continuo.

Donde: A_s = Área del resorte [pg^2].
 A_v = Área de orificio [pg^2].
 P_t = Presión en la tubería de producción [lb/pg^2].
 P_{val} = Presión de inyección de gas [lb/pg^2].
 P_{st} = Presión del resorte [lb/pg^2].
 P_o = Presión de apertura de la válvula a determinada profundidad [lb/pg^2].

Válvulas operadas por presión para flujo continuo con carga de nitrógeno en el fuelle.

Poseen solamente la sección piloto que consta de: fuelle con domo recargable, combinación de válvula (esfera) y asiento para la relación de áreas deseadas, camisa del fuelle y válvula de retención.

En el caso de flujo continuo se inyecta gas en la TR lentamente hasta que se llega a la presión de apertura de la válvula en donde se mantiene constante. Este tipo de válvulas abren si la presión en la TP es constante y la presión de la TR aumenta. Si la presión en la TP permanece constante el vástago viaja a una distancia unitaria por aumento de la presión en la TR debido a la carga de la válvula. Si la presión de la TP se incrementa, la válvula abre otro poco y pasa más gas. Si la presión de la TP disminuye, el vástago se acerca al asiento y reduce el flujo de inyección de gas de la válvula.

Válvulas operadas por presión para flujo intermitente.

Las válvulas para flujo intermitente necesitan abrirse rápidamente, así que requieren de un pequeño aumento en la presión de la TR sobre la presión inicial de apertura de la válvula para que se abra completamente. Las válvulas para flujo intermitente pueden ser válvulas con carga de nitrógeno en el fuelle o válvulas con resorte, cuentan con las dos secciones la piloto que permite regular la cantidad de gas por inyectar al pozo (amplitud) y la sección motriz la cual permite que se abra rápidamente.

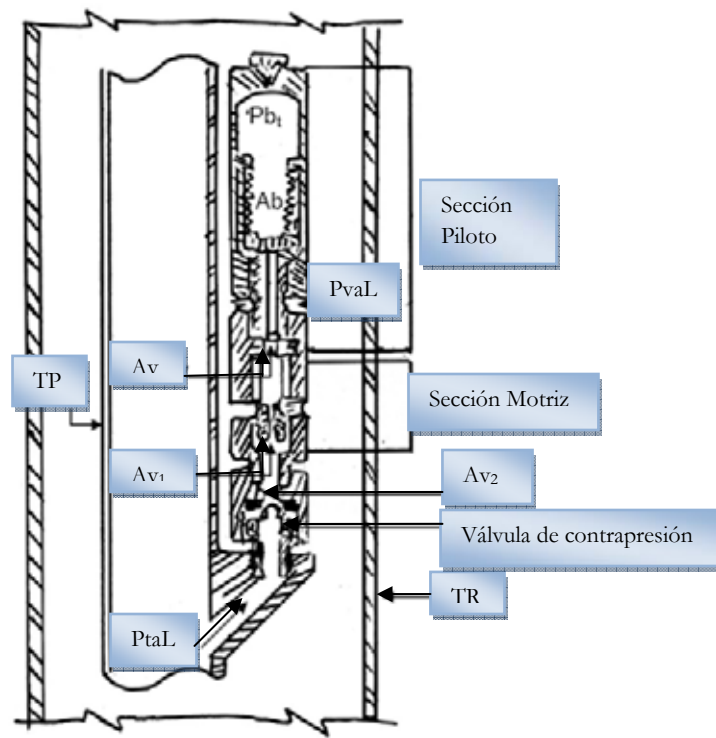


Figura 2.20. Válvula operada por presión para flujo intermitente.

Donde:

- P_{bt} = Presión de carga en el fuelle [lb/pg^2].
- Ab = Área efectiva del fuelle [pg^2].
- P_{vaL} = Presión de inyección de gas [lb/pg^2].
- Av = Área de orificio [pg^2].
- Av_1 = Orificio de la sección motriz [pg^2].
- Av_2 = Orificio de descarga [pg^2].
- P_{taL} = Presión de la TP [lb/pg^2].

2.4.5 PRESIÓN DE APERTURA Y DE CIERRE PARA VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN.

Válvula desbalanceada con fuelle.

Como se mencionó anteriormente, este tipo de válvula de Bombeo Neumático es operada por la fuerza de la presión, cuenta con un elemento de carga (gas, aire o nitrógeno) y con un elemento de respuesta (fuelle), el cual proporciona una fuerza de apertura.

Presión de apertura para válvula desbalanceada con fuelle.

Debido a que estas válvulas son manipuladas a través de la presión, podemos definir a la presión de apertura como aquella presión en la tubería de revestimiento requerida para abrir la válvula bajo condiciones de operación, Fig. 2.21.

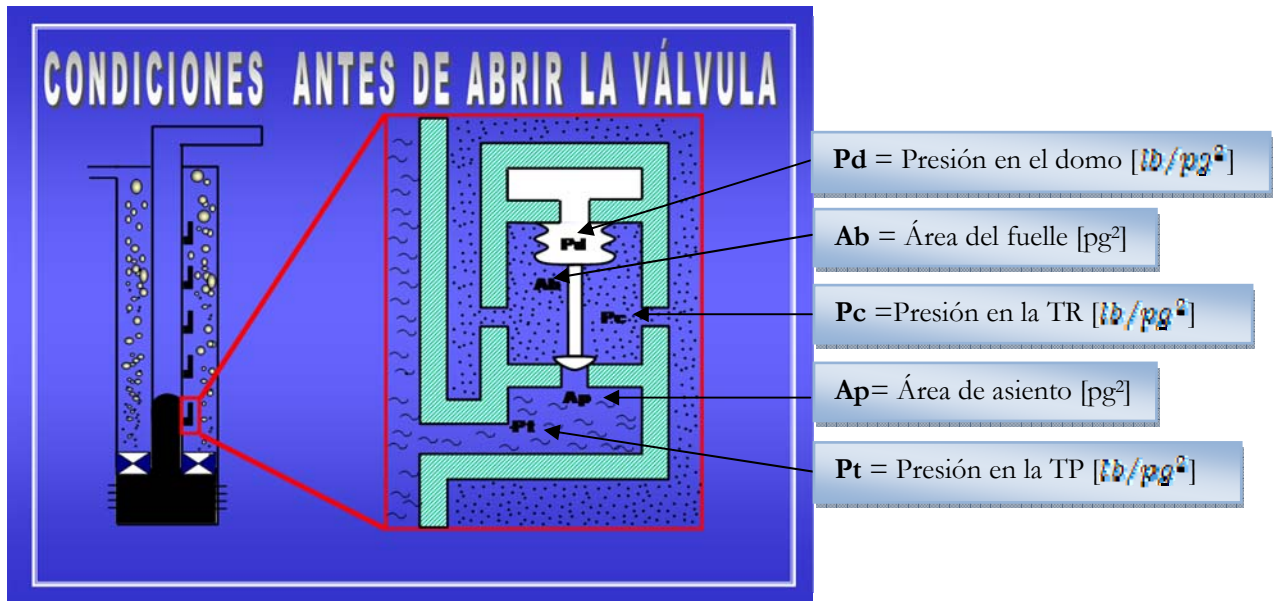


Figura 2. 21. Fuerzas actuando en la válvula.

Deducción de ecuaciones para definir la presión de apertura.

Para definir la ecuación, se toma en cuenta un balance de fuerzas iguales, éstas se dan justo cuando tenemos la válvula cerrada pocos segundos antes de abrirse, es decir las fuerzas que están actuando para abrir la válvula (**Fo**) son iguales a las fuerzas que están actuando para cerrarla (**Fc**), por lo que se establece la siguiente ecuación:

$$F_o = F_c \dots\dots\dots (15)$$

Entonces:

$$F_c = P_d \times A_b \dots\dots\dots (16)$$

$$P_c = P_c[A_b - A_p] + P_t[A_p] \dots\dots\dots (17)$$

Substituyendo (16) y (17) en (15), tenemos:

$$P_c[A_b - A_p] + [P_t \times A_p] = [P_d][A_b] \dots\dots\dots (18)$$

Despejando P_c y dividiendo por A_b, tenemos:

$$P_c \left[\frac{1-A_p}{A_b} \right] = P_d - P_t \left[\frac{A_p}{A_b} \right] \dots\dots\dots (19)$$

Si definimos a una variable (R) como $R = \left[\frac{A_p}{A_b} \right]$, tenemos que:

$$P_c[1 - R] = P_d - [P_t \times R] \dots\dots\dots (20)$$

Sabemos que P_c = presión apertura = P_{v0} entonces:

$$P_{v0} = \frac{P_d - [P_t \times R]}{1 - R} \dots\dots\dots (21)$$

Llegando así a la obtención de la presión de apertura, ecuación (21), es decir, la presión requerida en la tubería de revestimiento para abrir la válvula bajo condiciones de operación (P_{v0}).

Existe un efecto causado por la presión en la tubería de producción al abrir la válvula, a este efecto se le conoce como “Efecto de Tubería de Producción (T.E.)” y queda de la siguiente manera:

De la ecuación (21), en la presión de apertura se puede observar que la presión de la tubería de producción se resta la presión de la tubería de revestimiento.

$$P_{v0} = \frac{P_d}{1-R} - \frac{[P_t \times R]}{1-R} \dots\dots\dots (22)$$

Es decir, cuando la presión en la tubería de producción aumenta, la presión en la tubería de revestimiento requerida para abrir la válvula decrece, quedando el Efecto de Tubería de Producción:

$$T.E. = P_t \left[\frac{R}{1-R} \right] \dots\dots\dots (23)$$

La relación $\left[\frac{R}{1-R} \right]$ es conocida como “Factor de Efecto de la Tubería de Producción (T.E.F)” quedando finalmente:

$$T.E. = P_t [T.E.F] \dots\dots\dots (24)$$

Presión de cierre para válvula desbalanceada con fuelle.

Considerando un balance de fuerzas iguales que en la ecuación (15), pero ahora consideramos la válvula en la posición abierta unos segundos antes de cerrarse, figura 2.22.

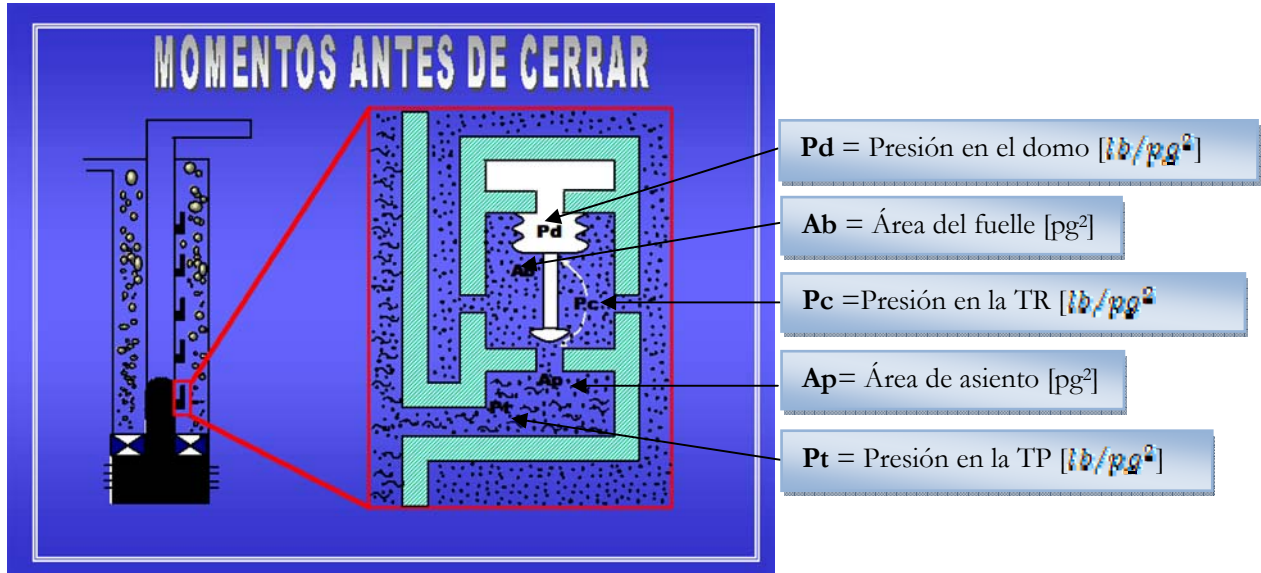


Figura 2.22. Válvula bajo condiciones de operación.

Deducción de ecuaciones para definir la presión de cierre.

Tenemos la ecuación (15): $F_o = F_c$, y la ecuación (16): $F_c = P_d \times A_b$

Si cambiamos la presión en la tubería de producción (Pt) por presión en la tubería de revestimiento (Pc) en la ecuación (17) queda:

$$F_o = P_c[A_b - A_p] + P_c[A_p] \dots \dots \dots (25)$$

Y sustituyendo en ecuación (15) se tiene:

$$P_c[A_b - A_p] + [P_c \times A_p] = [P_d][A_b] \dots \dots \dots (26)$$

Haciendo $P_c = P_{vc}$, donde P_{vc} es la presión en el espacio anular para cerrar la válvula a condiciones de operación, tenemos:

$$P_{vc}[A_b - A_p] + [P_{vc} \times A_p] = [P_d \times A_b] \dots \dots \dots (27)$$

Desarrollando la ecuación:

$$[P_{vc} \times A_b] - [P_{vc} \times A_p] + [P_{vc} \times A_p] = [P_d \times A_b] \dots \dots \dots (28)$$

Finalmente tenemos que:

$$P_{vc} = P_d \dots\dots\dots (29)$$

En esta ecuación podemos ver que la presión en la tubería de revestimiento es igual a la presión del domo para cerrar la válvula a cierta profundidad.

Amplitud de las válvulas.

Se conoce como amplitud de las válvulas a la diferencia que existe entre la presión de apertura y la presión de cierre, para determinar esta amplitud, la presión de cierre se le resta a la presión de apertura, es decir:

$$Amplitud = \Delta P = \frac{P_d - [P_c \times R]}{1 - R} - P_{vc} \dots\dots\dots (30)$$

Como la relación $\left[\frac{R}{1-R} \right]$ es el Factor de Efecto de la Tubería de Producción (T.E.F) queda:

$$Amplitud = \Delta P = T.E.F [P_d - P_c] \dots\dots\dots (31)$$

Esta amplitud es importante en instalaciones de Bombeo Neumático Intermitente, donde se usan válvulas con presiones desbalanceadas, ya que controla la mínima cantidad de gas que se utiliza en cada ciclo.

Gradiente de la columna de gas.

Es necesario conocer el cambio de presión causado por la columna de gas y por las pérdidas de fricción cerca de la válvula de Bombeo Neumático, tanto para condiciones estáticas como para dinámicas, la diferencia entre estas dos presiones es la pérdida por fricción para el flujo de gas. En instalaciones de Bombeo Neumático la pérdida por fricción corriente abajo del flujo de gas en el espacio anular es muy pequeña y por tanto puede despreciarse sin considerar que se cometa un error notable, pero en su mayoría se diseñan considerando el incremento de presión estática del gas con la profundidad.

Es por esto que se han desarrollado gráficas en base a ecuaciones que se sustentan en el establecimiento de balances de energía del flujo de gas, factor de compresibilidad a diversas condiciones de presión y temperatura, entre algunas otras, que han proporcionado buenos resultados, ver apéndice B Figura 1B. En donde para presiones y temperaturas normales, la presión se incrementa con la profundidad (gradiente de presión) en forma aproximadamente constante para una presión superficial dada, por consiguiente la presión en la tubería de revestimiento puede representarse gráficamente mediante una línea recta desde la superficie hasta la profundidad deseada.

Presión de apertura o calibración en el taller.

Las válvulas deben calibrarse en el taller a una presión que corresponda a la presión de apertura que deseamos dentro del pozo, para calcular esta presión, debemos corregir la presión del domo a la profundidad de colocación de la válvula a una temperatura de 60°F, por tanto la ecuación usada para la apertura en el taller es la siguiente:

$$\text{Presión de apertura en el taller} = P_{tro} = \left[\frac{P_d @ 60°F}{1-R} \right] \dots \dots \dots (32)$$

2.4.6 PRESIÓN DE APERTURA Y DE CIERRE DE LA VALVULA DESBALANCEADA CON FUELLE Y RESORTE.

Este tipo de válvula tiene dos tipos de carga, la presión que se ejerce en el resorte y la presión que se ejerce en el fuelle, debido a estas dos fuerzas de carga esta válvula es también conocida con el nombre de “válvula de doble elemento”.

Presión de apertura para válvula desbalanceada con fuelle y resorte.

Para determinar la presión de apertura en una válvula de doble elemento, se hace un balance de fuerzas que actúan en la válvula Figura 2.23, es decir, las fuerzas que están actuando para abrir la válvula (**Fo**) son iguales a las fuerzas que están actuando para cerrarla (**Fc**).

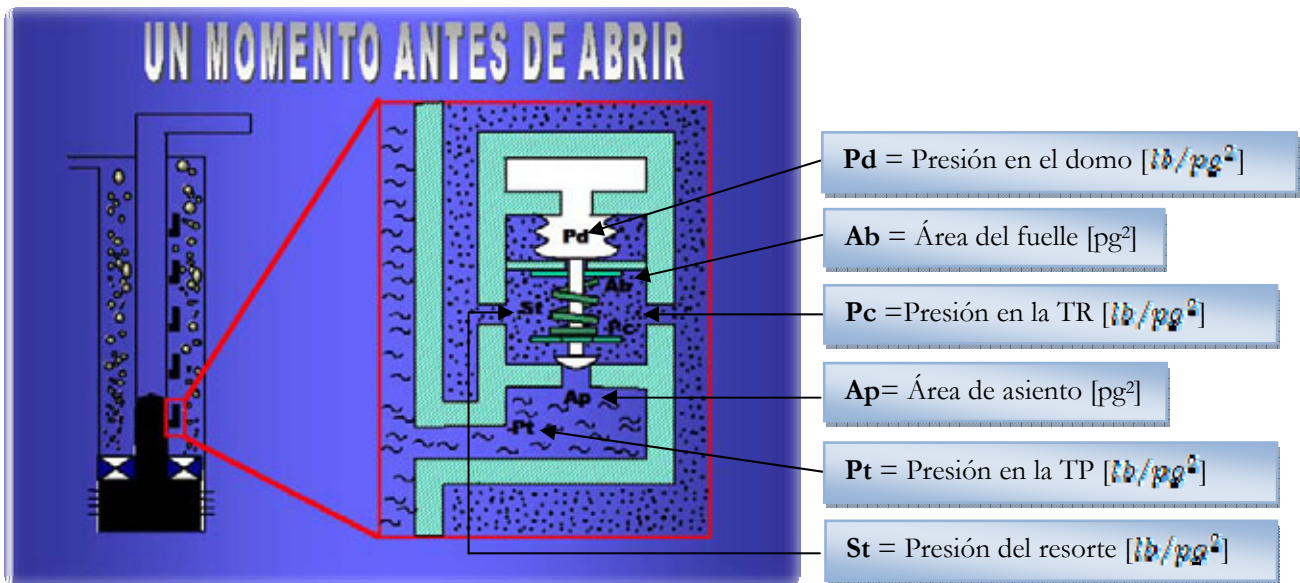


Figura 2.23. Válvula Desbalanceada con fuelle y resorte.

* Ver subtema 2.4.8 calibración de válvulas.

Deducción de la ecuación:

Partiendo de la ecuación (15): $F_o = F_c$,

Se tiene que:

$$F_c = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p] \dots\dots\dots (33)$$

$$F_o = P_{vo}[A_b - A_p] + [P_t \times A_p] \dots\dots\dots (34)$$

Igualando (33) y (34), tenemos:

$$P_{vo}[A_b - A_p] + [P_t \times A_p] = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p] \dots\dots\dots (35)$$

Despejando Pvo y dividiendo por Ab, tenemos:

$$P_{vo} \left[\frac{1-A_p}{A_b} \right] + P_t \left[\frac{A_p}{A_b} \right] = P_d + St \left[\frac{1-A_p}{A_b} \right] \dots\dots\dots (36)$$

Si definimos a una variable (R) como $R = \left[\frac{A_p}{A_b} \right]$,

Tenemos que:

$$P_{vo}[1 - R] + [P_t \times R] = P_d + St[1 - R] \dots\dots\dots (37)$$

Dividiendo por 1-R, y sabemos que Pc = presión apertura = Pvo entonces:

$$P_{vo} = \frac{P_d}{1-R} + St - \left[\frac{P_t \times R}{1-R} \right] \dots\dots\dots (38)$$

Podemos ver que en esta ecuación aparece el término St, que significa la presión equivalente causada por la fuerza del resorte aplicada al área efectiva del fuelle sobre el área del asiento de la válvula $St = (A_b - A_p)$. Podemos ver que de no tener carga en el domo, la fuerza necesaria para cerrar provendrá del resorte lo que hace que la ecuación (38) se reduzca a:

$$P_{vo} = St - \left[\frac{P_t \times R}{1-R} \right] \dots\dots\dots (39)$$

Presión de cierre para válvula desbalanceada con fuelle y resorte.

Para definir la presión de cierre se hace un balance de fuerzas, en la figura 2.24 vemos a la válvula desbalanceada con fuelle y resorte bajo las condiciones de operación, cuando la válvula abre, la presión bajo la válvula, es la presión en la tubería de revestimiento y no la presión en la tubería de producción, entonces si tomamos unos segundos antes de cerrar la válvula tenemos que se genera la deducción de la ecuación de cierre:

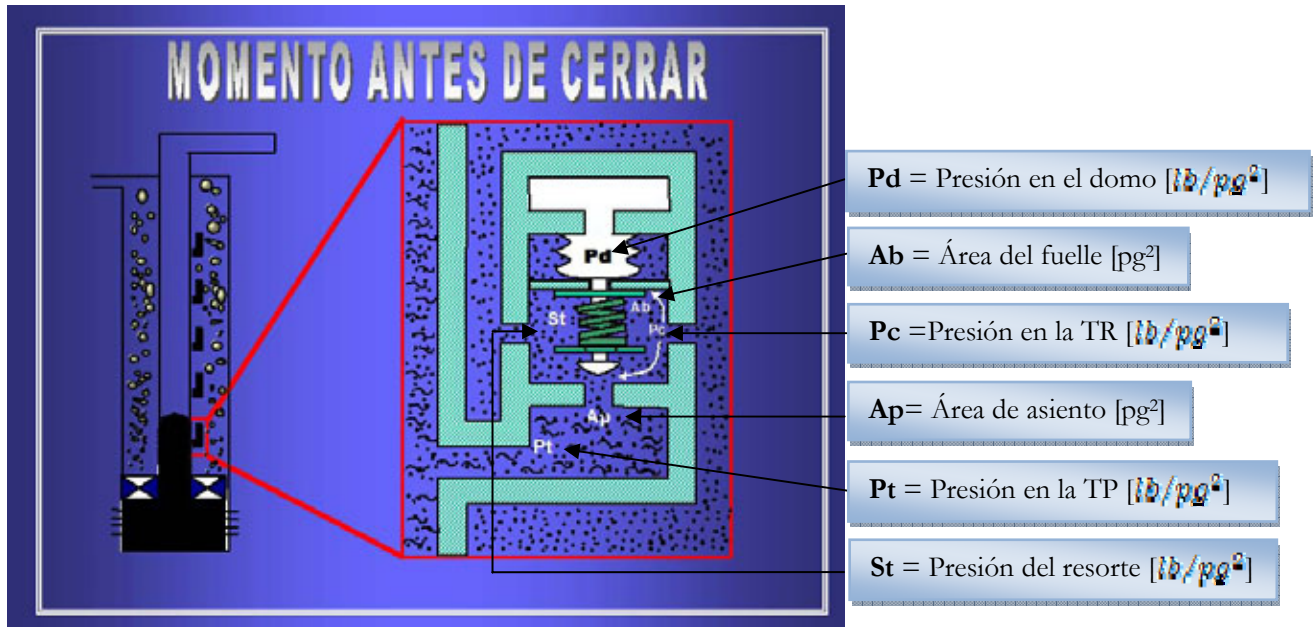


Figura 2.24. Válvula Desbalanceada con fuelle y resorte en operación.

Partiendo nuevamente de la ecuación (15): $F_c = F_c$ y de la ecuación (33) $F_c = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p]$, si cambiamos la presión en a tubería de producción (P_t) por presión en la tubería de revestimiento (P_c) tenemos que F_o queda:

$$F_o = P_c[A_b - A_p] + P_c[A_p] \dots \dots \dots (40)$$

Y sustituyendo en ecuación (38) se tiene:

$$P_c[A_b - A_p] + [P_c \times A_p] = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p] \dots \dots \dots (41)$$

Desarrollando la ecuación:

$$[P_c \times A_b] - [P_c \times A_p] + [P_c \times A_p] = [P_d \times A_b] + [St \times A_b] - [St \times A_p] \dots \dots \dots (42)$$

Quedando:

$$[P_c \times A_b] = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p] \dots \dots \dots (43)$$

Sustituyendo P_c por P_{vc} queda:

$$P_{vc} = P_d + St[1 - R] \dots\dots\dots (44)$$

Amplitud de las válvulas

Como ya sabemos la amplitud de las válvulas es la diferencia que existe entre la presión de apertura y la presión de cierre, para determinar esta amplitud, la presión de cierre se le resta a la presión de apertura, es decir:

$$\Delta P = P_{vo} - P_{vc} \dots\dots\dots (50)$$

Finalmente:

$$\Delta P = T.E.F. [P_d + St(1 - R) - P_t] \dots\dots\dots (51)$$

2.4.7 PRESIÓN DE APERTURA Y CIERRE PARA VÁLVULA OPERADA POR FLUIDOS.

Esta válvula es semejante a una válvula operada por presión, la diferencia es que aquí se manejan fluidos en la tubería de producción y estos actúan como presión sobre el área del asiento de la misma.

Presión de apertura para válvulas operadas con fluido.

Definimos como la presión de apertura como aquella presión requerida en la tubería de producción para abrir la válvula bajo condiciones de operación, la cual puede ser analizada cuando está en la posición de cierre, segundos antes de que ésta se abra Figura 2.25.

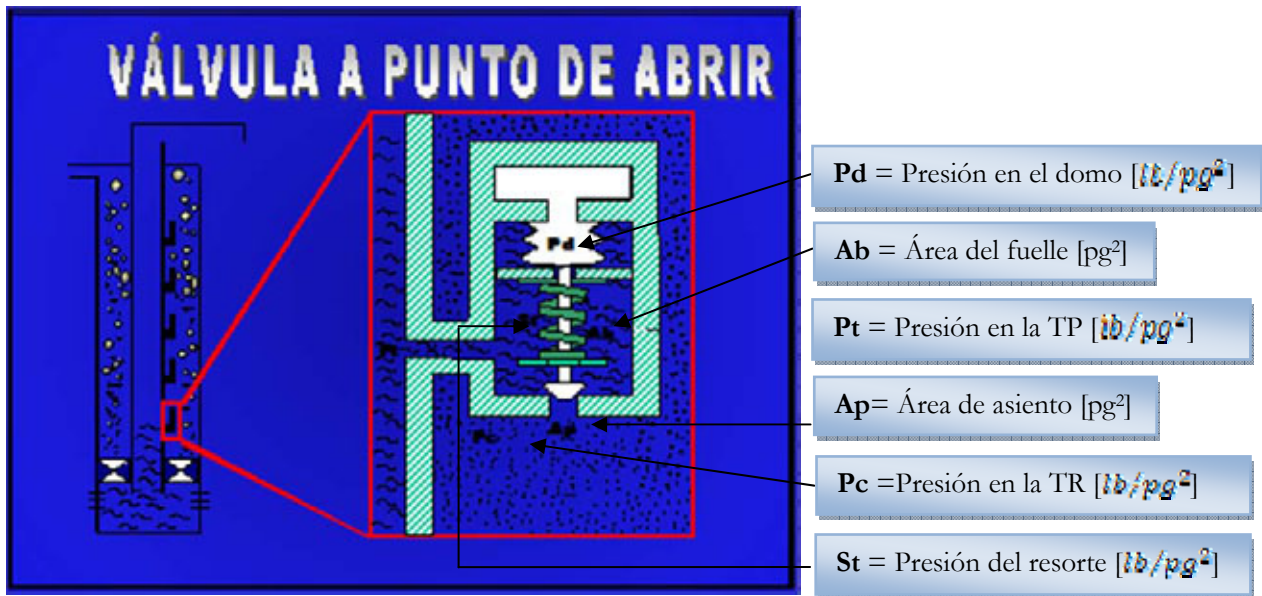


Figura 2. 25. Válvula operada por fluidos.

De la ecuación (15): $F_o = F_c$ y de las ecuaciones (33): $F_c = [P_d \times A_b] + S_t[A_b - A_p]$ tenemos que:

$$F_o = [P_c \times A_p] + P_t[A_b - A_p] \dots \dots \dots (52)$$

Sustituyendo (33) y (52) en (15):

$$[P_c \times A_p] + P_t[A_b - A_p] = [P_d \times A_b] + S_t[A_b - A_p] \dots \dots \dots (53)$$

Finalmente la presión necesaria para abrir la válvula operada por fluidos queda:

$$P_t = \frac{F_d}{1-R} + S_t - P_c \frac{R}{1-R} \dots \dots \dots (54)$$

El término $P_c \frac{R}{1-R}$ es la presión en la tubería de revestimiento la cual se resta de la tubería de producción, esto es, como la presión en la tubería de revestimiento se incrementa, la presión en la tubería de producción necesaria para abrir la válvula decrece. También es conocido como efecto en la tubería de revestimiento (C.E.) La relación $\frac{R}{1-R}$ es el factor de efecto en la tubería de revestimiento (C.E.F), por lo tanto el efecto en la tubería de revestimiento queda:

$$C. E. = P_c [C. E. F] \dots \dots \dots (55)$$

Presión de cierre para válvulas operadas con fluido.

Para poder determinar la presión de cierre se debe analizar la válvula cuando está en posición abierta unos segundos antes de cerrarla, la presión debajo de la válvula es considerada como la presión de la tubería de producción y no la presión de la tubería de revestimiento Figura 2.26.

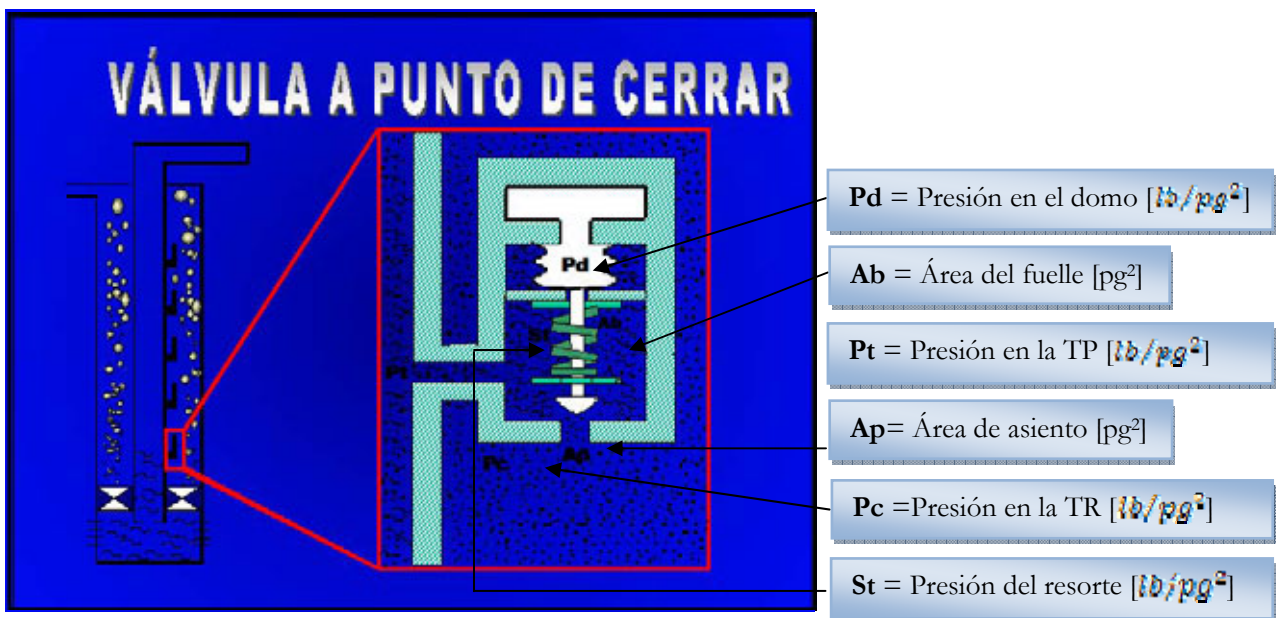


Figura 2.26. Válvula operada por fluido bajo condiciones de operación.

Comenzando con la ecuación (15): $F_o = F_c$ y ecuación (33): $F_c = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p]$

Si se tiene:

$$F_o = [P_t \times A_p] + Pt[A_b - A_p] \dots\dots\dots (56)$$

Igualando (33) y (56) en (15).

$$[P_t \times A_p] + Pt[A_b - A_p] = [P_d \times A_b] + St[A_b - A_p] \dots\dots\dots (57)$$

Quedando:

$$[P_t \times A_b] = P_d + St[A_b - A_p] \dots\dots\dots (58)$$

Despejando Pt:

$$P_t = P_d + St[1 - R] \dots\dots\dots (59)$$

Finalmente la presión necesaria en la tubería de producción para cerrar la válvula queda:

$$P_{vc} = P_d + St[1 - R] \dots\dots\dots (60)$$

Presión de apertura o calibración en el taller.

Como definimos con anterioridad las válvulas deben ser calibradas en el taller para las presiones deseadas en el pozo, de la ecuación (54), Podemos deducir que si no tenemos presión aplicada a la válvula por medio de la tubería de revestimiento la (P_c) puede ser igual a cero y quedar de la siguiente manera

$$P_t = \frac{P_d}{1-R} + St \dots\dots\dots (61)$$

La P_d se corrige a la temperatura base @ 60°F la cual se toma como referencia, pero también se puede usar otra temperatura base, de acuerdo a la temperatura ambiente existente en el lugar donde se vaya a llevar a cabo la calibración, permaneciendo así:

$$Presión\ de\ apertura\ en\ el\ taller = P_{tro} = \left[\frac{P_d@60°F}{1-R} \right] + St \dots\dots\dots (62)$$

Materiales utilizados en la fabricación de válvulas para inyección de gas.

Los materiales con que se fabrican las válvulas para inyección de gas son de alta calidad y resistencia, son materiales especiales que soportan altas temperaturas, presiones y la corrosión a la que están expuestas en el pozo. En el apéndice B en la Tabla 2B se muestran los materiales con los que está construida una válvula.

2.4.8 CALIBRACIÓN DE VÁLVULAS.

Es una serie de pasos que se siguen para lograr que la presión sea la requerida para poder abrir la válvula cuando se le aplique dicha presión, esto depende de la fuerza que origina la acción de la válvula, es decir, puede ser de resorte o de carga de nitrógeno, además de la amplitud que generen sus componentes al manipular la válvula. Por lo tanto, existen 2 formas de calibrar las válvulas, con resorte o con carga de nitrógeno.

Válvulas accionadas por resorte.

En estas, la calibración se hace comprimiendo el brío del resorte, con esto se obtiene un incremento en la presión de cierre, haciendo lo contrario se disminuye la presión de cierre. De acuerdo a los componentes de la válvula (arreglos) se obtendrá un rango de presión de apertura de ésta, para poder permitir el paso del gas al interior de la tubería de producción y que esta presión de apertura se adecue a las necesidades de acuerdo a las características del pozo.

Válvulas accionadas con carga de nitrógeno.

Para calibrar las válvulas accionadas con carga de nitrógeno en el fuelle, hay que depresionar el excedente de presión encapsulada en el domo del fuelle, con la finalidad de mantener en su interior de éste solo la presión necesaria que mantenga a la válvula cerrada y que una vez que se incremente la presión permita la apertura de la válvula. Esta calibración se lleva a cabo por medio de enfriamiento ó factor de corrección.

En el *método de enfriamiento* es necesario enfriar a una temperatura de 60 [°F] todas las válvulas que componen el aparejo para poder llevar a cabo la calibración. En el *método de factor de corrección*, las presiones de calibración de todas las válvulas que componen el aparejo se corrigen por temperatura con ayuda de gráficas de factor de corrección.

Comúnmente se usa la temperatura base @ 60 [°F], la cual se toma como referencia, pero también se puede usar otra temperatura base, de acuerdo a la temperatura ambiente existente en el lugar donde se vaya a llevar a cabo la calibración de las válvulas. Algunos fabricantes usan 80 [°F], las Figuras 2B, 3B, 4B, 5B y 6B del apéndice B pueden usarse para la corrección por temperatura del domo cargado ya sea por gas o por nitrógeno.

2.4.9 VÁLVULA DE PIE O VÁLVULA DE RETENCIÓN.

La válvula de pie va instalada en la parte inferior de la tubería de producción en el fondo del pozo, se utiliza en los pozos que tienen baja presión de fondo y se vaya a implementar bombeo neumático intermitente, es necesaria en estos casos debido a que sin ella el fluido se puede regresar a la formación en lugar de elevarse a la superficie.

Su función es permitir el paso del fluido en un solo sentido y van alojadas en un niple de asiento que se encuentra instalado en la parte inferior de la tubería de producción por lo que se les llama válvulas de retención. A la instalación con una válvula de pie se le llama instalación cerrada, esta instalación se utiliza en pozos intermitentes, o que tienen baja presión de fondo.

Las válvulas de pie pueden ser convencionales o recuperables, las recuperables pueden igualar la presión a través de puertos auxiliares que se abren mediante la línea de acero antes de ser recuperadas.

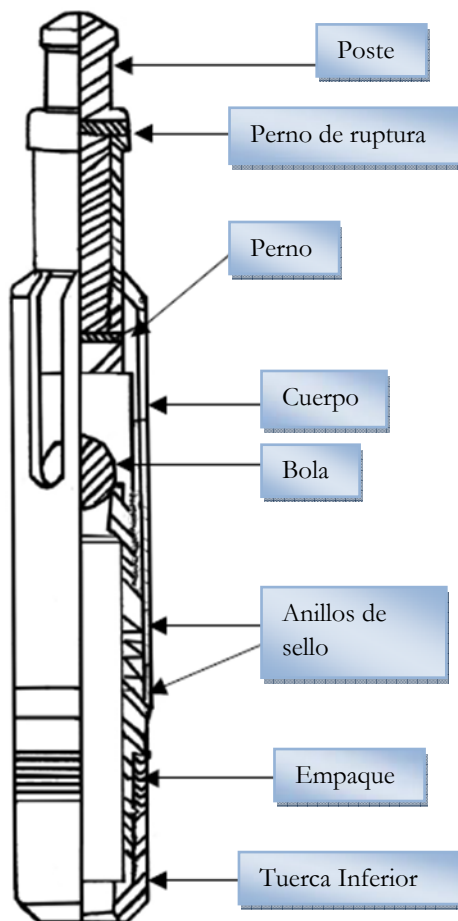


Figura 2.27. Partes de una válvula de pie.

2.4.10 EMPACADOR

Es un dispositivo mecánico constituido fundamentalmente por cuñas metálicas, que se adhieren a las paredes interiores de la tubería, mediante una acción, ya sea mecánica o hidráulica, que varía según el diseño del empacador, y por un elemento sellador de hule que se expande y adhiere contra la tubería de revestimiento formando así un sello hermético en el espacio anular.

Se utiliza para aislar la comunicación de fluidos de la tubería de producción de la de revestimiento, incrementando así la eficiencia del flujo, elimina la presión en la tubería de revestimiento arriba del empacador, ayuda a que los fluidos corrosivos ó arena fluyan únicamente por la tubería de producción, lo que mantiene en buenas condiciones la tubería de revestimiento, además aísla intervalos productores los cuales se pueden explotar de manera independiente en un mismo pozo. Estos dispositivos se utilizan en instalaciones, semi-cerradas y en instalaciones cerradas.



Figura 2.28. Empacador.

En base a las condiciones de operación existen tres tipos de empacadores. Los permanentes, recuperables y los semi-permanentes.

Permanentes.

Los empacadores permanentes son aquellos que una vez adheridos a las paredes interiores de la tubería, permanecen inmóviles en el pozo, para poderlos quitar es necesario recuperar la tubería de producción y moler el empacador.

Para colocar este dispositivo existen dos maneras ya sea bajarlo con cable o bajarlo con la tubería, para bajarlo con cable se requiere que el pozo no tenga desviaciones muy marcadas por que cuenta con un mecanismo detector de coples que permite anclarlo a la profundidad deseada con exactitud en el cuerpo del tubo, ya que de hacerlo en una unión o junta, causaría problemas de fugas o deslizamiento de los mismos.

Para bajar el empacador mediante la tubería de producción, deberá ser introducido y adherido a esta, posteriormente será bajado hasta la profundidad deseada y anclado mediante rotación de la tubería de producción

Estos dispositivos cuentan con uno o más elementos de empaque a base de hules de neopreno y dos juegos de cuñas compuestas de hierro fundido centrifugado con el propósito de que se puedan moler de manera fácil, además, están contruidos de tal forma que pueden detener altas presiones diferenciales, sin que por esto sufra desplazamientos, adicionalmente, la tubería de producción puede quedar con peso sobre el empacador, en tensión o en punto libre.

Recuperables.

A diferencia que los permanentes, estos empacadores pueden ser recuperados en el momento que se desee o cuando se necesite hacer un cambio en el aparejo y se requiera quitarlos, esto se logra sacando la tubería de producción a la que están conectados.

El material que se usa para fabricarlos es el hierro fundido a bajo carbón, los elementos de empaque están fabricados a base de hules de neopreno de alta resistencia y su mecanismo de funcionamiento consiste en aplicar fuerza de compresión sobre el elemento sello logrando que se expanda y de esa manera se adhiera a las paredes de la tubería.

Semipermanentes.

Este tipo de dispositivo es una combinación de los dos tipos anteriores de empacadores, estos pueden ser recuperados o instalados a voluntad, por medio de una herramienta denominada conectora o soltadora. Debido a estas ventajas el empacador semipermanente es actualmente uno de los más utilizados.

Consta de solo un elemento de sello a base de neopreno y un juego de cuñas compuestas de hierro. Existe una forma de colocar este dispositivo, esto es colocarlo e introducirlo a las paredes de la tubería de producción y bajarlo con el aparejo de producción hasta llegar a la profundidad deseada donde será anclado mediante la rotación de la tubería, una vez anclado tendrá la capacidad para soportar altas presiones diferenciales, debidas al elemento de empaque y a las cuñas.

Selección de Empacadores.

Es necesario conocer el tipo de empacador a utilizar en la instalación de bombeo neumático, es por eso, que se deben tomar en cuenta todas las características del pozo así de cómo del tipo de instalación a utilizar, algunos factores importantes son, la profundidad a la que va a ser instalado, el diámetro de las tuberías, peso de las tuberías, presión del yacimiento, temperaturas a las que van a estar sometidos, así como el tipo de fluido que se espera obtener del yacimiento.

Las pruebas a empacadores nos ayudan a descubrir anomalías y son fundamentalmente pruebas de anclaje, pruebas de desanclaje y funcionamiento de sus componentes.

Los empacadores están expuestos a esfuerzos que actúan hacia arriba o hacia abajo, como tensión o presión, la tensión es la cantidad de carga o expansión sobre el empacador y puede ser debida al peso de la tubería, la presión es el esfuerzo soportado por la presión hidrostática ejercida por el fluido o presión del pozo.

Algunas anomalías en el empacador pueden ser debidas a causa del desanclaje, es decir por sobrepeso o tensión (desplazamiento) por desempaque, debido a la deformación del elemento sellante (hules) por falla mecánica en sus componentes o por manejo inadecuado, ya sea al introducirlo o al tratar de anclarlo.

2.4.11 MANDRILES.

Estos mecanismos son parte fundamental del diseño de BN, en su interior llevan alojadas a las válvulas que operan con presión, están conectados como parte de la tubería de producción y están provistos con un cople con orificio de comunicación al interior de la tubería de producción así como de protecciones para la válvula convencional. Su diámetro varía de acuerdo al diámetro de la tubería de producción donde se vaya a instalar el tipo de mandril ya sea para flujo continuo que consta de un solo elemento (sección piloto) o para flujo intermitente que consta de 2 elementos (sección piloto y sección motriz).



