



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN
HIBRIDOS BEC- BN

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

CHAVEZ LOPEZ FRANCISCO

TORRES TRINIDAD SALVADOR

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JAIME LARIOS GONZALEZ

MÉXICO D.F, CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2016



Agradecimientos.

A mis madres, Martha Trinidad Paniagua y Raquel Paniagua Ramírez, por darme la vida, el amor, el cuidado y el apoyo. A mi padre Manuel Trinidad Sánchez, por darme su confianza y formarme como hombre, amo y admiro a mis padres y “honor a quien honor merece”.

A mi apreciable director de tesis, profesor y gran amigo al Ing. Jaime Larios González, por el apoyo, la paciencia, el entusiasmo y el tiempo que me ha brindado y que ha sido una guía para mí.

A Hildaly Verónica Márquez Cruz, por apoyarme y estar conmigo, ser una luz cuando lo necesite, no me dejaste caer, eres una excelente amiga, compañera y principalmente una gran mujer, Te quiero.

A mi madrina, Silvia Cedillo Ramírez por todos el tiempo, los concejos, el amor y el apoyo incondicional que me ha brindado siendo una gran amiga.

A mis hermanos Dalila Torres Trinidad, Alfredo Morales Ramírez y Francisco Chávez López, por todo su apoyo, por ser parte de mí, por sus consejos, los admiro y los quiero.

A mi amiga la Lic. Irene Lazcano Bravo, tú me has defendido, has confiado y has creído en mí, por todo tu apoyo y tus consejos, estoy muy agradecido y espero un día poder hacer por tu hijo Santiago, lo que tú has hecho por mí.

A mis amigos que han estado conmigo en este camino y hemos crecido juntos al transcurso de los años, aprecio su amistad y nunca lo olvidare las experiencias vividas, los aprecio.

Con infinito respeto y un bello recuerdo a todos mis profesores, en especial a: Carmen Allier, Francisco Macedo, Israel Castro, Juventino Sánchez, gracias por creer en mí y por su confianza.

A mi Alma Mater, por haberme brindado la oportunidad de recorrer este sendero y haber sido mi hogar durante estos años, en ella encontré una identidad y amor por la superación, es un honor pertenecer a la Facultad de ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Agradecimientos.

Agradezco y dedico esta tesis a mis padres, Francisco Chávez y Ofelia López, gracias por los valores que me inculcaron, por brindarme el amor, el cuidado y el apoyo necesario para lograr todos mis objetivos.

Agradezco al Ing. Jaime Larios González mi profesor y director de tesis por haber confiado en mí, por brindarme la paciencia y ser la guía en los momentos más importantes de mi carrera.

A mis hermanas Jacqueline, Cecilia, Esmeralda y Jazmín por llenar mi vida de alegría, por cuidarme y preocuparse por mí, gracias por su paciencia y su cariño incondicional.

A mi novia Rubí, por ser una luz en mi camino, por darme la fuerza y ser fuente de inspiración para lograr mis metas, gracias por haberme apoyado en las buenas y en las malas. T. A. Hermosa.

A mis amigos David, Víctor, Lorena, Fortino, Abel y Slim por confiar y creer en mí, por haber echo de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidaré, pero en especial quisiera agradecer a Salvador Torres, eres el hermano que nunca tuve, eres una gran persona, de mi parte tienes mi respeto y mi admiración.

A mi gran amiga y compañera la Licenciada Irene Lazcano Bravo, por ser fiel consejera, amiga y una parte vital en mi formación como Ingeniero, espero un día poder hacer por tu hijo lo que tú hiciste por mí.

Les agradezco la confianza, el apoyo y dedicación de tiempo a mis profesores: Francisco Macedo, Israel Castro, Juventino Sánchez, Gracias por sus consejos y compartirme su experiencia.

Por ultimo quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por haberme brindado la oportunidad de realizar mi formación de Ingeniero en ella, es un gran orgullo pertenecer a la máxima casa de estudios de México.

Es este trabajo se describe la utilización de los sistemas híbridos en la industria petrolera, que tienen la finalidad de incrementar los factores de recuperación de los yacimientos, con el objetivo y los alcances siguientes:

Objetivo

Proporcionar las bases y herramientas teóricas necesarias para diseñar un Sistema artificial de producción Híbrido, tomando en cuenta las necesidades técnicas y económicas.

Alcances

Los alcances del estudio son:

- Realizar una revisión de la literatura acerca de los sistemas híbridos en la industria petrolera
- Realizar el diseño de un sistema híbrido BEC- BN auxiliar
- Realizar la comparación de un diseño realizado con datos de un pozo real
- Realizar la evaluación económica por falla de alguno de los elementos del Sistema Híbrido.
- Generar recomendaciones para la correcta aplicación de un sistema híbrido BEC- BN

Contenido

Capítulo 1. En este capítulo se describen los componentes del sistema integral de producción, las características del aparejo de producción y se explica el comportamiento de afluencia de los pozos con los métodos de Vogel y Standing para la generación de curvas de afluencia (IPR). También se mencionan de forma general la forma de calcular las pérdidas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico.

También se mencionan los Sistemas Artificiales de Producción Convencionales, la clasificación de estos, su principio básico y sus componentes principales.

Capítulo 2. En este capítulo se realiza una descripción de los componentes principales del Bombeo Electrocentrífugo Sumergible, así mismo, se mencionan las ventajas y desventajas del BEC, y se presenta un ejemplo de cálculo de un diseño de un pozo típico en instalaciones costa afuera.

Capítulo 3. En este capítulo se describe en forma más particular el Sistema Artificial de Bombeo Neumático Continuo, sus principios de operación y las partes que lo conforman. Así mismo se mencionan las ventajas y desventajas de la utilización de este SAP y se presenta un ejemplo de cálculo de un diseño de un pozo típico en instalaciones costa afuera.

Capítulo 4. En este capítulo se describen los diferentes Sistemas Artificiales Híbridos que existen, explicando en forma general sus principios de operación y aplicación en la industria petrolera. Así mismo, se describe forma particular el Sistema Artificial Híbrido BEC-BNC, su aplicación en instalaciones costa afuera y se presenta un ejemplo práctico real.

Capítulo 5. En la industria petrolera no solo se debe considerar la parte técnica, sino que se debe complementar con una evaluación económica, para garantizar una rentabilidad del proyecto a ejecutar. En este capítulo se realiza una evaluación económica, con la cual se demuestra la rentabilidad del uso del Sistema Artificial Híbrido BEC-BNC.

Finalmente se presentan conclusiones y recomendaciones de la tesis.

Abstract

The main objective is to set the bases and theoretical tools that are needed for the design of a Hybrid Artificial Lift System (ECP – GAS LIFT) either as an ensemble or set as a back up to enhance the production efficiency of the oil fields, keeping in mind the technical and economic necessities of the project. Minding that this article will explain the production petroleum system, the kind of facilities and the productivity analysis.

We will mention the conventional artificial lift systems, providing its means of operation, principal characteristics, advantages and disadvantages of each one of them. Also, we get into details with Electro Centrifugal Pumping and Gas Lift, both of them fundamental on the Hybrid Artificial Lift, the main purpose of this thesis.

This ECP-GAS LIFT Hybrid System can be designed to work in conjunction or one as a backup. It will depend on the project requirements. A joint ensemble reduces the operation costs of the pumps and the energy required for the operation of the ensemble, but the main disadvantage is that each one requires one another to work. In the backup installation each one of the artificial lift are designed to work separately so one can back up when the other one malfunctions, this reduces the lost of production in well workovers.

Given the designs of the Hybrid ECP-GAS LIFT Hybrid Artificial Lift system, the economic analysis is done under the concept of FRONT END LOADING, so to evaluate the profitability of the Artificial Lift System. The major objective is to evaluate the basics and the theoretic tools necessary of the design of the Hybrid ECP-GAS LIFT Artificial Lift System.

Resumen

Los hidrocarburos siguen siendo sustanciales en la dinámica de toda sociedad, y al ser un recurso no renovable se vuelve predominante obtener la mayor recuperación de ellos del subsuelo, para ello se han estudiado y aplicado mejores prácticas, las cuales han incrementado los factores de recuperación de hidrocarburos, una de ellas es la utilización de Sistemas Artificiales de producción, que permiten mantener e incrementar (en algunos casos) la producción en yacimientos que no cuentan con la energía necesaria para desplazar los fluidos hasta la superficie, o bien, para administrar adecuadamente la energía de los yacimientos.

La aplicación de Sistemas Artificiales, es muy común en la industria petrolera y en la actualidad se han venido utilizando Sistemas Artificiales duales e híbridos, lo cual permite tener mayor flexibilidad operativa y mejor desempeño de los mismos.

En este trabajo se describe en forma general los Sistemas Artificiales de Producción Convencionales, mencionando su principio de operación y características principales, así como, las ventajas y desventajas al aplicar algún tipo de ellos. También se describen las bases y herramientas teóricas necesarias para el diseño de un Sistema Artificial Híbrido BEC-BN, ya sea que trabajen en forma simultánea (conjunto) o en forma individual (auxiliar), es decir, que uno opere mientras el otro sea de respaldo.

Se realizó el diseño de un pozo con Sistema Artificial híbrido BEC-BNC y los resultados obtenidos se compararon con información de campo de ese mismo pozo, también se realizó un análisis económico en un periodo de visualización, conceptualización y definición (FEL), para identificar si el proyecto es rentable o no.

ÍNDICE

Abstract	III
Resumen	IV
Lista de Figuras	VIII
Lista de Tablas	XII
Introducción.	1
I.1. Situación petrolera actual de México	2
I.2. Optima explotación de hidrocarburos/ Rompiendo el paradigma.....	6
1. Productividad y Sistemas Artificiales de producción	9
1.1 Diseño de instalaciones de producción	11
1.2 Comportamiento de Pozos	13
1.3 Método de Vogel	15
1.4 Método de Standing	17
1.5 Flujo multifásico en tuberías verticales	20
1.6. Selección del Sistema Artificial de Producción Convencional	21
1.7 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción	22
1.7.1 Bombeo Mecánico	23
1.7.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	26
1.7.3 Bombeo Hidráulico tipo JET y tipo pistón	28

1.7.4 Bombeo de Embolo Viajero	31
1.7.5 Bombeo Electrocentrifugo (BEC)	32
1.7.6 Bombeo Neumático	33
1.8 Rango de operación de los SAP.	34
2 Sistema Artificial de Bombeo Electrocentrifugo	37
2.1 Elementos de bombeo electrocentrífugo.....	39
2.2 Equipo Superficial	40
2.3 Equipo Subsuperficial	43
2.4 Diseño del Sistema Artificial BEC.....	50
3. Sistema Artificial de Bombeo Neumático	59
3.1 Bombeo Neumático Continuo	61
3.2 Bombeo Neumático Intermitente	62
3.3 Equipo Subsuperficial	63
3.4 Equipo Superficial	66
3.5 Diseño del Bombeo Neumático Continuo	72
4 Sistemas Artificiales de Producción Híbrido.	81
4.1 Tipos de Sistemas Híbridos	83
4.1.1 Cavidades Progresivas- BEC.	83
4.1.2 Cavidades Progresivas- BN	84
4.1.3 Bombeo hidráulico tipo jet con Bombeo Neumático.....	85
4.1.4 Embolo viajero con Bombeo Neumático.....	86

4.1.5 Sistema Híbrido BEC- BN Conjunto.....	86
4.2 Sistema Híbrido BEC- BN Auxiliar.....	87
4.3 Diseño del Sistemas Artificial Híbrido BEC-BN Auxiliar.....	90
4.4 Arranque del Sistema Artificial Híbrido BEC-BN Auxiliar.....	105
4.5 Comparación de resultados con datos del caso de estudio	106
5 Evaluación Económica.	107
Conclusiones.	120
Recomendaciones.....	122
Referencias.....	123

Lista de Figuras.

Fig. I.1.1 Precio del petróleo WTI, Brent y Mezcla Mexicana 2008-2015.....	3
Fig. I.1.2 Producción total: enero 2000- octubre 2014. (CIEP)	4
Fig. I.1.3 Producción de Cantarell: Enero 2000 – Octubre 2014 (CIEP)	4
Fig I.1.4 Diagrama Sankey.-Flujo del petróleo en México: 2014 (CIEP).....	5
Fig. I.2.1 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (CNH 2014). 6	
Fig. I.2.2 Ciclo de vida de un yacimiento y FR típicos. (CNH 2014).	7
Fig. I.2.3 Métodos de recuperación en etapas iniciales. (CNH 2014).	8
Fig. 1.1.1 Instalación abierta.	12
Fig. 1.1.2 Instalación semi-cerrada.	12
Fig. 1.1.3 Instalación cerrada.....	13
Fig. 1.2.1 Índice de Productividad Golán Michel 1996.....	14
Fig. 1.3.1 Gráfico adimensional de Vogel.	16
Fig. 1.4.1 Gráfico Adimensional de Standing.....	18
Fig. 1.7.1.1 Bombeo Mecánico.....	24
Fig. 1.7.1.2 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.....	25
Fig. 1.7.2.1 Rotor.....	26

Fig. 1.7.2.2 Estator.....	26
Fig. 1.7.2.3 Rotor, Estator, Elastómero.....	27
Fig. 1.7.2.4 Aparejo del SAP Cavidades Progresivas.....	28
Fig. 1.7.3.1 Bomba Hidráulica Tipo Pistón.....	29
Fig. 1.7.3.2 Bomba Hidráulica Tipo Jet.....	30
Fig. 1.7.4.1 Aparejo y funcionamiento del SAP Embolo Viajero.....	31
Fig. 1.7.5.1 Diagrama típico de un pozo con Bombeo Electrocentrífugo.....	33
Fig. 1.7.6.1 Bombeo Neumático.....	34
Fig. 2.1.1 Equipo Superficial y Subsuperficial del BEC (Apuntes SAP, 2014)	40
Fig. 2.2.1 Control de velocidad Variable (VSD).....	41
Fig. 2.2.2 Transformador elevador.	42
Fig. 2.2.3 Árbol de válvulas para el BEC.....	42
Fig. 2.2.4 Vista superior de TR. TP y cable.	42
Fig. 2.3.1 Motor eléctrico (PEMEX, 2014).	43
Fig. 2.3.2 Protector Convencional (Zertuche, 2003).	44
Fig. 2.3.3 Protector de 3 cámaras (Zertuche, 2003).	44
Fig. 2.3.4 Bomba Centrífuga Sumergible REDA (PEMEX, 2014).	45
Fig. 2.3.5 Conjunto impulsor difusor de una etapa (Zertuche, 2003).....	46
Fig. 2.3.6 Separador de gas Convencional (Zertuche, 2003).	47
Fig. 2.3.7 Separador de gas Centrífugo (Zertuche, 2003)	48

Fig. 2.3.8 Cable de Potencia (PEMEX, 2014).	49
Fig. 2.4.1 Estado mecánico del pozo típico (PEMEX – Halliburton, 2011).	50
Fig. 2.4.2 Curva IPR del pozo típico.	51
Fig. 2.4.3 Gráfica de caídas de presión en la tubería.	53
Fig. 2.4.4 Gráfica de la bomba para 8000 bpd.	54
Fig. 2.4.5 Gráfica de Temperatura vs Factor de corrección.	56
Fig. 2.4.6 Gráfica de Amperaje vs Factor de corrección.	56
Fig. 3.0.1 Efectos del gas en tubería de producción.	60
Fig. 3.1 Bombeo Neumático continuo (Apuntes de SAP, 2014).	61
Fig. 3.2 Bombeo Neumático Intermitente. (Apuntes SAP, 2014).	63
Fig. 3.3.1 Válvula Convencional para flujo Continuo.	64
Fig. 3.3.2 Válvula Convencional para flujo Intermitente.	64
Fig. 3.3.3 Clasificación de Válvulas BN.	65
Fig. 3.4.1 Compresor centrífugo.	69
Fig. 3.4.2 Compresor Reciprocante.	69
Fig. 3.4.3 Gráfica L-10 de presión en TP de un pozo con BNC.	71
Fig. 3.5.1 Gráfica de gradiente de presión.	73
Fig. 3.5.2 Diseño de colocación de las Válvulas para un pozo típico.	75
Fig. 3.5.3 Gráfica factor K vs Den. rel. Gas.	77
Fig. 3.5.4 Gráfica de gradiente de presión.	79

Fig. 4.1.1 Sistema Híbrido BCPE.....	83
Fig. 4.1.2 Sistema Híbrido BCP – BNC.	84
Fig. 4.1.3 Sistema Híbrido Conjunto BEC – BN.	87
Fig. 4.2.1 Sistema Híbrido Auxiliar BEC- BN.	89
Fig. 4.3.1 Estado mecánico del pozo “A”.	90
Fig. 4.3.2 Curva IPR del Pozo “A”.	92
Fig. 4.3.3 Gráfica de gradiente de presión.	92
Fig. 4.3.4 Diseño de colocación de las Válvulas para el BN del SH del Pozo “A” ..	94
Fig. 4.3.5 Perfil de presiones correlación Hagedorn y Brown (1965).	95
Fig. 4.3.6 RGL óptimo para el diseño BN.	96
Fig. 4.3.7 Gráfica factor K vs Den. Rel. Gas.	97
Fig. 4.3.8 Gráfica de caídas de presión en la tubería.	99
Fig. 4.3.9 Gráfica de la bomba para 8000 bpd.	100
Fig. 4.3.10 Gráfica de la bomba para 8000 bpd.	100
Fig. 4.3.11 Gráfica de Temperatura vs Factor de corrección.	101
Fig.4.3.12 Caídas de voltaje por amperaje.	102
Fig. 4.3.13 Estado mecánico programado del pozo “A”.	104
Fig. 5.1 Gráficas de gasto vs tiempo de pozos con BEC.....	109
Fig. 5.2 Gráficas de producción vs tiempo de pozos con el SH BEC-BN.....	109
Fig. 5.3 Gasto vs tiempo de 6 pozos con BEC.....	110

Fig. 5.4 Gasto vs tiempo de 6 pozos con el SH BEC-BN.	110
Fig. 5.5 Gráfica de probabilidad del VPN de un pozo tipo con BEC.	113
Fig. 5.6 Gráfica de probabilidad del VPI de un pozo tipo con BEC.	113
Fig. 5.7 Gráfica de Tornado de un pozo con BEC.	114
Fig. 5.8 Gráfica de probabilidad del VPN de un pozo tipo con SH.	116
Fig. 5.9 Gráfica de probabilidad del VPI de un pozo tipo con SH.	116
Fig. 5.10 Gráfica de Tornado de un pozo con SH.	118

Lista de Tablas

Tabla 1.1 Rango de los parámetros para la aplicación de los SAP.....	35
Tabla 2.1 Gasto vs Presión de un pozo típico.....	51
Tabla 2.2 Motores Tandem Serie 456 y Serie 738.....	55
Tabla 3.1 Profundidad vs Temperatura.	79
Tabla 4.1 Gasto vs Presión del Pozo “A”.	91
Tabla 4.2 Comparación de Resultados.	106
Tabla 5.1 Consideraciones para el análisis.....	110
Tabla 5.2 Costos de inversión y mantenimiento de un pozo con BEC.....	111
Tabla 5.3 Flujo de efectivo de un pozo con BEC.	112
Tabla 5.4 Datos al final de los 24 meses para un pozo con BEC.	114
Tabla 5.5 Variables vs VPN BEC.	115
Tabla 5.6 Costos de inversión y mantenimiento de un pozo con SH BEC-BN.....	115
Tabla 5.7 Flujo de efectivo de un pozo con SH BEC-BN.	117
Tabla 5.8 Datos al final de los 24 meses para un pozo con SH.	118
Tabla 5.9 Variables vs VPN para SH.	119

Introducción

En éste capítulo se describe, en forma general la situación actual de la producción de hidrocarburos en México, así como la situación petrolera actual debido a la caída de los precios del barril a nivel mundial. También se mencionan algunas técnicas que se utilizan en la explotación de yacimientos, con la finalidad de incrementar el factor de recuperación, a través de métodos de recuperación (EOR y IOR) y utilización de Sistemas Artificiales de Producción a nivel pozo.

Introducción

En México, cerca del 88% de la energía primaria que se consume proviene del petróleo, convirtiéndolo en la principal fuente de insumos para generar energía eléctrica, permite la producción de combustibles para los sectores de transporte e industrial y además, es materia prima de una gran cantidad de productos como telas, medicinas o variados objetos de plástico.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles.

I.1 Situación Petrolera Actual de México

En la actualidad, los precios del crudo han disminuido su valor comercial (Figura I.1.1), la causa principal se debe principalmente a una sobre oferta que existe en el mercado internacional del petróleo.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en ingles), las entregas mundiales de petróleo muestran un crecimiento de 680 mil de barriles diarios (mbd) en el 2014, llegando a 92.4 millones de barriles diarios (mmbd); este el menor incremento desde hace 5 años. Mientras que, por el lado de la oferta, esta aumentó en octubre a 35 mbd; para llegar a 94.2 mmbd que, comparado con el año anterior, este es 2.7 mmbd más alta. El aumento se debe, al crecimiento de la producción de los países no pertenecientes a la OPEP de 1.8 mmbd y el crecimiento de la producción de la OPEP.

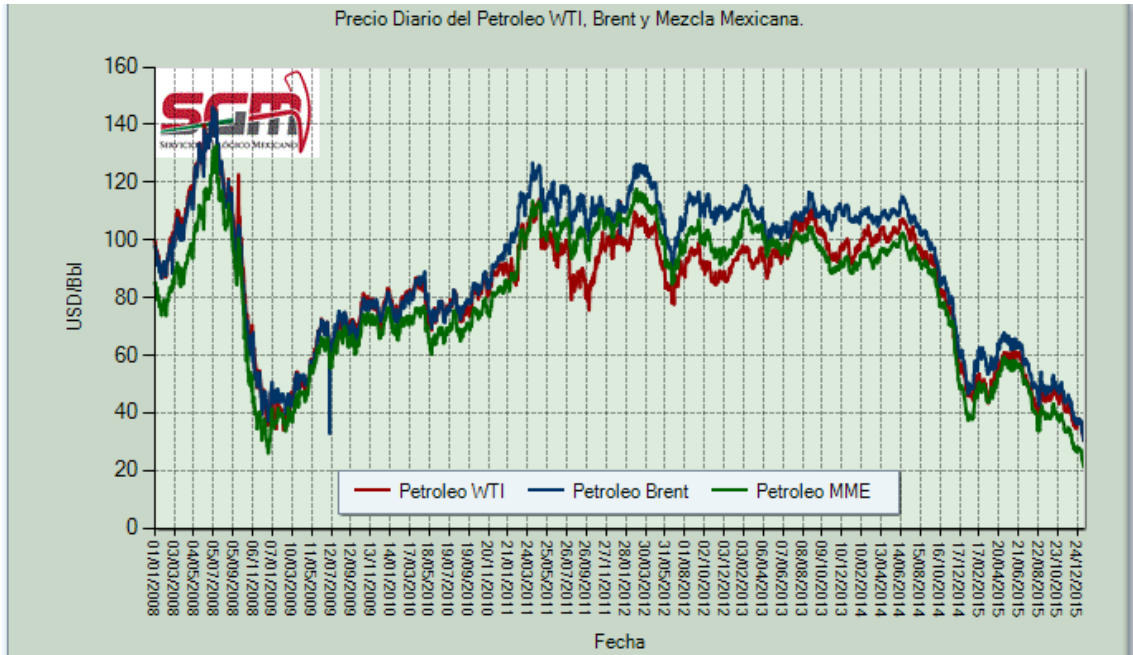


Fig. I.1.1 Precio del petróleo WTI, Brent y Mezcla Mexicana 2008-2015.

Otro factor importante en el sector energético mexicano es la caída de la producción petrolera (Fig. I.1.2). Desde octubre de 2007, la producción petrolera comenzó a caer por debajo de los 3,000 mbd, llegando en julio de 2009 a la producción que se encuentra en la actualidad, de aproximadamente 2,500 mbd. La razón principal de esta caída se debe de manera importante a la baja en la producción del Activo Cantarell (Fig. I.1.3), que de representar el 65.5 % de la producción total en marzo de 2005, en octubre de 2014 representa solo el 14.4 %.

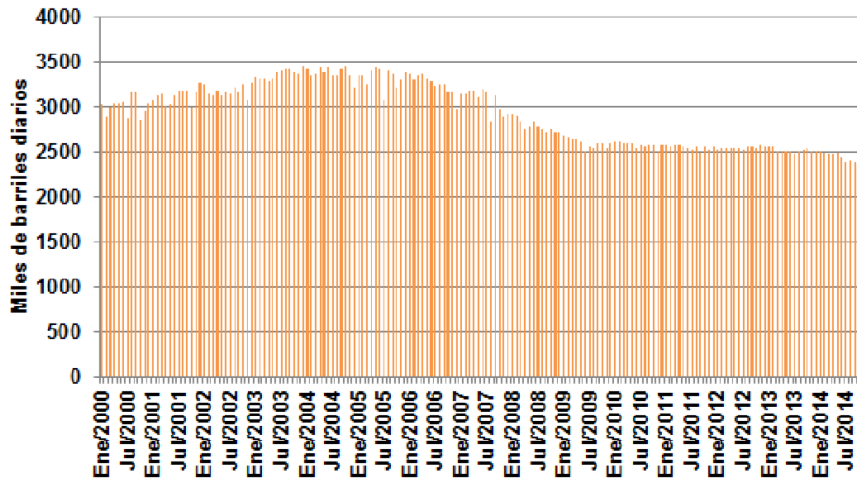


Fig. I.1.2 Producción total: enero 2000- octubre 2014. CIEP

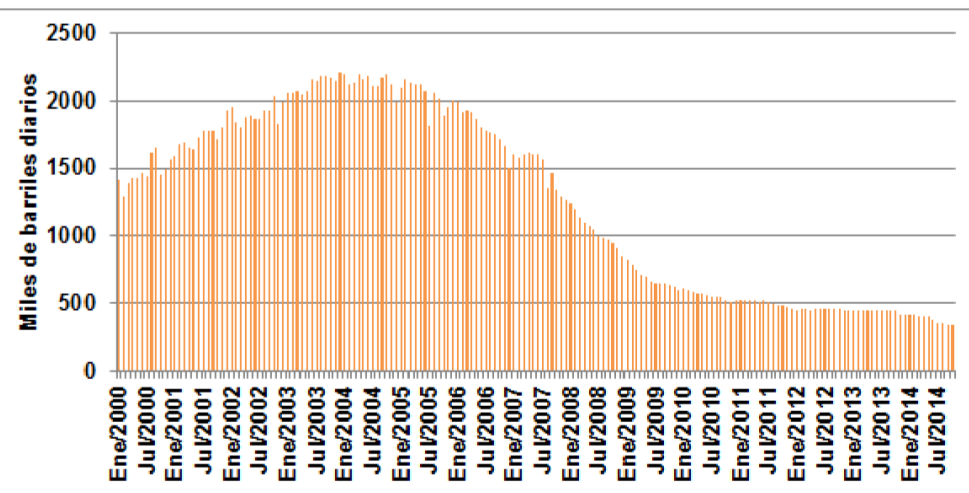


Fig. I.1.3 Producción de Cantarell: Enero 2000 – Octubre 2014 CIEP

Ahora bien, para darnos cuenta de las implicaciones que tiene la madurez de la producción petrolera en México, es importante tener en cuenta el flujo de la cadena de valor del petróleo en la Fig. I.1.4. Se puede observar cómo a través de los Activos Integrales de PEMEX se distribuye aproximadamente 2.035 mmbd que se dirigen hacia las terminales de exportación, las refinerías y los movimientos de inventarios, terminando su mayoría, exportándose a los Estados Unidos de América (654 mbd) y a las refinerías Salina Cruz (225 mbd) y Tula (217 mbd)¹.

¹ Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP) y Sistema de Información Energética, La Situación Petrolera Actual de México. 2014

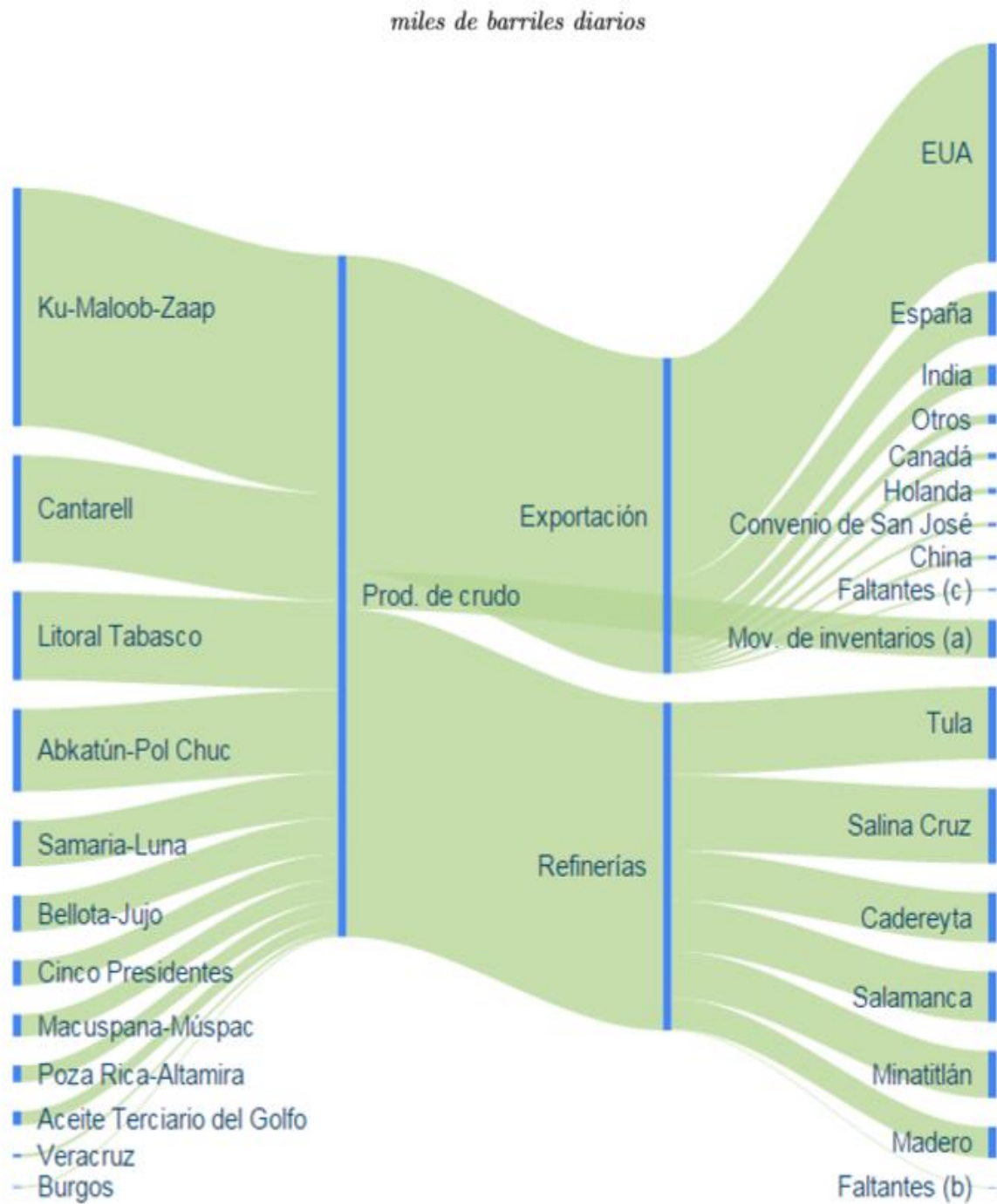


Fig I.1.4 Diagrama Sankey.-Flujo del petróleo en México: 2014 (CIEP)

I.2 Óptima explotación de hidrocarburos/ Rompiendo el paradigma.

Tradicionalmente, los procesos de recuperación se han clasificado en tres de acuerdo a un orden cronológico, los cuales son: primaria, secundaria y mejorada.

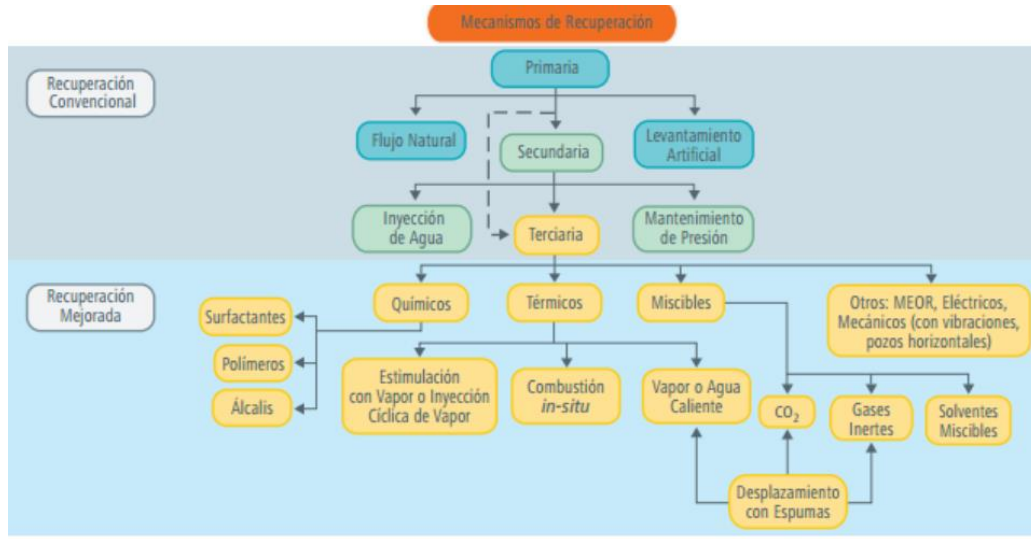


Fig. I.2.1 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (CNH 2014).

A través del tiempo se crea un paradigma operativo que prescribía que la explotación de un yacimiento iniciaba con la recuperación primaria (mecanismos naturales de producción como: expansión roca-fluidos, expansión gas disuelto, gas disuelto liberado, casquete de gas, segregación gravitacional, empuje hidráulico, compactación de la roca o mediante sistemas artificiales de producción).

Una vez agotada una fracción importante de la energía natural del yacimiento, es necesario continuar con la recuperación secundaria, que se conoce como aquellos métodos para aumentar o mantener la energía natural del yacimiento al inyectar agua y/o gas bajo condiciones inmiscibles para el mantenimiento de presión.

Al concluir los dos anteriores métodos, se procede a la recuperación mejorada que es cualquier técnica usada después de una recuperación secundaria como son métodos: térmicos (inyección de vapor, SAGD, agua caliente, combustión In-situ, calentamiento eléctrico), químicos (surfactantes, polímeros, álcalis, ASP, emulsiones), miscibles (gas hidrocarburo, gases inertes CO₂ y N₂, solventes), bacterias y espumas.

