



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LOS
RECURSOS NATURALES – INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

**“SISTEMA EXPERTO PARA LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES
DE PRODUCCIÓN APLICABLES EN POZOS DE ACEITE”**

TESIS:
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
EDGAR CRUZ OSORNIO

TUTOR:
M.I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. AGOSTO DEL 2015

JURADO ASIGNADO:

Presidente	Dr. Néstor Martínez Romero.
Secretario	M. en I. José Ángel Gómez Cabrera.
1er Vocal	M. en I. Saúl Bautista Fragoso.
2do Vocal	M. en I. Noel Ernesto Santamaría Guevara.
3er Vocal	M. en C. David Escobedo Zenil.

Lugares donde se realizó la tesis:

Universidad Nacional Autónoma de México y Pemex Exploración y Producción.

DIRECTOR DE TESIS.

M. en I. Saúl Bautista Fragoso.

AGRADECIMIENTOS

- ✚ A Dios por concederme todo lo que le pido siempre sin ninguna restricción.
- ✚ A mi Mama Eréndira Osornio Luna por su apoyo incondicional y sus sabios consejos que me sirven de guía.
- ✚ A mis hijos Melissa Avril Cruz Aguilar y Brayan Khotan Cruz Aguilar que son mi inspiración y mi ejemplo para salir adelante; en ellos veo la continuidad de mi vida.
- ✚ A mis hermanos Fermín Cruz Osornio y Neri Cruz Osornio por su apoyo en cada momento. Les digo que cuentan con migo siempre de igual forma.
- ✚ A mis Jefes en PEMEX Ing. Arturo Ramírez Rodríguez e Ing. José Luis Gonzáles Huerta por permitirme hacer mi maestría en la UNAM.
- ✚ A mi tutor Ing. Saúl Bautista Fragoso por sus valiosos consejos y apoyo en este trabajo de grado.
- ✚ A mi Asesor Ing. Martin Carlos Velázquez Franco por sus recomendaciones y siempre estar pendiente y apoyarme en mi desarrollo profesional.
- ✚ A mis sinodales por aceptar este trabajo de grado y sugerirme las mejoras correspondientes. M. en C. David Escobedo Zenil, M. en I. Noel Ernesto Santamaría Guevara, M. en I. José Ángel Gómez Cabrera y Dr. Néstor Martínez Romero.

CONTENIDO

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	I
ACERCA DEL AUTOR	II
INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento de Problema	2
Objetivo General	2
Alcances	2
Resumen	3
CAPÍTULO 1 “POZO FLUYENTE”	
1.1 Introducción	4
1.2 Definición de Pozo Fluyente	4
1.3 Factores que afectan al pozo fluyente	5
1.4 Sistema Integral de Producción	6
1.5 Curva de Comportamiento de Afluencia	7
1.5.1 Índice de Productividad (IP)	7
1.5.2 Inflow Performance Relationship (IPR)	9
1.6 Análisis Nodal	10
1.7 Gradiente de Presión Total en Tuberías de Producción	14
1.8 Curva de Demanda	18

CAPÍTULO 2 “ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN”

2.1	Introducción	20
2.2	Cuando se requiere implementar un Sistema Artificial de Producción?	21
2.3	Tipos de Sistemas Artificiales de Producción	22
2.4	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO (BNC)	24
2.4.1	Introducción	24
2.4.2	Tipos de Válvulas de BNC	25
2.4.3	Tipos de Mandriles	26
2.4.4	Ventajas del BNC	27
2.4.5	Desventajas del BNC	27
2.5	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE (BNI)	28
2.5.1	Introducción	28
2.5.2	Equipo de Subsuelo	28
2.5.3	Método Convencional	29
2.5.4	Métodos no Convencionales	29
2.5.4.1	Cámara de Acumulación	30
2.5.4.2	Pistón Viajero o Émbolo Viajero	31
2.5.5	Equipo de Superficie	32
2.6	BOMBEO MECANICO CONVENCIONAL (BMC)	33
2.6.1	Introducción	33
2.6.2	Conexiones Superficiales	34
2.6.3	Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico Convencional	35
2.6.4	Bombas de Fondo	36

2.6.5	Unidades de Superficie	37
2.6.6	Ventajas del BMC	38
2.6.7	Desventajas del BMC	39
2.7	BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO (BEC)	40
2.7.1	Introducción	40
2.7.2	Equipo Superficial	41
2.7.3	Equipo Sub-Superficial	41
2.7.4	Ventajas del BEC	42
2.7.5	Desventajas del BEC	43
2.8	BOMBEO HIDRAULICO JET (BHJ)	43
2.8.1	Introducción	43
2.8.2	Equipo Superficial	44
2.8.3	Equipo Sub-Superficial	45
2.9	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	47
2.9.1	Introducción	47
2.9.2	Equipo Superficial	48
2.9.3	Varilla Pulida	49
2.9.4	Sarta de Varillas	49

CAPITULO 3 “CONCEPTOS DE LOS SISTEMAS EXPERTOS”

3.1	Introducción	52
3.2	Que es un Sistema Experto?	52
3.3	Proceso Analítico Jerárquico (PAJ)	54
3.4	Jerarquización de Criterios	56
3.5	Medición de Criterios a través de Curvas de Valoración	57
3.6	Base de Conocimiento	59
3.7	Motor de Inferencia	59
3.8	Base de Hechos	60
3.9	Tipos de Sistemas Expertos	60
3.10	Interfaz de Usuario	61
3.11	Determinación de las Preferencias del Sistema Artificial de Producción	61
3.12	Criterios que Afectan la Selección de los Sistemas Artificiales de Producción	62
3.12.1	Comportamiento de Afluencia	62
3.12.2	Gasto producido de liquido	62
3.12.3	Temperatura de Fondo	63
3.12.4	Relación de Gas Aceite	64
3.12.5	Relación Gas Libre a la Entrada de la Bomba	65
3.12.6	Corte de agua	66
3.12.7	Viscosidad y API	67
3.12.8	Profundidad del Pozo	68
3.12.9	Diámetro de la Tubería de Revestimiento (TR)	70
3.12.10	Diámetro de la Tubería de Producción (TP)	71
3.12.11	Producción de Arena	72

3.12.12	Parafina y Asfáltenos	72
3.12.13	Escamas	73
3.12.14	Corrosión	73
3.12.15	Emulsiones	73
3.12.16	Grado de Desviación del Pozo	74
3.12.17	Pericia de Campo	74
3.12.18	Localización del Pozo	74
3.12.19	Yacimiento con Empuje por Expansión de los Fluidos	75
3.12.20	Yacimiento con Empuje por Expansión del Casquete de Gas	75
3.12.21	Yacimiento con Empuje Hidráulico	76
3.12.22	Yacimiento con Crudo Espumante	76
3.12.23	Presión de Yacimiento o Presión Estática (Pws)	77
3.12.24	Índice de Productividad (IP)	77
3.13	Tabla resumen de los Criterios de Selección de los SAP	78
3.14	Rangos Máximos de operación criterios de Petróleos Mexicanos (PEMEX)	80
3.15	Rangos Máximos de operación criterios de Society Petroleum Engineer (SPE)	81

CAPITULO 4 “SISTEMA EXPERTO Y MODULO DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO”

4.1	Introducción	82
4.2	Sistema Experto Para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP)	83
4.3	Análisis del Programa SEPSSAP	86
4.4	Módulo de Jerarquización del Sistema Artificial de Producción	89
4.5	Selección del Sistema Bombeo Neumático Continuo	91

4.6	Diagrama de flujo del programa SEPSSAP	100
-----	--	-----

CAPITULO 5 “CASOS DE ESTUDIO”

5.1	Introducción	101
5.2	Caso de Estudio 1: “Pozo Fluyente”	101
5.3	Diseño de aparejo de BNC con el programa SEPSSAP	104
5.4	Diseño de aparejo de BNC con el programa PIPESIM	107
5.5	Comparación de resultados entre los programas SEPSSAP y PIPESIM	109
5.5.1	Análisis de Resultados Caso de Estudio 1	110
5.6	Caso de Estudio 2: “Pozo con Sistema Artificial de Producción”	112
5.7	Diseño de aparejo de BNC con el programa SEPSSAP (Pozo Rabasa 166)	114
5.8	Diseño de aparejo de BNC con el programa PIPESIM	117
5.9	Comparación de resultados entre los programas SEPSSAP y PIPESIM	120
5.9.1	Análisis de Resultados Caso de Estudio 2	122
	Conclusiones	126
	Recomendaciones	127
	Ventajas y Desventajas del SEPSSAP	128
	Nomenclatura	129
	Lista de Tablas	130
	Lista de Ecuaciones	131
	Lista de Figuras	132
	Bibliografía	133
	Anexo I “Manual de Usuario Programa SEPSSAP”	135

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) son fundamentales para Petróleos Mexicanos (PEMEX); de ellos depende el 65% de la producción actual de aceite (Fuente: PEMEX, 26 de Noviembre de 2014); y la aplicación de algunos son costa afuera como en tierra; así para pozos fluyentes que se desea incrementar su producción como en pozos no fluyentes que se requieren incorporar en producción. Se utilizan en campos nuevos, de desarrollo y maduros, por lo tanto es indispensable saber diseñarlos, operarlos, optimizarlos e incluso estar durante su instalación para validar su funcionamiento.

Los SAP son utilizados en yacimientos de petróleo que no cuentan con energía suficiente para llevar los hidrocarburos a superficie o cuando el gasto de producción no es lo deseado y se quiere producir más.

Aquí se muestra un panorama general de la problemática que existe en la industria petrolera para seleccionar un Sistema Artificial de Producción óptimo para un pozo; por lo anterior se requiere un Sistema Experto (SE) que permita esta selección.

Este Sistema Experto debe ser una herramienta práctica; que con información básica del yacimiento, pozo, fluido producido e instalaciones superficiales; así como la pericia que tengan los operadores e Ingenieros de producción jerarquice los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) aplicables en pozos de aceite. Los SAP que se analizaran en el SE son; Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo Hidráulico Jet (BHJ) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP); debido a que son los principales que aplican en pozos de aceite.

La selección de un Sistema Artificial de Producción para un pozo petrolero, requiere un análisis exhaustivo de los requerimientos del yacimiento, las propiedades de los fluidos y las condiciones mecánicas del pozo; tomando en cuenta las instalaciones superficiales e infraestructura.

Planteamiento del Problema

Actualmente el Activo de Producción Cinco Presidentes no cuenta con un programa de cómputo que ayude a seleccionar el Sistema Artificial de Producción óptimo para explotar un pozo de aceite; el cual considere los criterios de selección PEMEX y Society of Petroleum Engineers (SPE). Hoy en día se hace de manera empírica considerando algunos rangos de aplicación por sistema y la disponibilidad del mismo.

Objetivo General

Desarrollar un Sistema Experto (programa de computo) que cuente con los criterios PEMEX y SPE; el cual analizara los Sistemas Artificiales de Producción aplicables en pozos de aceite como son: Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo Hidráulico Jet (BHJ) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP); el cual los jerarquizará con un porcentaje de mayor a menor y contará con los módulos de diseño de BNC, BNI y BHJ.

Alcances

- ✓ Desarrollar un Sistema Experto con los criterios de Selección PEMEX y SPE.
- ✓ Desarrollar dentro del SE un módulo de Diseño de Bombeo Neumático Continuo.
- ✓ Validar el Sistema Experto con datos de un pozo fluyente.
- ✓ Validar el Sistema Experto con datos de un pozo con SAP.
- ✓ Obtener Conclusiones y Recomendaciones.

Lo anterior se realizará en la plataforma de programación orientada a objetos llamada Visual Basic 6.0 y estará disponible para Ingenieros de PEMEX.

El Sistema Experto (SE) será calibrado con información de pozos del Activo de Producción Cinco Presidentes; que actualmente están operando y se usaran para verificar la selección del SAP; contará con la aprobación de Ingenieros expertos en la materia pertenecientes a la Red de Expertos de PEMEX.

Resumen

En este trabajo de grado encontraremos definiciones referentes a un pozo fluyente mismas que sirven para saber determinar el Índice de Productividad para yacimientos Bajo saturados, la IPR (Inflow Performance Relationship) de Vogel para yacimientos Saturados. El Análisis Nodal para definir las caídas de presión en el Sistema de Producción, el Gradiente de Presión Total en la Tubería de Producción (TP) para construir la Curva de Demanda, estos conceptos son fundamentales de conocer para determinar los gastos y presiones de producción; así mismo poder determinar cuándo dejara de ser fluyente un pozo y requerirá un SAP. Los SAP disponibles hoy en día para la explotación de pozos de aceite son: Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Electro Centrifugo (BEC), Bombeo Hidráulico Jet (BHJ), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP). De estos SAP debemos seleccionar uno en específico para el pozo para ello requerimos una herramienta llamada Sistema Experto motivo de esta tesis, para ello es necesario conocer los conceptos de los Sistemas Expertos como son: jerarquización de criterios, Proceso Analítico Jerárquico (PAJ); se analizan los modelos matemáticos base para la programación del Sistema Experto; se presentan los aspectos generales, considerando los puntos más relevantes de cada uno de ellos y los criterios de selección de los SAP. Una vez que definimos los conceptos anteriores podemos desarrollar el **“Sistema Experto con Módulo de Diseño de Bombeo Neumático Continuo”** con el lenguaje de programación Visual Basic 6.0 el cual nos servirá para seleccionar y jerarquizar los SAP. Los sistemas artificiales que analiza son: BNC, BNI, BMC, BEC, BCP y BHJ.

Se valida el Sistema Experto con datos reales de pozo fluyente y otro operando con SAP. En el primer caso para jerarquizar el SAP que se le debería de instalar al pozo cuando lo requiera y en el segundo caso para verificar que el SAP que tiene el pozo sea el óptimo. De igual forma se correrá un ejemplo en el SE y con otro software comercial como el PIPESIM para validar resultados del Módulo de BNC.

CAPÍTULO 1

POZO FLUYENTE

1.1 Introducción

Hablar del comportamiento de afluencia de un pozo implica hablar del concepto de índice de productividad, sin embargo, generalmente es información que solamente se asocia con pozos fluyentes por la naturaleza del flujo. Para el caso de pozos intermitentes o en su caso no fluyentes, se complica el estudio del aporte del yacimiento puesto que éstos pudieran no aportar de manera constante a superficie o incluso nunca alcanzar la misma.

1.2 Definición de Pozo Fluyente

Puede definirse desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tubería de producción, estrangulador, línea de descarga llegando al separador con la energía propia del yacimiento.

Se debe tener conocimiento de los tipos de yacimiento del cual el pozo está produciendo. Para poder predecir correctamente la vida fluyente de un pozo, deben conocerse factores tales como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de las presiones de fondo, mecanismos de empuje, índice de productividad, terminación del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos entre otros. La energía para mantener fluyendo un pozo, (sin sistema artificial de producción) es la presión propia del yacimiento. Algunos pozos llegan a producir 98% de agua salada y son aún capaces de fluir. La producción de este tipo de pozos es de yacimientos con un empuje hidráulico muy activo debido a una alta presión de fondo fluyendo.

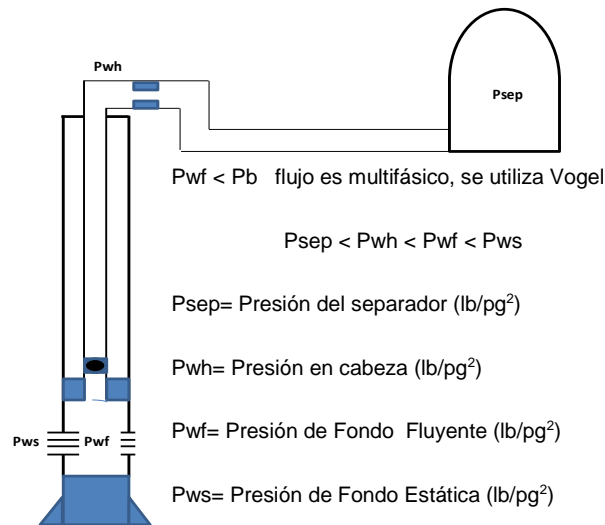


Fig. 1.1 Esquema pozo Fluyente

1.3 Factores que afectan al pozo fluyente

Una vez que un pozo ha sido probado y se ha establecido su ecuación de comportamiento de flujo; es conveniente tener la capacidad de predecir cómo los cambios en determinados parámetros afectan el comportamiento del flujo.

Estos cambios pueden ser el resultado del agotamiento del yacimiento a través del tiempo, o por trabajos en el pozo.

Los principales factores que afectan la vida fluyente de un pozo son:

- ✓ Abatimiento de Presión de Fondo.- Ocasionado por el aumento de la RGA. Lo anterior repercutirá en una disminución en la presión en la cabeza del pozo y disminución del gasto, incluso dejar de producir.
- ✓ Incremento en el Corte de Agua.- Ocasionado por el incremento en el porcentaje de agua con respecto al aceite producido aumentando el peso de la columna hidrostática a veces sin llegar a superficie y dejar de producir.
- ✓ Contra presión en la Línea de Descarga.- Cuando un pozo fluye a un cabezal de presión mayor a la presión en cabeza este no produce. Esto repercutirá en un incremento de presión en la cabeza del pozo posiblemente sin poder vencer la presión del cabezal sin poder fluir el pozo (no hay producción).

1.4 Sistema Integral de Producción.

Los hidrocarburos cuando fluyen dentro de la tubería de producción liberan gas que está disuelto en el aceite el cual sirve para aligerar el gradiente fluyente del fluido producido y la relación gas-líquido aumenta; al incrementarse el porcentaje de agua aumenta la densidad del fluido producido lo que puede ocasionar que el pozo deje de fluir por tales circunstancias.

El diámetro de tubería de producción afecta la presión de fondo fluyendo requerida para un conjunto particular de condiciones de un pozo. En general, la presión de fondo fluyendo requerida disminuirá al reducirse el gasto de flujo para un diámetro de tubería de producción constante.

Sin embargo, la velocidad de flujo deberá ser lo suficientemente grande para que los líquidos no resbalen hacia el fondo de la tubería de producción. Para predecir el gasto máximo posible de un pozo fluyente es necesario utilizar tanto curvas de gradiente de presión en tubería vertical como horizontal (correlaciones de flujo multifásico).

En la mayoría de los casos se debe suponer una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba). Sin embargo en la práctica, la longitud y diámetro de la línea de descarga así como la presión de separación controlan la presión en la cabeza del pozo.

Para el estudio del comportamiento de un pozo fluyente es necesario analizarlo como un Sistema Integral de Producción constituido por:

- Comportamiento de flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo se cuantifica con la IPR.
- Comportamiento de flujo a través de la tubería vertical, implica pérdidas de presión debido al flujo multifásico.
- Comportamiento de flujo a través del estrangulador superficial.
- Comportamiento de flujo a través de la línea de descarga hasta el separador.

Después de los separadores, desde que las fases se han separado, se presentan únicamente problemas de flujo en una sola fase. Por lo que para pozos fluyentes es necesario considerar el flujo hasta el separador porque es la última restricción posible al flujo que afecta el comportamiento del pozo.