Figuras 2.29 y 2.30 Mandril.

Mandril de bolsillo.

Las válvulas del tipo recuperable, debido a su diseño, requieren de un mandril provisto de un diseño que le permita alojar la válvula por el interior de la tubería de producción, a este tipo de mandril se le llama “mandril de bolsillo”.

Los mandriles de bolsillo tienen la característica de manejarse en pozos con altas profundidades, ya que estos soportan presiones mayores y ambientes mucho más corrosivos.

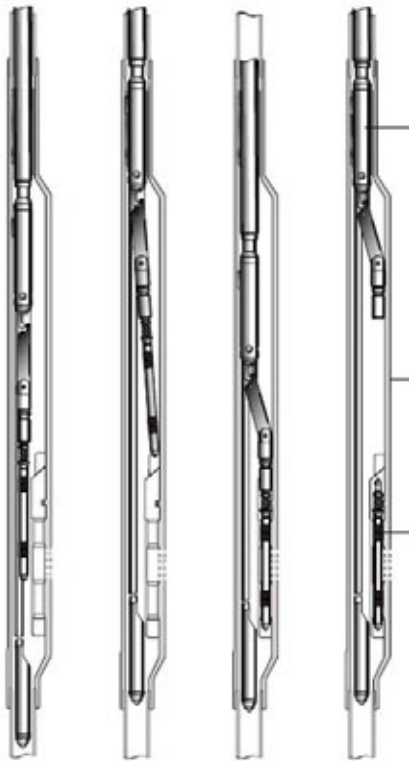


Figura 2.32. Mandril lateral de bolsillo.

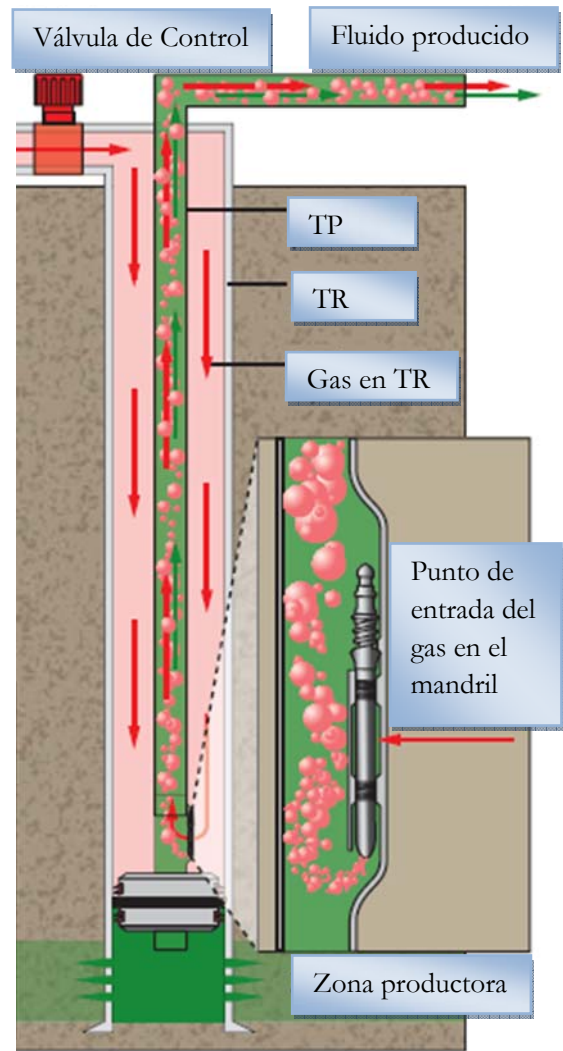


Figura 2.31. Mandril.

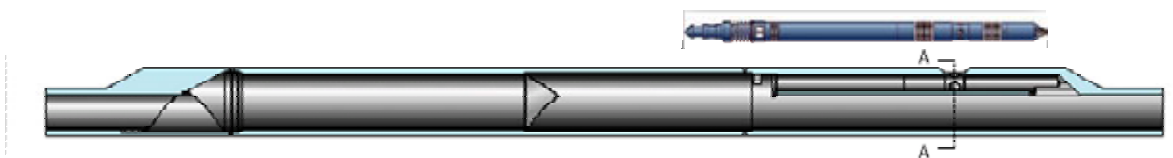


Figura 2.33. Mandril.

2.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT).

Válvula NOVA para Bombeo Neumático de Orificio Venturi.

La innovación de esta válvula es que reemplaza los típicos orificios cuadrados por orificios tipo venturi, tiene un exclusivo perfil de flujo generado por computadora para generar un gasto de inyección a flujo constante, induce el máximo paso de gas con una mínima diferencial a través del orificio venturi, tiene el mismo número de partes móviles como una típica válvula de orificio. Minimiza el gas inyectado e incrementa la estabilidad del pozo permitiendo la inyección de gas a velocidades de flujo críticas, esto es muy importante ya que la eficiencia de operación de un pozo depende en gran medida de la estabilidad de las presiones y de las tasas de flujo de producción, para ello se requiere que la válvula de fondo de pozo inyecte gas con un cálculo exacto de la tasa de flujo crítico.

El flujo crítico se da cuando la velocidad del fluido a través del orificio de una válvula de levantamiento por gas alcanza la velocidad del sonido. Esa tasa de flujo se regula por las presiones desarrolladas corriente arriba y corriente abajo a través del orificio de la válvula. En válvulas convencionales el flujo crítico sucede cuando se produce una reducción del 40 al 60% entre la presión de inyección corriente arriba y la presión de flujo corriente abajo, en esta válvula sucede solo al 10%. En un régimen subcrítico los cambios pequeños que se producen en la presión corriente abajo inducen inestabilidades en el espacio y pueden causar grandes cambios en la tasa de flujo y a su vez esto ocasiona fluctuaciones indeseables en la presión y en los regímenes de producción, esto es lo que se conoce como fenómeno de **cabeceo**, con esta válvula se logra evitar este fenómeno ya que se inyecta gas a una tasa estable y a una presión constante, por lo cual se minimiza la posibilidad de producir fluctuaciones en la presión y permite una producción de hidrocarburos máxima.

La Válvula NOVA es compatible con los candados BK y R y es aplicable para mandriles de bolsillo.

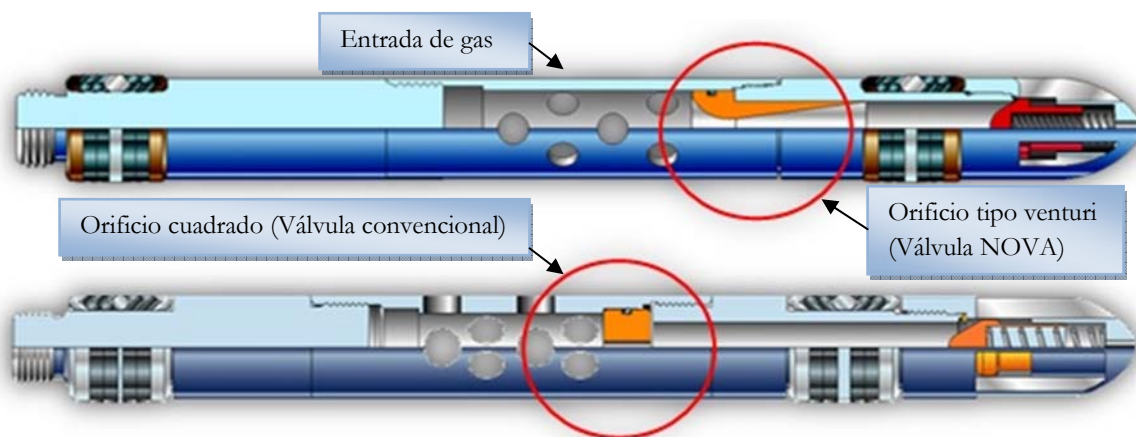


Figura 2.34. Orificios de Válvula NOVA (dibujo superior) y Válvula convencional (dibujo inferior).

Sistema XLift.

Conforme pasa el tiempo se ha tenido que hacer innovaciones en las válvulas para poder aplicar el sistema de levantamiento artificial por gas, con las mejoras es posible aplicarlo por ejemplo en zonas de alta presión, para lo cual los sistemas de Bombeo Neumático convencionales no son aptos.

Como innovaciones tecnológicas destacadas podemos mencionar el sistema XLift, el cual incrementa la capacidad del sistema ya que puede operar en un rango de presión de inyección de 2000 a 5000 [psi], además utiliza un sistema de retención de sello positivo para reemplazar los sistemas de válvulas de retención de velocidad utilizados normalmente.

Opera con presiones de inyección más altas y con puntos de inyección más profundos para mejorar el desempeño de los pozos, consta de un sistema innovador de fuelles soldado en el borde y fabricados con tecnología de última generación por lo que son resistentes a la corrosión, este ensamblaje de fuelles reduce la carga interna de gas incrementando al mismo tiempo la presión de inyección.

Se puede utilizar confiablemente en instalaciones marinas, además con este sistema se puede aumentar la profundidad de inyección que se necesita para maximizar la caída de presión y aumentar la producción.

El sistema XLift cuenta con una válvula de levantamiento por gas, un mecanismo de cierre de la válvula, un mandril de cavidad lateral y una herramienta de desviación asociada. Es un sistema recuperable con línea de acero apto para aplicaciones en aguas profundas.

Adicionalmente opera con orificio tipo venturi el cual le da un perfil de flujo dinámico exclusivo generado por computadora para facilitar el flujo constante de inyección de gas, esto produce un paso máximo de gas con un diferencial mínimo a través de la válvula. Este tipo de orificios reduce las variaciones de régimen de flujo en la TP y elimina significativamente las fluctuaciones en los regímenes de inyección que pueden ocasionar inestabilidad y taponamiento. En la figura 2.35 se muestra la válvula de levantamiento artificial XLift. En la Tabla 4B del apéndice B se muestran más especificaciones técnicas de este sistema.

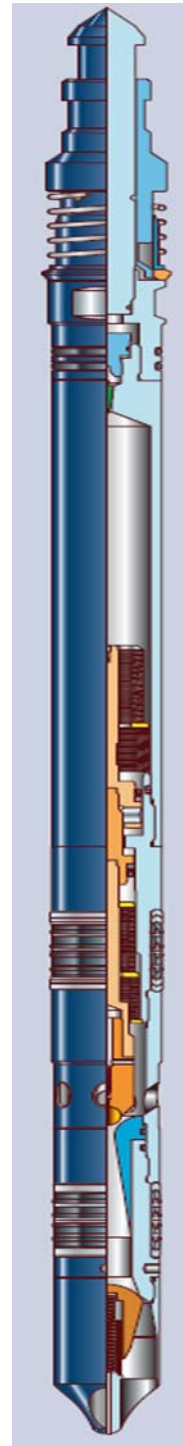


Figura 2.35.

Algunas de las ventajas que se obtiene al usar este sistema son:

- Al operar con presiones altas los pozos se pueden terminar con menos mandriles y menos válvulas.
- Se controla desde el subsuelo y no tiene conexión física en la superficie.
- Con su válvula de retención positiva elimina las trayectorias de pérdidas potenciales hacia el espacio anular.
- Proporciona estabilización de la inyección, la presión en la TP es más estable y por lo tanto hay un incremento de la producción y hay una reducción de costos operativos.

Sistema Dual de Levantamiento Artificial por Gas.

El sistema de producción dual con espacio anular común también llamado sistema dual de levantamiento artificial por gas es un diseño especial para ambientes marinos, el beneficio de este sistema es que permite que dos zonas productoras en forma independiente produzcan a través de un solo pozo. Estas zonas se aíslan con un empacador de producción dual que permite la producción de fluidos hacia el interior de las sargas de tubería individuales.

El gas que se inyecta en el espacio anular común se puede distribuir independientemente a través de todas las válvulas de levantamiento artificial por gas para las dos sargas de producción. De esta manera los operadores de las áreas marinas pueden explotar dos zonas en cada pozo, así que por cada pozo se duplicará la producción al explotar las dos zonas, por lo que se aumentan las ganancias.

El sistema PerfLift.

Es otra de las más recientes innovaciones, es un sistema de producción dual con espacio anular común es un sistema artificial rentable, incorpora productos Camco en una arquitectura innovadora de la terminación que facilita la elevación de gas, reduce costos y en consecuencia maximiza la producción.

El sistema de PerfLift emplea una serie de productos de elevación de gas en secuencias de tubería sobre y debajo del empacador. Durante la operación de sistema, el gas se inyecta al espacio anular superior de la secuencia de la tubería y en la secuencia más baja de la tubería a través de empacador. Entonces los líquidos viajan a la superficie a través de la tubería de producción. En las siguientes figuras se muestran los esquemas de este sistema.

Algunas de sus ventajas son:

- La eficacia del sistema es mejor comparado con métodos de elevación tradicionales.
- Una inversión inicial más baja en nuevos pozos.
- Gastos de explotación reducidos.
- Producción creciente.
- Son resistentes a tratamientos químicos.
- Se pueden utilizar en pozos marinos de aguas someras y profundas.

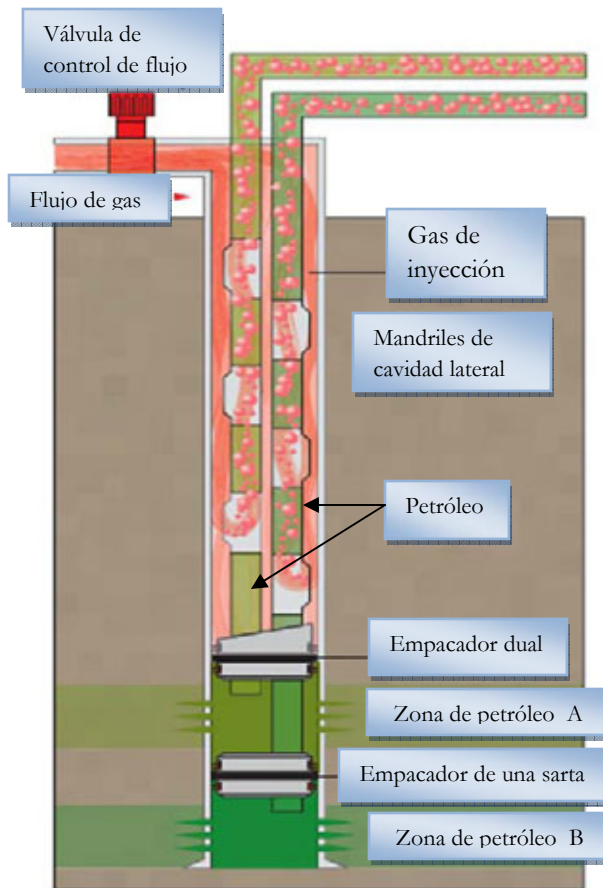


Figura 2.36. Sistema dual de levantamiento por gas.



Figura 2.37. Sistema PerfLift.

2.6 EQUIPO SUPERFICIAL.

Son los mecanismos que se localizan en la superficie, su fin es la de conducir, controlar y regular el gas que se inyecta al pozo, la infraestructura de Bombeo Neumático en la superficie incluye: compresores, separadores, manifold, líneas de flujo y trineo de inyección de gas.

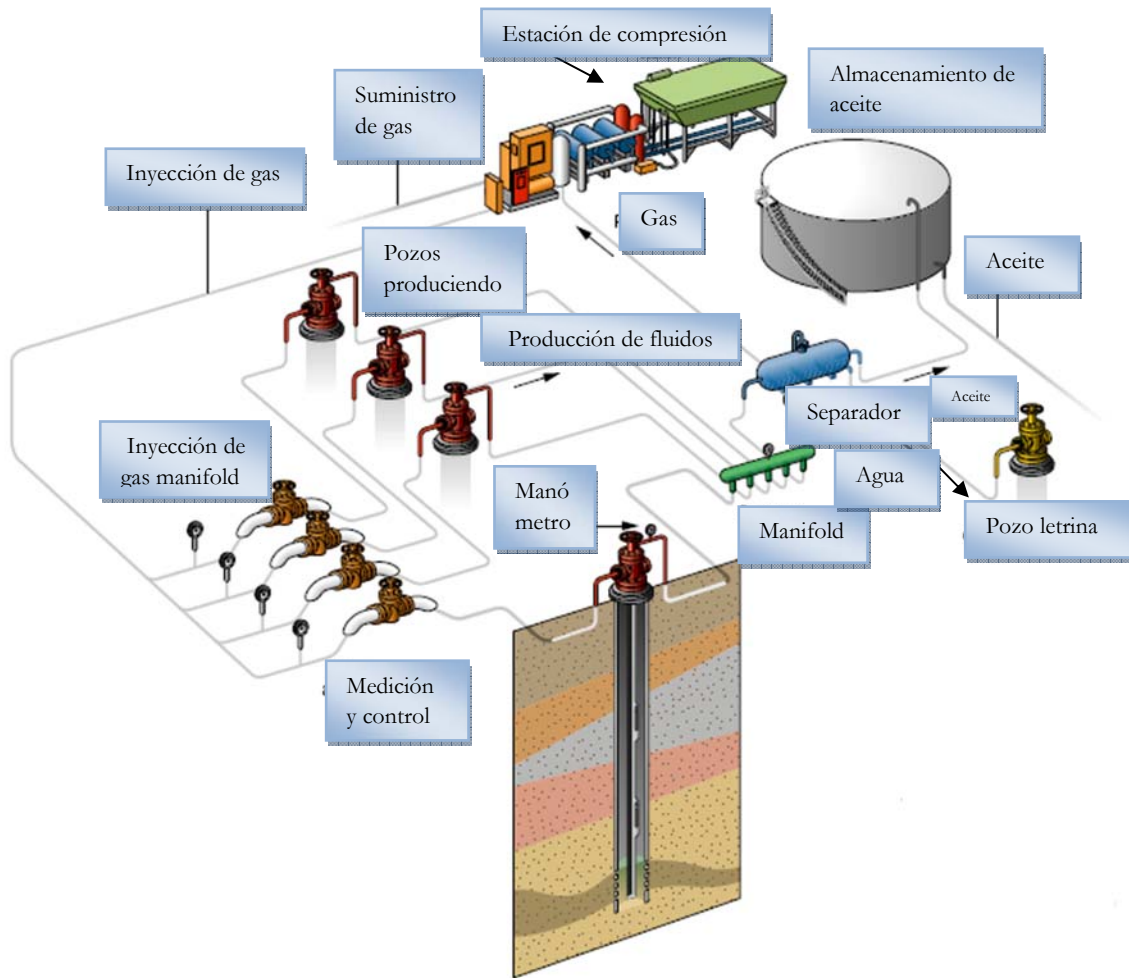


Figura 2.38. Equipo superficial del Sistema de Bombeo Neumático.

TRINEO DE INYECCIÓN DE GAS.

Es un conjunto de dispositivos interconectados estratégicamente que van del gasoducto hacia el pozo para efectuar la inyección de gas de bombeo neumático, su finalidad es la de regular y conducir la inyección de gas y está compuesto de: Válvula de control (roscada o bridada), válvula de aguja (roscada), filtro, válvula motora (roscada), piloto interruptor de ciclos, aparato registrador de flujo, fitting y válvula de retención o check.

VÁLVULA DE CONTROL.

Es el dispositivo que inicia el control del gas de Bombeo Neumático inyectado al pozo, cuenta con gran capacidad de trabajo, es de compuerta, y puede ser roscada o bridada.

INTERRUPTOR MECÁNICO Y ELECTRÓNICO.

Es un mecanismo que permite manejar el gas que se va a inyectar al pozo, está compuesto con partes mecánicas y se puede operar en forma manual.

1. Piñones, 2. Micro válvulas, 3. Reloj, 4. Reductor, 5. Manómetro, 6. Diafragma, 7. Resorte, 8. Cremallera, 9. Filtro para condensado, 10. Eslabón, 11. Cinturón y Tornillo, 12. Plato inferior, 13. Plato superior, 14. Tobera, 15. Línea de cobre U, 16. Válvula de tres vías, 17. Balancín 18. Flecha de engrane de reloj y disco, 19. Gatillo, 20. Tuerca de ajuste, 21. Disco de ciclaje, 22. Válvula de retención y 23. Tuerca del disco.

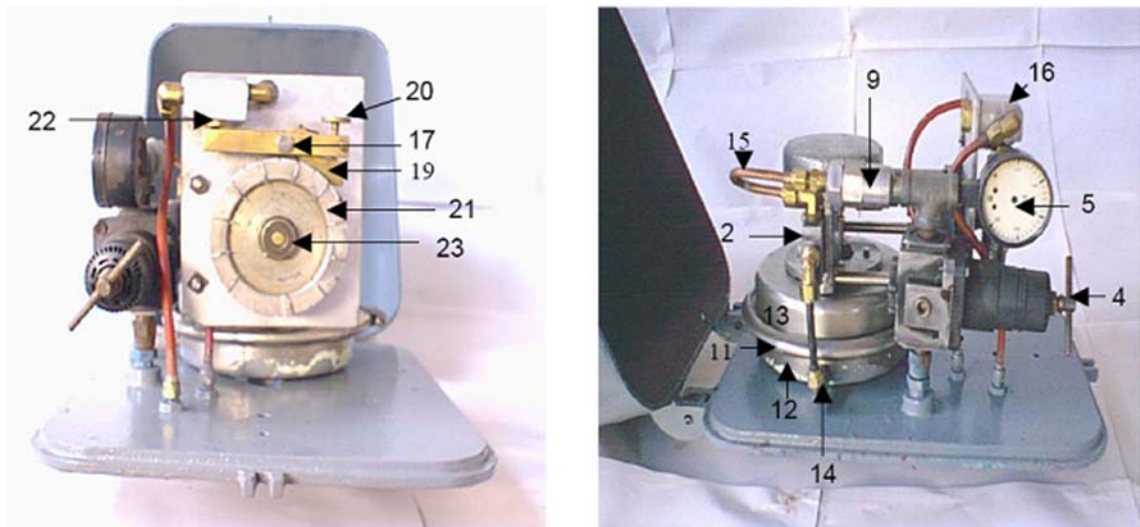


Figura 2.39. Interruptor Mecánico y Electrónico.

INTERRUPTOR ELECTRÓNICO.

Este dispositivo se compone por partes eléctricas, su operación es electrónica, utiliza una fuente de energía que puede ser solar como una fotocelda o pilas. Pueden ser magnéticos o digitales.



Figura 2.40. Interruptor Electrónico.

CONTROL POR INTERRUPTOR DE CICLOS.

Es un dispositivo para control de inyección de gas por medio de un reloj en la línea de suministro de gas, opera independientemente de la producción del pozo y de la presión del gas en el anillo. Regula la cantidad de gas proporcionada mediante el control de la duración de inyección de gas y el control del tiempo entre ciclos. Consiste en una rueda dentada movida por un reloj, que activa a una válvula piloto neumática de acuerdo con la frecuencia de ciclos, ajustada en la rueda, el piloto neumático impulsa a una válvula controlada por diafragma, generalmente llamada válvula motora, este control requiere un suministro de gas a baja presión que se obtiene usualmente mediante la reducción de la presión del gas de la línea, a través de reguladores auxiliares, un regulador de dos pasos deberá normalmente ser usado para reducir la posibilidad de congelamiento. Otros controles de ciclos pueden ser interruptores neumáticos, electrónicos o de relojes eléctricos.

VÁLVULA MOTORA.

La válvula motora permite manejar en forma automática los ciclos de volúmenes de gas inyectado que se requieran en un pozo. Pueden ser normalmente abiertas y normalmente cerradas, según las necesidades de operación que se requieran. Abiertas: Permanecen abiertas cuando no les llega ninguna señal neumática para su operación. Cerradas: Permanecen cerradas hasta que reciben una señal neumática para su operación.



Figura 2.41. Válvula motora normalmente cerrada.



Figura 2.42. Válvula motora normalmente abierta.

FILTRO.

Su función es eliminar los líquidos y sólidos que van acompañando al gas de bombeo neumático que se inyecta en el pozo.

VÁLVULA DE AGUJA (Estrangulador).

La válvula de aguja tiene como función principal regular con seguridad el flujo de gas, se puede operar gradualmente según las necesidades requeridas en el pozo, es decir, se puede regular el flujo por medio de su diámetro. Se instala en la línea de inyección de gas.



Figura 2.43. Válvula de aguja (estrangulador).

FITTING Y PLACA DE ORIFICIO.

El fitting es un cuerpo de hierro fundido, a uno y otro lado de la placa de orificio.

La placa de orificio es una pieza de metal, que tiene un orificio concéntrico y va alojado en el fitting o porta placa a través del cual mide información de los volúmenes de gas inyectados al pozo en un tiempo determinado. Los medidores de orificio son dispositivos que registran la presión del flujo antes y después de una restricción de diámetro. Su funcionamiento está basado en la pérdida de presión causada por restricciones del diámetro.

REGISTRADOR DE FLUJO.

Con el registrador de flujo se obtiene la información graficada de las lecturas, valores y comportamiento de la operación de un pozo. Pueden ser registradores diferenciales (de mercurio) o medidores con fuelles.

En los registradores de presión diferencial: La presión estática y diferencial, se miden y posteriormente se convierten en unidades de flujo por medio de un dispositivo de medición.



Figura 2.44. Registrador de flujo.

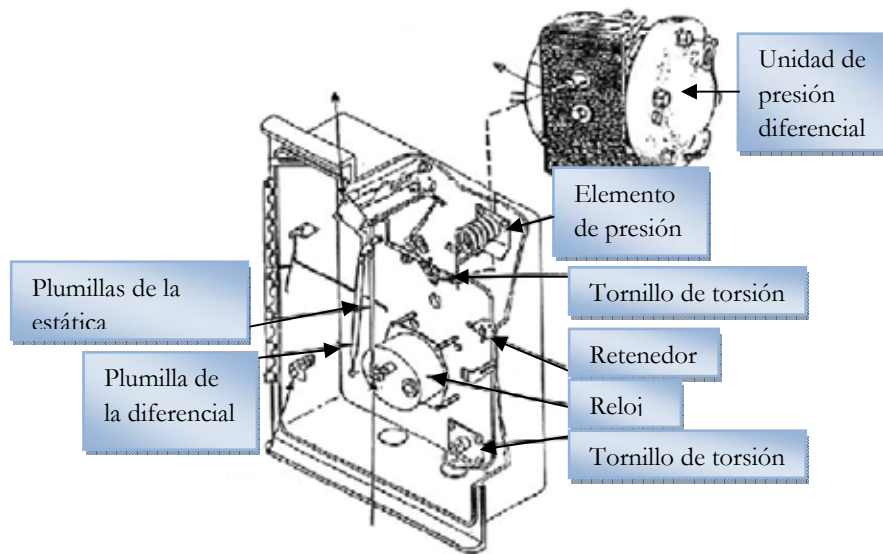


Figura 2.45. Partes de un registrador de flujo.

El registrador de fuelles consta de un elemento de presión, un mecanismo de relojería, un tubo helicoidal de bourdón, brazo de plumillas para lectura estática y diferencial, el mueble del aparato o caja y un manifold de válvulas.

MANÓMETRO.

Este instrumento permite tomar lecturas de presiones instantáneas puede colocarse en trineos, árboles de válvulas, oleoductos, gasoductos, baterías de separación, etc., los manómetros de metal consisten en un bourdón cerrado de paredes delgadas y elásticas que al sufrir una deformación generan movimiento y éste es transmitido a una aguja indicadora.



Figura 2.46. Manómetro.

VÁLVULA DE RETENCIÓN O VÁLVULA CHECK.

Evita el retroceso del fluido y sirve como dispositivo de seguridad cuando ocurre una fuga en los componentes del trineo, puede ser de tipo pistón, de charnela o cortina.

Válvula de Pistón: Este tipo produce una alta caída de presión de la línea además de proporcionar un cierre más hermético que cualquier otro tipo de válvula de retención, su diseño en espiral da un sello positivo.

Válvula de Retención de Charnela: En el interior tiene un disco que oscila y permite el paso del flujo, esto hace que la turbulencia se reduzca y la fuerza de la caída de presión sea mínima.

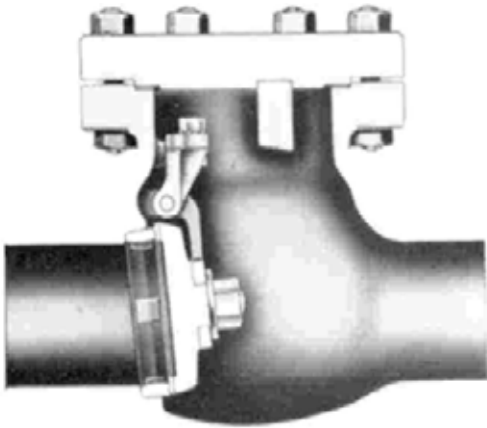


Figura 2.47. Check de charnela.

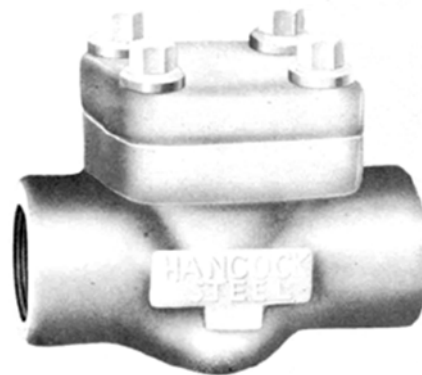


Figura 2.48. Check de pistón.

Válvula de Flote.

Es la válvula que va instalada en las conexiones superficiales del pozo y su función es la de aislar, regular los flujos entre la línea de descarga y el árbol de válvulas y controlar el flujo hacia la batería de separación. Se debe mantener lubricada, protegida y despejarla de la maleza y basura para su localización y operación. Existen tres tipos de válvulas de flote: de compuerta, de globo y macho.



Figura 2.49. Válvula de flote.

COMPRESOR.

Su función es la de suministrar la presión necesaria y con un volumen determinado de gas para imprimir la presión de apertura que se necesita en las válvulas operantes y el volumen de gas necesario para levantar un bache de aceite.

Existen tres tipos de sistemas de compresión:

Abierto: En este sistema el gas proviene de un sistema de baja presión, el gas se comprime y se envía a los pozos, después se envía nuevamente al sistema de baja presión.

Semicerrado: En este sistema se cuenta con gas comprimido el cual se inyecta en los pozos, después se recircula y se vuelve a comprimir.

Cerrado: No requiere de gas suministrado por otra fuente, el gas se recircula del compresor al pozo, de éste al separador y de ahí al compresor nuevamente.



Figura 2.50. Compresor.

BATERIA DE SEPARACIÓN.

Es un equipo de metal utilizado para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de las líneas de escurrimiento de los pozos, así como de estabilizar el crudo para su bombeo y deshidratar el gas para su posterior compresión. Existen dos formas de clasificar las baterías de separación, por su separación de fases en bifásicos (gas y líquido) o trifásicos (gas, aceite y agua) y de acuerdo a su geometría en horizontales, verticales y esféricos.



Figura 2.51. Separador Horizontal.

2.7 INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL DISEÑO DE APAREJOS DE BN.

Se requieren datos del pozo como el diámetro de la tubería, peso, profundidad del pozo, profundidad de asentamiento de las tuberías, parámetros de los fluidos como; tipo de fluidos producidos (°API), relación gas aceite (RGA), salinidad del agua, datos PVT como, factor de volumen del aceite, viscosidad del aceite, tensión superficial del aceite, solubilidad del gas, rango de presiones y temperaturas.

La información requerida para la ubicación donde se pondrán las válvulas son los datos del gas de inyección, como la presión del gas disponible en superficie, el gradiente de los fluidos del pozo, IP, contrapresión en la boca del pozo (presión de separación y presión en la línea de descarga), nivel de fluido en la TR, gradiente de fluido de control, presión de fondo fluyendo, presión estática, volúmenes relativos de gas y aceite que suben por la TP, velocidad de flujo, adicionalmente es importante considerar el tipo de instalación que se va a utilizar.

2.8 CONSIDERACIONES QUE SE DEBEN TENER EN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO NEUMÁTICO.

- Los diseños de la instalación deben incluir factores de seguridad para compensar errores en la información y para permitir un aumento en la presión de gas de inyección para abrir completamente las válvulas de elevación de gas.
- Se recomienda antes de instalar las válvulas probarlas y calibrarlas para cerciorarse de que abran a las presiones deseadas.
- Se debe hacer un lavado de pozo, es decir, circular varias veces antes de inyectar el gas, ya que, si en el pozo han quedado materiales indeseables como cal blanda, las válvulas se tapan rápidamente y para destaparlas hay que sacar el aparejo de producción.
- Para aplicar el bombeo neumático en un campo, es necesario conocer la presión de fondo estática de los yacimientos, a la cual estos dejan de fluir por energía natural.
- Es importante hacer una buena selección del compresor ya que de esto dependen en gran medida los costos. Se debe tener en cuenta la presión requerida de inyección, volumen de inyección, número y localización de los pozos que suministrará el compresor y sus respectivos datos, el sistema de distribución y las características del terreno.

2.9 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO.

Ventajas:

- El bombeo neumático por flujo continuo es aplicable a pozos con alta y baja relación gas-líquido. Cuando la relación gas-líquido natural de la formación es baja, aumenta la eficiencia del sistema, ya que con pocos incrementos en el volumen de gas de inyección, el incremento en la producción es más significativa.
- Los costos de equipamiento de pozo son bajos.
- El rango de gastos que maneja va de 200 a 20 000 [BPD] por Tubería de Producción.
- Puede superar los 80,000 [BPD] en flujo por Tubería de Revestimiento.
- Es resistente a la corrosión y abrasión.
- Es un excelente método de elevación en pozos donde se tiene que manejar mucho gas.
- Se puede aplicar en pozos donde se tienen que manejar sólidos.
- Maneja densidades de los fluidos mayores a los 15° API.
- Es un excelente método en aplicaciones costa afuera.
- El equipo superficial para el control de inyección de gas es sencillo y requiere poco mantenimiento y mínimo espacio para su instalación.
- Puede operar en pozos desviados de 0° a 50°.
- Las válvulas recuperables pueden reemplazarse sin tener que “matar” el pozo o retirar la TP.
- La válvula es un accesorio sencillo con pocas partes movibles y los fluidos del pozo contenedores de partículas de arena no tienen que pasar a través de la válvula para ser elevados. Las válvulas pueden recuperarse con línea de acero y utilizarse en otros pozos, por lo que su reparación es económica.
- La compresión del gas se puede localizar a distancia, lo cual es una ventaja en las instalaciones marinas.
- Se puede instalar en pozos con diámetros grandes y pequeños.

Desventajas:

- Cuando la relación gas-líquido es extremadamente alta, en algunas ocasiones, el incremento de producción por volumen de gas inyectado puede resultar en una operación incosteable.
- Cuando la relación gas-líquida es tan alta que el gradiente mínimo fluyendo dentro de la tubería está próximo a alcanzarse, puede ocurrir que al inyectar gas no se manifieste incremento en la producción.
- Si el volumen inyectado rebasa la relación gas-líquida con la que se alcanza el gradiente mínimo, habrá una reducción en la producción del pozo, contraria a lo que pudiera esperarse.
- Los costos de equipamiento de pozo son bajos, pero los costos de líneas y compresión pueden ser altos (una central de compresión reduce los precios por pozo), además si se compra el gas aumentan significativamente los costos.
- Incrementan los costos operativos al manejar gases amargos.
- El equipo convencional de BN opera en un rango de temperaturas de 100 a 250 [°F].
- El equipo convencional de BN opera a profundidades máximas de 5 000 a 10 000 [ft].
- Requiere de una fuente de gas a alta presión.
- La TR y las líneas deben soportar la presión del gas.
- El BN no es muy eficiente en producción con crudos viscosos, salmueras sobresaturadas, o con emulsiones.
- En zonas climáticas frías presenta problemas de congelamiento de gas, así como presencia de hidratos.
- La tubería debe resistir las altas presiones de inyección.

SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS O COMBINACIÓN DE SISTEMAS.

3.1 ANTECEDENTES.

Alrededor del mundo existen aproximadamente 890 000 pozos productores de aceite, de los cuales el 94% utilizan alguna forma de levantamiento artificial, en donde el 40% de esos pozos utiliza Bombeo Mecánico, el 34% Bombeo Neumático, el 18% Bombeo Electrocentrífugo, el 5% Cavidades progresivas, el 1% Bombeo Hidráulico y el 2% utiliza otros sistemas de levantamiento*.



Figura 3.1. Porcentajes de Sistemas Artificiales utilizados en pozos de todo el mundo.

Conforme pasa el tiempo esta cifra irá en aumento, dado que los yacimientos se van depresionando se necesitará utilizar los métodos de levantamiento artificial para aligerar la columna de fluidos de los pozos y ayudarlos a subir a la superficie.

La historia de los sistemas de levantamiento artificial está marcada por innovaciones tecnológicas para poder ampliar el rango de aplicación de éstos, haciendo posible su aplicación en pozos de ambientes hostiles, en aguas profundas, en pozos que requieren manejo de sólidos, manejo de grandes volúmenes de gas, etc., con la evolución de los sistemas artificiales se van creando nuevas generaciones que pueden aplicarse casi en cualquier tipo de pozo.

Así que con el desarrollo de la tecnología se comenzó a implementar la combinación de sistemas de levantamiento artificial para superar las deficiencias y debilidades que tenía cada sistema por sí solo.

* Presentación "Lunch Learn Artificial Lift", Schlumberger, Junio de 2005.

3.2 DEFINICIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES HÍBRIDOS.

A finales de la década de los 90's se comenzaron a utilizar los Sistemas Artificiales Híbridos, en donde se combinaban dos tecnologías de levantamiento artificial existentes en un mismo aparejo de producción. Los Sistemas Artificiales Híbridos consisten en un doble sistema artificial de producción, en cualquiera de sus variantes. Ambos operan al mismo tiempo en un solo aparejo de producción y su finalidad es maximizar los beneficios de cada una de las tecnologías para incrementar la recuperación de hidrocarburos. Se han implementado las siguientes combinaciones de acuerdo a las condiciones de cada pozo:

- Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas con Bombeo Neumático.
- Bombeo Electrocentrífugo con Bombeo Neumático.
- Bombeo Electrocentrífugo con Bombeo Hidráulico.
- Bombeo tipo Jet con Bombeo Neumático.
- Bombeo Electrocentrífugo con Cavidades Progresivas.
- Bombeo Mecánico con Bombeo Neumático.
- Émbolo viajero con Bombeo Neumático.

3.3 COMBINACIÓN DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON BOMBEO HIDRÁULICO (TIPO JET).

En el caso de la combinación de Bombeo Electrocentrífugo con Bombeo Hidráulico (Tipo Jet), en el fondo del pozo se coloca un separador debajo del BEC, el cual envía al gas al espacio anular. La bomba hidráulica se instala arriba del BEC, ésta conduce el fluido descargado por la bomba electrocentrífuga, toma el gas del espacio anular y lo mezcla con el fluido producido en la tubería, aligerando la columna del fluido. Por esta razón la eficiencia de la bomba electrocentrífuga se ve mejorada retirando el gas debajo de ésta y aligerando la columna por encima.

En las aplicaciones de aguas profundas el levantamiento artificial debe operar eficientemente con mezclas multifase de gas-líquido. Pruebas prototipo han probado que el Bombeo Hidráulico tipo Jet al ser operado en combinación con el Bombeo Eléctrico Sumergible puede admitir producción con RGA alta en pozos de aguas profundas.

Un separador rotario de gas (RGS) reduce el volumen de gas libre que ingresa a la entrada de la bomba, en consecuencia incrementa el rendimiento de ésta. La colocación de una bomba tipo Jet en la tubería por encima de la bomba eléctrica sumergible permite la descarga de gas segregado dentro del espacio anular entre la TP y la TR mediante separación rotaria para ser comprimido e inyectado nuevamente dentro de la corriente de flujo del líquido que es bombeado a la superficie por la bomba sumergible.

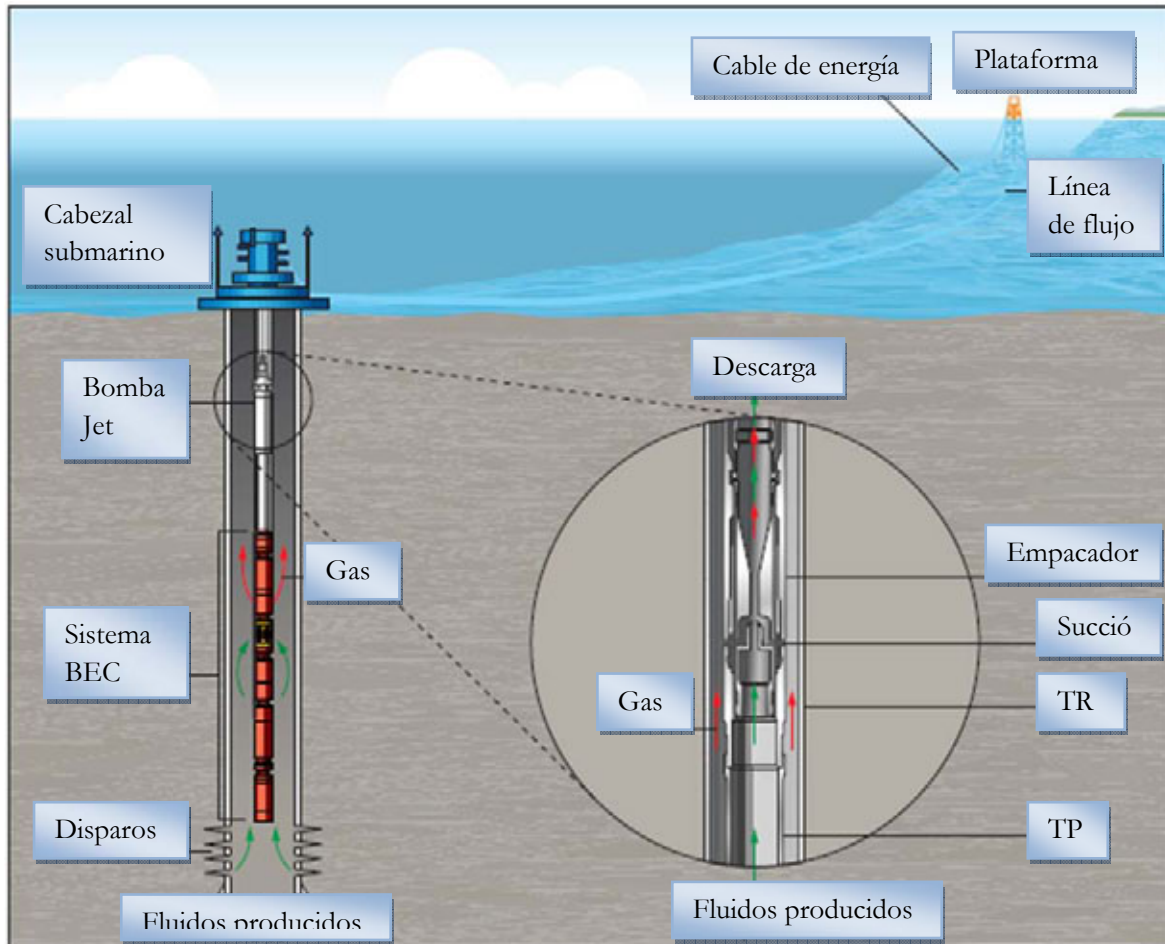


Figura 3.2. Combinación de Bombeo Hidráulico Tipo Jet y BEC.

En la bomba tipo Jet el fluido que proporciona potencia es el líquido (fluido producido menos el gas libre) bombeado por la bomba eléctrica sumergible. Ver figura 3.2.

3.4 COMBINACIÓN DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS CON BOMBEO NEUMÁTICO.

La combinación de los sistemas de levantamiento de Cavidades Progresivas con Bombeo Neumático principalmente es aplicable en pozos que producen aceite pesado y bitumen. El Bombeo por Cavidades Progresivas consiste de dos engranes helicoidales, uno dentro del otro rotando a lo largo de su eje longitudinal correspondiente, el engrane externo tiene un diente más que el interno. Cuando el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forma una serie de cavidades selladas desde la entrada hasta la descarga de la bomba, cuando una cavidad disminuye, se crea otra cavidad del mismo volumen. Por cada giro del rotor, el estator moverá una cantidad de fluido, la capacidad de presión de la bomba está en función de número de líneas selladas.