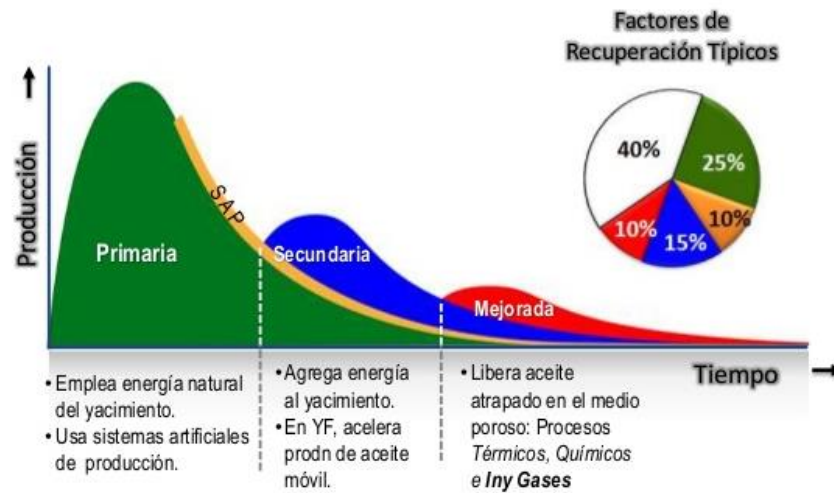


Fig. I.2.2 Ciclo de vida de un yacimiento y FR típicos. (CNH 2014)

Este paradigma de etapas cronológicas, debe ser superado para implementar tanto SAP, como el EOR e IOR desde etapas tempranas en la explotación de los yacimientos que así lo requieran; uno de los mejores ejemplos es Chicontepec, cuya energía natural es muy baja y está en condiciones adversas de subsuelo lo cual genera que los pozos pierdan productividad rápidamente.

Otros ejemplos de posible aplicación son los campos supergigantes y gigantes de los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap (KMZ), en los que se tiene cerca de 30 mil mmbbl remanentes almacenados en la fracción menos permeable (no fracturada) de sus yacimientos. Este volumen no puede ser producido por métodos convencionales, lo que indica que se debe iniciar la implementación de IOR-EOR.

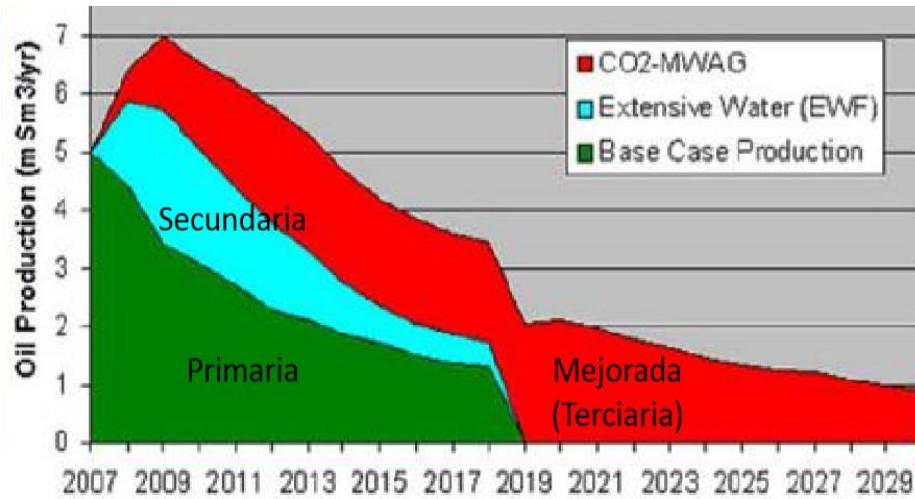


Fig. I.2.3 Métodos de recuperación en etapas iniciales. (CNH 2014)

Por lo anterior, los SAP's y los procesos de recuperación de hidrocarburos deben ser vistos como alternativas adicionales de recuperación y no como etapas secuenciales, tomando como base las propiedades del sistema roca-fluidos del yacimiento y los precios del hidrocarburo para poder seleccionar el método más eficaz y oportuno con el fin de alcanzar el mayor factor de recuperación y proporcionar el mayor beneficio técnico-económico.

Capítulo 1

En este capítulo se describen los componentes del sistema integral de producción, las características del aparejo de producción y se explica el comportamiento de afluencia de los pozos con los métodos de Vogel y Standing para la generación de curvas de afluencia (IPR). También se mencionan de forma general la forma de calcular las pérdidas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico.

También se mencionan los Sistemas Artificiales de Producción Convencionales, la clasificación de estos, su principio básico y sus componentes principales.

1. Productividad y Sistemas Artificiales de producción.

Un sistema integral de producción es el conjunto de elementos, que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlos en aceite, gas y agua, para que sean tratados para su almacenamiento y comercialización.

Los componentes básicos del sistema integral de producción son (Golan y Whitson, 1991):

- Yacimiento.
- Pozo.
- Tubería de descarga.
- Estrangulador.
- Separadores.
- Tanque de almacenamiento.

Los pozos productores de hidrocarburos pueden clasificarse por el tipo de energía con la que pueden aportar los fluidos a la superficie, siendo esto mediante dos sistemas diferentes:

- ❖ *Sistema Natural*: Son los pozos que aportan fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie con la energía propia del yacimiento, ésta presión del yacimiento es capaz de vencer las caídas de presión presentes en el aparejo de producción.
- ❖ *Sistema Artificial*: Son pozos que necesitan energía adicional, ya que con la energía natural del yacimiento no es suficiente para producir el gasto deseado o bien (inclusive) que no produzcan nada, por lo cual se implemente un Sistema Artificial de Producción (SAP).

Debemos tener en cuenta que aunque los pozos sean fluyentes naturalmente no significa que no se considere un SAP. Existe una gran variedad de Sistemas Artificiales de Producción, pero todos estos corresponden a variaciones o combinaciones de tres procesos básicos.

1. Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas (Bombeo neumático).
2. Bombeo subsuperficial (Bombas de balancín, bombas hidráulicas, bombas electrocentrífugas, etc.).
3. Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

El propósito de utilizar un SAP, es mantener una baja presión de fondo para que la formación pueda tener un mayor aporte de fluidos. El mantenimiento de la presión de fondo requerida es la base para el diseño de cualquier instalación de levantamiento artificial, si una caída de presión determinada puede ser mantenida, entonces el pozo producirá el volumen de fluidos deseado. Esto se puede cumplir independientemente del tipo de sistema instalado.

1.1 Diseño de instalaciones de producción

El aparejo de producción está conformado por todos los accesorios que junto con la Tubería de Producción (TP), son instalados dentro del pozo para que los hidrocarburos fluyan a la superficie. La extracción de hidrocarburos en una terminación es determinada por el tipo de fluido y la presión del yacimiento, para lo cual existen diferentes métodos de explotación a los cuales llamaremos en adelante instalación. Para yacimientos con características y profundidades diferentes, existen diferentes tipos de instalaciones como:

Instalación abierta.- Se usa solamente la TP dentro de la tubería de revestimiento (TR), empleándose en pozos de alta producción y explotándose por espacio anular o por la TP indistintamente como se puede observar en la siguiente figura (Fig. 1.1.1)

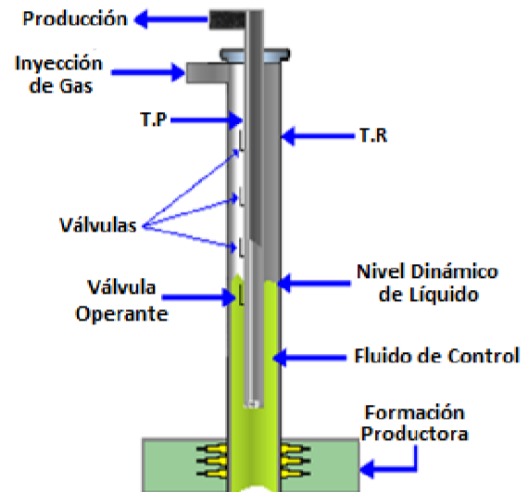


Fig. 1.1.1 Instalación abierta

Instalación semi-cerrada.- Utiliza la TP y un empacador para aislar el espacio anular (Fig. 1.1.2). Es una de la más empleada para la explotación de hidrocarburos, permitiendo el aprovechamiento óptimo de la energía del yacimiento y protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a los que son sometidos, explotándose generalmente solo por el interior de la TP.

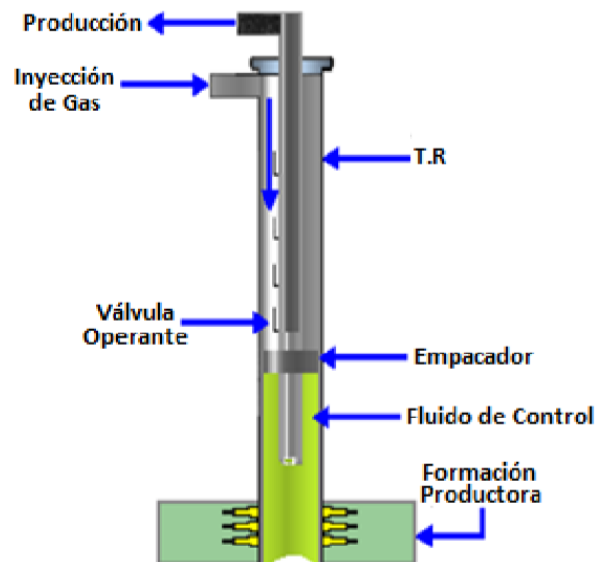


Fig. 1.1.2 Instalación semi-cerrada

Instalación cerrada.- En la figura (Fig. 1.1.3) se muestra un diseño similar al anterior, solo que se instala una válvula de retención alojada en un niple de asentamiento, seleccionando su distribución en el aparejo. El accesorio permite el paso de los fluidos en una sólo dirección.

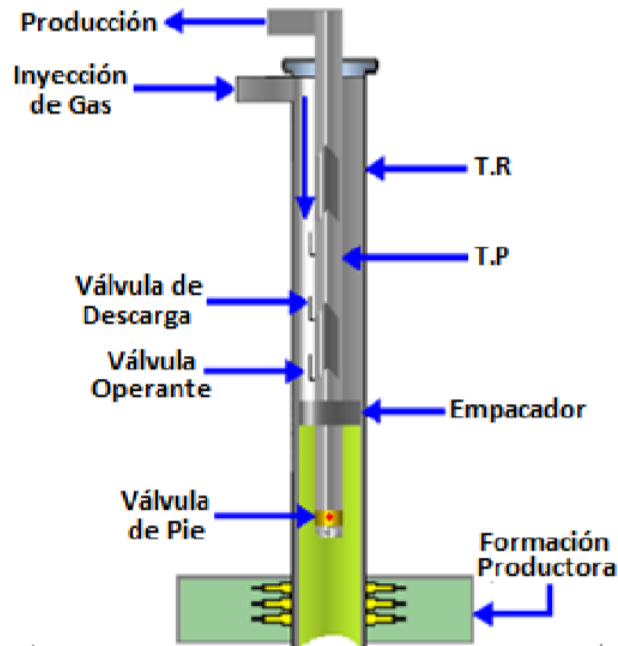


Fig. 1.1.3 Instalación cerrada

Para que un pozo productor aporte los hidrocarburos desde el intervalo productor hacia la superficie, es necesario seleccionar, preparar e introducir un determinado aparejo, el cual una vez operado descargará los fluidos en forma controlada y segura.

1.2 Comportamiento de Pozos

Para yacimientos en los que la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja entonces el comportamiento de la relación entre el gasto y la presión es lineal y está definido con la siguiente expresión:

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ec.(1.1)}$$

Dónde:

- q =Es el gasto de aceite
- P_{ws} = Presión estática del yacimiento
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo
- J = índice de Productividad del pozo.

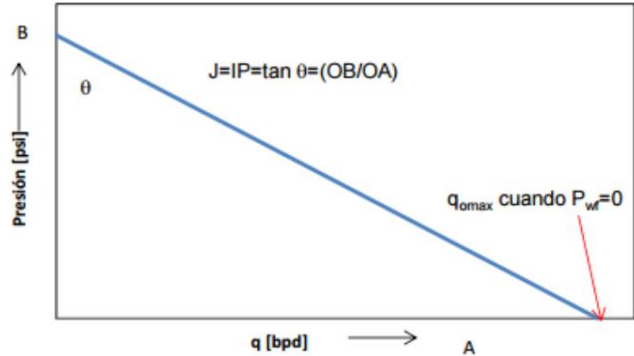


Fig. 1.2.1 Índice de Productividad Golán Michel 1996

Se observa en la anterior figura (Fig. 1.2.1) que cuando el valor de P_{wf} es cero, se alcanza el valor máximo de gasto, siendo éste un valor teórico de lo que podría aportar un pozo, mientras que P_{wf} alcanzara el valor de la presión atmosférica. Si consideramos los efectos que pueden tener las propiedades del yacimiento y empleando la expresión de Darcy para un flujo radial en unidades de campo, el índice de productividad se define como:

$$q_o = \frac{7.08K_a K_{ro} h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Ec.(1.2)}$$

Dónde:

- K_a = Permeabilidad absoluta
- K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite
- h = Espesor neto de la formación
- P_{ws} = Presión estática
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente
- r_e = Radio de drene
- r_w = Radio del pozo
- q_o = Gasto de aceite
- μ_o = Viscosidad del aceite
- B_o = Factor de Volumen del aceite

Sustituyendo y simplificando:

$$J = IP = \frac{7.08K_a K_{ro} h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ec.(1.3)}$$

Expresión con la que es posible obtener el índice de productividad, para flujo radial en unidades de campo.

1.3 Método de Vogel (1968)

Cuando existe flujo en dos fases (aceite y gas) en el yacimiento, la expresión utilizada para yacimientos bajosaturados no se cumple, esto debido a que el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento de la presión. Por tal motivo existen métodos que pueden utilizarse para generar las curvas de IPR bajo diferentes circunstancias, uno de esos métodos es el de Vogel.

Vogel presentó una solución al problema de la determinación del comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas en solución. Sus consideraciones fueron las siguientes:

- El medio poroso es homogéneo e isotrópico, con una saturación de agua constante.
- El yacimiento es circular y cerrado con un pozo penetrándolo en el centro.
- La composición y el equilibrio entre fases son constantes para el aceite y gas.
- Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
- No se considera la compresibilidad de la roca y del agua de formación.

Vogel realizó una gran cantidad de curvas variando las condiciones de porosidades, propiedades PVT, saturaciones, permeabilidades, espaciamentos

entre pozos, fracturamientos y espesores de la formación. Demostrando que la producción del pozo decrece por dos causas:

- Por el depresionamiento del yacimiento.
- Por el incremento de la saturación de gas, lo cual origina una mayor resistencia al flujo de aceite.

Propuso la siguiente correlación para el comportamiento de afluencia o IPR, expresada como:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ec.(1.4)}$$

Dónde:

- q_o = gasto de aceite (bpd).
- $q_{o \text{ máx}}$ = es el gasto de aceite máximo (bpd).
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).
- P_{ws} = Presión estática (psi).

El comportamiento de la Ec. 1.4 se muestra en la siguiente gráfica (Fig. 1.3.1), denominada como curva de referencia de Vogel.

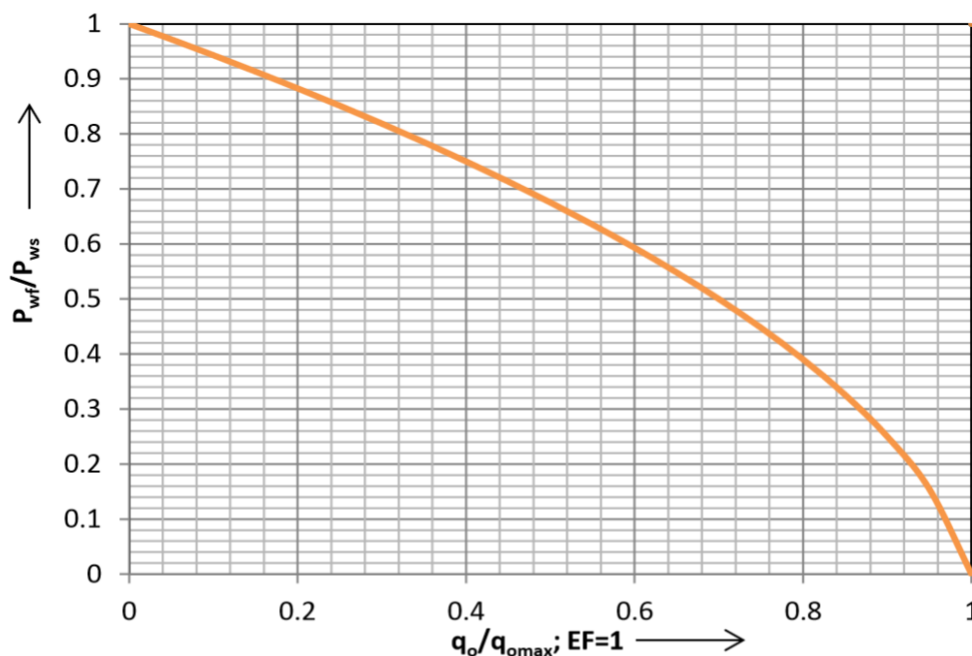


Fig. 1.3.1 Gráfico adimensional de Vogel

Para aplicar esta correlación se deben tomar en cuenta las siguientes observaciones:

- Este procedimiento debe ser considerado correcto únicamente para condiciones de producción, para expansión por gas disuelto.
- Este procedimiento es válido para dos fases (aceite y gas), y no debe ser usado cuando tres fases están fluyendo.
- Válido para daño cero (EF=1).

La ecuación de Vogel puede ser utilizada para calcular el valor de P_{wf} dado un gasto y P_{ws} ,

$$P_{wf} = 0.125P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{o\ max}} \right)} \right] \quad \text{Ec.(1.5)}$$

1.4 Método de Standing (1970)

Las curvas generalizadas de Standing son una extensión del trabajo realizado por Vogel pero considera eficiencias de flujo, para pozo con daño y estimulación.

La eficiencia de flujo se define como:

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf'}}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ec.(1.6)}$$

El ΔP_s es la diferencia entre $P_{wf'}$ y P_{wf} , por lo que representa una resistencia adicional al flujo en las vecindades del pozo.

La determinación de la caída de presión por daño (ΔP_s) se calcula usando el factor de daño (S), el cual se determina a partir de pruebas de presión, y en donde ΔP_s se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} (S) \quad \text{Ec.(1.7)}$$

En donde S es el factor de daño (adim).

Una vez obtenida ΔP_s se puede obtener la eficiencia de flujo (EF). Standing logró la construcción de una gráfica de referencia que sirve para la construcción de la curva de IPR, la cual es válida para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5.

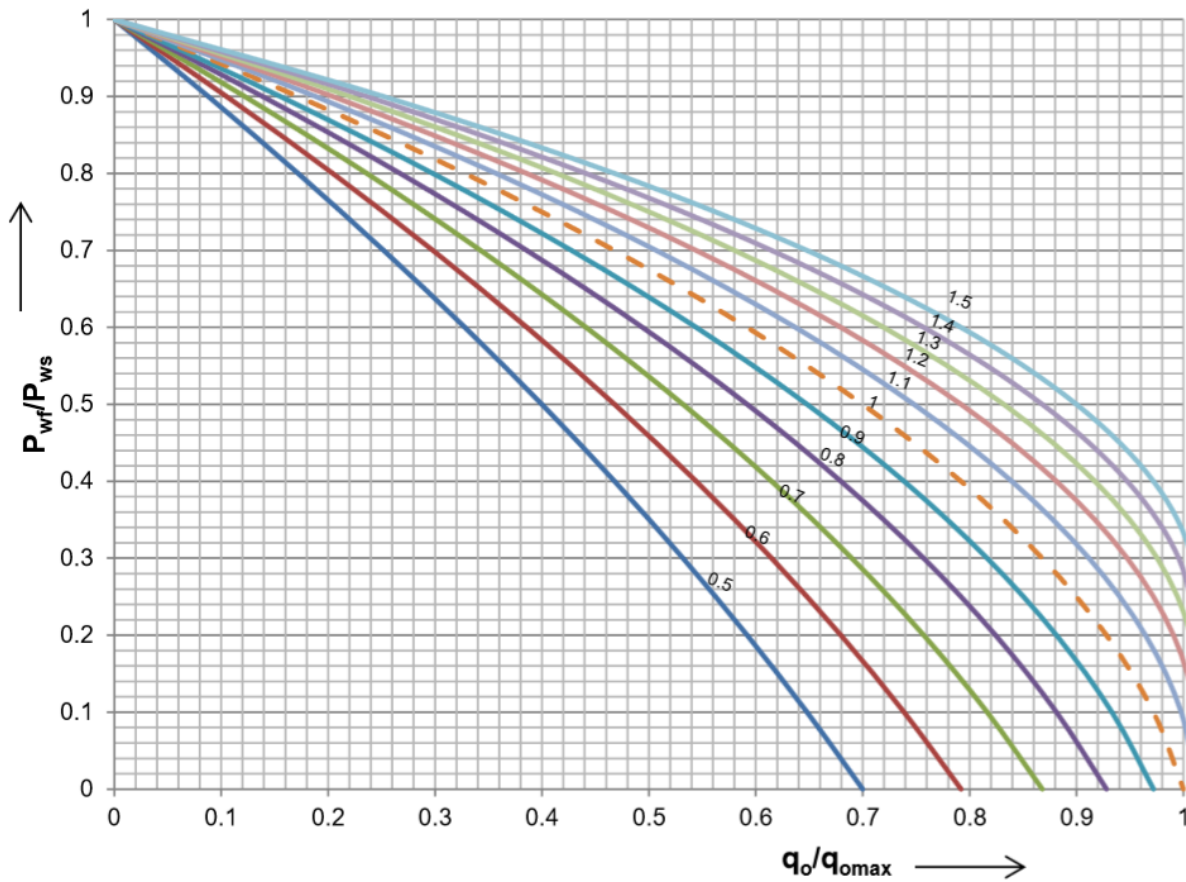


Fig. 1.4.1 Gráfico Adimensional de Standing

De la gráfica anterior (Fig. 1.4.1) es posible:

- determinar el gasto posible para cualquier presión de fondo fluyendo y diferentes valores de EF.
- el gasto máximo posible para un pozo dañado.
- el gasto máximo si el daño fuera removido.
- la construcción de curvas de IPR

Para flujo radial, considerando los datos geométricos del yacimiento, la eficiencia de flujo puede determinarse con la siguiente expresión:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.47r_e}{r_w}\right) + s} \quad \text{Ec.(1.8)}$$

En donde S es el factor de daño (adim)

Aplicando la ecuación de Vogel, pero en este caso considerando la definición para P_{wf}' , considerando que,

$$P_{wf}' = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})EF \quad \text{Ec.(1.9)}$$

Se establece la siguiente correlación,

$$\frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2 \quad \text{Ec.(1.10)}$$

En donde: P_{wf} es la presión de fondo fluyendo dañada (psi).

1.5 Flujo multifásico en tuberías verticales

Una vez que los fluidos del yacimiento están dentro del pozo, se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instalado para su transporte hasta la superficie. El comportamiento de este flujo en pozo, desde la profundidad media del intervalo hasta la superficie se le conoce como flujo multifásico en tuberías verticales o inclinadas, y ha sido estudiado por diversos investigadores los cuales han aportado a la industria petrolera la metodología para predecir el comportamiento del flujo a través de las tuberías.

Estos métodos que a continuación se presentan, fueron desarrollados para determinar los gradientes de presión, cuando fluyen simultáneamente aceite, gas y agua:

1. Poettman y Carpenter (1952)
2. Griffith y Wallis (1961)
3. Baxendell y Thomas (1961)
4. Fancher y Brown (1963)
5. Duns y Ros (1963)
6. Hagedorn y Brown (1965)
7. Orkiszewski (1967)
8. Azis, Govier y Fogarasi (1972)
9. Chierici, Ciucci y Sclocchi (1973)
10. Beggs y Brill (1973)

Todas ellas desarrolladas para representar de la mejor manera el comportamiento de flujo multifásico en tuberías (determinación del gradiente de presión). El más versátil de estos métodos es Beggs y Brill, debido a que puede ser aplicado tanto en tuberías verticales o inclinadas en el caso del pozo, y también en tuberías horizontales, como las líneas de descarga.

Pero debe tenerse en cuenta que ningún método es capaz de simular todas las condiciones de flujo que se presentan en el pozo, debido a que cada uno fue desarrollado con condiciones específicas de flujo, cubriendo un determinado rango de variaciones en las variables que intervienen en el fenómeno de flujo, por lo cual cada método tiene limitantes.

Sin embargo cuando son aplicados dentro de rango de condiciones en que fueron desarrollados, la precisión se mejora al ser comparados con datos medidos.

1.6. Selección del Sistema Artificial de Producción Convencional

La selección correcta del SAP representa uno de los mayores retos que tiene el ingeniero de producción, ya que debe realizar un estudio técnico-económico, tomando en cuenta tanto la ingeniería de yacimientos como de perforación (terminación de pozo).

Como se ha mencionado en la selección del sistema artificial de producción intervienen diversos factores entre los que destacan:

- características de producción.
- características del yacimiento.
- características del pozo (Estado mecánico del pozo)
- propiedades de los fluidos.
- cantidad y tipo de energía a utilizar.
- ubicación.
- infraestructura existente.
- problemas operacionales.
- mantenimiento y personal operativo

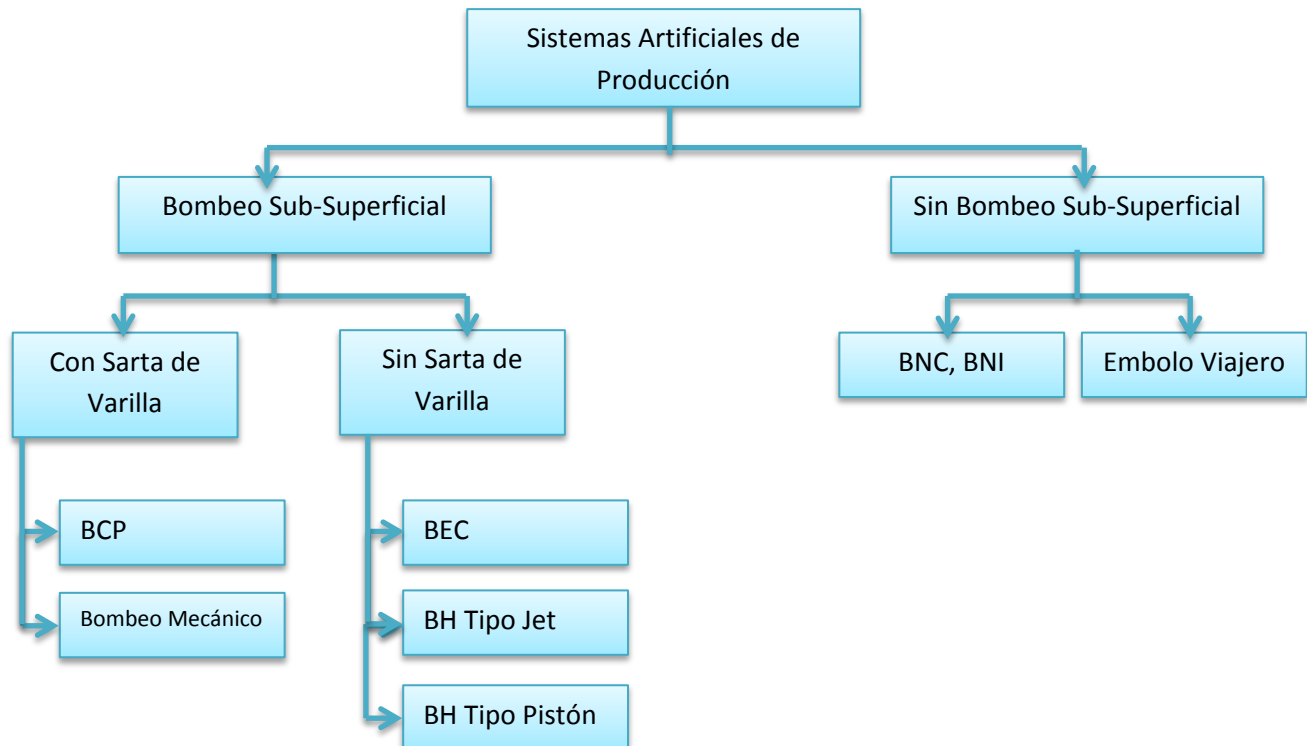
El objetivo primordial dentro de la industria petrolera es la optimización de la producción por lo que no sólo es necesaria una buena selección del sistema artificial, si no que éste debe ser diseñado de tal manera que permita una instalación segura y fácil de monitorear para así poder corregir a tiempo cualquier anomalía que pudiese afectar la productividad del pozo.

La selección del método del SAP para una cierta aplicación está basada en los resultados de un análisis técnico y económico. Para cada aplicación, ciertos métodos tendrán un mejor desempeño que otros. Normalmente en casos reales, las características de cada método y la producción condicionan y limitan las posibles opciones.

1.7 Clasificación del Sistema Artificial de Producción

Entre los diferentes SAP se presentan la siguiente clasificación:

- Sistema de Bombeo Mecánico.
- Sistema de Bombeo Hidráulico (tipo pistón y jet).
- Sistema de Cavidades Progresivas.
- Sistema de Émbolo Viajero
- Sistema de Bombeo Neumático (continuo e intermitente).
- Sistema de Bombeo Electro Centrífugo.
- Sistemas combinados (híbridos).



Hay que recordar que el mejor método, es el que aumenta al máximo la ganancia o beneficio y que no obliga a cambiar de sistema durante cierto tiempo de explotación; se debe considerar que el SAP debe estar en función de las condiciones de la producción que prevalece.

Los SAP deben ser considerados al inicio del plan de desarrollo del campo del yacimiento, desde la perforación y la terminación, para así tomar las decisiones de la producción a manejar. Se deberán conocer las condiciones de la producción y los cambios futuros.

Algunas de las características de la producción que afectan esta fase son:

- temperatura en el fondo del pozo.
- producción de Sólidos.
- producción de Gas.
- fluidos Corrosivos.
- problemas de Incrustaciones.
- estabilidad.
- cambios en las condiciones de producción con el tiempo.
- condiciones de la TP, TR, etc.

1.7.1 Bombeo Mecánico

El principio fundamental de este sistema es extraer los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie por medio de un movimiento ascendente descendente. La unidad de bombeo mecánico es accionada por un motor (eléctrico o de combustión interna), dicha unidad es la encargada de transmitir la energía proporcionada por el motor a la sarta de varillas, convirtiendo el movimiento oscilatorio de la flecha del motor en un movimiento recíprocante, además de mantener la verticalidad de la varilla pulida.

El Bombeo Mecánico tiene los siguientes componentes principales:

Superficial

- Motor
- Reductor de engranes
- Unidad de bombeo

Subsuperficial

- Bomba
- Sarta de varillas

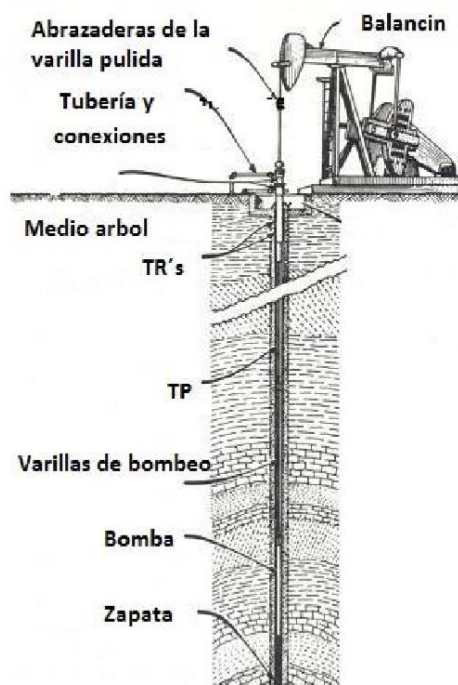


Fig. 1.7.1.1 Bombeo Mecánico

Existen diversos tipos de unidades de bombeo superficial, ya que en ocasiones la unidad de bombeo convencional resulta poco adecuada al espacio o a las especificaciones requeridas. Estas unidades son:

Bimba: Es la unidad de bombeo convencional, este tipo de unidad cuenta con elemento mecánico llamado reductor de engranes, este hace girar las manivelas que a su vez hacen girar al balancín.

El peso de la sarta de succión, la bomba y de la columna de fluidos desequilibran la fuerza necesaria para el movimiento recíprocante, es decir, se requiere mucha fuerza para levantar el aparejo, y solo la gravedad para bajar. Para disminuir este esfuerzo, el peso del aparejo se equilibra o balancea con masas de acero (contrapesos), en el caso de la bimba y en el caso de la UBH con la fuerza que proporciona el nitrógeno a presión.

Una vez balanceado, solo es necesaria poca fuerza para subir y bajar la bomba en el fondo, esto reduce por mucho el consumo de energía necesaria, de ahí la importancia de un buen balanceo.

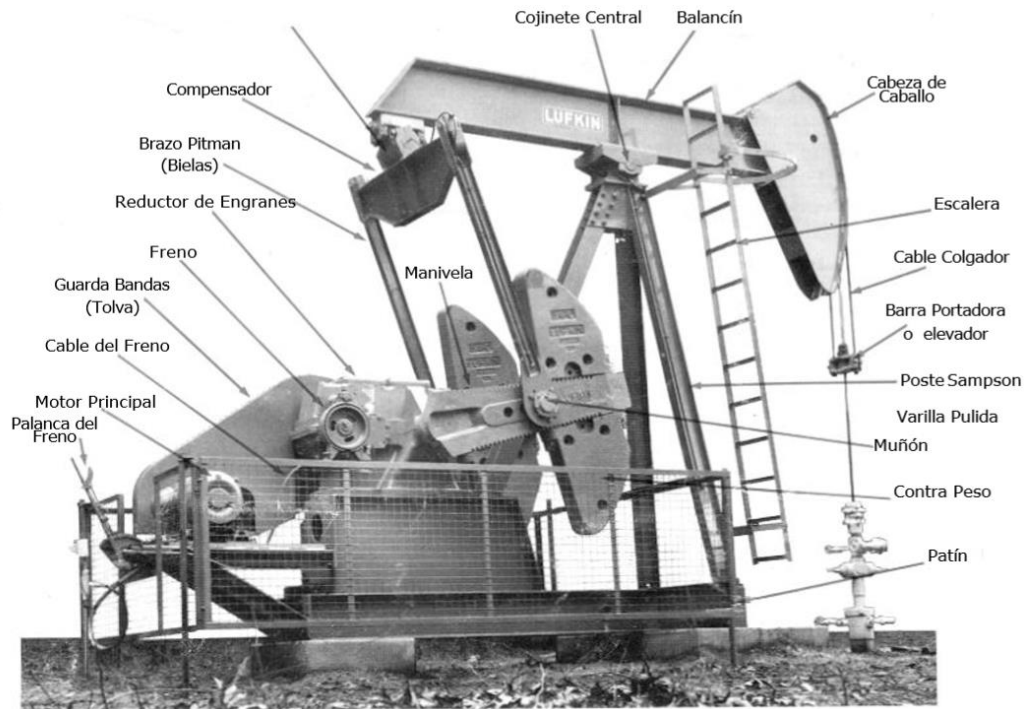


Fig. 1.7.1.2 Unidad de Bombeo Mecánico Convencional

Unidad Hidroneumática de Bombeo Reciprocante: Estas unidades son también conocidas como unidad TIEBEN, estas presentan un mejor desempeño que las unidades convencionales. Esta unidad tiene un sistema hidráulico para realizar el movimiento ascendente-descendente y un sistema de balanceo hidroneumático, como su nombre lo indica tiene una serie de tanques de nitrógeno (acumuladores) para contrabalancear la unidad para soportar el peso de las varillas tanto en el movimiento ascendente (bomba llena) como descendente (bomba vacía).

1.7.2 Bombeo de Cavidades Progresivas

El Bombeo de Cavidades Progresivas consiste en una bomba helicoidal constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una de ellas gira y está en contacto permanente dentro de la otra que es fija, este movimiento genera un engranaje helicoidal. Está constituida por:

Rotor: Es una pieza metálica encargada de hacer el movimiento helicoidal, es accionada con el movimiento radial de la varilla de bombeo.