Los componentes básicos del Sistema Integral de Producción son (Golan y Whitson¹, 1991):

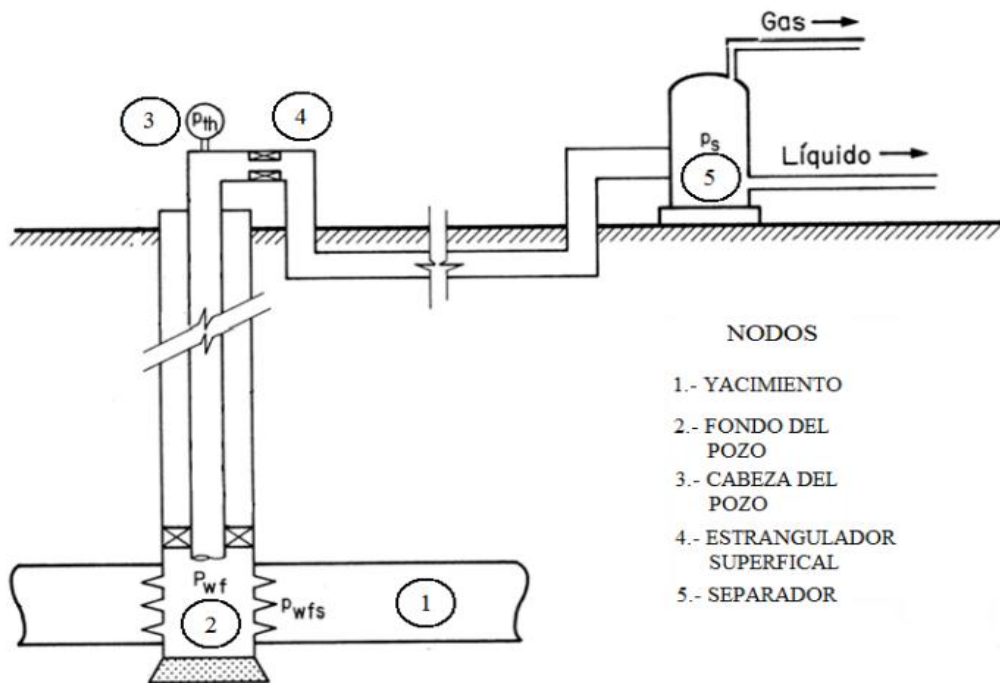


Fig. 1.2 Componentes del Sistema Integral de Producción

1.5 Curvas de Comportamiento de Afluencia

1.5.1 Índice de Productividad (IP)

Representa la capacidad que tiene el pozo para aportar fluidos del yacimiento hacia la superficie por caída de abatimiento de presión; esto es:

$$IP = \frac{q_l}{\Delta P} = \frac{q_l}{P_{ws} - P_{wf}} \frac{(bl/dia)}{(lb/pg^2)} \dots \dots \dots (1)$$

¹ Michael Golan, Curtis H. Whitson. (1986). USA: Well Performance. Prentice Hall.

Dónde:

$$q_l(\text{bpd}) = q_o + q_w \dots \dots \dots (2)$$

El **Índice de Productividad (IP)**, dependerá del tipo de yacimiento y su empuje predominante.

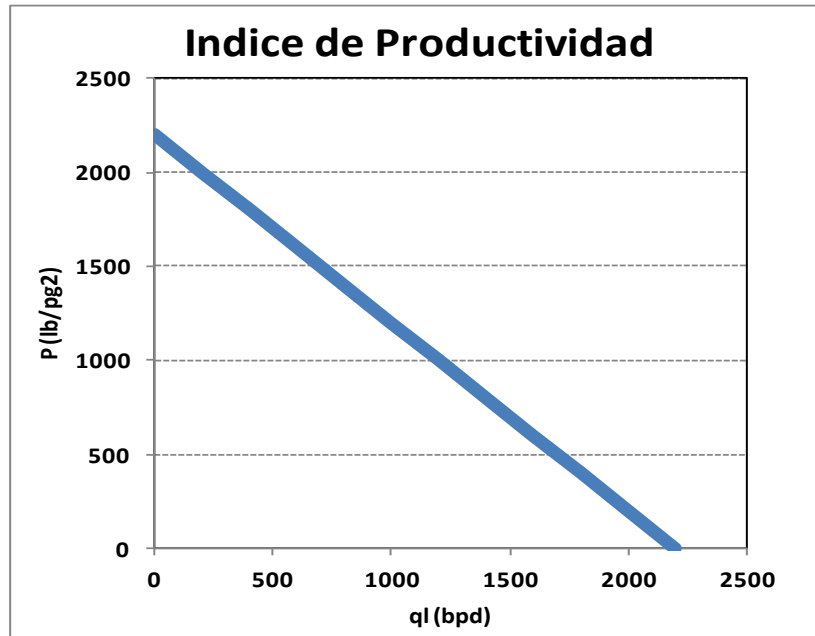


Fig. 1.3 Índice de Productividad

Pozo con empuje de agua; $P_{wf} > P_b$ se utiliza el IP y también depende de la permeabilidad (k), propiedad de los fluidos, daño a la formación.

- Cuando el comportamiento no es lineal tendremos que utilizar el IPR (Inflow Performance Relationship).
- El IP, es la primera derivada del IPR para cualquier diferencia de presión dada.

La importancia de conocer el IP o el IPR es para conocer la capacidad de aportación del pozo.

El IP puede no permanecer constante por:

- Turbulencias al incrementar el q_o
- Baja Kro debido a una alta ΔP
- Si $P_{wf} < P_b$ la viscosidad del aceite aumenta

El termino de IP fue introducido por Muskat² en 1937, también fue utilizado por Gilbert en 1954.

1.5.2 Inflow Performance Relationship (IPR) de Vogel³

Vogel presento una correlación a la curva de comportamiento de afluencia del pozo, cuando la $P_{wf} < P_b$ y supuso:

- Yacimiento circular
- Flujo radial
- Medio poroso es uniforme e isotrópico
- S_w es constante
- Empuje por gas disuelto
- La segregación gravitacional es despreciable
- La ecuación es básica para flujo bifásico

La ecuación presentada es:

$$\frac{q_l}{q_{l_{max}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots(3)$$

Esta ecuación se aplica a pozos que no son fracturados a dañados; FE = 1.0 despejando P_{wf} de la ecuación antes descrita:

$$P_{wf} = 0.125 * P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{o_{max}}} \right)} \right] \dots\dots\dots(4)$$

²Muskat, M. (1937), The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media, USA: McGraw-Hill.

³Brown, K. E. (1977). The Technology of Artificial Lift Method. USA: Penn Well Books Volume 2^a.

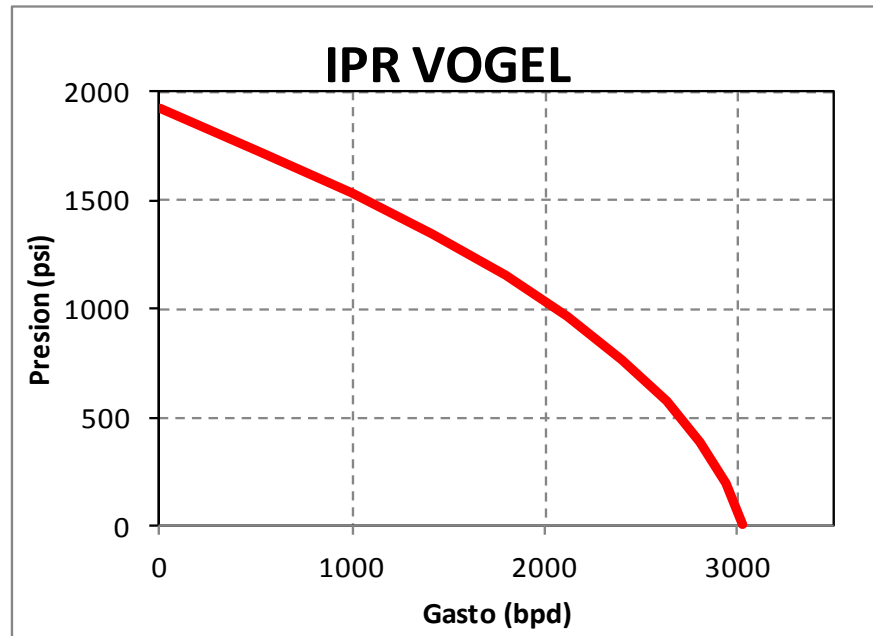


Fig. 1.4 IPR de Vogel

1.6 Análisis Nodal

El procedimiento del Análisis Nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como una técnica adecuada para el diseño y evaluación de la presión en un punto (nodo) del sistema de producción, tanto en pozos fluyentes como en pozos con Sistema Artificial de Producción.

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

- Flujo a través del medio poroso (yacimiento), considerando el daño ocasionado por el lodos de perforación y la cementación.
- Flujo a través de la tubería de producción (TP), considerando cualquier posible restricción dentro como son estranguladores de fondo, válvulas de seguridad, etc.
- Flujo a través de la línea de descarga (LDD), considerando el estrangulador en superficie.

Para predecir el comportamiento de la presión en el sistema de producción, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en posiciones estratégicas del sistema (restricciones), regularmente se utiliza el nodo en superficie o en fondo (más común).

Entonces, variando el gasto y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre los nodos ver figura 1.5.

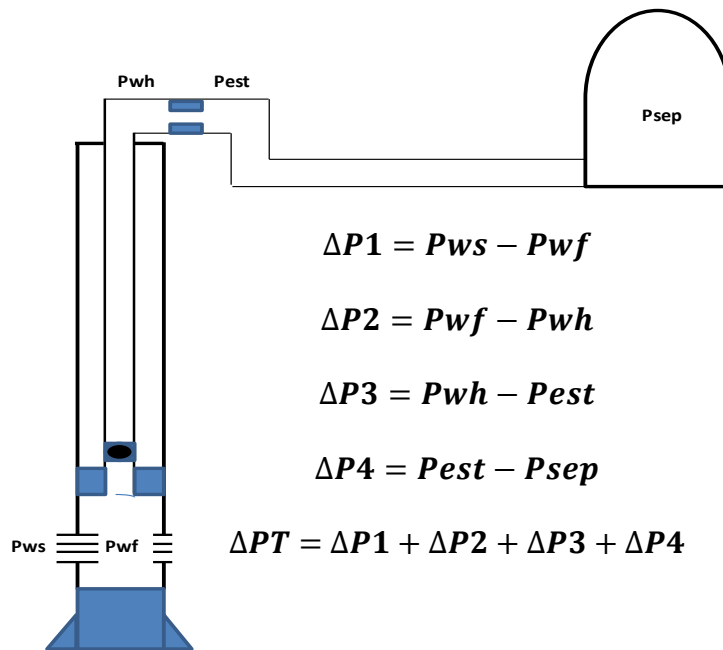


Fig. 1.5 Esquema de Análisis Nodal

Puntos de Análisis y Condiciones de Operación

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo estas la presión estática del yacimiento (Pws) y la presión de separación ($Psep$).

Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirían la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada condición, sino que también muestra los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_{tp} + \Delta P_{est} + \Delta PLDD$$

Dónde:

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wf} \quad = \text{Caída de presión en el yacimiento, (IPR).}$$

$$\Delta P_{tp} = P_{wf} - P_{wh} \quad = \text{Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).}$$

$$\Delta P_{est} = P_{wh} - P_{sep} \quad = \text{Caída de presión en el estrangulador. (Estrangulador Óptimo).}$$

$$\Delta PLDD = P_{wh} - P_{sep} \quad = \text{Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)}$$

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias gastos de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho gasto de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho gasto en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} .

Por ejemplo, si el nodo está en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo: P_{wf} (oferta) = P_{ws}

Presión de salida del nodo: P_{wf} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_{LDD} + \Delta P_{est} + \Delta P_{tp}$

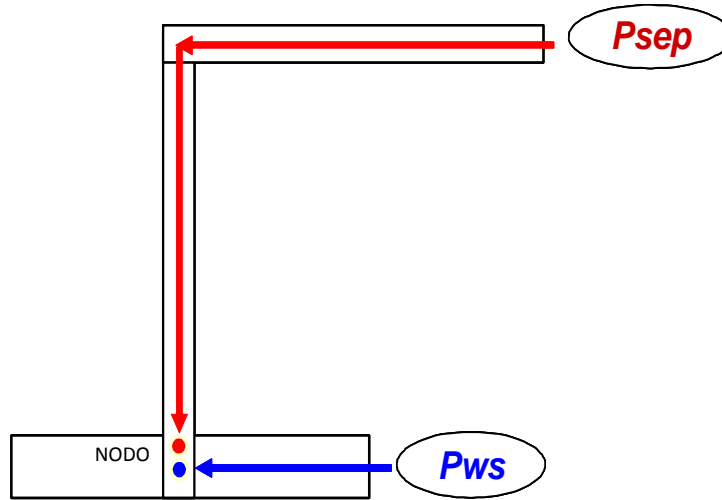


Fig. 1.6 Esquema de Análisis Nodal nodo en el fondo

En cambio, si el nodo está en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo: P_{wh} (oferta) = $P_{ws} - \Delta P_{wh}$

Presión de salida del nodo: P_{wh} (demanda) = $P_{sep} + \Delta P_{LDD} + \Delta P_{est}$

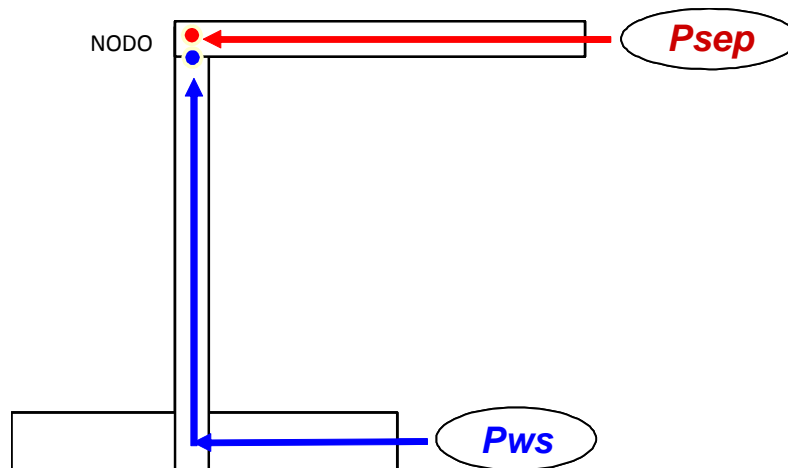


Fig. 1.7 Esquema de Análisis Nodal nodo en la cabeza

1.7 Gradiente de Presión Total en la Tubería de Producción

Flujo multifásico en tuberías.- es el movimiento conjunto de gas líquidos a través de las tuberías.

El primer trabajo realizado de manera experimental referente a flujo multifásico fue en el año 1914 por Davis y Weidner. En el año de 1952 presentaron Poettman y Carpenter un estudio que demostró tener soluciones más apropiadas para el flujo multifásico.

Cuando se tiene flujo de gas y liquido conjuntamente se observan diferentes tipos de flujo (depende contenido c/u), para lo cual se desarrollaron patrones de flujo.

El flujo multifásico vertical se utiliza para:

- Diseñar adecuadamente la sarta de producción
- El BN provee de un medio para la determinación del gasto óptimo de inyección del gas, el punto de inyección y la presión de inyección.
- Determinar la P_{wf} sin necesidad de un registro.

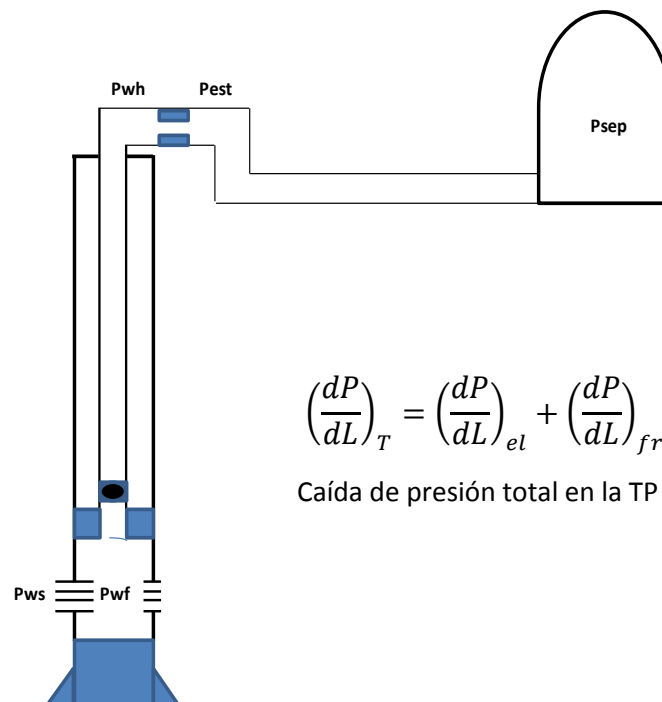


Fig. 1.8 Pozo fluvente necesario para tener flujo multifásico vertical

El gradiente de presión total, está compuesto por:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_T = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fr} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ac} \dots\dots\dots(5)$$

Gradiente por elevación:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} = \frac{\rho_m * \text{sen}\theta}{144} \dots\dots\dots(6)$$

Dónde: ρ_m = densidad de la mezcla

Gradiente por fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f * \rho_m * v_m^2}{144 * 2 * g_c * d_{TP}} \dots\dots\dots(7)$$

Dónde: f = factor de fricción, v = velocidad del aceite, d = diámetro de la TP.

Gradiente por aceleración:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ac} = \frac{\rho * v}{g_c} * \frac{dv}{dh} \dots\dots\dots(8)$$

Las correlaciones desarrolladas están clasificadas en tres tipos:

1.- No considera el resbalamiento entre fases, ni los patrones de flujo.

a) Poettman y Carpenter

Estos autores publicaron en 1952 un procedimiento de cálculo para determinar las caídas de presión en tuberías verticales, basada en la ecuación general de energía, donde la pérdida de energía total se debe a las pérdidas por elevación y fricción. Los fluidos se consideraron como una mezcla homogénea de petróleo, gas y agua para el cálculo de la densidad del fluido y de la velocidad de flujo. La pérdida por fricción se calcula usando un factor de fricción, el cual está adicional en el cálculo del factor de fricción. Esta correlación predice las caídas de presión con una aproximación de 10%. La ecuación que presentan es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta h}\right)_T = \frac{1}{144} \left[\rho_{ns} + \frac{f_{tp} * (q_o M)^2}{7.413 * 10^{10} * \rho_{ns} * (d/12)^5} \right] \dots\dots\dots(9)$$

Dónde:

ρ_{ns} ; Densidad de la mezcla sin resbalamiento [lbm/pim³]

ftp; Factor de ficción para 2 fases

qo; Gasto de aceite [bl/día]

d; Diámetro de la tubería [pg]

M; Volumen másico de 1 Bl de aceite [bl]

$$\rho_{ns} = \frac{350.5 * (\gamma_{ro} + \gamma_{rw} + WOR) + 0.0764 * R * \gamma_g}{5.615 * (Bo + Bw) + (R - Rs) Bg} \dots \dots \dots (10)$$

Si WOR= 0, desaparecen los términos γ_{wg} , B_w donde:

γ_g , densidad relativa del gas [adim]

γ_{ro} ; Densidad relativa del aceite [adim]

γ_{rw} ; Densidad relativa del agua [adim]

Bg; Factor de volumen del gas [m³c.f/m³c.s];

Bo; Factor de volumen del aceite [m³c.f/m³c.s];

Bw= Factor de volumen del agua [m³c.f/m³c.s]

R; Relación gas-aceite [pies³ de gas/bl de aceite];

Rs; Relación de solubilidad [pies³ de gas/bl de aceite];

WOR= Relación Agua-Aceite [fracción].

- b) Baxeendel y Thomas
- c) Fancher, B.

2.- No considera patrones de flujo pero toman en cuenta el resbalamiento entre fases.

- Hagerdon y Brown (para alta RGA)

3.- Toman en cuenta el resbalamiento entre fases y patrones de flujo.

- a) Beggs y Brill (tubería inclinada)
- b) Don y Ross (gas predominante)
- c) Orkszewski (aceites negros)
- d) Aziz-Govier-Fagorachi (datos exactos)

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) recomienda utilizar:

- Para flujo predominantemente gaseoso
 - a) Fancher y Brown
 - b) Beggs y Brill
- Para porcentajes de H₂O-Aceite > 20%
 - a) Hagerdon y Brown
- Para aceite con $\mu_o > 15$ cP
 - a) Orkszewski

⁴Moncada, C. A., (2012). Evaluación de la Caída de Presión para Sistemas de Flujo Bifásico (Líquido-Gas) en Tuberías Verticales, Bucaramanga Colombia: Tesis de Grado.

1.8 Curva de Demanda

Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas IPR y VLP.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del gasto de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del gasto de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo solución, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”).