Así que combinando éste con Bombeo Neumático su operación consiste en que las cavidades progresivas imprimen la energía requerida al fluido que aporta la formación para mantener un volumen constante (su flujo es función de las [RPM]) conduciéndolo hacia las válvulas de Bombeo Neumático colocadas en la parte superior, las cuales inyectan el gas que se mezcla con el fluido disminuyendo la densidad de la columna de aceite producido creando un diferencial de presión que eleva la columna de fluido contenido en la tubería de producción y que finalmente lo conduce a la superficie.

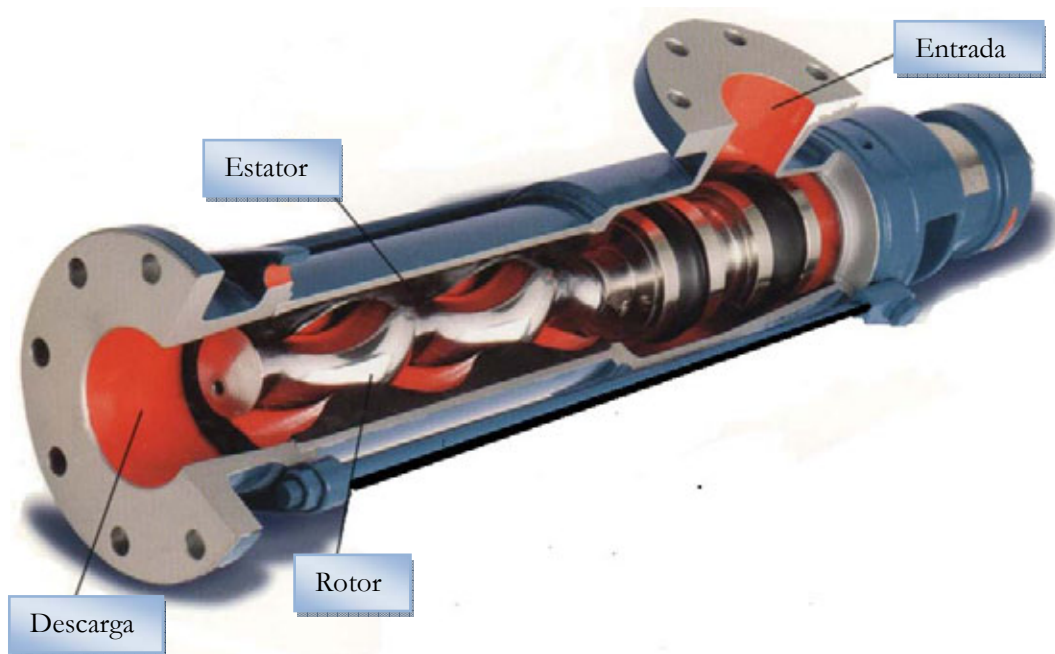


Figura 3.3. Componentes del sistema de Cavidades Progresivas.

3.5 COMBINACIÓN DE ÉMBOLO VIAJERO CON BOMBEO NEUMÁTICO.

En la combinación de Émbolo Viajero con Bombeo Neumático el objetivo es mejorar la eficiencia de elevación en pozos que producen intermitentemente, para disminuir el resbalamiento debido a la fuga de gas antes de que el fluido producido (bache) llegue a la superficie. La función del Sistema de Émbolo Viajero es proveer una interface mecánica entre el líquido producido por el pozo y la energía dada a través del gas inyectado por las válvulas de BN. Los líquidos son llevados a superficie por el movimiento de un pistón libre viajando desde el fondo del pozo hacia la superficie. Esta interface elimina el escurrimiento, aumenta la eficiencia y mantiene un bajo nivel de fluido.



Figura 3.4. Émbolo viajero.

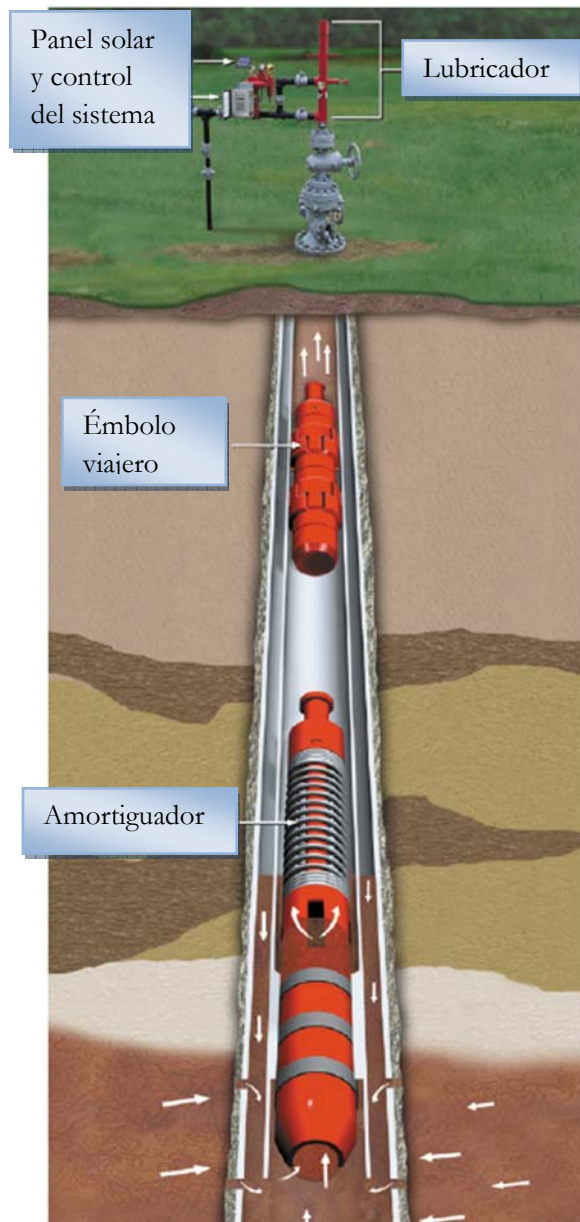


Figura 3.5. Componentes del Émbolo viajero.

3.6 COMBINACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET (O A CHORRO) CON BOMBEO NEUMÁTICO.

Por otro lado la combinación de Bombeo tipo Jet (o a chorro) con Bombeo Neumático se usa generalmente con una sarta concéntrica (espiral) dentro de la tubería de producción. Se inyecta fluido con energía debajo de la tubería en espiral; al final de dicha tubería la Bomba Jet expulsa el fluido con energía y lo mezcla con los fluidos producidos, (El fluido motriz, ya se agua o aceite, se introduce en la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz con la que ingresa, esta reducción de la presión ocasiona que el fluido producido entre en la cámara y se mezcle con el fluido motriz). El gas de levantamiento es inyectado encima de la Bomba Jet que nuevamente aligera la columna de fluidos producidos mejorando la eficiencia de la bomba.

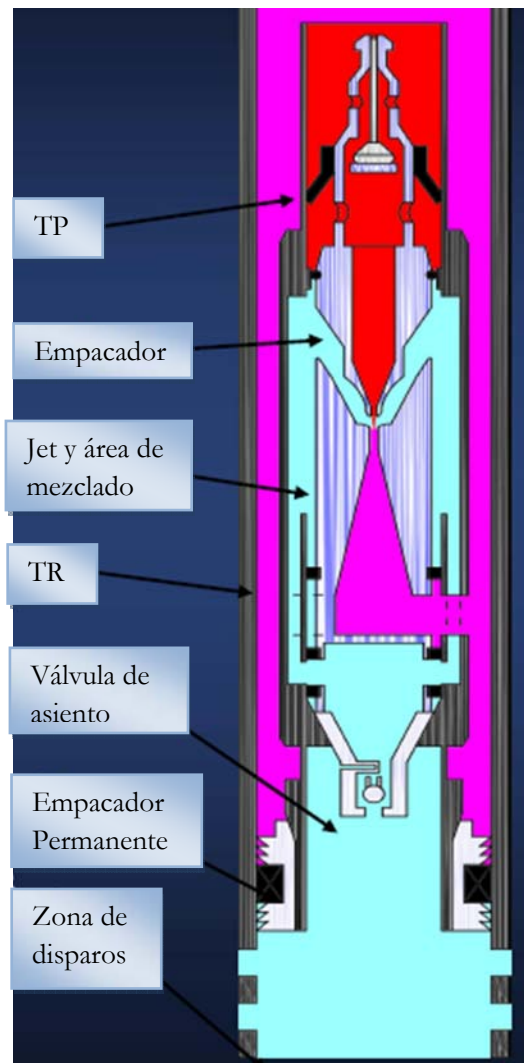


Figura 3.6. Émbolo viajero.

3.7 COMBINACIÓN DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON CAVIDADES PROGRESIVAS.

En aplicaciones de aceites pesados la combinación de Bombeo Electrocentrífugo con Cavidades Progresivas (ESPCP), tiene la capacidad de manejar sólidos en pozos altamente desviados y/o en pozos horizontales. En este caso el Bombeo de Cavidades Progresivas está manejado por el motor electrocentrífugo en el fondo del pozo en lugar de ser conducido por las barras giratorias.

El sistema de Cavidades Progresivas es popular por producir fluidos con alto contenido de sólidos, condensados aromáticos y emulsiones firmes, así como en pozos de crudos pesados, especialmente en pozos altamente desviados o con diámetro pequeño en la tubería, ya que el operador puede recuperar y reemplazar fácilmente la bomba. Sin embargo, en pozos no verticales, la experiencia del manejo convencional en superficie de este sistema nos dice que la varilla falla e induce fugas en la tubería. Varios sistemas sin varillas se están utilizando para solucionar éstos problemas.

Una alternativa es la combinación en el aparejo de producción que usa un cable de energía eléctrica, un motor sumergible, un protector y un tablero de control para manejar las cavidades progresivas. Esta combinación elimina el rompimiento de varillas, el desgaste de la tubería y las fugas en la cabeza del pozo, lo cual reduce el tiempo improductivo y los costos.

La falla principal en el sistema de Cavidades Progresivas es del desgaste de la bomba, ya que las condiciones subsuperficiales severas reducen el rendimiento y la eficiencia de la bomba, pero el motor del Bombeo Eléctrico Sumergible y el manejo de sus componentes usualmente no son afectados y pueden ser reutilizados.

Otra alternativa en esta combinación es utilizar tubería en espiral para reemplazar la bomba, que en consecuencia ayudaría a ahorrar costos, haciendo más atractivo el sistema combinado cuando la bomba falla frecuentemente.

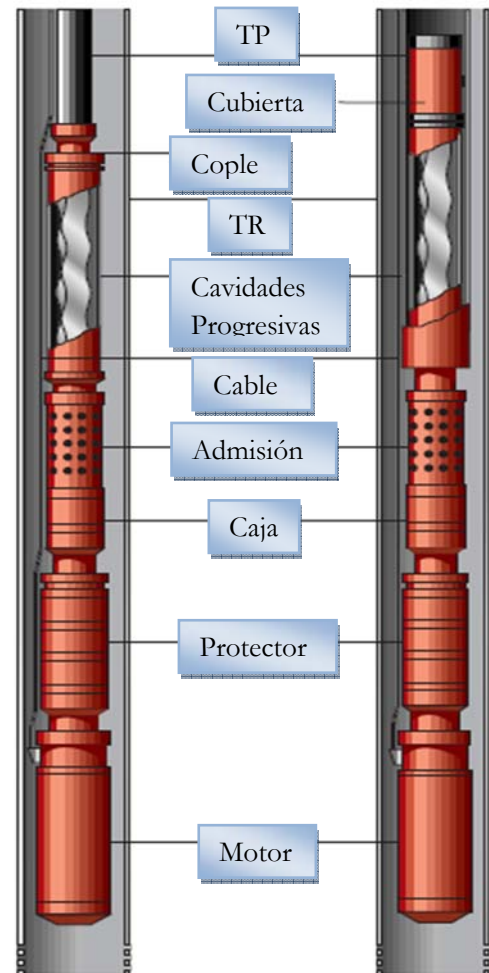


Figura 3.7. Combinación del BEC con SCP.

3.8 COMBINACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO CON BOMBEO MECÁNICO.

La combinación en la que se colocan las válvulas de Bombeo Neumático por arriba de las varillas de Bombeo Mecánico también aligera la columna de fluido producido, en ésta se reducen las presiones de descarga de la bomba de 20 a 30%, por lo cual, se reduce el tamaño del equipo superficial. El Bombeo Mecánico convierte el movimiento giratorio del motor en la superficie a un movimiento recíprocante sobre la varilla pulida, la varilla pulida transmite energía a la bomba de émbolo, el movimiento de la varilla pulida produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionado por la salida parcial del émbolo, haciendo que el fluido penetre al barril a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. La válvula viajera desplaza al fluido y lo conduce hacia las válvulas de Bombeo Neumático donde se inyecta gas a alta presión impulsándolo nuevamente hacia la superficie.

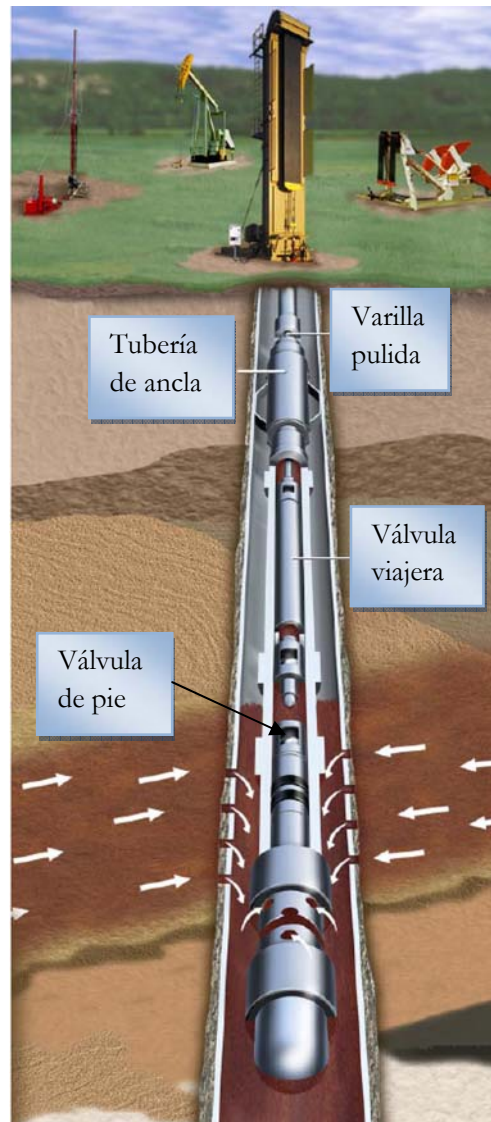


Figura 3.8. Bombeo mecánico.

3.9 COMBINACIÓN DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO CON BOMBEO NEUMÁTICO.

Igualmente en la combinación de Bombeo electrocentrífugo con Bombeo Neumático, se aligera la columna de fluido mediante la inyección de gas por arriba del BEC. Una estimación aproximada es que el peso de la columna se reduce hasta en un 40%, lo cual incrementa enormemente el rendimiento del sistema BEC. El sistema de Bombeo Neumático se ha combinado con el sistema de Bombeo Electrocentrífugo en un solo aparejo, en las dos formas siguientes:

- La primera es instalando un empacador que sella la tubería por encima del aparejo de BEC y con una válvula de BN colocada por encima de ese empacador, en donde el operador puede inyectar gas hacia el espacio anular de la tubería y de ahí hacia la TP a través de la válvula de elevación de gas.

En el caso en que la bomba falle el operador puede alcanzar la producción de gas deseada solo con las válvulas de BN; sin embargo, si el pozo es gaseoso este sistema no se puede utilizar, ya que el sistema de Bombeo Electrocentrífugo no es eficiente para pozos con alto RGA.

En instalaciones convencionales con sistema BEC en pozos gasificados generalmente se coloca un separador de gas debajo de la bomba, éste separa el líquido del gas, entrega el líquido a la bomba y ventea el gas hacia el espacio anular, en este tipo de combinación de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible y Bombeo Neumático no se puede instalar un separador de gas ya que iría montado por debajo del empacador y al ventear el gas sería bloqueado por el empacador en vez de fluir hacia el espacio anular.

- La segunda forma de combinación, es cuando se utiliza en instalaciones convencionales, en donde no se utiliza empacador, en este tipo de combinación la válvula de Bombeo Neumático se instala por encima del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo y en este caso si se instala un separador de gas porque como no hay empacador que lo bloquee, el gas puede fluir hacia el espacio anular de la tubería.

Sin embargo esta combinación es menos eficiente que el caso anterior porque si la bomba falla no hay empacador que separe al espacio anular de los disparos y por tanto dejaría de producir el pozo.

La combinación de Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrífugo Sumergible en un mismo aparejo de producción ofrece muchas oportunidades para incrementar la producción, optimizar rangos de flujo y asegura una operación ininterrumpida ya que provee seguridad en caso de que la bomba eléctrica sumergible falle y puede ser usado antes del arranque de la bomba para descargar los pozos o en pozos con producción de gas excesivo y/o arena.

La combinación opera con ambos sistemas simultáneamente, la bomba sumergible incrementa la presión del fondo del pozo, por lo tanto, aumenta la presión del flujo conduciéndolo a las válvulas de inyección de gas del Bombeo Neumático.

Desde el punto de vista de diseño, la bomba eléctrica sumergible desarrolla presiones diferenciales de flujo más grandes en el fondo del pozo que el Bombeo Neumático para dar un determinado gasto, pero la operación simultánea del Bombeo Neumático y el Bombeo Eléctrico Sumergible hacen posible el uso de una bomba y un motor más pequeños.

El ahorro de los costos de esta combinación puede ser utilizado para instalar sistemas con materiales avanzados y diseños que puedan manejar condiciones hostiles, y así extender la vida del motor y la bomba.

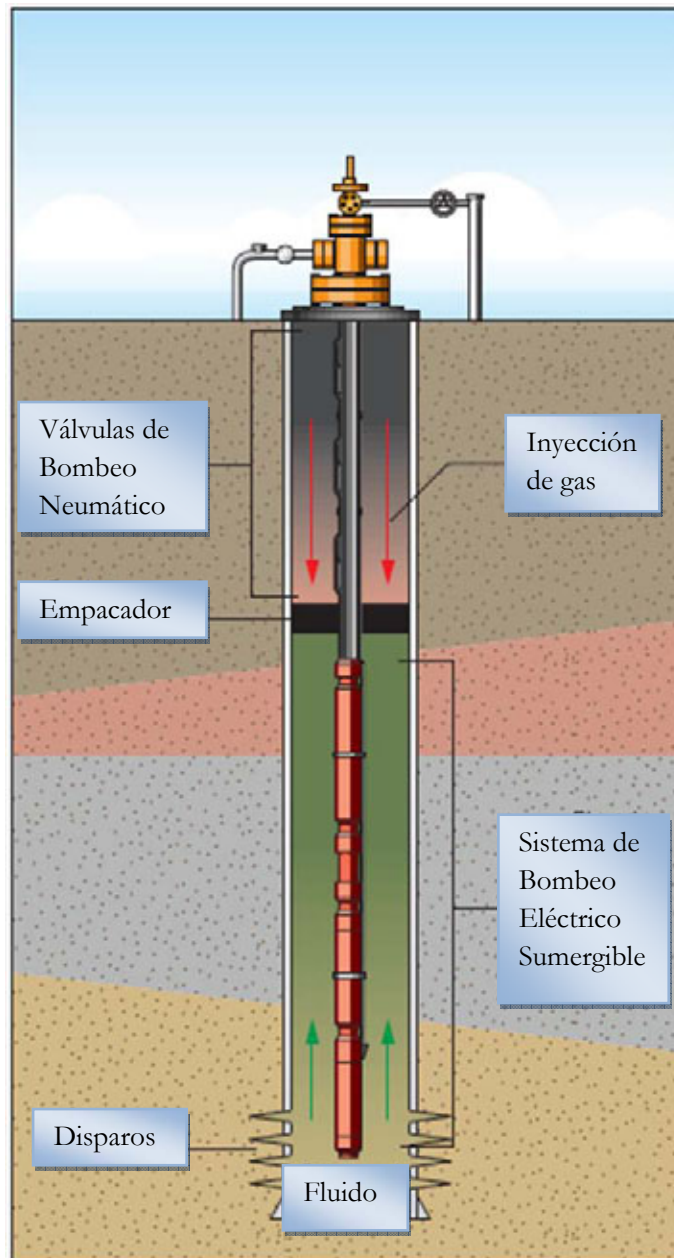


Figura 3.9. Combinación del BEC con Bombeo Neumático.

La combinación de Bombeo Electrocentrífugo con Bombeo Neumático es la más eficiente, ya que el objetivo de esta combinación es minimizar los requerimientos totales de energía y maximizar la producción, ya que el equipo electrocentrífugo está diseñado con el propósito de imprimir presión a los fluidos en varias etapas por medio de un estator que gira y por consecuencia expulsa con su velocidad el fluido hacia los rotores que están colocados sucesivamente enviándolos a las válvulas del sistema de Bombeo Neumático en donde la expansión del gas aligera la densidad de la columna de fluidos llevándolos a la superficie.

Esta combinación es aplicable a pozos marinos debido a que no requiere grandes instalaciones superficiales, a excepción de una fuente de compresión de gas la cual puede estar situada en tierra para el Bombeo Neumático, opera a grandes profundidades, a altas temperaturas, alta relación gas aceite, es resistente a la corrosión, es aplicable en pozos desviados y maneja altos volúmenes de producción.

3.10 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS.

Los métodos de combinación de sistemas de levantamiento artificial se usan para elevar los rangos de producción a los más bajos costos, bajo mejores condiciones de operación y con más flexibilidad de producción de lo que pudiera esperarse aplicando solo un sistema. Estas combinaciones superan las restricciones y limitaciones de los métodos individuales como:

- Tamaño de la tubería.
- Profundidad de operación.
- Altos porcentajes de gas libre.
- Alta viscosidad.
- Altos rangos de manejo de agua.
- Condiciones de corrosión.
- Temperaturas altas.
- Manejo de sólidos.
- Desviación de pozo.

Los sistemas de levantamiento artificial Híbridos (combinados) también son más adaptables a cambios de condiciones de operación como resultado de la reducción de presión del yacimiento, la inyección de gas para el mantenimiento de la presión y la inyección de agua en la recuperación secundaria.

Los métodos de levantamiento combinados reducen el requerimiento de equipo y consumo de energía, y producen resultados benéficos en términos de costos, inversiones y valor del activo, además mejoran y optimizan la producción en término de incrementos de producción de hidrocarburos, costos de operación, mantenimiento y condiciones de operación.

Adicionalmente, muchas de las restricciones que en forma individual tienen los sistemas artificiales pueden ser resueltas combinándolos apropiadamente, mientras se preparan los pozos para condiciones de explotación futuras.

Combinando sistemas de producción dentro del pozo, se proveen soluciones para no contaminar el medio ambiente y además ayudan a mejorar la rentabilidad, a diferencia de varios métodos de levantamiento artificial por sí solos.

DISEÑO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO, BOMBEO NEUMÁTICO E HÍBRIDO.

Para tener un buen diseño en cualquier método de levantamiento artificial, debemos de tener calidad en la información requerida, ya que de ésta depende el buen funcionamiento del aparejo dentro del pozo.

4.1 PROYECTO DE APLICACIÓN.

Tomando en cuenta los conceptos mencionados en los capítulos anteriores como la base fundamental para la selección y diseño de los sistemas de levantamiento artificial, en este capítulo ejemplificaremos un pozo hipotético, localizado en la zonda de Campeche en el Golfo de México, para fines didácticos que competen al alcance de esta tesis.

4.1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO “ECRAM”.

El campo ECRAM fue descubierto en el año 1978, está localizado en la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a 150 [km] al noreste del estado de Campeche, su tirante de agua de sus pozos es de hasta 600 metros, su reserva original estimada es de 19.5 [MMMBPCE], produce cerca de dos millones de [bpd]. Consta de cinco yacimientos; Yemen, Naracú, Ascar, Arowin e Ydnis, de los cuales el último es el que más produce. El campo ECRAM cuenta con 20 plataformas y con 200 pozos productores de los cuales el 95 % utiliza levantamiento artificial.

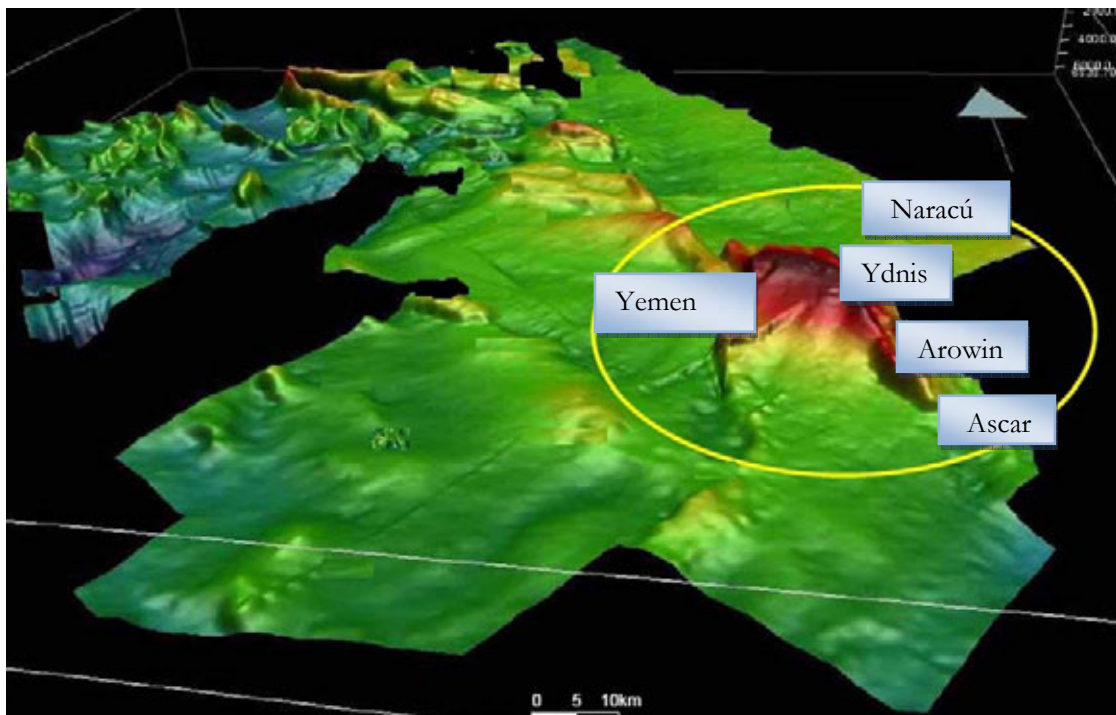


Figura 4.1. Yacimientos del campo ECRAM.

El yacimiento Ydnis es una estructura de tipo anticlinal, del Jurásico Superior Kimmeridgiano, su formación es sumamente fracturada y en forma de vórgulos, estas formaciones son hidráulicamente continuas, su porosidad y permeabilidad están en función de las fracturas y del tamaño de los vórgulos conectados, este yacimiento está orientado ligeramente al Noreste. En este capítulo se evaluarán técnicamente tres tipos de sistemas artificiales que se puedan implantar en un pozo del yacimiento Ydnis, de nombre Ydnis-EV.

4.1.3 Selección de los sistemas de levantamiento artificial del campo ECRAM.

La necesidad de implantar un sistema artificial surge por la problemática que presenta actualmente el campo ECRAM, como es la entrada de agua y el abatimiento de la presión en el yacimiento y por consecuencia en los pozos, los cuales requerirán de energía adicional para continuar produciendo. Para la selección del sistema artificial es necesario hacer un análisis de los datos del yacimiento y del pozo que permitan identificar que sistemas son factibles de implantar; los sistemas existentes son:

- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Neumático o Gas Lift (continuo e intermitente).
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergible (BEC).
- Bombeo de Cavidades Progresivas.
- Bombeo Hidráulico (tipo pistón y Jet o a chorro).
- Embolo Viajero.

Se recomienda que en la selección del método de levantamiento artificial más apropiado se considere la localización geográfica, infraestructura disponible, suministro de energía como gas y/o electricidad, costos de operación y de mantenimiento, producción a recuperar, seguridad industrial y cuidado del medio ambiente.

Por otro lado, desde el punto de vista económico, el mejor SAP, es aquel que provee el mayor valor presente neto (VPN) positivo con la mínima inversión y mínimo tiempo de retorno, sin embargo, cuando las facilidades para instalar un SAP no son grandes lo único que queda es ver cuál de ellos es factible de implantar técnicamente aunque los costos de instalación sean altos siempre y cuando la producción pueda pagar la inversión y obtener los beneficios mínimos de rentabilidad.

En la siguiente tabla se muestra las condiciones en que puede operar cada uno de los sistemas de levantamiento artificial y se hace un análisis comparativo en base a las características principales del pozo Ydnis-EV que se encuentra en el yacimiento Ydnis, en el campo ECRAM, esta tabla se utilizó como apoyo para determinar cuál de estos sistemas presenta las mayores ventajas para implantarse.

Características de los sistemas	Pozo Ydnis-EV	Bombeo Mecánico		Bombeo Neumático		Bombeo Electrocentrífugo	
Profundidad de operación [ft]	8000	1000 -11 000	✓	5000- 10 000	✓	20 000	✓
Gasto [BPD]	950	5 - 1 500	✓	100 - 10 000	✓	100 - 90 000	✓
Temperatura de operación [°F]	200	100 - 350	✓	100 - 250	✓	75 a 550	✓
Desviación del pozo [°]	10	0 a 20	✓	0 a 50	✓	0 a 60	✓
Resistencia a la corrosión	presenta	buena-excelente	✓	buena-excelente	✓	excelente	✓
Manejo de RGA alta.	400 [ft ³ /bl]	pobre-buena	✗	excelente	✓	buena	✓
Manejo de sólidos	Poca	Pobre	✗	buena	✓	pobre-buena	✓
Densidad del fluido	35°	> 8°	✓	> 15°	✓	> 15°	✓
Suministro de energía	Si	eléctrica	✓	gas a presión	✓	eléctrica	✓
Aplicación costa fuera	Si	limitada	✗	excelente	✓	excelente	✓

Características de los sistemas	Pozo Ydnis-EV	Cavidades progresivas		Bombeo Hidráulico		Embolo Viajero	
Profundidad de operación [ft]	8000	2 000 - 4 500	✗	20 000	✓	7 500	✗
Gasto obtenido [BPD]	950	5 - 2 200	✗	100 - 15 000	✓	1 -1 200	✗
Temperatura de operación [°F]	200	75 - 150	✗	75 - 500	✓	75 - 120	✗
Desviación del pozo [°]	10	0 a 5	✗	0 a 50	✓	0 a 6	✗
Resistencia a la corrosión	presenta	pobre	✗	excelente	✓	excelente	✓
Manejo de RGA alta.	400 [ft ³ /bl]	buena	✓	pobre	✗	excelente	✓
Manejo de sólidos	Poca	excelente	✓	excelente	✓	pobre-buena	✓
Densidad del fluido	35°	35°	✓	> 20°	✓	> 8°	✓
Suministro de energía	Si	gas o eléctrica	✓	eléctrica	✓	pozo	✓
Aplicación costa fuera	Si	buena	✓	limitada	✗	buena	✓
Donde: ✓ = Aplicable en el pozo Ydnis-EV, ✗ = No aplicable en el pozo Ydnis-EV.							

Tabla 4.1. Características de los Sistemas de Levantamiento Artificial en base al pozo Ydnis-EV.

De los sistemas antes mencionados, el Bombeo Neumático y el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido son los sistemas candidatos a implantar en el pozo Ydnis-EV, de acuerdo a las condiciones y características del yacimiento y del pozo. Los otros sistemas artificiales no son factibles de implantar por limitaciones, principalmente por no cumplir con el manejo de la producción promedio, la profundidad de operación, temperaturas de operación, desviación del pozo, su poca aplicación en localizaciones costa fuera y por el espacio disponible en la plataforma.

El BN es el tipo de sistema artificial que más se parece al proceso de flujo natural, como ya se mencionó, cuando el fluido viaja hacia la superficie, la presión de la columna de fluido disminuye, el gas empieza a levantar y a desplazar el aceite, reduciendo la densidad del fluido fluyente, esta reducción produce una diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento, lo cual provoca el flujo del fluido producido por el pozo hacia la superficie. De los dos tipos de bombeo neumático empleados en la industria como son el flujo continuo y el flujo intermitente, el primero de éstos es el que ocuparemos en la aplicación del diseño en esta tesis.

El BEC es un sistema en el cuál el motor se encuentra en el fondo del pozo, su principio de funcionamiento se basa en la centrifugación de fluidos en varias etapas, generando presión en la columna de fluido producido, logrando que sea expulsado hacia la superficie. Este sistema de levantamiento artificial ha tenido gran éxito por ser económico, es muy eficiente para manejar altos volúmenes y además no requiere de grandes instalaciones de superficie solo de un tablero de control de velocidad y su cable.

4.2 DISEÑO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO.

A continuación se presenta los datos del pozo YDNIS-EV, mismo que será ilustrado posteriormente en el diseño del sistema combinado [BEC-BN].

Datos de Prueba de Producción:

<i>Relación Gas – Acette RGA</i>	■ 400 [ft ³ /bl]
<i>Presión on la cabeza del pozo Pwh</i>	■ 150 [lb/pg ²]
<i>Presión estática Pws</i>	■ 2 500 [lb/pg ²]
<i>Índice de productividad IP</i>	= 2 [BPD/ΔP]
<i>Gasto de aceite Qo</i>	= 950 [BPD]
<i>Gasto deseado Qd</i>	■ 2 000 [BPD]
<i>Temperatura de fondo Twf</i>	– 200 [°F]
<i>Temperatura en boca del pozo</i>	■ 100 [°F]

Tipos de fluidos:

<i>Densidad del aceite en °API</i>	= 35
<i>Densidad relativa del aceite γ_{ro}</i>	= 0.84
<i>Densidad relativa del gas γ_{rg}</i>	= 0.65 (aire = 1)

Estado mecánico del pozo:

<i>Tubería de revestimiento</i> ϕ_{TR}	= 7 [pg]
<i>Tubería de producción</i> ϕ_{TP}	= 4 [pg]
<i>Dtámetro interior TP</i> $\phi_{Int TP}$	= 3 [pg]
<i>Profundidad total</i>	= 8 000 [ft]
<i>Intervalo disparado</i>	= 7 900 - 8 000 [ft]

Datos complementarios:

<i>Eficiencia del separador</i>	= 85 %
<i>Relación Gas Libre Líquido permisible en la bomba</i>	= 0.10

A partir de la presión estática de fondo P_{ws} , del gasto Q_o y del Índice de productividad IP, calculamos la P_{wf} , utilizando la ecuación siguiente:

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots (63)$$

$$P_{wf} = P_{ws} - \left(\frac{Q_o}{IP}\right) \dots\dots\dots (64)$$

Sustituyendo valores:

$$P_{wf} = 2500 - \left(\frac{950}{2}\right) = 2025 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Para producir el gasto deseado Q_d de 2 000 [BPD], utilizamos la curva de Vogel (Apéndice C, Figura 1C.) para calcular la presión de succión de la bomba tenemos que:

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{2025}{2500} = 0.81$$

Con este valor entramos a la curva de Vogel:

$$\frac{Q_o}{Q_{o \max}} = 0.32$$

Obteniendo $Q_{o \max}$:

$$Q_{o \max} = \frac{Q_o}{0.32} = \frac{950}{0.32} = 2968.7 \text{ [BPD]}$$

$$\frac{Q_d}{Q_{o \max}} = \frac{2000}{2968.7} = 0.67$$

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = 0.52$$

Con este dato entramos nuevamente a la curva de Vogel:

Obteniendo la Presión de succión de la bomba igual a:

$$P_{succ} = P_{wf} = P_{ws} \times 0.52 = 2500 \times 0.52 = 1300 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Sabiendo que la presión de succión corresponde a la profundidad de colocación de la bomba y con la RGA = 400 [ft³/bl], nuestra profundidad a la que se coloca la bomba queda:

$$Prof \text{ coloc bomb} = 7\,700 \text{ [ft]}$$

Para determinar la presión de descarga, es necesario entrar a la gráfica (Apéndice C, Figura 2C.), con la presión en la cabeza $P_{wh} = 150 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, con la RGA = 400 [ft³/bl], con el diámetro interno TP $\phi_{int TP} = 3 \text{ [pg]}$, el gasto deseado $Q_d = 2\,000 \text{ [BPD]}$ y la profundidad de colocación de la bomba $Prof \text{ coloc bomb} = 7\,700 \text{ [ft]}$, obtenemos que la presión de descarga es:

$$P_{desc} = 1650 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

El incremento total de estas dos presiones es:

$$\Delta P = P_{desc} - P_{succ}$$

$$\Delta P = 1650 - 1300 = 350 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Si consideramos 2 incrementos de presión, entonces tenemos que cada uno queda:

$$\Delta P = \frac{350}{2} = 175 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Por otro lado, sabiendo que nuestro pozo Ydnis-EV no produce agua, calculamos la densidad de cada cambio de presión ρ_m , por lo que se encuentra el volumen de aceite y gas para cada presión despreciando el volumen de agua V_w y su factor $f_w = 0$ con la siguiente ecuación:

$$V_{t_{succ}} = V_o + V_g + V_w \dots \dots \dots (65)$$

$$V_{t_{succ}} = Q_d(1 - f_w) B_o + Q_d(1 - f_w)(RGA - R_s)(PGI) B_g + Q_d(f_w) \dots \dots \dots (66)$$

Donde: (PGI)= Porcentaje de gas que pasa a través de la bomba (100%).

Para calcular el valor de B_g para cada presión utilizamos la ecuación:

$$B_g = 0.00504 \times \left[\frac{T_y \times Z_y}{P_y} \right] \left(\frac{bl_g @ 14.7psia}{ft^3 @ 14.7psia} \right) \dots \dots \dots (67)$$

$$Z(1300) = 0.895$$

$$Z(1475) = 0.886$$

$$Z(1650) = 0.877$$

Donde el factor de compresibilidad Z se puede obtener de gráficas, tablas, interpolaciones entre éstas y/o correlaciones.

$$B_g(1300) = 0.00504 \times \left[\frac{(200 + 460) \times 0.895}{(1300 + 14.7)} \right] = 0.002264 \left(\frac{bl_g @ c.yac}{ft^3 @ c.sup} \right)$$

$$B_g(1475) = 0.00504 \times \left[\frac{(200 + 460) \times 0.886}{(1475 + 14.7)} \right] = 0.001978 \left(\frac{bl_g @ c.yac}{ft^3 @ c.sup} \right)$$

$$B_g(1650) = 0.00504 \times \left[\frac{(200 + 460) \times 0.877}{(1650 + 14.7)} \right] = 0.001753 \left(\frac{bl_g @ c.yac}{ft^3 @ c.sup} \right)$$

Se calcula R_s y B_o usando las correlaciones de Standing:

$$R_s = \rho_{rs} \left[\frac{p}{18} \times \frac{10^{0.000947 \times API}}{10^{0.000947 \times T}} \right]^{1.2049} \left(\frac{ft^3 @ c.yac}{bl @ c.sup} \right) \dots \dots \dots (68)$$

$$R_s(1300) = 0.65 \left[\frac{1300 + 14.7}{18} \times \frac{10^{0.000947 \times 38}}{10^{0.000947 \times 200}} \right]^{1.2049} = 232.25 \left(\frac{ft^3 @ c.yac}{bl @ c.sup} \right)$$

$$R_s(1475) = 0.65 \left[\frac{1475 + 14.7}{18} \times \frac{10^{0.000947 \times 38}}{10^{0.000947 \times 200}} \right]^{1.2049} = 269.98 \left(\frac{ft^3 @ c.yac}{bl @ c.sup} \right)$$

$$R_s(1650) = 0.65 \left[\frac{1650 + 14.7}{18} \times \frac{10^{0.000947 \times 38}}{10^{0.000947 \times 200}} \right]^{1.2049} = 308.64 \left(\frac{ft^3 @ c.yac}{bl @ c.sup} \right)$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \left[R_s \left(\frac{R_{sg}}{T_{sc}} \right)^{0.8} + 1.25 (T) \right]^{1.175} \left(\frac{bl @ c.yac}{bl @ c.sup} \right) \dots \dots \dots (69)$$

$$B_o(1300) = 0.972 + 0.000147 \left[232.25 \left(\frac{0.65}{0.849} \right)^{0.8} + 1.25 (200) \right]^{1.175} = 1.1663 \left(\frac{bl @ c.yac}{bl @ c.sup} \right)$$

$$B_o(1475) = 0.972 + 0.000147 \left[269.98 \left(\frac{0.65}{0.849} \right)^{0.8} + 1.25 (200) \right]^{1.175} = 1.1829 \left(\frac{bl @ c.yac}{bl @ c.sup} \right)$$

$$B_o(1650) = 0.972 + 0.000147 \left[308.64 \left(\frac{0.65}{0.849} \right)^{0.8} + 1.25 (200) \right]^{1.175} = 1.2003 \left(\frac{bl @ c.yac}{bl @ c.sup} \right)$$

Ahora tenemos que, como no se produce agua en el pozo Ydnis-EV y se bombea todo el gas que produce, sustituimos los valores obtenidos en ecuación (66), para obtener el volumen total de succión en cada incremento Vt_{succ} :

$$Vt_{succ}(1300) = (2000(1)(1.1663)) + (2000(1)(400 - 232.25)(1)(0.002264))$$

$$Vt_{succ}(1300) = 3092.19 \text{ [BPD]}$$

$$Vt_{succ}(1475) = (2000(1)(1.1829)) + (2000(1)(400 - 269.98)(1)(0.001978))$$

$$Vt_{succ}(1475) = 2880.15 \text{ [BPD]}$$

$$Vt_{succ}(1650) = (2000(1)(1.2003)) + (2000(1)(400 - 308.64)(1)(0.001753))$$

$$Vt_{succ}(1650) = 2720.91 \text{ [BPD]}$$

Encontrando la masa de aceite y gas, tenemos:

$$M = M_o + M_g \dots\dots\dots (70)$$

$$M = 350.5 \gamma_{ro} + 0.0764 \rho_{rg}(RGA) \dots\dots\dots (71)$$

$$M = 350.5(0.849) + 0.0764(0.65)(400) = 317.72 \left[\frac{lbm}{blo} \right]$$

Calculando la densidad de la mezcla de acuerdo al volumen unitario VU en cada incremento de presión, donde VU es igual a:

$$VU = Bo + (RGA - Rs)(Bg) \dots\dots\dots (72)$$

$$VU(1300) = 1.1663 + (400 - 232.25)(0.002264) = 1.5454 \left[\frac{bl(o + g)@c.b}{blo@c.sup} \right]$$

$$VU(1475) = 1.1829 + (400 - 269.98)(0.001978) = 1.4401 \left[\frac{bl(o + g)@c.b}{blo@c.sup} \right]$$

$$VU(1650) = 1.2003 + (400 - 308.64)(0.001753) = 1.3606 \left[\frac{bl(o + g)@c.b}{blo@c.sup} \right]$$

Finalmente la densidad de la mezcla ρ_m , en cada incremento de presión es:

$$\rho_m = \frac{M \left[\frac{lbm}{blo} \right]}{VU \times B_{oil} \left[\frac{ft^3}{blo} \right]} = \left[\frac{lbm}{ft^3} \right] \dots\dots\dots (73)$$

$$\rho_m(1300) = \frac{317.72}{1.5454 \times 5.615} = 36.62 \left[\frac{\text{ibm}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$\rho_m(1475) = \frac{317.72}{1.4401 \times 5.615} = 39.29 \left[\frac{\text{ibm}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$\rho_m(1650) = \frac{317.72}{1.3606 \times 5.615} = 41.59 \left[\frac{\text{ibm}}{\text{ft}^3} \right]$$

A partir de la densidad de la mezcla ρ_m , encontramos los gradientes de presión para cada incremento:

$$Gr = \text{Gradiente de presión} = \frac{\rho_m}{144} = \left[\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) \text{ft} \right] \dots \dots \dots (74)$$

$$Gr(1300) = \frac{36.62}{144} = 0.2543 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ft} \right]$$

$$Gr(1475) = \frac{39.29}{144} = 0.2729 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ft} \right]$$

$$Gr(1650) = \frac{41.59}{144} = 0.2888 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ft} \right]$$

El gradiente de presión promedio entre los puntos manejados es:

$$\text{Gradiente promedio (1300 - 1475)} = \frac{0.2543 + 0.2729}{2} = 0.2636 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ft} \right]$$

$$\text{Gradiente promedio (1475 - 1650)} = \frac{0.2729 + 0.2888}{2} = 0.2809 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ft} \right]$$

Convirtiendo el gradiente de presión promedio a pies de carga para cada incremento de presión:

$$Carga = \frac{\text{Incremento de presión } \Delta P}{\text{Gradiente promedio}} = \left[\text{ft} \right] \dots \dots \dots (75)$$

$$Carga(1300 - 1475) = \frac{175}{0.2636} = 663.89 \left[\text{ft} \right]$$

$$Carga(1475 - 1650) = \frac{175}{0.2809} = 622.99 \left[\text{ft} \right]$$

Se define el gasto en [BPD] mediante la ecuación de Vogel para cada punto de presión:

$$\frac{Q_a}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{Pwf}{Pws} \right) + 0.8 \left(\frac{Pwf}{Pws} \right)^2 \dots\dots\dots (76)$$

$$q_1(1300) = 3302.14 \text{ [BPD]}$$

$$q_1(1475) = 3445.12 \text{ [BPD]}$$

$$q_1(1650) = 3611.36 \text{ [BPD]}$$

Determinando el gasto promedio entre los puntos de presión:

$$q_{promedio}(1300 - 1475) = \frac{3302.14 + 3445.12}{2} = 3373.63 \text{ [BPD]}$$

$$q_{promedio}(1475 - 1650) = \frac{3445.12 + 3611.36}{2} = 3611.63 \text{ [BPD]}$$

Selección de la bomba.