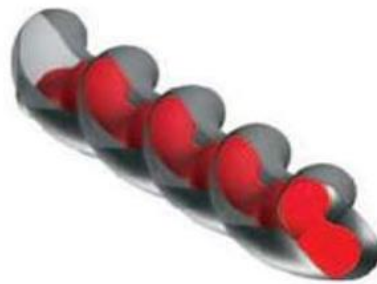


Fig. 1.7.2.1 Rotor

Estator: Es la parte externa, está constituida por una camisa de acero revestida internamente con un elastómero, moldeado de tal forma que al girar el rotor se genere un engranaje helicoidal con entre estos componentes, el paso del estator debe ser el doble que el del rotor.

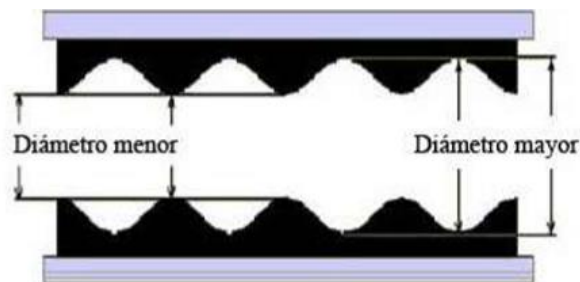


Fig. 1.7.2.2 Estator

Elastómero: Es una goma en forma de espiral que está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original; y tiene la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

Al momento de que el rotor gira en el interior del estator, estas cavidades se desplazan axialmente desde la succión hasta la descarga de la bomba. Se considera como un bombeo de desplazamiento positivo ya que las cavidades están selladas hidráulicamente.

El rotor y el estator no son concéntricos, el movimiento del rotor es combinado, primero tiene un movimiento rotacional sobre su propio eje y otro rotacional alrededor del eje del estator.

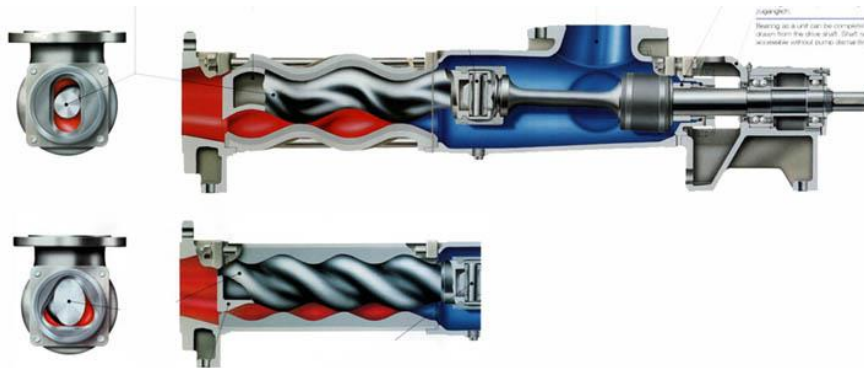


Fig. 1.7.2.3 Rotor, Estator, Elastómero

El Bombeo de Cavidades Progresivas está en continua aplicación en la industria petrolera y usualmente se usa para levantar crudos viscosos con alta concentración de arena y puede tolerar altos porcentajes de gas libre. A pesar de su alta eficiencia, el Bombeo de Cavidades Progresivas tiene algunas desventajas en comparación con otros métodos, la más significativa se relaciona con su capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos

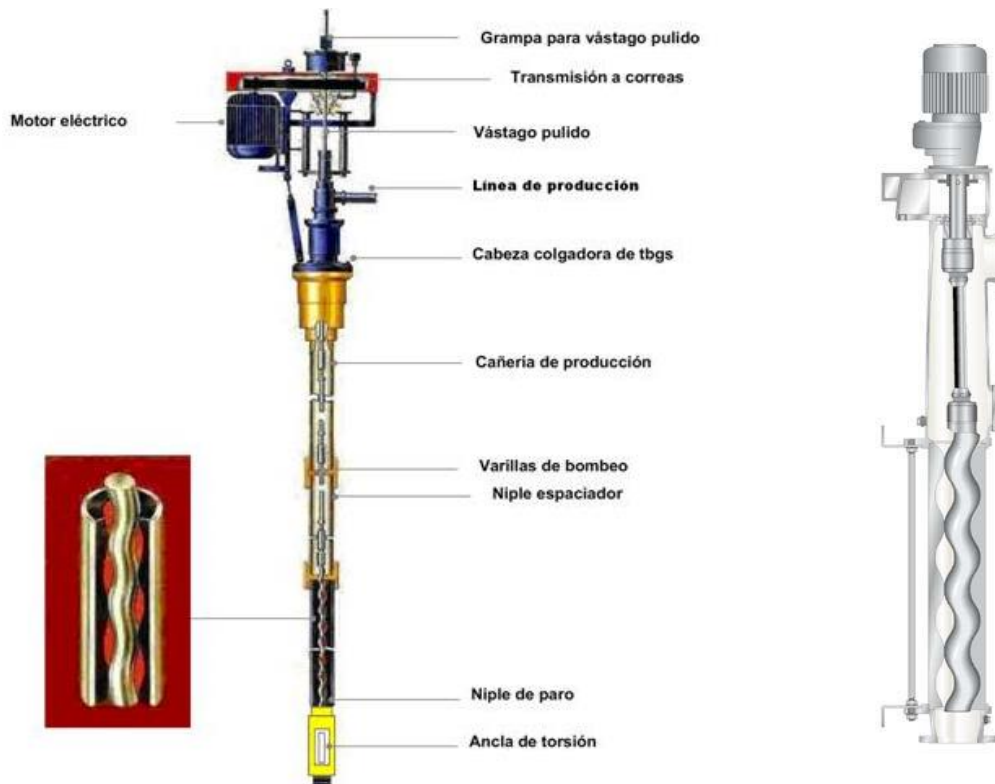


Fig. 1.7.2.4 Aparejo del SAP Cavidades Progresivas

1.7.3 Bombeo Hidráulico tipo JET y tipo pistón

El objetivo del bombeo hidráulico como de cualquier otro sistema artificial de producción, es adicionar energía al pozo por medio de una fuente externa para ayudar a conducir los fluidos desde el fondo del pozo de una manera económica y eficiente.

El bombeo hidráulico tipo pistón consiste en un motor y una bomba reciprocante, la descarga de la bomba está conectada al pozo, dicho equipo transmite potencia mediante acción hidráulica a una unidad instalada en el pozo, esta unidad puede estar en el fondo del pozo o a una determinada profundidad dentro de este.

El fluido motriz que es inyectado (agua o aceite) acciona este equipo subsuperficial. Este equipo consiste principalmente en una bomba y un motor que impulsan el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie manteniendo estos fluidos a un presión adecuada para llegar a las instalaciones superficiales.

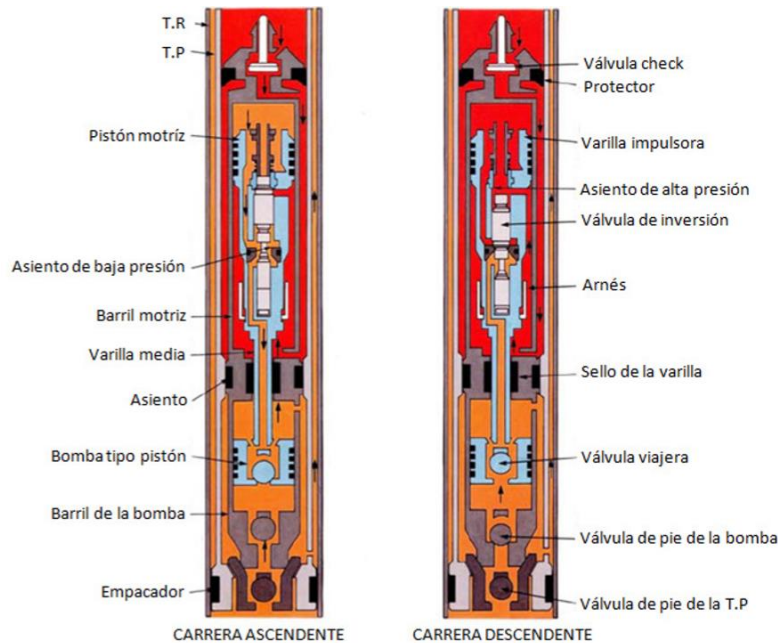


Fig. 1.7.3.1 Bomba Hidráulica Tipo Pistón

El bombeo hidráulico tipo jet a diferencia del tipo pistón no ocupa partes móviles y su principio de operación consta en una transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. Las bombas jet operan bajo el principio Venturi, el fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz, esta reducción de la presión hace que el fluido producido entre en la cámara y se mezcle con el fluido motriz, al seguir el recorrido el fluido, dentro del difusor la energía en forma de alta velocidad se convierte en un incremento de la presión suficiente para bombear el gasto de la mezcla (fluido motriz con aceite de formación).

El fluido motriz es un elemento esencial de este sistema, este fluido debe de cumplir con características muy particulares para que tenga un buen desempeño. La función principal del fluido motriz es la de proporcionar la energía necesaria para accionar el motor de la unidad de producción además de lubricar todas las partes del sistema.

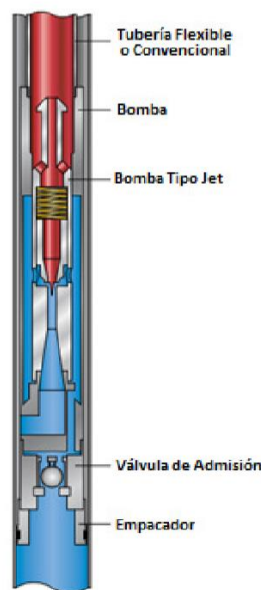


Fig. 1.7.3.2 Bomba Hidráulica Tipo Jet

Las características principales del fluido motriz son las siguientes:

- **Baja viscosidad:** De este parámetro depende las características de la bomba a utilizar, ya que entre más viscoso sea el fluido, mayor será la presión de descarga de la bomba, por lo que se recomienda que el fluido tenga la menor viscosidad posible.
- **Limpio:** Es importante que el fluido esté libre de impurezas para evitar problemas de corrosión o abrasión del equipo con el que este en contacto.
- **Alto poder de lubricación:** Esto es debido a que el fluido estará en contacto con las partes móviles del sistema.

1.7.4 Bombeo de Embolo Viajero

El método del embolo viajero utiliza un pistón que se desplaza de manera cíclica por toda la longitud de la sarta de producción desde el tope localizado en el fondo hasta el cabezal de producción. Generalmente el émbolo viajero se clasifica como un método separado, podría no entrar en la categoría de sistemas artificiales debido a que en la definición de sistema artificial se menciona que estos sistemas proporcionan energía adicional al pozo. Sin embargo en este trabajo se tomará como parte de ellos debido a que en combinación de otros elementos puede llegar a mantener la producción de un pozo.

Algunas de sus aplicaciones más comunes son:

- En pozos de aceite con altas RGA (Relación gas-aceite) para mantener la producción de manera cíclica.
- Pozos de aceite o gas para mantener la tubería de producción limpia de parafina, incrustaciones, etc.
- En conjunto con bombeo neumático intermitente para reducir la caída de líquido al fondo.
- En pozos de gas para descargar el líquido acumulado en el fondo del pozo.

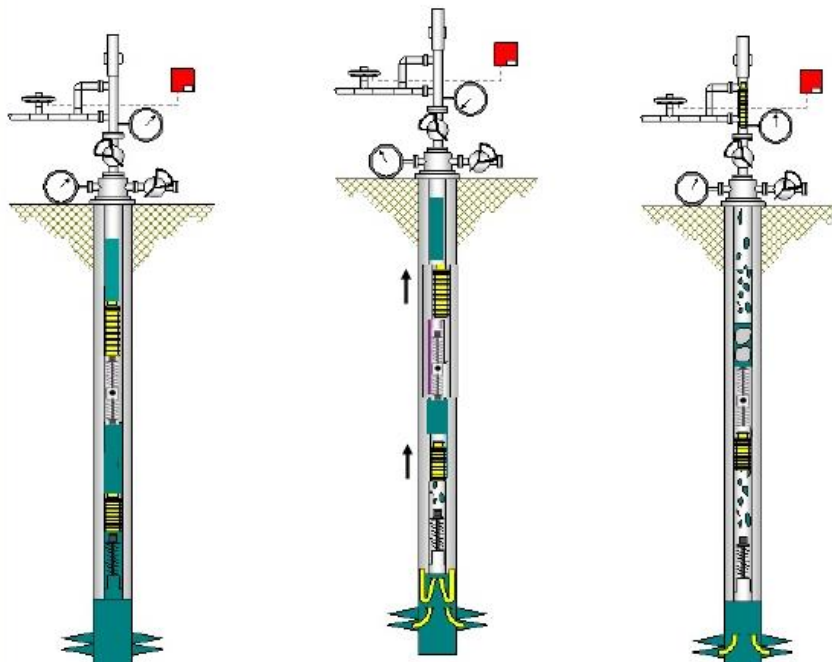


Fig. 1.7.4.1 Aparejo y funcionamiento del SAP Embolo Viajero

Cuando el émbolo es usado en operaciones de bombeo neumático intermitente es una forma independiente de dicho método. Al introducir el émbolo, este genera una interfaz sólida entre el gas y el líquido. La presión del gas inyectado debajo del émbolo debe ser mayor que la presión ejercida por la carga del líquido por encima del émbolo, al realizar este recorrido el émbolo hace una especie de barrido minimizando la caída de líquido y minimiza el efecto de penetración de gas en el centro del bache de líquido; su aplicación en el bombeo neumático intermitente hace más eficiente el levantamiento.

1.7.5 Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Un sistema BEC estándar consiste de instalaciones subsuperficiales con una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, separador de gas (si se requiere), protector, motor eléctrico, cable de potencia y sensor de fondo. En sus instalaciones superficiales tiene un transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos accesorios que aseguran una buena operación como lo son: flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo.

La bomba electrocentrífuga va instalada dentro del pozo, generalmente está instalada de tal manera que los fluidos producidos fluyan por dentro de la camisa, la cual fuerza a los fluidos producidos circular alrededor del motor, proporcionando un sistema de enfriamiento natural. El motor recibe la energía necesaria mediante un cable de potencia pegado a la T.P. Por encima del motor se encuentra el protector, el cual provee un sello y equilibra las presiones internas y externas para evitar que los fluidos producidos entren al motor y contaminen el aceite del mismo.

A continuación, el fluido de la formación pasa a través del separador con el fin de regular la cantidad de gas libre que ingrese a la bomba. Una vez el fluido dentro, la bomba impulsará el fluido a la superficie.

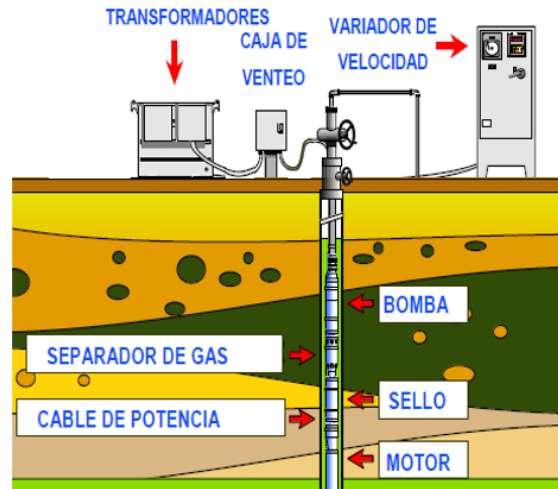


Fig. 1.7.5.1 Diagrama típico de un pozo con Bombeo Electrocentrífugo

1.7.6 Bombeo Neumático (BN)

El Bombeo Neumático consiste en la inyección continua o intermitente de gas a alta presión en la parte inferior de la tubería de producción para mantener o aumentar el potencial de flujo del pozo. El gas inyectado por el espacio anular se mezcla en la tubería de producción con los fluidos provenientes del yacimiento, disminuyendo el gradiente de flujo, permitiendo a los pozos operar a una menor presión de fondo, manteniendo o aumentando la producción. Para que lo anterior pueda ocurrir el gas cumple tres importantes funciones que se representan:

Disminuye la densidad del fluido: Al entrar en contacto el gas a alta presión con los fluidos provenientes del yacimiento, la columna de líquido se gasifica incrementando el volumen aparente de la columna y resultando en una disminución de la densidad de la columna de fluido.

Expansión del gas: Al hacer el recorrido dentro de la tubería de producción el gas aumenta su volumen (se expande) debido a que hay una reducción de la presión conforme disminuye la profundidad.

Desplazamiento de líquido: Cuando las burbujas son lo suficientemente grandes como para ocupar todo el diámetro interno de la tubería de producción, se crea una interfaz de líquido-gas formando baches de líquido que son desplazados por la corriente ascendente de gas subyacente.

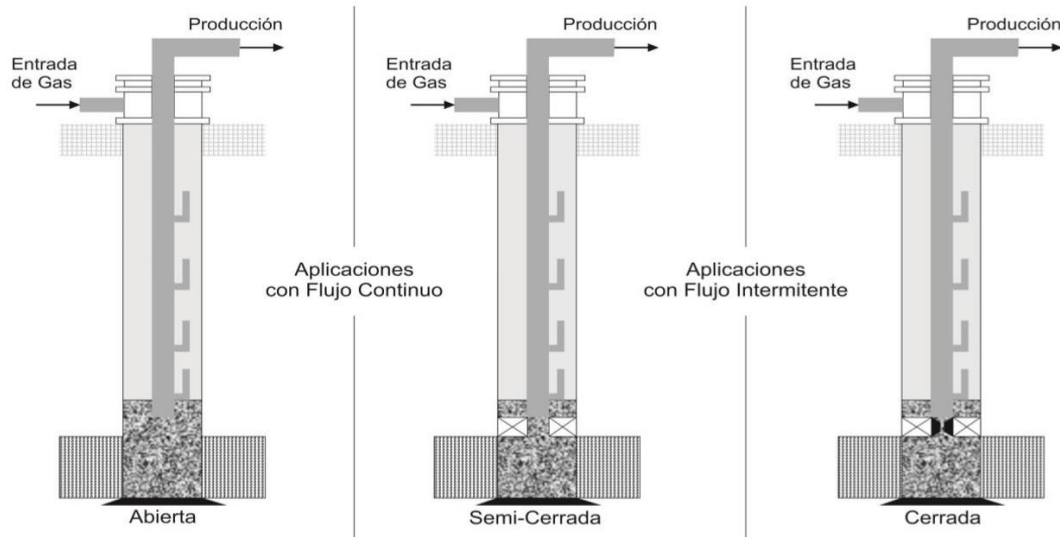


Fig. 1.7.6.1 Bombeo Neumático

Al igual que los otros SAP, los componentes del Bombeo Neumático puede dividirse en subsuperficiales (TP y válvulas de inyección de gas) y Superficiales (válvulas reguladora de flujo del gas y medidor de flujo de gas).

1.8 Rangos de Operación de los SAP

Como se mencionó anteriormente, la selección de un SAP depende de diversas consideraciones. A continuación se presenta una tabla de Rango de los parámetros para la aplicación de los mismos.

Tabla 1.1 Rango de los parámetros para la aplicación de los SAP

Atributo	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrifugo sumergible	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico Jet
Profundidad de operación [metros]	4880	2400	4570	3500	5500
Eficiencia total del sistema	5 – 30 %	50 – 60 %	40 – 50 %	50 – 70 %	10 – 20 %
Aplicación Costa Afuera	Excelente: Debe ser comúnmente el método adecuado y disponible para la inyección de gas.	Malo: Se debe diseñar para el tamaño de la unidad, peso y sacar la unidad por el espacio.	Bueno: Deberá proveerse de energía eléctrica y servicios de arranque de la unidad.	Malo: Puede tener alguna aplicación especial costa afuera. Sin embargo, es necesario sacar la unidad.	Bueno: Puede ser usado para dar fuerza al fluido antes de ser separado en los sistemas de tratamiento de la producción.
Temperatura de operación. [°C]	40 – 200	40 – 290	40 – 290	40 – 180	40 – 260
Habilidad de manejo de gas	Excelente: Reduce la producción de gas necesario para la inyección de gas.	Malo – Bueno: Bueno si puede dar escape y usando fijo el gas natural con un apropiado diseño de la bomba. Malo si debe manejar la bomba >50% de gas libre.	Malo – Favorable: Para gas libre (con >5%) a través de la bomba. Los separadores de gas rotatorios son útiles si no se produjeran sólidos.	Malo: Si debe bombear algún gas libre.	Bueno-Favorable: Bomba estable concéntrica o paralela permite una libertad del escape del gas con un apropiado separador de gas abajo del agujero debajo de la bomba de succión.
Corrosión Capacidad de inhibición	Bueno: Inhibidor en la inyección de gas y/o la corrosión abajo en la T.P es bueno. Los pasos deben ser tomados a fin de evitar la corrosión en las líneas de inyección de gas.	Bueno-Excelente: Tratamiento de inhibidores de corrosión Frecuentemente usados en el espacio anular	Regular: Tratamiento de inhibidor para corrosión sólo a la entrada a menos que debiera usarse.	Bueno: Tratamiento de inhibidor para corrosión abajo en el anular es bueno.	Bueno-Excelente: Inhibidor con una mezcla de la fuerza del fluido producido a la entrada de la garganta de la bomba jet. Tratamiento por corrosión en el anular es bueno.

Manejo de sólidos	Bueno: A veces se requiere del corte mecánico. El gas de inyección puede agravar un problema ya existente.	Regular – Bueno: Tratamiento caliente de agua/aceite y/o uso de posibles raspadores (escareador), pero incrementan los problemas de operación y costos.	Regular: Tratamiento caliente de agua/aceite, el corte mecánico, con inhibidores de corrosión.	Regular: TP puede necesitar tratamiento. La varilla rascadora no se usa. Posibilita una destitución de la bomba y la circulación de fluidos calientes en el sistema.	Bueno-Excelente: Circulación caliente abajo del agujero la bomba minimiza y aumenta.
Capacidad de manejo de alta Viscosidad	Regular: Pocos problemas para >16 API o debajo de 20 cp de viscosidad.	Bueno: Para fluidos <200 cp y bajo gasto (400 BPD).	Regular: Limitado alrededor de los 200 cP	Excelente: Para viscosidades altas de los fluidos.	Bueno - Excelente: Producción con una alta viscosidad hasta 800 cP.
Densidad del fluido [°API]	>15	>8	>10	>8	>8
Costo de capital	Costos bajos: El sistema de compresión central reduce los costos por pozos.	Moderadamente Bajo: Incrementa con la profundidad y unidades más grandes.	Relativamente bajo: Si se dispone de una fuerza eléctrica comercial.	Bajo: Incrementa con la profundidad y gastos muy grandes.	Competitivo con el Bombeo Mecánico. Los incrementos en los costos son por los altos requerimientos de caballos de fuerza.
Confiabilidad	Excelente: Si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y mantenido.	Excelente: Si se siguen las buenas prácticas de operación y si la corrosión, parafinas, asfáltenos, sólidos, desviaciones, etc, son controlados.	Varía: Excelente para los casos de producción ideales; Malo para las áreas de problemas. Muy sensible a las temperaturas de operación y mal funcionamiento eléctrico.	Bueno: Normalmente por encima del bombeo y la carencia de experiencia disminuyen el tiempo de corrida.	Bueno: Con el tamaño apropiado de garganta y tobera para las condiciones de operación.
Gasto de operación [bpd]	100 – 30,000	5 – 5,000	150 – 100,000	5 – 5,000	300 – 15,000

Capítulo 2

En éste capítulo se realiza una descripción de los componentes principales del Bombeo Electrocentrífugo Sumergible, así mismo, se mencionan las ventajas y desventajas del BEC, y se presenta un ejemplo de cálculo de un diseño de un pozo típico en instalaciones costa afuera.

2. Sistema Artificial de Bombeo Electrocentrífugo

El bombeo electrocentrífugo sumergido, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente. Debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos que causan un efecto negativo en el aparejo.

Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades. Posee un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es parcialmente exitosa cuando maneja bajas relaciones gas-aceite. El sistema puede operar sin empacador Inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos; su unidad de impulso (motor) está acoplada directamente con la bomba en el fondo del pozo.

Anteriormente se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, garantizando la alimentación continua de líquidos en la succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo, además, se suponía la existencia del flujo de una sola fase líquida en la tubería de producción. Estas suposiciones, aun hoy son válidas para pozos productores de agua o para aquellas con altas relaciones agua- aceite y volúmenes despreciables de gas.

En la actualidad, el diseño ha mejorado, determinando caídas de presión en las tuberías. El uso de correlaciones para para el cálculo de propiedades PVT, permitió seleccionar un equipo de bombeo con mejor aproximación, para pozos donde existen grandes cantidades de gas, esto condujo a reducir las dimensiones del motor y la bomba.

2.1 Elementos de bombeo electrocentrífugo.

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituida por, elementos superficiales:

- Motor eléctrico.
- Protector.
- Separador de gas.
- Bomba electrocentrífuga.
- Cable conductor.

y las partes superficiales:

- Cabezal.
- Cable superficial.
- Tablero de control.
- Transformadores
- Caja de venteo.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación:

- Flejes de cable.
- Extensión de la mufa.
- Válvula de drene.
- Válvula de contrapresión.
- Centradores.
- Sensor de presión y temperatura de fondo.
- Caja de unión.
- Controlador de velocidad variable para control del motor.

Cada uno de los componentes son indispensables, ya que cada uno cumple una función específica para que el sistema funcione adecuadamente.

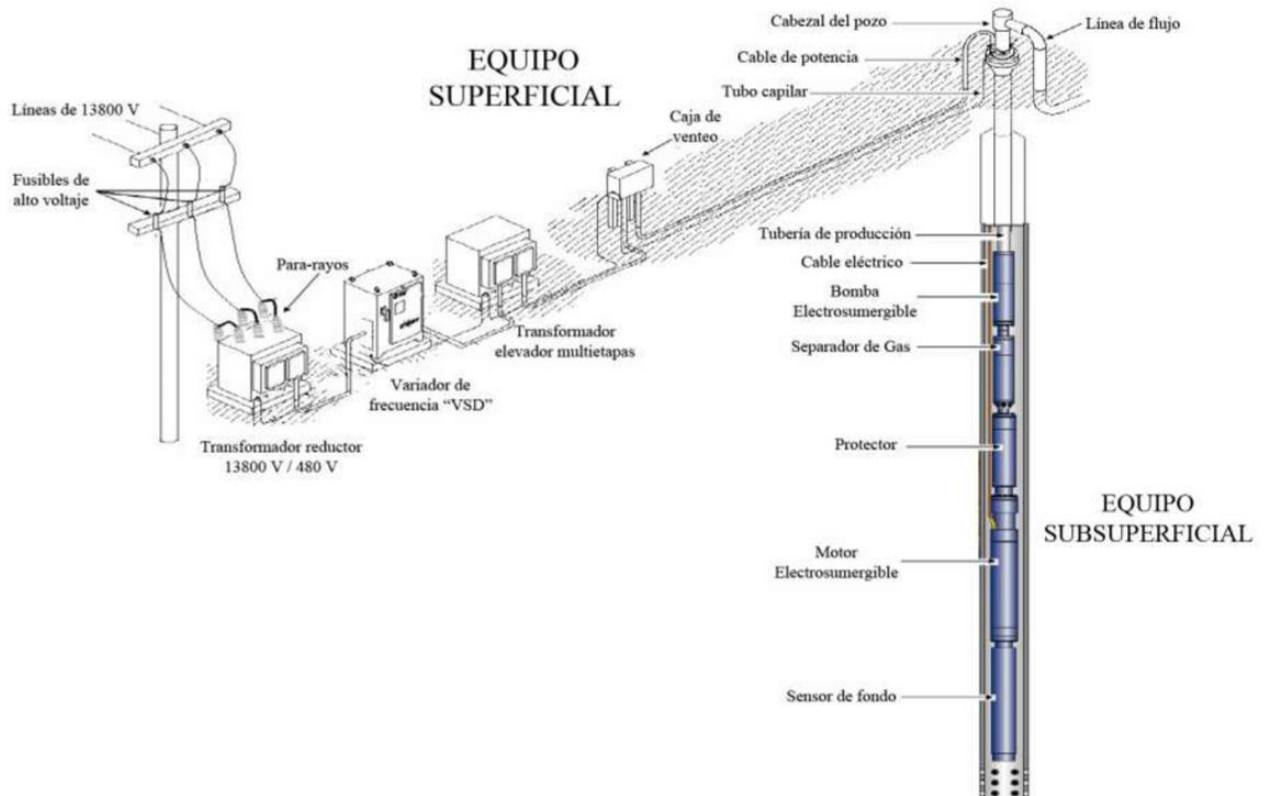


Fig. 2.1.1 Equipo Superficial y Subsuperficial del BEC (Apuntes SAP, 2014)

2.2 Equipo superficial

Tablero de control. El tablero de control domina la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Puede contener, fusibles de protección para sobrecarga, de desconexión (sobre carga, baja carga) u otros dispositivos de control remoto. Su complejidad depende de los dispositivos que sean integrados en él.

Controlador de velocidad variable (VSD). La Bomba Electro centrífuga es típicamente poco flexible cuando opera a una velocidad fija; el equipo está limitado a una gama fija de caudales de producción y a una altura de columna dinámica generada que es fija para cada caso. El Controlador de Velocidad Variable (VSD) ha ganado rápida aceptación como un accesorio del sistema ESP, de gran valor para aliviar estas restricciones.

Permitiendo que se varíe la velocidad del equipo entre 40 y 60 Hz, con lo cual se puede cambiar el caudal, la altura de columna dinámica o ambas, dependiendo de las aplicaciones. Estos cambios se logran con solo cambiar la velocidad de operación, sin modificaciones al equipo en el fondo del pozo.



Fig. 2.2.1 Control de velocidad Variable (VSD)

Transformador reductor. También se conoce como transformador desfasador, es usado para reducir el voltaje de la fuente primaria de energía a un valor que pueda ser manejado por el Control Superficial de Encendido ó un Controlador de Velocidad Variable (VSD).

Si se usa un control superficial de encendido, el voltaje de salida del transformador debe ser el requerido por el motor. En cambio, si se usa un Controlador de Velocidad Variable, el voltaje de salida es el requerido por este equipo y es necesario contar con un transformador secundario, el cual puede ser un auto-transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores de una sola fase.

Transformador elevador. Si se emplea un Controlador de Velocidad Variable, es necesario utilizar un transformador secundario que permita aumentar el voltaje a un nivel adecuado a los requerimientos del motor. Por esta función, el transformador secundario también es llamado “Transformador Elevador” y como se mencionó anteriormente, puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.



Fig. 2.2.2 Transformador elevador

Caja de venteo. Se ubica entre la cabeza del pozo y el equipo de control superficial, desempeñando una función de seguridad. Aloja la conexión entre el cable proveniente del interior del pozo y el cable de potencia del Control Superficial de Operación.

Árbol de válvulas. Debe reunir las condiciones necesarias para permitir el paso del cable de potencia formando un sello adecuado. Incluye también válvulas de control y permite la instalación de estranguladores de producción.

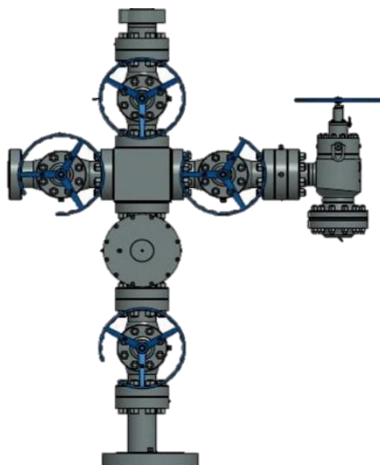


Fig. 2.2.3 Árbol de válvulas para el BEC

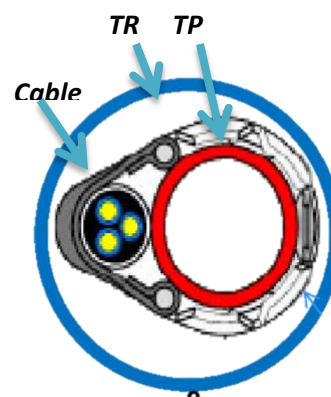


Fig. 2.2.4 Vista superior de TR, TP y cable

2.3 Equipo subsuperficial

Motor eléctrico. El motor eléctrico es trifásico y de corriente alterna provee la energía para hacer rotar a la bomba y acelerar a los fluidos bombeados. Las bombas electro-centrífugas son movidas por motores eléctricos de inducción de corriente alterna, tipo jaula de ardilla, de dos polos y tres fases.

Estos motores son llenados con aceite dieléctrico mineral altamente refinado, el cual provee lubricación a los cojinetes y transfiere el calor generado hacia la carcasa.

Durante la operación el motor alcanza altas temperaturas de trabajo. El exceso de calor es removido por la acción de la corriente de fluidos que pasan alrededor de él, esto implica que el motor debe ser ubicado dentro del pozo, de manera que se asegure el contacto con los fluidos producidos por el yacimiento.

Los motores son fabricados en diferentes voltajes los cuales van de unos 440 volts a unos 5,000 volts. El amperaje requerido va de los 12 Amp a los 200 Amp y la potencia que desarrollan va de los 12 a 2,000 HP a una frecuencia de 60 Hz. Bajo condiciones de carga total, el motor gira a una velocidad de 3,745 RPM, a una frecuencia de operación de 60 Hz.