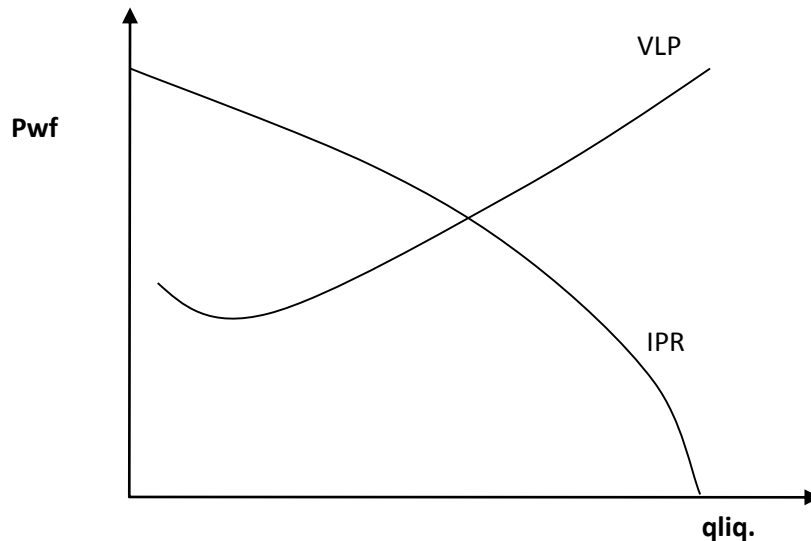


Fig. 1.9 Curva IPR Vs VLP

Para obtener gráficamente la solución para las curvas IPR y VLP, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el gasto donde se interceptan. La figura 1.10 muestra el procedimiento paso a paso:

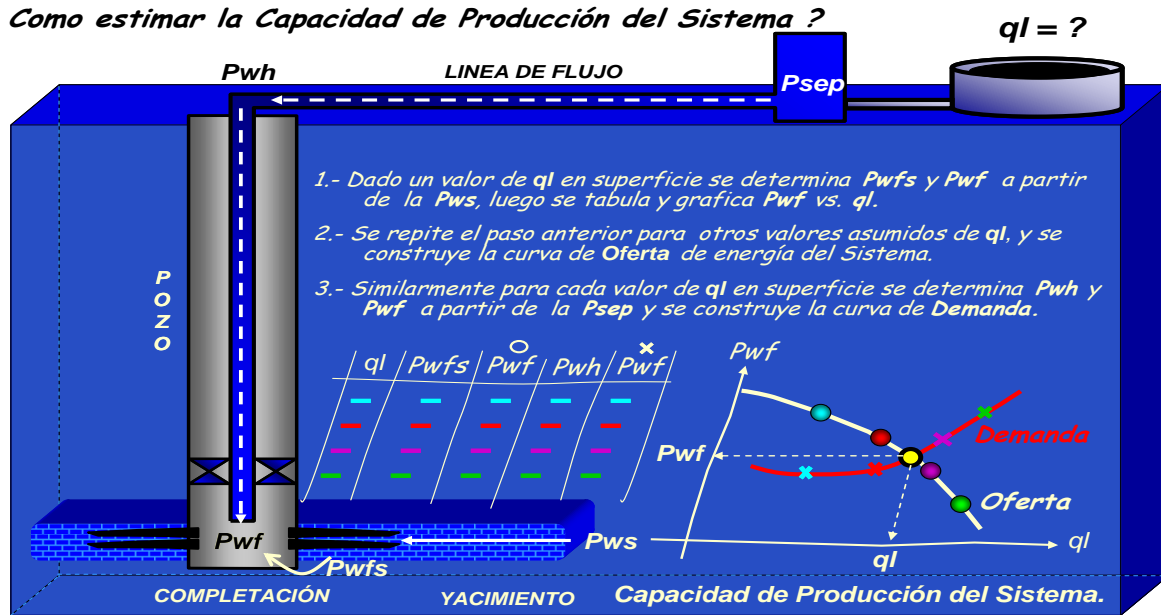


Fig. 1.10 Solución para las curvas IPR y VLP

Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a través de los disparos o perforaciones (ΔP_c) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente las caídas de presión en el sistema de producción.

CAPÍTULO 2

ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

2.1 Introducción

Generalmente cuando un pozo deja de ser fluyente se continua explotando con Bombeo Neumático Continuo por ser el sistema artificial más parecido al flujo natural; lo anterior no es una regla escrita en piedra pero muchas veces funciona muy bien; de hecho en el Activo de Producción Cinco Presidentes se dejan listos los pozos con aparejo de BNC cuando salen de terminación o reparación de pozos e inician su operación fluyentes y cuando declina su presión de fondo o disminuye el gasto; inicia la operación del pozo con BNC con lo cual se restituye su producción, esto se hace en los campos que cuentan con red de BN.

El propósito de los SAP es mantener una presión de fondo reducida para que la formación continúe aportando el gasto deseado. Muchos pozos son capaces de realizar esta tarea por sus propios medios; sin embargo al final de su vida fluyente requieren un SAP para continuar produciendo.

Contestando la pregunta **¿Que es un Sistema Artificial de Producción?** Son equipos adicionales a la infraestructura del pozo que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

Los SAP se utilizan en pozos de aceite para incorporar o incrementar producción si el potencial del pozo lo permite; en este capítulo se mostraran los SAP utilizados en pozos de aceite mencionando la descripción de cada uno de ellos, sus ventajas y desventajas.

2.2 Cuando se requiere implementar un Sistema Artificial de Producción?

Requerimos un SAP en un pozo por las siguientes razones:

- ✓ Pozo deja fluir por abatimiento de presión.- Ocasionado por el aumento de la RGA. Lo anterior repercutirá en una disminución en la presión en la cabeza del pozo y disminución del gasto, incluso dejar de producir.
- ✓ Pozo fluente y se quiere incrementar la producción a pesar de operar con el estrangulador optimo y produce agua.
- ✓ Incremento en el Corte de Agua.- Ocasionado por el aumento en el porcentaje de agua con respecto al aceite producido incrementando el peso de la columna hidrostática a veces sin llegar a superficie y no producir.
- ✓ Contra presión en la Línea de Descarga.- Cuando un pozo fluye a un cabezal de presión mayor a la presión en cabeza este no produce. Esto repercutirá en un incremento de presión en la cabeza del pozo posiblemente sin poder vencer la presión del cabezal sin poder fluir el pozo (no hay producción).

Las causas anteriores se pueden presentar juntas o por separadas y la implementación de un SAP puede ser la solución.

En la figura siguiente se muestra la trayectoria de presión por el sistema de producción de un pozo fluente y cuando requiere SAP.

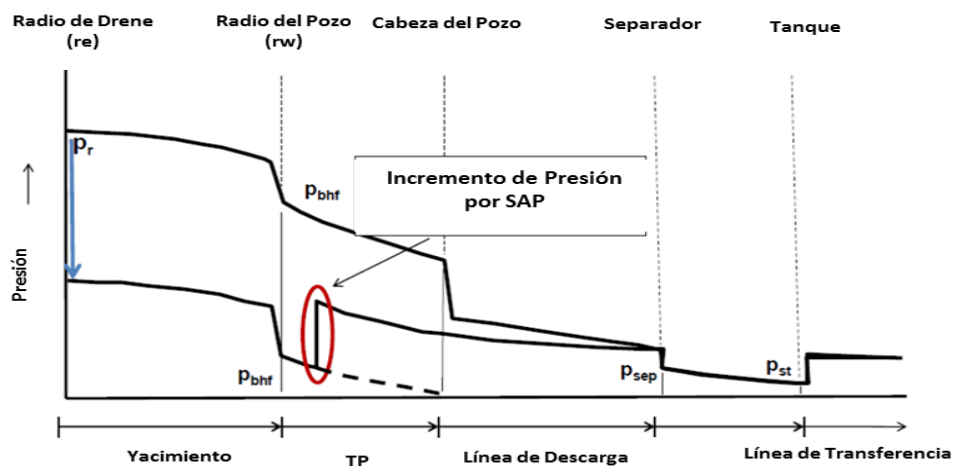


Fig. 2.1 Caída de Presión en el sistema de producción.

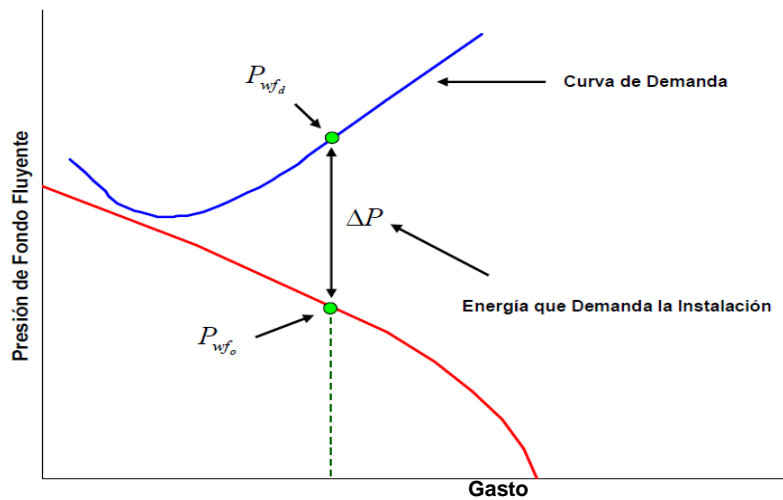


Fig. 2.2 IPR no intersecciona VPL pozo no fluye

El propósito principal de los SAP que utilizan bomba de fondo es bombear el fluido del pozo de baja presión desde abajo hacia arriba disminuyendo la caída de presión y puede permitir que fluya el líquido. La instalación de la bomba es por debajo del nivel de líquido estático creando una diferencial de presión. La caída de presión con respecto a las pérdidas por fricción es pequeña en esta velocidad de flujo.

La colocación de la bomba entre más cerca de las perforaciones podría generar un gasto máximo por tener mayor columna por encima de esta para desplazar. En este caso, el gasto de producción será un poco más bajo que el potencial máximo. La instalación de la bomba cerca de perforaciones aumenta potencial y maximiza la velocidad de flujo, siempre y cuando no maneje arena el pozo.

En el caso de los sistemas que utilizan gas se requiere que el punto de inyección dentro del pozo sea lo más cercano a los disparos aumentando con ello la columna que podrán desplazar aumentando el gasto de producción, haciendo más eficiente el sistema de levantamiento, siempre y cuando la presión de inyección lo permita.

Los Sistemas Artificiales de Producción deben considerarse antes del desarrollo del campo, así, en el futuro los SAP podrían aplicarse fácilmente cuando se necesiten.

2.3 Tipos de Sistemas Artificiales de Producción

Los principales Sistemas Artificial de Producción son: Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), Bombeo Electro Sumergible (BEC), Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Hidráulica Jet (BHJ) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).

A su vez, las técnicas de levantamiento artificial se clasifican en dos grupos:

- (1) Suministro de energía con bombas de fondo de pozo: BMC, BEC, BCP y BHJ
- (2) Disminución del peso de columna de fluido en el pozo: BNC y BNI

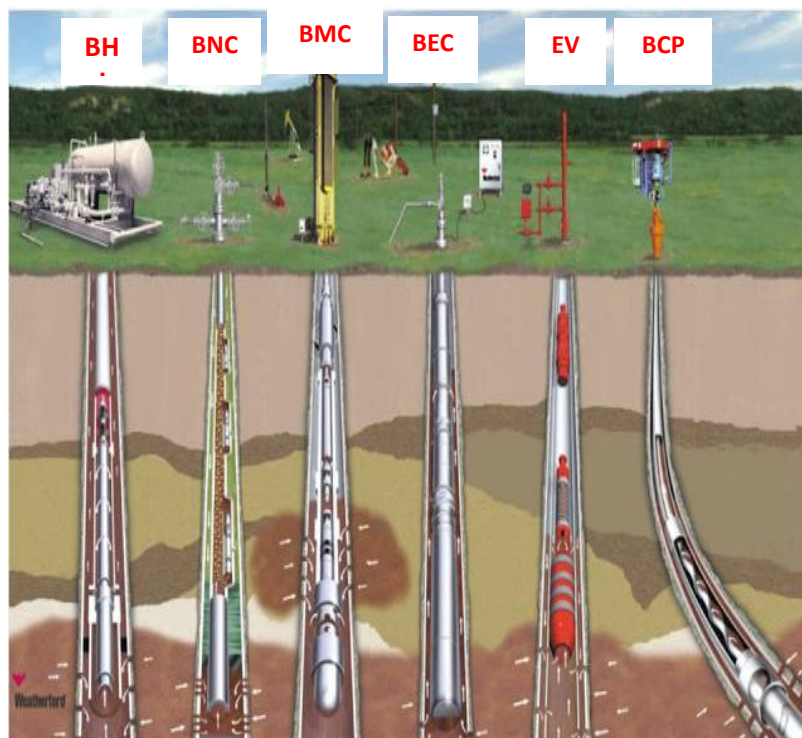


Fig. 2.3 Tipos de Sistemas Artificiales de Producción

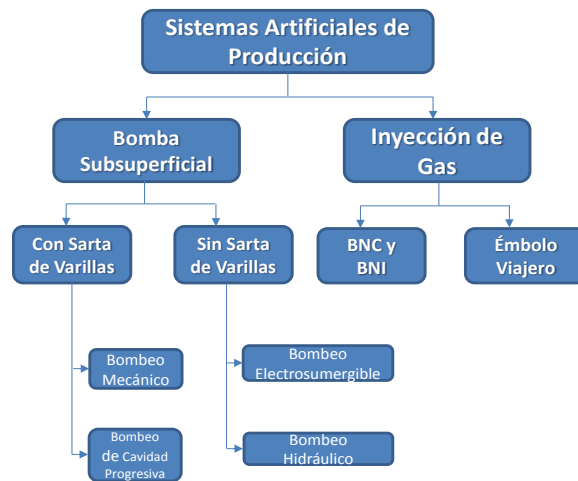


Fig. 2.4 Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.

Dentro de los Sistemas Artificiales de Producción tenemos:

- Bombeo Neumático Continuo e Intermitente
- Bombeo Mecánico Convencional
- Bombeo Electrocentrifugo
- Bombeo Hidráulico Jet o Pistón
- Bombeo de Cavidades Progresivas

En PEMEX los sistemas más utilizados son el Bombeo Neumático Continuo y Bombeo Mecánico Convencional.

2.4 BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO (BNC)

2.4.1 Introducción

Este es un proceso en el cual se inyecta gas a presión relativamente alta, en un punto por debajo del nivel estático del fluido. El método de levantamiento artificial por gas es el único que se asemeja al proceso de producción en flujo natural.

El **Bombeo Neumático** consiste en introducir gas por el espacio anular a fin de aligerar la columna de fluido; el paso de gas del espacio anular hacia la TP se realiza mediante un juego de válvulas diseñadas previamente. Al reducir el peso de la columna de fluido la P_{wf} aumenta y por lo tanto el gasto aumenta.

Dentro de los tipos de levantamiento artificial por gas se tienen los siguientes:

- ✓ **Flujo continuo:** Se define como el medio para producir artificialmente un pozo mediante la inyección continua y controlada de gas a una columna de fluido.
- ✓ **Flujo intermitente:** Se define como la inyección de volúmenes de gas a intervalos dados de tiempo, los cuales levantan masas de fluidos a la superficie. En una operación normal de flujo intermitente el gas debería entrar en el revestidor a una velocidad cercana a la velocidad del petróleo en la tubería, esto minimiza la posibilidad de canalización del gas en el fluido.

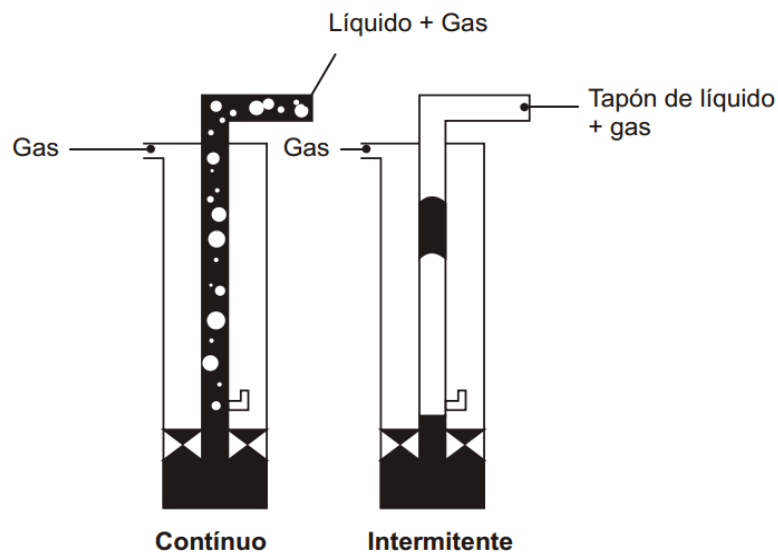


Fig. 2.5 Bombeo Neumático Continuo e Intermitente.

2.4.2 Tipos de válvulas de BNC

- **Balancedas** ($P_{\text{cierre}} = P_{\text{apertura}}$): Tiene la característica principal de no estar influenciada por la presión en la TP cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto es porque la presión en la TR actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión.
- **Desbalanceadas** ($P_{\text{cierre}} \neq P_{\text{apertura}}$) (resorte y nitrógeno): Una válvula desbalanceada tiene la característica de abrir a una presión superior de apertura y luego cerrar con una presión más baja, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

El sistema de operación de las válvulas puede ser:

1. Operadas por presión de gas de inyección
2. Operadas por fluidos de la formación
3. Combinadas

Las válvulas de bombeo neumático se encuentran instaladas en lo que se conoce como “mandril”.

2.4.3 Tipos de mandriles:

- **Mandril convencional.**- Es en la que se introduce una válvula de bombeo neumático convencional, esto es para modificar el aparejo de BN, es necesario extraer completamente la sarta. (Actualmente son los menos utilizados en PEMEX).
- **Mandril Recuperable o de Bolsillo.**- En este tipo de mandril las válvulas son recuperables con línea de acero, sin necesidad de recuperar el aparejo para cambiarlas, llamadas válvulas de bolsillo.

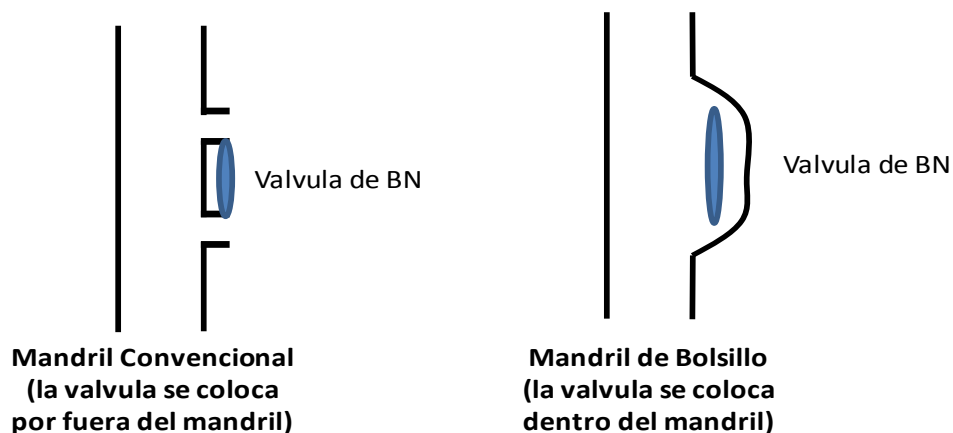


Fig. 2.6 Tipos de Mandriles.

2.4.4 Ventajas del BNC

- ✓ Pocos problemas al manejar gran volumen de sólidos.
- ✓ Costos bajos de equipo de fondo comparado con los otros SAP.
- ✓ Bajos costos de mantenimiento y operación.
- ✓ Las válvulas se pueden recuperar con línea de acero.
- ✓ Manejo de grandes volúmenes de producción en pozos con alto IP.
- ✓ Muy flexible para cambiar de continuo a intermitente.
- ✓ Puede utilizarse en plataformas costa afuera.
- ✓ Permite la toma de información y la colocación de sensores de fondo.
- ✓ Discreto en localizaciones urbanas.
- ✓ Sin dificultad para operar en pozos de alta Relación Gas-Líquido (RGL).
- ✓ Opera en pozos con terminaciones desviadas.