Una vez teniendo estos cálculos, se elige un grupo de curvas características de la bomba (Apéndice C, Figuras 3C. a 7C.), que pueda introducirse en la TR del pozo Ydnis-EV y seleccionamos la gráfica de la bomba que tenga la eficiencia más alta para cada uno de los gastos promedios.

La bomba seleccionada, para un rango de 3373.63 [BPD] de volumen de succión y de 3611.63 [BPD] de volumen de descarga para nuestro sistema de BEC es la Bomba REDA GN4000, serie 540 (Apéndice C, Figura 6C.), de 60 [Hz] y 3500 [rpm].*

Para el $q_{promedio}(1300 - 1475) = 3373.63 \text{ [BPD]}$, la bomba desarrolla $25.9 \left[\frac{ft}{etapa} \right]$ y 2590 [ft] por cada 100 [etapas], requiere de $1.45 \left[\frac{hp}{etapa} \right]$.

Para el $q_{promedio}(1475 - 1650) = 3611.63 \text{ [BPD]}$, la bomba desarrolla $26.2 \left[\frac{ft}{etapa} \right]$ y 2620 [ft] por cada 100 [etapas], requiere de $1.47 \left[\frac{hp}{etapa} \right]$.

Calculando la presión desarrollada por etapa:

$$\frac{Presión}{Etapa}(1300 - 1475) = (0.2636 \text{ [lb/pg}^2 \text{ ft)}) \left(25.9 \left[\frac{ft}{etapa} \right] \right) = 6.8272 \text{ [lb/pg}^2 \text{ etapa]}$$

$$\frac{Presión}{Etapa}(1475 - 1650) = (0.2809 \text{ [lb/pg}^2 \text{ ft)}) \left(26.2 \left[\frac{ft}{etapa} \right] \right) = 7.3596 \text{ [lb/pg}^2 \text{ etapa]}$$

*Para la selección de la bomba se consideraron los puntos tratados en el capítulo 1 Selección de la Bomba del subtema 1.2.4 Bomba centrífuga de la Tesis Factibilidad Técnico-Económica de Sistemas Artificiales Híbridos, UNAM, Facultad de Ingeniería, Gómez Vicente Marcelino, Moreno Colín Sindy Evelyn, pág. 15-16.

Posteriormente, determinamos el número de etapas NE necesarias para obtener el incremento de presión requerido:

$$NE = \frac{\text{Incremento de presión } \Delta P}{\frac{\text{Presión}}{\text{Etapas}}} = [\text{etapas}] \dots\dots\dots (77)$$

$$NE(1300 - 1475) = \frac{175}{6.8272} = 26 [\text{etapas}]$$

$$NE(1475 - 1650) = \frac{175}{7.3596} = 24 [\text{etapas}]$$

$$\text{Total etapas} = 50 [\text{etapas}]$$

Calculando la potencia requerida en cada sección:

$$\text{Potencia} = NE[\text{etapas}] \times \frac{Hp}{\text{etapas}} \times \rho_{\text{vm}} \left[\frac{lb}{ft^3} \right] = [Hp] \dots\dots\dots (78)$$

$$\rho_{\text{vm promedio}} (1300 - 1475) = \frac{36.62 + 39.29}{2} = 37.95 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

$$\text{Potencia} (1300 - 1475) = (26)(1.45) \left(\frac{37.95}{62.4} \right) = 22.93 [Hp]$$

$$\rho_{\text{vm promedio}} (1475 - 1650) = \frac{39.29 + 41.59}{2} = 40.44 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

$$\text{Potencia} (1475 - 1650) = (24)(1.47) \left(\frac{40.44}{62.4} \right) = 22.86 [Hp]$$

Donde 62.4 es nuestra constante K para obtener nuestra densidad relativa $\rho_{\text{vm}} \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$.

Nuestra potencia total requerida queda:

$$\Sigma \text{Potencia} = 45.79 [Hp]$$

Selección del motor.

Se selecciona el motor de mayor diámetro que pueda ser instalado libremente dentro de la tubería, debido a que tienen mayor potencia y son menos costosos. Adicionalmente el de mayor diámetro es más recomendable para no tener que usar motores en tándem y que el sistema sea más sencillo.

Por lo que se escoge el motor de la serie 540 de diámetro exterior **5.43 [pg]** y como la potencia del motor requerida es de **45.79 [Hp]** se selecciona un motor que maneje **[Hp]** adicionales para que pueda generar la potencia requerida en la descarga, así que se selecciona un motor del (Apéndice C Tabla 1C.) de **50 [Hp]**.

Se recomienda seleccionar el motor de mayor voltaje posible considerando las pérdidas en el cable y los equipos de superficie, que sea ligeramente menor que uno de los niveles de voltaje de superficie estándar por lo que nos resulta **725 [Volts]** y **45 [Amperes]**, el cual se considera una buena selección para esta aplicación.

Selección del cable (tipo y tamaño).

Se debe considerar la temperatura de fondo **$T_{wf} = 200 [^{\circ}F]$** , el diámetro de la tubería de revestimiento **$\phi_{TA} = 7 [pg]$** , la profundidad de colocación de la bomba **$Prof\ coloc\ bomb = 7\ 700 [ft]$** y **100 [ft]** más de conexiones superficiales, lo que nos da un total de **7\ 800 [ft]** de cable.

Como el motor requiere de **45 [Amperes]**, se busca un cable que se ajuste a este rango de capacidad de conducción de la siguiente tabla:

Cable No.	Max. Amperaje.
1 CU	115
2/0 AL	115
2 CU	95
1/0 AL	95
4 CU	70
2 AL	70
6 CU	55
4 AL	55

Tabla 4.2. Tipo de cable.

El cable que se ajusta al rango de **[Amperes]** que requiere nuestro motor y que cabe en nuestra tubería es el **6 CU** de **55 [Amperes]**, es la mejor opción ya que el cable de cobre es el más utilizado en la industria petrolera, Reda dispone de los cables:

- 3KV- Redalene - Estándar (para 180 [°F]) Galv.
- 3KV- Redalene – Galv. (para 300 [°F])
- 3KV-Polietileno (para medios ambientes corrosivos a temperaturas menores a 180 [°F])

Del cual escogemos el 3KV- Redalene – Galv. (para 300 [°F]) de la familia REDALENE, que cuenta un material de aislamiento de Propileno y forro de nitrilo resistente al petróleo.

Tablero de control.

Para seleccionar el tablero de control se requiere del cálculo del voltaje superficial que es la carga de voltaje necesaria en la superficie para satisfacer el voltaje del motor utilizado más las pérdidas de voltaje debidas al tamaño del cable y otros componentes eléctricos del sistema.

Con los datos del motor (725 [Volts] y 45 [Amperes]), y datos del cable (Longitud del cable = 7 800 [ft], número 6 de cobre), del Capítulo 1, apéndice A, Figura 4A, se tiene una pérdida de voltaje de $\frac{32 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}}$, multiplicando por el factor de corrección de temperatura para la temperatura de fondo $T_{wf} = 200 \text{ [°F]}$, nos queda:

$$\frac{32}{1000} \times 1.27 = \frac{40.64}{1000} \left[\frac{\text{volts}}{\text{ft}} \right]$$

Multiplicando por la longitud del cable = 7 800 [ft], tenemos:

$$7800 \text{ [ft]} \times \frac{40.64}{1000} = 317 \text{ [volts]}$$

Sumando el voltaje que requiere el motor:

$$725 + 317 = 1042 \text{ [volts]}$$

Considerando pérdidas del voltaje de 2.5 % para transformadores trifásicos, nuestro voltaje requerido en superficie queda:

$$\text{Pérdida de voltaje} = 1042 \text{ [volts]} \times 2.5 \text{ [\%]} = 26.05 \text{ [volts]}$$

Entonces:

$$\text{Voltaje requerido en superficie} = 1042 \text{ [volts]} + 26.05 \text{ [volts]} = 1068.05 \text{ [volts]}$$

Considerando este voltaje 1068.05 [volts] en la superficie, se escoge un tablero de control para 50 – 200 [Hp] y 1500 [volts].

[Hp]	Profundidad [ft]	Tablero [volts]
Bajos	someras	440
< 50	intermedia	300 - 762
50 – 200	profundas	750 - 1500
> 200	mayores	1500 - 2400

Tabla 4.3. Tablero de control.

Dimensiones del transformador.

Se utiliza la ecuación siguiente para dimensionar transformadores, ya sea, trifásico o un conjunto de tres transformadores de una fase ó un autotransformador:

$$Kva = \frac{(Vs)(amperes)(\sqrt{3})}{1000} \dots\dots\dots (79)$$

Donde:

Kva = kilovolts amper.
Vs = Voltaje superficial requerido.

$$Kva = \frac{(1068.05)(45)(\sqrt{3})}{1000} = 83.24$$

Finalmente se requiere de tres transformadores de **30 [Kva]** cada uno ó un transformador trifásico con un mínimo de **90 [Kva]**.

Accesorios.

Los accesorios como la válvula de contrapresión y de drene, se deben ordenar con las mismas especificaciones del diámetro y rosca de la tubería de producción, también debe seleccionarse el cabezal de la tubería de producción que es la bola colgadora para la presión de la tubería de revestimiento, en caso de requerirse una extensión de bomba llamada “madrina”, también se ordena con las especificaciones del diámetro y rosca de la tubería.

Si se tienen fluidos corrosivos en el pozo se ordenan cubiertas plásticas en el equipo, flejes de acero inoxidable o de monel para fijar el cable, cable plano con mufa resistente a la corrosión y otros accesorios como tapones y pernos resistentes a la corrosión. En superficie, la caja de unión debe cumplir con todas las condiciones de trabajo adecuadas para su buen funcionamiento.

Resumen de Resultados:

Tipo de Bomba	Reda GN4000
Tamaño de la bomba <i>Etapas</i>]	50
Potencia del motor <i>Hp</i>]	45.79
Volumen de succión <i>BPD</i>]	3373.63
Volumen de descarga <i>BPD</i>	3611.63
Presión de succión <i>lb/pg²</i>]	1300
Presión de descarga <i>lb/pg²</i>]	1650
Presión desarrollada por la bomba <i>lb/pg²</i>]	350
Motor	Serie 540, ϕ 5.43 [pg], 50 [Hp] y 725 [Volts] y 45 [Amperes]
Cable	6 CU, 3KV- Redalene-Galv.
Tablero de control	1500 [volts]

Tabla 4.4. Resultados.

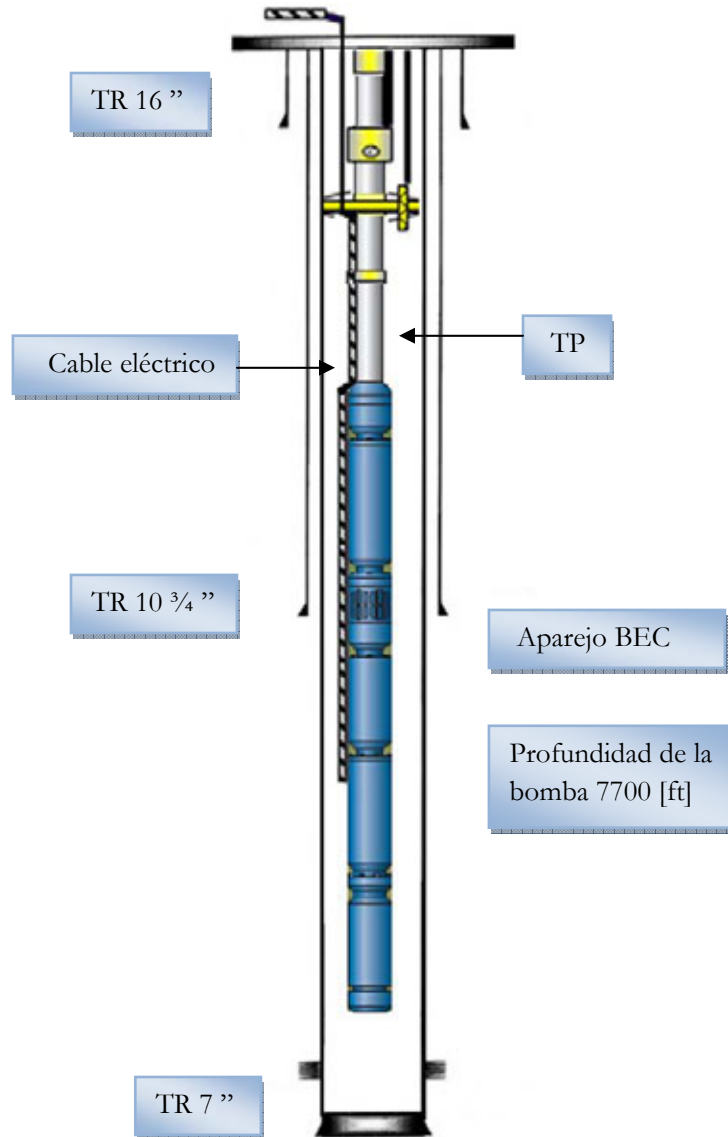


Figura 4.2. Estado mecánico de pozo Ydnis-EV con aparejo BEC.

4.3 DISEÑO DE BOMBEO NEUMÁTICO.

Para el diseño de nuestro sistema de Bombeo Neumático la consideración inicial que debemos tomar es que el pozo producirá por flujo continuo.

Recordando que el pozo Ydnis-EV tiene los datos siguientes:

Datos de Prueba de Producción:

<i>Relación Gas - Aceite RGA</i>	■ 400 [ft ³ /bbl]
<i>Prestión en la cabeza del pozo Pwh</i>	= 150 [lb/pg ²]
<i>Prestión estática Pws</i>	■ 2 500 [lb/pg ²]
<i>Índice de productividad IP</i>	= 2 [BPD /ΔP]
<i>Gasto de aceite Qo</i>	= 950 [BPD]
<i>Gasto deseado Qd</i>	■ 2 000 [BPD]
<i>Temperatura de fondo Twf</i>	= 200 [°F]
<i>Temperatura en boca del pozo</i>	■ 100 [°F]
<i>Prestión superficial de operación Pso</i>	■ 1000 [lb/pg ²]

Tipos de fluidos:

<i>Densidad del aceite en °API</i>	= 35
<i>Densidad relativa del aceite γ_{ro}</i>	= 0.84
<i>Densidad relativa del gas γ_{rg}</i>	= 0.65 (aire = 1)

Estado mecánico del pozo:

<i>Tubería de revestimiento ϕ_{TR}</i>	■ 7 [pg]
<i>Tubería de producción ϕ_{TP}</i>	= 4 [pg]
<i>Diámetro interior TP $\phi_{INT TP}$</i>	= 3 [pg]
<i>Profundidad total</i>	= 8 000 [ft]
<i>Intervalo disparado</i>	■ 7 900 - 8 000 [ft]

Datos complementarios:

<i>Grad_{pn}</i>	= 0.47 [lb/pg ² /ft]
--------------------------	---------------------------------

Para iniciar el diseño debemos calcular el punto óptimo de inyección de la válvula operante, con el método gráfico para instalaciones de BNC y con el método gráfico para el espaciamiento entre válvulas balanceadas.

Elaboramos una gráfica de profundidad vs presión (Figura 10C. del apéndice C) en coordenadas rectangulares, sobre la gráfica, localizamos en la superficie: $P_{wh} = 150 [lb/pg^2]$ y $P_{so} = 1000 [lb/pg^2]$.

Tenemos:

$$P_{disponible} = 1150 [lb/pg^2]$$

Calculamos la presión de fondo fluyendo con nuestro gasto deseado:

$$P_{wf} = 2500 - \left(\frac{2000}{2}\right) = 1500 [lb/pg^2]$$

Determinamos la presión de la columna del gas de inyección para nuestra profundidad promedio de disparos que es de 7950 [ft], con la Figura 8C del apéndice C, el gradiente de presión del gas de inyección para $P_{so} = 1000 [lb/pg^2]$ y $\gamma_g = 0.65$ es de $24 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft}\right]$.

Entonces:

$$T_{graf} = \frac{100°F + [70°F + 1.6°F \times prof \left(\frac{P_i}{100 ft}\right)]}{2} \dots \dots \dots (80)$$

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{1000}{100 ft}\right)]}{2} = 148.6°F = 608.3 [°R]$$

$$\Delta P_{correctada} = \Delta P_{graf} \frac{T_{graf}[°R]}{T_{real}[°R]} \dots \dots \dots (81)$$

$$T_{real} = \frac{200 + 100}{2} + 460 = 610 [°R]$$

$$\Delta P_{correctada} = 24 \left(\frac{608.3 [°R]}{610 [°R]}\right) = 23.9 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft}\right]$$

$$\Delta P_{correctada} = (23.9)(7.95) = 190 [lb/pg^2]$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corr} = 1000 + 190 = 1190 [lb/pg^2]$$

$$P_{diseño a 7950 [ft]} = 1190 - 150 = 1040 [lb/pg^2]$$

* Gómez Cabrera J. Ángel; "Apuntes de Producción de Pozos II", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1968.

Determinamos el nivel dinámico:

$$N. D. = P_{wf} - \frac{P_{wf}}{0.4333 \gamma_o} \dots \dots \dots (82)$$

Sabemos que:

$$\gamma_o = \frac{141.8}{171.6+88} = 0.8498$$

$$N. D. = 7950 - \frac{1500}{0.4333 \times 0.8498} = 3873.9 [ft]$$

Obteniendo la presión de operación y la presión disponible a 7950 [ft]:

Presión de operación:

$$\text{Para } 0 [ft], P_{so} = 1000 [lb/pg^2]$$

$$\text{Para } 7950 [ft], P_{so} = 1000 + (7.95 \times 23.9) = 1190 [lb/pg^2]$$

Presión disponible:

$$\text{Para } 0 [ft], P_{dtop} = 1150 [lb/pg^2] \text{ y } \gamma_g = 0.65, \text{ de Figura 8C del apéndice C, } 27.5 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft} \right].$$

Con ecuaciones (80) y (81), $T_{real} = 610 [^{\circ}R]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{1150 - 1000}{610} \right)]}{2} = 148.6^{\circ}F = 608.3 [^{\circ}R]$$

$$\Delta P_{correctada} = 27.5 \left(\frac{608.3 [^{\circ}R]}{610 [^{\circ}R]} \right) = 27.42 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft} \right]$$

$$\text{Para } 7950 [ft], P_{dtop} = 1150 + (7.95 \times 27.42) = 1367.9 [lb/pg^2]$$

Gradiente de operación del gas de inyección y gradiente disponible del gas de inyección.

Unimos el punto de nivel dinámico con la P_{wf} a 7950 [ft] con una línea (gradiente dinámico), posteriormente unimos el punto de presión de operación para 0 [ft] con la presión de operación para 7950 [ft], esta línea representa el gradiente de operación del gas de inyección. Igualmente trazamos una línea que una el punto de presión disponible a 0 [ft] con la presión disponible a 7950 [ft], la cual representa el gradiente disponible del gas de inyección.

Punto de inyección.

De la intersección del gradiente de presión de operación con el gradiente dinámico se obtiene el punto de balance, el cual se encuentra a una presión de 1160 [lb/pg²], restando

100 [lb/pg²] al punto de balance sobre la línea de gradiente dinámico, se obtiene el punto de inyección a 6750 [ft] con una presión de 1060 [lb/pg²].

Determinando el volumen de gas de inyección necesario, con las graficas de flujo multifásico en tuberías verticales determinamos la RGL utilizando una gráfica en hoja transparente a la misma escala que las curvas de gradiente y sobreponiéndola, la curva de gradiente de presión corresponde a una RGL que se encuentre lo más cercano posible al punto de inyección determinado (la de mayor RGL o que intersecte exactamente al punto de inyección), lo cual en este caso es de 300 $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$:

$$V_{gt} = (RGL - R_s) q_o = (300 - 179.2) 2000$$

$$V_{gt} = 241643 \left[\frac{ft^3}{día}\right]$$

La temperatura al punto de inyección de 6750 [ft]:

$$T_{PI} = T_{sup} + \left(\frac{T_{base} - T_{sup}}{Prof}\right) Prof \cdot PI = [^{\circ}F] \dots\dots\dots (82)$$

$$T_{PI} = 100 + \left(\frac{200 - 100}{7950}\right) 6750 = 184.9 [^{\circ}F]$$

Corrigiendo V_{gt} por temperatura y por γ_g .

$$F_c = 0.0544 \sqrt{\gamma_g T} \dots\dots\dots (83)$$

$$F_c = 0.0544 \sqrt{0.65 \times (184.9 + 460)} = 1.114$$

$$V_{gic} = 1.114 \times 241643 = 269190 \left[\frac{ft^3}{día}\right]$$

De la Figura 10C. del apéndice C. se obtiene:

- $P1 =$ presión corriente arriba = presión del punto de balance = 1160 [lb/pg²]
- $P2 =$ presión corriente abajo = presión del punto de inyección = 1060 [lb/pg²]

En la Figura 9c. del apéndice C, entramos con $\gamma_g = 0.65$ y $T = 184.9 [^{\circ}F]$ obteniendo:

$$k = 1.256$$

Con la formula calculamos:

$$CA = \left[\frac{Q_g}{133300P_1 \left\{ \frac{64.84 \times K}{\gamma_g \times (T + 460)(K - 1)} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{2/K} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k+1)/K} \right] \right\}^{0.5}} \right] \dots\dots\dots(84)$$

$$CA = \left[\frac{269190}{155500 \times (1160) \left\{ \frac{64.84 \times 1.256}{0.65(184.9 + 460)(1.256 - 1)} \left[\left(\frac{1060}{1160} \right)^{2/1.256} - \left(\frac{1060}{1160} \right)^{(1.256+1)/1.256} \right] \right\}^{0.5}} \right]$$

CA = 0.0136549

El diámetro del orificio del estrangulador se obtiene con la ecuación (84):

$$dc = 1.75105 + 932.334 \times (CA) - 29372.7 \times (CA)^2 + 397972 \times (CA)^3 - 1510615 \times (CA)^4 \dots(84)$$

$$dc = 1.75105 + 932.334 \times (0.013654) - 29372.7 \times (0.013654)^2 + 397972 \times (0.013654)^3 - 1510615 \times (0.013654)^4$$

Entonces: $dc = 9.9658$, por lo tanto: $dc = 10/64$ [pg]

Línea del gradiente del fluido de control: $grad_{fc} = 0.47 \left[\frac{lb/pg^2}{ft} \right]$.

$$Prestón = Pwh + (grad_{fc}) \times (prof) \dots\dots\dots(85)$$

Profundidad [ft]	lb pg ²
0	150
600	432
1200	714
1800	996
2400	1278
3000	1560

Tabla 4.5. Gradiente de fluido de control.

Posteriormente, graficamos la línea del gradiente del fluido con los puntos anteriores, además marcamos la línea de gradiente de presión de flujo arriba del punto de inyección. En el punto de intersección de la línea de presión disponible del gas de inyección trazamos una línea horizontal, esta profundidad corresponde a la posición de la primera válvula.

Del punto de intersección de la línea de gradiente de presión de flujo arriba con la horizontal, trazar una paralela a la línea de gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea de gradiente de presión disponible menos $25 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$. Esta profundidad corresponde a la segunda válvula, repetimos este procedimiento hasta llegar al punto de inyección.

Colocamos una válvula abajo del punto de inyección, previendo posibles reducciones en la presión media del yacimiento así como cambios en la productividad del pozo. Después trazamos la línea de gradiente geotérmico desde la temperatura en la superficie hasta la temperatura en el fondo del pozo y determinamos la temperatura correspondiente a la profundidad de colocación de cada válvula. Posteriormente calculamos la P_{so} de cada válvula, disminuyendo en $25 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ la presión entre válvula y válvula, iniciando para la primera con un valor igual a $25 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ abajo de la presión disponible del gas de inyección, obteniendo los resultados siguientes.

Válvula	Profundidad [ft]	Temperatura [°F]	$P_{so} \text{ [lb/pg}^2\text{]}$
1	2250	127.8	1125
2	3925	150	1100
3	5125	165	1075
4	5900	175	1050
5	6450	181.5	1025
6	6750	186	1000
7	7025	189	975

Tabla 4.6. Profundidad y temperaturas leídas de la gráfica, presión superficial (P_{so}) para cada válvula.

Calculando $\Delta P \text{ corregida}$, presión de apertura en cada válvula (P_{vo}) y presión del domo cargado (P_d) para cada válvula:

Válvula 1:

Con $P_{so} \text{ 1125 [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8c del apéndice C, y leemos $27 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times (\frac{1125 \text{ [lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}})]}{2} = 103^\circ\text{F} = 562.67 [^\circ\text{R}]$$

Con ecuación (81) obtenemos $\Delta P \text{ corregida}$:

$$T_{real} = \frac{100 + 127.8}{2} + 160 = 573.9 [^\circ\text{R}]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 27 \left(\frac{562.67 [^\circ\text{R}]}{573.9 [^\circ\text{R}]} \right) = 26.47 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (26.47)(2.25) = 59.56 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1125 + 59.56 = 1184.56 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

En la Tabla 2C. apéndice C, entramos con la temperatura de la válvula y encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ F}{P_{vo} @ 127.8^\circ F} = 0.8724$$

Y como $P_{vo} @ 127.8 [^\circ F] = 1184.56 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60[^\circ F] = (C_t) \times P_{vo} @ 127.8 [^\circ F] \dots\dots\dots(86)$$

$$P_d @ 60[^\circ F] = (0.8724) \times 1184.56 = 1033.4 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Válvula 2:

Con $P_{so} 1100 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $26 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{26 \text{ [lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}} \right)]}{2} = 116.4^\circ F = 576.07 [^\circ R]$$

Con ecuación (81) obtenemos $\Delta P \text{ corregida}$:

$$T_{real} = \frac{100 + 150}{2} + 460 = 585 [^\circ R]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 26 \left(\frac{576.07 [^\circ R]}{585 [^\circ R]} \right) = 25.60 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (25.60)(3.925) = 100.49 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1100 + 100.49 = 1200.49 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ F}{P_{vo} @ 150^\circ F} = 0.838$$

Y como $P_{vo} @ 150 [^{\circ}F] = 1200.49 [lb/pg^2]$, entonces:

$$P_d @ 60[^{\circ}F] = (0.838) \times 1200.49 = 1006.01 [lb/pg^2]$$

Válvula 3:

Con $P_{so} 1075 [lb/pg^2]$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $25 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{1075 ft}{1000 ft} \right)]}{2} = 126^{\circ}F = 585.67 [^{\circ}R]$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 165}{2} + 460 = 592.5 [^{\circ}R]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 25 \left(\frac{585.67 [^{\circ}R]}{592.5 [^{\circ}R]} \right) = 24.72 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (24.72) (5.125) = 126.69 [lb/pg^2]$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corr} = 1075 + 126.69 = 1201.69 [lb/pg^2]$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^{\circ}F}{P_{vo} @ 165^{\circ}F} = 0.816$$

Y como $P_{vo} @ 165 [^{\circ}F] = 1201.69 [lb/pg^2]$, entonces:

$$P_d @ 60[^{\circ}F] = (0.816) \times 1201.69 = 980.57 [lb/pg^2]$$

Válvula 4:

Con P_{so} 1050 [lb/pg²] y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos 24.8 $\left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{1050 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right)]}{2} = 132.2^\circ F = 591.87 [^\circ R]$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 175}{2} + 460 = 597.5 [^\circ R]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 24.8 \left(\frac{591.87 [^\circ R]}{597.5 [^\circ R]} \right) = 24.56 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (24.56)(5.9) = 144.94 [\text{lb/pg}^2]$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1050 + 144.94 = 1194.9 [\text{lb/pg}^2]$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ F}{P_{vo} @ 175^\circ F} = 0.802$$

Y como $P_{vo} @ 175 [^\circ F] = 1194.9 [\text{lb/pg}^2]$, entonces:

$$P_d @ 60 [^\circ F] = (0.802) \times 1194.9 = 958.3 [\text{lb/pg}^2]$$

Válvula 5:

Con $P_{so} 1025 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $23.8 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times (\frac{6450 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}})]}{2} = 136.6^\circ\text{F} = 596.27 [^\circ\text{R}]$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 181.5}{2} + 460 = 600.75 [^\circ\text{R}]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 23.8 \left(\frac{596.27 [^\circ\text{R}]}{600.75 [^\circ\text{R}]} \right) = 23.62 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (23.62)(6.45) = 152.36 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corr} = 1025 + 152.36 = 1177.36 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ\text{F}}{P_{vo} @ 181.5^\circ\text{F}} = 0.793$$

Y como $P_{vo} @ 181.5 [^\circ\text{F}] = 1177.36 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60 [^\circ\text{F}] = (0.793) \times 1177.36 = 933.64 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Válvula 6:

Con $P_{so} 1000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $23 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{23 \times 1000 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right)]}{2} = 139^\circ\text{F} = 598.67 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 186}{2} + 460 = 603 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 23 \left(\frac{598.67 \text{ [}^\circ\text{R}]}{603 \text{ [}^\circ\text{R}]} \right) = 22.83 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (22.83)(6.75) = 154.13 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1000 + 154.13 = 1154.13 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ\text{F}}{P_{vo} @ 186^\circ\text{F}} = 0.787$$

Y como $P_{vo} @ 186 \text{ [}^\circ\text{F]} = 1154.13 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60 \text{ [}^\circ\text{F]} = (0.787) \times 1154.13 = 908.3 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Válvula 7:

Con $P_{so} = 975 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $22.3 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times (\frac{22.3 \times 7025}{1000 \times 0.65})]}{2} = 141.2^\circ F = 600.87 \text{ [}^\circ R\text{]}$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 189}{2} + 460 = 604.5 \text{ [}^\circ R\text{]}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 22.3 \left(\frac{600.87 \text{ [}^\circ R\text{]}}{604.5 \text{ [}^\circ R\text{]}} \right) = 22.16 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (22.16)(7.025) = 155.7 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 975 + 155.7 = 1130.7 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ F}{P_{vo} @ 189^\circ F} = 0.783$$

Y como $P_{vo} @ 189 \text{ [}^\circ F\text{]} = 1130.7 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60 \text{ [}^\circ F\text{]} = (0.783) \times 1130.7 = 885.33 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Tabulamos los valores obtenidos para cada válvula:

Válvula	Profundidad [ft]	Temperatura [°F]	P _{so} [psi]	ΔP _{correg} [psi]	P _{vo} [psi]	C _t	P _d [lb/pg ²]
1	2250	127.8	1125	59.56	1184.56	.872	1033.4
2	3925	150	1100	100.49	1200.49	.838	1006.01
3	5125	165	1075	126.69	1201.69	.816	980.57
4	5900	175	1050	144.94	1194.9	.802	956.3
5	6450	181.5	1025	152.36	1177.36	.793	933.64
6	6750	186	1000	154.13	1154.13	.787	908.3
7	7025	189	975	155.7	1130.7	.783	885.33

Tabla 4.7. Resultado

Esquema de estado mecánico con el sistema de BN.

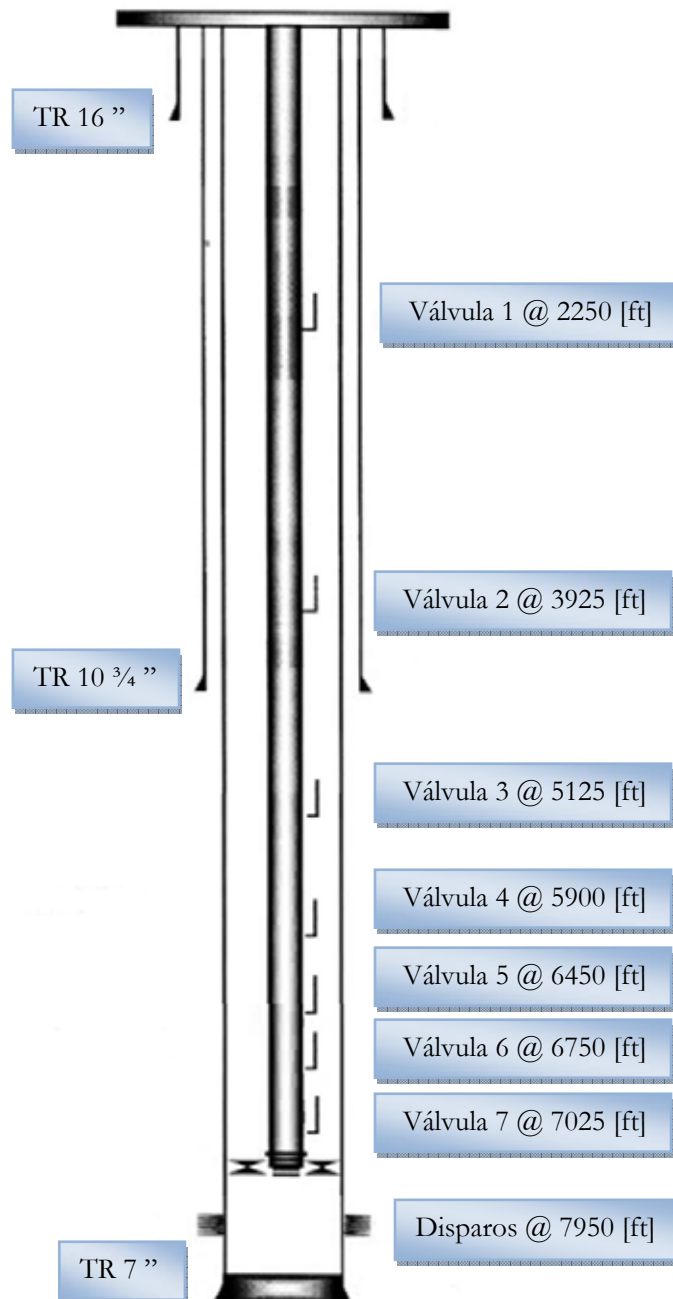


Figura 4.3. Estado mecánico con BN.

4.4 DISEÑO DE SISTEMA HÍBRIDO.

Considerando como datos iniciales los cálculos realizados anteriormente del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo en el pozo Ydnis-EV, se diseñará el Sistema Artificial Híbrido, en este tipo de combinación las válvulas de Bombeo Neumático se instalarán por encima del Sistema de Bombeo Electrocentrífugo aligerando la columna de fluido por arriba de éste.

Datos del pozo Ydnis-EV con aparejo de BEC:

<i>Relación Gas – Aceite RGA</i>	= 400 [ft ³ /bl]
<i>Prestión en la cabeza del pozo P_{wh}</i>	= 150 [lb/pg ²]
<i>Prestión de descarga de la bomba (P_d = P_{wf})</i>	= 1 650 [lb/pg ²]
<i>Índice de productividad IP</i>	= 2 [BPD/ΔP]
<i>Volumen de descarga de la bomba</i>	= 3 611.63 [BPD]
<i>Temperatura en la bomba</i>	= 200 [°F]
<i>Temperatura en boca del pozo</i>	= 100 [°F]
<i>Prestión superficial de operación P_{so}</i>	= 1000 [plb/pg ²]
<i>Gasto deseado para Híbrido Q_d</i>	= 3 000 [BPD]
<i>Gasto de aceite Q_o</i>	= 2 000 [BPD]

Tipos de fluidos:

<i>Densidad del aceite en °API</i>	= 35
<i>Densidad relativa del aceite γ_{ro}</i>	= 0.84
<i>Densidad relativa del gas γ_{rg}</i>	= 0.65 (aire = 1)

Estado mecánico del pozo:

<i>Tubería de revestimiento φ_{TR}</i>	= 7 [pg]
<i>Tubería de producción φ_{TP}</i>	= 4 [pg]
<i>Dtámetro interior TP φ_{int TP}</i>	= 3 [pg]
<i>Profundidad total</i>	= 8 000 [ft]
<i>Intervalo disparado</i>	= 7 900 - 8 000 [ft]
<i>Prof. de colocación de la bomba</i>	= 7 700 [ft]

Datos complementarios:

<i>Grad_{γ_o}</i>	= 0.47 [lb/pg ² /ft]
-------------------------------------	---------------------------------

Como en el diseño de BN, se calcula el punto óptimo de inyección de la válvula operante, con el método gráfico para instalaciones de BNC y con el método gráfico para el espaciamiento entre válvulas balanceadas.

Elaboramos una gráfica de profundidad vs presión (Figura 11C. del apéndice C) en coordenadas rectangulares, sobre la gráfica, localizamos en la superficie: $P_{wh} = 150 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $P_{so} = 1000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$.

Tenemos:

$$P_{disponible} = 1150 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Determinamos la presión de la columna del gas de inyección para nuestra profundidad de colocación de la bomba que es de 7 700 [ft], con la Figura 8C del apéndice C, el gradiente de presión del gas de inyección para $P_{so} = 1000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ es de $24 \frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}}$.

Entonces con ecuación (80):

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 16 \times (\frac{7700 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}})]}{2} = 146.6 \text{ }^\circ\text{F} = 606.27 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

Para obtener $\Delta P_{correcta}$ con ecuación (81):

$$T_{real} = \frac{200 + 100}{2} + 460 = 610 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$\Delta P_{correcta} = 24 \left(\frac{606.27 \text{ [}^\circ\text{R}]}{610 \text{ [}^\circ\text{R}]} \right) = 23.85 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\Delta P_{correcta} = (23.85)(7.70) = 183.64 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1000 + 183.64 = 1183.64 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{diseño a 7700 \text{ [ft]}} = 1183.64 - 150 = 1033.64 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Determinamos el nivel dinámico con ecuación (82):

Sabemos que:
$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.8+33} = 0.8498$$

$$N.D. = 7700 - \frac{1650}{0.4333 \times 0.8498} = 5218.96 \text{ [ft]}$$

Obteniendo la presión de operación y la presión disponible a 7700 [ft]:

Presión de operación:

$$\text{Para } 0 \text{ [ft]}, P_{so} = 1000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$\text{Para } 7700 \text{ [ft]}, P_{so} = 1000 + (7.70 \times 23.85) = 1183.64 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Presión disponible:

$$\text{Para } 0 \text{ [ft]}, P_{disp} = 1150 \text{ [lb/pg}^2\text{]} \text{ y } \gamma_g = 0.65, \text{ de gráfica 8c del apéndice C, } 27.5 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right].$$

Con ecuaciones (80) y (81), $T_{real} = 610 \text{ [}^\circ\text{R]}$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{1183.64}{1000 \text{ ft}} \right)]}{2} = 148.6^\circ\text{F} = 606.27 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 27.5 \left(\frac{606.27 \text{ [}^\circ\text{R}]}{610 \text{ [}^\circ\text{R}]} \right) = 27.33 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\text{Para } 7700 \text{ [ft]}, P_{disp} = 1150 + (7.70 \times 27.33) = 1360.44 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Gradiente de operación del gas de inyección y gradiente disponible del gas de inyección.

Unimos el punto de nivel dinámico con la P_{wf} a 7700 [ft] con una línea (gradiente dinámico), posteriormente unimos el punto de presión de operación para 0 [ft] con la presión de operación para 7700 [ft], esta línea representa el gradiente de operación del gas de inyección. Igualmente trazamos una línea que una el punto de presión disponible a 0 [ft] con la presión disponible a 7700 [ft], la cual representa el gradiente disponible del gas de inyección.

Punto de inyección.

De la intersección del gradiente de presión de operación con el gradiente dinámico se obtiene el punto de balance, el cual se encuentra a una presión de $1155 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, restando $100 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ al punto de balance sobre la línea de gradiente dinámico, se obtiene el punto de inyección a 6075 [ft] con una presión de $1055 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$.

Determinando el volumen de gas de inyección necesario, con las graficas de flujo multifásico en tuberías verticales determinamos la RGL utilizando una gráfica en hoja transparente a la misma escala que las curvas de gradiente y sobreponiéndola, la curva de gradiente de presión corresponde a una RGL que se encuentre lo más cercano posible al punto de inyección determinado (la de mayor RGL o que intersecte exactamente al punto de inyección), lo cual en este caso es de $300 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bt}} \right]$:

$$V_{gt} = (RGL - R_s) q_o = (300 - 178.15) 3000$$

$$V_{gt} = 365550 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{día}} \right]$$

La temperatura al punto de inyección de 6075 [ft] con ecuación (82):

$$T_{pt} = 100 + \left(\frac{200 - 100}{7700} \right) 6075 = 178.89 \text{ [}^\circ\text{F]}$$

Corrigiendo V_{gt} por temperatura y por γ_g con ecuación (83):

$$F_c = 0.0544 \sqrt{0.65 \times (178.89 + 460)} = 1.108$$

$$V_{gfc} = 1.108 \times 365550 = 405029.4 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{día}} \right]$$

De la Figura 11C. del apéndice C. se obtiene:

$$P_1 = \text{presión corriente arriba} = \text{presión del punto de balance} = 1155 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_2 = \text{presión corriente abajo} = \text{presión del punto de inyección} = 1055 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

En la Figura 9C. del apéndice C, entramos con $\gamma_g = 0.65$ y $T = 178.89 \text{ [}^\circ\text{F]}$ obteniendo:

$$k = 1.26$$

Con la formula (84) calculamos:

$$CA = \left[\frac{365550}{155500 \times (1155) \left\{ \frac{64.34 \times 1.26}{0.69(178.89 + 460)(1.26 - 1)} \left[\left(\frac{1055}{1155} \right)^{2/1.26} - \left(\frac{1055}{1155} \right)^{(1.26+1)/1.26} \right] \right\}^{0.5}} \right]$$

$CA = 0.0185523$

El diámetro del orificio del estrangulador se obtiene con la ecuación (84):

$$dc = 1.75105 + 932.334 \times (0.0185523) - 29372.7 \times (0.0185523)^2 + 397972 \times (0.0185523)^3 - 1510615 \times (0.0185523)^4$$

Entonces: $dc = 11.3$, por lo tanto: $dc = 12/64$ [pg]

Línea del gradiente del fluido de control: $grad_{F_c} = 0.47 \left[\frac{lb/pg^2}{ft} \right]$.

$Profundón = Pwh + (grad_{F_c}) \times (prof)$(85)

Profundidad [ft]	P [lb pg ²]
0	150
600	432
1200	714
1800	996
2400	1278
3000	1560

Tabla 4.8. Gradiente de fluido de control.

Posteriormente, graficamos la línea del gradiente del fluido con los puntos anteriores, además marcamos la línea de gradiente de presión de flujo arriba del punto de inyección. En el punto de intersección de la línea de presión disponible del gas de inyección trazamos una línea horizontal, esta profundidad corresponde a la posición de la primera válvula.

Del punto de intersección de la línea de gradiente de presión de flujo arriba con la horizontal, trazar una paralela a la línea de gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea de

gradiente de presión disponible menos $25 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$. Esta profundidad corresponde a la segunda válvula, repetimos este procedimiento hasta llegar al punto de inyección.