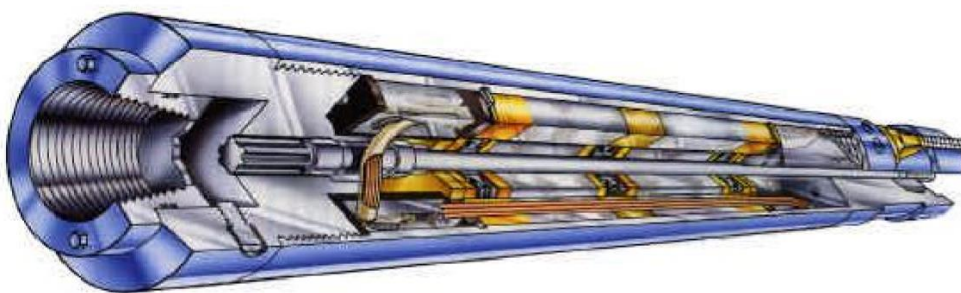


Fig. 2.3.1 Motor eléctrico (PEMEX, 2014)

Protector. También llamado Sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba. Tiene 4 funciones:

1. Conectar la carcasa de la bomba con el motor.
2. Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
3. Absorber el empuje axial generado por la bomba.
4. Igualar la presión entre el pozo y el aceite del motor (Compensar la expansión y contracción del aceite del motor)

Existen dos tipos de protectores:

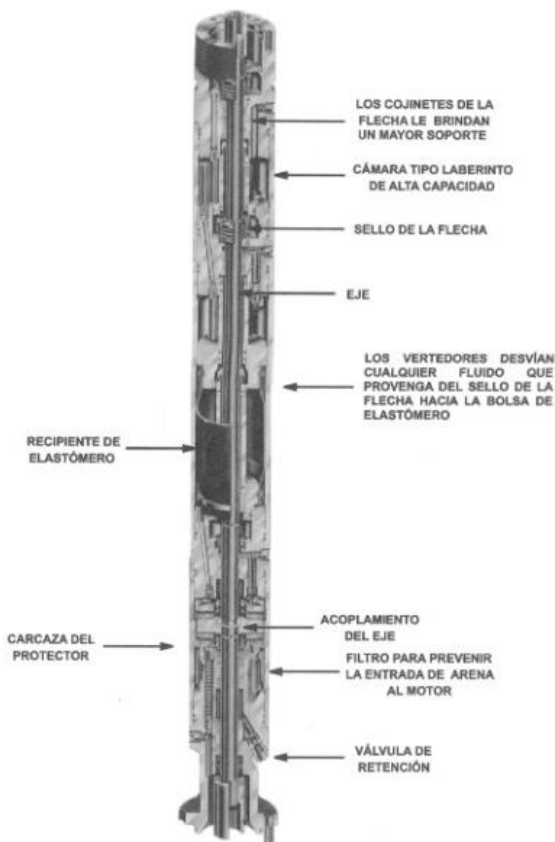


Fig. 2.3.2 Protector Convencional (Zertuche, 2003)

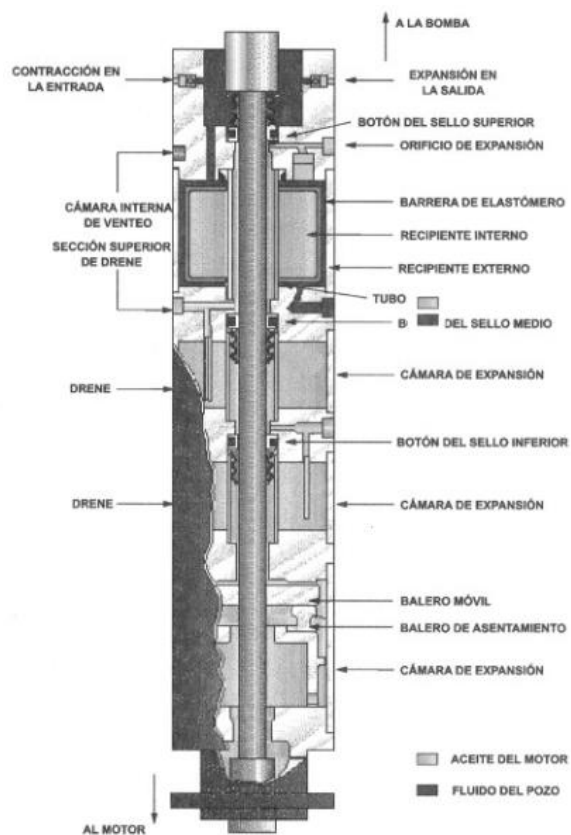


Fig. 2.3.3 Protector de 3 cámaras (Zertuche, 2003)

Bomba centrífuga sumergible. Su función básica es imprimir a los fluidos, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza de pozo.

Todas las bombas sumergibles son multietapas, cada etapa consta de un impulsor rotatorio y de un difusor estacionario. El material con el que se constituye cada etapa es de Níquel o de una aleación especial para asegurar un funcionamiento óptimo, en pozos con fluidos corrosivos o abrasivos. El número de etapas está en función del volumen de fluidos a desplazar.

El empuje desarrollado por los impulsores depende de su diseño hidráulico y mecánico. Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se está bombeando ya que la carga expresada en altura de columna de fluidos.

La presión desarrollada por la bomba sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado, ya sea agua, aceite, salmuera u otro fluido, la carga total desarrollada es la misma, Pero la presión de descarga de cada bomba es diferente.

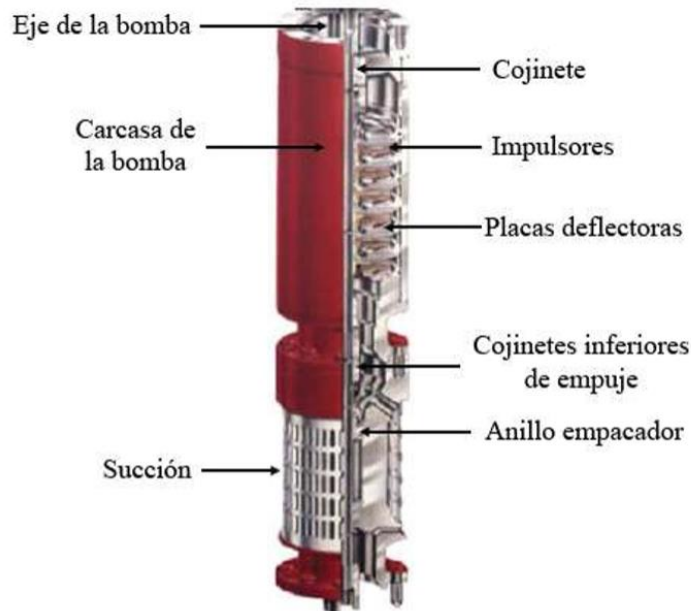


Fig. 2.3.4 Bomba Centrífuga Sumergible REDA (PEMEX, 2014)

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía cinética). La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. Transforma parte de la energía cinética en energía potencial o presión.

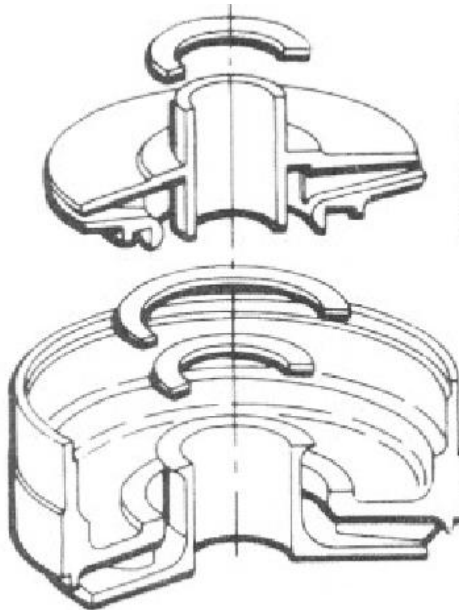


Fig. 2.3.5 Conjunto impulsor difusor de una etapa
(Zertuche, 2003)

Separador de gas. La función del separador de gas es el de retirar parte del gas libre que fluye en la corriente de fluidos, antes de que estos entren a la bomba, para lo cual hace uso de la fuerza centrífuga y la diferencia de densidades de los fluidos.

El objetivo de esta separación es procurar que pase la menor cantidad de gas libre a la bomba y con ello genere una baja eficiencia de operación, es decir, realiza las siguientes acciones:

- Previene el deterioro del desempeño de la carga producida por la bomba.
- Elimina el efecto de bacheo al operar la bomba por debajo del gasto de diseño
- Previene la cavitación a altos flujos.

- Evita fluctuaciones en la carga del motor causadas por interferencia severa de gas.

Algunos fabricantes indican que sus separadores pueden separar hasta el 90 % del gas libre a la profundidad de colocación de la bomba.

Existen dos tipos de separadores:

Convencional: invierte el sentido del flujo del líquido, lo que permite al gas continuar con su trayectoria hacia el espacio anular.

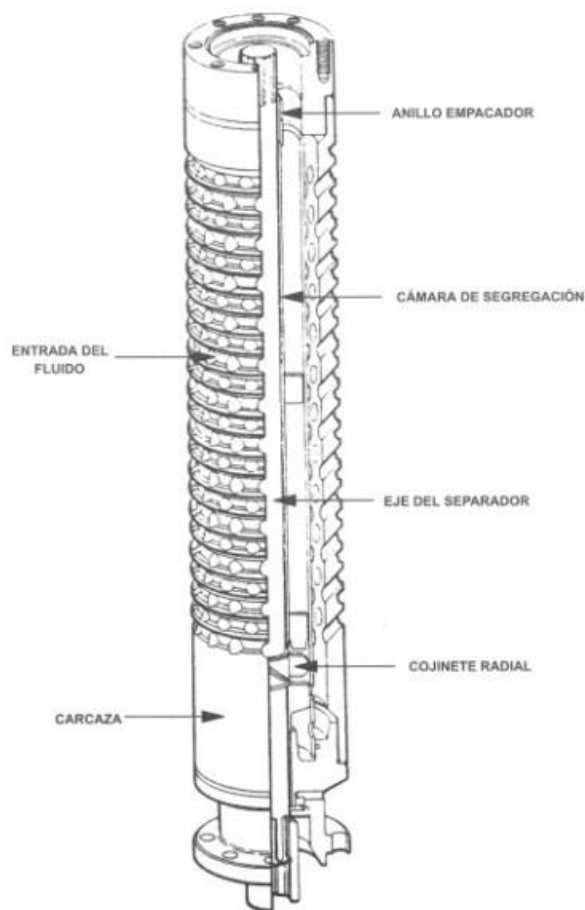


Fig. 2.3.6 Separador de gas Convencional (Zertuche, 2003)

Centrífugo: El separador rotatorio usa la fuerza centrífuga para separar el gas libre de la mezcla, desvía el gas a los orificios de ventilación (espacio anular) y al líquido lo dirige hacia la bomba.

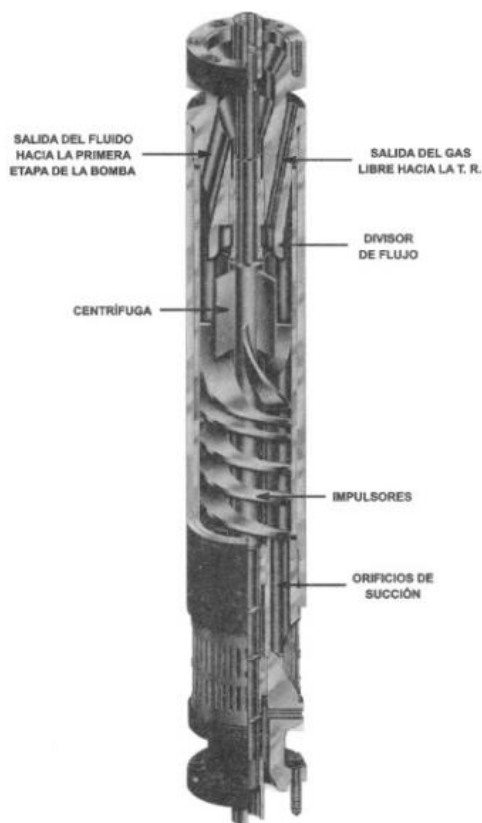


Fig. 2.3.7 Separador de gas Centrífugo
(Zertuche, 2003)

Cable conductor eléctrico. Para poder impulsar el motor, es necesario que un cable conductor le proporcione energía eléctrica desde la superficie. El cable debe satisfacer las necesidades de voltaje y amperaje que requiera el motor, además de proveer un adecuado aislamiento que resista las temperaturas y presiones del pozo.

El material y la configuración del cable estarán en función del amperaje, el voltaje, así como el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento. El medio ambiente bajo el cual opera el cable afecta directamente en su vida útil. Para evitar que el cable se dañe, se colocan flejes en las lingadas.

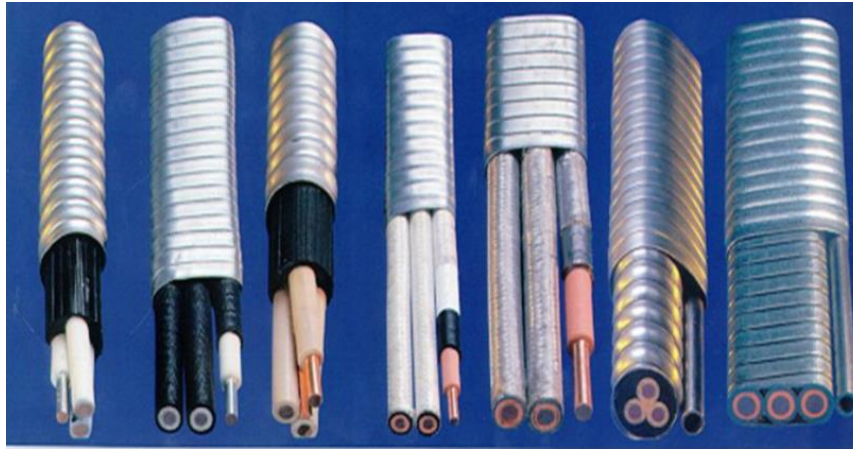


Fig. 2.3.8 Cable de Potencia (PEMEX, 2014)

Sensores de fondo. El monitoreo apropiado de los diversos factores que se encuentran involucrados en la operación del sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido permite mantener al equipo en óptimas condiciones, ya que se pueden realizar oportunamente las intervenciones de mantenimiento necesarias. Los sensores de fondo registran los parámetros de operación mediante la emisión de señales digitales transmitidas por medio del cable de fibra de vidrio (el cual va alojado en el cable eléctrico) al tablero de control en superficie, donde la información es decodificada mostrando el funcionamiento del equipo. Entre los sensores de fondo podemos encontrar:

- Sensor de presión de descarga: Protege a la bomba de la alta presión generada por el cierre de válvulas y tapones de fluido pesado.
- Sensor de presión de admisión: Protege a la bomba de la baja presión generada por un bajo nivel de fluido y por la obturación de gas.
- Sensor de temperatura: Protege a la bomba del recalentamiento provocado por la recirculación de fluido a alta temperatura.
- Sensor de vibración del motor y de la bomba: Protege al motor y a la bomba de la vibración y del daño mecánico, generados por la alta producción de sólidos y por un desgaste mecánico excesivo.

2.4 Diseño del Sistema Artificial BEC

Para tal diseño, se tomó información de un caso real de un pozo típico en instalaciones costa afuera.

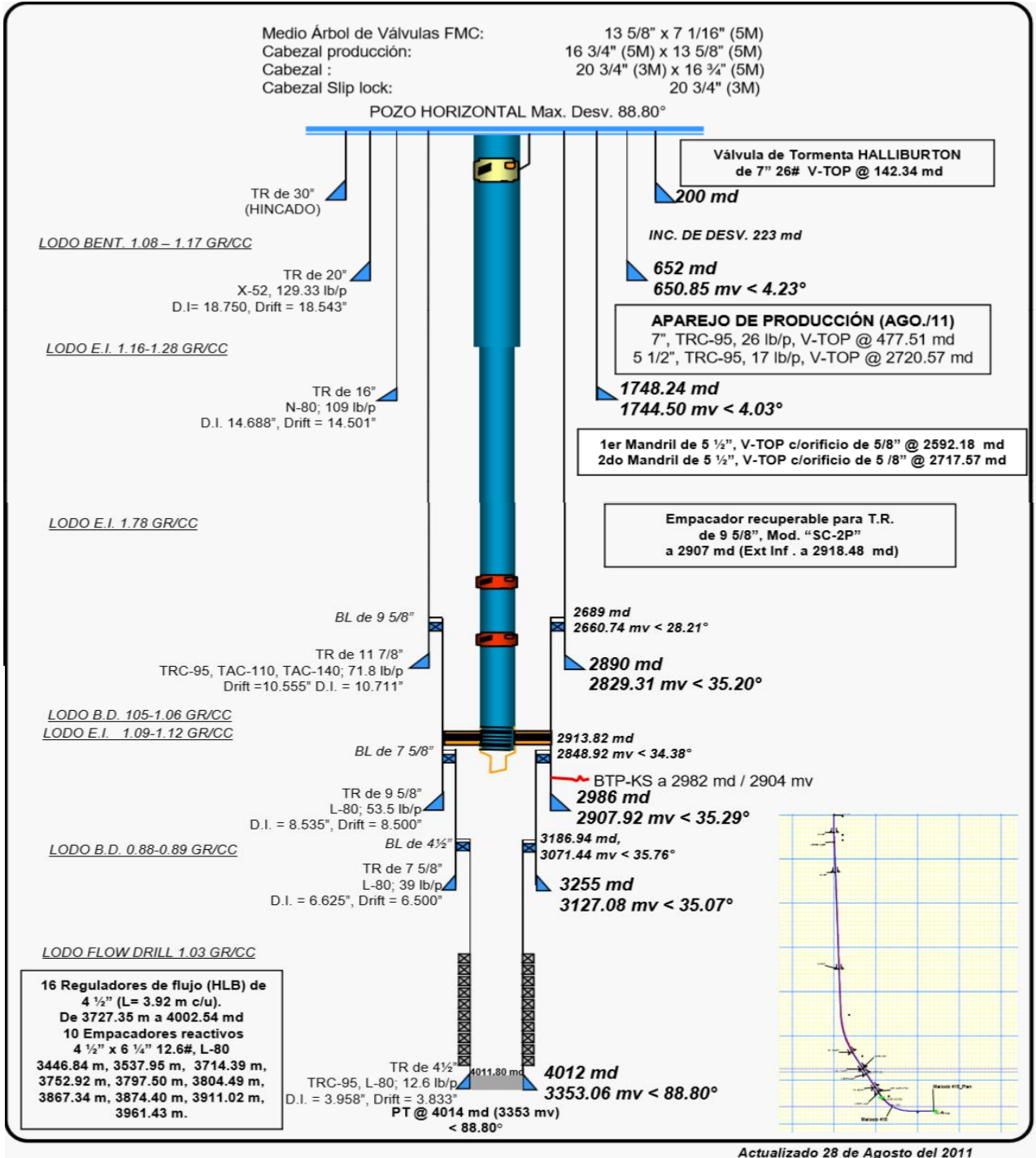


Fig. 2.4.1 Estado mecánico del pozo típico (PEMEX – Halliburton, 2011)

Los parámetros del pozo a utilizar son:

- $\alpha_{PI} = 12^\circ$
- $\gamma_o = 0.986$
- $B_o = 1.2$
- $\mu_o = 12 \text{ cp}$
- Nivel Medio del Intervalo Productor (NMIP) = 3,353(mV) = 11,000 (pies)
- $P_{wh} = 370 \text{ lb/pg}^2$
- $P_{wf} = 1817 \text{ lb/pg}^2$, para un gasto de 4,045.32 bpd
- $P_{ws} = 2131 \text{ lb/pg}^2$
- TR=8 5/8 pg Ø
- TP= 5 1/2 pg Ø

Cálculos para el diseño

Con el método de Vogel generamos la siguiente tabla (Tabla 2.1)) y a su vez la curva IPR (Fig. 2.4.2)

Tabla 2.1 Gasto vs Presión de un pozo típico.

$P_{wf} \text{ (lb/pg}^2\text{)}$	$q_o \text{ (bpd)}$
2131	0
1817	4045.32
1500	7554.16602
1000	11914.0922
500	14836.4036
100	16139.1701
0	16321.1003

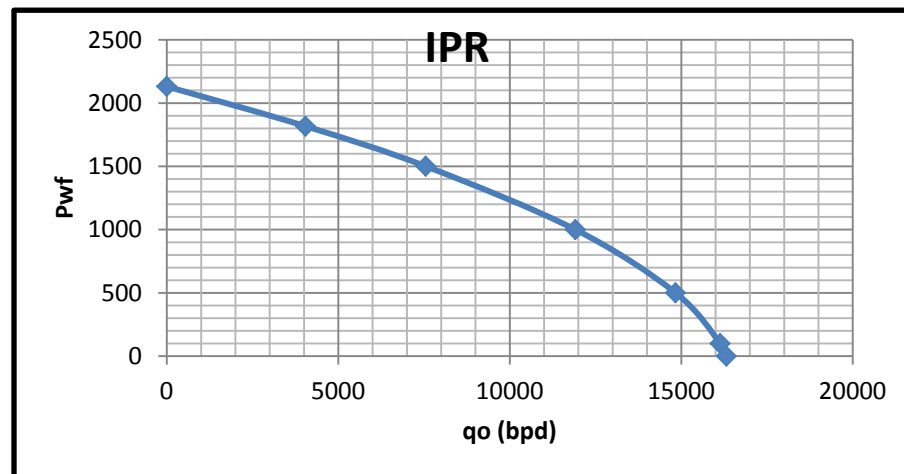


Fig. 2.4.2 Curva IPR del pozo típico.

La presión y el gasto de aceite deseado para el cual se diseña es:

$Q_o \text{ deseado.} = 8000 \text{ bpd}$	$P_{wf} = 1455.54 \text{ lb/pg}^2$
---	------------------------------------

Calculo del Nivel Dinámico

$$ND = NMIP - \frac{P_{wf}}{0.433 * \gamma_o} \quad \text{Ec.(2.1)}$$

Dónde:

- ND= Nivel dinámico
- NMIP= Nivel medio del intervalo productor
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente
- γ_o = densidad relativa

$$ND = 11000.66 - \frac{1455.54}{0.433 * 0.986} = 7591.42 \text{ pies}$$

Considerando una sumergencia de la bomba de 200 pies o mayor por debajo del nivel dinámico por lo tanto; se da una sumergencia de: 309.59 pies,

$$\text{Colocacion bba} = ND + \text{sumergencia} \quad \text{Ec.(2.2)}$$

Colocación de la bomba: 7,900 pies

Para Presión en la cabeza (P_{wh}) se necesita a cambiar de unidad lb/pg^2 a $P_{wh}(L)$ que es una columna en pies por lo cual:

$$P_{wh} = 370 \text{ psia}$$

$$P_{wh}(L) = \frac{P_{wh}}{0.433 * \gamma_o} \tag{Ec.(2.3)}$$

$$P_{wh}(L) = \frac{370}{0.433 * 0.986} = 866.63 \text{ ft}$$

Para las caídas de presión por diámetro y volumen de barriles por día, se recurre a la siguiente gráfica:

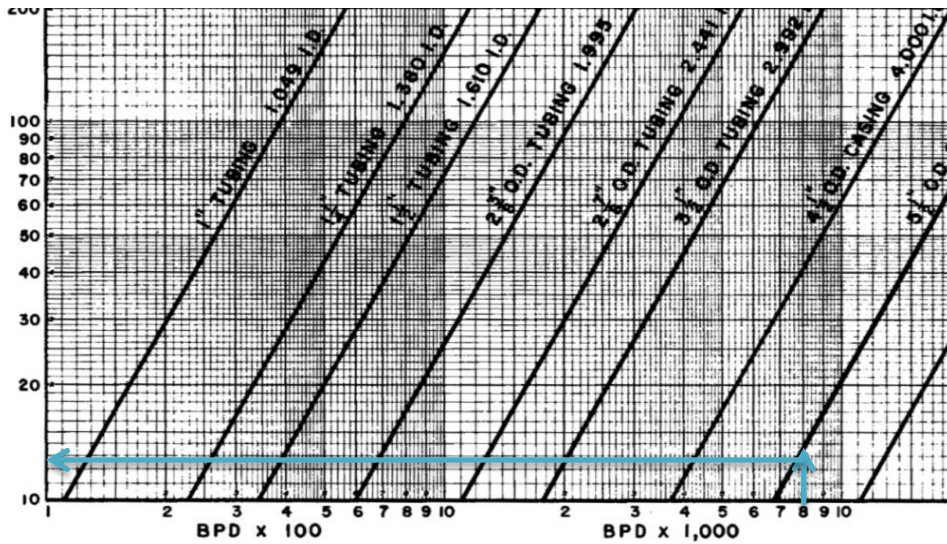


Fig. 2.4.3 Gráfica de caídas de presión en la tubería

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{graf} * Prof. Colocación \text{ bba} \tag{Ec.(2.4)}$$

$$\Delta P_{TP} = \frac{11 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} * 7900 \text{ ft} = 86.9 \approx 87 \text{ pies}$$

$$CDT = Col. \text{ bba} + P_{wh}(L) + \Delta P_{TP} - \text{sumergencia} \tag{Ec.(2.5)}$$

$$CDT = 7900 + 867 + 87 - 310 = 8544 \text{ pies}$$

A partir del catálogo de bombas contenido en el Kermit. E. Brown 2b Se selecciona la siguiente bomba, la cual cumple con los requerimientos de este caso.

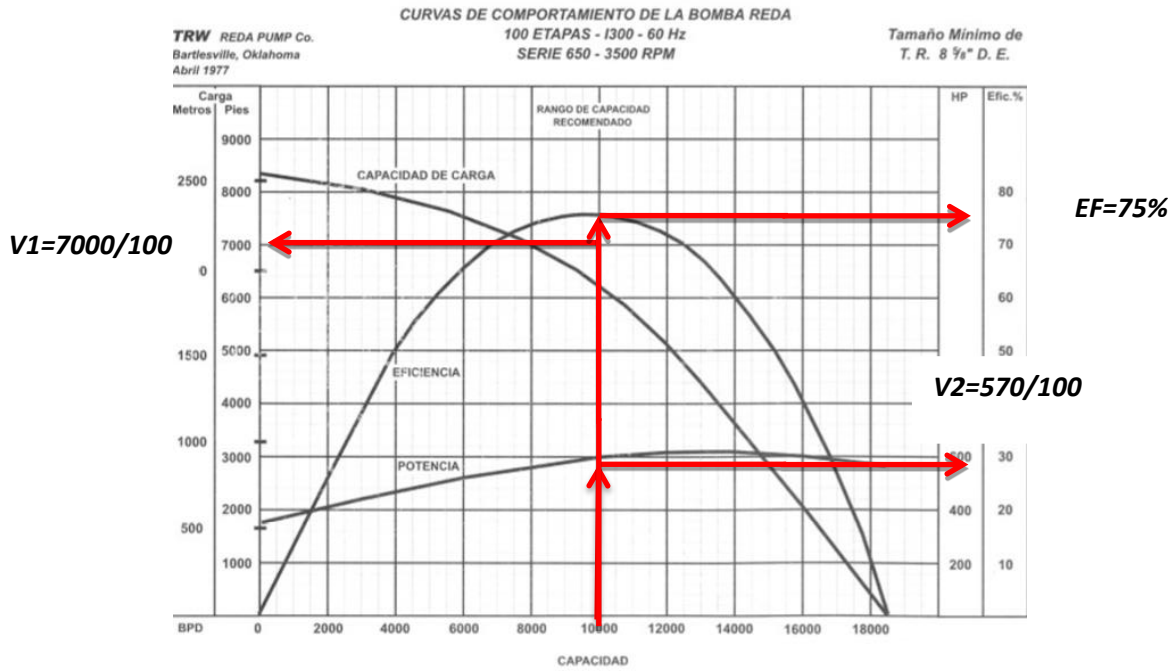


Fig. 2.4.4 Grafica de la bomba para 8000 bpd

Se selecciona esta grafica ya que cumple con el gasto y de igual manera se tiene la mayor eficiencia para el rango de gasto que puede operar. Bomba P320A - centrilift- 50Hz serie675-3475 RPM con una Eficiencia al 75%

Calculo de Numero de Etapas (NE_T)

$$NE_T = \frac{CDT}{\text{Valor de grafica (V1)}} \tag{Ec.(2.6)}$$

$$NE_T = \frac{8544 \text{ pies}}{70 \text{ pies /etapa}} = 122.05 \approx 123 \text{ etapas}$$

Cálculo de Potencia del Motor (HP)

$$HP = NE_T * \frac{HP}{Etapa} * \gamma_o \quad \text{Ec.(2.7)}$$

$$HP = NE_T * \frac{HP}{Etapa} (V2) * \gamma_o = 123 * 5.7 * 0.986 = 701.1HP \approx 702HP$$

Tabla 2.2 Motores Tandem Serie 456 y Serie 738

Serie Motor 456 Motor Tandem			Serie Motor 738 Motor Tandem		
HP	Volts	Amperaje	HP	Volts	Amperaje
240	2060	73	400	2300	106
260	2250	67	440	2000	131
300	2150	87	480	2200	134
320	2230	88.5	520	2300	140
360	1890	120	600	3450	106
400	2200	115	680	3200	140
-	-	-	720	3300	134

Se obtiene tándem motor de: 720 HP 3300 Volts 134 Amp

El cable 1 CU cumple las condiciones de amperaje dado por el motor 3KV – Redalene – Galv (para 300°F)

Obtenemos la temperatura a la profundidad de colocación de la bomba a través de un gradiente de temperatura

$$\text{Temp} = T_{wh} + \frac{(T_{wf} - T_{wh}) * \text{Col. Bba}}{\text{prof.}} \quad \text{Ec.(2.8)}$$

Donde:

- Temp = Temperatura a la profundidad de colocación de la bomba (°F)
- T_{wh} = temperatura en la cabeza (°F)
- T_{wf} = Temperatura en el fondo del pozo (°F)
- Prof. = profundidad del intervalo productor (pies)
- Col bba = colocación de la bomba (pies)

$$\text{Temp} = 100 + \frac{(232-100)}{11000} * 7900 = 194.8 \text{ } ^\circ\text{F}$$

El voltaje se ve afectado por la temperatura por lo cual obtiene un factor de corrección el cual se obtiene a través de la siguiente grafica (Fig. 2.4.5)

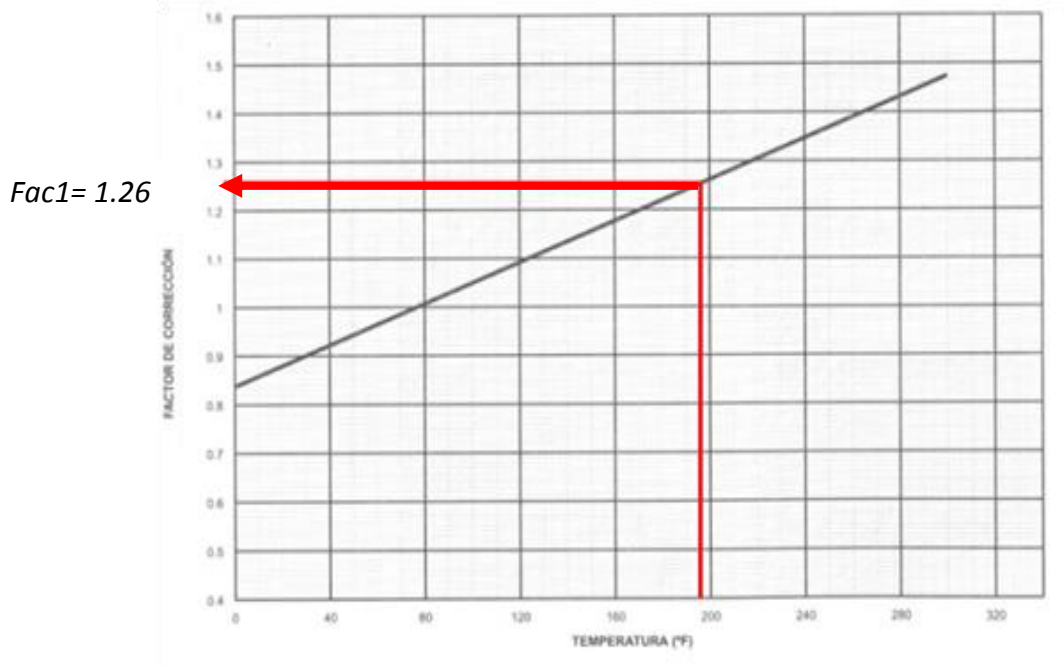


Fig. 2.4.5 Grafica de Temperatura vs Factor de corrección

Factor de corrección = Fac1= 1.26

De la misma manera se hace el factor de corrección por el cable y amperaje del mismo (Fig. 2.4.6)

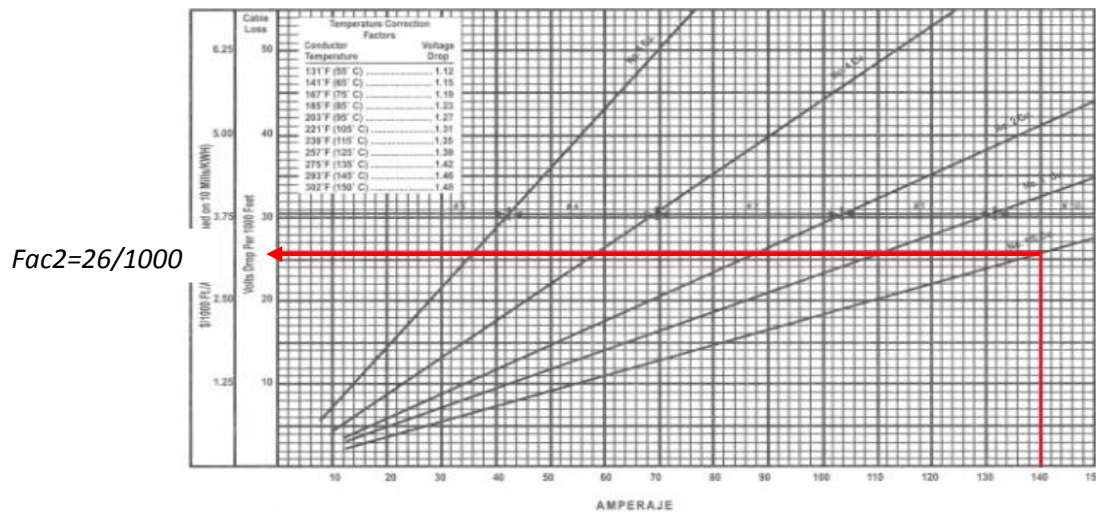


Fig. 2.4.6 Grafica de Amperaje vs Factor de corrección

De la gráfica se lee un valor de $\text{Fac2} = \frac{26}{1000} \text{ volts/ft}$

$$\text{FacC} = \text{Fac1} * \text{Fac2} \quad \text{Ec.(2.9)}$$

$$\frac{26 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}} * 1.26 = \frac{32.76 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}}$$

Dónde:

- Fac1= Factor de corrección por temperatura
- Fac2= Factor de corrección por amperaje
- FacC= Factor de corrección Total

Para la longitud del cable se establece que a la profundidad de colocación de la bomba se le sumen 100 pies para superficie por lo cual la longitud de cable total es:

$$\text{Long.total} = \text{Col. Bba} + 100 \quad \text{Ec.(2.10)}$$

$$\text{Long.total} = 7900 + 100 = 8000 \text{ ft}$$

Para los Volts requeridos a través del cable (VoltsR)

$$\text{Long.total} * \text{FacC} = \text{VoltsR} \quad \text{Ec.(2.11)}$$

$$8000 \text{ ft} * \frac{32.76 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}} = 262.08 \text{ volts} = 262 \text{ volts}$$

Sumándosele al voltaje que requiere el motor

$$\text{Volts del motor} + \text{VoltsR} = \text{Volts T} \quad \text{Ec.(2.12)}$$

$$3300 \text{ volts} + 262 \text{ volts} = 3562 \text{ volts}$$

Se corrige por las pérdidas en el transformador que son del 2.5% (FcTrans) entonces;

$$\text{Volts T} * \text{FcTrans} = \text{VoltsTrans} \quad \text{Ec.(2.13)}$$

$$3562 \text{ volts} * \frac{2.5\%}{100} = 89.05 \text{ volts}$$

El voltaje total (Vs) es:

$$V_s = \text{VoltsT} + \text{VoltsTrans} \quad \text{Ec.(2.14)}$$

$$V_s = 3562 \text{ volts} + 89.05 \text{ volts} = 3561.05 \text{ volts}$$

Calculo de los requerimientos de Kilovatios (Kva)

$$Kva = \frac{V_s * \text{Amp} * (3)^{0.5}}{1000} \quad \text{Ec.(2.15)}$$

$$Kva = \frac{3561.05 * 140 * (3)^{0.5}}{1000} = 863.50 \approx 864 \text{ Kva}$$

Se pueden seleccionar 8 transformadores de 100 kva serie 80827-9 y un transformador de 75 kva 80826-1 que satisfacen la demanda.

Capítulo 3

3. Sistema Artificial de Bombeo Neumático

El Bombeo Neumático es un método de levantamiento artificial que consiste en la inyección de gas a alta presión en la parte inferior de la tubería de producción para mantener o aumentar el potencial de flujo del pozo. El gas inyectado se mezcla en la tubería de producción con los fluidos provenientes del yacimiento, aligerando la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo) o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente).

Para que lo anterior pueda ocurrir, el gas cumple 3 importantes funciones (Fig. 3.0.1).