2.4.5 Desventajas del BNC

- ✓ Disponibilidad del gas de inyección.
- ✓ Requiere de relativa a moderada presión de yacimientos.
- ✓ La eficiencia de levantamiento depende de la presión de inyección de la red.
- ✓ Dificultad para manejar emulsiones, no recomendable para aceites viscosos.
- ✓ Formación de hidratos y congelamiento del gas.
- ✓ El gas de inyección debe ser tratado evitar la condensación y la entrada de líquidos al espacio anular; tapando la válvula operante.
- ✓ La TR debe resistir presiones elevadas no se recomienda en TR viejas y que tengan líneas de descargas muy largas y de diámetro reducido.

2.5 BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE (BNI)

2.5.1 Introducción

El BNI como su nombre lo indica, consiste en un proceso de desplazamiento periódico de tapones de líquido, desde el fondo del pozo y a través de la tubería de producción, mediante la inyección de gas a alta presión. Ofrece ciertas ventajas en yacimientos profundos y de baja presión. De hecho, bien diseñado y manejado, puede competir con el Bombeo Mecánico en yacimientos que incluso la presión se ha agotado. Sin embargo, cabe señalar que un método intermitente puede causar problemas severos en los sistemas de distribución de gas, ya que requiere grandes volúmenes de gas en forma instantánea.

Existen algunas formas especiales de instalaciones de BNI, como el tipo cámara de acumulación, el levantamiento tipo pistón o émbolo viajero, el tipo válvula motora con control de tiempo aprovechando el aparejo de BNC. Generalmente, estos sistemas son tratados como temas separados. Sin embargo, todos estos sistemas son simplemente una forma especial de este método de levantamiento artificial.

2.5.2 Equipo de Subsuelo

Puede estar compuesto, además de la tubería de producción por las válvulas de descarga y operante (piloto), en el caso del embolo viajero resorte amortiguador de fondo, la válvula fija y el embolo. Otros dispositivos utilizados en el BNI, son válvula motora y control de tiempo.

Válvula Piloto

Dado que es deseable tener una válvula de BN con puerto grande y aun así tener un control estricto de las características de la amplitud, se desarrolló una válvula piloto; dos tipos diferentes de esas válvulas pueden verse en la figura 2.7; en esta figura (izquierda) se explica un asiento doble, el arreglo de doble asiento restringe el Área del pistón (A_p) efectivo al tamaño del puerto pequeño o interno, mientras que el tamaño del puerto grande o externo puede ser tan grande como sea

posible, de esta forma la amplitud de la válvula se controla por el puerto pequeño, sin embargo utiliza un puerto más grande para la entrada de gas cuando se abre, alcanzando una eficiencia de levantamiento máximo. Por lo tanto el tamaño del puerto de la válvula principal no tiene que ser cambiado para cambiar la amplitud.

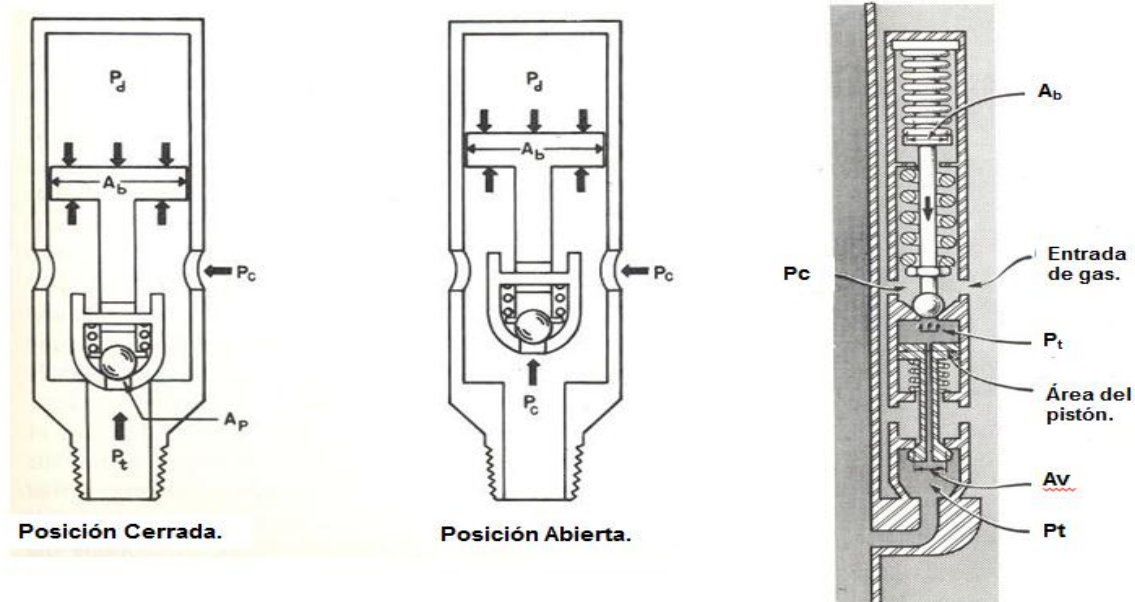


Fig. 2.7: (Izquierda) Válvula de Fuelle Operada con Piloto con Asiento Doble, (Derecha) Típica Válvula de Fuelle Operada con Piloto.

2.5.3 Método Convencional

Existen dos grandes grupos: el método convencional y los métodos no convencionales como la cámara de acumulación, el embolo viajero y válvula motora con control de tiempo.

El método convencional su principio de operación consiste en inyectar un alto volumen de gas comprimido de manera cíclica e instantáneamente en la tubería de producción, con el propósito de desplazar hasta superficie un tapón (bache) de fluido aportado por la arena productora, mediante la expansión del gas a alta presión. Una vez inyectado el volumen de gas requerido por el sistema, la presión de la TR disminuye y una nueva columna de fluido se forma en la tubería de producción, para repetir el ciclo.

2.5.4 Métodos no Convencionales

2.5.4.1 Cámara de Acumulación

Es el nombre que se les da a las instalaciones de BNI donde se emplean cámaras de acumulación en el fondo del pozo. La cámara de acumulación reduce de altura hidrostática que los fluidos ejercen contra la formación en una instalación convencional de BNI. Un volumen determinado de fluidos ejercerá menor presión hidrostática cuando se acumula dentro de un tubo de gran diámetro, que cuando se encuentra estacionario en una simple tubería.

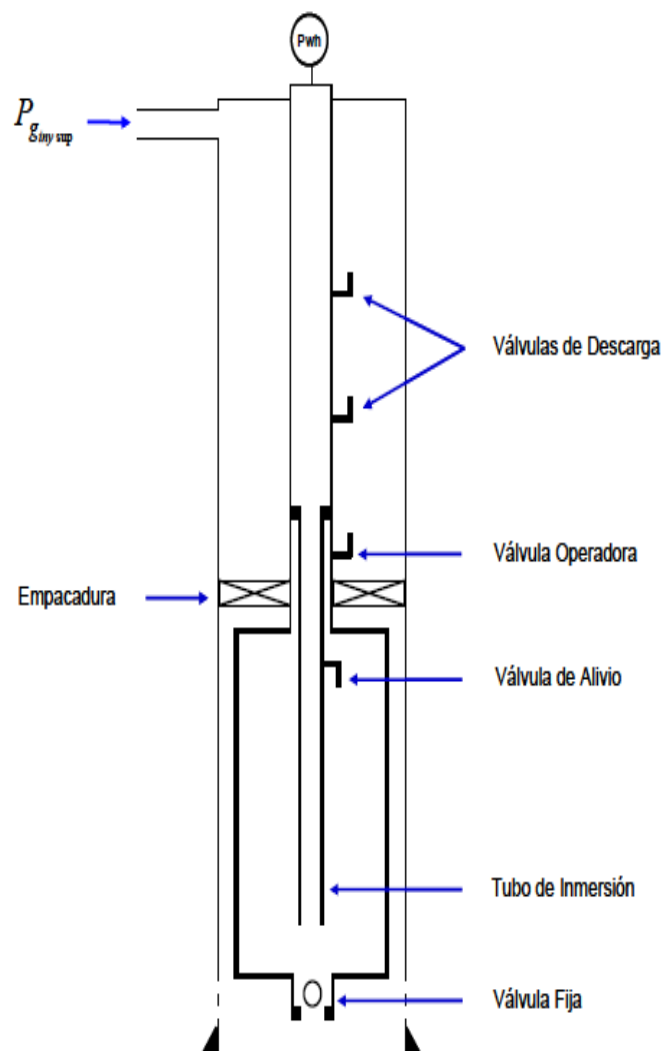


Fig. 2.8 Cámara de Acumulación tipo Inserto.

2.5.4.2 Pistón Viajero o Émbolo Viajero

El principio de fundamental de este método se basa en el uso de un pistón o émbolo que sube o baja dentro de una tubería de producción de un pozo de petróleo o gas. El uso del pistón ofrece un sello parcial entre las dos fases (gas-liquido) e impide que la fase más liviana (gas) se adelante a la fase más pesada (liquido), mientras el tapón o bache de fluido se desplaza a superficie. Esta técnica reduce considerablemente el resbalamiento de líquidos (Fall Back), incrementando la eficiencia del levantamiento. El embolo viajero puede ser utilizado para: extraer agua de los pozos de gas, extraer líquidos de los pozos con alta RGL; contra la acumulación de parafinas en las paredes de la tubería de producción; y aumentar la eficiencia de los pozos que operan con BNI. La figura siguiente describe una instalación típica de pistón viajero. La instalación en la tubería de producción consiste de un resorte amortiguador, colocado en el fondo de la tubería, y un lubricador y/o receptor, ubicado en superficie.

El sistema se completa con un control de tiempo y dos válvulas motoras para abrir y cerrar las líneas de flujo de gas de inyección y producción.

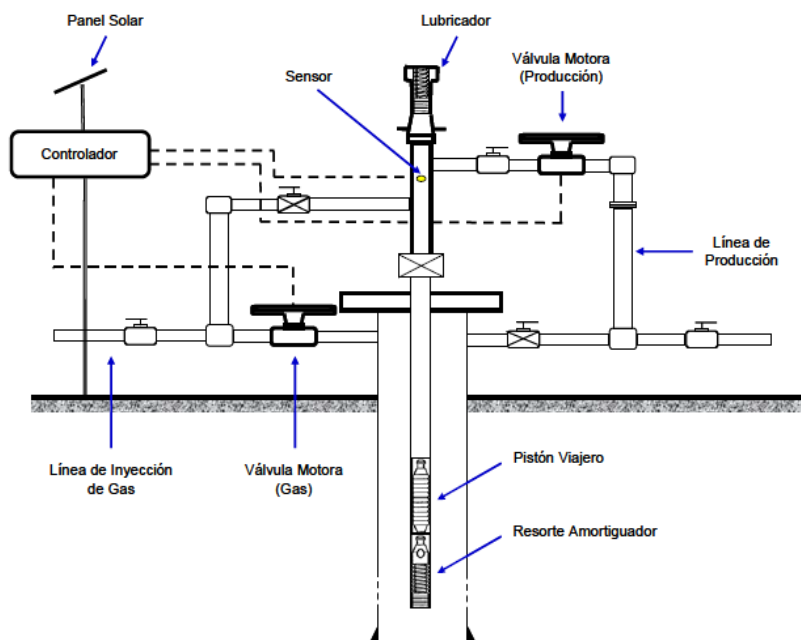


Fig. 2.9 Instalación Típica de un sistema de Émbolo Viajero

2.5.5 Equipo de Superficie

Control de Tiempo

Es un control electrónico que tiene como función controlar la apertura y cierre de la(s) válvula(s) motora(s), según una programación de tiempo predeterminada. Existen tres tipos de controladores que permiten controlar el ciclo de apertura o cierre la válvula motora de la línea de inyección de gas; los cuales son: Control de tiempo, Control de Presión y el más reciente Control de presión y tiempo.



Fig. 2.10 Control de presión y tiempo

Válvula Motora

Es un equipo de control en superficie que opera de manera automática por medio de un control de tiempo que opera por ciclos de inyección de gas; son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción. Mediante una acción de apertura y cierre, esta válvula permite el control no solo del gas de inyección, sino también de los fluidos producidos por el pozo en ciertos tipos de instalaciones especiales.



Fig. 2.11 Válvula motora Kimray

Lubricador

Se instala directamente encima del árbol de navidad o de la válvula maestra y forma parte integral de cualquier instalación de embolo viajero. Su función principal es absorber la energía cinética del pistón al final de su carrera ascendente. Las partes principales de un lubricador son: La tapa removible contiene un resorte que resiste la fuerza del pistón ascendente y la placa amortiguadora establece el contacto inicial del pistón con lubricador.



Fig. 2.12 Partes internas y externas típicas de un lubricador

2.6 BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL (BMC)

2.6.1 Introducción

El Bombeo Mecánico Convencional es el método más antiguo conocido de los sistemas de levantamiento artificial y junto con el método Bombeo Neumático; constituyen los más populares. El proceso de levantamiento consiste en un desplazamiento positivo de fluido desde la bomba subsuperficial hasta la superficie. Los volúmenes de fluido que desplaza la bomba, entran a la tubería de producción desplazando un volumen igual de fluido hacia la línea de descarga y a su vez a la batería de separación; constituyendo este volumen la producción del pozo. El método es versátil, debido a que una vez instalado se pueden cambiar las condiciones de producción para adaptarlo a la capacidad real del pozo, tratando de mantener el mínimo el costo del sistema.

Básicamente consiste en instalar en el fondo de la Tubería de Producción (TP) una bomba subsuperficial (hay dos tipos de bombas de tubería o insertables), la cual succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un émbolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como Unidad de Bombeo Mecánico (Balancín o Bimba), siendo accionado por la energía proporcionada de un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía hasta el embolo a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, siendo indispensable que la bomba se encuentre completamente sumergida en el fluido del pozo.

2.6.2 Conexiones Superficiales

Las conexiones superficiales para los sistemas de bombeo mecánico tienen un arreglo particular y está compuesto por varios elementos los cuales se muestran en la figura 2.13 y se mencionaran algunos de ellos.

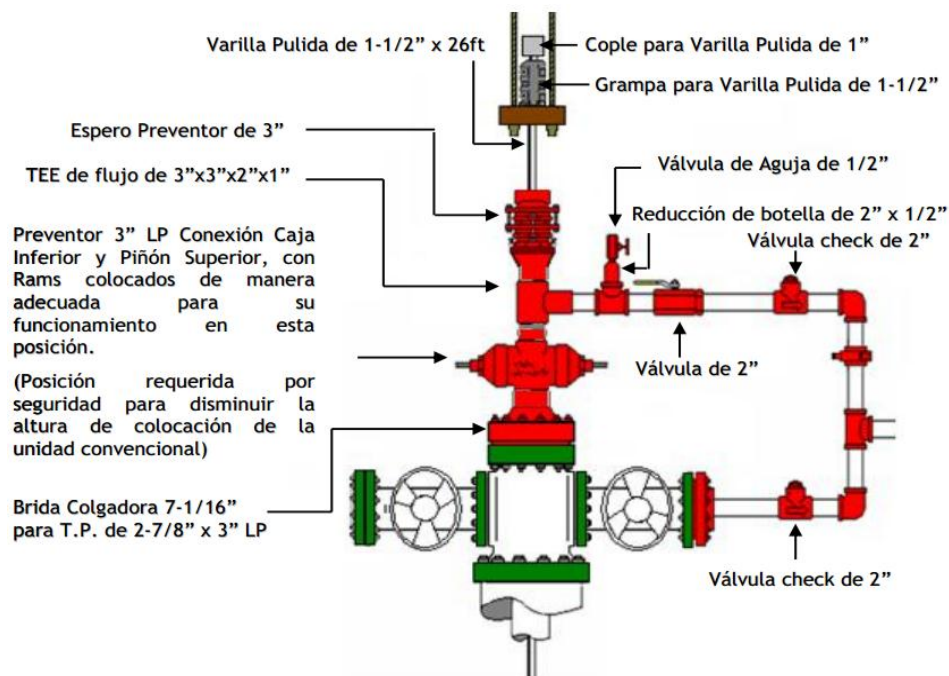


Fig. 2.13 Conexiones Superficiales de BMC

2.6.3 Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico

Los sistemas de Bombeo Mecánico consisten esencialmente de cinco componentes:

- ✓ Bomba subsuperficial.- la cual desplaza el fluido del fondo del pozo.
- ✓ Sarta de varilla.- transmite la potencia de la bomba desde la superficie.
- ✓ Unidad superficial (También conocida como Bimba, UBM, Balancín)
Transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
- ✓ Sistema de engranes.- controlan la velocidad de la maquina o la del motor primario.
- ✓ Motor primario superficial.- suministra la potencia necesaria al sistema.

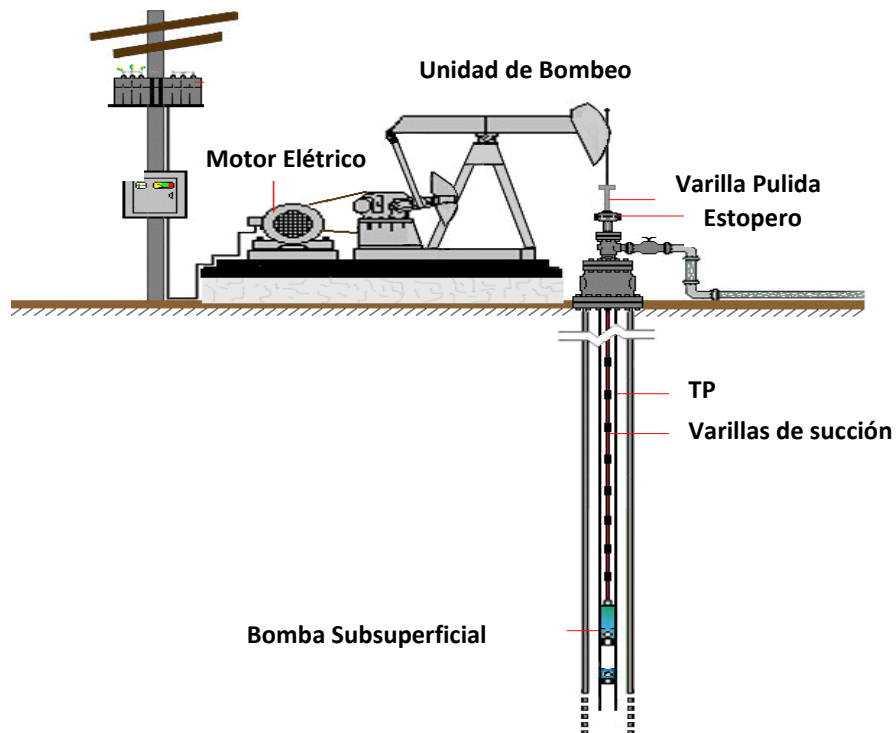


Fig. 2.14 Bombeo Mecánico Convencional

2.6.4 Bombas de Fondo.

Las bombas son el componente básico de un sistema artificial de bombeo mecánico, estas tienen una gran variedad en tamaños, materiales y componentes, así como infinidad de combinaciones que se pueden realizar para adecuarlo a las características de cada pozo, se observan algunas en la figura 2.15. Su función es admitir el fluido de la formación al interior de la sarta de producción y elevar el fluido admitido hasta la superficie. Las bombas sub-superficiales movidas por varillas se dividen en tres tipos: bombas de tubería de producción y bombas de inserción.



Fig. 2.15 Bombas de Fondo

Bomba de tubería de producción. Estas bombas por ser de un diámetro mayor pueden manejar grandes volúmenes de líquidos que las bombas de inserción, sin embargo, la carga de fluido sobre la unidad de bombeo es mayor. La desventaja de estas bombas estriba en que el barril forma parte de la misma tubería de producción, para efectuar alguna reparación o reposición de partes, es necesario extraer la tubería de producción completa, lo que significa una operación más complicada. Estas bombas operan mejor en pozos que tienen alto nivel de fluidos y donde la verticalidad del mismo haya sido comprobada.

Bomba de inserción. Se les denomina así porque el conjunto total de la bomba (barril, émbolo y válvulas) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas se inserta en un niple de asiento (zapata candado) instalado en la tubería de producción. Esto representa una ventaja sobre las bombas de tubería de

producción, ya que para hacer una sustitución o reparación de la bomba, no es necesario extraer toda la tubería de producción. La bomba se desancla y se extrae con la sarta de varillas utilizando un camión varillero.