Después trazamos la línea de gradiente geotérmico desde la temperatura en la superficie hasta la temperatura en el fondo del pozo y determinamos la temperatura correspondiente a la profundidad de colocación de cada válvula. Posteriormente calculamos la P_{so} de cada válvula, disminuyendo en $25 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ la presión entre válvula y válvula, iniciando para la primera con un valor igual a $25 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ abajo de la presión disponible del gas de inyección, obteniendo los resultados siguientes.

Válvula	Profundidad [ft]	Temperatura [°F]	$P_{so} \text{ [lb/pg}^2\text{]}$
1	2260	129.5	1125
2	3850	150.5	1100
3	4950	164.5	1075
4	5700	174	1050
5	6160	180.5	1025

Tabla 4.9. Profundidad y temperaturas leídas de la gráfica, presión superficial (P_{so}) para cada válvula.

Calculando $\Delta P \text{ corregida}$, presión de apertura en cada válvula (P_{vo}) y presión del domo cargado (P_d) para cada válvula:

Válvula 1:

Con $P_{so} 1125 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $27 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times (\frac{1125 \text{ [lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}})]}{2} = 103.08 \text{ }^\circ\text{F} = 563.47 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

Con ecuación (81) obtenemos $\Delta P \text{ corregida}$:

$$T_{real} = \frac{100 + 129.5}{2} + 460 = 574.75 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 27 \left(\frac{563.47 \text{ [}^\circ\text{R}]}{574.75 \text{ [}^\circ\text{R}]} \right) = 26.47 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{1000 \text{ ft}}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (26.47)(2.26) = 59.82 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corr} = 1125 + 59.82 = 1184.82 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

En la Tabla 2C. apéndice C, entramos con la temperatura de la válvula y encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ F}{P_{vo} @ 129.5^\circ F} = 0.870$$

Y como $P_{vo} @ 129.5 [^\circ F] = 1184.82 [lb/pg^2]$, entonces de ecuación (86):

$$P_d @ 60 [^\circ F] = (0.870) \times 1184.82 = 1030.79 [lb/pg^2]$$

Válvula 2:

Con $P_{so} 1100 [lb/pg^2]$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $26 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{1100 ft}{1000 ft} \right)]}{2} = 115.8^\circ F = 575.47 [^\circ R]$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 150.5}{2} + 460 = 585.25 [^\circ R]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 26 \left(\frac{575.47 [^\circ R]}{585.25 [^\circ R]} \right) = 25.56 \left[\frac{lb/pg^2}{1000 ft} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (25.56)(3.85) = 98.4 [lb/pg^2]$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1100 + 98.4 = 1198.4 [lb/pg^2]$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ F}{P_{vo} @ 150.5^\circ F} = 0.837$$

Y como $P_{vo} @ 150.5 [^\circ F] = 1198.4 [lb/pg^2]$, entonces:

$$P_d @ 60 [^\circ F] = (0.837) \times 1198.4 = 1003.06 [lb/pg^2]$$

Válvula 3:

Con $P_{so} 1075 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $25 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{4925 \text{ ft}}{100 \text{ ft}} \right)]}{2} = 124.6^\circ \text{F} = 584.27 [^\circ \text{R}]$$

Con ecuación (81) obtenemos $\Delta P \text{ corregida}$:

$$T_{real} = \frac{100 + 164.5}{2} + 460 = 592.25 [^\circ \text{R}]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 25 \left(\frac{584.27 [^\circ \text{R}]}{592.25 [^\circ \text{R}]} \right) = 24.66 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (24.66)(4.95) = 122.06 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{corr} = 1075 + 122.06 = 1197.06 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ \text{F}}{P_{vo} @ 164.5^\circ \text{F}} = 0.8165$$

Y como $P_{vo} @ 164.5 [^\circ \text{F}] = 1197.06 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60 [^\circ \text{F}] = (0.8165) \times 1197.06 = 977.39 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Válvula 4:

Con $P_{so} 1050 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_g = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $24.8 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times \left(\frac{6700 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right)]}{2} = 130.6 \text{ } ^\circ\text{F} = 590.27 \text{ [} ^\circ\text{R}\text{]}$$

Con ecuación (81) obtenemos ΔP corregida:

$$T_{real} = \frac{100 + 1/4}{2} + 460 = 597 \text{ [} ^\circ\text{R}\text{]}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 24.8 \left(\frac{590.27 \text{ [} ^\circ\text{R}\text{]}}{597 \text{ [} ^\circ\text{R}\text{]}} \right) = 24.52 \left[\frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}} \right]$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (24.52)(5.7) = 139.76 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1050 + 139.76 = 1189.76 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ\text{F}}{P_{vo} @ 174^\circ\text{F}} = 0.802$$

Y como $P_{vo} @ 174 \text{ [} ^\circ\text{F}\text{]} = 1189.76 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60 \text{ [} ^\circ\text{F}\text{]} = (0.802) \times 1189.76 = 955.37 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Válvula 5:

Con $P_{so} 1025 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ y $\gamma_p = 0.65$ entramos a la Figura 8C del apéndice C, y leemos $23.8 \frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}}$.

$$T_{graf} = \frac{100 + [70 + 1.6 \times (\frac{23.8 \text{ lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}})]}{2} = 134.28 \text{ }^\circ\text{F} = 593.95 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

Con ecuación (81) obtenemos $\Delta P \text{ corregida}$:

$$T_{real} = \frac{100 + 180.5}{2} + 460 = 600.25 \text{ [}^\circ\text{R]}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = 23.8 \left(\frac{593.95 \text{ [}^\circ\text{R}]}{600.25 \text{ [}^\circ\text{R}]} \right) = 23.55 \frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ ft}}$$

$$\Delta P \text{ corregida} = (23.55)(6.16) = 145.06 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta p_{corr} = 1025 + 145.06 = 1170.06 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Con la temperatura de la válvula encontramos Ct:

$$C_t = \frac{P_d @ 60^\circ\text{F}}{P_{vo} @ 180.5 \text{ }^\circ\text{F}} = 0.7945$$

Y como $P_{vo} @ 180.5 \text{ [}^\circ\text{F]} = 1170.06 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$, entonces:

$$P_d @ 60 \text{ [}^\circ\text{F]} = (0.7945) \times 1170.06 = 929.61 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Tabulamos los valores obtenidos para cada válvula:

Válvula	Profundidad [ft]	Temperatura [°F]	P _{so} [lb/pg ²]	ΔP _{correg} [lb/pg ²]	P _{vo} [lb/pg ²]	C _t	P _d [lb/pg ²]
1	2260	129.5	1125	59.82	1184.82	.870	1030.79
2	3850	150.5	1100	98.4	1198.4	.837	1003.06
3	4950	164.5	1075	122.06	1197.06	.8165	977.39
4	5700	174	1050	139.76	1189.76	.802	955.37
5	6160	180.5	1025	145.06	1170.06	.7945	929.61

Tabla 4.10. Resultado

Esquema de estado mecánico del Sistema Artificial Híbrido.

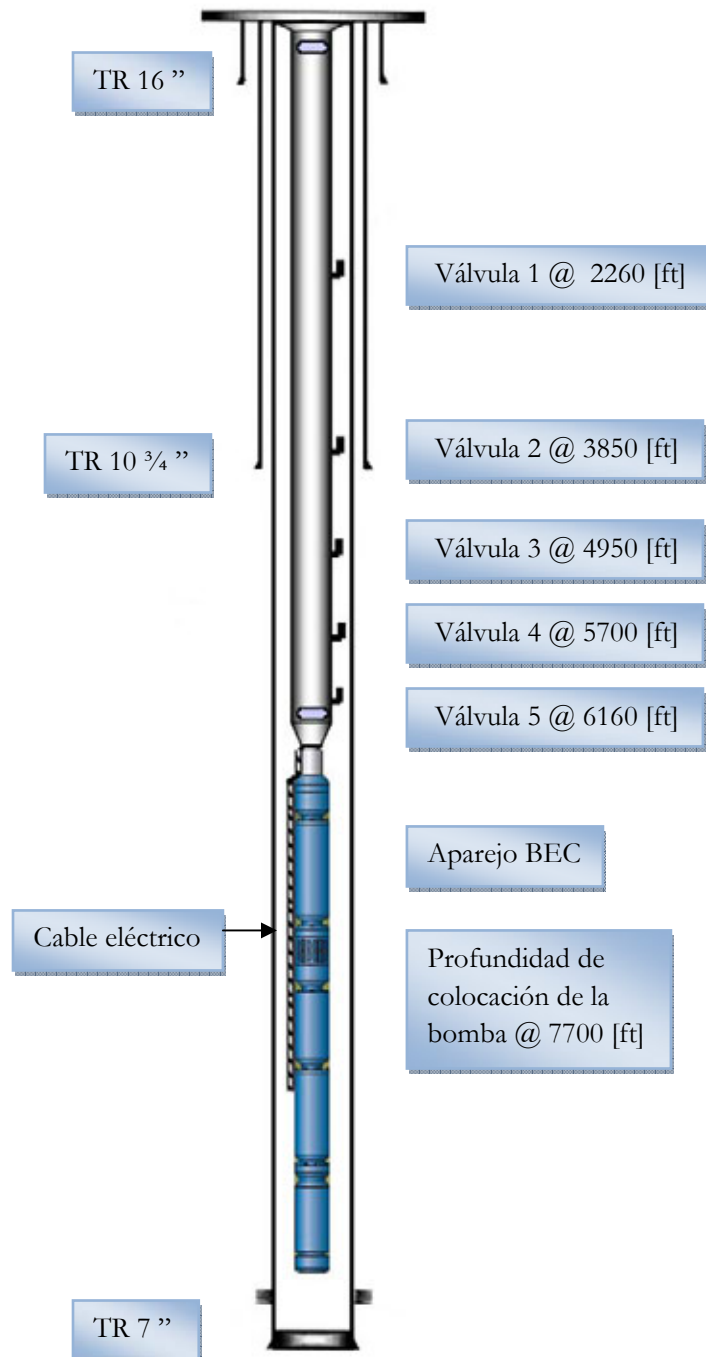


Figura 4.4. Estado mecánico de pozo Ydnis-EV con Sistema Artificial Híbrido.

EVALUACIÓN ECONÓMICA.

5.1 DEFINICIÓN DE PROYECTO PETROLERO.

Un proyecto petrolero es un conjunto de actividades planificadas que se encuentran interrelacionadas y coordinadas que buscan generar rentabilidad económica y obtener ganancias en un lapso de tiempo previamente definido. Como en la administración integral de yacimientos las etapas de un proyecto petrolero son:



Figura 5.1. Proyecto.

1.- Establecimiento de la estrategia: Consiste en establecer la necesidad u oportunidad a partir de la cual es posible iniciar el diseño del proyecto, en esta etapa se analizan:

- ➔ Características del yacimiento: Conocimiento de la geología, propiedades roca-fluidos, mecanismos de empuje, perforación y terminaciones de pozos, comportamiento histórico de producción.
- ➔ Entorno: Corporativo, económico, social.
- ➔ Herramientas tecnológicas y tecnologías disponibles.

2.- Desarrollo del plan: Etapa de un proyecto en la que se valoran las opciones, tácticas y estrategias a seguir teniendo como indicador principal el objetivo a lograr. En esta etapa se produce la aprobación del proyecto, que se suele hacer luego de la revisión del perfil de proyecto, de los estudios de factibilidad y de la evaluación económica.

3.- Implementación: Etapa de acción, en la que ocurre propiamente el proyecto.

4.- Monitoreo: Etapa de supervisión constante.

5.- Evaluación: Etapa de un proyecto en la que éste es revisado, y se llevan a cabo las valoraciones pertinentes sobre lo planeado y lo ejecutado, así como sus resultados, en consideración al logro de los objetivos planteados, si no se alcanzaron las metas o se quiere mejorar algo hay una retroalimentación en donde se regresa al desarrollo del plan para hacer mejoras.

6.- Terminación: Se finaliza el proyecto con los objetivos cumplidos.

Un proyecto se realiza porque existen necesidades insatisfechas actuales o se prevé que existirán en el futuro si no se toma medidas al respecto, porque existen potencialidades o recursos subaprovechados que pueden optimizarse y mejorar las condiciones actuales o porque es necesario complementar o reforzar otras actividades o proyectos que se producen en el mismo lugar.

5.2 DEFINICIÓN DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.

La evaluación económica de proyectos es el procedimiento con el que se determina si un proyecto es rentable (que generará flujos de efectivo positivos). Una evaluación económica de proyectos se inicia identificando las opciones de inversión, después se evalúan económicamente las opciones de inversión en donde se realizan los siguientes pasos:

- **Definición del proyecto de inversión:** Se define el alcance del proyecto de inversión en donde se consideran todos los elementos que puedan generar un valor económico.
- **Identificación del proyecto de inversión:** Se debe identificar el tipo de proyecto de inversión de acuerdo a su objetivo y características.
- **Selección del método de evaluación:** Se selecciona el método de evaluación de acuerdo al tipo de proyecto de inversión.
- **Estimación del valor económico del proyecto de inversión:** Se estima el valor económico en base a factores del proyecto de inversión como reservas, producción comercializable, costos de operación, inversiones, etc.

- Definición de proyecto de inversión: Se analiza y selecciona en base a criterios mínimos como VPN, TIR, tiempo de recuperación, etc.
- Evaluación y selección de proyectos de inversión: Se evalúan y aprueban los proyectos económicamente factibles.

Después de la evaluación económica de opciones de inversión se realiza un análisis e integración de cartera de inversiones, se asignan los fondos, se ejecuta el proyecto, se da seguimiento y finalmente se hace una evaluación de desempeño.

5.3 CLASIFICACION DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PARA IDENTIFICACIÓN DE TIPO DE ANÁLISIS REQUERIDO.



Figura 5.2. Clasificación de proyectos de inversión.

Estimación del valor económico del proyecto de inversión.

- **Flujos de efectivo:** Es un método de evaluación económica basado en el cálculo del Valor Presente Neto de los flujos de efectivo, se utiliza en proyectos que recuperen nuevas reservas o que reclasifiquen reservas existentes.

El flujo de efectivo son todos los ingresos y salidas que origina el proyecto de inversión, el dinero que sale y entra en el proyecto. Para realizar la estimación del valor económico de un proyecto con el método de flujos de efectivo se siguen los siguientes pasos:

- 1) **Estimación de recursos:** Estimar los recursos de acuerdo a la información disponible como; análisis geológicos y petrofísicos, pronósticos de producción, entre otros.
 - 2) **Perfil de producción e ingresos potenciales:** Estimar el perfil de producción para la vida útil del proyecto como; gasto de producción, producción máxima, tasa de declinación y definir precios futuros del hidrocarburo a producir.
 - 3) **Inversiones necesarias:** Se definen las inversiones necesarias para obtener el valor económico de la producción, estudios exploratorios, infraestructura, perforación o lo que requiera el proyecto.
 - 4) **Calcular los costos operativos del proyecto:** Mano de obra, transporte, mantenimiento, materiales, servicios generales y otros.
 - 5) **Calcular los flujos de efectivo:** Ingresos menos costos operativos en efectivo e inversión, descontar flujos de efectivo dada una tasa de descuento.
- **Análisis incremental:** Es el cálculo del valor incremental generado por un proyecto, la diferencia entre el valor con inversión adicional y el valor sin inversión adicional, se utiliza en proyectos que aceleran o incrementan volumen de producción o reducen costos en el corto plazo como ductos, compresores, tanques, reparaciones, etc.

Para realizar la estimación del valor económico de un proyecto con análisis incremental se siguen el siguiente proceso:

- 1) **Cálculo de flujo de efectivo sin Inversión:** En este proceso se realiza el cálculo de valor presente neto sin tomar en cuenta el proyecto de inversión.
- 2) **Cálculo de flujo de efectivo con inversión:** Realiza las fases descritas en el cálculo de valor presente neto considerando el proyecto de inversión. Tomando en cuenta; incrementos en producción, disminuciones en costos operativos, incremento en el valor del dinero en el tiempo.

- 3) **Flujo de efectivo incremental por inversión:** Calcular el flujo de efectivo incremental restando al flujo de efectivo con inversión el flujo de efectivo sin inversión, se calcula el valor presente del flujo de efectivo incremental.

A continuación se muestra un esquema de la diferencia entre la situación sin inversión y la situación con inversión del proyecto.

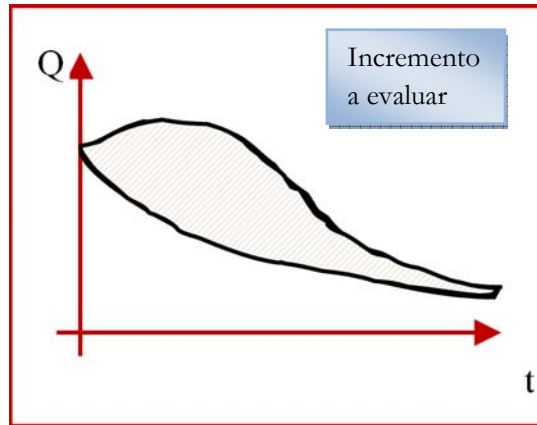


Figura 5.3. Gráfica de Análisis Incremental.

5.4 VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.

5.4.1 Pronósticos de producción.

La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo está altamente influenciada por el comportamiento de producción del yacimiento bajo las condiciones actuales y futuras de operación.

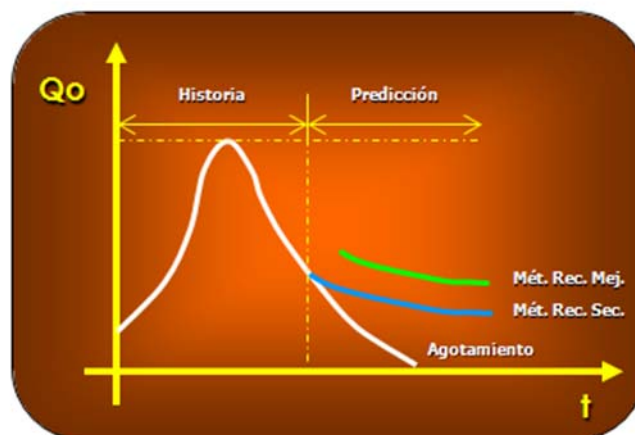


Figura 5.4. Pronósticos de producción.

La evaluación del comportamiento pasado y presente, así como el pronóstico de su futuro, es un aspecto esencial. Las técnicas de análisis de comportamiento y estimación de producción comúnmente usadas, son:

- Método Volumétrico.
- Método de curvas de declinación.
- Método de balance de materia.
- Método de simulación numérica.

Método volumétrico.

El método volumétrico para la estimación de reservas, consiste en la determinación del volumen original de hidrocarburos (*N*) multiplicado por un factor de eficiencia de recuperación, el cual es estimado.

El volumen original está dado por el volumen bruto de la roca del yacimiento, la porosidad, la saturación de aceite inicial y el factor de volumen del hidrocarburo.

El volumen bruto de la roca se determina a partir de un mapa de isopacas del yacimiento, los valores promedio de la porosidad y saturación de aceite, a partir de datos de registros de pozos, análisis de núcleos, el factor de volumen del aceite de análisis *PVT* o de correlaciones.

El volumen original de aceite se calcula como sigue:

$$N = \frac{A \times h \times \phi \times S_{oi}}{B_o} \dots\dots\dots (86)$$

Donde:

- N* = volumen original de aceite, en [STB]
- A* = área del yacimiento [acres]
- h* = espesor promedio (intervalo de aceite)[ft]
- φ* = porosidad [fracción]
- S_{oi}* = saturación de aceite inicial [fracción]
- B_{oi}* = factor de volumen del aceite.

Además el volumen del gas disuelto en el aceite original, está dado por:

$$G_s = N \times R_{si} \dots\dots\dots (87)$$

Donde:

- G_s* = gas en solución original [SCF], *R_{si}* = relación gas-aceite inicial [SCF/STBO]

Método de curvas de declinación.

Se le conoce como “análisis de curvas de declinación” a la grafica o gráficas de gasto de producción contra tiempo, en la que se extrapolan los valores para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción de un pozo, conociendo los gastos futuros es posible determinar las reservas del yacimiento.

Existen tres tipos básicos de declinación de la producción:

- **Declinación exponencial o constante.**
- **Declinación hiperbólica.**
- **Declinación armónica.**

Declinación exponencial o declinación constante.

$$q_i = \frac{k h (P_i - P_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]} \dots\dots\dots(88)$$

$$D = \frac{2 (0.000264) K}{\phi \mu_i C_{tt}(r_e^2 - r_w^2) \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]} \dots\dots\dots(89)$$

$$q = q_i e^{-Dt} \dots\dots\dots(90)$$

Donde:

q = ritmo de producción [BPD, bl/mes, bl/año]

q_i = ritmo de producción inicial [BPD, bl/mes, bl/año]

k = permeabilidad [mD]

h = espesor [ft]

P_i = Presión inicial [psi]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [psi]

r_w = radio del pozo [ft]

r_e = radio de drenaje [ft]

S = daño

φ = porosidad

μ_o = viscosidad del aceite [cp]

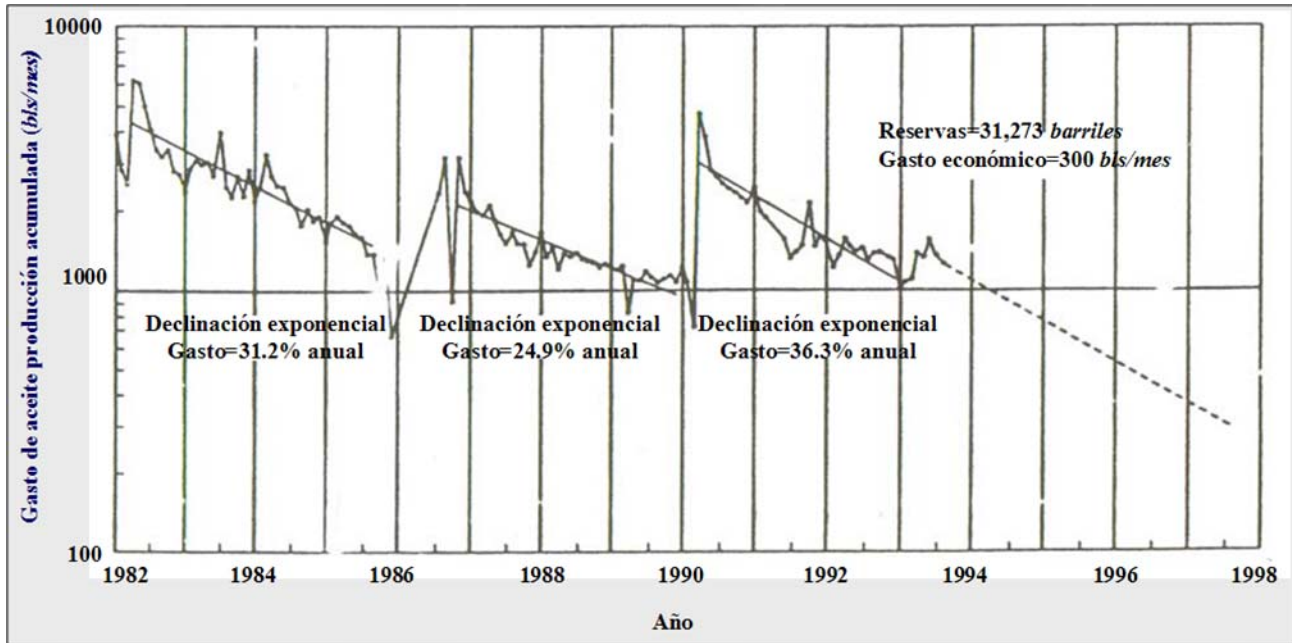


Figura 5.5. Declinación Exponencial

Declinación hiperbólica.

$$q = q_i (1 + D_i b t)^{-\frac{1}{b}} \dots\dots\dots (91)$$

$$D_i = \frac{q_i}{NP_i} \dots\dots\dots (92)$$

$$NP = \frac{q_i^2}{2(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}) \dots\dots\dots (93)$$

Donde:

q = ritmo de producción [BPD, bl/mes, bl/año]

q_i = ritmo de producción inicial [BPD, bl/mes, bl/año]

t = tiempo [días, meses, años]

NP = Volumen de aceite producido. [STB]

Se presenta cuando el mecanismo de empuje reduce el abatimiento, puede ser:

- Gas en solución.
- Expansión del casquete de gas.
- Empuje de agua.
- Inyección de gas o agua.

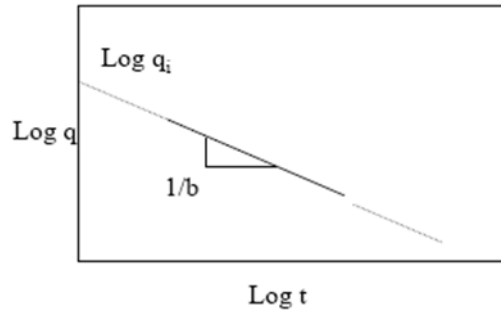


Figura 5.6. Declinación Hiperbólica.

Declinación armónica.

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \dots\dots\dots (94)$$

$$Np = \frac{q_i}{E} (\log q_t - \log q) \dots\dots\dots (95)$$

Donde:

q = ritmo de producción [BPD, bl/mes, bl/año]

q_i = ritmo de producción inicial [BPD, bl/mes, bl/año]

t = tiempo [días, meses, años]

Np = Volumen de aceite producido [STB]

Ocurre cuando $b = 1$ en la ecuación de declinación hiperbólica. Se presenta cuando existe segregación gravitacional.

Método de balance de materia.

Está basado en la ley de conservación de masa, la cual significa que la masa no se crea ni se destruye, sólo se transforma. Los supuestos básicos que se hacen en esta técnica, son:

- Modelo de yacimiento homogéneo (esto es, las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento).
- La producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección.
- No hay dirección al flujo de fluidos.

Las ecuaciones de balance de materia son usadas para hacer un ajuste de la historia del comportamiento de un yacimiento para la estimación del volumen original de hidrocarburos y también para predecir el comportamiento futuro.

La ecuación general de balance de materia puede expresarse como sigue:

EXPANSIÓN TOTAL = [(expansión del aceite + gas disuelto original)+ expansión del casquete de gas + reducción en el volumen de poros (expansión del agua congénita, reducción en el volumen de poros por la expansión de roca) + entrada natural de agua].

$$F = N(E_o + mE_g + E_{fw}) + W_p \dots\dots\dots(96)$$

Donde:

N = aceite original, [STB].

E_o = expansión del aceite y el gas original disuelto, [bl/STB].

E_g = expansión del gas, [bl/STB].

E_{fw} = expansión del agua de formación, [bl/STB].

W_p = producción de agua acumulada, [STB].

Método de simulación numérica.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o de energía, acoplados con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través del medio poroso, dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua. Esta no-linealidad de las ecuaciones obedece a lo siguiente:

- La heterogeneidad en el yacimiento.
- Que la relación que tiene la saturación con la permeabilidad relativa y con la presión capilar, es de tipo no lineal.
- Que las propiedades *PVT* de los fluidos, como función de la presión, composición y temperatura, no son lineales.

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan al efectuar una simulación.

El objetivo primordial de hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base en los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación; con la ayuda de un simulador se puede hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite.
- Conocer el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: inyección de agua, inyección de gas, depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la colocación de los pozos y su espaciamento.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenada.
- Hacer programas de producción.

Los simuladores son ampliamente usados para estudiar el comportamiento y determinar los métodos más convenientes a implantar para mejorar la recuperación final de los hidrocarburos.

5.4.2 Pronósticos de precios.

Precio: Se denomina precio al valor monetario asignado a un bien o servicio. El precio de venta de un producto es lo que el vendedor piensa que el comprador está dispuesto a pagar por él.

El precio del petróleo: El precio del petróleo es un factor predominante en la economía mundial, la relación entre el precio del petróleo y el giro de la economía mundial se entiende en función de que se trata de un recurso natural no renovable y de que desde el punto de vista geográfico los recursos petroleros se encuentran distribuidos de manera desigual en el planeta.

La determinación del precio del crudo se basa en la cotización de los denominados crudos marcadores:

- En Europa los países se guían por el BRENT, que es una mezcla de crudo producido en el Mar del Norte.
- En Estados Unidos es el West Texas Intermediate (WTI) que es un crudo de Texas y de Oklahoma, y es el de referencia para los crudos de América.
- En el Lejano Oriente es el crudo OMAN.
- Asia utiliza como referencia el DUBAI.

En general el precio del aceite crudo lo determina su capacidad calorífica y su densidad en grados °API (Instituto Americano del Petróleo).

$$^{\circ}\text{API} = \left(\frac{141.5}{\gamma_o} \right) - 131.5, \quad \text{donde } \gamma_o = \text{densidad relativa del aceite.}$$

Obteniendo los siguientes aceites:

- | | |
|---------------|---------------|
| ➤ Extrapesado | 10 °API. |
| ➤ Pesado | 10 - 22 °API. |
| ➤ Mediano | 22 - 31 °API. |
| ➤ Ligero | 31 - 39 °API. |
| ➤ Superligero | 39 °API. |

Para su exportación en México existen tres variedades de petróleo crudo:

- Maya.- Pesado con densidad de 22 °API.
- Istmo.- Ligero con densidad de 33 °API.
- Olmeca.- Superligero con densidad de 39 °API.

5.4.3 Definición de costos.

Costo es el esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo, los objetivos son aquellos de tipo operativos, como por ejemplo: pagar los sueldos al personal de producción, comprar materiales, fabricar un producto, venderlo, prestar un servicio, obtener fondos para financiar, administrar la empresa, etc.

Tipos de costos.

Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones.

1.- Clasificación según la función que cumplen.

Costo de producción: Son los que permiten obtener la producción de hidrocarburos desde su extracción hasta el punto de venta, por ejemplo:

- Costo de materiales y servicios que intervienen en el proceso productivo.
- Costos operativos de producción.
- Depreciaciones del equipo productivo.

Costo de comercialización: Es el costo que posibilita el proceso de venta de los bienes o servicios a los clientes, por ejemplo:

- Costos operativos.
- Costos de transporte y almacenamiento.

Costo de administración: Son aquellos costos necesarios para la gestión del negocio, por ejemplo:

- Costos operativos.
- Servicios generales.
- Gastos de operación del activo.

Costo de financiación: Es el correspondiente a la obtención de fondos aplicados al negocio, por ejemplo:

- Intereses pagados por préstamos.
- Comisiones y otros gastos bancarios.
- Impuestos derivados de las transacciones financieras.

2.- Clasificación según su grado de variabilidad.

Esta clasificación es importante para la realización de estudios de planificación y control de operaciones. Está vinculado con las variaciones o no de los costos, según los niveles de actividad.

Costos fijos: Son aquellos costos cuyo importe permanece constante, independiente del nivel de actividad de la empresa. Se pueden identificar y llamar como costos de "mantener la empresa", de manera tal que se realice o no la producción, se venda o no los hidrocarburos, dichos costos deben ser solventados por la empresa, por ejemplo:

- Alquileres.
- Amortizaciones o depreciaciones.
- Seguros.
- Impuestos fijos.
- Servicios.
- Sueldos.

Costos variables: Son aquellos costos que varían en forma proporcional, de acuerdo al nivel de producción o actividad de la empresa. Son los costos por "producir" o "vender", por ejemplo:

- Costo de transporte.
- Materiales por producción.
- Compra de nitrógeno y gas por producción o compresión.
- Costo variable por pozo debido al mantenimiento.

5.4.4 Inversiones.

"La inversión consiste en la aplicación de recursos financieros a la creación, renovación, ampliación o mejora de la capacidad operativa de la empresa"⁵. La inversión es el costo que se encuentra a la espera de la actividad empresarial que permitirá con el transcurso del tiempo, conseguir el objetivo deseado.

En el caso de las inversiones en la industria petrolera tenemos de dos tipos:

- **Inversión Estratégica:** Las inversiones en pozos, ductos, líneas, plantas, equipos, estaciones, estudios, entre otros que tienen su incidencia en los costos mediante el cálculo de las depreciaciones que se realicen a lo largo de su vida útil. La inversión se hace con la esperanza de una recompensa en el futuro y se refiere al empleo de un capital en algún tipo de actividad con el objetivo de incrementar el valor económico de la empresa.
- **Inversión operacional:** Son las inversiones necesarias para mantener el nivel actual de producción de hidrocarburos en la empresa y/o para cumplir con normas legales y ecológicas, como infraestructura de administración, seguridad y ecología, servicios auxiliares, estudios etc.

5.5 INDICADORES ECONÓMICOS.

El análisis económico de un proyecto no estaría completo sin la adición de indicadores económicos, estos son: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), tiempo de recuperación de la inversión, rendimiento de la inversión, perfil de riesgo, precio de equilibrio, límite económico (EL) y límite económico de grupo (GEL).

Las compañías pueden usar nombres diferentes pero las ecuaciones son bastante usuales dentro de la industria petrolera.

Valor presente neto (VPN).

Es uno de los criterios económicos más usados, consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial. Para que un proyecto sea rentable, el valor presente neto debe ser mayor a cero.

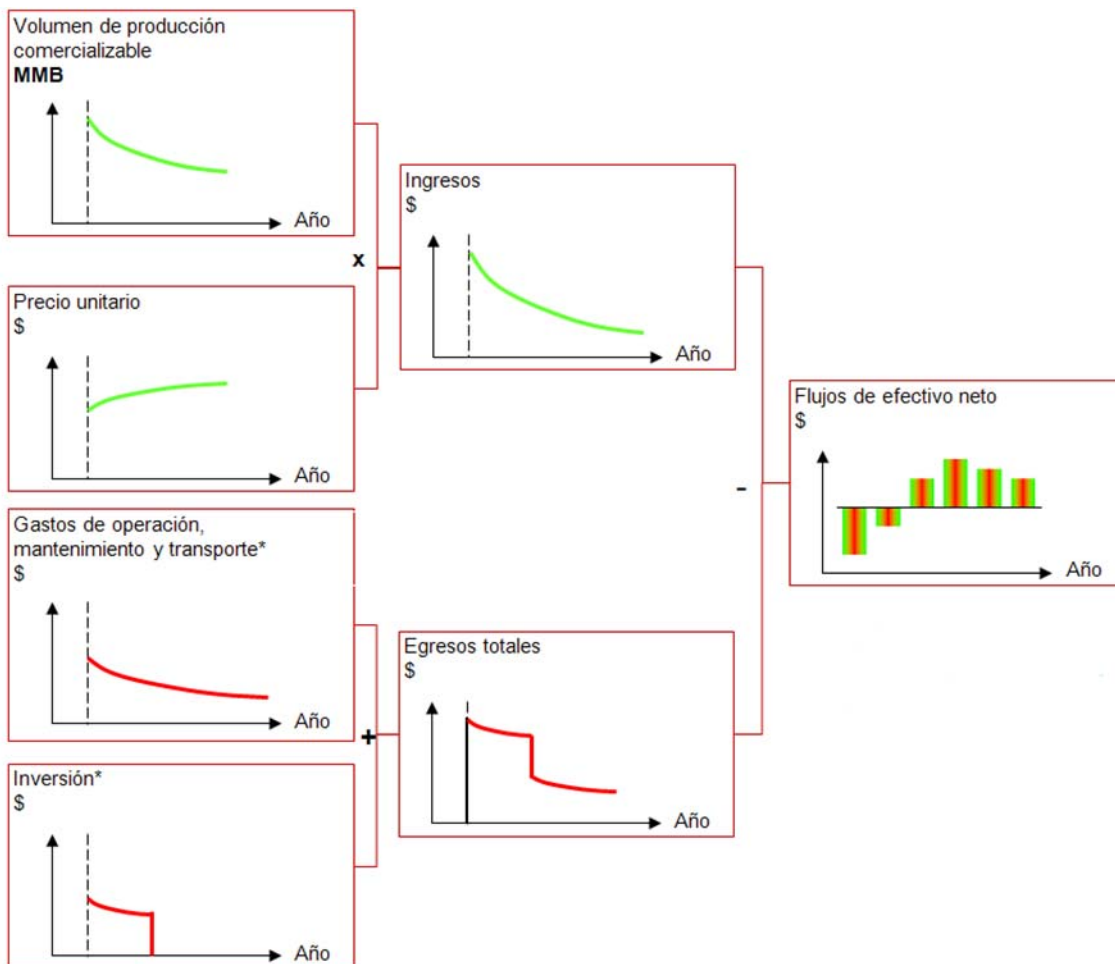


Figura 5.7. Valor Presente Neto VPN.

Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativo (costos totales), es decir, que los flujos negativos actualizados y los flujos positivos actualizados sumados son igual a cero.

La (TIR) se calcula por aproximaciones sucesivas.

$$\sum_{i=0}^n \frac{FELi}{(1+t)^i} - \sum_{i=0}^n \frac{FECi}{(1+t)^i} \dots\dots\dots(97)$$

Dónde:

FEL = Flujo de efectivo positivo (ingresos)

FEC = Flujo de efectivo negativo (costos)

t = Tasa de descuento = TIR

i = Año

n = Número de años

Tiempo de recuperación de la inversión.

Número de meses o años necesarios para recuperar la inversión del proyecto, es decir, el momento en que los ingresos acumulados empiezan a ser mayores a las inversiones acumuladas. Se utiliza para determinar si el periodo de recuperación es aceptable para la administración, dadas las características de la industria.

Relación beneficio costo RBC o (VPN/VPI).

Es la ganancia que obtiene la empresa por cada unidad monetaria invertida en el proyecto de exploración o explotación de un campo.

Perfil de riesgo.

Es la probabilidad de que un proyecto genere un valor presente negativo. Lo podemos aplicar para determinar la probabilidad de que un proyecto de alto riesgo (exploración o explotación) presente un valor presente menor a cero.

Precio de equilibrio.

Precio del hidrocarburo principal que genera un VPN igual a cero, es decir, estima el precio requerido para cubrir los costos de operación e inversiones.

El costo de equilibrio se obtiene resolviendo para PE la ecuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{PE \cdot Q^t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{CO_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots(98)$$

Donde:

PE = Precio de equilibrio

Q = Volumen de producción anual

r = tasa de descuento

t = año

n = número de años

I = inversiones

CO = costos de operación

Límite económico (EL).

Éste es el punto en el que el valor de flujo de fondos antes de deducción de impuestos acumulativos más altos son alcanzados.

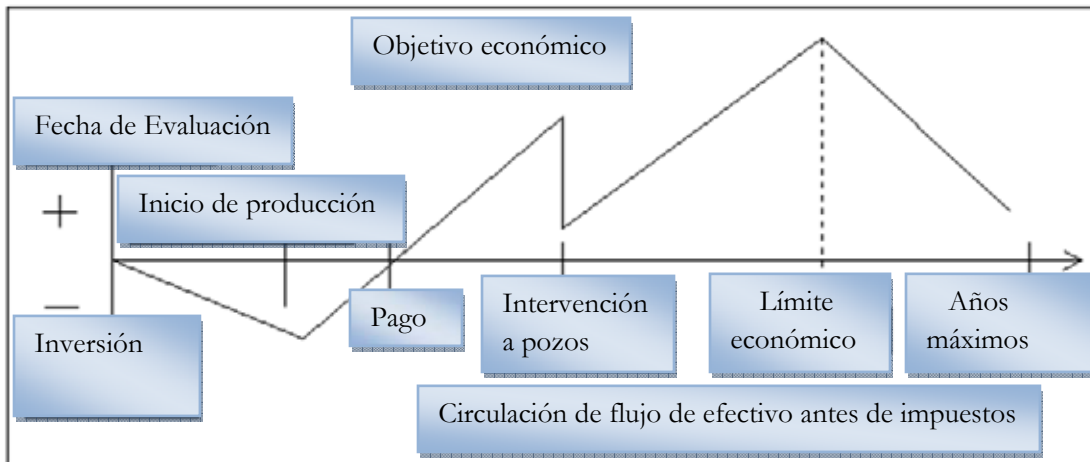


Figura 5.8. Límite económico EL.

Límite económico de grupo (GEL).

El límite económico de grupo determina rentabilidad y la vida económica de un conjunto de elementos (pozos, instalaciones, ductos, etc.) que comparten costos fijos los cuales no pueden ser asignados a cada pozo de manera individual.

5.7 EJEMPLO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Definición de proyecto de inversión: Instalación de sistema artificial en campo ECRAM, pozo Ydnis- EV.

Descripción del caso:

- **Ámbito:** Explotación.
- **Tipo de caso:** Instalación de sistema artificial para recuperar reservas adicionales.
- **Planteamiento:** El pozo Ydnis-EV en el campo ECRAM, fluyendo naturalmente tiene un gasto muy bajo, en el capítulo 4 de esta tesis se determinó que técnicamente es recomendable instalar un sistema artificial Híbrido para incrementar la producción y por consiguiente incrementar la recuperación de reservas. Se evaluarán económicamente los diferentes sistemas y se determinará cuál de éstos es el más rentable.
- **Identificación del proyecto de inversión y selección del método de evaluación.**



Figura 5.9 Identificación de proyecto.

El sistema artificial propuesto es un proyecto de inversión individual de explotación que permite restablecer la producción para incrementar la recuperación de reservas, así que de acuerdo a la figura 5.2 el método de evaluación sugerido es flujo de efectivo.

En este caso se debe estimar el perfil de producción, el costo de los sistemas artificiales, el costo de la instalación de cada sistema artificial, el costo de gastos operativos e inversiones, para realizar el cálculo de flujo de efectivo, comparar las evaluaciones y finalmente determinar cuál sistema es más factible económicamente.

A continuación se presenta la evaluación económica del pozo Ydnis-EV para los casos siguientes:

- Sin Sistemas Artificiales.
- Con aparejo de BEC.
- Con sistema de BN.
- Con combinación de sistemas (Híbrido).

Para realizar el análisis de declinación de la producción en el pozo Ydnis-EV, empleamos las curvas de declinación exponencial para los cuales se tienen los datos siguientes del yacimiento Ydnis, del campo ECRAM.

Datos:

<i>Factor de volumen del aceite inicial B_{oi}</i>	= 1.36
<i>Compresibilidad total C_t</i>	= $2.73 \times 10^{-6} [lb/pg^2]^{-1}$
<i>Permeabilidad k</i>	= 0.392 [mD]
<i>Espesor de disparos h</i>	= 100 [ft]
<i>Presión inicial P_i</i>	= 16 000 [lb/pg ²]
<i>Radio del pozo r_w</i>	= .25 [ft]
<i>Radio de drenaje r_e</i>	= 1490 [ft]
<i>Daño</i>	= - 3.85
<i>Porosidad ϕ</i>	= .101
<i>Viscosidad del aceite μ_{oi}</i>	= 0.46 [cp]

Perfil de producción:

Con las curvas de declinación exponencial ecuaciones (88), (89) y (90) se calcula el perfil de producción arrojándonos los siguientes resultados:

AÑO	SIN SAP		Con 1 SAP		Con SAP Híbrido	
	D	Q	D	Q	D	Q
2008	0.225910561	950	0.16635532	2000	0.133918115	3000
2009	0.225910561	757.899979	0.16635532	1693.490625	0.133918115	2623.985051
2010	0.225910561	604.644609	0.16635532	1433.955248	0.133918115	2295.099182
2011	0.225910561	482.379091	0.16635532	1214.194884	0.133918115	2007.435315
2012	0.225910561	384.83695	0.16635532	1028.113827	0.133918115	1755.826752
2013	0.225910561	307.01886	0.16635532	870.5505633	0.133918115	1535.754383
2014	0.225910561	244.936408	0.16635532	737.1346086	0.133918115	1343.265515
2015	0.225910561	195.407682	0.16635532	624.1652745	0.133918115	1174.902876
2016	0.225910561	155.894188	0.16635532	528.5090203	0.133918115	1027.642528
2017	0.225910561	124.370739	0.16635532	447.5125355	0.133918115	898.8395437
2018	0.225910561	99.2216634	0.16635532	378.9291416	0.133918115	786.1805086
2019	0.225910561	79.1579964	0.16635532	320.8564744	0.133918115	687.6419673
2020	0.225910561	63.1514146	0.16635532	271.6837156	0.133918115	601.4540808
2021	0.225910561	50.3815324	0.16635532	230.0469127	0.133918115	526.068839

Tabla 5.1 Datos de declinación de la producción.

● Caso 1: Evaluación sin SAP.