Los efectos que experimenta el gas dentro de la tubería de producción son los siguientes:

- Disminución de la densidad
- Expansión del gas inyectado
- Desplazamiento por baches de líquido por burbujas de Gas

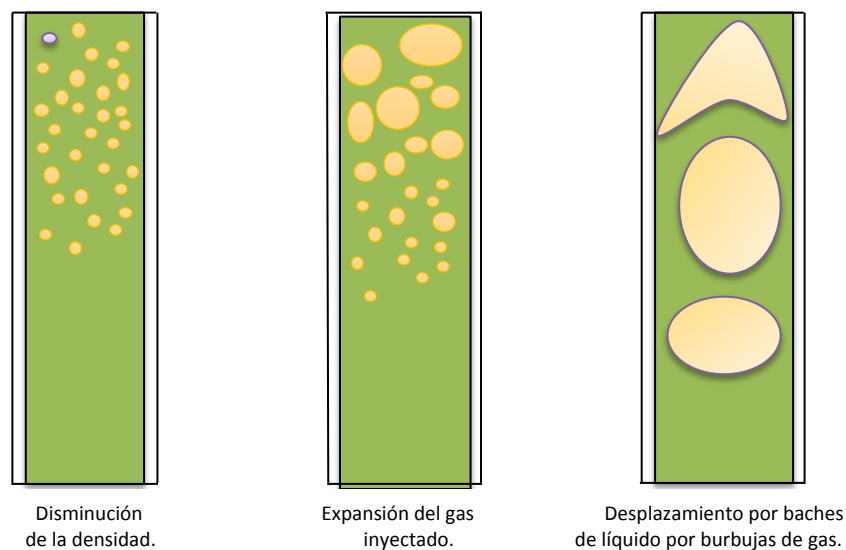


Fig. 3.0.1 Efectos del gas en tubería de producción.

3.1 Bombeo Neumático Continuo

Consiste en introducir un volumen controlado de gas a alta presión, se introduce a determinada profundidad en la T.P. para airear o aligerar la columna de fluidos, esta reducción del peso produce que la presión diferencial entre el pozo y el yacimiento ocasione el flujo en el pozo.

Una válvula reguladora de flujo en superficie controla el gas que está siendo inyectado, éste pasa a través del espacio anular formado por la T.P. y la tubería de revestimiento, a determinada profundidad, el gas se introduce a la tubería de producción por medio de una válvula de bombeo neumático, seleccionada específicamente para manejar el volumen de gas deseado.

Este método solo es aplicable a pozos que tienen una menor RGA que la RGL natural óptima y una presión en el yacimiento lo suficientemente alta como para mantener el gasto deseado aun cuando la RGL se incremente. En instalaciones de bombeo Neumático, ya sea para flujo continuo o flujo intermitente, la válvula operante no es siempre la válvula más profunda. Generalmente se instala una válvula por debajo de la válvula operante, con el fin de tenerlas disponibles, cuando sea necesario profundizar la inyección de gas (es decir, que decline la presión del pozo).

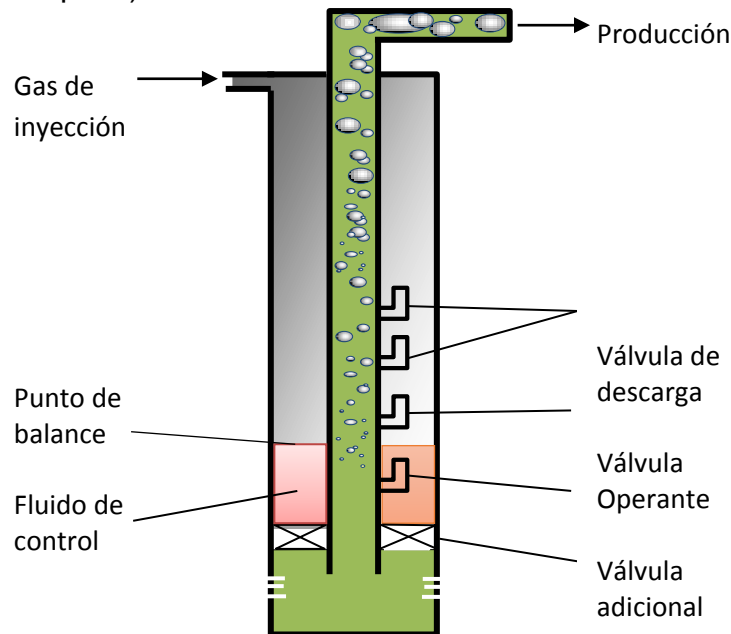


Figura 3.1 Bombeo Neumático continuo (Apuntes de SAP, 2014)

3.2 Bombeo Neumático Intermitente.

Consiste en producir, periódicamente determinado, volumen de líquido (aceite y agua) impulsado por el gas que se inyecta a alta presión de forma intermitente. El gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de una válvula reguladora, accionado por un interruptor, éste gas pasa del espacio anular a la T.P. a través de una válvula que va alojada en la TP.

Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la T.P. es expulsado al exterior en forma de tapón o bache de líquido a causa de la energía del gas. Debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, solo una parte del volumen de líquido es llevado a la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de líquido en formación.

Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

Una alternativa para evitar la caída del líquido hacia el fondo del pozo es colocar un émbolo que sirva de interfaz entre el gas y el bache de líquido. A esta alternativa se le conoce como embolo viajero o embolo intermitente de elevación asistida. El émbolo puede ser una alternativa atractiva para los pozos que ya no son eficientes con BN Continuo o Intermitente. El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

- **Fuente de gas a alta presión:** Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión 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 subsuperficial:** (válvulas de inyección).
- **Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.**

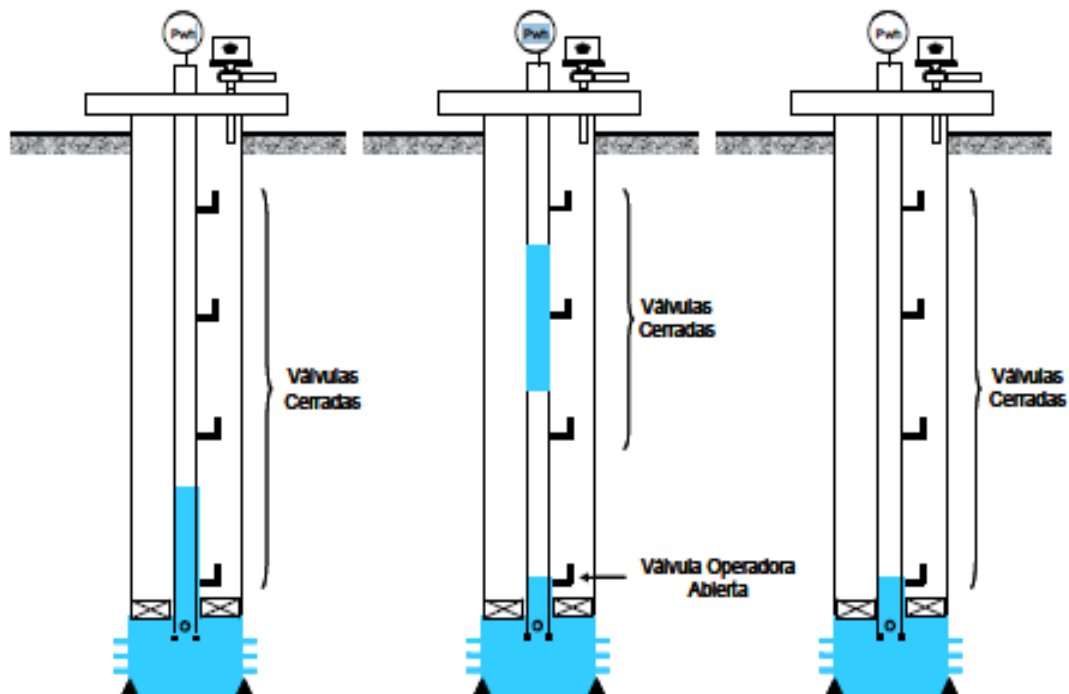


Fig. 3.2 Bombeo Neumático Intermitente. (Apuntes SAP, 2014)

3.3 Equipo Subsuperficial

Válvulas del BN. Las válvulas del Bombeo Neumático son componentes indispensables, Estos dispositivos permiten la inyección de un volumen regulado de gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción para extraer los fluidos aportados por el pozo y van montadas en el mandril a la profundidad del punto de inyección con la presión disponible de operación.

Al establecer el método de bombeo neumático se debe seleccionar el tipo de válvula sub-superficial, de acuerdo a las características propias del diseño de la instalación, ya que estas pueden operar en forma continua o intermitente (Fig. 3.3.3).



Fig. 3.3.1 Válvula Convencional para flujo Continuo



Fig. 3.3.2 Válvula Convencional para flujo Intermitente

Las válvulas de Bombeo neumático se clasifican en:

Válvulas balanceadas: Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión de la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta, se observa que la presión de la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

Válvulas desbalanceadas: Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por la presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Las válvulas desbalanceadas pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- **Válvulas operadas por presión del gas de inyección:** Generalmente se conocen como válvulas de presión. Se requiere un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la TR para cerrar la válvula.
- **Válvula reguladora de presión:** Esta válvula también es llamada como válvula proporcional o válvula de flujo continuo. Es similar a la válvula de presión, se debe aumentar la presión en el espacio anular para abrirla, la diferencia es que el cierre de válvula se presenta si se reduce la presión en la TP ó en la TR.
- **Válvula operada por fluidos de la formación:** La válvula operada por fluidos de la formación requiere de un incremento en la presión de la TP para abrir y una reducción en la presión de la TP para lograr el cierre de la válvula.
- **Válvulas combinadas:** También son llamadas válvulas de presión operadas por fluidos y por presión del gas de inyección, estas requieren de un incremento en la presión del fluido para su abertura y una reducción de presión en el espacio anular o en la TP para cerrarla.

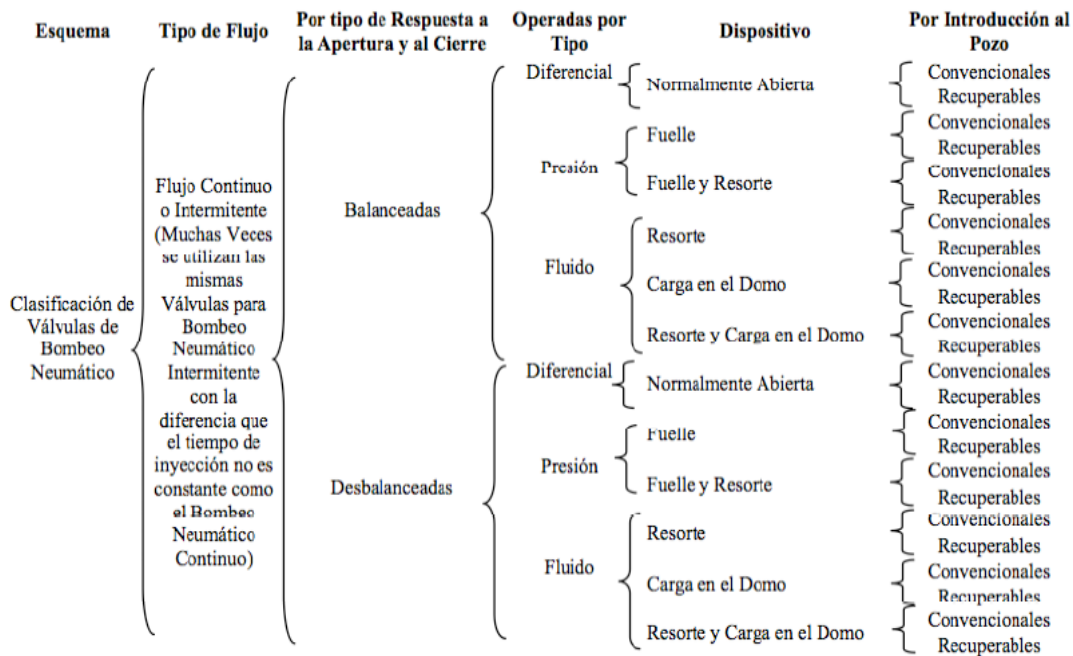


Fig. 3.3.3 Clasificación de Válvulas BN

Una válvula de BN está compuesta de:

- Cuerpo de la válvula
- Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos)
- Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule)
- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
- Elemento medidor (orificio o asiento)

Mandriles convencionales y de bolsillo

Mandril Convencional: Son las válvulas que van instaladas por fuera de la TP quedando en el espacio anular.

Mandril de Bolsillo: Estas válvulas van instaladas por dentro de la tubería de producción a diferencia de los mandriles convencionales, estos pueden ser calibrados sin la necesidad de sacar la T.P. Esta operación puede ser realizada con tubería flexible o unidad de línea de acero, se puede recuperar y ser calibrados para luego volver a ser colocados de la misma manera.

3.4 Equipo Superficial

Gas de Bombeo Neumático.

En los inicios del Bombeo Neumático se utilizaba aire como fuente de bombeo, pero debido a problemas de corrosión y al potencial peligro de una explosión este fluido fue descartado y se optó por utilizar gas natural. Actualmente el Gas natural es la fuente del bombeo Neumático a pesar de que en algunas ocasiones se haya usado nitrógeno.

Para lograr una exitosa operación del Bombeo neumático es indispensable contar con una fuente fiable de gas a alta presión. Al evaluar la viabilidad de las instalaciones de BN es necesaria revisar una serie de importantes características.

La presencia de agua en el sistema de BN puede dar lugar a corrosión, golpes de líquido y formación de hidratos de metano, para ello es posible llevar a cabo un proceso de deshidratación de gas. En caso de que se espere formación de hidratos, estos pueden ser removidos con la inyección de productos químicos.

Así mismo, pueden existir formaciones con alto contenido de ácido sulfhídrico que producen serios problemas de corrosión en las instalaciones, para ello se puede llevar a cabo un proceso de endulzamiento o realizar un diseño de BN con el material adecuado.

El gas debe estar libre de sólidos, ya que estos pueden obstruir las válvulas o erosionar las instalaciones, se debe impedir que residuos como: oxido, sal o residuos químicos se acumulen. Todos estos factores no solo tienen un impacto en la parte técnica, sino también en la parte económica.

Estación de compresión: Una estación de compresión es una instalación que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso de compresión; la selección de ésta depende de muchos factores tales como: la presión que se requiera, el número y la localización de los pozos, el tipo de flujo de inyección de gas (continuo o intermitente), el volumen de gas a inyectar y por supuesto de los costos.

La selección de la estación de compresión adecuada para un sistema de B.N., es considerado uno de los aspectos más importantes, tanto para un funcionamiento óptimo de las instalaciones como para la reducción de costos de capacidad y mantenimiento. Los sistemas de compresión pueden clasificarse como:

Sistema abierto: En este sistema el gas, que proviene de un sistema de baja presión, se comprime a la presión requerida en los pozos con bombeo neumático, utilizándose y regresándose al sistema de baja presión. No se hace esfuerzo alguno para la recirculación del gas.

Sistema semicerrado: Este sistema es similar al anterior, con la excepción de que el gas, que proviene de los pozos, se circula de manera que puede ser recomprimido. Sin embargo, se dispone de gas ya comprimido para mantener el sistema cargado. No se intenta recircular todo el gas.

Sistema cerrado: En este sistema el gas se recircula del compresor al pozo, de éste al separador y de nuevo al compresor. El gas efectúa un ciclo completo. Un sistema diseñado adecuadamente no requiere de gas suministrado por otra fuente, sin embargo es necesario tener gas comprimido adicional para cargar el sistema al principio de la operación.

Tipos de Compresores

Compresores Centrifugos: Estos compresores son ampliamente usados en operaciones de BN a nivel mundial. Son de tamaño compacto, simplicidad y facilidad en su mantenimiento. Dependiendo de la disponibilidad de las condiciones específicas de funcionamiento es hasta un 99% en su flexibilidad operativa. (Fig. 3.4.1)

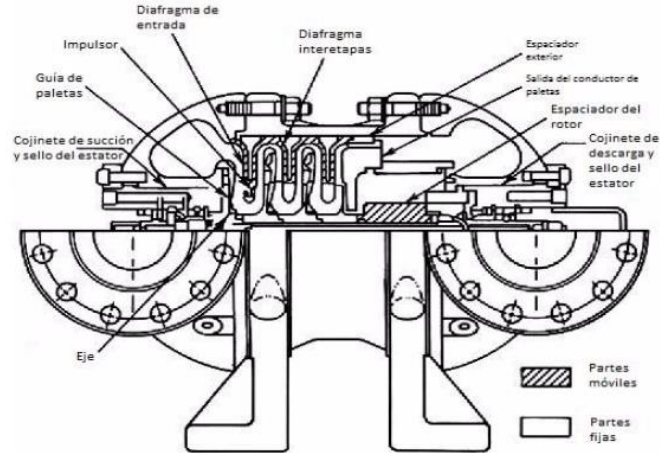


Fig. 3.4.1 Compresor centrífugo

Compresores Reciprocantes: Este tipo de compresor es el más utilizado en operaciones de producción. Cabe señalar que este tipo de compresor es adecuado para una amplia gama de aplicaciones y capaz de lograr relaciones de compresión muy altas. Sin embargo estos compresores se limitan a velocidades de flujo relativamente bajas. En cuanto a su rendimiento, este puede ser aumentado mediante la conexión de cilindros en paralelo. (Fig. 3.4.2)

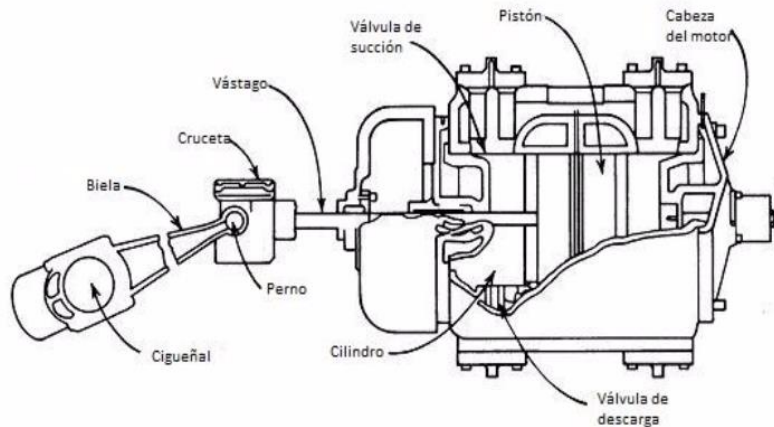


Fig. 3.4.2 Compresor Reciprocante.

Control de Inyección

En un Bombeo Neumático, el control de inyección de gas desde el gasoducto hasta la válvula lateral de la TR, se puede llevar a cabo con distintos métodos, algunos de ellos son los siguientes:

- ***Control de la inyección mediante estrangulador.*** Es la inyección más simple y recomendada para Bombeo neumático continuo, se instala un estrangulador (positivo o variable) en la línea de inyección, el diámetro del estrangulador está en función del volumen del gas a inyectar. Los cambios en la operación de inyección se realizan ajustando el tamaño del estrangulador.
- ***Control de la inyección mediante un controlador cíclico de tiempo.*** Este tipo de control es el más común en el BN intermitente. En este caso, se utiliza un dispositivo cíclico de tiempo para controlar la apertura y cierre de una válvula de control. Una amplia variedad de ciclos de inyección se tiene disponible con este tipo de control.
- ***Control de la inyección mediante estrangulador y regulador.*** Comúnmente es usado en instalaciones de flujo continuo (o de flujo intermitente que utilizan válvulas desbalanceadas) cuando el fluido está expuesto a presión, de tiempo en tiempo, proveniente del yacimiento, por lo que no es necesario inyectar gas durante estos periodos. En este caso el regulador de control de presión es conectado a la tubería de producción en la cabeza del pozo. Cuando se alcanza una presión, en la cabeza del pozo, mediante el flujo natural del fluido, se impide la entrada de gas inmediatamente.

Durante la operación del Bombeo Neumático continuo se espera tener un flujo estable en el aparejo de producción, de no ser así únicamente se puede manipular el estrangulador del pozo, para variar la presión en la cabeza del pozo o se puede manipular el gasto de inyección de gas de BN. Se puede observar un flujo estabilizado en un pozo con Bombeo Neumático Continuo en la (Fig. 3.4.3)

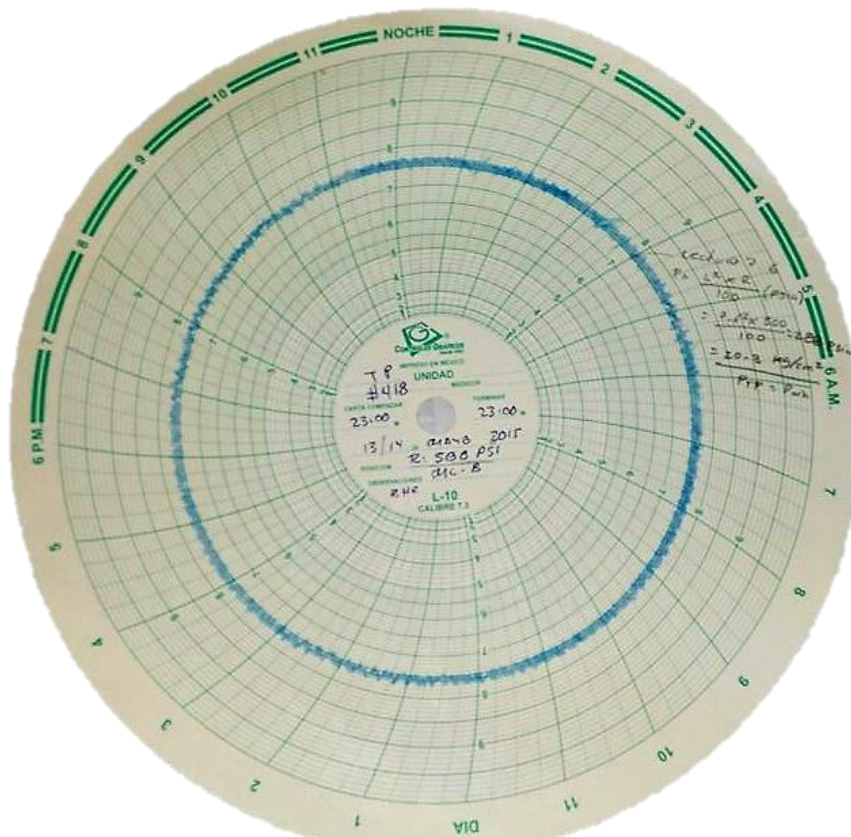


Fig. 3.4.3 Gráfica L-10 de presión en TP de un pozo con BNC.

3.5 Diseño de Bombeo Neumático Continuo

Para realizar el diseño de BNC, se utilizaron los mismos datos del capítulo 3 para el diseño del BEC.

Datos:

• Presión de inyección de gas	1000 lb/pg ²
• Presión de operación del gas de inyección (Pso)	950 lb/pg ²
• Presión en la cabeza del pozo	370 lb/pg ²
• Densidad relativa del gas de inyección	0.65 (adimensional)
• Densidad relativa del fluido de control	0.85 (adimensional)
• Tubería de Revestimiento	6 5/8 pg
• Profundidad del empacador	11,000.66 pies
• Temperatura en el cabezal	100 °F
• Temperatura a 8,000 ft	232 °F
• Caída de presión en la válvula de iny.	100 lb/pg ²
• Temperatura de calibración en el taller	60°F
• Relación de solubilidad	58 pie ³ /bl
• Relación Gas- Aceite	325 pie ³ /bl
• Relación Gas Líquido	400 pie ³ /bl

Se Determinara:

- Gasto de inyección de gas BN
- Profundidad del punto de inyección
- Diámetro de orificio de la válvula

Solución:

Calculo del gradiente de presión del gas de inyección con Pso=950 lb/pg² y p_{rg}=0.65, por la siguiente grafica (Fig.3.5.1):

Para la profundidad de 8,000 pies y un gradiente de presión de 23 lb/pg²/1000 pies, se tiene:

$$\Delta P_{gas} = Grad. Presion \times prof. \quad Ec.(3.1)$$

$$\Delta P_{gas} = 23 \frac{lb/pg^2}{1000 \text{ pies}} \times 11,000.66 \text{ pies} = 253 \text{ lb/pg}^2$$

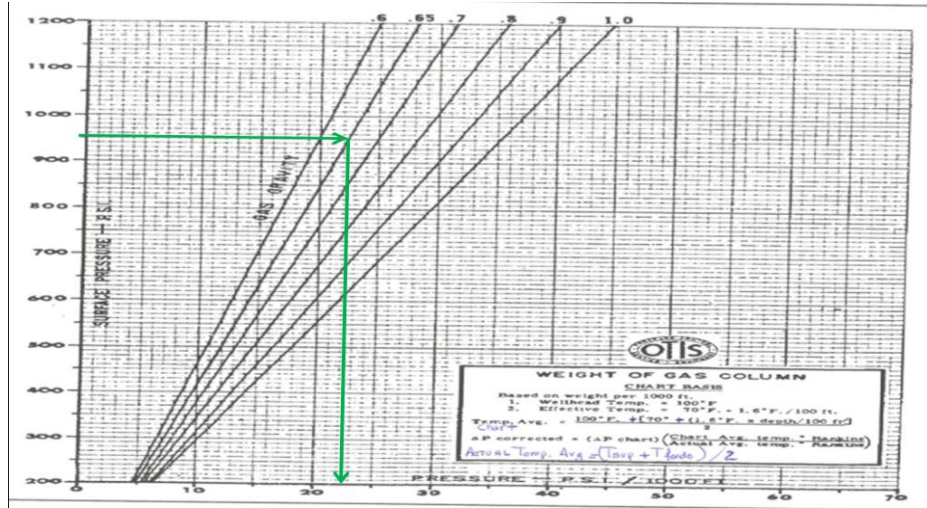


Fig. 3.5.1 Gráfica de gradiente de presión

Corrección por temperatura:

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + 1.6 \left(\frac{\text{Profundidad}}{100} \right)}{2} \text{ (}^\circ\text{F)} \tag{Ec.(3.2)}$$

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + 1.6 \left(\frac{11,000}{100} \right)}{2} = 173^\circ\text{F} + 460^\circ\text{F} = 633^\circ\text{R}$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{T_{sup} + T_{fondo}}{2} \tag{Ec.(3.3)}$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{100 + 232}{2} = 166^\circ\text{F} + 460^\circ\text{F} = 626^\circ\text{R}$$

La presión del gas en el fondo será:

$$P_{gasfondo} = P_{so} + \Delta P_{corr g} \quad \text{Ec.(3.4)}$$

Dónde:

$$\Delta P_{corr g} = \Delta P_{gas} * \left(\frac{T_{graf}}{T_{real}} \right) \quad \text{Ec.(3.5)}$$

$$P_{gasfondo} = 950 + 253 \left(\frac{633}{626} \right) = 1205.83 \text{ lb/pg}^2$$

La presión de gas disponible en superficie será:

$$P_{dissup} = P_{so} - 100 \text{ lb/pg}^2 \quad \text{Ec.(3.6)}$$

$$P_{dissup} = (950 - 100) \text{ lb/pg}^2 = 850 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{disfondo} = P_{gasfondo} - 100 \text{ lb/pg}^2 \quad \text{Ec.(3.7)}$$

$$P_{disfondo} = 1205.83 - 100 = 1105.83 \text{ lb/pg}^2$$

Cálculo del Nivel Dinámico (ND)

$$ND = Profundidad - \frac{P_{wf}}{0.433 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 * \text{pies}} \right) \times \rho_{rf}} \quad \text{Ec.(3.8)}$$

$$ND = 11,000 - \frac{1455}{0.433 \times 0.986} = 7592.64(\text{pies})$$

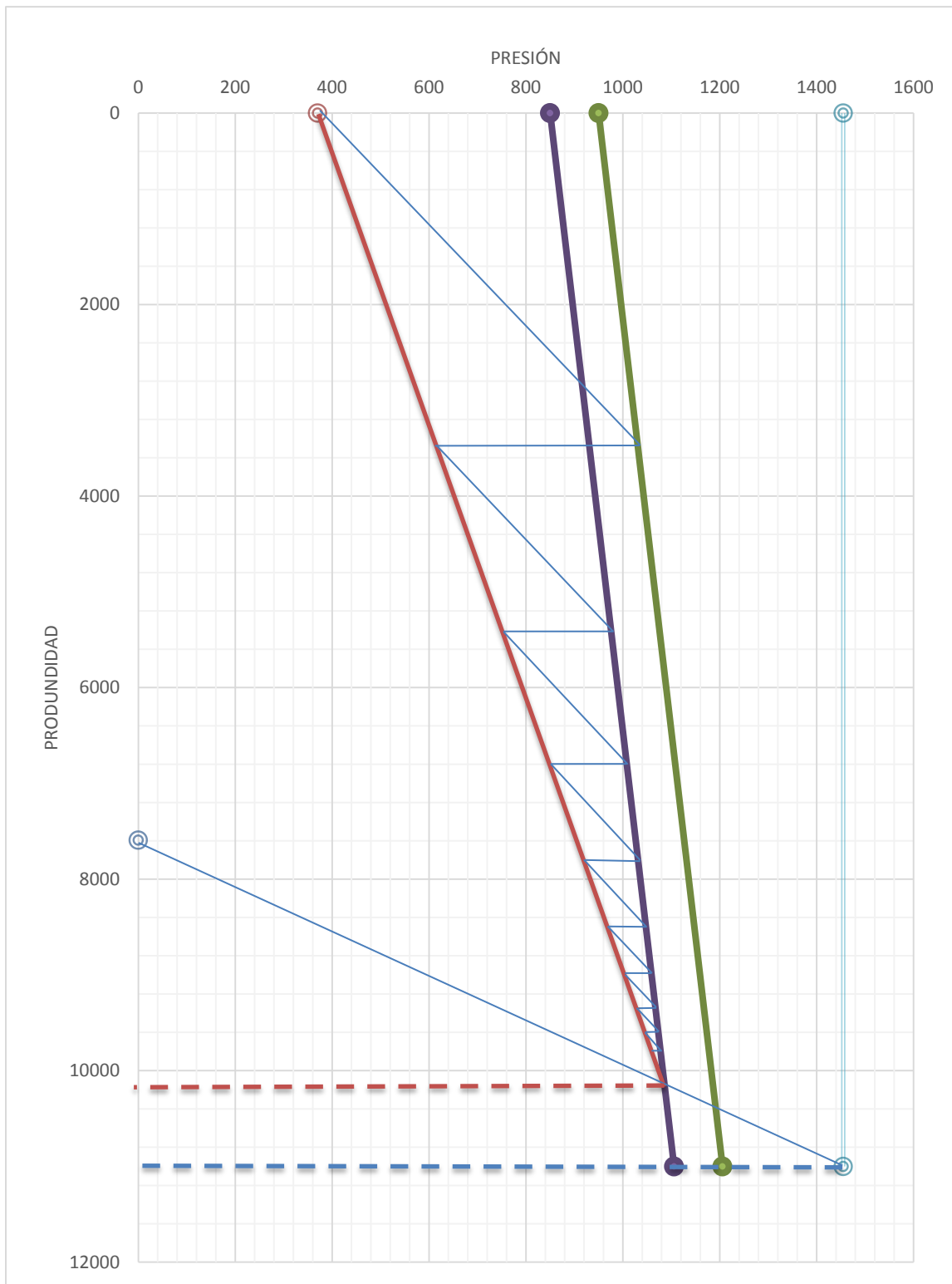


Fig. 3.5.2 Diseño de colocación de las Válvulas para un pozo típico

Se realiza el trazado de líneas y se determina el punto de inyección (PI), el cual se encuentra a: PI= 10,133.00 pies

El gasto de inyección de gas de:

$$Q_{iny} = (RGL - (RGA - Rs))Q_o \quad \text{Ec.(3.8)}$$

$$Q_{iny} = (400 - (325 - 58))8000$$

$$Q_{iny} = 1,064,000 \text{ pcd}$$

Corrección de Vgi por temperatura:

$$TP.I. = T_{sup} + \frac{(T_{8000} - T_{sup})}{Profundidad} \times Profundidad P.I. \quad \text{Ec.(3.9)}$$

$$TP.I. = 100 + \frac{(232 - 100)}{11,000} \times 10,133 = 221.6^\circ F$$

$$Fc = 0.0544 \sqrt{\rho_{rg} \times (T + 460)} \quad \text{Ec.(3.10)}$$

$$Fc = 0.0544 \sqrt{0.65 \times (221.6 + 460)} = 1.1445$$

$$Vgi = 1.1445 \times 1064000 \frac{\text{pies}^3}{\text{dia}} \quad \text{Ec.(3.11)}$$

$$Vgi = 1,217,748 \frac{\text{pies}^3}{\text{dia}}$$

Cálculo del diámetro de orificio de la válvula operante:

- P_1 =Presión corriente arriba=Presión del punto de balance=1,050 lb/pg²
- P_2 =Presión corriente abajo=Presión del punto de inyección=860 lb/pg² (hoja milimétrica)

A través de la siguiente gráfica (Fig. 3.5.3) se obtiene el factor K, con datos de temperatura ($T=221.6$ °F) y densidad relativa del gas ($\rho_{rg}=0.65$).

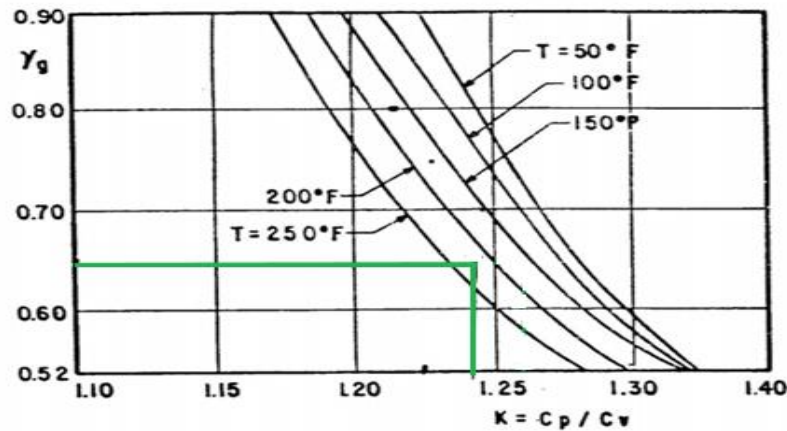


Fig. 3.5.3 Gráfica factor K vs Den. rel. gas

Se tiene una $K=1.24$

$$CA = \frac{Q_{iny}}{155500 \times P_1 \left[\frac{64.34 \times K}{\rho_{rg}(T + 460)(K - 1)} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{2/K} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(K+1)/K} \right] \right]^{0.5}} \quad \text{Ec.(3.12)}$$

$$CA = \frac{1,217,748}{155500 \times 1050 \left[\frac{64.34 \times 1.24}{0.65(221.6 + 460)(1.24 - 1)} \left[\left(\frac{860}{1050} \right)^{2/1.24} - \left(\frac{860}{1050} \right)^{(1.24+1)/1.24} \right] \right]^{0.5}}$$

$$CA = 0.05196$$

Por lo tanto el diámetro del orificio es:

$$\phi = 64 \left[\frac{4(CA)}{\pi} \right]^{0.5} \quad \text{Ec.(3.13)}$$

$$\phi = 64 \left[\frac{4(0.05196)}{3.1416} \right]^{0.5} = 64(0.2572) = 16.46 \approx \frac{17}{64} (pg)$$

Calculo del gradiente del fluido de control

$$Grad_{fluido\ control} = 0.433 \frac{lb}{pg^2\ pies} \times \rho_{rf} \quad \text{Ec.(3.14)}$$

$$Grad_{fluido\ control} = 0.433 \frac{lb}{pg^2\ pies} \times 0.986 = 0.4269 \frac{lb}{pg^2\ pies}$$

Presión del fluido de control:

$$Pres = Pwh + Grad_{fluido\ control} \times Profundidad \quad \text{Ec.(3.15)}$$

Calculo de apertura de la primera válvula a la profundidad correspondiente (Pvo).