2.6.5 Unidades de Superficie

La unidad de bombeo es un mecanismo que nos permite transformar el movimiento giratorio del motor en un movimiento reciprocante impartido a la varilla pulida. En la actualidad existen varios tipos de unidades de bombeo. A continuación se muestran en la figura 2.16 su clasificación y se mencionan algunas de las unidades más utilizadas:

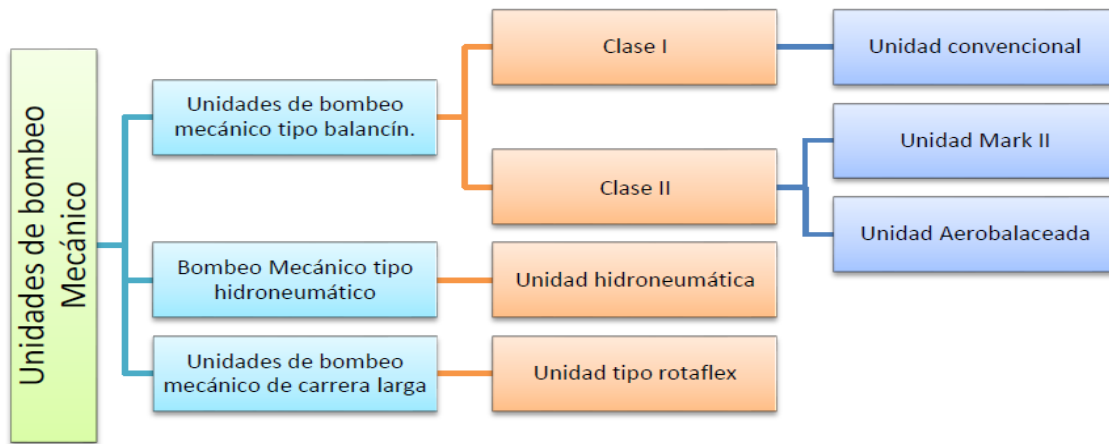


Fig. 2.16 Clasificación de las Unidades de Bombeo Mecánico

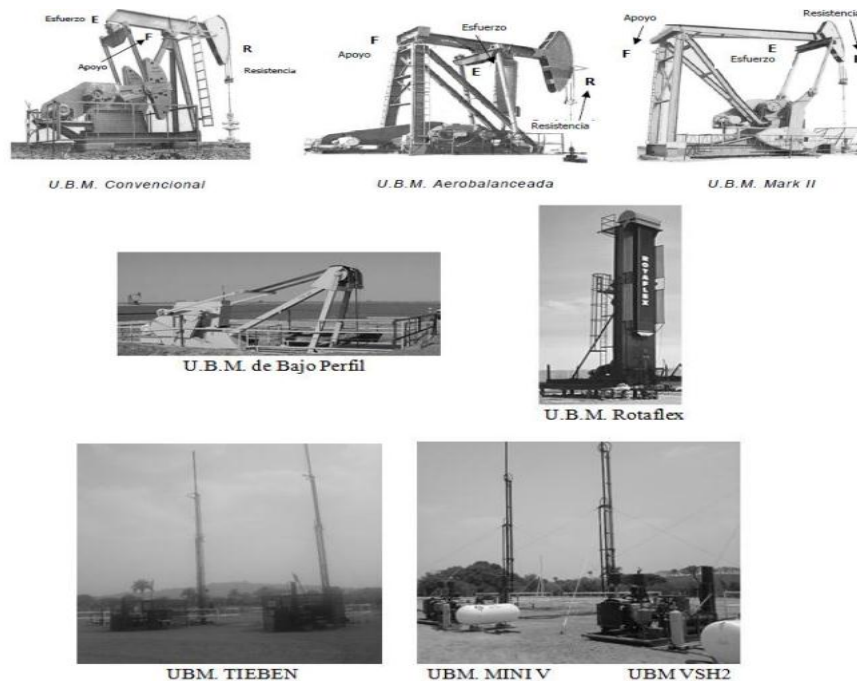


Fig. 2.17 Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico

2.6.6 Ventajas del BMC

Las ventajas del BMC podrían enumerarse de la siguiente manera:

- (1) La instalación y el funcionamiento del BMC es muy simple y fácil. Este sistema se puede cambiar a otro pozo fácilmente. Por lo tanto, Los gastos iniciales son altos pero se mitigan con la vida útil del sistema el cual es bastante grande.
- (2) El BMC se puede aplicar en pozos desviados y también en pozos de diámetro reducido.
- (3) El BMC puede ser instalados en pozos de alta temperatura del fondo del pozo.
- (4) La electricidad, el gas natural y el vapor se pueden utilizar como fuente de energía.
- (5) Por lo que se discutió anteriormente la parafina limita las condiciones de funcionamiento de la bomba de fondo. Sin embargo, estos problemas pueden ser tratados fácilmente con el agua caliente o aceite caliente o disolventes.

(6) El gas libre si pasa por la bomba de fondo pueden generar cavitación. Esto reduce la eficiencia del sistema de bombeo.

(7) El BMC se analiza con el Dinamómetro este se aplica para analizar el rendimiento de la bomba y determinar problemas, como golpe de fondo, candado de gas, bomba desanclada, varillas sueltas, golpe de fluido, falta de carga en la bomba, etc.

2.6.7 Desventajas del BMC

A pesar de que las bombas de varillas se utilizan ampliamente en los pozos, hay ciertos problemas asociados con ellos, los cuales se enumeran a continuación:

(1) El BMC no es adecuado para pozos altamente productivos. Su producción de petróleo por lo general oscila entre 6 a 1000 bpd.

(2) El BMC se instalan normalmente en los pozos poco profundos. Debido a que el peso de la sarta de varillas aumenta a medida que la profundidad aumenta.

(3) A diferencia de otras técnicas de levantamiento artificial, el BMC funciona a alta presión. Por lo tanto, el potencial de corrosión es alto en este método. El sistema debe estar fuertemente protegido contra corrosión para asegurarse un buen rendimiento.

(4) El BMC está limitado en el manejo de arena, disminuyendo su eficiencia e incluso atascando la bomba sin poderla recuperar con camión varillero en el caso de las bombas insertables obligando a meter equipo de reparación.

(5) La eficiencia de la bomba puede ser limitada con la existencia de parafina. La parafina puede ser eliminada mediante la circulación de agua caliente, aceite caliente o disolventes.

(6) La existencia de gas libre es otro factor clave que reduce la eficiencia de bombeo. La separación de gas libre se produce principalmente cuando no hay un uso eficiente del espacio anular. Además, si el diseño de la bomba y la selección

2.7 BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO (BEC)

2.7.1 Introducción

Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluidos; en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo, puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios apropiados para cada caso. El principio básico del sistema de bombeo es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergido en el fluido del pozo. Un sistema BEC estándar consiste de instalaciones subsuperficiales como una bomba electrocentrifuga de etapas múltiples, intake y/o separador de gas, protector, motor eléctrico y cable de potencia. 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, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable.

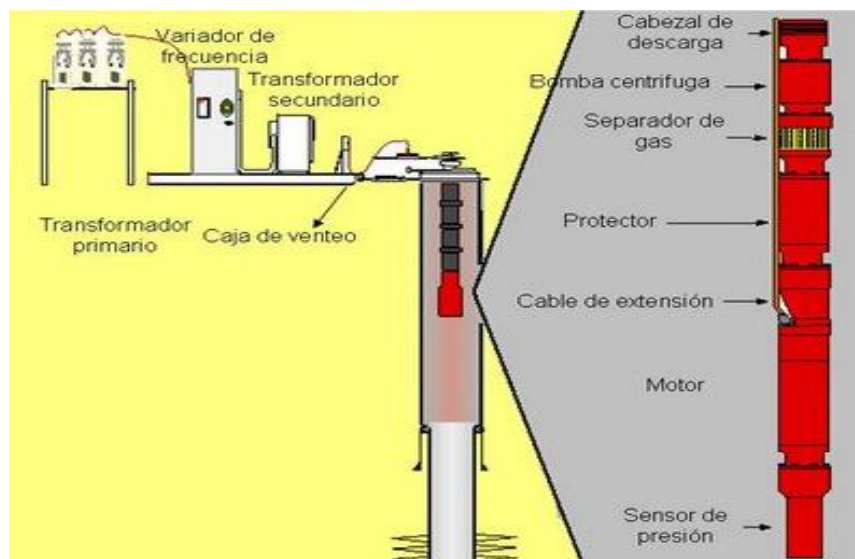


Fig. 2.18 Bombeo Electrocentrifugo (BEC)

La bomba electrocentrifuga 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 flejado 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 Intake o 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.

Un pozo candidato a producir artificialmente con el sistema BEC debe tener tales características que no afecten su funcionamiento como lo son las altas RGA, altas temperaturas, presencia de arenas en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, los cuales son factores que afectan la eficiencia del sistema.

Por otra parte este sistema es apropiado para el manejo de altos gastos de producción desde grandes profundidades, para pozos con altos porcentajes de agua y baja RGL.

2.7.2 Equipo Superficial

- Transformador
- Variador de Frecuencia
- Caja de Venteo

2.7.3 Equipo Sub-Superficial:

- Bomba centrífuga de etapas múltiples: Se refiere al sistema accionado por el motor eléctrico que se encargará de proporcionar la energía suficiente a los fluidos para ser producidos.
- Intake o separador de gas: Entrada que permite el flujo de fluido hacia la bomba para ser producidos, en casos en donde se cuente con un alta RGA, un separador será necesario para evitar problemas en el bombeo.

- Protectores: Ubicados entre el motor y el intake, pieza vital del sistema encargada de evitar el ingreso del fluido al motor.
- Motor eléctrico: Es el encargado transformar la energía eléctrica en mecánica para el accionamiento de la bomba.
- Cable de potencia: Es el encargado de transmitir la energía eléctrica de la superficie al motor, así como señales de fondo del pozo a la superficie (Redondo o Plano).

2.7.4 Ventajas del BEC

- Bueno para producir altos volúmenes de fluido.
- Instalación en TRs no menores de 4½"
- Se puede utilizar con baja presión de fondo
- Adaptable para la automatización.
- Aplicable hasta profundidades de 5000m.
- Capaz de manejar altos porcentajes de agua.
- Aplica en bajas presiones de yacimiento.
- Buena eficiencia volumétrica.
- Manejo de fluidos pesados e intermedios
- Flexibilidad para manejar diferentes condiciones de operación, utilizando el variador de frecuencia.
- Se puede monitorear las condiciones de fondo con sensor de fondo.
- Pozos verticales, horizontales o desviados.
- Amplia confiabilidad en aplicaciones costa afuera.
- Ambientes corrosivos o abrasivos, con materiales y construcciones especiales.
- Extensión de la vida productiva de un pozo al mantenerse activos con cortes de agua de 98%.

2.7.5 Desventajas del BEC.

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- La mayor limitación de un sistema BEC es la temperatura:
 - Límite de temperatura del cable de potencia
 - Elastómeros utilizados en el equipo
 - Temperatura del motor
- Por falla de equipo de fondo se requiere sacar con equipo de reparación de pozos.
- Requiere fuentes confiables de electricidad.
- No recomendable para manejar problemas de incrustaciones.
- No recomendable para manejo alto por ciento de arena o gas.
- Altos GOR pueden afectar el funcionamiento del equipo
- Alto contenido de sólidos puede causar rápido desgaste de la bomba.
- No se puede aplicar a terminaciones múltiples.

2.8 BOMBEO HIDRÁULICO JET (BHJ)

2.8.1 Introducción

Es un sistema por el cual se levanta crudo mediante una bomba de subsuelo accionada por un fluido motriz suministrado desde la superficie a alta presión. Existen dos sistemas de bombeo hidráulico:

- ✓ El de fluido motriz abierto
- ✓ El de fluido motriz cerrado.

La diferencia principal entre ambos es que en el abierto, el fluido motriz se mezcla con el petróleo de formación, mientras que en el cerrado, dichos fluidos permanecen separados.

En cada sistema se pueden usar dos tipos de bomba: la fija y la libre. La diferencia principal entre una y otra es que en la primera, la bomba está fijada a la sarta del fluido motriz y para recuperarla es necesario sacar dicha tubería y en la segunda,

la bomba no está fijada a la tubería del fluido motriz y para sacarla o meterla se usa la potencia del fluido motriz o la línea de acero.

Este sistema es el más costoso para levantamiento artificial desde el punto de vista de gastos operacionales. Se puede aplicar en dos modalidades: El Bombeo Hidráulico tipo Pistón y El Bombeo hidráulico Tipo Jet.

El Bombeo Hidráulico Tipo Pistón se basa en el uso de bombas reciprocantes cuyo principio de acción, es semejante al de las bombas de bombeo mecánico. Las Bombas Hidráulicas emplean un pistón accionado por el fluido inyectado a alta presión, una cabilla y dos o más válvulas de retención.

El fluido de potencia a alta presión acciona la sección motriz en el fondo del pozo en forma recíproca al exponer alternadamente diferentes áreas de un pistón impulsor al fluido presurizado. El movimiento recíproca del pistón impulsor se transfiere a través de un acoplamiento mecánico a una bomba pistón.

El Bombeo Hidráulico Tipo Jet es similar al bombeo Hidráulico tipo Pistón, en cuanto a su principio de funcionamiento, basado en la inyección de fluido presurizado (fluido de potencia o fluido motor). En cuanto a las instalaciones y equipo de superficie para ambos métodos de levantamiento son iguales, la diferencia principal es la bomba de subsuelo.

2.8.2 Equipo Superficial

La función del equipo de superficie es proporcionar un volumen constante y adecuado del fluido motriz a inyectar en los pozos, para accionar las bombas de subsuelo. Existen dos tipos de instalaciones de superficie para bombeo hidráulico. La planta central y la planta de poder "In Situ".

La planta central acondiciona el fluido motriz para uno o más pozos, así como elimina el gas y sólidos. El fluido acondicionado se presuriza mediante una bomba a pistón y luego pasa por los múltiples de distribución y allí hacia los pozos. Este sistema puede ser apreciado en la figura 2.19, el equipo de superficie estaría

básicamente compuesto por el sistema del fluido motriz representado por el tanque “A”, la bomba de superficie “B”, el múltiple central o de distribución “C” y el cabezal del pozo “D”.

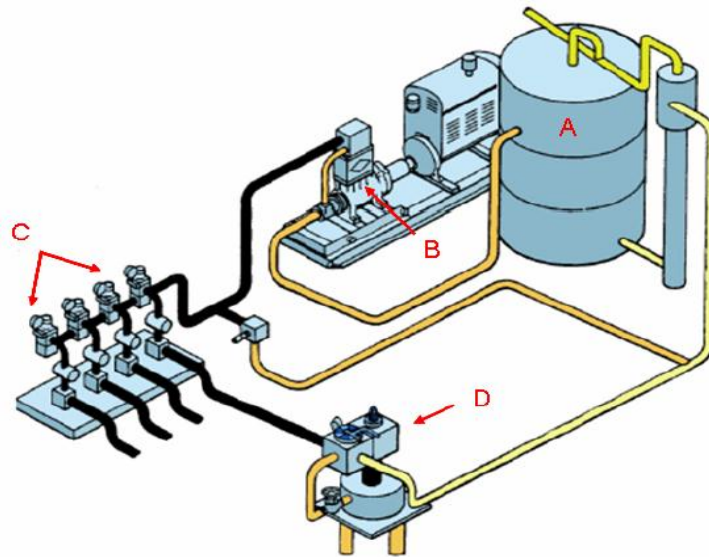


Fig. 2.19 Equipo de Superficie BHP

La planta de poder “In Situ”, también conocida como “Modulo Portátil de Acondicionamiento”, es un paquete completo de componentes, instalado junto al pozo o cerca de este. Cumple con las mismas funciones que la planta central y entre sus componentes básicos, se encuentran: un separador de tres fases, una o más centrifugas ciclónicas (desarenador para eliminar los sólidos), y una bomba. Estas unidades portátiles, requieren un trabajo mínimo de instalación y elimina la necesidad de un planteamiento avanzado a largo plazo de una planta central.

2.8.3 Equipo Sub-Superficial

Para el equipo de subsuelo, no solo se considera el diseño del tipo o tamaño de la bomba de acuerdo a los requerimientos del pozo, sino también la disposición de la misma dentro de la tubería.

✓ Disposición de la Tubería de Producción.

Aunque la mayoría de las bombas hidráulicas se instalan como bombas libres (o sea que circulan libremente desde la cabeza hasta el fondo del pozo y viceversa),

también pueden ser instaladas de manera permanente. La decisión desinstalar cualquiera de estos sistemas dependerá en cierta manera de algunos parámetros, tales como: Tamaño de la TR, gasto de producción, entre otros. Si se decide instalar la bomba de fondo BHJ en un pozo de aparejo fluyente se tiene que realizar una prueba de hermeticidad y presión para verificar el estado de esta y en un pozo con aparejo de BN definitivamente no es recomendable aplicar el BHJ por problemas de hermeticidad y de colocación de la bomba se puede atorar en un mandril.

Bomba Jet

Principio de funcionamiento de la Bomba Jet por lo cual la mezcla pasa a través de un difusor de mayor área, el cual tiene la función de convertir la carga de velocidad en una carga estática de columna de fluido, permitiendo así llevar los fluido hacia la superficie.

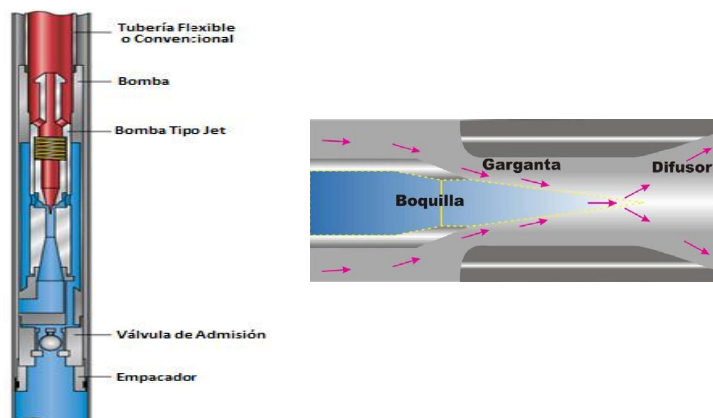


Fig. 2.20 Bomba de Fondo Jet y su Efecto Venturi en bomba Jet

La presión de entrada a la garganta es menor que la presión de entrada de los fluidos a la bomba, lo que garantiza el acceso de los fluidos producidos a la bomba misma. El fluido proveniente del fondo del pozo, luego de pasar por la bomba misma. El fluido proveniente del fondo del pozo, luego de pasar por la cámara de entrada de la bomba, se pone en contacto con el fluido inyectado y ambos como una mezcla se dirigirán hacia la garganta donde ocurrirá la transferencia de energía.

2.9 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

2.9.1 Introducción

El diseño común consiste en un rotor helicoidal sencillo, rotando excéntricamente dentro de un estator helicoidal elastomérico, el cual constituye una doble hélice con una longitud del doble del recorrido del rotor en un giro. La geometría del ensamblaje determina una serie de cavidades separadas, pero idénticas. Cuando el rotor realiza el giro dentro del estator, estas cavidades se desplazan axialmente de una punta del estator a la otra, desde la succión a la descarga, creando la acción de bombeo. Esta bomba se considera de desplazamiento positivo, debido a que las cavidades se encuentran selladas una a la otra.

El sistema de **Bombeo de Cavidades Progresivas** consta fundamentalmente de:

Equipo superficial: motor, cabezal de rotación o cabezal hidráulico, relación de transmisión, estopero, varilla pulida y la grampa.

Equipo subsuperficial: sarta de varillas, bomba de fondo (rotor y estator), separador de gas y accesorios de la bomba como lo son el pin o niple de paro, ancla de torsión y centradores, como se muestra en la figura siguiente.