Teniendo el perfil de producción realizamos la evaluación económica para el pozo Ydnis-EV sin instalaciones de sistemas artificiales, quedando la curva de declinación para el pozo Ydnis-EV sin sistemas artificiales de la siguiente manera:

AÑO	Q
2008	346750
2009	276633.4924
2010	220695.2822
2011	176068.3682
2012	140465.4869
2013	112061.8838
2014	89401.78883
2015	71323.80409
2016	56901.37856
2017	45395.3196
2018	36215.90713
2019	28892.6687
2020	23050.26632
2021	18389.25933

Tabla 5.2 Pronóstico de declinación sin SAP.

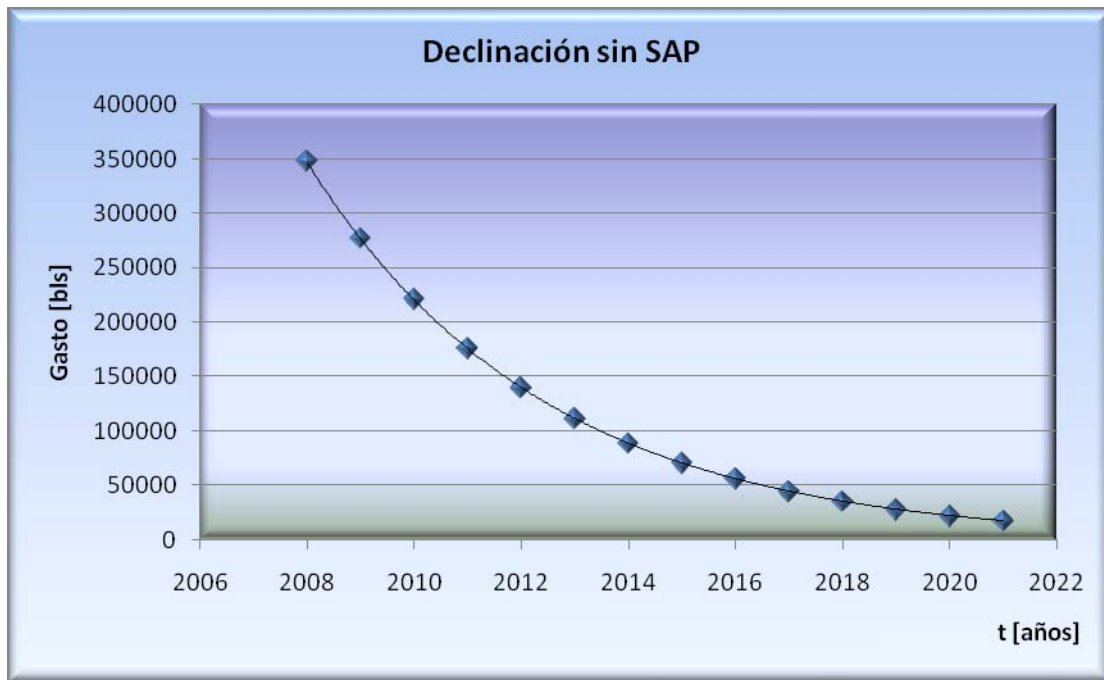


Figura 5.9. Gráfica de declinación sin SAP.

Posteriormente calculamos el flujo de efectivo del pozo Ydnis-EV sin sistemas artificiales con un precio de aceite por barril de petróleo crudo equivalente de \$ 50 [USD/BL], con una tasa de descuento de 12 %, en donde el gasto actual es de 950 [BPD], la inversión por el pozo es de 5 millones de USD más \$ 3 500 000 de USD de ductos, líneas, plantas y equipos, dándonos un total de inversión de \$ 8 500 000 USD, costos fijos tenemos \$ 3 000 000 USD por año y costos variables tenemos \$ 5 USD por año. Siguiendo el cálculo de VPN de la Figura 5.7 obtenemos los datos siguientes:

$$\text{Ingresos} = \text{Producción} \times \text{Precio} \dots\dots\dots (99)$$

$$\text{Egresos totales} = \text{Costos fijos} + \text{costos variables} + \text{inversión} \dots\dots\dots (100)$$

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos totales} \dots\dots\dots (101)$$

$$VP = \frac{FE}{(1+t)^n} \dots\dots\dots (102)$$

Donde:

VP = Valor presente del flujo de efectivo.

FE = Flujo de efectivo

t = Tasa de descuento

n = Número de años

AÑO	Ingresos [dls]	Costos fijos [dls]	Costos variables [dls]	Inversiones [dls]	F. E. [dls]	VPN 12 % [dls]	F. E. Acumulado [dls]
2008	17337500	3000000	5	8500000	5837495	449038.0769	5837495
2009	13831674.62	3000000	5	0	10831669.6	64092.71964	16669164.62
2010	11034764.11	3000000	5	0	8034759.11	3657.150255	24703923.73
2011	8803418.409	3000000	5	0	5803413.41	203.193635	30507337.14
2012	7023274.346	3000000	5	0	4023269.35	10.83583409	34530606.48
2013	5603094.19	3000000	5	0	2603089.19	0.539298155	37133695.67
2014	4470089.441	3000000	5	0	1470084.44	0.023428194	38603780.12
2015	3566190.204	3000000	5	0	566185.204	0.000694083	39169965.32
2016	2845068.928	3000000	5	0	-154936.072	-1.46104E-05	39015029.25
2017	2269765.98	3000000	5	0	-730239.02	-5.29702E-06	38284790.23
2018	1810795.357	3000000	5	0	-1189209.64	-6.63562E-07	37095580.58
2019	1444633.435	3000000	5	0	-1555371.57	-6.67596E-08	35540209.02
2020	1152513.316	3000000	5	0	-1847491.68	-6.09985E-09	33692717.33
2021	919462.9663	3000000	5	0	-2080542.03	-5.28408E-10	31612175.3
Suma	82112245.3				31612175.3	517002.5397	

Tabla 5.3 Cálculo de Flujo de Efectivo.

En donde se puede observar que la ganancia total (flujo de efectivo al año 2021) es de \$ **31 612 175.3** USD y el VPN a una tasa de descuento del 12 % es \$ 517 002.5 USD, el periodo de recuperación de la inversión es de un año con tres meses.

La relación beneficio costo está dada por:

$$RBC = \frac{FE_{Total}}{Inversiones} \dots\dots\dots(103)$$

Por lo que obtenemos un RBC igual a 3.7 USD, lo que significa que por cada dólar invertido obtenemos 3.7 dólares de ganancia. Igualmente observamos que para el año 2016 el pozo Ydnis-EV deja de tener flujo de efectivo positivo ya que nuestra producción decrece haciendo que no sea costeable mantener el pozo.

● Caso 2: Evaluación con BEC.

Con los siguientes costos para el sistema artificial de Bombeo Electrocentrífugo realizamos la evaluación económica para el pozo Ydnis-EV con el aparejo de BEC:

Material	USD
SERVICIO DE INSTALACIÓN: Técnicos CENTRILIFT, PHOENIX,	\$56,582.25
COMPRA CABLE DE POTENCIA: Cable redondo, plano y carretes.	\$210,484.32
COMPRA DE ACCESORIOS BEC: Empacador, niple, protector, centralizador, extensión de cable para motor.	\$110,049.50
COMPRA EQUIPO SUBSUPERFICIAL DE BEC: Bomba, motor, sección de sellos, separador de gas, sensor de fondo.	\$383,578.00
COMPRA DE PROTECTORES DE CABLE: Protectores cross coupling y middle joint.	\$43,436.46
COMPRA DE EQUIPO SUPERFICIAL: Registrador y transformadores.	\$123,523.01
TOTAL	\$927,653.54

Tabla 5.4 Costo de equipo BEC.

Curva de declinación para el pozo Ydnis-EV con sistema BEC.

AÑO	Q
2008	730000
2009	618124.078
2010	523393.6655
2011	443181.1328
2012	375261.5467
2013	317750.9556
2014	269054.1322
2015	227820.3252
2016	192905.7924
2017	163342.0754
2018	138309.1367
2019	117112.6132
2020	99164.55621
2021	83967.12312

Tabla 5.5 Pronostico de declinación con BEC.

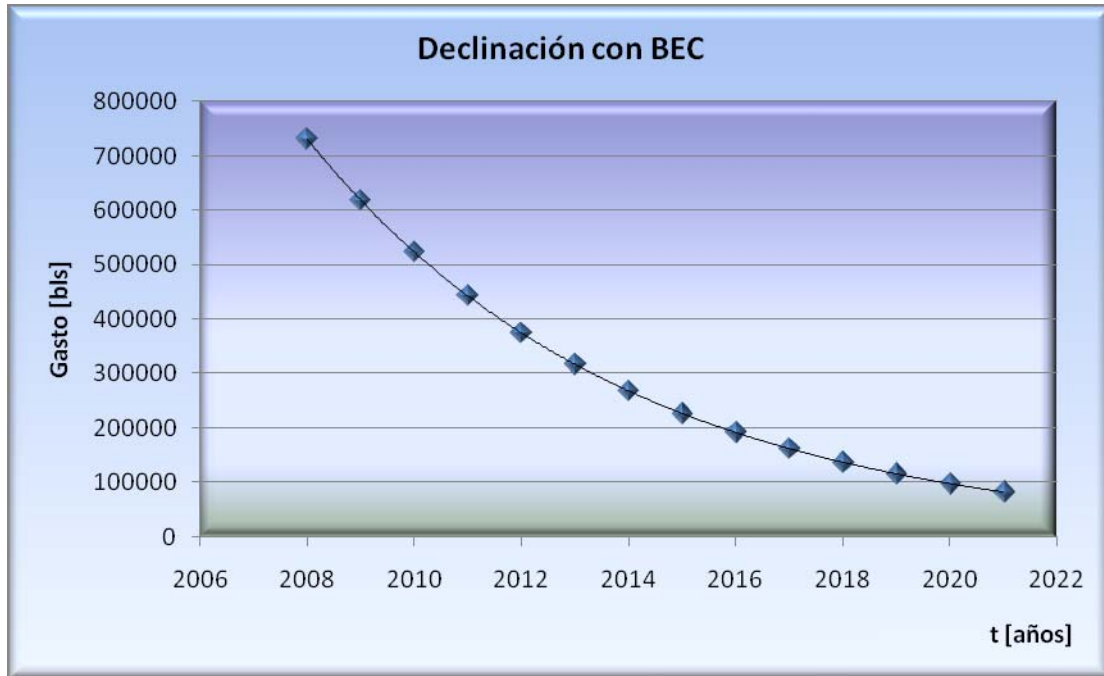


Figura 5.10. Gráfica de declinación con BEC.

Calculamos el flujo de efectivo del pozo Ydnis-EV con sistema BEC con un precio de aceite por barril de petróleo crudo equivalente de \$ 50 [USD/BL], tasa de descuento de 12 %, en donde el gasto actual es de 2 000 [BPD], la inversión por el pozo es de 5 millones de USD más \$ 3 500 000 de USD de ductos, líneas, plantas y equipos, mas una inversión del sistema BEC de \$ 927 653.54 lo que nos da un total de inversión de \$ 9 427 653.54 USD, además, de costos fijos tenemos \$ 3 000 000 USD por año y costos variables tenemos \$ 5 USD por año. Siguiendo el cálculo de VPN de la Figura 5.7 y las ecuaciones (99), (100), (101) y (102) obtenemos los datos siguientes:

AÑO	Ingresos [dls]	Costos fijos [dls]	Costos variables [dls]	Inversiones [dls]	F. E.	VPN 12 % [dls]	F.E. Acumulado
2008	36500000	3000000	5	9427653.54	24072341.46	1851718.574	24072341.46
2009	30906203.9	3000000	5	0	27906198.9	165125.4373	51978540.36
2010	26169683.28	3000000	5	0	23169678.28	10546.05293	75148218.64
2011	22159056.64	3000000	5	0	19159051.64	670.8116537	94307270.28
2012	18763077.34	3000000	5	0	15763072.34	42.45453681	110070342.6
2013	15887547.78	3000000	5	0	12887542.78	2.669992283	122957885.4
2014	13452706.61	3000000	5	0	10452701.61	0.166580855	133410587
2015	11391016.26	3000000	5	0	8391011.259	0.010286497	141801598.3
2016	9645289.62	3000000	5	0	6645284.62	0.000626648	148446882.9
2017	8167103.772	3000000	5	0	5167098.772	3.74812E-05	153613981.7
2018	6915456.835	3000000	5	0	3915451.835	2.18477E-06	157529433.5

2019	5855630.658	3000000	5	0	2855625.658	1.22569E-07	160385059.1
2020	4958227.81	3000000	5	0	1958222.81	6.46545E-09	162343282
2021	4198356.156	3000000	5	0	1198351.156	3.04353E-10	163541633.1
Suma	214969356.7				163541633.1	2028106.178	

Tabla 5.6 Cálculo de Flujo de Efectivo.

En esta tabla la ganancia total (flujo de efectivo al año 2021) es de \$ **163 541 633.1** USD.

El VPN a una tasa de descuento del 12 % es \$ 2 028 106.1 USD.

El periodo de recuperación de la inversión es de cuatro meses con 21 días.

La relación beneficio costo RBC de ecuación (103) es igual a 17.4 USD, lo que significa que por cada dólar invertido obtenemos 17.4 dólares de ganancia. Con lo que observamos que el implantar este sistema artificial resulta costeable.

● Caso 3: Evaluación con BN.

Con los siguientes costos para el sistema artificial de Bombeo Neumático realizamos la evaluación económica para el pozo Ydnis-EV con el aparejo de BN:

Material	USD
INSTALACIÓN:	\$ 926 200
Compresor, motor, enfriador, controles.	
COSTO DE 7 VÁLVULAS Y MANDRILES.	\$351 800
LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS.	\$ 231 400
MANTENIMIENTO:	\$ 98 400
Mantenimiento del compresor por año, reemplazo de válvulas.	
COMBUSTIBLE Y REQUERIMIENTO DE GAS.	\$392 200
TOTAL	\$ 2 000 000

Para el sistema artificial de Bombeo Neumático realizamos la evaluación económica para el pozo Ydnis-EV:

Curva de declinación para el pozo Ydnis-EV con aparejo de BN.

AÑO	Q
2008	730000
2009	618124.078
2010	523393.6655
2011	443181.1328
2012	375261.5467

2013	317750.9556
2014	269054.1322
2015	227820.3252
2016	192905.7924
2017	163342.0754
2018	138309.1367
2019	117112.6132
2020	99164.55621
2021	83967.12312

Tabla 5.7 Pronóstico de declinación con BN.



Figura 5.11. Gráfica de declinación con BN.

Calculamos el flujo de efectivo del pozo Ydnis-EV con sistema BN con un precio de aceite por barril de petróleo crudo equivalente de \$ 50 [USD/BL], tasa de descuento de 12 %, en donde el gasto con este sistema es de 2 000 [BPD], la inversión por el pozo es de 5 millones de USD más \$ 3 500 000 de USD de ductos, líneas, plantas y equipos, mas una inversión del sistema BN de \$ 2 000 000 que nos da un total de inversión de \$ 10 500 000 USD, además, de costos fijos tenemos \$ 3 000 000 USD por año y costos variables tenemos \$ 5 USD por año. Siguiendo el cálculo de VPN de la Figura 5.7 y las ecuaciones (99), (100), (101) y (102) obtenemos los datos siguientes:

AÑO	Ingresos [dls]	Costos fijos [dls]	Costos variables [dls]	Inversiones [dls]	F. E.	VPN 12 % [dls]	F.E. Acumulado
2008	36500000	3000000	5	10500000	22999995	1769230.385	22999995
2009	30906203.9	3000000	5	0	27906198.9	165125.4373	50906193.9
2010	26169683.28	3000000	5	0	23169678.3	10546.05293	74075872.18
2011	22159056.64	3000000	5	0	19159051.6	670.8116537	93234923.82
2012	18763077.34	3000000	5	0	15763072.3	42.45453681	108997996.2
2013	15887547.78	3000000	5	0	12887542.8	2.669992283	121885538.9
2014	13452706.61	3000000	5	0	10452701.6	0.166580855	132338240.5
2015	11391016.26	3000000	5	0	8391011.26	0.010286497	140729251.8
2016	9645289.62	3000000	5	0	6645284.62	0.000626648	147374536.4
2017	8167103.772	3000000	5	0	5167098.77	3.74812E-05	152541635.2
2018	6915456.835	3000000	5	0	3915451.83	2.18477E-06	156457087
2019	5855630.658	3000000	5	0	2855625.66	1.22569E-07	159312712.7
2020	4958227.81	3000000	5	0	1958222.81	6.46545E-09	161270935.5
2021	4198356.156	3000000	5	0	1198351.16	3.04353E-10	162469286.7
Suma	214969356.7				162469287	1945617.989	

Tabla 5.8 Cálculo de Flujo de Efectivo.

En esta tabla la ganancia total (flujo de efectivo al año 2021) es de \$ **162 469 287** USD.

El VPN a una tasa de descuento del 12 % es \$ 1 945 617.9 USD.

El periodo de recuperación de la inversión es de cinco meses con 15 días.

La relación beneficio costo RBC de ecuación (103) es igual a 15.5 USD, lo que significa que por cada dólar invertido obtenemos 15.5 dólares de ganancia. Con lo que observamos que el implantar este sistema artificial también resulta costeable.

🔴 Caso 4: Evaluación con Híbrido.

Para el Sistema Híbrido realizamos la evaluación económica para el pozo Ydnis-EV considerando los costos de la siguiente tabla. Cabe mencionar que los costos en el sistema de Bombeo Neumático y en el sistema Híbrido del compresor disminuyen enormemente si se comparten con pozos alternos.

Material	USD
INSTALACIÓN: Técnicos CENTRILIFT, PHOENIX, compresor, motor, enfriador, controles.	\$982 782.25
COMPRA CABLE DE POTENCIA: Cable redondo, plano y carretes.	\$210,484.32
COMPRA DE ACCESORIOS BEC: Empacador, niple, protector, centralizador, extensión de cable para motor.	\$110,049.50
COMPRA EQUIPO SUBSUPERFICIAL DE BEC: Bomba, motor, sección de sellos, separador de gas, sensor de fondo.	\$383,578.00
COMPRA DE PROTECTORES DE CABLE: Protectores cross coupling y middle joint.	\$43,436.46
COMPRA DE EQUIPO SUPERFICIAL: Registrador y transformadores.	\$123,523.01
COSTO DE 5 VÁLVULAS Y MANDRILES.	\$ 251 285.72
LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS.	\$ 231 400
MANTENIMIENTO: Mantenimiento del compresor por año, reemplazo de válvulas.	\$ 98 400
COMBUSTIBLE Y REQUERIMIENTO DE GAS.	\$492 714.3
TOTAL	\$ 2 927 653.54

Tabla 5.9 Costo de Sistema Híbrido.

Curva de declinación para el pozo Ydnis-EV con Sistema Combinado.

AÑO	Q
2008	1095000
2009	957754.5436
2010	837711.2016
2011	732713.8899
2012	640876.7646
2013	560550.3499
2014	490291.9128
2015	428839.5499
2016	375089.5227
2017	328076.4335
2018	286955.8856
2019	250989.3181
2020	219530.7395
2021	192015.1262

Tabla 5.10 Pronostico de declinación con sistema Híbrido.



Figura 5.12. Gráfica de declinación con Híbrido.

Nuevamente calculamos el flujo de efectivo para el pozo Ydnis-EV con el Sistema Híbrido:

AÑO	Ingresos [dls]	Costos fijos [dls]	Costos variables [dls]	Inversiones [dls]	F. E. [dls]	VPN 12 % [dls]	F.E. Acumulado [dls]
2008	54750000	3000000	5	11427653.54	40322341.46	3101718.574	40322341.46
2009	47887727.18	3000000	5	0	44887722.18	265607.8235	85210063.64
2010	41885560.08	3000000	5	0	38885555.08	17699.38784	124095618.7
2011	36635694.5	3000000	5	0	33635689.5	1177.678985	157731308.2
2012	32043838.23	3000000	5	0	29043833.23	78.22348719	186775141.4
2013	28027517.5	3000000	5	0	25027512.5	5.18510521	211802653.9
2014	24514595.64	3000000	5	0	21514590.64	0.342870105	233317244.6
2015	21441977.5	3000000	5	0	18441972.5	0.022607917	251759217.1
2016	18754476.14	3000000	5	0	15754471.14	0.00148564	267513688.2
2017	16403821.67	3000000	5	0	13403816.67	9.72288E-05	280917504.9
2018	14347794.28	3000000	5	0	11347789.28	6.3319E-06	292265294.2
2019	12549465.9	3000000	5	0	9549460.903	4.09882E-07	301814755.1
2020	10976536.98	3000000	5	0	7976531.975	2.6336E-08	309791287
2021	9600756.311	3000000	5	0	6600751.311	1.67643E-09	316392038.4
Suma	369819761.9				316392038.4	3386287.24	

Tabla 5.11. Cálculo de Flujo de Efectivo.

Siguiendo el cálculo de VPN de la Figura 5.7 y de las ecuaciones (99), (100), (101) y (102), en la tabla anterior se calculó el flujo de efectivo utilizando un precio de aceite por barril de petróleo crudo equivalente de \$ 50 [USD/BL], tasa de descuento de 12 %, en donde el gasto con este sistema es de 3 000 [BPD], la inversión por el pozo es de \$ 5 millones de USD más \$ 3 500 000 de USD de ductos, líneas, plantas y equipos, además una inversión del Sistema Híbrido de \$ 2 927 653.54 USD lo cual nos da un total de inversión de \$ 11427653.54 USD. Por otro lado se tienen costos fijos de \$ 3 000 000 USD por año y costos variables de \$ 5 USD por año.

En la tabla 5.11 se muestra la ganancia total (flujo de efectivo al año 2021) que resulta ser de \$ **316 392 038.4** USD.

El VPN a una tasa de descuento del 12 % es \$ 3 386 287.24 USD.

El periodo de recuperación de la inversión es de tres meses con 14 días.

La relación beneficio costo RBC de ecuación (103) es igual a 27.7 USD, lo que significa que por cada dólar invertido obtenemos 27.7 dólares de ganancia.

Finalmente de la evaluación económica hecha se observa que al implantar el sistema artificial combinado (Híbrido) resulta ser el más rentable de todos los casos analizados, ya que es la que genera el flujo de efectivo más alto, recupera la inversión en el menor tiempo (solo en 3 meses con 14 días), la relación beneficio-costos RBC es la mayor ya que genera 27.7 dólares de ganancia por cada dólar invertido, como lo muestra la siguiente tabla al año 2021:

Sistema	SIN SAP	BEC	BN	HÍBRIDO
INGRESOS [DLS]	82 112 245.3	214 969 356.7	214 969 356.7	369 819 761.9
INVERSIONES [DLS]	8 500 000	9 427 653.54	10 500 000	11 427 653.54
GANANCIA [DLS]	31 612 175.3	163 541 633.1	162 469 287	316 392 038.4
TIEMPO DE RECUPERACIÓN	1 año con 3 meses	4 meses con 21 días	5 meses con 15 días	3 meses con 14 días
RBC	3.7	17.4	15.5	27.7
PRECIO [DL/BL]	50	50	50	50

Tabla 5.12. Resultados Finales.

CONCLUSIONES.

Después de haber evaluado los sistemas de Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo Neumático e Híbrido, en los capítulos anteriores se determinó que el sistema artificial de producción más conveniente, es el Sistema Híbrido. Este es el sistema más factible de implantar por su ahorro de espacio en estructuras pequeñas y flexibilidad operativa en estructuras costa fuera, por su profundidad de operación, temperatura de operación, desviación del pozo, resistencia a la corrosión, manejo de gas, manejo de sólidos, densidad del fluido producido, suministro de energía disponible (eléctrica y gas natural), además de ser el sistema que aporta mayor producción ya que de 950 [BPD] que inicialmente producía el pozo Ydnis-EV se logra incrementar la producción hasta 3000 [BPD], logrando un incremento de producción de hasta un 315 %, haciéndolo rentable ya que aunque la inversión inicial es grande, a medida que transcurre el tiempo las ganancias se ven incrementadas enormemente.

El objetivo del diseño de un aparejo Híbrido es el correcto dimensionamiento y selección de los componentes para obtener beneficios económicos sustanciales y aunque este sistema puede ser muy costoso no deja de ser rentable.

La combinación de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible y Bombeo Neumático en un mismo aparejo de producción ofrece muchas oportunidades para incrementar la producción y optimizar altos rangos de flujo con flujo continuo. El gas inyectado dentro del fluido del pozo ayuda a desplazarlo hasta la superficie reduciendo la densidad de la columna hidrostática e incrementando la diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, logrando que la capacidad de la bomba se beneficie puesto que incrementa su eficiencia.

El sistema propuesto presenta las mayores ventajas sobre los otros, siendo estas:

- Disponibilidad de la infraestructura requerida así como espacio disponible en la plataforma para la inyección de gas y su compresión.
- El sistema combinado requiere de equipos de menor tamaño en etapas de la bomba y HP en el motor, esto es importante tanto económicamente como técnicamente debido a que muchas veces no es recomendable o factible la instalación de aparejo con un gran número de bombas y motores de fondo.
- El sistema Híbrido en campos petroleros mejora y optimiza la producción en términos de incrementos de producción de hidrocarburos, costos de operación, mantenimiento y condiciones de operación que no podrían ser obtenidas si se aplican en forma individual.
- La eficiencia de la bomba es mayor ya que las válvulas de BN ayudan a subir el fluido del pozo.
- El equipo de control en superficie que se emplea para una instalación combinada es el mismo que se requiere para el control de los sistemas cuando operan individualmente.

- Las válvulas utilizadas en el sistema Híbrido son del tipo operadas por presión de TR ya que cuando el sistema BEC opera las válvulas no responden a los cambios de presión en la TP.
- La operación de este sistema se controla y supervisa fácilmente.
- Puede utilizarse en pozos desviados en un rango de 0 a 50°.
- Bajo impacto ambiental debido a la ausencia de ruido en la superficie.

La automatización y el control inteligente de las instalaciones y los sistemas pueden ayudar considerablemente a optimizar la producción y también a los requerimientos de energía como es el gas de inyección en el BN o los HP en el sistema BEC. La automatización se puede lograr empleando variadores de frecuencia, válvulas inteligentes para la inyección del gas entre otros dispositivos.

Desde el punto de vista económico, el mejor Sistema Artificial de Producción es aquel que provee el mayor valor presente neto (VPN) con la mínima inversión y el menor tiempo de recuperación, sin embargo, cuando las facilidades para instalar un SAP no son grandes lo único que queda es ver cual de ellos es factible de implantar técnicamente aunque los costos de instalación sean altos, siempre y cuando la producción pueda pagar la inversión y obtener los beneficios mínimos de rentabilidad.

En la comparación de los cuatro casos evaluados económicamente se determinó que el Sistema Artificial Híbrido es el que resulta más rentable debido a:

- Sus ingresos son de \$ 369 819 761.9 los cuales superan a los otros casos por más de \$ 154 000 000 de USD.
- Las inversiones son de \$ 11 427 653.54 USD, éstas son mayores que las inversiones con un solo sistema, sin embargo el incremento en producción debido a la combinación de sistemas es mucho mayor que si se tuviera solo uno lo cual resulta en beneficios económicos mucho más altos.
- Las ganancias son las máximas, siendo de \$ 316 392 038.4, lo cual rebasa por \$ 152 850 405 a la ganancia obtenida por un solo sistema (BEC).
- El tiempo de recuperación de la inversión es el menor, ya que solo tarda 3 meses con 14 días.
- La relación beneficio costo es la más alta, debido a que por cada dólar invertido nos genera una ganancia de 27.7 dólares, haciendo que este proyecto sea rentable.

El sistema artificial combinado ofrece, sin duda la mejor opción tanto técnica como económica, como se ha demostrado a lo largo de esta tesis, para implementarse en el pozo YDNIS-EV del yacimiento ECRAM.

Cabe mencionar que a medida que la explotación de un campo avanza, la presión del yacimiento se abate gradualmente. Cuando por falta de presión ya no es posible restablecer el flujo y alcanzar las producciones obtenidas inicialmente, es recomendable pasar a la aplicación de algún sistema artificial de producción, que nos permita continuar con la vida productiva de los pozos, en estos casos se recomienda que en pozos que producen naturalmente con un gasto bajo se haga una evaluación de la factibilidad técnica y económica para seleccionar e implementar el sistema artificial adecuado y que sea mas económicamente rentable para lograr incrementar la producción y obtener los mayores beneficios económicos.

Finalmente, se recomienda que en pozos con RGA bajo donde no se necesite separador de gas y sea factible implantar un Sistema Híbrido se instale un empacador entre los dos sistemas debido a que en este tipo de combinación el BN proveerá un sistema de levantamiento de respaldo en caso de que el sistema BEC falle, esto sólo en el caso en que no se instale separador de gas, además en esta instalación las válvulas de BN recuperables pueden ser instaladas en los mandriles durante o después de la instalación del aparejo del BEC.

Apéndice A.



REDA Motor Bottomhole Temperature Limits

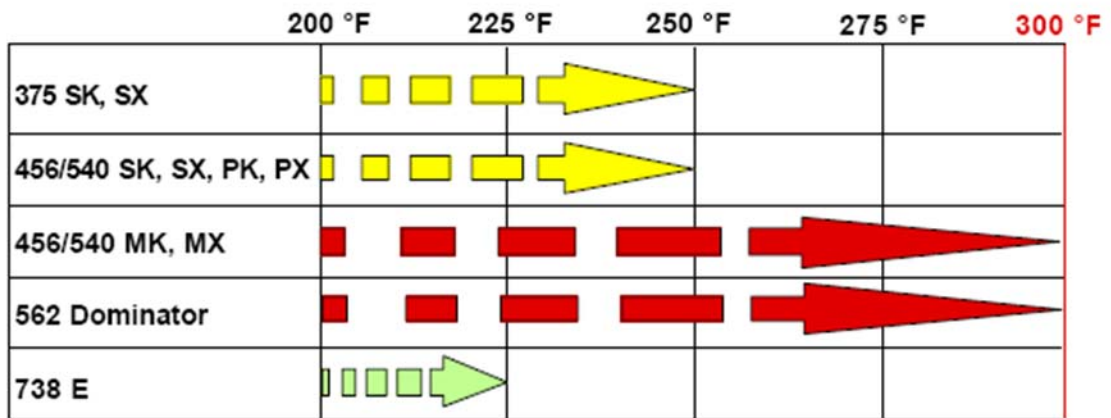


Tabla 1A. Límite de temperatura del motor.

Anterior	Actual
90-0	SK
90-0 Int.	MK
91	PK
92	RK
HOTLINE	HX

Tabla 2A. Equivalencia para la denominación anterior de motores.

COMPONENTE	ABREVIACIÓN	MATERIAL
AISLAMIENTO	1) PPE,P 2) E 3) K 4) T	Copolímero polipropileno. Aislamiento EPM (Etileno, Propileno, Metileno). Kapton. Cinta semi conductiva.
BARRERA	1) S 2) TB 3) F 4) TB 5) L	PVDF Polivinilidino fluorita. Cinta Tedlar. Teflón-extrusión. Cinta de alta temperatura. Plomo.
CHAQUETA	1) PE 2) O 3) E	HDPE Polietileno de alta densidad. Aislamiento de nitrilo resistente al aceite. Aislamiento compuesto de EPM (Etileno, Propileno, Metileno).
ARMADURA	1) G 2) HG 3) DG 4) SS 5) M 6) FP 7) FR	Acero galvanizado. Acero galvanizado grueso. Doble galvanizado. Acero inoxidable. Monel. Perfil Plano. Perfil redondo.

Tabla 3A. Significado de los componentes del cable eléctrico.

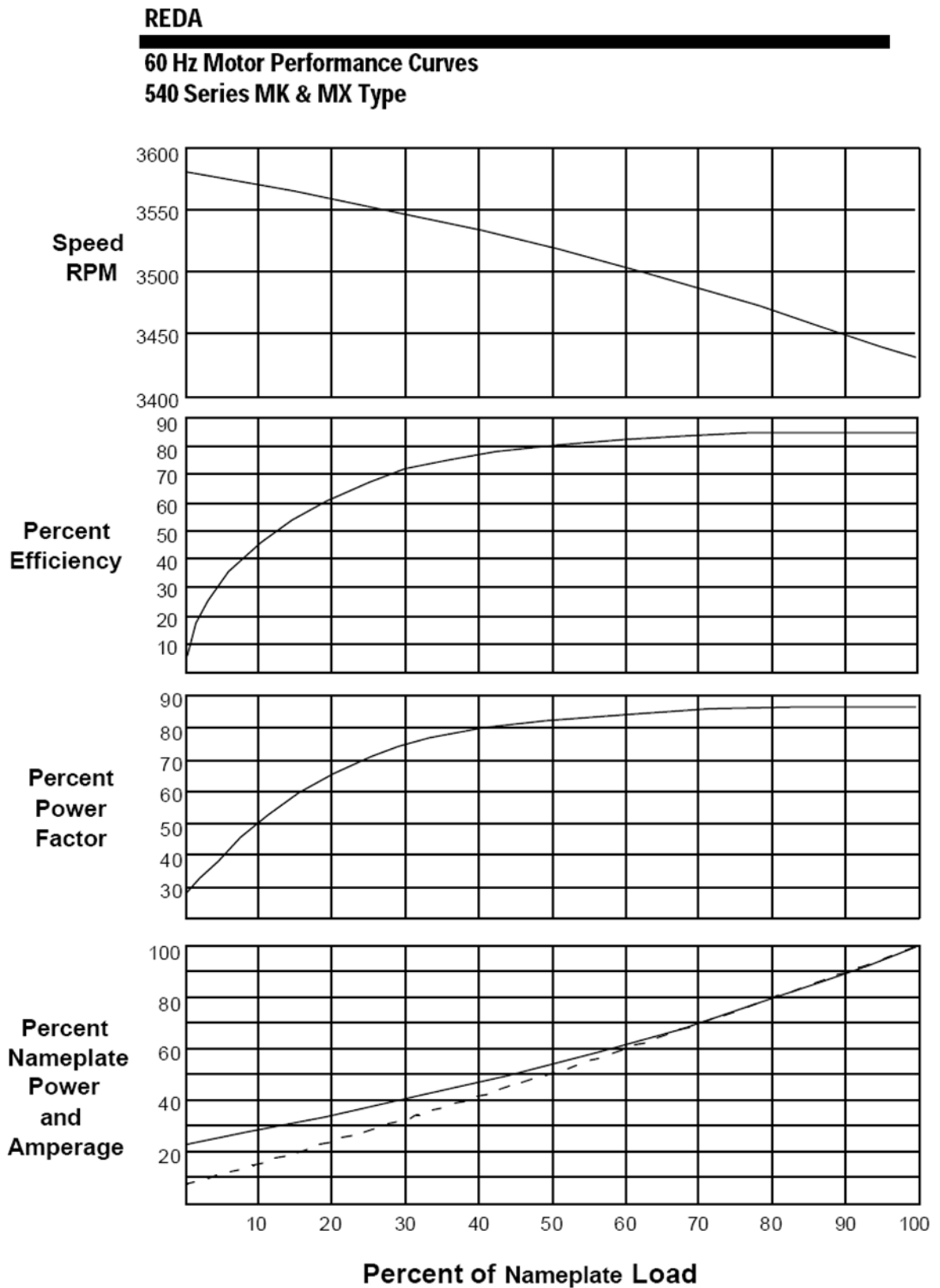


Figura 1A. Curvas de rendimiento de motor tipo MK y MX.

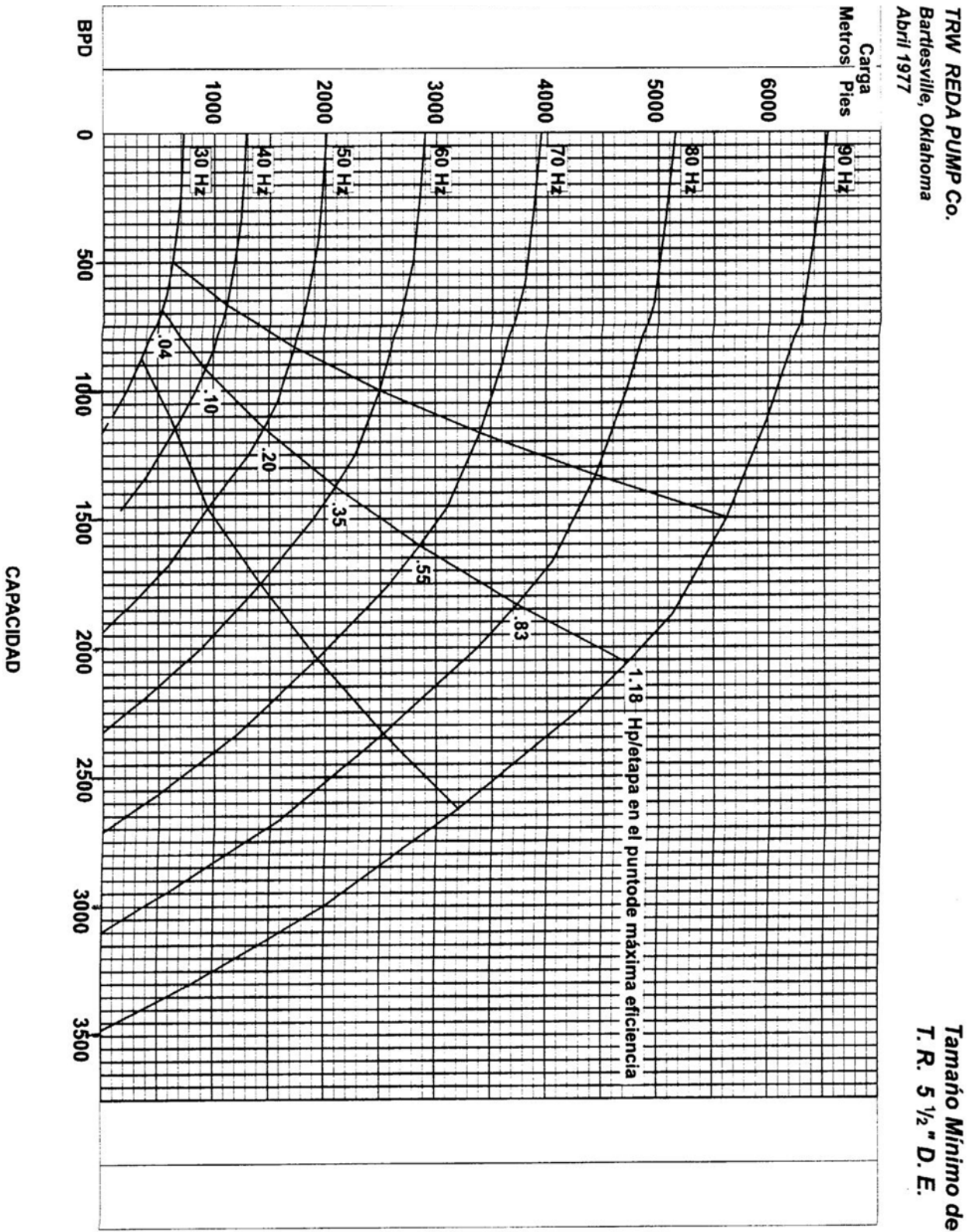


Figura 2A. Ventana de operación.

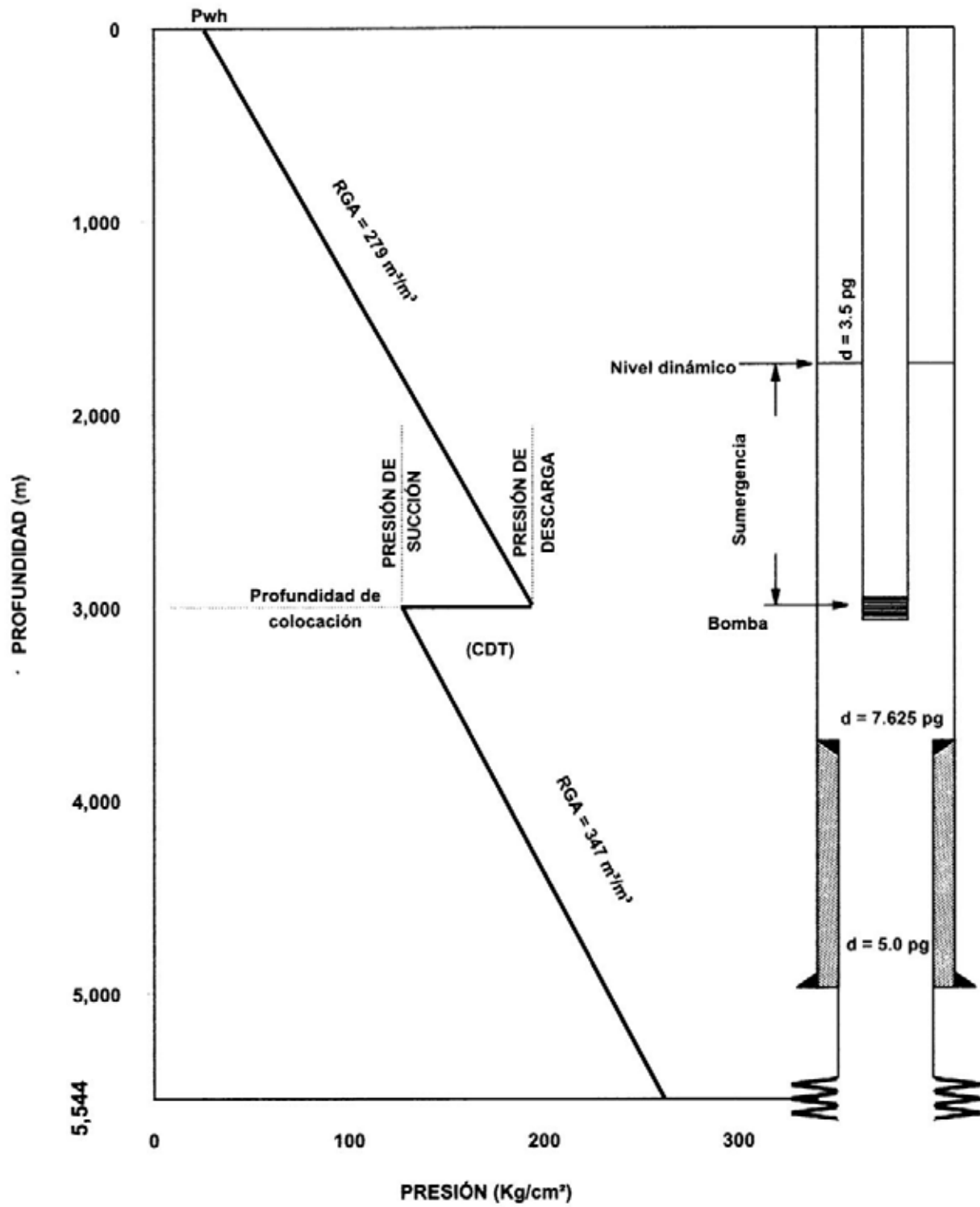


Figura 3A. Gradientes de presión fluyendo con aparato BEC.