Válvula No. 1

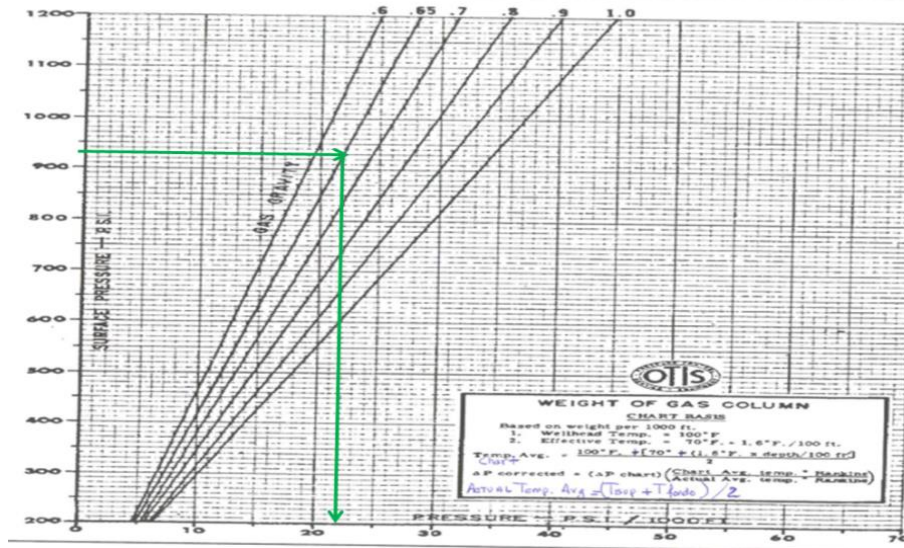


Fig. 3.5.4 Gráfica de gradiente de presión

Con $P_{so}=920 \text{ lb/pg}^2$ y con $prg=0.65$ se tiene una $\Delta P = 22.5 \frac{\text{lb/pg}^2}{1000 \text{ pies}}$

Corrección por temperatura (Ec. 3.2):

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + 1.6 \left(\frac{3500}{100} \right)}{2} = 113^\circ F + 460^\circ F$$

$$\bar{T}_{graf} = 573 \text{ }^\circ R$$

Tabla 3.1 Profundidad vs Temperatura

Profundidad [ft]	Temperatura [°F]
0	100
11,000	232

$$m = \frac{232 - 100}{11000} = 0.012^{\circ}F/pies$$

$$Temp(^{\circ}F) = 0.012 \left(\frac{^{\circ}F}{ft} \right) x Profundidad(pies) + 100$$

$$Temp@prof. val(^{\circ}F) = 0.012 \left(\frac{^{\circ}F}{ft} \right) x 3500(pies) + 100$$

$$Temp(^{\circ}F) = 142(^{\circ}F)$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{T_{sup} + T_{fondo}}{2} = \frac{100 + 142}{2} = 121^{\circ}F + 460^{\circ}F = 581^{\circ}R$$

Con la Ec. 3.4, la presión del gas en el fondo es:

$$P_{gasfondo} = P_{so} + \Delta P_{corr g}$$

$$\Delta P_{corr g} = 22.5 \left(\frac{lb/pg^2}{1000 pies} \right) \left(\frac{573}{581} \right) = 22.19 \frac{lb/pg^2}{1000 pies}$$

La presión de la válvula operante (Pvo) es la (Ec 3.4):

$$P_{vo} = 1010 + 22.19 \left(\frac{lb/pg^2}{1000 pies} \right) (3500 pies)$$

$$P_{vo} = 1087.67 lb/pg^2$$

Capítulo 4

4. Sistemas Artificiales de Producción Híbridos

Mediante la combinación de tecnologías tradicionales de SAP se ha podido reducir algunas limitaciones que presenta un solo sistema, es decir, la combinación de SAP ha mejorado las condiciones de instalación, manejo y producción.

Un Sistema Híbrido (SH) es la combinación de dos o más sistemas artificiales de producción. El objetivo de un SH es incrementar la producción del pozo, mejorando las condiciones de manejo del equipo e implementando nuevas tecnologías a un sistema artificial convencional (SAP). Ésta innovación tecnológica ha hecho que los sistemas sean más adaptables a una gran variedad de condiciones de fondo, ayudando a lograr un mayor tiempo de producción, mayor optimización de condiciones de explotación y reducción costos.

Un SH puede ser diseñado para que operen simultáneamente los dos sistemas artificiales, o bien, puede ser diseñado para ser auxiliares uno SAP del otro, y no trabajar al mismo tiempo; cada sistema artificial puede cumplir individualmente con los requerimientos de gasto, sin embargo se tiene un sistema artificial de respaldo para suplir al sistema artificial primario, debido a las fallas técnicas y de operación en superficie, como en el pozo.

4.1 Tipos de sistemas híbridos

Los tipos de sistemas híbridos que existen actualmente son cinco:

- Bombeo por cavidades progresivas con Bombeo electro-centrífugo sumergible.
- Bombeo por cavidades progresivas combinado con Bombeo Neumático.
- Bombeo hidráulico tipo jet con Bombeo Neumático.
- Embolo viajero con Bombeo Neumático.
- Bombeo electrocentrífugo sumergible con Bombeo Neumático Continuo.

4.1.1 Sistema Artificial de Bombeo con Cavidades Progresivas con Bombeo electrocentrífugo sumergible.

Este sistema híbrido también llamado bombeo de cavidades progresivas Electrosumergible (BCPE) combina la bomba de cavidades progresivas con el motor del BEC. Es ideal para operar en pozos horizontales, ya que con menos varilla en el sistema, disminuirá la pérdida de fricción en la tubería y la varilla.

El sistema es resistente a la producción de arena y ofrece una alta eficiencia de producción de fluidos viscosos. Los gastos, la columna hidrostática y la eficiencia del sistema son controlados usando en superficie un Variador de Frecuencia (VSD)².

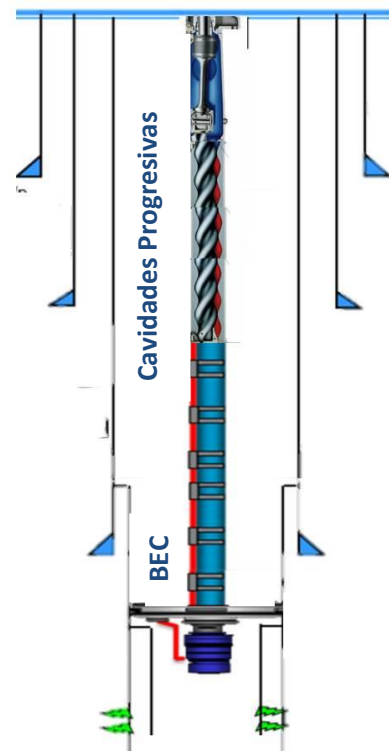


Fig. 4.1.1 Sistema Híbrido BCPE

² M. Taufan, R Adriansyah y D. Satriana "Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells" Artículo de la SPE 93594, 2005.

Características principales:

- Es un sistema sin varilla que elimina la pérdida por fricción en la tubería y la varilla
- El elastómero del estator está hecho de una mezcla de componentes diseñado para manejar una variedad de fluidos producidos, sólidos y gases.

Beneficios

- Producción controlada a través del VSD.
- Manejo de gas gracias al separador de gas.
- Alta eficiencia de producción incluso para fluidos viscosos y altos contenidos de sólidos.

4.1.2 Bombeo por cavidades progresivas combinado con Bombeo Neumático.

Éste sistema híbrido combina la eficiencia volumétrica y la capacidad de manejo de aceite pesado de la BCP, con la capacidad de reducción de la columna de fluido del Bombeo Neumático. El gas es inyectado por encima de la BCP causando que la columna de fluido se reduzca significativamente, por lo que aumentara el rendimiento de la Bomba CP.

Características principales:

- Puede ser instalado con o sin empacadores.
- Único mandril para el Bombeo Neumático diseñado con un tubo de inyección bypass.

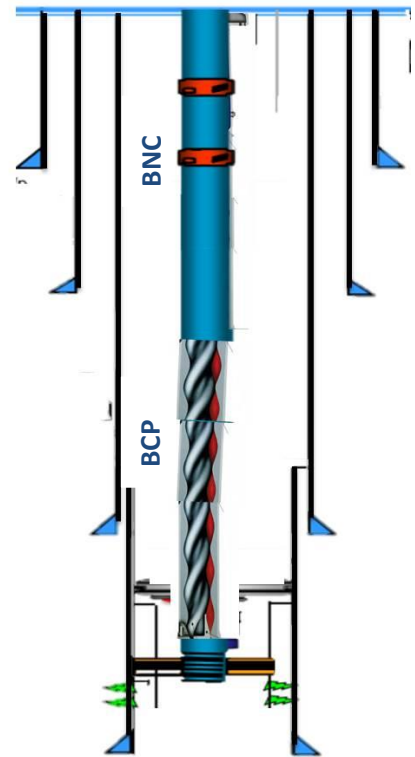


Fig. 4.1.2 Sistema Híbrido BCP - BNC

Beneficios:

- Reduce el tamaño de la varilla.
- Incrementa la eficiencia volumétrica de la BCP.
- Aumenta la profundidad de instalación de la BCP.
- Mejora la eficiencia de elevación en condiciones de baja densidad de la columna de fluido.
- Bajo consumo de energía (reduce la potencia del motor necesaria para el arranque).

4.1.3 Bombeo hidráulico tipo jet con Bombeo Neumático

Las capacidades del fluido motriz de la bomba tipo jet se combinan con las capacidades de reducción de la columna de fluido del Bombeo Neumático.

Normalmente, el tubo concéntrico tales como un espiral se instalan dentro de la TP junto con una bomba jet. El fluido motriz es inyectado por debajo de la sarta concéntrica donde los fluidos producidos se mezclan con el fluido motriz a través de la bomba jet y son producidos hasta la TP. El gas es inyectado por encima de la bomba jet, reduciendo la columna de líquido e incrementando la eficiencia del sistema.

Características principales:

- Cuentan con el apoyo de software para su análisis.
- Aumenta la recuperación de reservas.

Beneficios:

- Bajo volumen de fluido motriz para su operación.
- El pozo puede ser tratado para controlar problemas de corrosión o parafinas.
- Reduce los requerimientos de instalación del BN en superficie.
- Incrementa la profundidad de instalación de la bomba.

4.1.4 Embolo viajero con Bombeo Neumático.

En este sistema híbrido, se combina un pistón con el BN para incrementar la eficiencia de elevación en pozos con elevación intermitente.

Características principales:

- Varios diseños de émbolos pueden ser usados.
- El embolo puede ser retirado sin intervención.
- Puede ser usado en pozos desviados.

Beneficios:

- Mantiene el pozo limpio de parafinas.
- Aumenta la recuperación final de gas y aceite.
- Reduce el equipo superficial del BN.

4.1.5 Sistema Híbrido BEC- BN Conjunto

En este sistema híbrido, la alta capacidad de elevación de las bombas Electrosumergibles es combinada con las capacidades de reducción de la columna de líquido que proporciona el Bombeo Neumático. El gas es inyectado por encima de la Bomba electrocentrífuga para reducir la densidad de la columna

de fluido. Esta reducción en la columna puede ser tan significativa que puede ahorrar hasta un 40% de energía.

Características principales:

- Reduce los requerimientos de presión para la descarga del Bombeo electrocentrífugo.
- Cuenta con el apoyo de software para su análisis, con el objetivo de mantener el buen funcionamiento del equipo.

Beneficios:

- Disminución de los requerimientos de inyección de gas.
- Aumenta la profundidad de instalación de la bomba.
- Reducción en requerimientos de la bomba y motor (menor consumo de energía).
- Reducción de las instalaciones eléctricas principalmente en el cable conductor eléctrico.

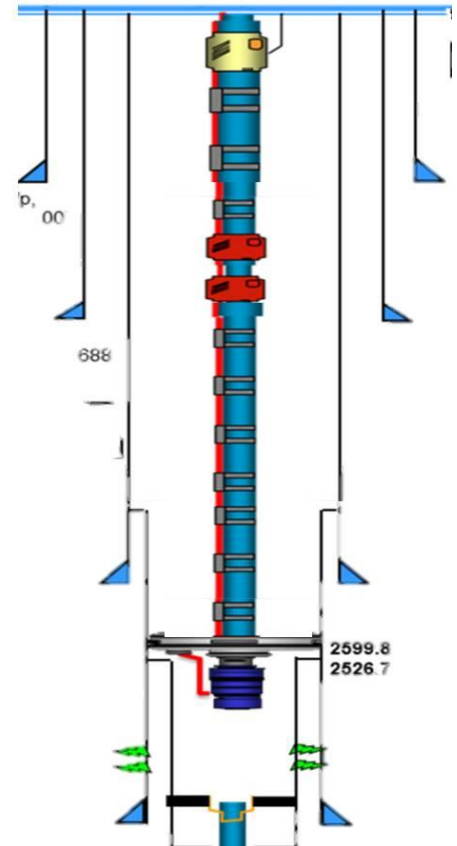


Fig. 4.1.3 Sistema Híbrido Conjunto BEC – BN

4.2 Sistema Híbrido BEC- BN Auxiliar

El sistema artificial de producción híbrido de Bombeo electrocentrífugo (BEC) y Bombeo Neumático Continuo (BNC), los cuales operaran de forma independiente, siendo el primero el que operará como sistema artificial de producción principal, y el BNC el sistema de respaldo.

Los elementos que permiten la operación independiente de ambos sistemas son el empacador profundo y una camisa deslizante operada con flujo, la cual está instalada arriba de la descarga del BEC, esta tiene una posición normal de abierta, es decir comunicados el aparejo de producción y el espacio anular del pozo.

Siendo el BEC el sistema principal, una vez que este se pone en operación, el flujo que induce dentro del aparejo de producción activa el mecanismo de la válvula deslizante con lo que se aísla el aparejo de producción del espacio anular y todo el flujo producido por el yacimiento e impulsado por el BEC es conducido por el aparejo de producción hasta la superficie.

Cuando en caso de falla del BEC o por paro programado del mismo, se suspende el flujo de este sistema la camisa deslizante regresa a su posición normal, es decir, a abierta y comunica el aparejo de producción con el espacio anular con lo que el retorno de los fluidos del aparejo de producción al pozo no pasa por equipo de fondo del BEC.

También en la posición normal de la camisa deslizante, abierta, se opera el sistema artificial de respaldo, sin necesidad de intervenir el pozo, y solo se requiere suministrar gas a alta presión a la línea de inyección de gas de BN del pozo.

El sistema de respaldo, es decir, el BN entrará en operación cuando el BEC sufra una falla permanente o parcial, para lo cual es conveniente aplicar el procedimiento correspondiente, tomando como punto a cuidar el proceso de desfogue del gas de BN, en caso de requerirse, debido a que un súbito desfogue puede provocar daño en el cable de potencia por efecto de descompresión.

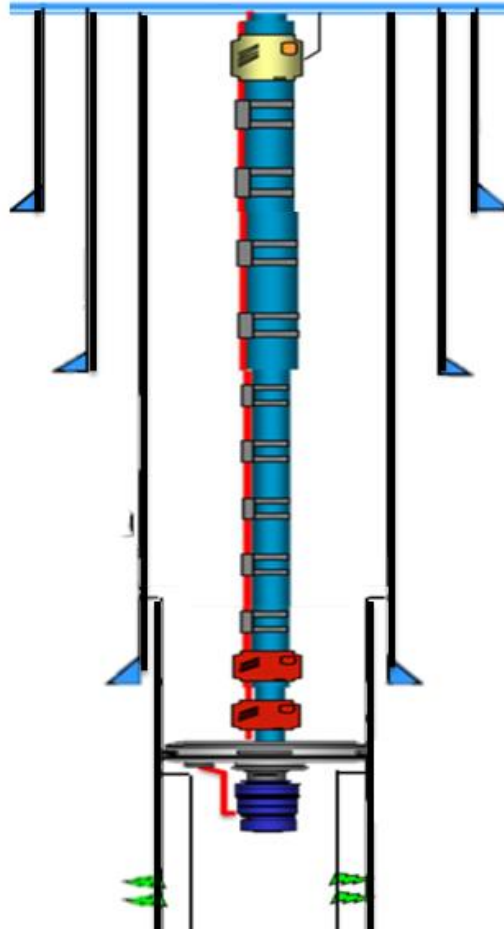


Fig. 4.2.1 Sistema Híbrido Auxiliar BEC- BN

4.3 Diseño del Sistemas Artificial Híbrido BEC-BN Auxiliar

Para el diseño, se utilizó la información de campo de un pozo típico (llamado desde Ahora Pozo A) en instalaciones costa afuera. El estado mecánico del pozo se presenta en la Fig. 4.3.1.

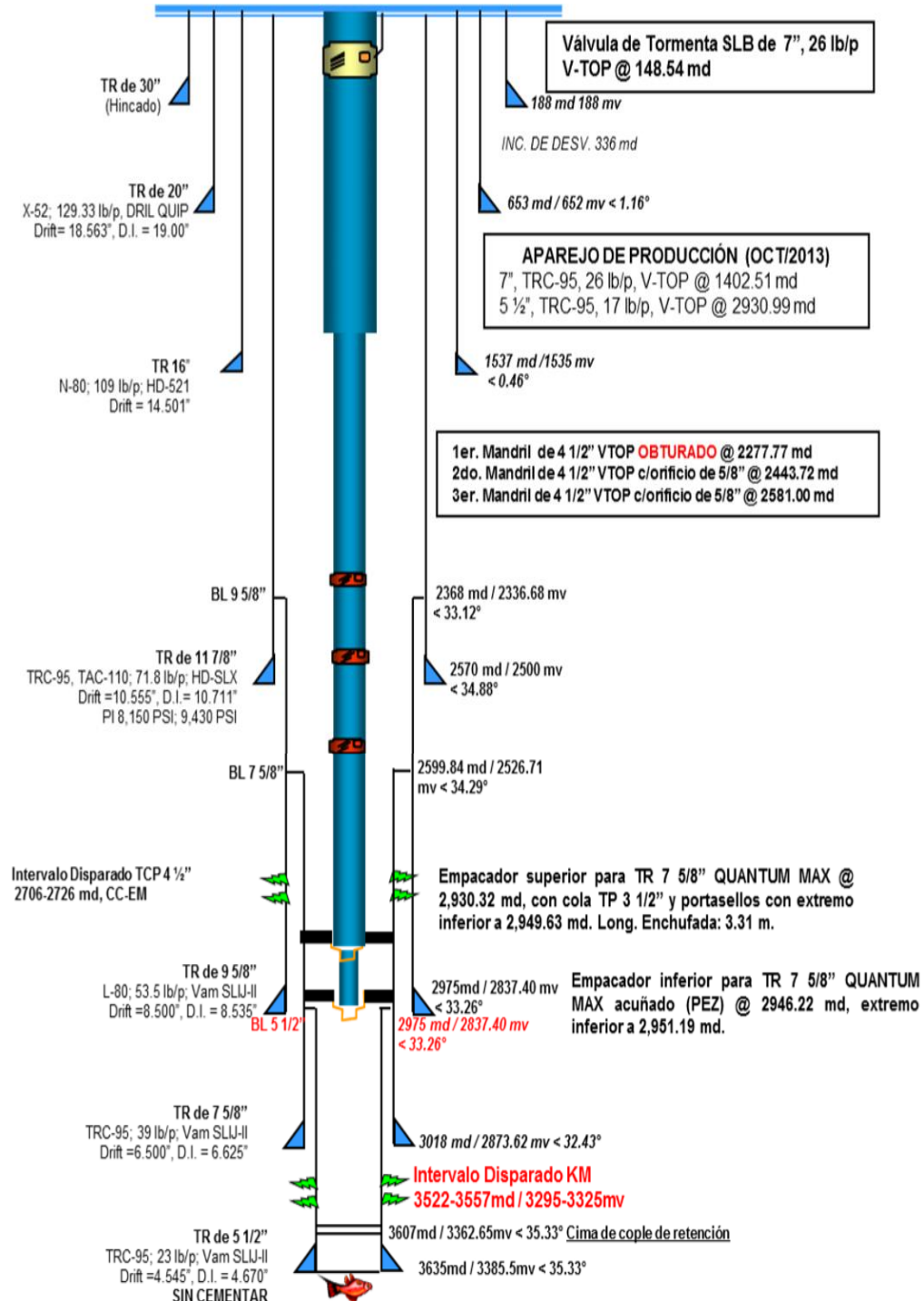


Fig. 4.3.1 Estado mecánico del pozo "A"

Datos:

➤ Grados API°	13.7°
➤ Densidad relativa del aceite	0.9745 (adimensional)
➤ Factor de volumen del aceite	
➤ NMIP Nivel dinámico del intervalo productor	3539.5(mV) =11612.53(ft)
➤ Gasto de aceite @ c.s.	7000 bpd
➤ Pwh Presión en la cabeza	170.64 psi
➤ Pwf Presión de fondo fluyente	2043 lb/pg ²
➤ Pws Presión estática	2396 lb/pg ²
➤ Tubería de Revestimiento	7 5/8"
➤ Tubería de Producción	5 1/2"
➤ Presión de inyección de gas	1000 lb/pg ²
➤ Presión de operación del gas de inyección	950 lb/pg ²
➤ Presión en la cabeza del pozo	170.64 lb/pg ²
➤ Densidad relativa del gas de inyección	0.65
➤ Densidad relativa del fluido de control	0.85
➤ Tubería de Revestimiento	7 5/8 pg
➤ Profundidad del empacador	9186.35 pies
➤ Profundidad del intervalo productor.	11,612.53 pies
➤ Temperatura en el cabezal	100 °F
➤ Temperatura de fondo	247.68 °F
➤ Caída de presión en la válvula de iny.	100 lb/pg ²
➤ Temperatura de calibración en el taller	60°F
➤ Relación Gas-Aceite	59.1 m ³ /m ³
➤ Relacion Gas- Liquido Reportado	87.4 m ³ /m ³

A través del método de Vogel se genera la siguiente tabla (tabla 4.1), para generar la curva de IPR (Fig. 4.3.2), se utiliza este método ya que el daño es 0.

Tabla 4.1 Gasto vs Presión, Pozo "A".

Pwf (psia)	qo (bpd)
2396	0
2043	7000
2000	7785.66745
1500	15852.6867
500	26082.5882
100	27970.3376
0	28245.4704

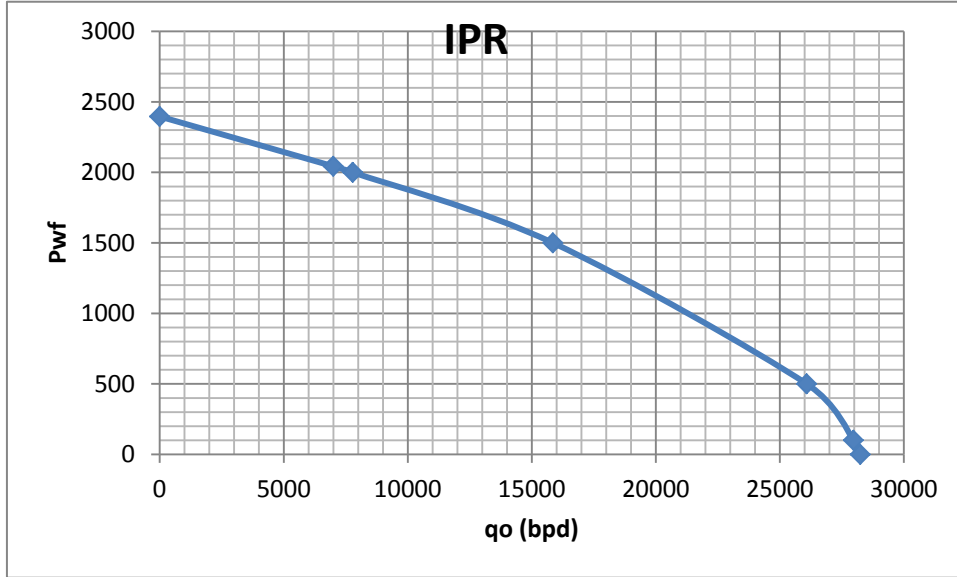


Figura 4.3.2 Curva IPR del Pozo "A"

La presión y el gasto de aceite deseado para el cual se diseña es:

Q_o deseado. = 8000 bpd	P_{wf} = 1988.129psi
---------------------------	------------------------

Para el diseño, se empezara por el sistema BN para establecer la profundidad de las válvulas así como la sumergencia de la bomba del sistema BEC, se utilizaran las ecuaciones de diseño del capítulo 2 y capítulo 3.

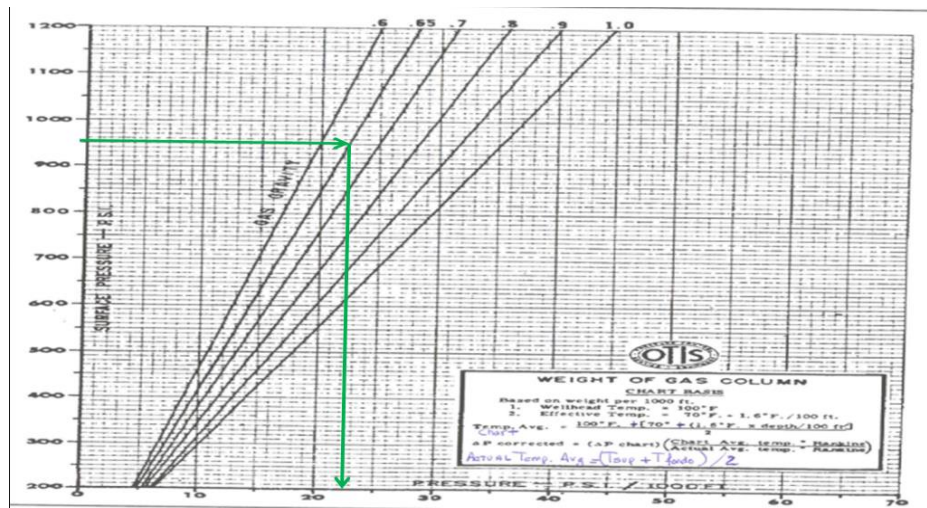


Fig. 4.3.3 Gráfica de gradiente de presión

Para la profundidad de 8000 ft y un gradiente de presión de 23 psi/1000 ft, (Ec. 3.1) se tiene:

$$\Delta P_{gas} = 23 \frac{psi}{1000 ft} \times 9186.35 ft = 211.28 psi$$

Corrección por temperatura (Ec. 3.2 y Ec. 3.3)

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + 1.6 \left(\frac{9186.35}{100} \right)}{2} = 158.44^{\circ}F + 460^{\circ}F = 618.44^{\circ}R$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{100 + 247.68}{2} = 173.84^{\circ}F + 460^{\circ}F = 633.84^{\circ}R$$

La presión del gas en el fondo será (Ec. 3.4 y Ec. 3.5) :

$$P_{gasfondo} = 950 + 211.28 \left(\frac{618.44}{633.83} \right) = 1156.15 psi$$

La presión de gas disponible en superficie será (Ec. 3.6 y Ec. 3.7):

$$P_{dissup} = P_{so} - 100 psi = 850 psi$$

$$P_{disfondo} = P_{sofondo} - 100 psi = 1156.15 - 100 = 1056.15 psi$$

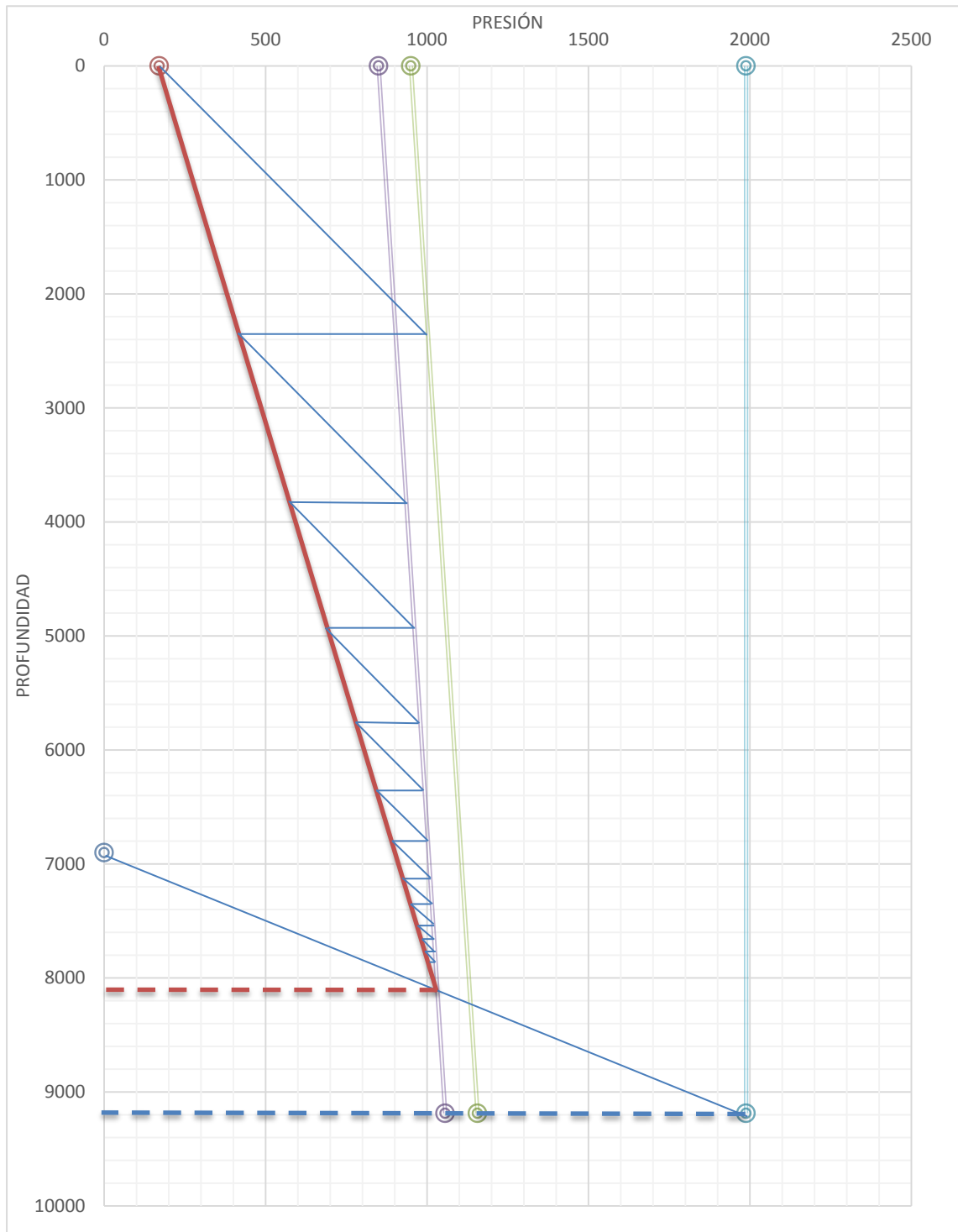


Fig. 4.3.4 Diseño de colocación de las Válvulas para el BN del SH del Pozo "A"

Cálculo del Nivel Dinámico (ND),(Ec. 3.8).

$$ND = 11,612.53 - \frac{1988.129}{0.433 \times 0.9758} = 6900.86 \text{ pies}$$

Se realiza el trazo de líneas en la hoja milimétrica y se determina el punto de inyección (PI), el cual se encuentra a:

PI= 8,100.00 pies

A través de la correlación Hagedorn y Brown (1965), se obtiene un perfil de las caídas de presión con diferente RGL. Al sobreponer esta grafica con el diseño del BNC se obtendrá el RGL adecuado para el suministro de gas.