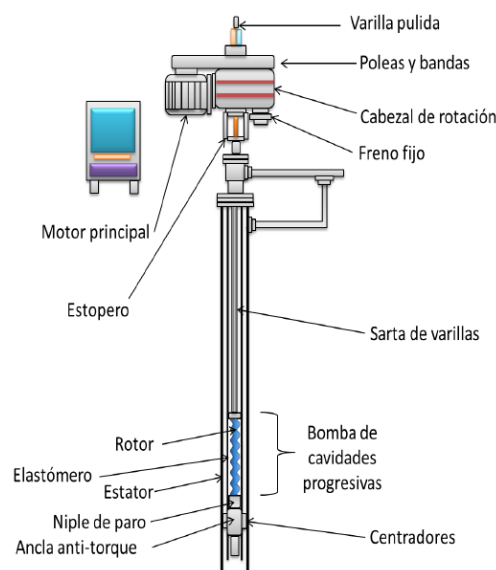


Fig. 2.21 Bombeo de Cavidades Progresivas

2.9.2 Equipo Superficial

El equipo superficial consiste de un pequeño cabezal de rotación y un motor eléctrico de bajo poder (puede ser cabezal hidráulico) figura 2.22. El cabezal alberga la caja de cambios, un sistema de frenos integrado y un eje impulsor (varilla pulida).

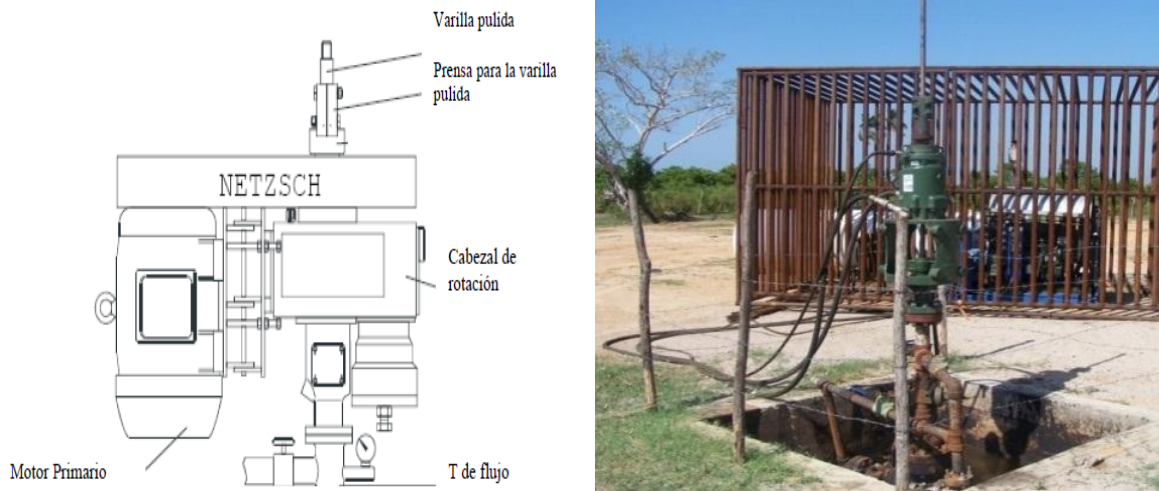


Fig. 2.22 Cabezal con Motor Eléctrico (izquierda) y Cabezal Hidráulico (derecha) del Sistema BCP pozo Sánchez Magallanes 214-T

Genéricamente los cabezales son requeridos en sistemas convencionales de bombeo de cavidades progresivas para transferir potencia desde el motor principal a la bomba, la cual es manejada por la sarta de varillas. Otras funciones importantes del cabezal de rotación son:

- Proporcionar el sello en la superficie para el fluido de producción.
- Soportar el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba.
- Soportar el efecto del mecanismo de frenado.

Las varillas están sujetas al eje impulsor del cabezal de rotación (o varilla pulida), el cual está ensamblado directamente sobre la cabeza del pozo. El movimiento del eje es provocado por un sistema polea-bandas, en donde el motor primario es el que genera el movimiento rotacional y es transmitido al eje a través de un juego de bandas conectadas entre dos conjuntos de poleas, uno sujeto al motor y el otro al eje impulsor.

2.9.3 Varilla Pulida

Es la unión directa entre la sarta de varillas y el equipo superficial, pasa a través de la caja de sellos. Generalmente, está fabricada con acero, molibdeno, manganeso y níquel, superficialmente terminada en acabado espejo, con el propósito que no dañe los sellos. Puede ser hueca o totalmente sólida.

2.9.4 Sarta de Varillas

Existen diversos tipos de varillas que el Sistema BCP utiliza para transmitir la energía desde la superficie hasta la bomba de fondo:

Varillas convencionales (sucker rods).- Son las mismas que utiliza el sistema de bombeo mecánico, fabricadas bajo la especificación API 11B. Estas varillas están diseñadas para trabajar bajo esfuerzos alternativos, es decir; cargas de tracción. Disponible en 5/8", 3/4", 7/8", 1", y 1 1/8" de diámetro del cuerpo de la varilla y de 7.5 metros de longitud.

Varillas convencionales modificadas (Drive rods).- Especialmente diseñadas para soportar el torque experimentado en la aplicación del BCP. Están suministradas con una rosca modificada para maximizar su capacidad de torque. Los diámetros más comunes son: 1", 1 1/4", y 1 1/2" de diámetro del cuerpo de la varilla y de longitud similar a las varillas convencionales.

2.9.5 Bomba BCP

El principal aditamento del sistema de cavidades progresivas es su bomba de desplazamiento positivo, la cual, consiste principalmente de un rotor que gira excéntricamente dentro de un estator, donde la excentricidad entre ellos hace que al girar se formen cavidades selladas, las cuales desplazan el fluido de abajo hacia arriba. En la parte inferior el fluido es succionado gracias a que el rotor gira dentro del estator provocando que se creen una serie de cavidades idénticas pero separadas, las cavidades tienen un giro helicoidal de manera ascendente, lo cual hace que el fluido vaya hacia arriba y sea descargado, creando así la acción de bombeo.

Las siguientes condiciones son necesarias para obtener las cavidades cerradas, y estas son:

- ✓ El rotor debe tener un lóbulo menos que el estator y cada lóbulo debe estar siempre en contacto con la superficie interna del estator.
- ✓ El rotor y estator deben construir longitudinalmente dos engranes helicoidales.
- ✓ Existen diversas configuraciones de la bomba de cavidades progresivas, las cuales
- ✓ dependen de la relación de lóbulos entre el rotor y el estator.

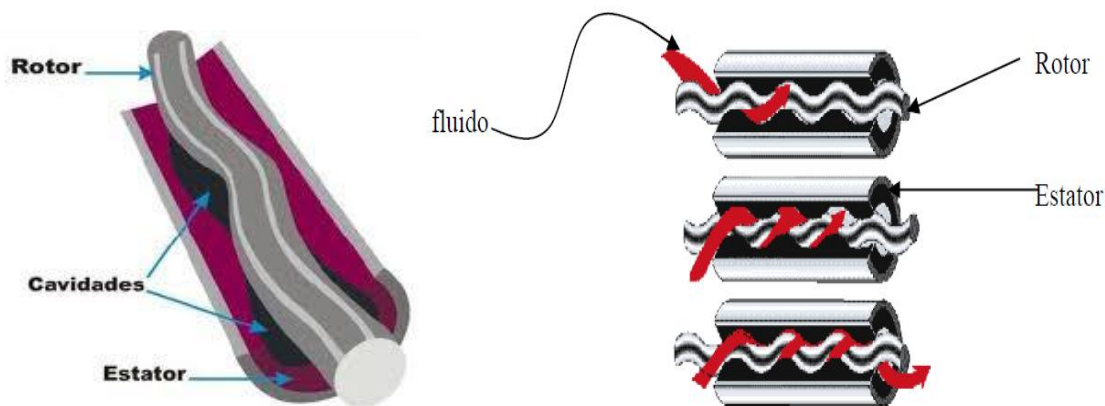


Fig. 2.23 Rotor y Estator Bomba de fondo

Rotor.- El rotor tiene la forma de tornillo sin fin, se construye en acero de alta resistencia y un cromado en la parte superficial. Este se conecta a la sarta de varillas la cual transmite el movimiento de rotación desde la superficie. En casos donde estén presentes agentes corrosivos o acidificantes en alta concentración, se utiliza el acero inoxidable por su capacidad de resistencia.

Este material tiene la desventaja de ser susceptible a la abrasión y es más costoso que el tradicional (acero al carbón) por lo que su aplicación se restringe a casos especiales.

Estator.- Consiste en un cilindro de acero con un cuerpo de elastómero pegado internamente. El elastómero es sintético moldeado en forma de doble hélice. El proceso de abdicación del estator consiste en la inyección del elastómero al tubo.

Elastómero.- Es la base del sistema de cavidades progresivas, este se moldea al perfil de doble hélice del estator. Su selección correcta prolongara la vida del sistema beneficiando en lo económico y técnico. De acuerdo a las condiciones del pozo (temperatura, presión, agentes corrosivos, etc.) se seleccionaran los materiales a utilizar en el diseño del elastómero. Los elastómeros dentro de la industria petrolera están fabricados a partir de tres compuestos químicos: nitrilo, nitrilo hidrogenado y fluoroelastomeros.

El sistema de levantamiento artificial de Bombeo por Cavidades Progresivas (Sistema BCP) consiste en elevar los fluidos dentro del pozo hasta la superficie, incrementando su presión por medio de la bomba de cavidades progresivas.

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS DE LOS SISTEMAS EXPERTOS

3.1 Introducción

Hace algún tiempo se viene hablando de conceptos tales como la Inteligencia Artificial (IA) y Sistemas Expertos (SE). Los anteriores han cobrado importancia por cuanto se puede aplicar a diversas actividades donde se requiere de humanos con un vasto conocimiento y habilidad para desarrollarlas, es así como se constituye en una poderosa herramienta de toma de decisiones en una forma rápida y con evaluación experta.

La tecnología de los sistemas expertos ha ganado una creciente importancia en la industria petrolera, las áreas de aplicación incluyen diagnósticos, planeación, diseño, predicción, monitoreo, recopilación y control de los diferentes procesos de la ingeniería petrolera.

3.2 Que es un Sistema Experto?

Un Sistema Experto (SE) es básicamente un programa de computadora basado en conocimientos y raciocinio que lleva a cabo tareas que generalmente sólo realiza un experto humano; es decir un programa que imita el comportamiento humano en el sentido de que utiliza la información que le es proporcionada para poder dar una opinión sobre un tema especial. Otros autores lo definen como sigue: un SE es un programa de computadora interactivo que contiene la experiencia, conocimiento y habilidad propios de una persona o grupos de personas especialistas en un área particular del conocimiento humano, de manera que permitan resolver problemas específicos de esa área de manera inteligente y satisfactoria. La tarea principal de un SE es guiar, aconsejar y dirigir al usuario como lo haría un experto humano.

Los usuarios que introducen la información al SE son en realidad los expertos humanos, y tratan a su vez de estructurar los conocimientos que poseen para ponerlos entonces a disposición del sistema. Los SE son útiles para resolver problemas que se basan en conocimientos.

Las características principales de este tipo de sistemas, según algunos autores son:

- ✓ Utiliza normas o estructuras que contienen conocimientos y experiencias de expertos especializados.
- ✓ Se obtienen conclusiones de deducciones lógicas.
- ✓ Contienen datos ambiguos.
- ✓ Contienen datos afectados por factores de probabilidad.

Con base en lo anterior, algunos investigadores de la Inteligencia Artificial (IA) señalan que un SE debe cumplir con las siguientes características:

- ✓ Tener un amplio conocimiento específico del área de especialización.
- ✓ Aplicar técnicas de búsqueda.
- ✓ Tener soporte para análisis heurístico.
- ✓ Poseer habilidad para definir nuevos conocimientos ya existentes.
- ✓ Tener la capacidad de procesar símbolos.
- ✓ Tener la capacidad para explicar su propio razonamiento.

De esta definición se desprenden las dos habilidades fundamentales que poseen los sistemas expertos:

- **La habilidad de aprendizaje**, la cual requiere la interacción de un experto en alguna rama específica del saber y un ingeniero de conocimiento, que se encarga de traducir este conocimiento del experto o reglas heurísticas para formar la base del conocimiento.
- **La habilidad para simular el razonamiento** que posee el sistema experto, esta se desprende de caminar a lo largo de las reglas heurísticas introducidas al sistema por un experto, a través del proceso de aprendizaje durante la generación de las bases del conocimiento.

- Se debe tener en cuenta que la principal característica del experto humano viene a ser el conocimiento en ese campo concreto, por consiguiente, un Sistema Experto **debe ser capaz de representar dicho conocimiento** profundo con el objetivo de utilizarlo para resolver problemas, justificar su conocimiento e incorporar conocimientos.

3.3 Proceso Analítico Jerárquico (PAJ)

El PAJ parte de una metodología de trabajo sencilla, basada en la descomposición del problema (o el objetivo) en una estructura jerárquica.

Este proceso se fundamenta en varias etapas que se destacan a continuación:

Primera Etapa.- En una primera etapa se construye una jerarquía básica, conformada por el Objetivo General y los Criterios que, a su vez, pueden estar constituidos por diversos niveles jerárquicos. La jerarquía se construye de modo tal que los elementos de un mismo nivel sean del mismo orden de magnitud y puedan relacionarse con algunos o todos los elementos del siguiente nivel. En una jerarquía típica el nivel más alto localiza el problema de decisión (objetivo). Los elementos que afectan a la decisión son representados en los niveles inmediatos inferiores, de forma que los criterios ocupan los niveles intermedios. Por último, suele representarse en el nivel más bajo, a las opciones de decisión o alternativas, aunque estas más que conformar la estructura jerárquica constituyen las distintas respuestas posibles al problema o las posibilidades diferentes de satisfacer en algún grado el objetivo General.

Segunda Etapa.- Una vez construida la estructura jerárquica del problema se da paso a la segunda etapa del proceso del PAJ: la valoración de los elementos. El decisor debe emitir sus juicios de valor o preferencias en cada uno de los niveles jerárquicos establecidos. Esta tarea consiste en una comparación de valores subjetivos “por pares” (comparaciones binarias). Estas comparaciones se basan tanto en factores cuantitativos como cualitativos.

Esta comparación puede realizarse por medio de una escala de medidas. La propuesta por Saaty se basa en el rango 1 a 9 y consiste en la comparación de dos elementos que cuando son igualmente preferidos o importantes el decisor le asigna al par de elementos un «1»; si es moderadamente preferido se representa por «3», en el caso de fuertemente preferido por «5» y extremadamente preferido por «9». Los números pares se utilizan para expresar situaciones intermedias.

El objetivo de esta etapa es calcular la prioridad de cada elemento, tal como la define Saaty “Las prioridades son rangos numéricos medidos en una escala de razón. Una escala de razón es un conjunto de números positivos cuyas relaciones se mantienen igual si se multiplican todos los números por un número arbitrario positivo. El objeto de la evaluación es emitir juicios concernientes a la importancia relativa de los elementos de la jerarquía para crear escalas de prioridad de influencia”.

El resultado de estas comparaciones es una matriz cuadrada, recíproca y positiva, denominada «Matriz de comparaciones pareadas», de forma que cada uno de sus componentes refleje la intensidad de preferencia de un elemento frente a otro respecto del Objetivo considerado.

Tercera Etapa.- El paso siguiente, tercera etapa, comprende el análisis de las distintas opciones (alternativas) propuestas para valorar en qué medida éstas satisfacen cada uno de los Criterios. Este grado de satisfacción puede ser medido a partir de escalas diferentes, a saber: ordinal, cardinal, nominal, dependiendo de las particularidades del criterio.

El resultado es una matriz que, una vez obtenida, se normaliza y con ella se construye el Vector de Prioridades respectivo. Cabe notar que este análisis del desempeño de cada alternativa puede apoyarse en la información obtenida con la cual se construyó la escala específica.

Cuarta Etapa.- Por último, se sintetiza el resultado a partir del aporte relativo de cada alternativa a cada uno de los criterios y del nivel de preferencia relativo atribuido a éstos, para alcanzar el Objetivo General.

Como etapa final de este proceso puede elaborarse un análisis de sensibilidad dado que el resultado logrado es dependiente, en buen grado, de los niveles jerárquicos establecidos por el decisor y de los juicios de valor de los elementos constitutivos de la estructura jerárquica.

3.4 Jerarquización de Criterios

Se entiende por jerarquía a una abstracción de la estructura de un sistema, en donde cada uno de los niveles que la conforma consta de muchos elementos o criterios, y tiene como finalidad estudiar las interacciones funcionales de sus componentes y sus impactos en el sistema entero, (Wilby, 1994). Es también una forma conveniente de descomponer un problema complejo, en la búsqueda de explicaciones causa – efecto, en pasos o niveles que forman una cadena lineal (Saaty, 1994).

La estructura que se establece en las jerarquías se va desarrollando hacia abajo, comenzando por el factor más general y menos controlable (metas, objetivos, criterios y sub-criterios), y terminando en el nivel de alternativas, los cuales suelen ser más concretos y controlables.

Para el caso de criterios jerarquizados, se recomienda por su simplicidad, El Proceso Analítico Jerárquico, metodología propuesta por Thomas Saaty en 1972, es una teoría de medición aplicada a la toma de decisiones multicriterio que utiliza comparaciones entre parejas de criterios para alcanzar un nivel de preferencia entre un conjunto de alternativas previamente seleccionadas (Saaty, 1982). Para aplicar esta teoría de medición se hace necesario desagregar el problema en sus partes componentes o variables hasta llegar a un orden jerárquico de todas ellas, asignar valores numéricos a los juicios emitidos por la unidad de decisión sobre la importancia relativa de las mismas y finalmente, determinar el orden de prioridades de las variables en estudio.

3.5 Medición de Criterios a través de Curvas de Valoración

Se define entonces como curva de valoración, a un modelo de representación de preferencias basado en tres de las cuatro relaciones binarias esbozadas en la tabla anterior (preferencia estricta, preferencia débil e indiferencia) y en el axioma de comparabilidad limitada, que permite una representación cuantitativa de las preferencias y al mismo tiempo modelar la amplitud de los umbrales de indiferencia y de preferencia (Carrasquero, 1996).

En el modelo propuesto no tiene cabida por razones constructivas, debido a que las comparaciones siempre son hechas contra un valor prototipo, el cual es el valor preferido por el grupo de especialistas del conjunto de valores posibles (Obcit.). El objetivo de este método, es producir algún tipo de orden sobre los distintos valores que puede tomar un criterio dado para así poder tomar la decisión final. Para ello se construye una curva de valoración que debe resultar similar a la de la figura 3.1, en donde la abscisa representa la variación de un criterio en un rango de estudio y la ordenada representa la media de calificaciones otorgadas por el grupo de especialistas a los valores que se muestran.

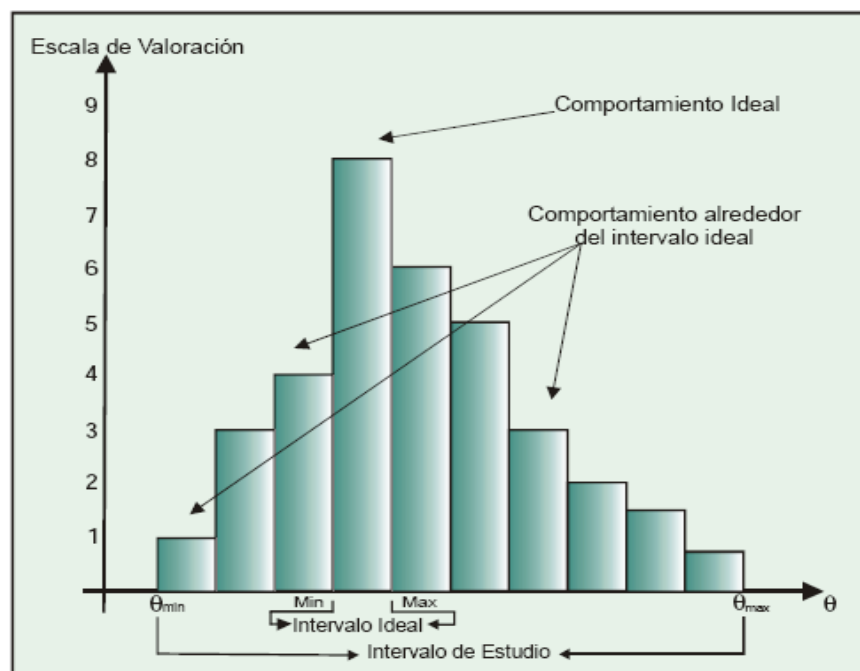


Fig. 3.1 Curvas de Valoración Tipo

El método de Curvas de Valoración emplea una escala de calificación adaptada de la metodología del proceso analítico jerárquico (Saaty, 1980), de amplia experimentación en situaciones de decisión reales. La escala numérica para juzgar el grado de similitud entre el rango ideal y la opción a calificar, está compuesta por números enteros del 1 al 9 como se observa en la tabla 1.