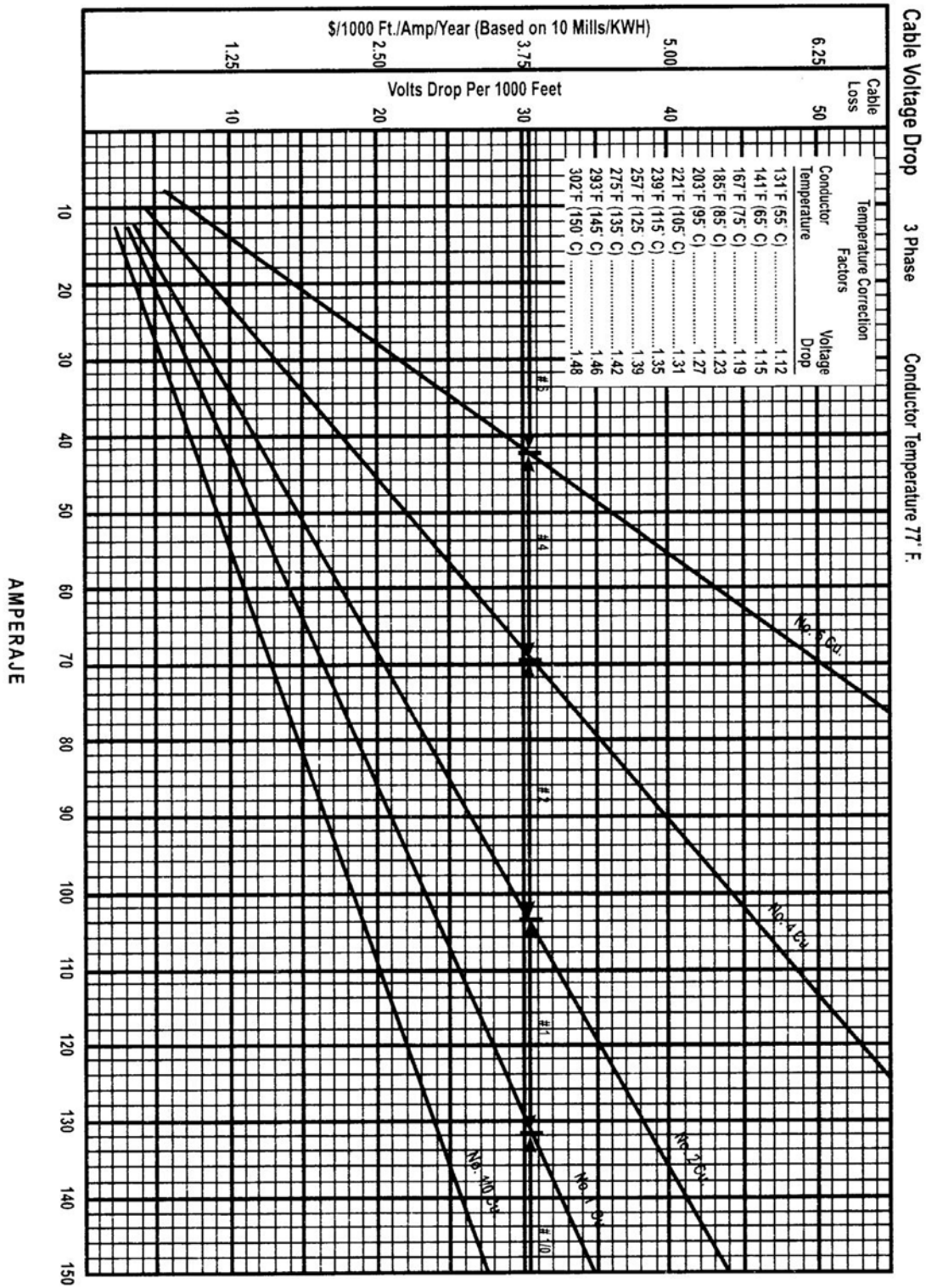


Figura 4A. Pérdidas de voltaje contra amperes a 77°F.

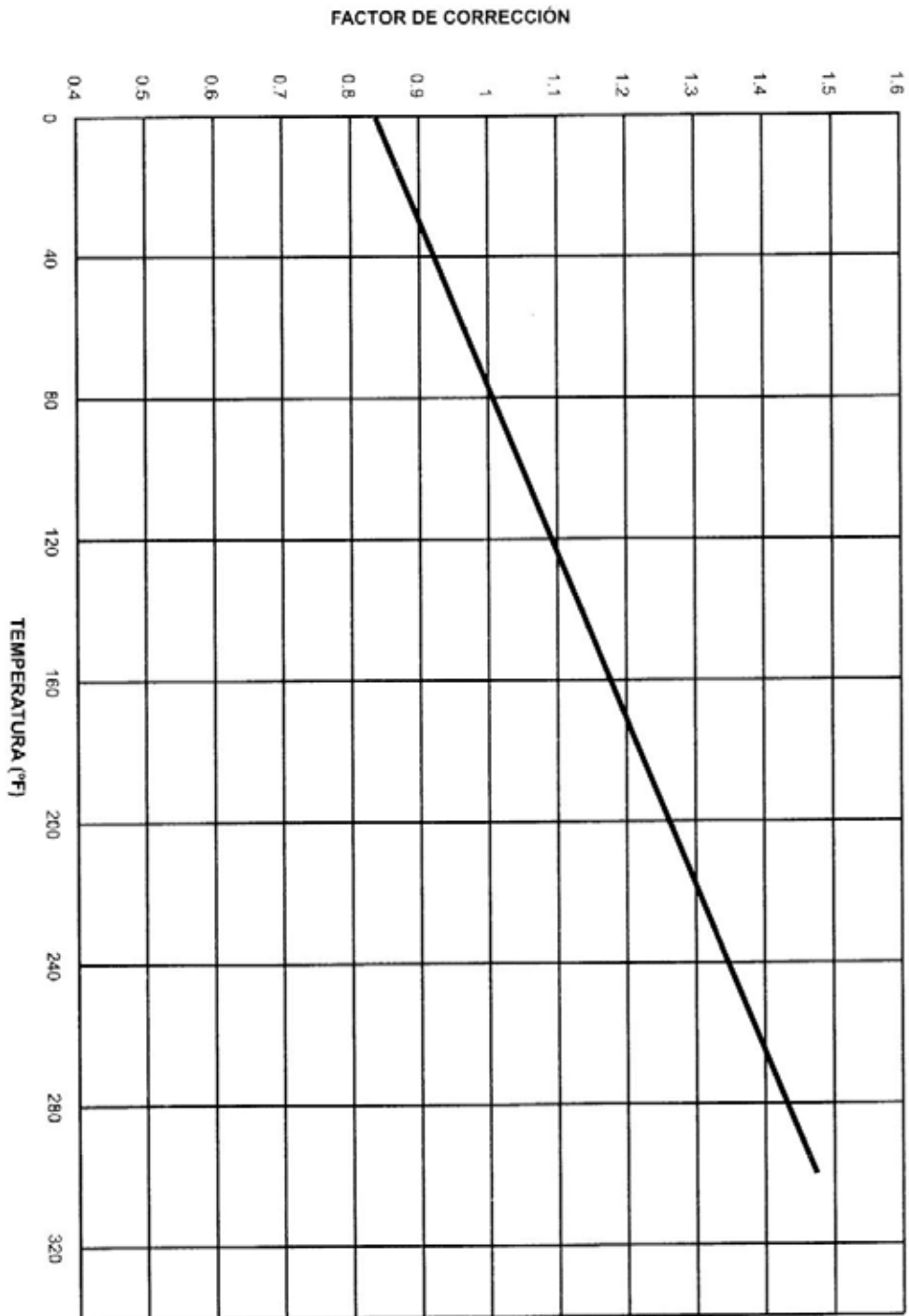


Figura 5A. Gráfica de factor de corrección por pérdida de voltaje.

Apéndice B



Tipos de Válvulas para flujo intermitente			
Convencionales		Recuperables	
Camco C-2	con domo	Merla WF-14R	Con resorte
Camco CP-4	con domo	Camco RP-6.	Con domo
Impamex SV1-11	accionada por resorte		
Merla WF3	accionada por resorte		
Vimisa V.M.1-91	accionada por resorte.		

Tabla 1B. Tipos de Válvulas para flujo intermitente.

DESCRIPCIÓN	MATERIAL
* Tapa superior	Monel
* Adaptador del fuelle	Monel
* Camisa del fuelle	Monel
* Fuelle	Monel
* Caja del resorte	Monel
* Tope del resorte	Monel
* Resorte	Elgilor
* Vástago	Monel
* Roldana	Monel
* Tuerca de sujeción	Monel
* Válvula del piloto	C. de T.
* Asiento de la válvula	Monel duro
* Candado del pistón	Monel
* Tuerca de sujeción del pistón	Monel
* Roldana de ajuste	Nylon
* Caja del pistón	Monel
* Anillo del pistón	Teflón
* Pistón	Monel
* Amortiguador del pistón	Buna "N"
* Adaptador de la caja del pistón	Monel
* Resorte del pistón	Inconel
* Mandril	
* Aro sello	Buna "N"
* Ensamble de la válvula de admisión	Monel
* Chaveta de la válvula de admisión	Acero inoxidable
* Dedal de admisión	Monel
* Válvula de retención de admisión	Monel duro
* Filtro de admisión	Monel

Tabla 2B. Materiales con que está fabricada la válvula para inyección de gas SV=11=Impamex.

°F	C ₁	°F	C ₁	°F	C ₁	°F	C ₁	°F	C ₁	°F	C ₁
61	.968	101	.919	141	.852	181	.794	221	.743	261	.698
62	.966	102	.917	142	.850	182	.792	222	.742	262	.697
63	.964	103	.915	143	.849	183	.791	223	.740	263	.696
64	.961	104	.914	144	.847	184	.790	224	.739	264	.695
65	.969	105	.912	145	.845	185	.788	225	.738	265	.694
66	.967	106	.910	146	.844	186	.787	226	.737	266	.693
67	.985	107	.908	147	.842	187	.786	227	.736	267	.692
68	.983	108	.906	148	.841	188	.784	228	.735	268	.691
69	.981	109	.905	149	.839	189	.783	229	.733	269	.690
70	.979	110	.903	150	.838	190	.782	230	.732	270	.689
71	.977	111	.901	151	.836	191	.780	231	.731	271	.688
72	.975	112	.899	152	.835	192	.779	232	.730	272	.687
73	.973	113	.898	153	.833	193	.778	233	.729	273	.686
74	.971	114	.896	154	.832	194	.776	234	.728	274	.685
75	.969	115	.894	155	.830	195	.775	235	.727	275	.684
76	.967	116	.893	156	.829	196	.774	236	.725	276	.683
77	.965	117	.891	157	.827	197	.772	237	.724	277	.682
78	.963	118	.889	158	.826	198	.771	238	.723	278	.681
79	.961	119	.887	159	.825	199	.770	239	.722	279	.680
80	.959	120	.886	160	.823	200	.769	240	.721	280	.679
81	.957	121	.884	161	.822	201	.767	241	.720	281	.678
82	.955	122	.882	162	.820	202	.766	242	.719	282	.677
83	.953	123	.881	163	.819	203	.765	243	.718	283	.676
84	.951	124	.879	164	.817	204	.764	244	.717	284	.675
85	.949	125	.877	165	.816	205	.762	245	.715	285	.674
86	.947	126	.876	166	.814	206	.761	246	.714	286	.673
87	.945	127	.874	167	.813	207	.760	247	.713	287	.672
88	.943	128	.872	168	.812	208	.759	248	.712	288	.671
89	.941	129	.871	169	.810	209	.757	249	.711	289	.670
90	.939	130	.869	170	.809	210	.756	250	.710	290	.699
91	.938	131	.868	171	.807	211	.755	251	.709	291	.668
92	.936	132	.866	172	.806	212	.754	252	.708	292	.667
93	.934	133	.864	173	.805	213	.752	253	.707	293	.666
94	.932	134	.863	174	.803	214	.751	254	.706	294	.665
95	.930	135	.861	175	.802	215	.750	255	.705	295	.664
96	.928	136	.860	176	.800	216	.749	256	.704	296	.663
97	.926	137	.858	177	.799	217	.748	257	.702	297	.662
98	.924	138	.856	178	.798	218	.746	258	.701	298	.662
99	.923	139	.855	179	.796	219	.745	259	.700	299	.661
100	.921	140	.853	180	.795	220	.744	260	.699	300	.660

$$C_1 = \frac{\text{gas lift valve dome pressure at 60 } ^\circ\text{F}}{\text{gas lift valve dome pressure at well temperature}}$$

Tabla 3B. Factores de corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno @ 60 °F.

Especificaciones técnicas

Válvula de levantamiento artificial por gas de alta presión XLift y XL-175

Diámetro externo (sin incluir cierre)	1.725 pulgadas [4.382 cm]
Longitud (con cierre)	34.063 pulgadas [86.520 cm]
Presión de operación [†] (Diferencial de descarga máximo)	7,500 lpc [51,710 kPa]
Presión máxima de inyección de gas	5,000 lpc [34,474 kPa]
Temperatura	
Máx.	350°F [177°C]
Mín.	32°F [0°C]
Rango de tamaños de orificios tipo venturi	8/64 a 20/64 pulgadas
Material	
Partes del cuerpo	Inconel [®] 925
O-rings y sellos	Viton [®] con repuestos PEEK
Fuelles	Hastelloy [®] C-276 y C-22
Asiento	Carburo de tungsteno
Empaquetadura	Carbono Campac modificado y Moly Filled Teflon [®] con PEEK/Teflon [®] BU & SS RR

Mandril de cavidad lateral XLift

Diámetro interno de pasaje	3.833 pulgadas [97.358 mm]
Diámetro externo de pasaje	7.625 pulgadas [193.675 mm]
Longitud	114.557 pulgadas [290.974 cm]
Tamaño de la cavidad	1.750 pulgadas [44.445 mm]
Presión de prueba	
Interna	8,690 lpc [59,915 kPa]
Externa	8,690 lpc [59,915 kPa]
Resistencia a la tracción	288,000 lbf [130,634 kgf]
Material	410-13Cr
Rosca	
Tamaño,	4½ pulgadas [4.445]
Peso	12.6 lbm
Tipo	New Vam
Configuración	Uniones macho y hembra

[†] Arreglo de intensificador para reducir la presión de carga de gas interna (carga de domo máxima 3,000 lpc [20,684 kPa]).

Tabla 4B. Especificaciones del sistema XLift.

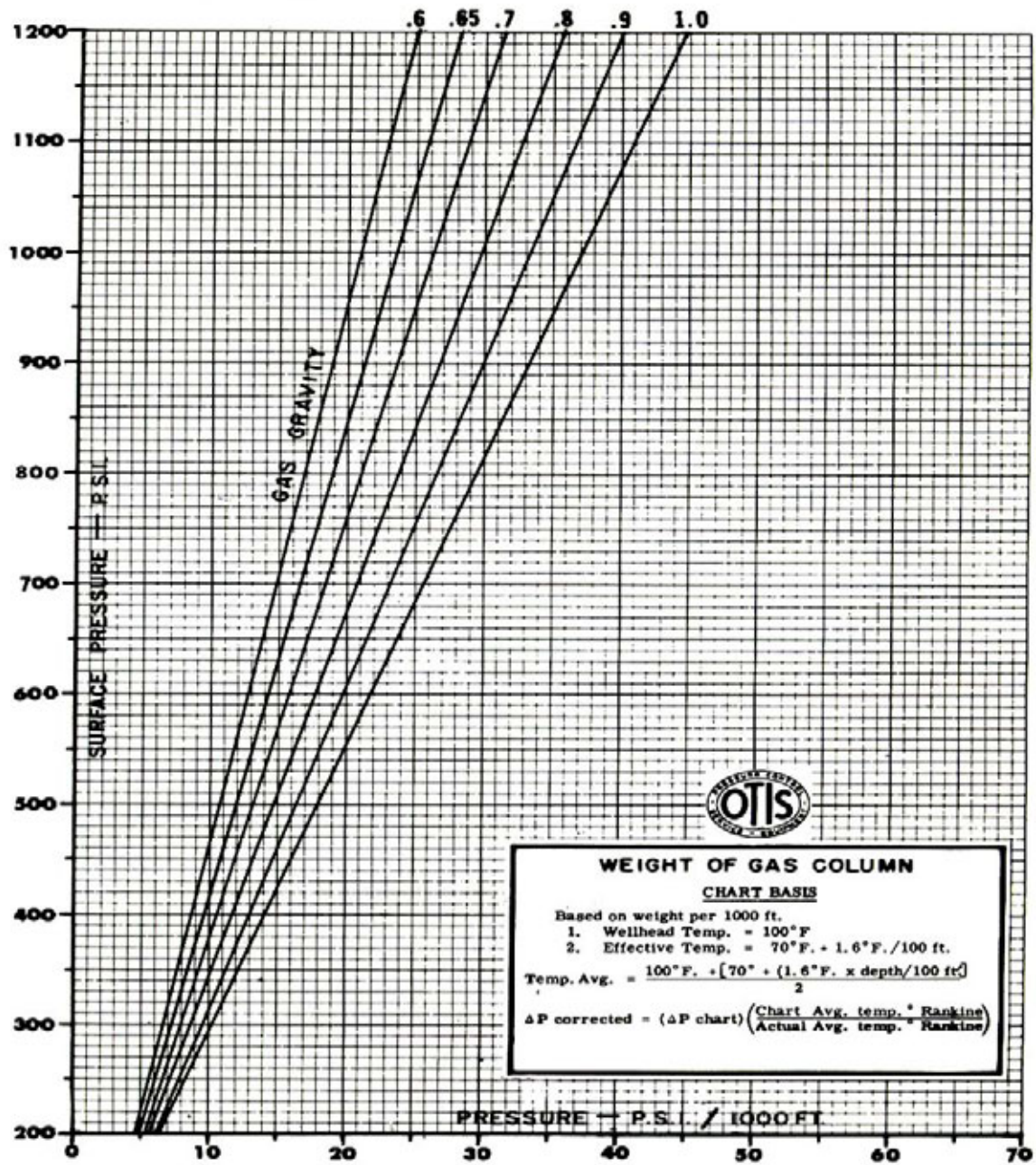


Figura 1B. Gradientes de la columna de gas.

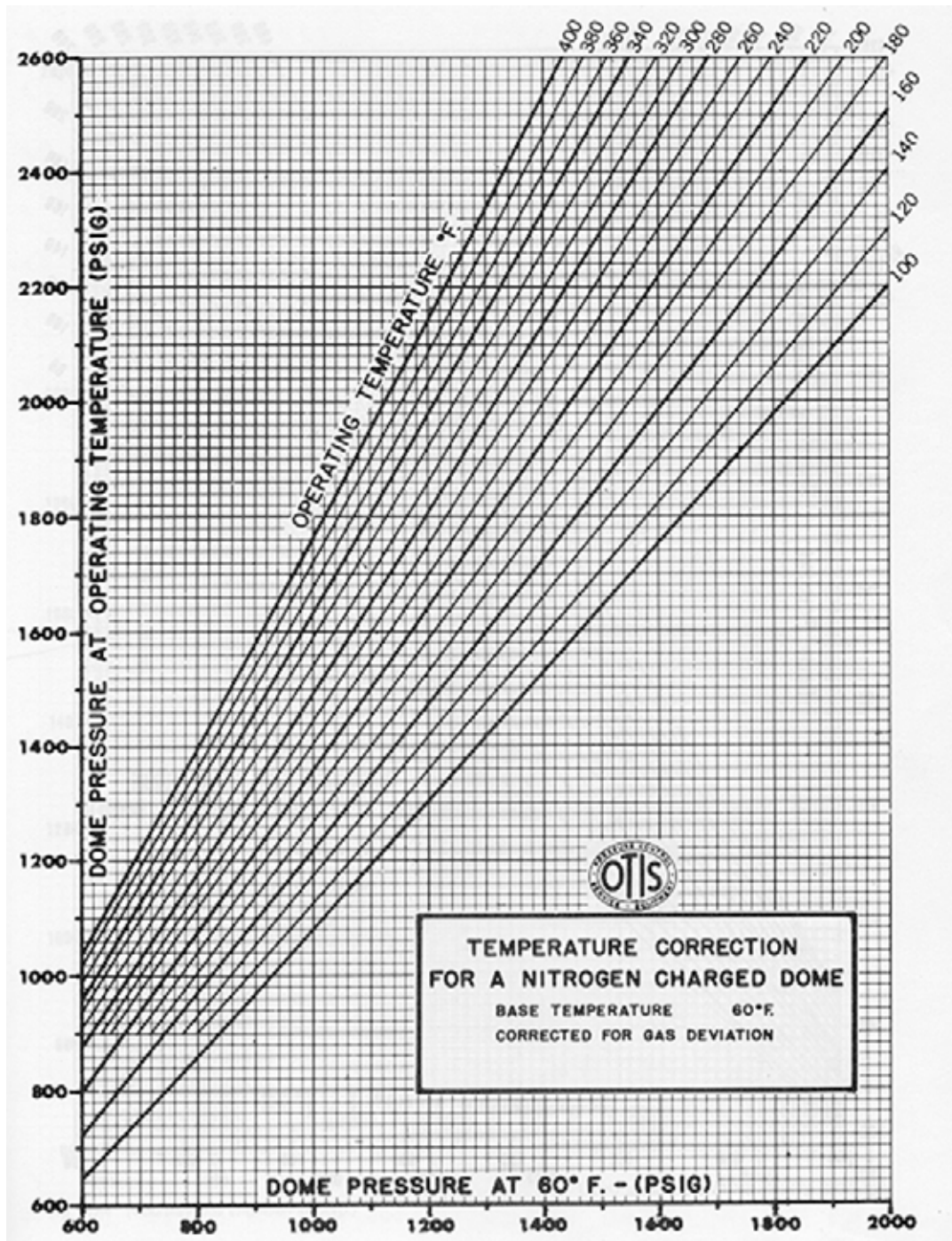


Figura 2B. Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno @ 60 °F.

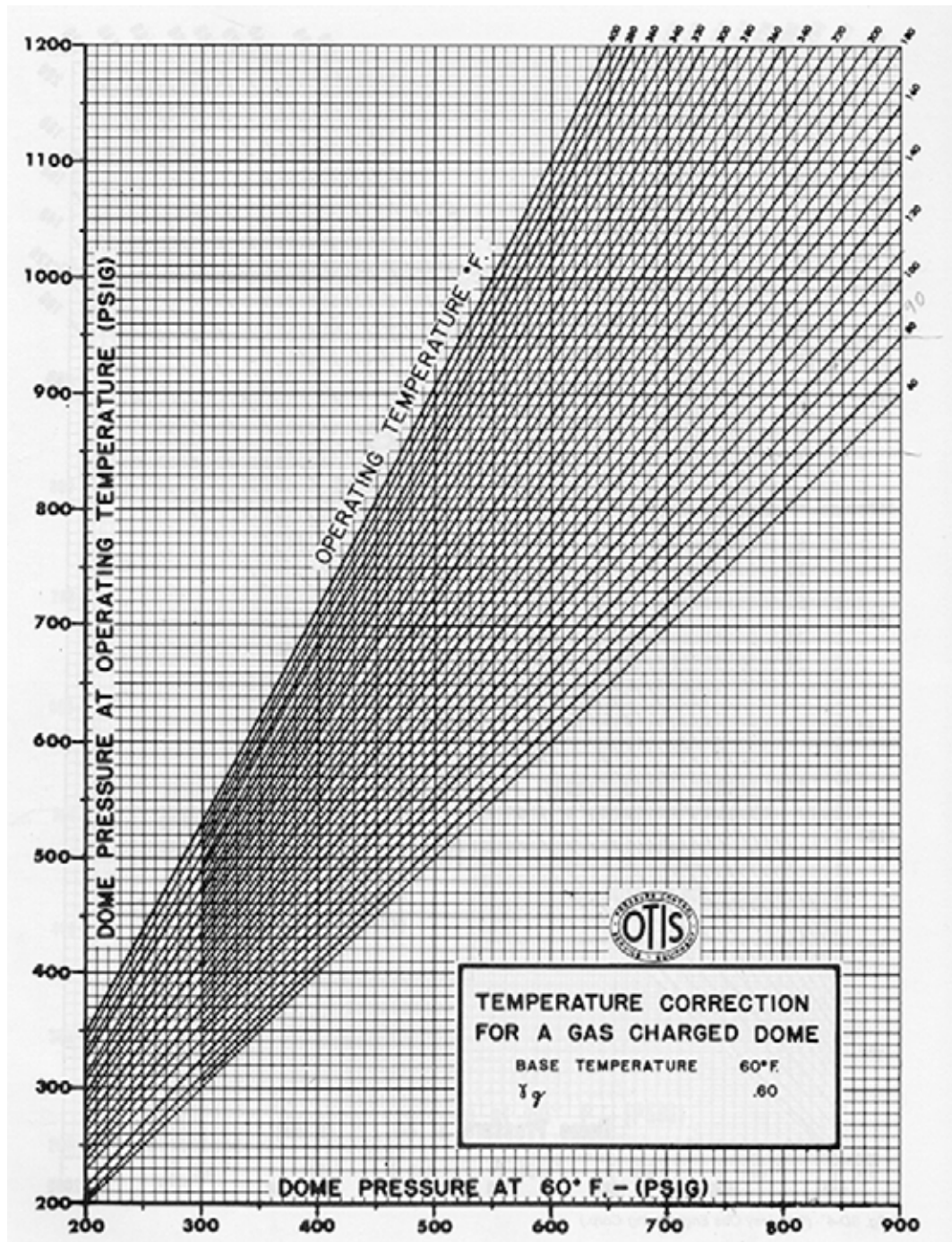


Figura 3B. Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno @ 60 °F.

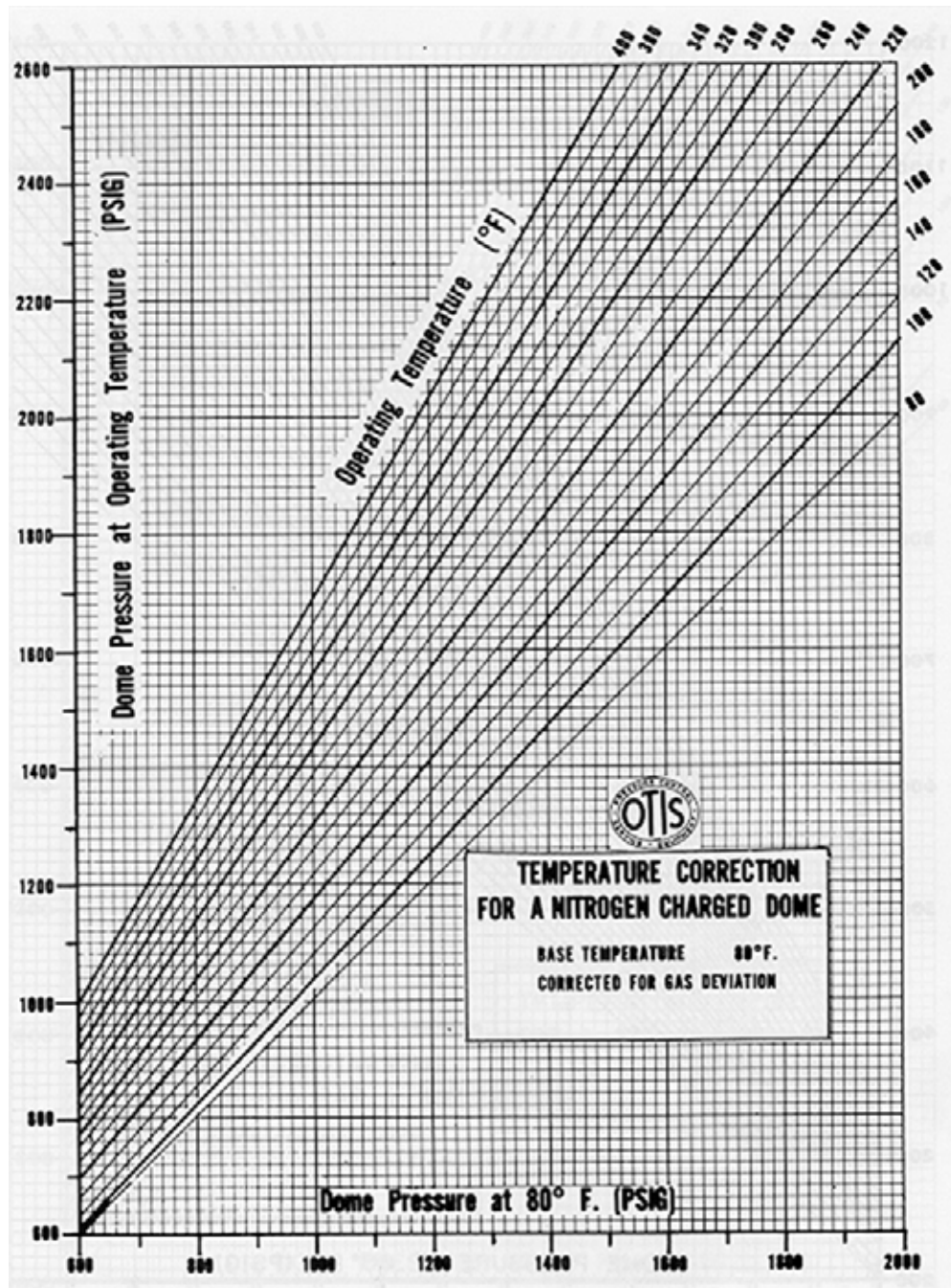


Figura 4B. Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno @ 80 °F.

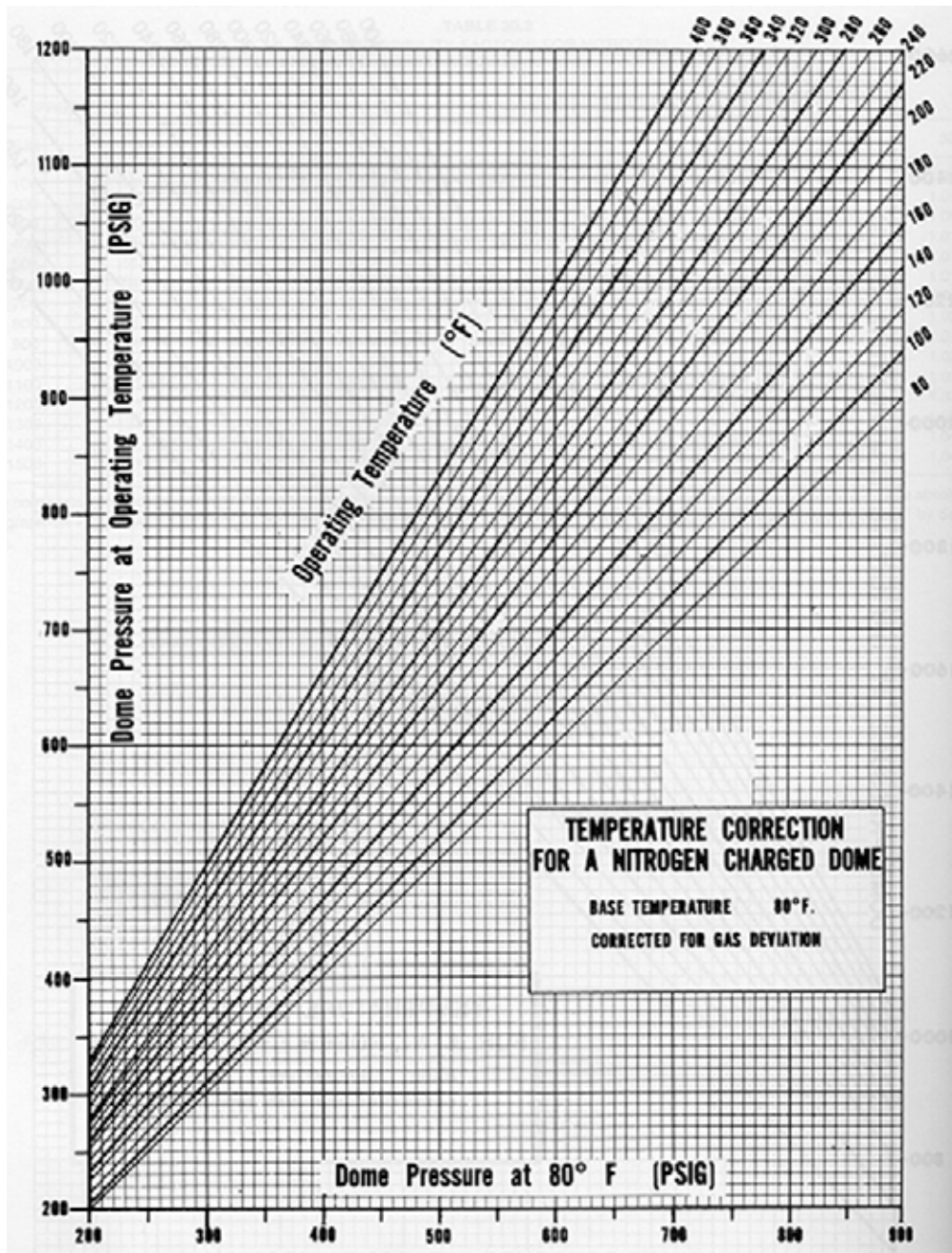


Figura 5B. Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno @ 80 °F.

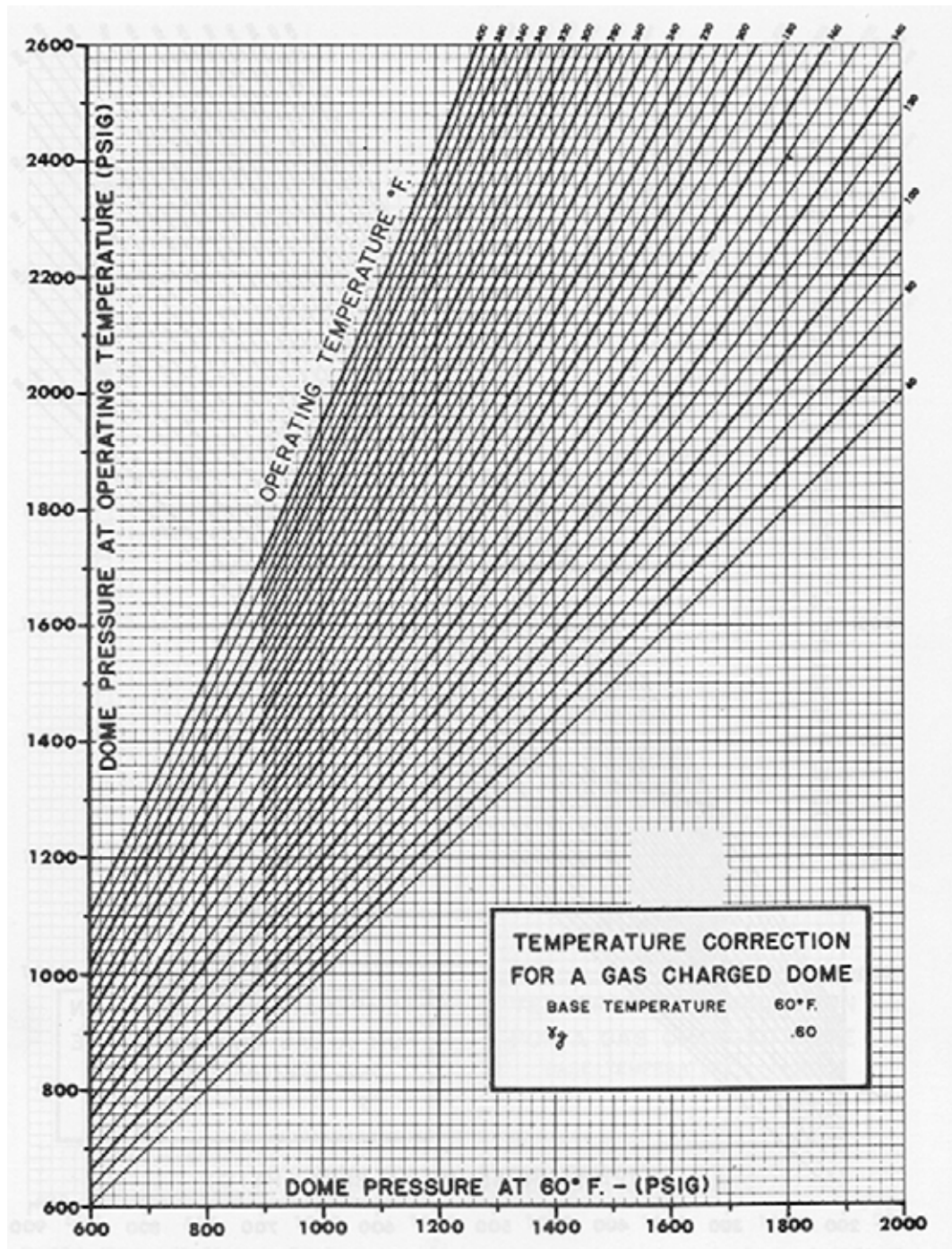


Figura 6B. Corrección por temperatura para domo cargado con gas @ 60 °F.

Apéndice C.

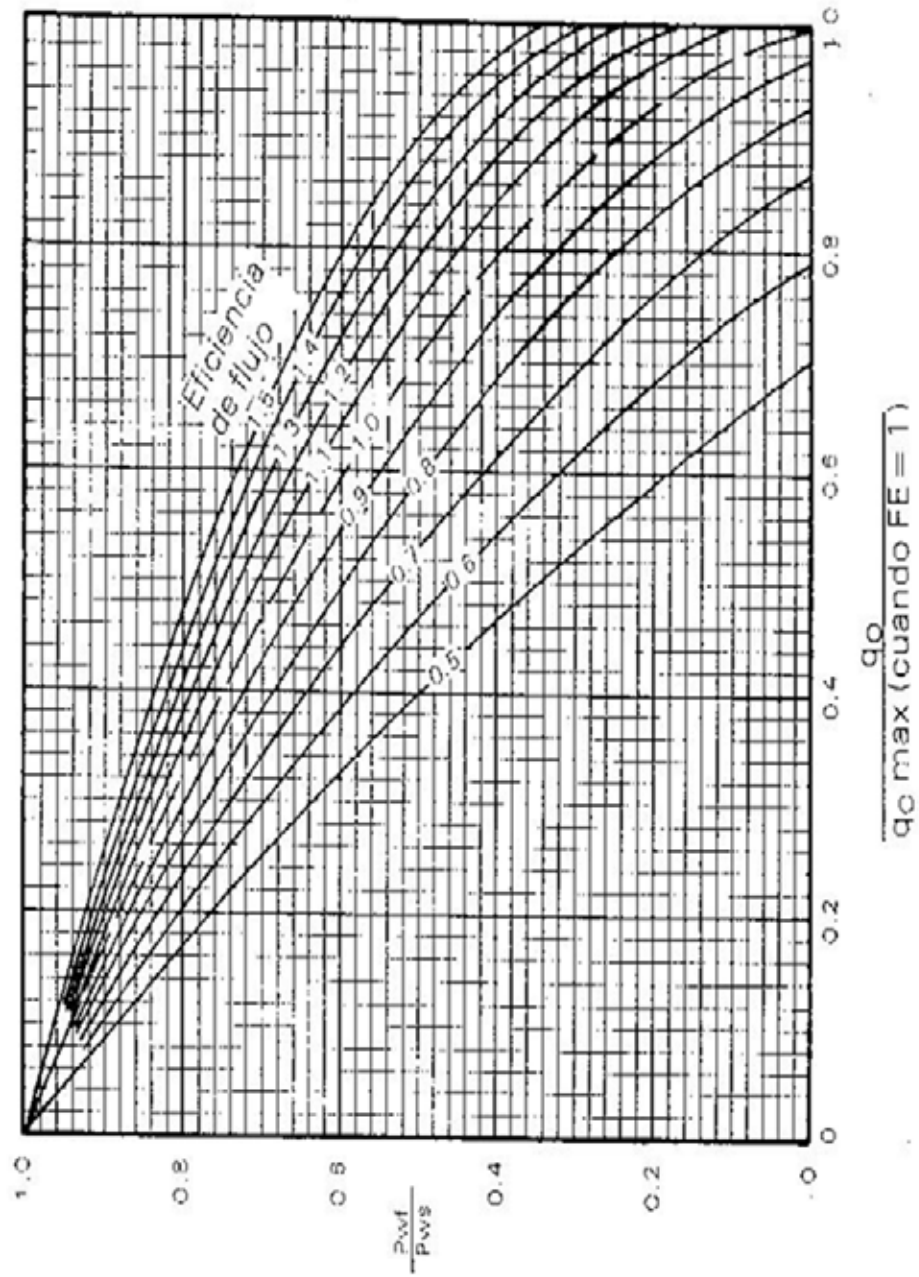


Figura 1C. Eficiencia de flujo.

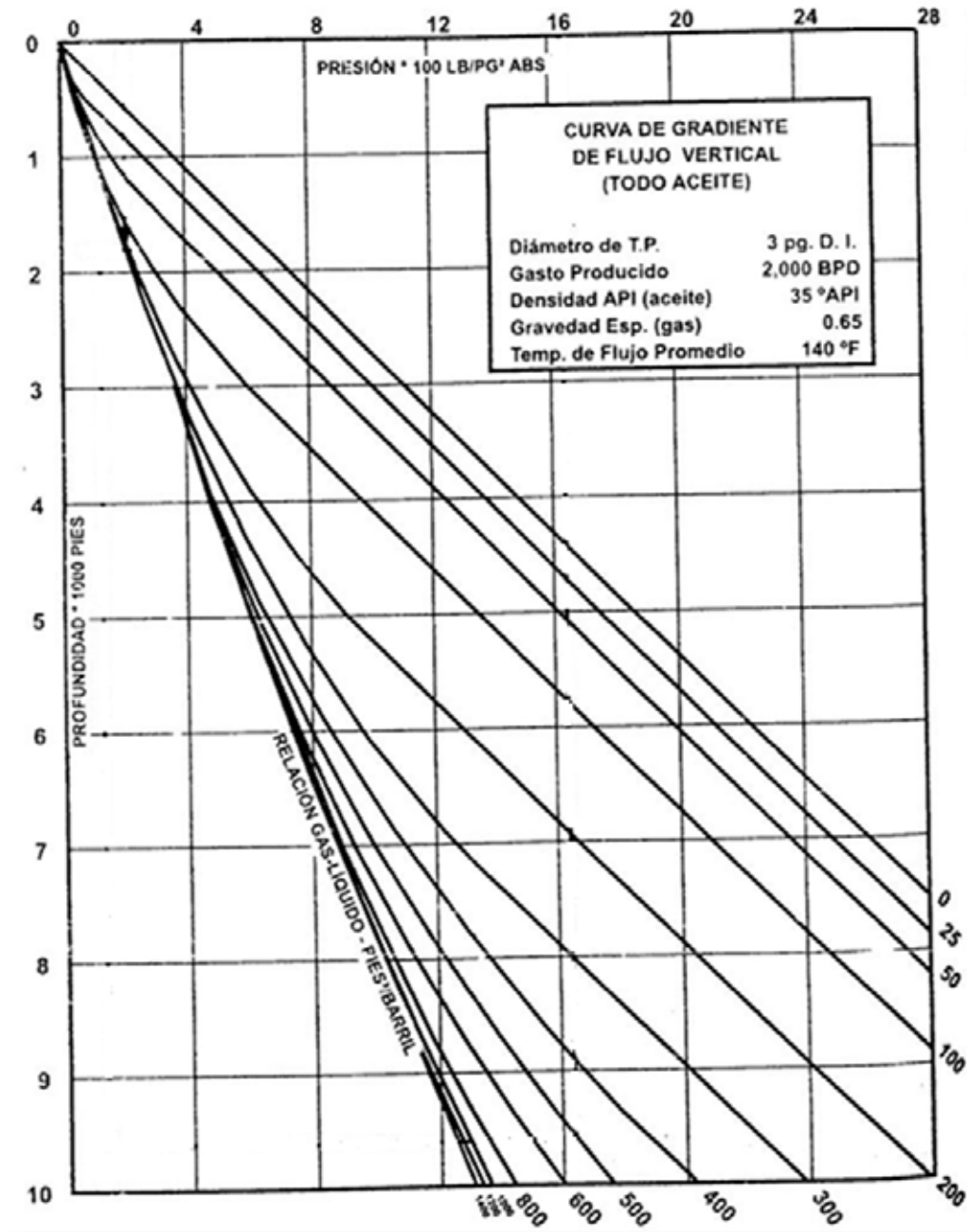


Figura 2C. Curva de gradiente.