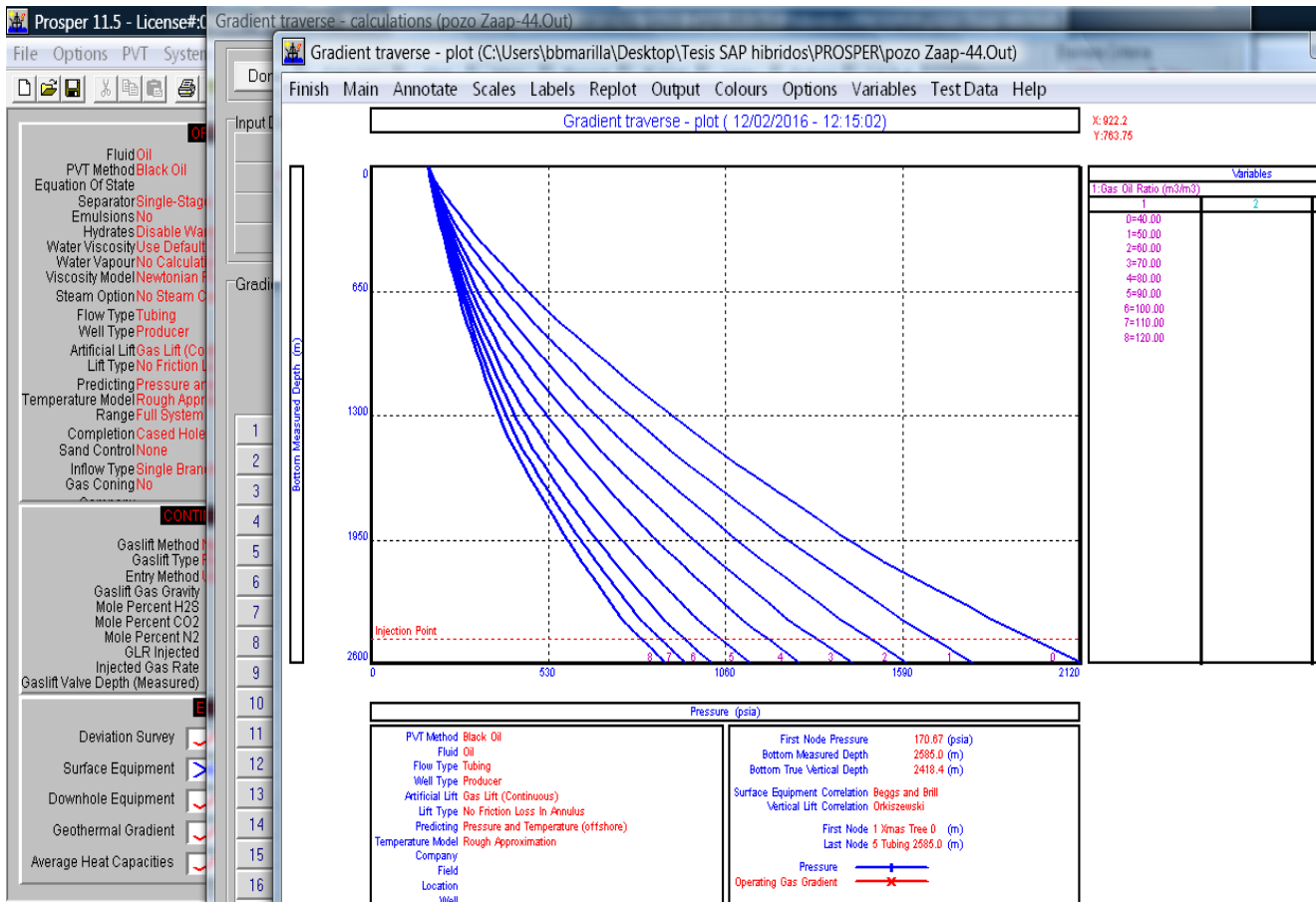


Fig. 4.3.5 Perfil de presiones correlación Hagedorn y Brown (1965)

El gasto de inyección de gas es de:

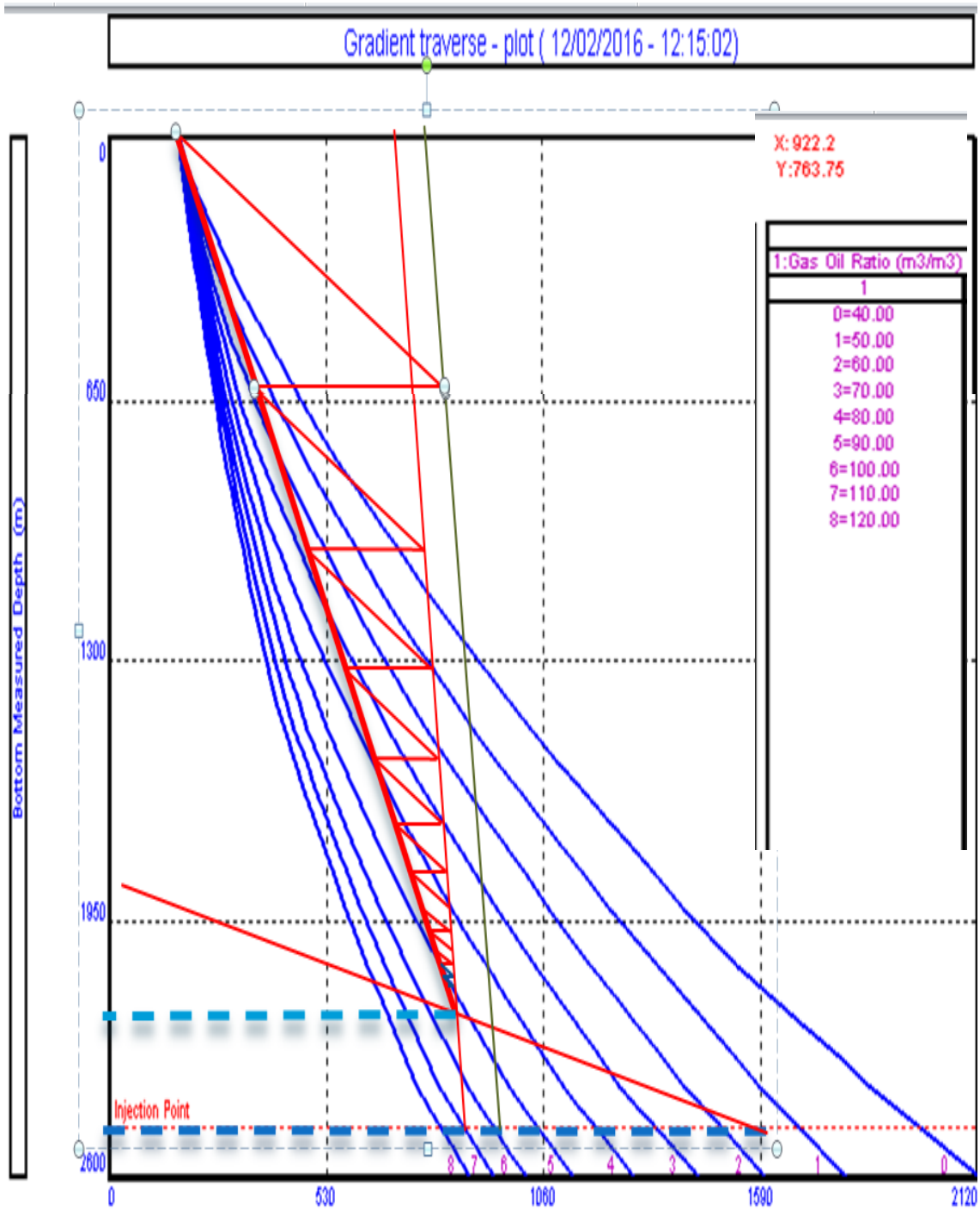


Fig. 4.3.6 RGL óptimo para el diseño BN

RGL óptimo de 90 m³ / m³

Cálculo del Q_{iny} con una RGL de 90 m³ / m³ (Ec. 3.8):

$$Q_{iny} = (RGL - RGA)Q_o$$

$$Q_{iny} = (90 - (87.4 - 59.1)) * \left(\frac{3.2808^3}{5.615} \right) * 8000$$

$$Q_{iny} = 3\,104\,306.96 \frac{\text{pies}^3}{\text{dia}}$$

Corrección de V_{gi} por temperatura (Ec. 3.9 , Ec 3.10 y Ec 3.11):

$$T.P.I. = 100 + \frac{(247.679 - 100)}{11,612.53} * 8100.00 = 203.01^\circ F$$

$$F_c = 0.0544 \sqrt{0.65 * (203.01 + 460)} = 1.1293$$

$$V_{gi} = 1.1293 * 3\,104\,306.96 \frac{\text{pies}^3}{\text{dia}} = 3\,505\,693.855 \frac{\text{pies}^3}{\text{dia}}$$

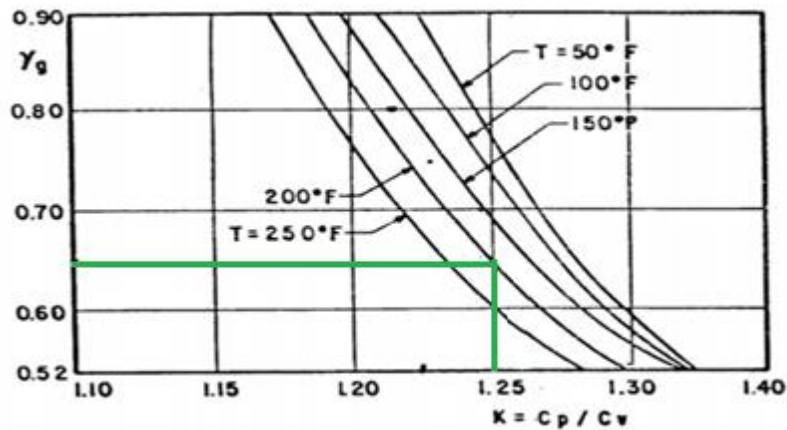


Fig. 4.3.7 Gráfica factor K vs Den. rel. gas

Se tiene una $K=1.25$

Cálculo del diámetro de orificio de la válvula operante (Ec. 3.12):

$$CA = \frac{3500000}{155500 \times 1030 \left[\frac{64.34 \times 1.245}{0.65(203.01 + 460)(1.245 - 1)} \left[\left(\frac{860}{1030} \right)^{2/1.245} - \left(\frac{860}{1030} \right)^{(1.245+1)/1.245} \right] \right]^{0.5}}$$

$$CA = 0.156$$

Por lo tanto el diámetro del orificio es (Ec. 3.13):

$$\phi = 64 \left[\frac{4(0.156)}{3.1416} \right]^{0.5} = 64(0.4457) = 28.52 \approx \frac{30}{64} (pg)$$

Obteniendo el diseño del sistema de BN se prosigue con el sistema BEC

Calculo del nivel dinámico (ND), (Ec. 2.1):

$$ND = 11612.53 - \frac{1988.13}{0.433 * 0.9745} = 6900.8581 \text{ pies}$$

Se da una Sumergencia de: 1299.1419 pies, debido a que se debe considerar la profundidad de la válvula operante del BN (Ec. 2.2).

$$\text{Colocacion bba} = 6900.8581 + 1299.1419$$

$$\text{Colocacion bba} = 8200 \text{ pies}$$

Para P_{wh} se necesita a cambiar de unidad psia a $P_{wh}(L)$ que es una columna en pies(Ec. 2.3) por lo cual,

$$P_{wh} = 170.64 \text{ psia}$$

$$P_{wh}(L) = \frac{P_{wh}}{0.433 * \gamma_o} = \frac{170.64}{0.433 * 0.9745} = 404.39 \text{ pies}$$

Para las caídas de presión por diámetro y volumen de barriles por día, se recurre a la siguiente gráfica:

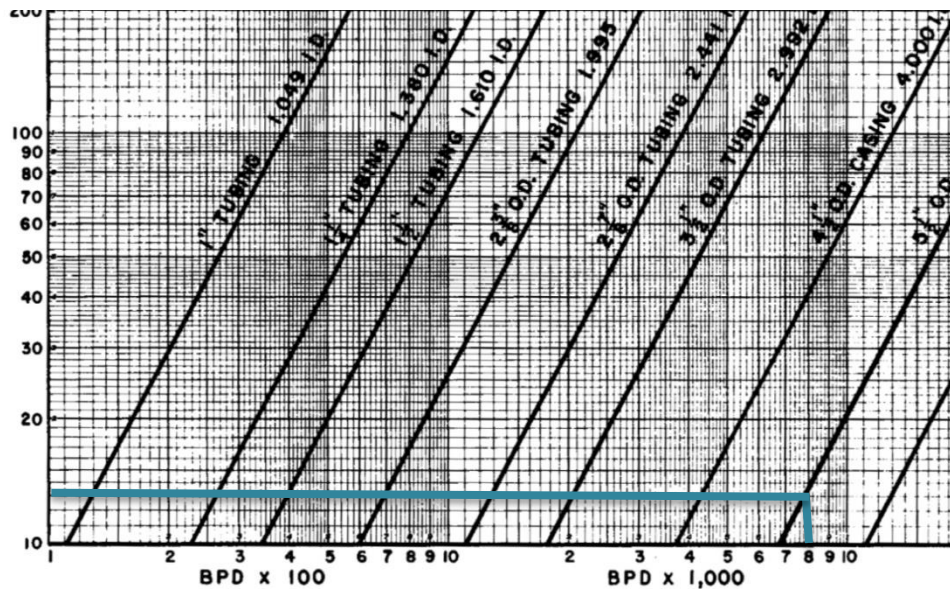


Fig. 4.3.8 Gráfica de caídas de presión en la tubería

De la Ec 2.4 tenemos las caídas de presión a través de la tubería:

$$\Delta P_{TP} = \frac{13 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} * 8200 = 106.6 \approx 107 \text{ pies}$$

De la Ec. 2.5 obtenemos la carga dinámica total:

$$CDT = 8200 + 107 + 404.39 - 1300 = 7411.39 \text{ pies}$$

Se selecciona la bomba, ya que satisface y cumple con los requerimientos:

P320A -centriflift- 50Hz serie675-3475 RPM con una Eficiencia al 72%

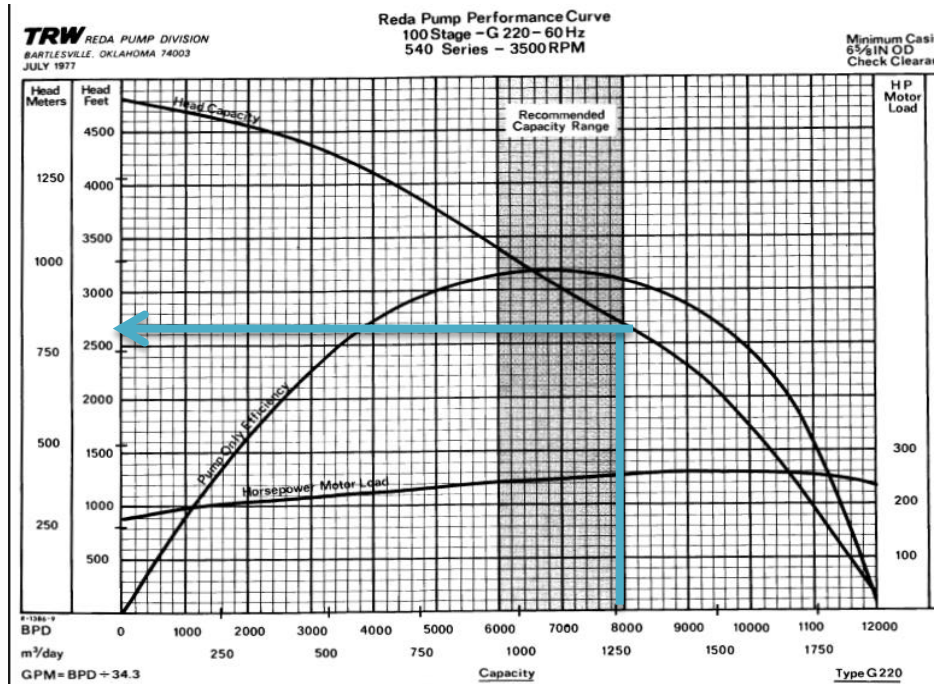


Fig. 4.3.9 Gráfica de la bomba para 8000 bpd

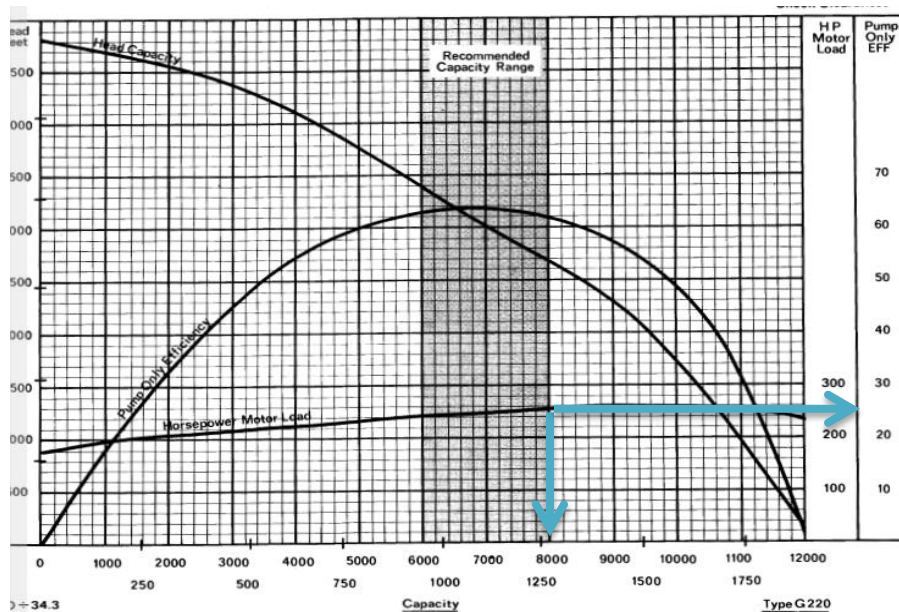


Fig. 4.3.10 Gráfica de la bomba para 8000 bpd

Calculo de N° de Etapas (Ec. 2.6):

$$NE_T = \frac{CDT}{\text{Valor de grafica}} = \frac{7412}{27ft/etapa} = 274.55185 \approx 275 \text{ etapas}$$

Calculo de Potencia del Motor (Ec. 2.7):

$$HP = NE_T * \frac{HP}{Etapa} * \gamma_o = 275 * 2.4 * 0.9745 = 643.17HP$$

De la Tabla 2.2, se obtiene motor tándem de: 680 HP 3200 Volts 140 Amp.
A partir de las tablas de motores (Zertuche, 2003)

El cable 1 CU cumple las condiciones de amperaje dado por el motor

3KV – Redalene – Galv (para 300°F)

Obtenemos la temperatura a la profundidad de colocación de la bomba a través de un gradiente de temperatura (Ec. 2.8)

$$\text{Temp} = 100 + \frac{(232-100)}{11000} * 7900 = 194.8 \text{ °F}$$

El voltaje se ve afectado por la temperatura por lo cual obtiene un factor de corrección el cual se obtiene a través de la siguiente grafica (Fig. 4.3.11)

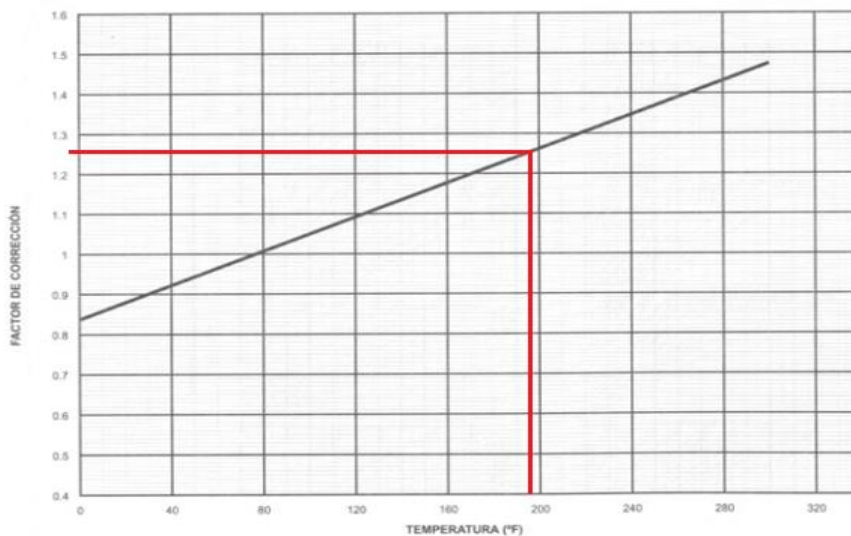


Fig. 4.3.11 Gráfica de Temperatura vs Factor de corrección

Factor de corrección = Fac1= 1.26

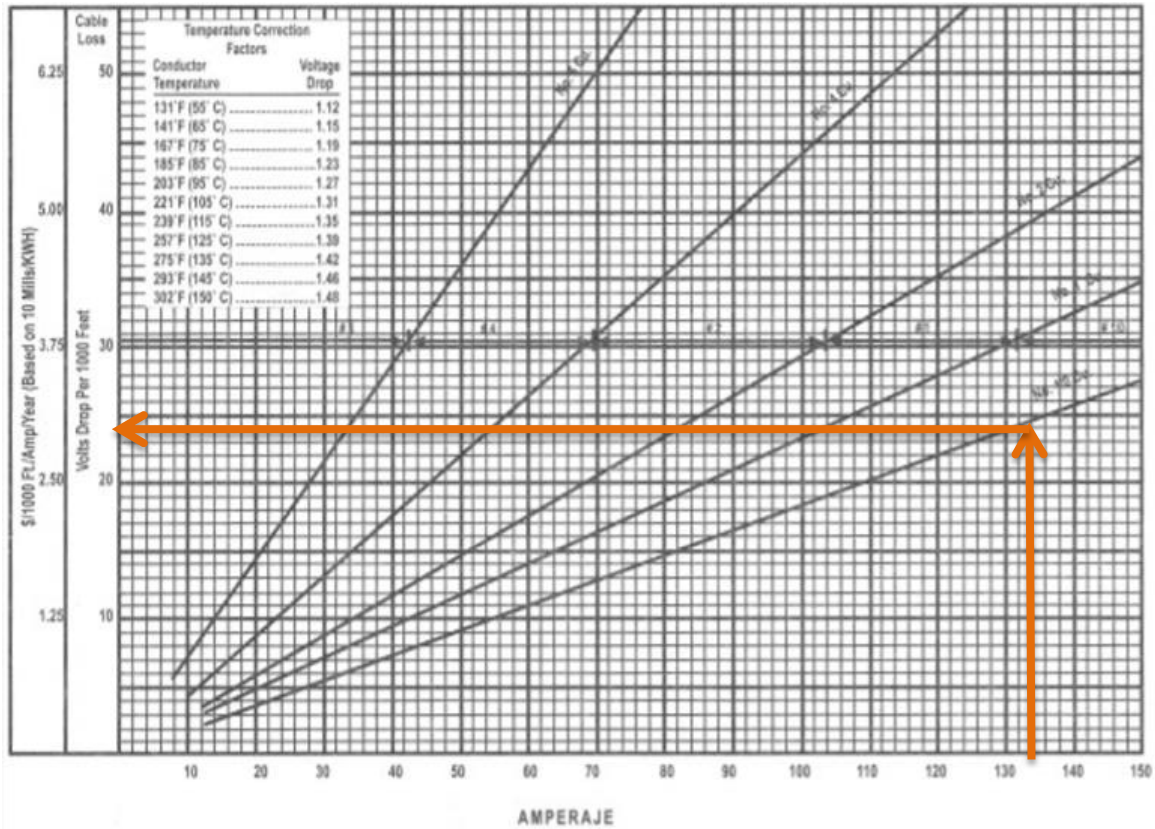


Fig.4.3.12 Caídas de voltaje por amperaje

De la gráfica se lee un valor de Fac2= $\frac{26}{1000}$ volts/ft, (Ec. 2.9):

$$\frac{26 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}} * 1.26 = \frac{32.76 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}}$$

Para la longitud del cable se establece que a la profundidad de colocación de la bomba se le sumen 100 pies para superficie (Ec. 2.10), por lo cual la longitud de cable total es:

$$\text{Long. total} = 8200 + 100 = 8300 \text{ ft}$$

Para los Volts requeridos a través del cable (VoltsR), (Ec. 2.11) :

$$8300 \text{ ft} * \frac{32.76 \text{ volts}}{1000 \text{ ft}} = 271.91 \text{ volts} = 272 \text{ volts}$$

Sumándose al voltaje que requiere el motor (Ec. 2.12)

$$3200 \text{ volts} + 272 \text{ volts} = 3472 \text{ volts}$$

Se corrige por las pérdidas en el transformador que son del 2.5% (FcTrans), (Ec. 2.13) entonces;

$$3472 \text{ volts} * \frac{2.5\%}{100} = 86.8 \text{ volts}$$

El voltaje total (Vs), (Ec.2.14) es:

$$Vs = 3472 \text{ volts} + 86.8 \text{ volts} = 3558.8 \text{ volts}$$

Calculo de los requerimientos de Kilovatios (Kva), (Ec. 2.15):

$$Kva = \frac{3558.8 * 140 * (3)^{0.5}}{1000} = 862.77 \approx 863 \text{ Kva}$$

Se pueden seleccionar 8 transformadores de 100 kva serie 80827-9 y un transformador de 75 kva 80826-1 que satisfacen la demanda.

Por lo tanto el estado mecánico que se programa para el Sistema Híbrido BEC-BN Auxiliar es el siguiente:

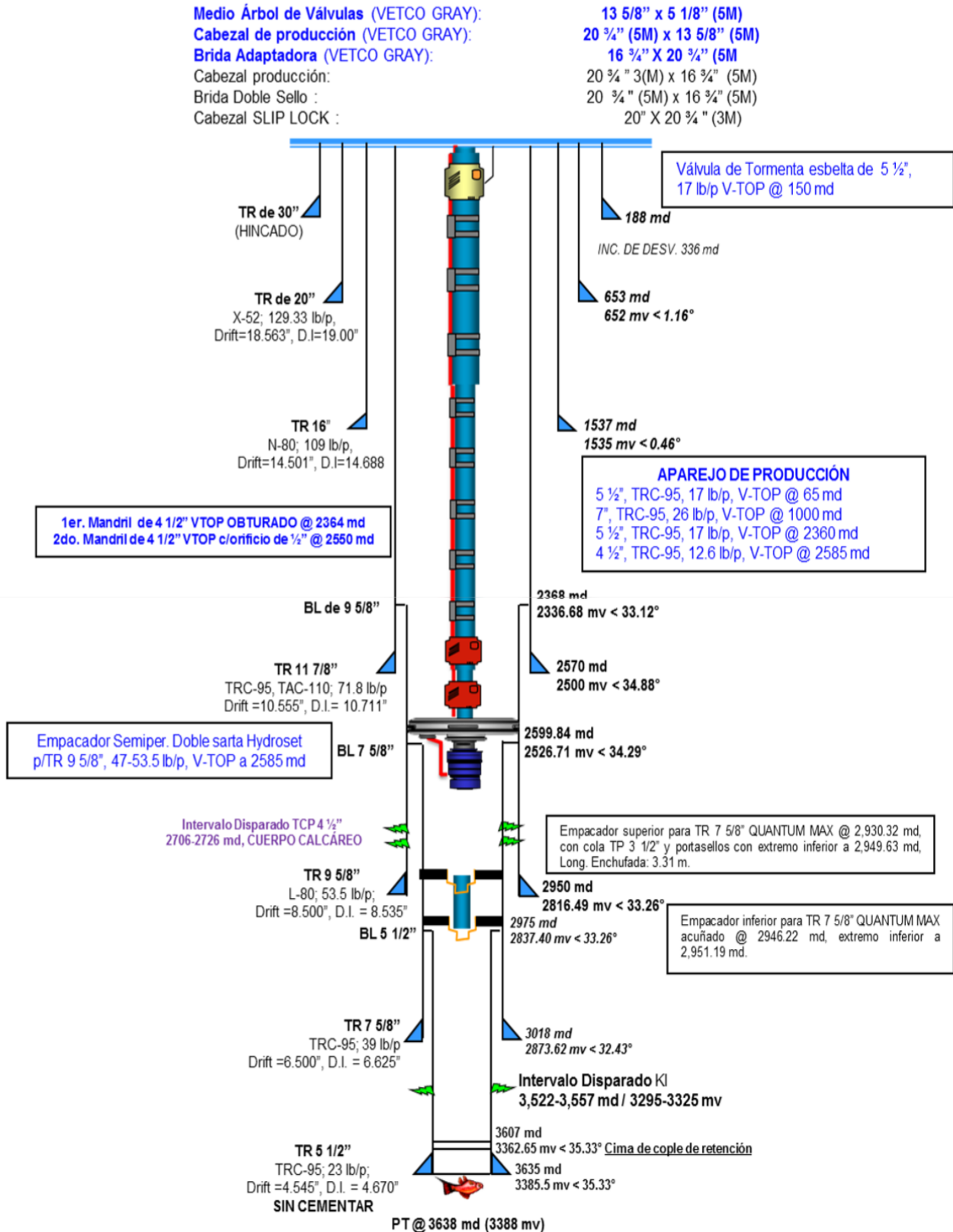


Fig. 4.3.13 Estado mecánico programado del pozo "A"

4.4 Arranque del Sistema Artificial Híbrido BEC-BN Auxiliar

Los elementos que permiten la operabilidad independiente de ambos sistemas son el empacador profundo y una camisa deslizante operada con flujo, la cual está instalada arriba de la descarga del BEC, ésta tiene una posición normal de abierta, es decir comunicados el aparejo de producción y el espacio anular del pozo.

En un principio el pozo se encuentra lleno de fluido de control.

- Se bombea gas de BN a través del espacio anular (el fluido de control pasa del espacio anular al interior de la T.P. a través de la camisa deslizante que se encuentra en una posición normal).
- El fluido de control viaja hasta la superficie a través de la T.P. (debido al aligeramiento de la columna de líquido, los fluidos del yacimiento comenzaran a desplazarse al interior de la T.P.)
- Posterior al desalojo de todo el fluido de control, el cual debe ser verificado con el muestreo de los fluidos producidos en el laboratorio, y una vez que se verifica una operación estable, se pone en marcha el sistema BEC.
- Siendo el BEC el sistema principal una vez que éste se pone en operación, el flujo que induce dentro del aparejo de producción activa el mecanismo de la válvula deslizante con lo que se aísla el aparejo de producción del espacio anular y todo el flujo producido por el yacimiento es impulsado por el BEC es conducido por el aparejo de producción hasta la superficie³.

³ Ingeniería de Producción de Pozos. "Filosofía de operación del sistema de Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Neumático Continuo", PEMEX Exploración y Producción, 2008.

4.5 Comparación de resultados con datos del caso de estudio

Comparación del diseño del pozo “A” Real vs pozo “A” calculado.

Tabla 4.2 Comparación de Resultados

	Real	Calculado	Error abs %
Punto de inyección	2485mv	2468mv	0.68
Diámetro del orificio	32/64 pg	30/64 pg	6.25
Gas de inyección		3.5 MMscf	
Colocación de bba	2870 mv	2500 mv	12.89 **
Bomba	538-S8000N * 2	P320A-centrilift– 50Hz serie675-475RPM con una Eficiencia al 72%	**
Etapas	52etapas * 2	275 Etapas	**
HP motor	413 HP	680 HP	**
Voltaje	2009 Volt	3200 Volts	**
Amperaje	123.5 Amp	140 Amp	**

** Dado que la colocación de la bomba es propuesta por el Diseñador varía en profundidad, pero ésta colocación debe estar por debajo de la válvula operante, para que haya un buen funcionamiento. Debido a esto la selección de bomba, etapas de la misma, motor, voltaje y amperaje varían, por lo cual no se puede dar un error en el cálculo y diseño.

Capítulo 5

5. Evaluación Económica

Toda compañía se enfrenta a optimizar sus procesos y a tomar las decisiones que permitan obtener el mayor beneficio posible con la menor cantidad de los recursos disponibles. La evaluación económica de los proyectos es fundamental para la toma de decisiones a diferentes niveles, tanto de las empresas como de los gobiernos⁴.

Los proyectos de las empresas de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos están sujetos a:

- Fuertes inversiones
- Altos costos
- Alto riesgo
- Alta incertidumbre
- Precios de venta cambiantes e impredecibles

El nivel de conocimiento acerca de un proceso específico puede variar desde el extremo de no saber absolutamente nada acerca del mismo (ignorancia total), hasta el extremo de llegar a entender y modelar completamente su comportamiento (certidumbre total). El escenario más común es el de la incertidumbre; es decir, disponer de un nivel de conocimiento que es mayor que la ignorancia total; pero que no alcanza el estado de certidumbre total⁵.

El riesgo es un término de naturaleza probabilística, que se define como “egresos o pérdidas probables consecuencia de la ocurrencia de un evento no deseado o falla”.

⁴ Orantes López, Rodrigo. “Evaluación Económica en proyectos de ciencias de la tierra” 2015.

⁵ Sánchez Vela, José Juventino. “Introducción a la metodología FEL - VCD” 2015.

Es por ello que para éste trabajo se desarrolla una comparación de dos casos donde involucran varios pozos tipo para cada uno de estos, en los cuales se visualizan las intervenciones que pueden presentar y la producción que se genera a través del tiempo en pozos individuales (Figuras 5.1, 5.2), así como de la producción de 6 pozos tipo para cada uno de los casos (Figura 5.3, 5.4).

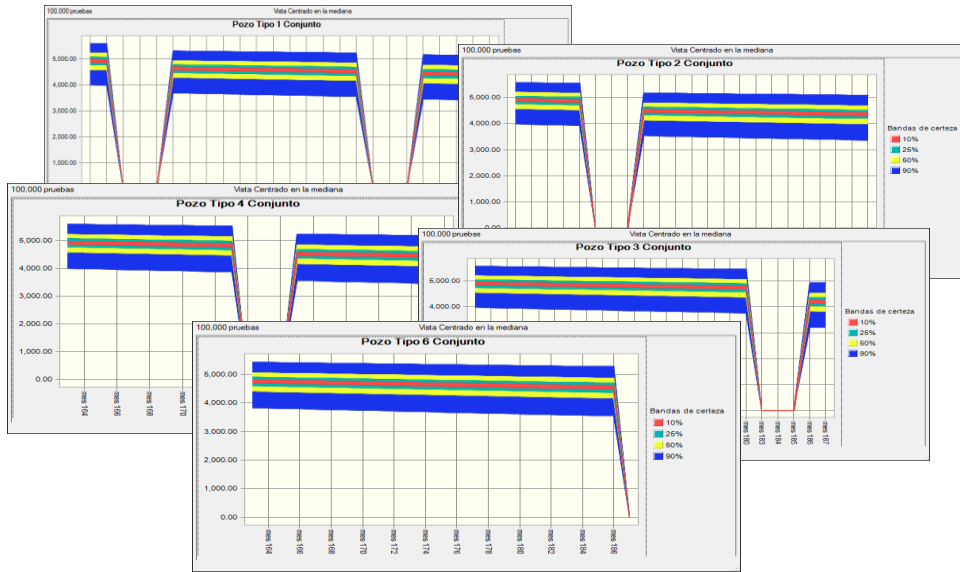


Fig. 5.1 Gráficas de gasto vs tiempo de pozos con BEC

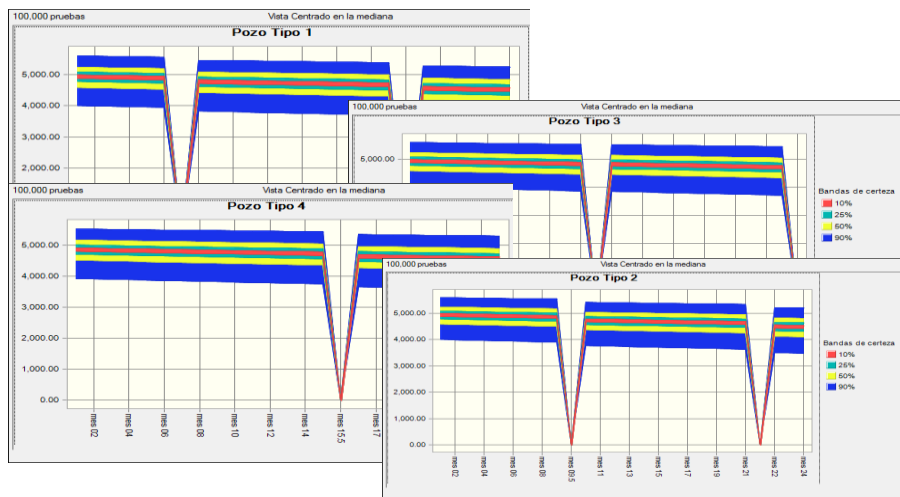


Fig. 5.2 Gráficas de producción vs tiempo de pozos con el SH BEC-BN

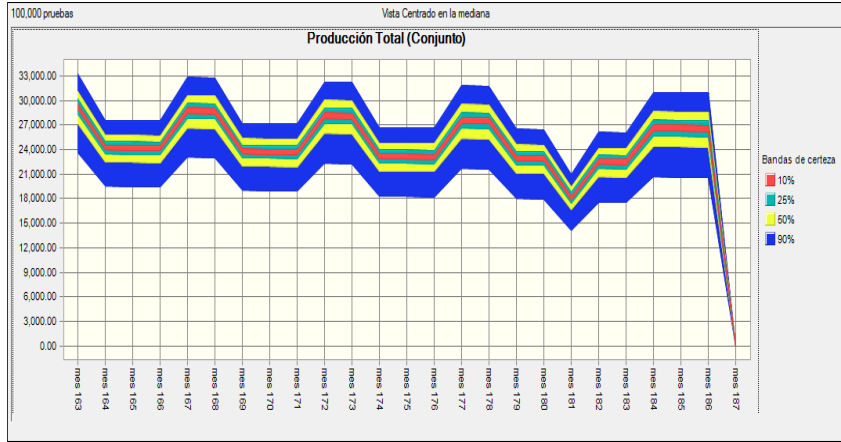


Fig. 5.3 Gasto vs tiempo de 6 pozos con BEC

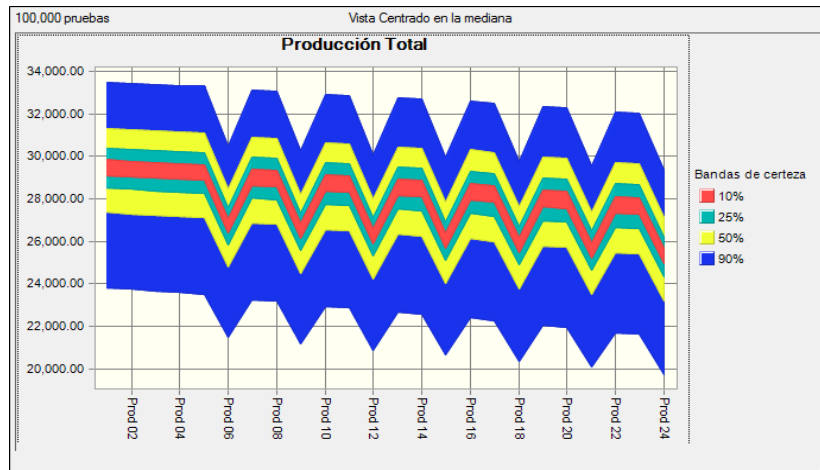


Fig. 5.4 Gasto vs tiempo de 6 pozos con el SH BEC-BN

Para profundizar en el estudio, se toma un pozo tipo para el caso del Sistema Convencional BEC y el Sistema Híbrido BEC-BN y así hacer un análisis más detallado; ambos pozos con las siguientes consideraciones:

Tabla 5.1 Consideraciones para el análisis

Periodo de estudio	24 meses
Factor de declinación mensual	0.017 – 0.018 %
Gasto incremental	1000 bpd
Tiempo de falla y reparación del BEC	3 meses
Precio de barril	25 dólares

Con las consideraciones y con costos de inversión, mantenimiento y reparación para un pozo con Sistema BEC (Tabla 5.2), se realiza el análisis de flujo de efectivo a través de los 24 meses (Tabla 5.3). Para este estudio se utiliza la herramienta de “Crystal ball” (herramienta de Excel), para realizar suposiciones y predicciones con datos duros.