Tabla 1.- Escala Numérica para evaluar el grado de similitud

Escala Numérica	Escala Verbal	Explicación
1	Igual Importancia	Los dos elementos contribuyen igualmente a la prioridad o criterio.
3	Moderadamente más importante un elemento que el otro	El juicio y la experiencia previa favorecen a un elemento frente al otro
5	Fuertemente más importante un elemento que el otro	El juicio y la experiencia previa favorecen fuertemente a un elemento frente al otro.
7	Mucho más fuerte la importancia de un elemento que la del otro	Un elemento domina fuertemente. Su dominación está probada en practica
9	Importancia extrema de un elemento frente al otro.	Un elemento domina al otro con el mayor orden de magnitud posible.

Los valores 2, 4, 6 y 8 suelen utilizarse en situaciones intermedias, y las cifras decimales en estudios de gran precisión.

Al igual que la escala empleada en el proceso analítico jerárquico, las calificaciones impares tienen un valor semántico preciso, mientras que las calificaciones pares permiten representar vacilaciones o situaciones de compromiso entre valores semánticos adyacentes.

Por consiguiente, una vez establecida la escala, la curva de valoración a obtener dependerá de la capacidad de discriminación del grupo de especialistas sobre los valores del atributo y de la escala de calificación empleada. En otras palabras, en un mismo intervalo no hay soluciones que el grupo de especialistas haya diferenciado explícitamente en el proceso, por ello se establece que el grupo de especialistas es indiferente ante las soluciones ubicadas en un mismo subintervalo con la escala de calificación utilizada.

3.6 Base de Conocimiento

Aquí se encuentran los conocimientos del experto humano, en forma ordenada y estructurada, el tipo de conocimiento es permanente en el sistema.

Pueden existir tres tipos de conocimiento, el primero de ellos son las reglas, aquellas que se forman a partir de oraciones condicionales como un simple “if” “else” que existe en programación o un “si” “no” que existe en los árboles de decisión; otro tipo de conocimiento son las afirmaciones y respuestas, que son aquellas estructuras que engloban conocimiento predecible, el último tipo de conocimiento son los hechos, estos son sucesos lógicos y cotidianos que pasan en la vida real.

3.7 Motor de Inferencia

Es la unidad lógica con la que se extraen conclusiones de la base de conocimiento procesando el conocimiento, es como el corazón del sistema experto, trabaja de la siguiente manera, teniendo la base de conocimiento completa es necesario ser ejecutada por un mecanismo de razonamiento y un control de búsqueda para resolver problemas. Éste mecanismo es la unidad lógica con la que se extraen conclusiones de la base de conocimientos entonces el motor de inferencia toma

los hechos y los conocimientos para obtener nuevas conclusiones o hechos. Las principales funciones del motor de inferencia son:

1. Determinación de las acciones que tendrá lugar, el orden en que lo harán y como lo harán entre las diferentes partes del sistema experto.
2. Determinar cómo y cuándo se procesaran las reglas, y dado el caso también la elección de que reglas deberán procesarse.
3. Control de dialogo con el usuario.

3.8 Base de Hechos

Memoria temporal de trabajo. Contiene información sobre el problema particular que el sistema experto debe resolver.

3.9 Tipos de Sistemas Expertos.

Hay muchos puntos de vista desde los cuales se pueden clasificar los sistemas expertos. Por la forma de almacenar el conocimiento: se pueden distinguir basados en reglas y sistemas basados en probabilidad. Así en el primer caso, el conocimiento se almacena en forma de hechos y reglas, mientras que en el segundo, la base del conocimiento está constituida por hechos y sus dependencias probabilísticas; en el primer caso el motor de inferencia opera mediante encadenamiento de reglas hacia atrás y hacia adelante, mientras que en el segundo caso opera mediante la evaluación de probabilidades condicionales.

En cuanto a las ventajas e inconvenientes de uno u otro puede mencionarse que en el caso de los Sistemas Probabilísticos, el motor de inferencia es muy rápido, ya que todas las implicaciones están presentes y solo se ha de determinar con que probabilidad se da una implicación. En cuanto a los Sistemas basados en Reglas, la principal ventaja es el hecho de que el mecanismo de explicación es sencillo, al tener presente el sistema las reglas que han sido ejecutadas. Otra ventaja es que únicamente se emplean las reglas necesarias en cada caso, sin necesidad de evaluar toda una estructura probabilística.

Su estructura básica está conformada por elementos entre el sistema y el usuario los cuales son:

1. La base del conocimiento: la cual almacena los hechos que reflejan la experticia del sistema.
2. La fuente de inferencias: que contiene la interpretación del comportamiento (razonamiento) y el control de búsqueda de soluciones y respuestas.
3. La interface de Usuario: la cual provee al usuario el lenguaje a través del cual recibe dichas respuestas.

3.10 Interfaz de Usuario.

Comunicación entre el Sistema Experto y el usuario final, por ello es necesario mostrar y obtener información de forma clara, fácil y agradable; sirve para que se pueda realizar una consulta en un lenguaje lo más natural posible. Éste componente es la forma en la que el sistema se presenta ante el usuario.

Requisitos o características de la interface que se presenta al usuario al desarrollar el sistema experto:

- Manejo rápido.
- Debe evitarse en lo posible la entrada de datos erróneos.
- Los resultados deben presentarse en una forma clara para el usuario.
- Las preguntas y explicaciones deben ser comprensibles.

3.11 Determinación de las Preferencias del Sistema Artificial de Producción

De lo anterior se desprende que para determinar qué Sistema de Levantamiento Artificial es el óptimo de acuerdo a los criterios que se presentan en un pozo determinado, se debe construir una ecuación en la cual se realiza la sumatoria del producto de los pesos de los criterios obtenido del Proceso Analítico Jerárquico y el valor de la función escalón obtenido del método de Curvas de Valoración para cada Método de Levantamiento, y de esta forma obtener la preferencia del

Sistema de Levantamiento Artificial que se recomendará aplicar a cada pozo. La ecuación que permite calcular la preferencia del método es como sigue:

$$P_{mi} = \sum_{j=1}^n W_{ij} f_{ij}(x) \dots \dots \dots (11)$$

Dónde:

i = Método de Levantamiento en estudio, j = Criterio a evaluar, n = Enésimo criterio, P_{mi} = Preferencia del Método i , w_{ij} = Peso del criterio j para el método de levantamiento i , $f_{ij}(x)$ = Valor de la función escalón.

3.12 Criterios que Afectan la Selección de los Sistemas Artificiales de Producción.

A continuación se señalan cuáles son los criterios que tienen mayor peso y cómo influyen en dicha selección.

3.12.1 Comportamiento de Afluencia

Es la habilidad del yacimiento para producir fluidos. Es un factor crítico en la selección de los sistemas. La capacidad de producir fluidos en el presente a una fecha futura con o sin estimulación, puede considerarse en la decisión para optimizar el sistema de levantamiento.

3.12.2 Gasto producido de líquido

La producción de un pozo en particular; es el parámetro más importante en la selección del método de levantamiento y debe tomarse como uno de los principales criterios para los cuales se rige la producción. Puede ser evaluado en las curvas de IPR, ya que estas indican el comportamiento de afluencia de los fluidos hacia el pozo.

Cuando se desea levantar altos volúmenes de líquidos la bomba electrocentrífuga resulta ser la mejor opción ya que han sido diseñadas para tal fin, teniendo como principales limitaciones la potencia requerida y el diámetro de la TR. Para cubrir

altos requerimientos de potencia se puede emplear motores tipo tándem (motores conectados en serie), aunque estos representa un incremento de costos. La bomba electrocentrifuga es capaz de producir hasta 30,000 bpd. Sin embargo para gastos menores de 300 bpd, no resulta económico instalar este tipo de bombas y aunque sea técnicamente factible es preferible utilizar otro método de levantamiento artificial que justifique su instalación.

3.12.3 Temperatura de Fondo

Las limitaciones por elevada temperatura de fondo se deben fundamentalmente a problemas por daño de los equipos de fondo que no están fabricados con materiales resistentes a esas condiciones de temperatura.

Cuando se manejen temperaturas de fondo superiores a 200 °F, el sistema más afectado y el cual no debe emplearse como método de producción es la bomba de cavidad progresiva, ya que el elastómero debe poseer una resistencia térmica adecuada para soportar las condiciones de temperatura características de pozo. Si la bomba opera a temperaturas superiores al límite máximo de servicio, generalmente sufren fragilidad y degradación térmica del elastómero. En la bomba electrocentrifuga, este es un parámetro de gran relevancia para los componentes del sistema, ya que en condiciones de alta temperatura, se determinaron los sellos de la bomba y la cubierta de los conductores.

De igual manera, tanto el bombeo hidráulico jet, como pistón operan eficientemente hasta 500 °F, aproximadamente, pero se requiere que los equipos estén fabricados con materiales resistentes a alta temperatura.

En pozos con altas temperaturas de fondo se propone cualquiera de los métodos de levantamiento artificial por gas, ya que estos no son susceptibles de ser afectados por esas condiciones, así como también el bombeo mecánico convencional.

3.12.4 Relación Gas Aceite

Se define como el volumen total de gas producido entre el volumen de aceite producido. La producción de gas-aceite influye en la selección de los equipos de levantamiento artificial y en particular en el diseño de los mecanismos de levantamiento. Como una regla general, todos los sistemas de levantamientos tienden a reducir la eficiencia con el incremento de la relación gas aceite.

El levantamiento con gas en flujo continuo puede ser recomendable si el gas producido por la formación no es excesivo, es decir si la inyección adicional de gas puede aliviar la presión, en caso contrario, la adición de más gas incrementará la presión de fondo fluyente y el resultado será menos eficiencia de levantamiento. El problema que se presenta con la relación gas aceite puede enfocarse a nivel de formación o la relación de gas libre a la entrada de la bomba.

Si altos volúmenes de gas pasan a través del mecanismo de levantamiento produce una disminución de la capacidad de levantamiento de líquido para sistemas de bombas de fondo, quedando aquellos métodos que involucren el gas de inyección como sistema de producción. Los sistemas de BN son recomendables para producir pozos con altas RGA, ya que el gas de formación ayuda al levantamiento de los fluidos. Altas relaciones Gas-Aceite minimiza los requerimientos de gas de inyección para los sistemas de Bombeo Neumático tanto continuo como intermitente, sin embargo, para los sistemas de BN intermitente, la RGA excesivamente alta, puede originar tiempos de formación de tapones líquidos muy largos.

El gas que se produce conjuntamente con el aceite crea problemas en el bombeo mecánico convencional tanto en la bomba de subsuelo como en las instalaciones de superficie. Con respecto a las instalaciones, se tiene que un aceite muy volátil y la merma del crudo en su trayectoria desde el subsuelo al tanque, hacen que el petróleo en superficie represente una fracción de barril en condiciones de subsuelo. Este último sistema se emplea para RGL muy bajos, menores a 200 PC/BI aproximadamente.

3.12.5 Relación Gas Libre a la Entrada de la Bomba

Se refiere a la cantidad de gas que no se encuentra disuelto en el petróleo. El gas libre en altas proporciones a la entrada de la bomba resulta un severo problema para la mayoría de los sistemas que utilizan bomba de fondo, por la disminución de la eficiencia de la bomba.

En el sistema de bombeo hidráulico jet, a medida que la relación gas libre va creciendo, la cantidad de gas manejada por la bomba también irá incrementándose, ocasionando una reducción de la eficiencia del equipo, esto trae como consecuencia un aumento de la cantidad de fluido de potencia inyectado para mantener el gasto de producción y el incremento de las pérdidas por fricción. La alta velocidad que maneja la bomba jet (200 a 300 pies/seg) a la entrada de la garganta, comúnmente origina la presencia del problema de la cavitación en estos equipos y aunque se ha demostrado que la erosión causada por la cavitación es muy pequeña, no se debe descuidar este proceso porque la eficiencia del equipo disminuye notablemente ocasionando la destrucción y pérdida de la bomba a largo plazo.

En instalaciones de bombeo hidráulico tipo pistón, se maneja cierta cantidad de gas en instalaciones de bomba fija o libre, permitiendo él venteo de gas en forma adecuada con un separador de gas en el fondo del pozo a la entrada de la bomba. Las bombas libres de la TR están limitadas a bajas RGA, aunque el efecto del incremento del gas libre a la entrada de la bomba no parece tan drástico como en el bombeo hidráulico tipo Jet.

En las bombas electrocentrifugas, la presencia de gas libre es un parámetro que representa uno de los problemas más controversiales al momento de seleccionar o dimensionar el sistema de levantamiento. El paso de gas libre a través de las etapas de la bomba disminuye su capacidad de levantamiento y puede ocasionar bloque por gas, capaz de quemar el motor de fondo. Si una bomba centrífuga es utilizada para mantener un fluido bifásico (crudo y gas), su comportamiento se hace inestable y difícil de predecir, hasta que ocurre un bloqueo por completo de

flujo, a medida que el gas es introducido al sistema como una fase libre. El cambio de comportamiento de la bomba, es función de la presión de entrada y de la cantidad de gas que entra a la misma. Para un porcentaje de gas libre fijo, el deterioro en la capacidad de levantamiento (altura dinámica) del equipo, será menor si se incrementa la presión de entrada. Con el propósito de ampliar la ventana de aplicación de este método a nivel mundial, se ha desarrollado con éxito nuevas tecnologías capaces de reducir las limitaciones presentadas.

El bombeo mecánico convencional, emplea separadores o anclas de gas diseñadas de acuerdo a las necesidades de la bomba, para ventear el gas por el espacio anular, disminuyendo el efecto del gas libre a la entrada de la misma.

A diferencias de otros sistemas de bombeo, las BCP permiten el manejo de fluidos con alto contenido de gas, sin embargo las bombas no pueden operar en seco por la fricción entre el rotor y el estator ya que se debilitan y sufren quemaduras en el estator. El funcionamiento de la bomba requiere una cantidad de fluidos que actúen como lubricantes, lo cual disminuye la fricción y el calor generado por dicho efecto. El manejo de fluido con alta relación de gas libre, requiere utilizar un diseño con elevada eficiencia volumétrica y bajos diferenciales de presión por etapas, es decir, con mayor número de etapas en la bomba.

3.12.6 Corte de agua

Este factor influye directamente en el gasto de producción total. Altos cortes de agua afectan el comportamiento de afluencia debido al efecto de permeabilidades relativas. El agua cuando se compara con el aceite resulta en una pérdida de presión adicional en la tubería debido a su mayor densidad. Altos cortes de agua reducen la relación Gas-Aceite, además de inducir altos volúmenes de producción por el levantamiento.

Entre los criterios debido a las propiedades de los fluidos que más se destacan están:

3.12.7 Viscosidad y API

Como una regla general, viscosidades menores de 10 cPs. (Mayor de 30 °API) no son un factor determinante del sistema de levantamiento a utilizar. La gravedad °API aumenta a medida que el crudo es más liviano y disminuye para los más pesados y extra pesados. El proceso de levantamiento se dificulta a medida que la gravedad °API es menor, por el aumento de la viscosidad del mismo.

El manejo de crudos altamente viscosos genera problemas en los sistemas de bombeo mecánico, tales como altas pérdidas por fricción, reducción de la eficiencia de las emboladas, sobrecarga de las varillas y aumento del efecto de la flotabilidad de las mismas. La gravedad API determina el peso del fluido sobre la bomba y afecta el torque máximo aplicado sobre la barra pulida. A bajos gastos de producción y con inyección de diluentes es posible reducir crudos de baja gravedad API.

En cuanto a las bombas electrocentrifugas, el efecto de la viscosidad en el comportamiento de una bomba centrífuga, se debe a la alta resistencia que tienen los fluidos viscosos a fluir. Consecuentemente las pérdidas por fricción en la tubería se incrementan, lo cual trae como resultado un aumento de la energía requerida por el equipo y la disminución de la capacidad de levantamiento.

El uso del bombeo neumático con fluidos muy viscosos, puede causar problemas adicionales como consecuencia del efecto de enfriamiento de la expansión del gas, además de que resulta muy difícil levantar una columna de crudo pesado solo con un tapón de gas.

Los métodos de bombeo hidráulico pueden ser empleados para producir crudos de baja gravedad API, ya que junto al fluido de potencia es posible inyectar diluentes al pozo, para reducir la viscosidad de los fluidos. Este fluido adicional puede incrementar los costos de operación.

Las bombas de cavidad progresiva no presentan ningún problema respecto a la baja gravedad API del crudo, ya que generalmente por su composición, los crudos pesados causan menos efectos dañinos que los livianos. Los crudos livianos están constituidos por especies moleculares, las cuales son compatibles con el elastómero que pueden penetrar el material originando problemas de hinchamiento, el cual se caracteriza por un incremento de la interferencia rotor – estator y como consecuencia se origina un aumento de torque, en casos muy severos el giro del rotor puede llegar a desgarrar el estator provocando su destrucción. El material elastomérico, debe ser capaz de resistir la acción de fluidos altamente aromáticos o con alto contenido de sulfuro de hierro, sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono o salmuera, dependiendo de las condiciones del pozo.

Las características del pozo tienen un efecto controlador en la selección del SAP, los criterios relacionados con estas características son:

3.12.8 Profundidad del Pozo

Es un criterio limitante en la aplicación de los sistemas de levantamiento. El gasto de producción deseado depende de la profundidad del pozo y en el caso de los métodos de bombeo dependen de la profundidad de asentamiento de la bomba. Además del gasto de producción existen criterios como la gravedad API y la Temperatura que también se ven influenciados por la profundidad. A mayores profundidades incrementan los problemas operacionales (requerimientos de potencias, rotura de varillas, daño en cables, resbalamiento en líquido, etc.)

El bombeo mecánico convencional aplica en pozos medianamente someros, aunque la bomba de subsuelo como tal es capaz de levantar fluidos a grandes profundidades, pero factores como la potencia, la longitud de las emboladas, la longitud y el esfuerzo sobre las varillas, la carga y la fricción limitan el diseño. La profundidad determina los esfuerzos a los que serán sometidos los equipos de producción durante el ciclo de bombeo y en base a estos se seleccionan los materiales que constituirán los equipos, de acuerdo a los esfuerzos de cedencia

en los materiales que constituyen la bomba. Dependiendo del caudal de producción es posible levantar crudos aproximadamente hasta 10,000 pies.

En el sistema electrocentrifugo la profundidad de operación es una de las principales limitaciones. La instalación de una bomba electrocentrifugo a grandes profundidades no resulta eficiente, por los requerimientos de potencia y las altas temperaturas, para los cuales muchos equipos de fondo no son resistentes. Es por ello que se debería considerar la instalación de este método en pozos con profundidades que no excedan los 13,000 pies.

En las bombas de cavidad progresiva, la profundidad también representa una de limitación importante para su instalación, ya que a mayores profundidades aumentan los problemas operacionales, debido a los esfuerzos sobre las varillas. Este método opera efectivamente a profundidades menores de 7,000 pies.

Los sistemas de producción por levantamiento artificial por gas son aplicables preferiblemente en pozos pocos profundos, ya que los requerimientos de presión de inyección, el gasto de gas de inyección y de compresión del mismo, aumentan a mayores profundidades. El método de inyección de intermitente gas con pistón metálico es la excepción, ya que aplica en pozos hasta de 12,000 pies de profundidad donde las pérdidas por resbalamiento son mayores y se hace necesaria la instalación de un pistón.

El BN intermitente convencional se recomienda su instalación en pozos poco profundos.