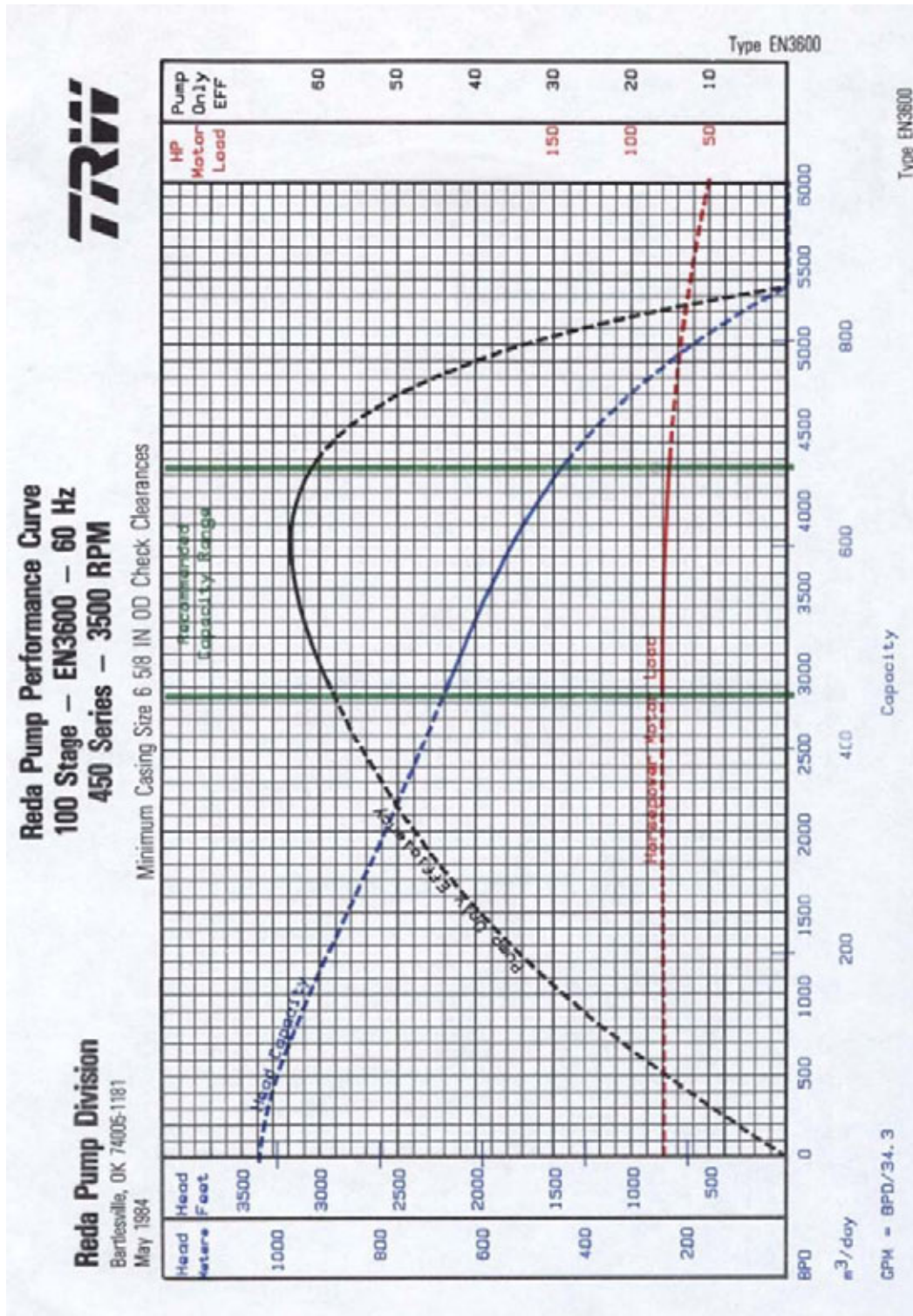


Figura 3C. Curva característica de la bomba (REDA)

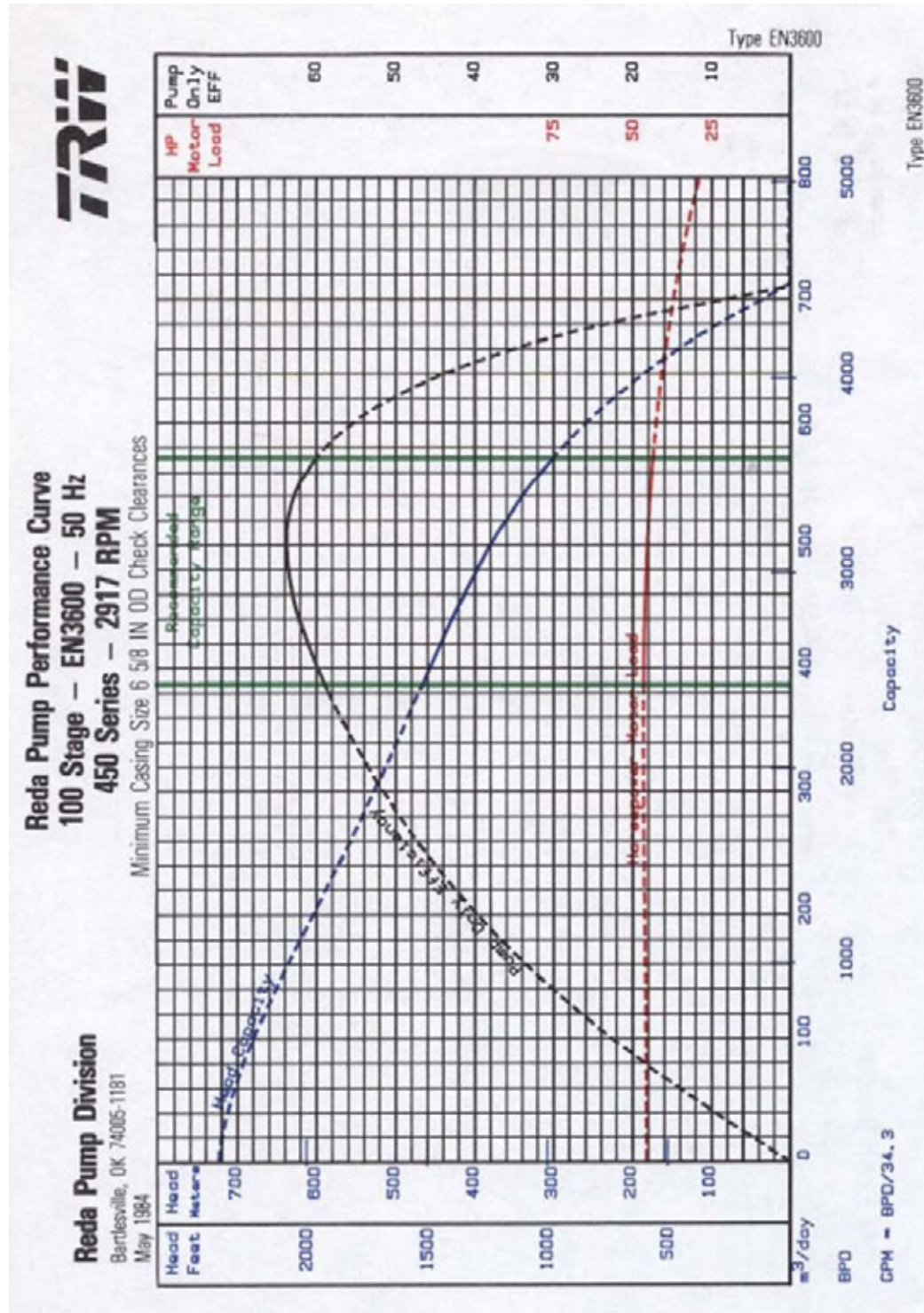


Figura 4C. Curva característica de la bomba (REDA).

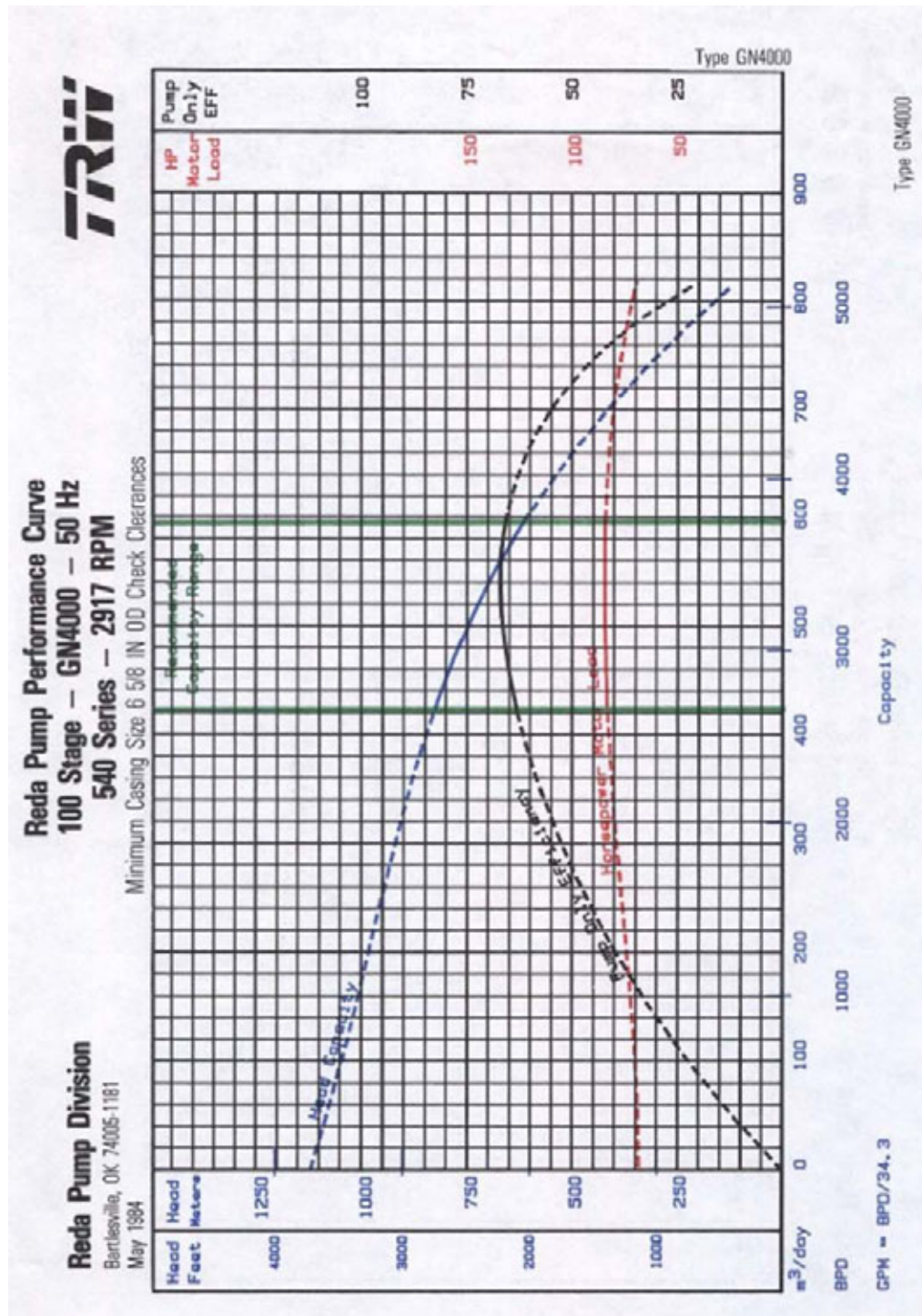


Figura 5C. Curva característica de la bomba (REDA).

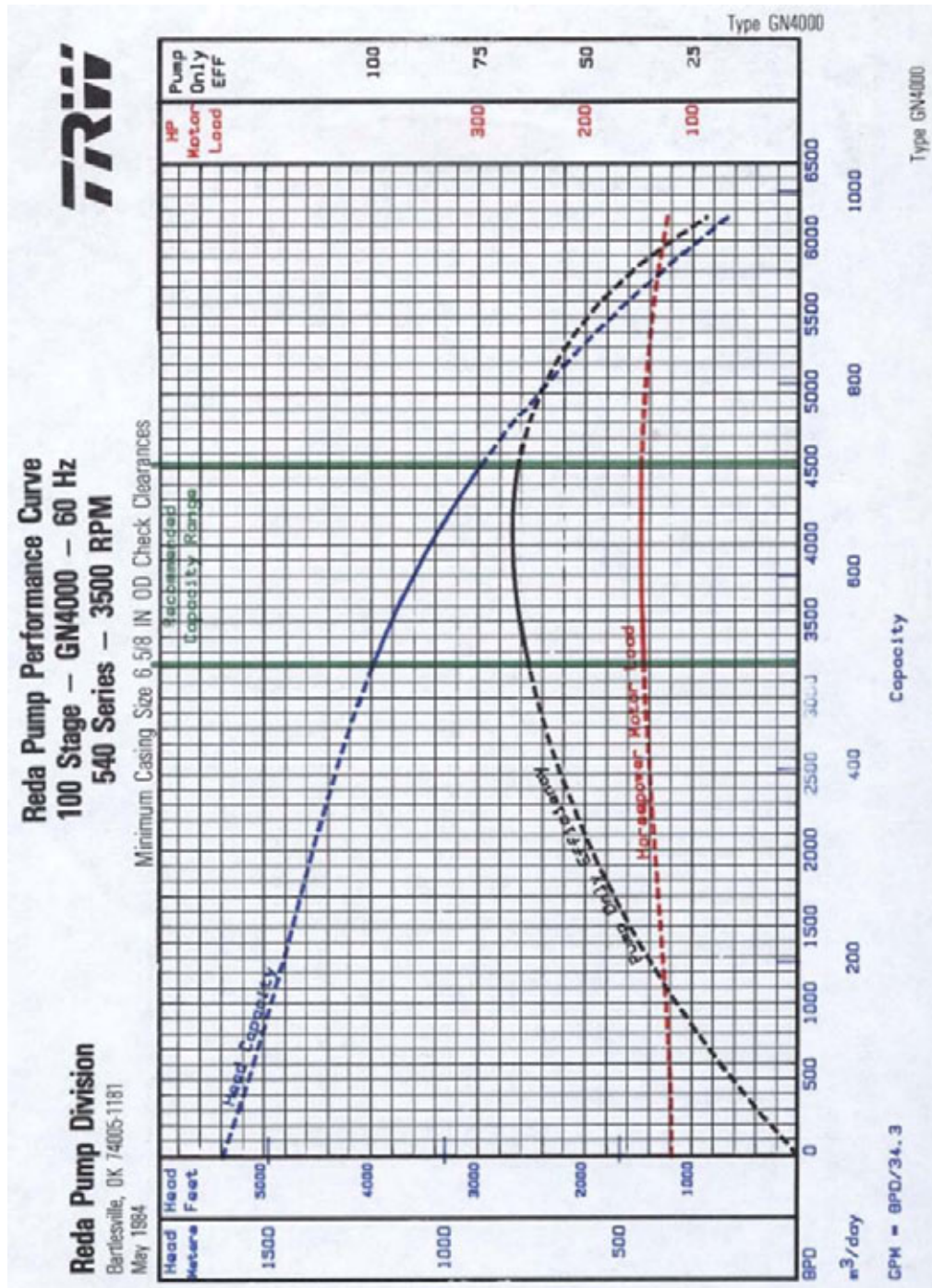


Figura 6C. Curva característica de la bomba (REDA).

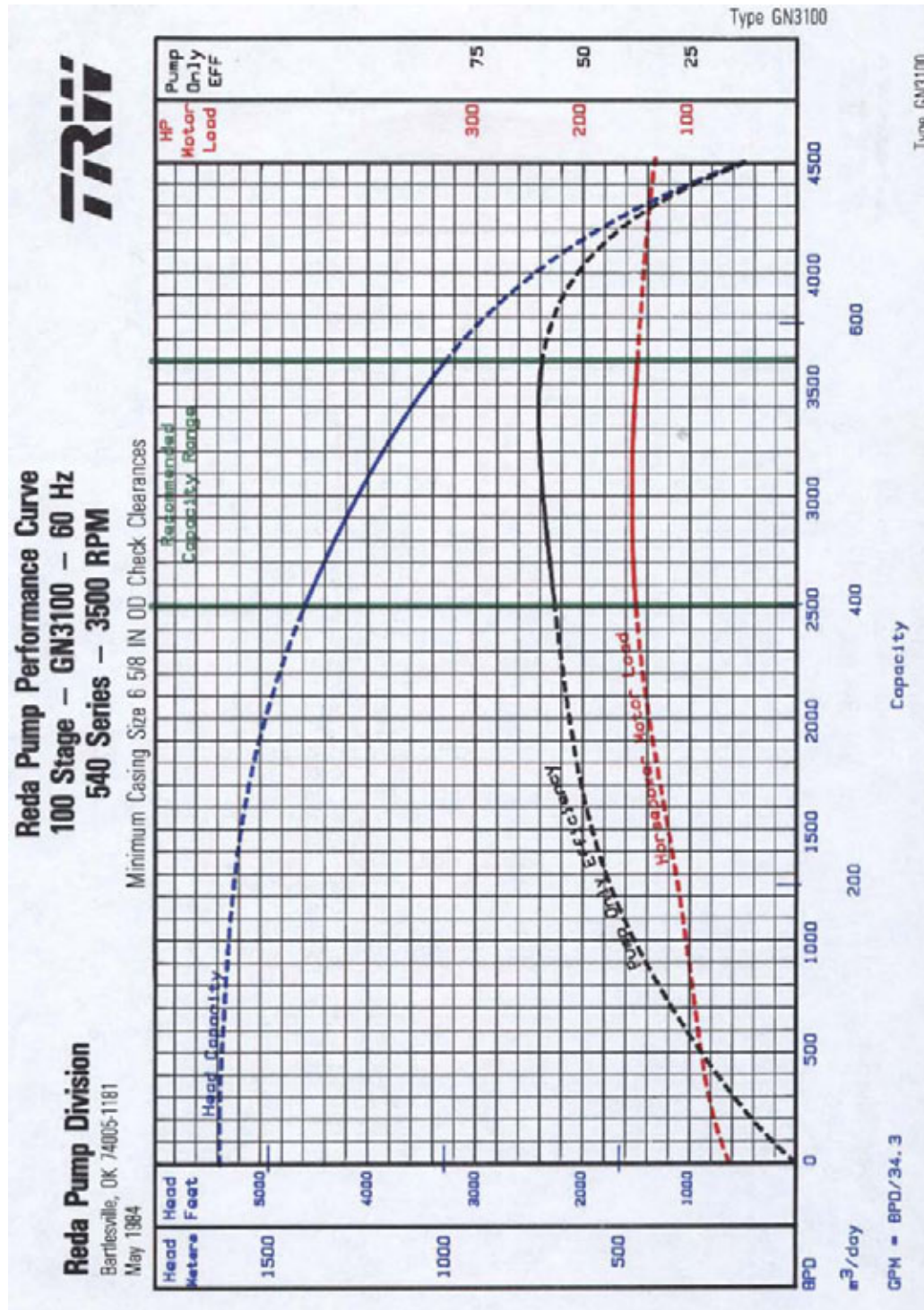


Figura 7C. Curva característica de la bomba (REDA).

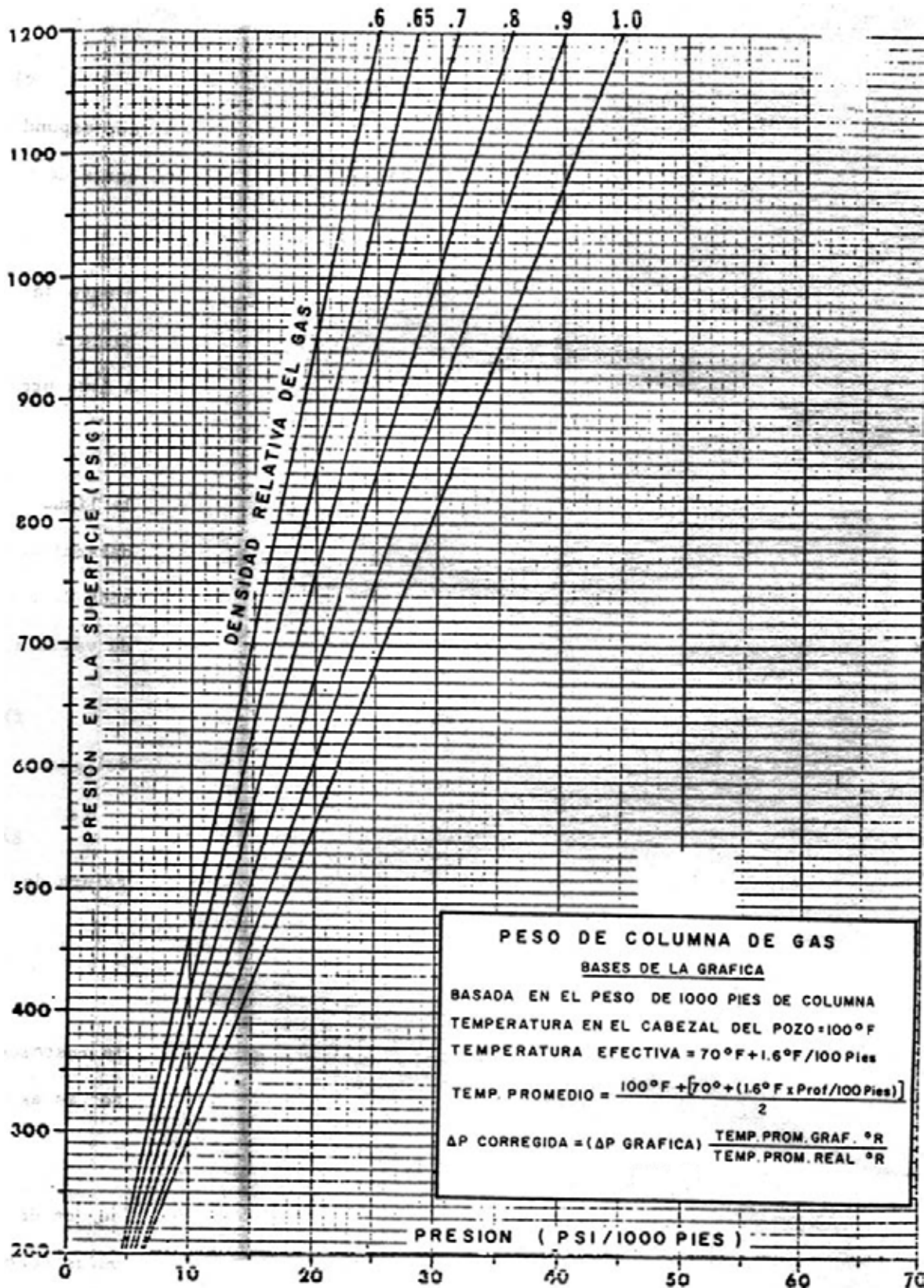


Figura 8C. Gráfica de peso de la columna de gas basada en peso por cada 1000 [ft].

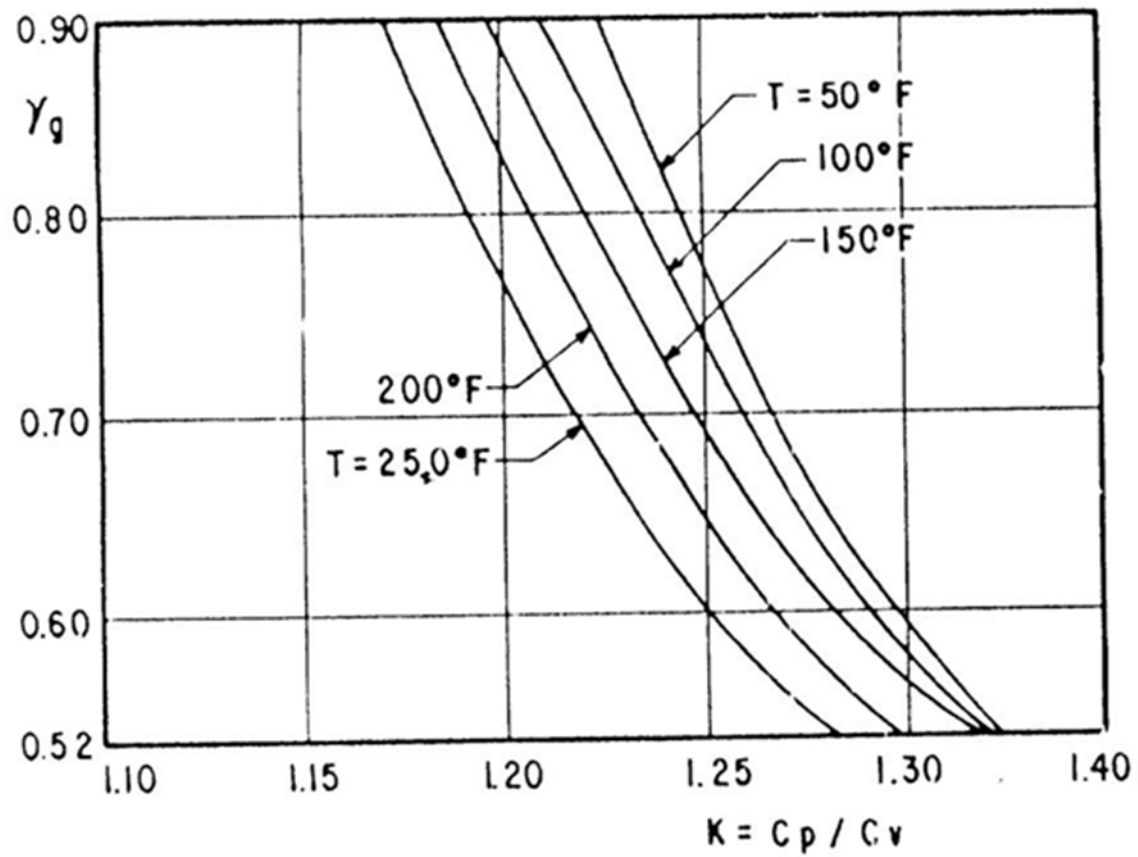


Figura 9C. Relación de calores específicos en función de la temperatura y de la densidad relativa.

Engineering Tables

Motors 60 Hz

375 Series (3.75" ODI)		
HP	Volts	AMP
7.5	415	13.5
10.5	400	20
	690	12
15	330	34
	415	27
19.5	415	35
	650	22.5
22.5	440	38.5
	750	22.5
25.5	650	29.5
	780	24.5

Tandem Motors		
HP	Volts	AMP
30	630	35.5
39	575	51
	774	38
45	660	51.5
51	740	51
	1000	37
	1250	31
58.5	860	51
67.5	990	51.5
76.5	1110	51
90	1320	51.5
102	1480	51
112.5	1650	51.5
127.5	1850	51

456 Series (4.56" ODI)		
HP	Volts	AMP
10	435	15
15	435	23
	655	16
20	450	28.5
	750	17
25	410	39
	690	22
30	425	44.5
	750	25.5
	1260	15.0
35	385	57
	675	33
	785	28
40	430	59
	770	33
	880	29
	1340	19
50	675	47
	815	39
	955	33
	1390	23
60	640	59
	745	52
	810	47
	970	39
	1330	29
70	540	82.5
	750	60
	945	47
	1135	39
80	635	80
	860	60
	1085	46
	1310	39
	710	81
90	960	59
	1135	50
	1220	46
	1480	39
	1960	29
	790	80
100	920	70

540 Series (5.43" ODI)		
HP	Volts	AMP
20	440	29
	755	17
30	435	45
	710	28
	1215	16
40	435	60
	660	40
	730	36
	880	30
	1325	20
50	450	72
	725	45
	905	34
	1375	22
60	425	91
	645	60
	870	45
	970	40
	1320	30
	755	60
70	1015	45
80	865	60
	1160	45
100	710	89
	835	76
	1070	60
	2170	29
120	855	88
	1030	73
	1295	59
	2165	33
130	925	88
	1125	67
150	1075	87
	2105	44
160	825	122
	1115	88.5
	2185	46
180	945	120
	1275	89
	1945	59

Tabla 1C. Motor.

*F	C ₁	*F	C ₁	*F	C ₁	*F	C ₁	*F	C ₁	*F	C ₁
61	.992	101	.919	141	.852	181	.794	221	.743	261	.698
52	.996	102	.917	142	.850	182	.792	222	.742	262	.697
63	.994	103	.915	143	.849	183	.791	223	.740	263	.696
64	.991	104	.914	144	.847	184	.790	224	.739	264	.695
65	.989	105	.912	145	.845	185	.788	225	.738	265	.694
66	.987	106	.910	146	.844	186	.787	226	.737	266	.693
67	.985	107	.908	147	.842	187	.786	227	.736	267	.692
68	.983	108	.906	148	.841	188	.784	228	.735	268	.691
69	.981	109	.905	149	.839	189	.783	229	.733	269	.690
70	.979	110	.903	150	.838	190	.782	230	.732	270	.689
71	.977	111	.901	151	.836	191	.780	231	.731	271	.688
72	.975	112	.899	152	.835	192	.779	232	.730	272	.687
73	.973	113	.898	153	.833	193	.778	233	.729	273	.686
74	.971	114	.896	154	.832	194	.776	234	.728	274	.685
75	.969	115	.894	155	.830	195	.775	235	.727	275	.684
76	.967	116	.893	156	.829	195	.774	236	.725	276	.683
77	.965	117	.891	157	.827	197	.772	237	.724	277	.682
78	.963	118	.889	158	.826	198	.771	238	.723	278	.681
79	.961	119	.887	159	.825	199	.770	239	.722	279	.680
80	.959	120	.886	160	.823	200	.769	240	.721	280	.679
81	.957	121	.884	161	.822	201	.767	241	.720	281	.678
82	.955	122	.882	162	.820	202	.766	242	.719	282	.677
83	.953	123	.881	163	.819	203	.765	243	.718	283	.676
84	.951	124	.879	164	.817	204	.764	244	.717	284	.675
85	.949	125	.877	165	.816	205	.762	245	.715	285	.674
86	.947	125	.876	166	.814	206	.761	246	.714	286	.673
87	.945	127	.874	167	.813	207	.760	247	.713	287	.672
88	.943	128	.872	168	.812	208	.759	248	.712	288	.671
89	.941	129	.871	169	.810	209	.757	249	.711	289	.670
90	.939	130	.869	170	.809	210	.756	250	.710	290	.669
91	.938	131	.868	171	.807	211	.755	251	.709	291	.668
92	.936	132	.866	172	.806	212	.754	252	.708	292	.667
93	.934	133	.864	173	.805	213	.752	253	.707	293	.666
94	.932	134	.863	174	.803	214	.751	254	.706	294	.665
95	.930	135	.861	175	.802	215	.750	255	.705	295	.664
96	.928	136	.860	176	.800	216	.749	256	.704	296	.663
97	.926	137	.858	177	.799	217	.748	257	.702	297	.662
98	.924	138	.856	178	.798	218	.746	258	.701	298	.662
99	.923	139	.855	179	.795	219	.745	259	.700	299	.661
100	.921	140	.853	180	.795	220	.744	260	.699	300	.660

$$C_1 = \frac{\text{Presión del domo de la válvula de BN a } 60 \text{ } ^\circ\text{F.}}{\text{Presión del domo de la válvula de BN a temperatura del pozo.}}$$

Tabla 2C. Factores de corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno a 60 [°F].

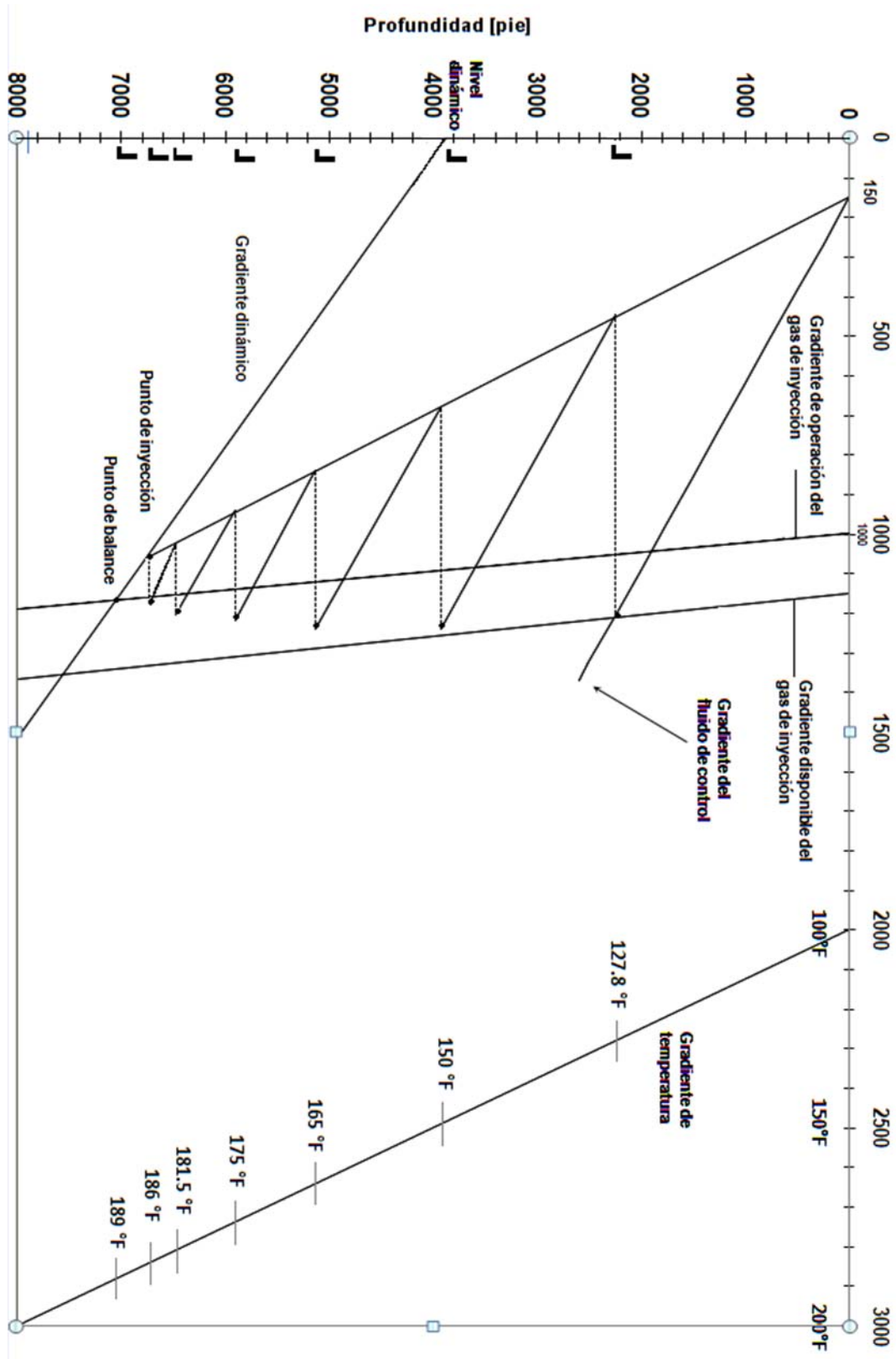


Figura 10C.Espaciamiento entre válvulas para Bombeo Neumático.

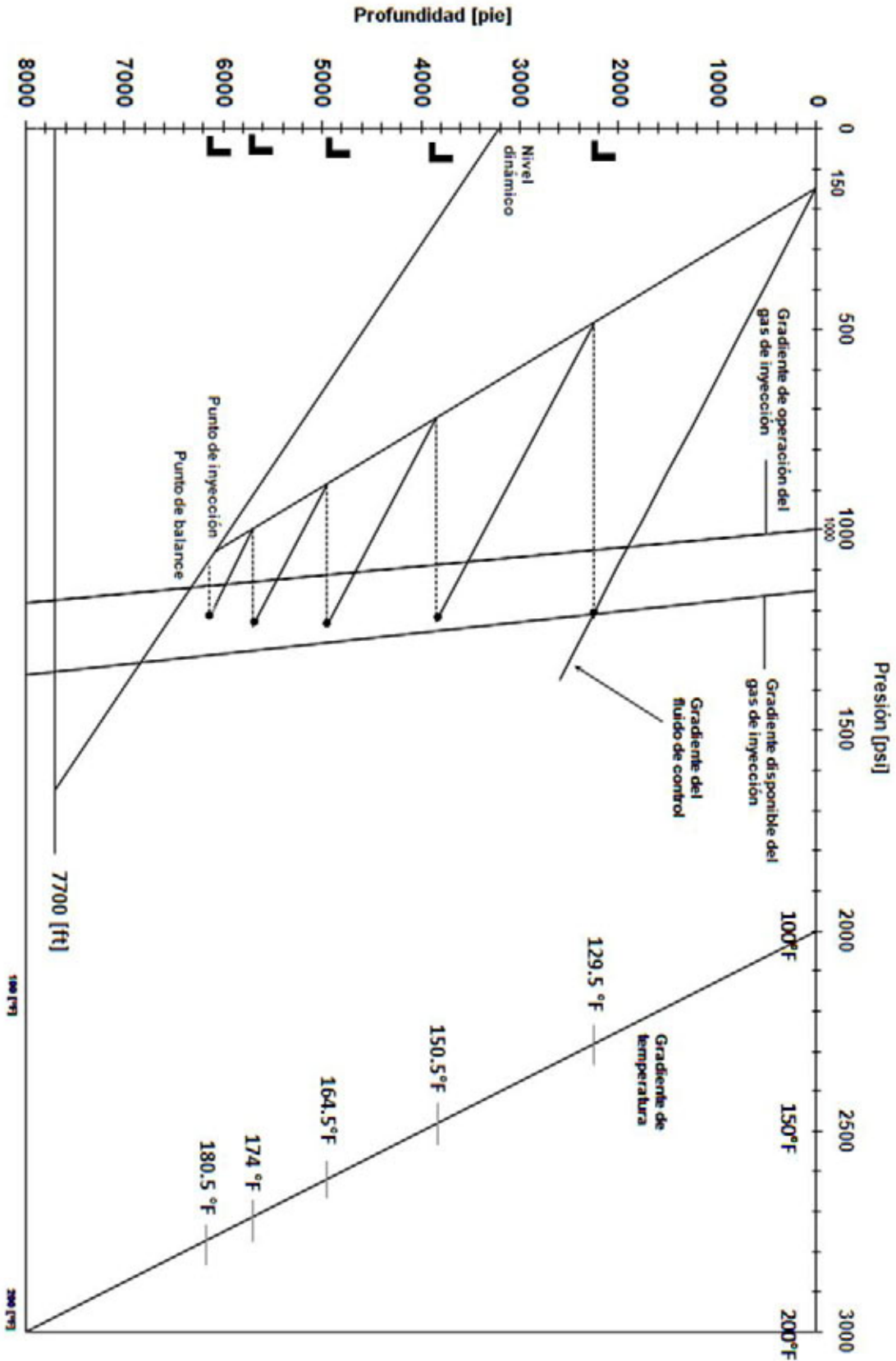


Figura 11C. Espaciamiento entre válvulas para Sistema Híbrido.

NOMENCLATURA

ΔP = Incremento de presión [psi].

A_b = Área efectiva del fuelle, [pg^2].

A_p = Área del asiento de la válvula, [pg^2].

A_v = Área de orificio [pg^2].

A_{v1} = Orificio de la sección motriz [pg^2].

A_{v2} = Orificio de descarga [pg^2].

Amp = Ampere.

BHT = Temperatura de fondo.

BFB = Bolsa Paralelo Bolsa.

$BPBSLSL$ = Bolsa Paralelo Bolsa Serie Laberinto Serie Laberinto.

BSB = Bolsa Serie Bolsa.

$BSBSL$ = Bolsa Serie Bolsa Serie Laberinto.

BSL = Bolsa Serie Laberinto

HP = Caballos de fuerza.

IP = Índice de Productividad.

L = Profundidad [ft].

LSE = Laberinto Serie Bolsa.

LSL = Laberinto Serie Laberinto.

$LSLSB$ = Laberinto Serie Laberinto Serie Bolsa.

$MMMMBPCE$ = Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

P_b = Presión interna del domo de la válvula a la temperatura base, [psi].

P_{bt} = Presión de carga en el fuelle [psi].

P_c = Presión en la TR requerida para abrir la válvula bajo condiciones de operación, [psi].

P_g = Presión del gas de inyección en el espacio anular frente a la válvula, [psi].

P_t o P_{taL} = presión en la TP frente a la válvula, cuando esta abre, [psi].

P_{vaL} = Presión de inyección de gas [psi].

P_d = Presión interna del domo de la válvula a la temperatura de operación, [psi].

P_{fondo} = Presión en el fondo del pozo debido al peso de la columna de gas [psi].

P_a = Presión de apertura de la válvula en el probador a la temperatura base, [psi].

P_{sc} = Presión del gas de inyección en la superficie para cerrar la válvula, [psi].

P_{so} = Presión del gas de inyección en la superficie para abrir la válvula, [psi].

P_{st} = Presión equivalente causada por la fuerza del resorte aplicada sobre el área ($A_b - A_p$), [psi].

P_{sup} = Presión en la cabeza del pozo [psi].

P_{tro} = Presión de apertura de la válvula en el taller, [psi].

P_{vc} = Presión del gas de inyección frente a la válvula en el momento de cerrar, [psi].

P_{vo} = Presión del gas de inyección necesaria en TR frente a la válvula para abrirla a la profundidad considerada bajo las condiciones de operación, [psi].

P_{wh} = Presión en la cabeza [psi].

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [psi].

P_{ws} = Presión estática [psi].

q_o = Gasto de aceite [BPD].

RGA = Relación Gas Aceite.

RPM = Revoluciones por minuto.

T = Temperatura base de calibración de las válvulas en el probador a 60 u 80 [°F].

TP = Tubería de Producción

TR = Tubería de Revestimiento.

T_v = Temperatura de operación de la válvula dentro del pozo, [°R].

$Volt$ = Volt

Z = Factor de desviación del gas utilizado en el domo de la válvula @ P_b y T .

Z_v = Factor de desviación del gas utilizado en el domo de la válvula @ P_{bT} y T_v .

f_{em} = Fuerza electromotriz.

CITAS Y REFERENCIAS.

- 1.- Díaz Zertuche Héctor., *“Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”*, 2002, México. Pag.16.
- 2.- *“Sistema De Bombeo Electrocentrífugo”*, WCP / Artificial Lift Systems, Schlumberger.
- 3.- Brown K. E., *“The Technology of Artificial Lift Methods”*., Vol. 2b. University of Tulsa. Penwell Publishing Co. 1980 Tulsa Ok.
- 4.- *“Operación de Bombeo Neumático I”*., PEMEX Exploración Y Producción, Activo De Producción Poza Rica Operación De Explotación, Abril de 2005.
- 5.- Tarragó Sabaté, Definición de inversión, (<http://www.zonaeconomica.com/inversion/definicion>).

BIBLIOGRAFÍA.

- 1.- *"Tecnologías En Evolución Bombas Eléctricas Sumergibles"*, Oilfield Review, Primavera 2007.
- 2.- Corona David, *"Sistema De Bombeo Electrocentrífugo"*, WCP / Artificial Lift Systems, Schlumberger.
- 3.- *"Soluciones Para Los Problemas De La Construcción De Pozos En Aguas Profundas"*, Oilfield Review, Verano de 2000.
- 4.- Uren Charles Lester, *"Ingeniería de Producción de Pozos"*, Edit. McGraw-Hill, New York, 1965.
- 5.- Díaz Zertuche Héctor., *"Bombeo Electrocentrífugo Sumergido"*, 2002, México. Pag.16
- 6.- Brown K. E., *"The Technology of Artificial Lift Methods"*., Vol. 2b. University of Tulsa. Penwell Publishing Co. 1980 Tulsa Ok.
- 7.- *"Operación de Bombeo Neumático I"*., PEMEX Exploración Y Producción, Activo De Producción Poza Rica Operación De Explotación, Abril de 2005.
- 8.- *"Operación de Bombeo Neumático II"*., PEMEX Exploración Y Producción, Activo De Producción Poza Rica Operación De Explotación, Abril de 2005.
- 9.- *"Operación de Bombeo Neumático III"*., PEMEX Exploración Y Producción, Activo De Producción Poza Rica Operación De Explotación, Abril de 2005.
- 10.- *"Presentación de Sistemas Artificiales de Producción"*, PEMEX Exploración Y Producción.
- 11.- *"Xlift Sistema de levantamiento artificial por gas de alta presión"*, Schlumberger, Julio de 2006.
- 12.- Maharon Bin Jadid, *"La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas"*, Oilfield Review, Primavera 2007.
- 13.- *"PerfLift perforated-zone gas lift system"*, Schlumberger, February 2006.
- 14.- Roy Fleshman, *"Artificial lift for High-Volume Production"*, Schlumberger, Spring 1999.
- 15.- *"Oil and gas well completions, artificial lift completions"*, Schlumberger, December 1996.
- 16.- Gómez Cabrera J. Ángel, *"Apuntes de Producción de Pozos I"*, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1968.
- 17.- Gómez Cabrera J. Ángel; *"Apuntes de Producción de Pozos II"*, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1968.
- 18.- <http://www.infomipyme.com/Docs/GT/Offline/Empresarios>.
- 19.- <http://www.ogj.com/search/results.cfm?si=OGJ&collection=ogj&keywords=combination+of+esp+and+gas+lift>
- 20.- http://www.offshore-mag.com/display_article/237130/120/ARTCL/none/none/3/Electrical-submersible-pumping-on-seabed-allows-production-bypass/

21.- <http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish.asp>

22.- Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, "Petroleum Resources Management System".

23.- SIS Education, "The fundamentals of petroleum economics", SLB, 2005.

24.- Presentación "Lunch Learn Artificial Lift, Schlumberger", Junio de 2005.