Tabla 5.2 Costos de inversión y mantenimiento de un pozo con BEC.

Concepto	Bajo	Medio	Alto	Suposición
Mantenimiento de BEC / mes	\$ 29,911.50	\$ 35,190.00	\$ 38,709.00	\$35,190.00
Costo por energía BEC / mes	\$ 29,750.00	\$ 35,000.00	\$ 38,500.00	\$35,000.00
Inversión de BEC	\$134,839.61	\$158,635	\$174,498.32	\$158,635
Reparaciones	\$ 85,680.00	\$ 100,800.00	\$ 110,880.00	\$100,800.00

Las suposiciones se generan a partir hay una gran incertidumbre en los datos por lo cual esta suposición genera datos probabilísticos que nos ayudan a visualizar los posibles resultados.

Las predicciones están en función de las suposiciones lo cual nos brinda un rango de resultados que nos ayudan a mitigar la incertidumbre así como el riesgo a través de datos probabilísticos. Como se muestran en las siguientes figuras (Figuras 5.5, 5.6); se observa los percentiles 10, 50 y 90 de los cuales entre el P10 y P90 tenemos el 80% de probabilidad de que los valores utilizados estén dentro de este rango tanto para el Valor Presente Neto (VPN) (Fig. 5.5), como el Valor presente de la Inversión (VPI),(Fig. 5.6).

Tabla 5.3 Flujo de efectivo de un pozo con BEC

MES	0	1	2	3	4	5	6	7
Producción (Brl)	30,000.00	30,000.00	-	-	-	29,700.00	29,700.00	29,700.00
Ingresos (\$)	840,000.00	840,000.00	-	-	-	831,600.00	831,600.00	831,600.00
Inversión	158,731.20				100,000.00			
Costos de energía	35,708.32	35,708.32	-	-	-	35,708.32	35,708.32	35,708.32
Gastos d Op. BEC	35,133.77	35,133.77	-	-	-	35,133.77	35,133.77	35,133.77
Total de gastos	229,573.30	70,842.10	-	-	100,000.00	70,842.10	70,842.10	70,842.10
Ingresos netos	610,426.70	769,157.90	-	-	-100,000.00	760,757.90	760,757.90	760,757.90
Impuestos								
Ingresos D/I	610,426.70	769,157.90	-	-	100,000.00	760,757.90	760,757.90	760,757.90
Utilidad Acum.	610,426.70	1,379,584.60	1,379,584.60	1,379,584.60	1,279,584.60	2,040,342.50	2,801,100.40	3,561,858.31
VPN	610,426.70	761,542.48	-	-	-	723,835.04	716,668.36	709,572.63
VPI	158,731.20	-	-	-	96,098.03	-	-	-
MES	8	9	10	11	12	13	14	15
Producción (Brl)	29,400.00	29,400.00	29,400.00	29,100.00	29,100.00	29,100.00	29,100.00	29,100.00
Ingresos (\$)	823,200.00	823,200.00	823,200.00	814,800.00	814,800.00	814,800.00	814,800.00	814,800.00
Inversión								
Costos de energía	35,708.32	35,708.32	35,708.32	35,708.32	35,708.32	35,708.32	35,708.32	35,708.32
Gastos d Op. BEC	35,133.77	35,133.77	35,133.77	35,133.77	35,133.77	35,133.77	35,133.77	35,133.77
Total de gastos	70,842.10	70,842.10	70,842.10	70,842.10	70,842.10	70,842.10	70,842.10	70,842.10
Ingresos netos	752,357.90	752,357.90	752,357.90	743,957.90	743,957.90	743,957.90	743,957.90	743,957.90
Impuestos								
Ingresos D/I	752,357.90	752,357.90	752,357.90	743,957.90	743,957.90	743,957.90	743,957.90	743,957.90
Utilidad Acum.	4,314,216.21	5,066,574.11	5,818,932.01	6,562,889.91	7,306,847.81	8,050,805.71	8,794,763.61	9,538,721.51
VPN	694,789.90	687,910.79	681,099.79	666,827.11	660,224.86	653,687.98	647,215.82	640,807.75
VPI	-	-	-	-	-	-	86,996.30	-
MES	16	17	18	19	20	21	22	23
Producción (Brl)	29,100.00	-	-	-	28,800.00	28,800.00	28,800.00	28,800.00
Ingresos (\$)	814,800.00	-	-	-	806,400.00	806,400.00	806,400.00	806,400.00
Inversión		-	-	100,000.00				
Costos de energía	35,708.32	-	-	-	35,708.32	35,708.32	35,708.32	35,708.32
Gastos d Op. BEC	35,133.77	-	-	-	35,133.77	35,133.77	35,133.77	35,133.77
Total de gastos	70,842.10	-	-	-	70,842.10	70,842.10	70,842.10	70,842.10
Ingresos netos	743,957.90	-	-	- 100,000.00	735,557.90	735,557.90	735,557.90	735,557.90
Impuestos								
Ingresos D/I	743,957.90	-	-	-	-	-	735,558	735,558
Utilidad Acum.	10,282,679.41	71,087,506	71,087,506	10,282,679	10,282,679	10,182,679	10,918,237	11,653,795
VPN	634,463.12	-	-	-	-	-	602,822	596,854
VPI	-	-	-	-	-	82,774	-	-

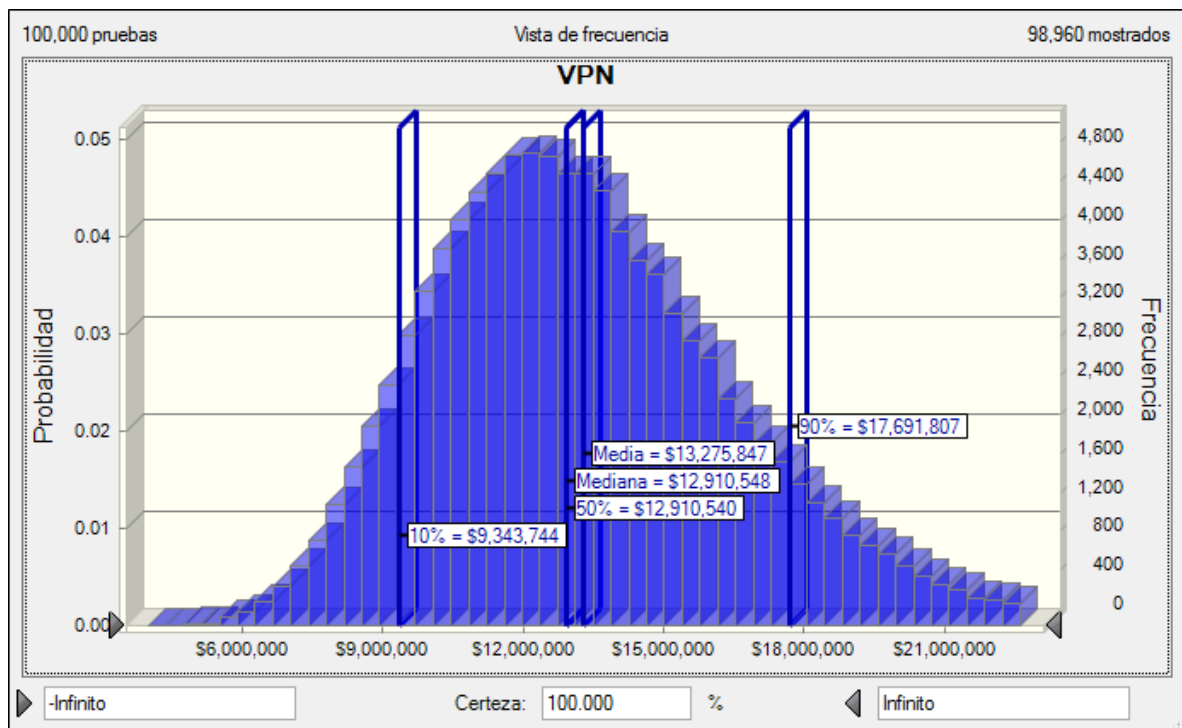


Fig. 5.5 Gráfica de probabilidad del VPN de un pozo tipo con BEC

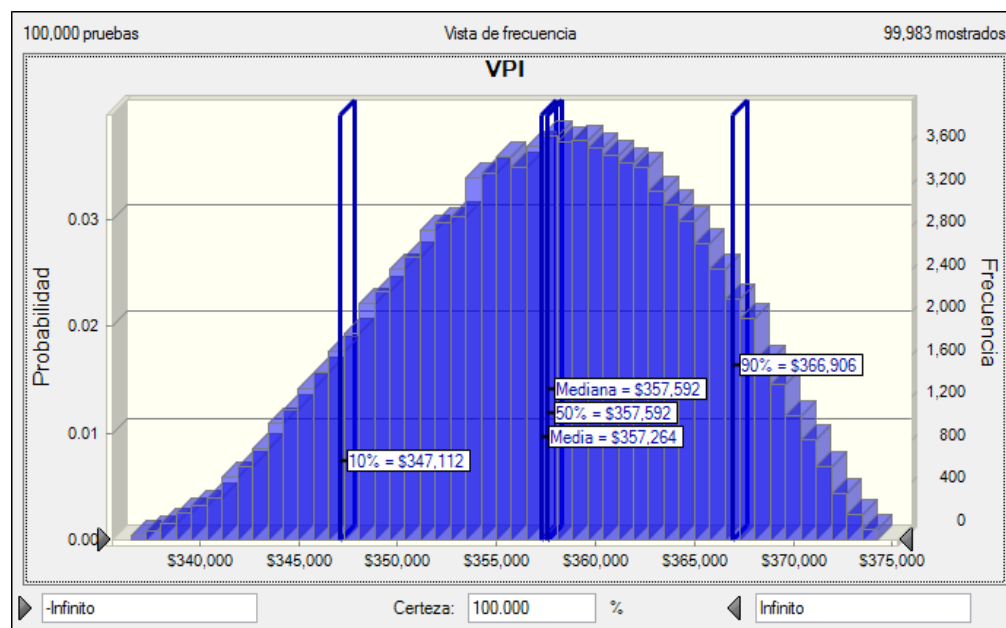


Fig. 5.6 Gráfica de probabilidad del VPI de un pozo tipo con BEC

La siguiente tabla (Tabla 5.4), nos muestra los resultados de producción, VPN, VPI, en un periodo de 24 meses se contemplan dos intervenciones para el sistema convencional BEC.

Tabla 5.4 Datos al final de los 24 meses para un pozo con BEC

Producción total (Brl)	555,600
VPN	\$12,258,599
VPI	\$\$358,731

En la gráfica de tornado (Fig. 5.7), se aprecia los factores que influyen en la predicción de relación de VPN / VPI, como son: Fac. de declinación, inversión del BEC, Mantenimiento del BEC, Costos por energía y Reparaciones.

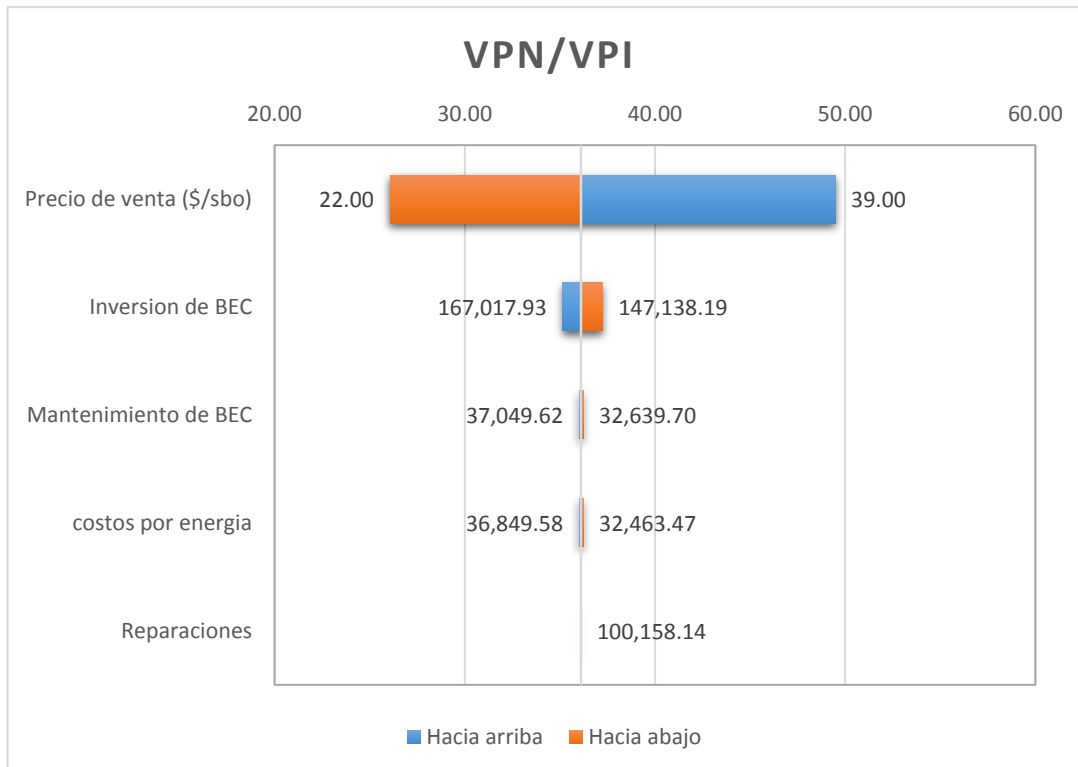


Fig. 5.7 Gráfica de Tornado de un pozo con BEC

Tabla 5.5 Variables vs VPN BEC

Variable de entrada	VPN				Entrada		
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de variación	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso base
Precio de venta (\$/bbl)	26.07	49.48	23.41	99.21%	22.00	39.00	29.29
Mantenimiento de BEC	37.23	35.16	2.07	99.98%	147,138.19	167,017.93	157,624.70
costos por energía	36.22	36.01	0.21	99.99%	32,639.70	37,049.62	34,965.92
Inversión de BEC	36.22	36.01	0.21	100.00%	32,463.47	36,849.58	34,777.13
Reparaciones	36.11	36.11	0.00	100.00%	93,494.78	93,494.78	100,158.14

Para el caso del sistema Híbrido BEC-BN se realiza el mismo procedimiento; considerando en este costos y mantenimiento del BEC así como del BN, la inversión conjunta y su reparación (Tabla 5.6).

Se realizan los gráficas de VPN, VPI, (Figuras 5.8, 5.9,) y la tabla de flujo de efectivo en los 24 meses de estudio (Tabla 5.7).

Tabla 5.6 Costos de Inversión y mantenimiento de un pozo con SH BEC-BN

Concepto	Bajo	Medio	Alto	Suposición
Mantenimiento BN / mes	\$ 15,300.00	\$ 18,000.00	\$19,800.00	\$ 18,000.00
costo por energía BN / mes	\$ 23,800.00	\$ 28,000.00	\$30,800.00	\$ 28,000.00
Mantenimiento de BEC/ mes	\$ 29,911.50	\$ 35,190.00	\$38,709.00	\$ 35,190.00
costo por energía BEC / mes	\$ 29,750.00	\$ 35,000.00	\$38,500.00	\$ 35,000.00
Inversión de SH	\$ 134,839.61	\$158,635.00	\$174,498.32	\$158,635
Reparaciones	\$ 85,680.00	\$ 100,800.00	\$ 110,880.00	\$ 100,800.00

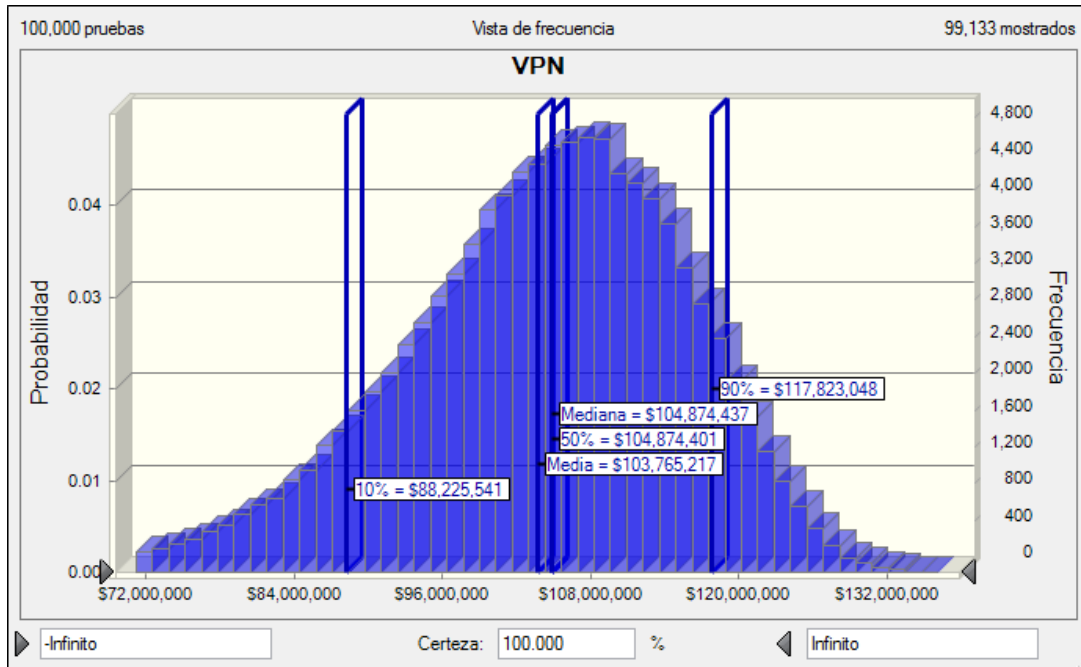


Fig. 5.8 Gráfica de probabilidad del VPN de un pozo tipo con SH

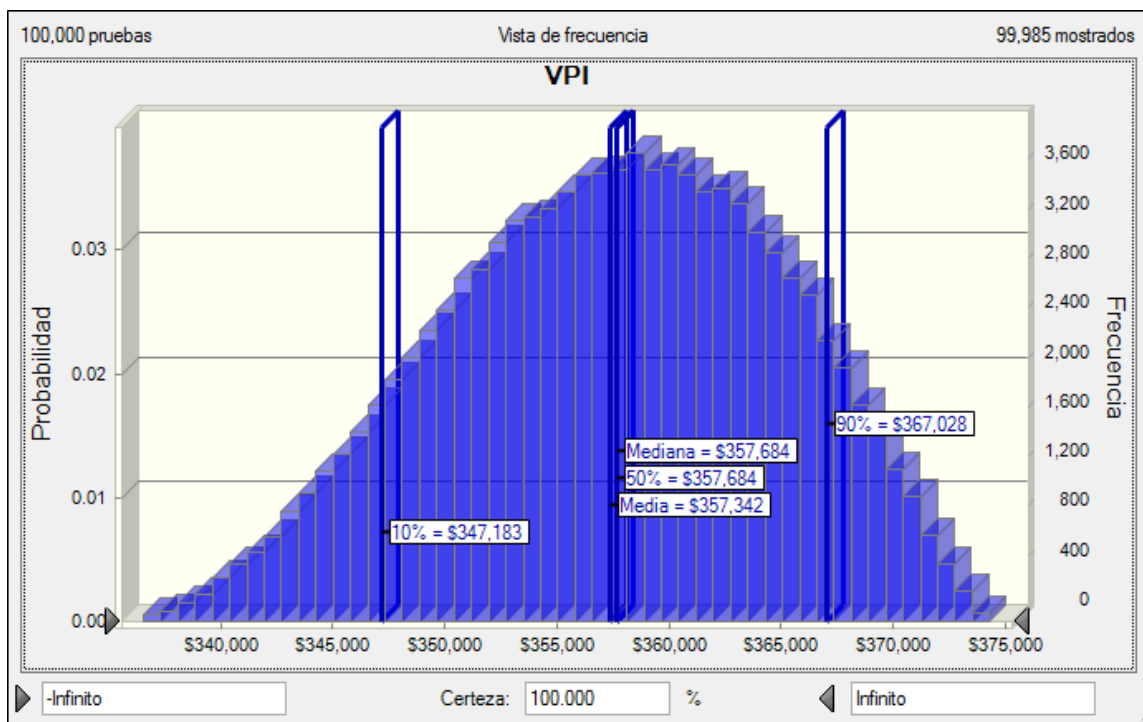


Fig. 5.9 Gráfica de probabilidad del VPI de un pozo tipo con SH

Tabla 5.7 Flujo de efectivo de un pozo con SH BEC-BN

MES	0	1	2	3	4	5	6	7
Producción (bpd)	30,000	30,000	30,000	30,000	29,700	29,700	29,700	29,700
Ingresos (\$)	840,000	840,000	840,000	840,000	831,600	831,600	831,600	831,600
Inversión	162,660			100,000				
Costos d energía		25,402	25,402	12,701				
Gastos d Op. BN		18,516	18,516	9,258				
Costos de energía	32,064	-	-	-	32,064	32,064	32,064	32,064
Gastos d Op. BEC	36,003	-	-	-	36,003	36,003	36,003	36,003
Total de gastos	230,727	43,918	43,918	121,959	68,067	68,067	68,067	68,067
Ingresos netos	609,273	796,082	796,082	718,041	763,533	763,533	763,533	763,533
Impuestos	-	-						
Ingresos D/I	609,273	796,082	796,082	718,041	763,533	763,533	763,533	763,533
Utilidad Acum.	609,273	1,405,355	2,201,437	2,919,478	3,683,011	4,446,544	5,210,077	5,973,609
VPN	609,273	788,200	780,396	703,893	741,077	741,077	733,740	748,488
VPI	162,660	-	-	98,030	-	-	-	-
MES	8	9	10	11	12	13	14	15
Producción (bpd)	29,400	29,400	29,400	29,100	29,100	29,100	29,100	29,100
Ingresos (\$)	823,200	823,200	823,200	814,800	814,800	814,800	814,800	814,800
Inversión								
Costos d energía								
Gastos d Op. BN								
Costos de energía	32,064	32,064	32,064	32,064	32,064	32,064	32,064	32,064
Gastos d Op. BEC	36,003	36,003	36,003	36,003	36,003	36,003	36,003	36,003
Total de gastos	68,067	68,067	68,067	68,067	68,067	68,067	68,067	68,067
Ingresos netos	755,133	755,133	755,133	746,733	746,733	746,733	746,733	746,733
Impuestos								
Ingresos D/I	755,133	755,133	755,133	746,733	746,733	746,733	746,733	746,733
Utilidad Acum.	6,728,742	7,483,875	8,239,008	8,985,740	9,732,473	10,479,206	11,225,938	11,972,671
VPN	732,924	732,924	725,668	717,595	710,491	724,771	717,595	717,595
VPI	-	-	-	-	-	-	-	-
MES	16	17	18	19	20	21	22	23
Producción (bpd)	29,100	29,100	28,800	28,800	28,800	28,800	28,800	28,800
Ingresos (\$)	814,800	814,800	806,400	806,400	806,400	806,400	806,400	806,400
Inversión			100,000					
Costos d energía	25,402	25,402	12,701					
Gastos d Op. BN	18,516	18,516	9,258					
Costos de energía	-	-	-	32,064	32,064	32,064	32,064	32,064
Gastos d Op. BEC	-	-	-	36,003	36,003	36,003	36,003	36,003
Total de gastos	43,918	43,918	121,959	68,067	68,067	68,067	68,067	68,067
Ingresos netos	770,882	770,882	684,441	806,400	738,333	738,333	738,333	738,333
Impuestos								
Ingresos D/I	770,882	770,882	684,441	806,400	738,333	738,333	738,333	738,333
Utilidad Acum.	12,743,553	13,514,435	14,198,877	15,005,277	15,743,609	16,481,942	17,220,275	17,958,607
VPN	733,468	733,468	644,774	774,935	702,498	702,498	695,543	695,543
VPI	-	-	94,205	-	-	-	-	-

La siguiente tabla (Tabla 5.8), nos muestra los resultados de producción, VPN y VPI, en un periodo de 24 meses se contemplan dos intervenciones para el sistema convencional BEC.

Tabla 5.8 Datos al final de los 24 meses para el SH BEC-BN

Producción total (Brl)	732,000
VPN	\$17,989,258
VPI	\$362,660

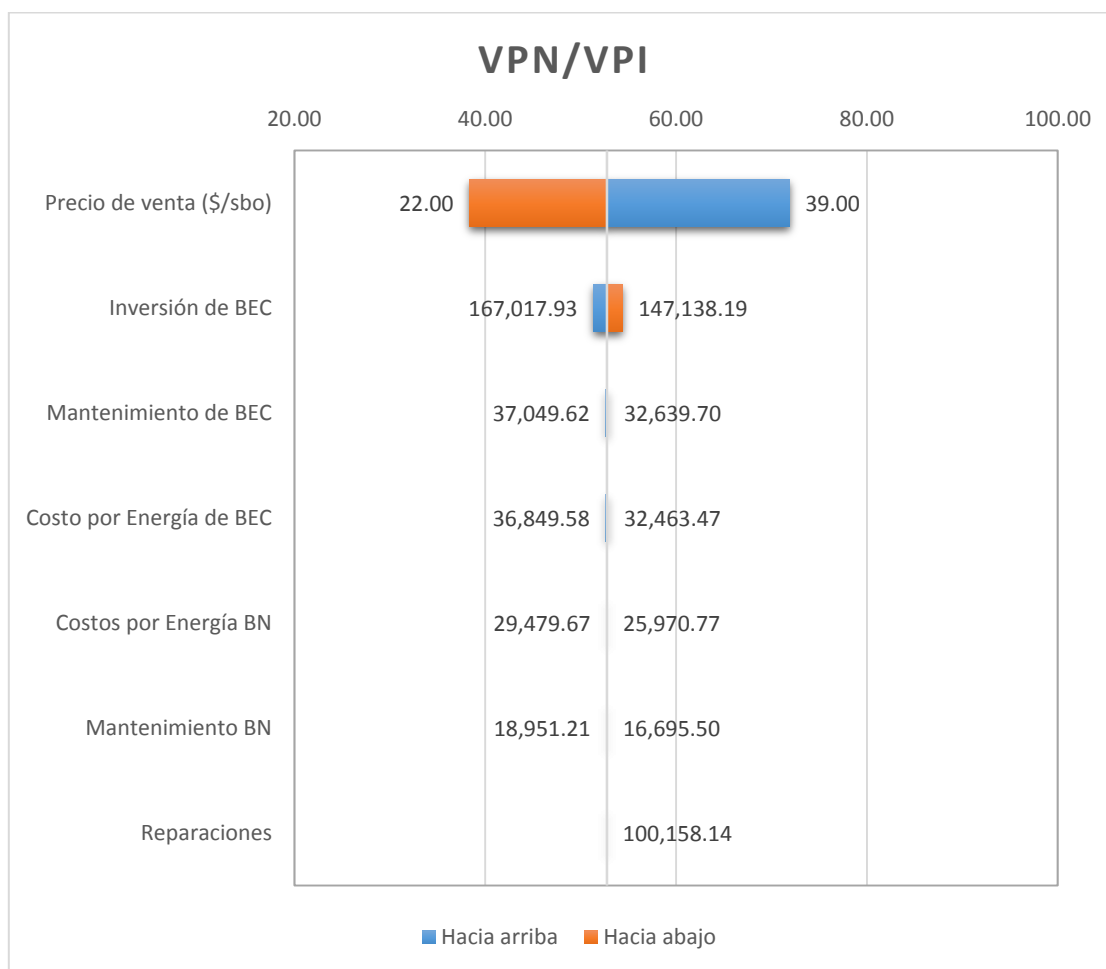


Fig. 5.12 Gráfica de tornado para un pozo con SH BEC-BN

Tabla 5.9 Variables vs VPN/VPI para SH

Variable de entrada	VPN				Entrada		Caso base
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de variación ¹	Hacia abajo	Hacia arriba	
Precio de venta (\$/bbl)	38.39	71.89	33.50	99.20%	22.00	39.00	29.29
Inversión de BEC	54.38	51.38	3.00	99.99%	147,138.19	167,017.93	157,624.70
Mantenimiento de BEC	52.87	52.66	0.21	100.00%	32,639.70	37,049.62	34,965.92
Costo por Energía de BEC	52.87	52.66	0.21	100.00%	32,463.47	36,849.58	34,777.13
Costos por Energía BN	52.78	52.73	0.05	100.00%	25,970.77	29,479.67	27,821.70
Mantenimiento BN	52.77	52.74	0.03	100.00%	16,695.50	18,951.21	17,885.38
Reparaciones	52.76	52.76	0.00	100.00%	93,494.78	93,494.78	100,158.14

Con este análisis se puede visualizar el comportamiento de flujo de efectivo para ambos casos al igual las relaciones del VPN y VPI con ello se demuestra que el sistema más apropiado a implementar es el Sistema Híbrido BEC- BN.

Conclusiones.

- Se llevó a cabo una revisión de la literatura acerca de la aplicación de los Sistemas Artificiales Híbridos en la industria petrolera, los cuales son cinco:
 1. Bombeo por cavidades progresivas con Bombeo electro-centrífugo sumergible.
 2. Bombeo por cavidades progresivas combinado con Bombeo Neumático.
 3. Bombeo hidráulico tipo jet con Bombeo Neumático.
 4. Embolo viajero con Bombeo Neumático.
 5. Bombeo electrocentrífugo sumergible con Bombeo Neumático Continuo.
- Los Sistemas Artificiales Híbridos permiten eficientar la explotación de pozos, dando mayor flexibilidad operativa en caso de falla de alguno de ellos.
- Con base a los resultados obtenidos, se observa que la implementación de un Sistema Artificial Híbrido BEC-BN dependerá principalmente de las características del pozo, las facilidades en superficie (instalaciones superficiales) y de las características propias del yacimiento.
- La aplicación de los Sistemas Artificiales Híbridos que operan simultáneamente (**SH conjuntos**) permiten que un sistema minimice los requerimientos del otro, sin embargo a falla de uno de ellos se suspenderá la operabilidad del pozo, por lo que este tipo de diseño **no es recomendable** en la explotación de pozos.

-
- Se realizó el diseño de un pozo con Sistema Artificial Híbrido BEC-BN auxiliar y se comparó con datos reales, determinando una buena correspondencia en los cálculos.
 - El Sistema Artificial Híbrido **BEC-BN auxiliar**, está diseñado para que ambos sistemas operen de forma independientemente y a falla de uno de ellos, entre en operación el otro, con lo que se restablece parcialmente la producción, por lo que este tipo de diseño **es recomendable** en la explotación de pozos.
 - Un correcto diseño del Sistema Artificial Híbrido BEC-BN auxiliar, garantiza un buen funcionamiento del equipo, por lo que es necesario hacer énfasis en una apropiada selección del equipo del BEC, ya que regularmente es utilizado como sistema principal.
 - El éxito del Sistema Artificial Híbrido BEC-BN auxiliar se ve reflejado en la disminución de las pérdidas de producción por alguna intervención al pozo, ya que tener un sistema artificial de respaldo garantiza el restablecimiento parcial de la producción del pozo cuando el sistema principal se encuentra parado y/o dañado. Sin embargo el sistema auxiliar no queda exento de presentar fallas durante su operación.
 - A través el análisis económico se puede visualizar que la implementación del Sistema Híbrido BEC-BN auxiliar en comparación a un SAP convencional nos ayuda a disminuir perdidas en la producción lo cual significa una entrada de flujo de efectivo, aunque la inversión sea mayor, se observa que es más rentable su implementación, asegura bajas caídas en la producción y alta relación costo-beneficio.

Recomendaciones

- ❖ Continuar investigando la aplicación de Sistemas Artificiales Híbridos en el país, para tener más opciones en la explotación de hidrocarburos en pozos petroleros.
- ❖ Garantizar una correcta aplicación de cálculos y metodologías en el diseño de un Sistema Artificial Híbrido para obtener una correcta operación de los mismos.
- ❖ Para el diseño del Sistema Híbrido BEC-BN auxiliar, realizar primero la colocación de la válvula operante del BNC, para que no afecte el funcionamiento del sistema principal BEC. Ya que, si al momento de realizar el diseño la válvula queda por debajo el sistema BEC se verá afectado por el gas de BN que se inyecte.
- ❖ Realizar un monitoreo constante de las variables que involucra cada uno de los sistemas artificiales, para tomar las acciones necesarias en caso de alguna desviación, con la finalidad de alargar la vida útil de los sistemas.
- ❖ Actualizar periódicamente la información de los parámetros del yacimiento y de las propiedades de los fluidos, a través de pruebas de presión-producción y muestreo de fluidos.
- ❖ Durante la operabilidad del BNC, realizar un constante monitoreo del gasto de inyección de gas de BN y de la presión en la cabeza del pozo, con la finalidad de mantener operando en óptimas condiciones el pozo.

Referencias

1. Hernández García, Gustavo. “Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduro”, PEMEX, 2015.
2. Ramones Fernández, Fernando. “La situación petrolera en México: en el 2015”, CIEP,2015.
3. Kermit E. Brown, “the technology Artificial Lift Methods 2a”, University of Tulsa. Penwell Publishing Co., 1980.
4. Kermit E. Brown, “ the technology Artificial Lift Methods 2b”, University of Tulsa. Penwell Publishing Co., 1980.
5. Diaz Zertuche, Hector. “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido”, Colegio de Ingenieros Petroleros de México.A.C.,2003.
6. Halliburton, “Prueba de Presión-Producción, Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, Pozo: Maloob-418”, Petróleos Mexicanos Región Marina. 2011.
7. PEMEX, “programa de reparación menor pozo: Zaap – 44”, PEMEX Exploración y Producción, 2015.
8. Valdivieso Condoyque, Samuel. “Operación de procesos para el manejo de pozos con sistema bombeo electrocentrifugo (BEC)”, PEMEX, 2014.

-
9. Ingeniería de Producción de Pozos. “Filosofía de operación del sistema de Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Neumático Continuo”, PEMEX Exploración y Producción, 2008.
 10. Larios González, Jaime. “Apuntes-Introducción de los Sistemas Artificiales de Producción”, 2014.
 11. Larios González, Jaime. “Apuntes Diseño del Sistema BEC”, 2014.
 12. Larios González, Jaime. “Apuntes Diseño del Sistema de BNC”, 2014.
 13. Orantes López, Rodrigo. “Evaluación Económica en proyectos de ciencias de la tierra”, 2015.
 14. Sánchez Vela, José Juventino “Introducción a la metodología FEL - VCD”, 2015.
 15. M. Taufan, R Adriansyah y D. Satriana "Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells" Artículo de la SPE 93594, 2005.