En cuanto a los sistemas hidráulicos es conveniente mencionar, que a grandes profundidades son aplicables operacionalmente los métodos de bombeo hidráulico Jet y pistón, pero presentan ciertas limitaciones de tipo económico que podrán impedir la instalación de los mismos.

3.12.9 Diámetro de la Tubería de Revestimiento (TR)

El diámetro de la TR es determinado de acuerdo al tamaño del pozo en etapas preliminares de un programa de perforación. Muchas variables determinan el diámetro de la TR, para un pozo en particular en un área particular, tales como los problemas de pozo (zonas de presiones anormales, pérdida de circulación, etc.) y el precio de la tubería entre otras.

El diámetro de la TR influye en la selección del sistema de levantamiento dependiendo de factores como las pérdidas por fricción, la facilidad de introducir los equipos de fondo, el gasto de producción del pozo.

El Bombeo hidráulico Jet, su uso resulta muy ineficiente desde el punto de vista operacional debido a la instalación de TRs con diámetros muy pequeños, por las altas pérdidas por fricción de los fluidos de potencia y de producción en un área muy reducida. De forma similar en el bombeo hidráulico tipo pistón se requieren TRs de gran diámetro tanto para sistemas cerrados y libres. El diámetro de la TR debe estar de acuerdo a requerimientos del pozo como son las terminaciones dobles y la instalación de tuberías de venteo de gas entre otros. El diámetro mínimo recomendado para este tipo de sistema es de 7 pulgadas aproximadamente.

Para el bombeo electrocentrifugo, el diámetro de la TR se ve limitado por el tamaño del motor y de la bomba. Considerado este método apto para producir a altos gastos, es necesario contar con un diámetro de TR que permitan la instalación de bombas adecuadas, las cuales son de mayores dimensiones a medida que el gasto requerido aumenta.

Cuando se produce un pozo por bombeo mecánico convencional, un diámetro de TR pequeño puede limitar la separación de gas libre, por eso se recomiendan de gran diámetro. También si se debe producir alto gasto, con bombas de pistones de grandes dimensiones, se requieren grandes diámetros.

En el BN continuo no representa mayor problema, siempre y cuando permita obtener la producción directa. Tal que para sistemas derivados al BN intermitente, es indiferente por los bajos gastos de producción.

Las instalaciones de TRs de diámetros relativamente pequeños pueden impedir que se obtengan los gastos de flujo deseados; limitar las dimensiones del equipo de recuperación así como también el diámetro externo de la tubería de producción además de restringir el uso de las terminaciones múltiples.

3.12.10 Diámetro de la Tubería de Producción (TP)

Al igual que el diámetro de la TR, el diámetro de la TP está relacionado con factores tales como el tamaño de las bombas y los motores de fondo a instalar, el gasto de producción deseada, el origen de pérdidas por fricción, etc. Es importante que el diámetro de la TP se mantenga constante a lo largo de la profundidad del pozo.

En el bombeo electrocentrifugo, el gasto requerido determina la bomba que se va instalar y ésta a su vez el diámetro de la tubería de producción. Cuando la tubería se encuentra instalada en el pozo, es ésta la que permite o no emplear determinado tamaño de bomba y en consecuencia, obtener el gasto de producción deseado.

En pozos donde se desea instalar sistemas con bombeo mecánico convencional, el diámetro de la tubería de producción que generalmente se emplea es de 2 7/8 pulgadas o mayor, aunque existen bombas de subsuelo para tuberías de 2 3/8 pulgadas. Sin embargo no se recomienda el empleo de éstas, ya que limitan la producción a gastos muy bajas y generan altas fricciones.

Para el método del pistón metálico convencional el diámetro de la TP debe adaptarse básicamente al diámetro del pistón, los diámetros de la TP más empleados son 2 3/8" y 2 7/8", las cuales representan la mejor opción.

Los criterios referentes a los problemas de producción también inciden en la selección de los SAP, entre estos se encuentran:

3.12.11 Producción de Arena

Otro factor fundamental es la producción de arena la cual causa problemas de erosión en todos los tipos de sistemas de levantamiento, la abundancia de arena en el tope de las bombas de subsuelo puede causar problemas al tratar de recuperar estas.

El bombeo mecánico convencional no puede manejar más de un 0,1% de arena con bombas especiales, y la bomba electrocentrifuga requiere menos de 200 ppm de sólidos, mientras que el fluido de potencia de los métodos de bombeo hidráulico deben trabajar con menos de 10 ppm de sólidos y se pueden considerar la inyección de agua fresca para solucionar problemas de levantamiento. Por todo esto los métodos que pueden ser recomendados para pozos con alta producción de arenas son las bombas de cavidad progresivas y los sistemas de levantamiento artificial por gas. La BCP puede manejar aproximadamente un 15% de arena de crudos viscosos. Los métodos de BN son excelentes en pozos con problemas de arenas, ya que son los únicos sistemas de levantamiento que no necesitan que el fluido cargado de arena pase a través del mecanismo móvil. Sin embargo el BN intermitente puede presentar problemas con la válvula de retención.

3.12.12 Parafina y Asfáltenos

La mayoría de los pozos con alta producción de parafinas y asfáltenos, tiene tendencia a la deposición de estos sólidos en el cabezal y en las partes superiores de la tubería de producción donde la presión y la temperatura son menores, causando la contrapresión y llegando incluso a tapar por completo el pozo.

Para evitar que esto suceda es necesario remover o prevenir la formación de parafinas. Las varillas de succión tienen una ventaja sobre los otros métodos de levantamiento artificial ya que estas proporcionan una acción continua de roce.

Los raspadores pueden ayudar a remover la parafina del pozo. Los pistones sirven como raspadores de parafinas. Los sistemas hidráulicos permiten circular fluidos a altas temperaturas e inhibidores para eliminar las parafinas.

3.12.13 Escamas

La acumulación de escamas produce la reducción del diámetro interior de las tuberías disminuyendo su capacidad. El levantamiento artificial por gas puede agravar la acumulación de escamas por los cambios de temperatura que se producen a nivel de las válvulas, originando la precipitación de las mismas. En los métodos de bombeo mecánico e hidráulico, se pueden prevenir mediante tratamiento con aditivos químicos por el anular en el bombeo mecánico y junto con el fluido de potencia en el hidráulico, proporcionando a la bomba mayor vida útil y asegurando la capacidad normal de la tubería. Los pistones ayudan también a mantener limpia la tubería, aunque el ciclo de producción normal puede verse interrumpido por el tratamiento del pozos.

3.12.14 Corrosión

La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por la electrólisis entre diferentes tipos de metales, la presencia de H_2S ó de CO_2 en el fluido producido, presencia de salmuera ó por la oxigenación de metales. Las cabillas de bombeo presentan problemas de debilitamiento por presencia de H_2S y cuando están excesivamente cargadas se acelera el quiebre de las mismas. Si en el BN el gas inyectado es corrosivo, debe ser deshidratado adecuadamente.

3.12.15 Emulsiones

Resulta difícil anticipar los problemas de emulsiones cuando se va a seleccionar el sistema de levantamiento artificial para un pozo. Las emulsiones ocasionan altas perdidas de presión en la tubería, y en general, se requiere mayor potencia ya que se reduce la eficiencia de cualquiera de los sistemas de levantamiento. Para el BNC es difícil levantar emulsiones ya que se requiere mayor cantidad de gas de

inyección. Otro mecanismo para levantar una emulsión es a través del uso de pistones (BNI).

3.12.16 Grado de Desviación del Pozo

Un alto grado de desviación del pozo afecta de gran manera la selección del tipo de sistema levantamiento a instalar. En el bombeo mecánico convencional y en bombas de cavidad progresiva, se incrementan los problemas de carga y el deterioro de los equipos.

Se pueden instalar bombas electrocentrifugas e hidráulicas en pozos desviados, siempre y cuando la bomba pueda pasar libremente a través de la tubería.

El BNC es el método de levantamiento por excelencia para pozos desviados, las válvulas son cambiadas con línea de acero sin problema hasta 70° de desviación, a pesar de hacerse necesario consideraciones especiales dado que en pozos desviados el gradiente bifásico cambia respecto a los pozos verticales.

3.12.17 Pericia de Campo

La capacidad técnica del personal de operaciones de campo puede influir en la selección del sistema de levantamiento. El bombeo mecánico convencional presenta operaciones de menor dificultad para el personal de campo, respecto a métodos como BNC y bombeo hidráulico, no se diga el BEC. En muchos casos la falta de pericia en ciertos métodos de levantamiento se traduce en un incremento de los costos.

3.12.18 Localización del Pozo

Factores como la ubicación del pozo (zona urbana, no urbana ó costa afuera), la disponibilidad del volumen de gas de inyección y las fuentes de electricidad, son importantes para la selección del sistema de levantamiento artificial.

Las plataformas costa afuera están limitadas al espacio disponible en superficie. Todos los sistemas de levantamiento pueden ser usados en pozos costa afuera,

sin embargo, para unidades de bombeo mecánico convencional se necesita un área mayor para la UBM en superficie, además de verse afectado por el ambiente corrosivo costa afuera y causar vibraciones no se recomienda su aplicación. Los sistemas de BNC (siempre que existan las instalaciones de compresión de gas) y de bombeo hidráulico tienen gran aplicación en pozos costa afuera.

Si se dispone de fuentes de electricidad el bombeo electrocentrifugo también puede ser instalado.

En áreas urbanas ó con poblaciones cercanas, deben considerarse factores como la seguridad y la contaminación ambiental. En estos casos los sistemas más recomendables son las BCP y las BEC. En zonas no urbanas se recomienda los balancines por el espacio que ocupan y los sistemas de levantamiento hidráulico por las altas presiones manejadas en superficie.

Para el bombeo electocentrifuga se tienen requerimientos especiales de suministro de energía eléctrica. Para las bombas electocentrifugas es condición necesaria que el voltaje suministrado sea estable. Todos los métodos de BN necesitan disponibilidad del gas de inyección y una infraestructura de compresión.

También es importante señalar como criterios que influyen en la selección de los SAP; los mecanismos de producción del yacimiento entre los cuales están:

3.12.19 Yacimiento con Empuje por Expansión de los Fluidos.

La producción inicialmente sucede por el desplazamiento del petróleo y el gas en las cercanías del pozo por la expansión de los fluidos. No existe un acuífero ó inyección de fluidos que permitan la expansión de los mismos, teniendo como consecuencia una baja recuperación de crudo.

3.12.20 Yacimiento con Empuje por Expansión del Casquete de Gas

En un yacimiento en estado bifásico (casquete de gas – aceite), el desplazamiento de estos fluidos en la cercanía del pozo es el resultado de la expansión del

casquete de gas como consecuencia de la declinación de la presión del yacimiento. Es conveniente indicar que este tipo de yacimiento tiene gas libre (casquete de gas), gas disuelto en el aceite (zona de aceite), donde la recuperación puede estar influenciada por la combinación de la expansión de los fluidos, el desplazamiento de los mismos, el drenaje gravitacional o efectos capilares.

3.12.21 Yacimiento con Empuje Hidráulico

El influjo de agua proveniente de un acuífero y/o la inyección de agua en pozos seleccionados, causa un desplazamiento de aceite y gas en las cercanías del pozo. La recuperación se obtiene por drenaje gravitacional o por efectos capilares. La recuperación por altas depleciones puede ser bajo desplazamiento natural de los fluidos y en especial bajo invasión de agua.

3.12.22 Yacimiento con Crudo Espumante

Corresponden aquellos yacimientos de crudos pesados que exhiben un comportamiento excelente de producción primaria con menor declinación de presión y menor relación Gas/Aceite de producción que el obtenido por medio de un simulador empleando propiedades convencionales.

De los estudios realizados se tiene la hipótesis que en los crudos pesados y extra pesados en donde puede estar presente el fenómeno espumante, la espuma formada es del tipo viva, pues la misma proviene de la nucleación del gas en solución por efecto de la caída de presión. A simple vista estos crudos tienen una apariencia de una crema espesa y tiende a permanecer formando gran cantidad de burbujas de gas en el líquido en varias horas.

3.12.23 Presión de Yacimiento o Presión Estática (P_{ws})

La diferencia entre la presión estática promedio del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo proveen la energía necesaria para levantar los fluidos del fondo del pozo.

Cuando la presión estática del yacimiento es lo suficientemente baja, que impide a ciertos métodos levantar los fluidos del pozo, se emplea el levantamiento artificial intermitente con cámara de acumulación, el cual permite mayor almacenamiento de líquido en el fondo del pozo.

Para los métodos de levantamiento por bombeo, la presión del pozo determina la capacidad de bombeo requerida y el tamaño de la bomba que se va a instalar, así como las condiciones de bombeo y los equipos de superficie, la ubicación y sumergencia óptima de la bomba de subsuelo.

3.12.24 Índice de Productividad (IP)

Es un parámetro exclusivamente del pozo. En muy pocos pozos el índice de productividad (IP) pudiera permanecer constante por períodos considerables de tiempo, durante los cuales el gasto ha fluctuado, este fenómeno obedece a que el gasto de producción ha variado en forma casual, proporcionalmente al diferencial de presión ($P_{ws} - P_{wf}$). En pozos que producen con altos gastos de flujo, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye.

3.13 Tabla resumen de los Criterios de Selección de los SAP

Varios factores influyen en la selección del tipo de Sistema Artificial adecuada para determinado pozo o grupo de pozos. En la tabla siguiente presenta una visión total de consideraciones operativas de superficie, de campo y económicos. Estos factores se pueden clasificar de la siguiente manera:

Sistema	Equipos de Fondo	Eficiencia	Flexibilidad
Bombeo Neumático Continuo (BNC)	Esencial un buen diseño de válvulas y espaciamiento de mandriles. Costos bajos de equipos de fondo (válvula y mandriles). Válvulas pueden ser retiradas con línea de acero	Moderada: aumenta en pozos que requieren bajos gastos de gas de inyección. Baja en pozos que requieren altos gastos de gas de inyección o en pozos con altos cortes de agua mayor al 50%. Se ubica entre 5 y 30%.	Excelente: Gastos de aceite pueden variarse modificando el gasto de inyección, se requiere de una buena selección de tamaño de TP. En caso de manejar altos gastos o pozos profundos, se requieren equipos adicionales de compresión o de gran robustez.
Bombeo Mecánico Convencional (BMC)	Se requiere un buen diseño de varillas y el uso de buenas prácticas operacionales. La bomba de fondo se puede cambiar con camión varillero.	Eficiencia del sistema excelente. Eficiencias que se pueden alcanzar entre 50 y 60%, podría ser mayor en condiciones muy especiales.	Excelente: pueden variarse velocidad y longitud de la carrera, tamaño del pistón y tiempo producción para controlar gastos.
Bombeo Electrocéntrico (BEC)	Se requiere de una apropiada selección de cable, motor, bomba y sello, Esencial un buen diseño y buenas prácticas operacionales.	Buena para pozos con altos gastos (> 60%) en algunos casos, pero disminuye significativamente para pozos con gas.	Moderada a buena: generalmente las bombas operan a velocidad controlada y con un rango de gasto de aceite limitado por empuje de bomba. Se requiere de diseño muy preciso en cuanto a capacidad. Variadores de velocidad mejoran la flexibilidad, pero incrementan los costos.
Bombeo Hidráulico Jet (BHJ)	No posee partes móviles lo cual le da robustez al equipo.	Equipo de muy baja eficiencia debido a la gran potencia que se le suministra al equipo de fondo y lo poco que se transfiere al fluido de producción. Su eficiencia se encuentra entre 10 y 30%.	Buena, el equipo de fondo puede ser inestable y fácil reemplazo permitiendo producir un amplio rango de gastos. El gasto y la presión del fluido motriz pueden ajustarse acorde a los gastos de producción.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	Importante la selección del elastómero, debe ser compatible con fluidos de producción, se requiere un buen diseño de varillas.	El equipo con mejor eficiencia hidráulica un buen diseño puede llegar a sobrepasar el 70%, su rango típico está entre 40 y 70%.	Excelente: se puede cambiar velocidades de rotación en la superficie; se puede cambiar la bomba de fondo tipo insertables.

Tabla 2.- Consideraciones de Selección SAP

	BMC	BCP	BEC	BHJ	BNC	BNI
Corrosión	Buena a excelente. Usando materiales resistente a la corrosión en la construcción de bombas de fondo.	Bueno a Excelente Utilizar frecuentemente tratamiento con inhibidor por espacio anular	Razonable Tratamiento con inhibidor solo a la entrada de la bomba con un capilar	Bueno a Excelente Circular tratamiento de inhibidor con fluido motriz para que pase por la bomba jet	Bueno Tratamiento con inhibidor aplicado en la inyección de gas	Bueno Tratamiento con inhibidor aplicado en la inyección de gas
Desviación del pozo	Razonable Aumento la carga y los problemas por desgaste. Pozos con alto ángulo de desviación y horizontales. Hay cierto éxito en este sistema en 15°/100 ft utilizando rodillos.	Pobre a razonable Aumento la carga y problemas de desgaste. Actualmente muy pocas instalaciones conocidas	Bueno pocos problemas, experiencia limitada en pozos horizontales.	Excelente Bomba Jet puede pasar a través de desviación hasta 24°/100 ft en 2 pg de tubería nominal	Excelente Algunos problemas de línea de acero en pozos de hasta 70° de desviación para recuperar las válvulas	Excelente Algunos problemas de línea de acero en pozos de hasta 70° de desviación para recuperar las válvulas
Manejo de Parafinas	Regular a Bueno Tratamiento con agua o aceite caliente.	Regular No circular líquidos calientes, posible daño a la bomba (daño al elastómero)	Regular Tratamiento con agua o aceite caliente o inyección de inhibidor por capilar.	Bueno a Excelente Circular tratamiento de inhibidor con fluido motriz para que pase por la bomba jet	Bueno Tratamiento con inhibidor aplicado en la inyección de gas	Bueno Tratamiento con inhibidor aplicado en la inyección de gas
Manejo de Asfáltenos	Regula: Inyección continua de dispersante de asfáltenos desde el fondo del pozo por espacio anular.	Regula: Inyección continua de dispersante de asfáltenos desde el fondo del pozo por espacio anular.	Regula: Inyección continua de dispersante de asfáltenos desde el fondo del pozo por medio del capilar.	Bueno a Excelente: Circular tratamiento de dispersante con fluido motriz para que pase por la bomba jet.	Regula: Inyección continua de dispersante de asfáltenos desde el fondo del pozo aplicado por la inyección de gas.	Regula: Inyección continua de dispersante de asfáltenos desde el fondo del pozo aplicado por la inyección de gas.
Manejo de Sólidos/arena	Pobre a Regular Puede ser capaz de manejar hasta 0.1% arenas con bomba especial de la producción total, mayor a eso se requiere instalar un cedazo por debajo de la bomba	Excelente Hasta 50% de arena con alta viscosidad del crudo (> 200 cp). Disminuye a <10% de manejo de arena para los pozos con producción de agua	Pobre Requiere <200 ppm de sólidos. Se requieren materiales resistentes a la abrasión en la bomba disminuyendo el desgaste aumenta los costos del equipo de fondo.	Regular a Bueno Bomba Jet opera con 3% de arena en el total del fluido producido. El fluido motriz le da a la bomba Jet una tolerancia de 200 ppm de 25 mm de tamaño de partícula. En caso de sal realizar tratamiento de agua dulce para la acumulación de sal.	Excelente Los problemas de flujo son en la entrada y superficie. Límite típico es de 0.1% de arena para evitar los problemas de entrada y salida.	Excelente Los problemas de flujo son en la entrada y superficie. Límite típico es de 0.1% de arena para evitar los problemas de entrada y salida.

Tabla 3.- Manejo de los problemas operativos

3.14 Rangos máximos de operación criterios de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

No.	CRITERIOS	BM	BCP	BNC	BHJ	BEC
1	Profundidad (m)	2500	1524	3500	4500	5000
2	Ángulo (grados/ 328 m)	15	15	50	20	35
3	Temperatura de Operación (°C)	200	120	200	170	200
4	Gasto (bpd)	1500	1000	3000	4000	15000
5	RGA (m3/m3)	200	200	350	350	200
6	Corte de Agua (%)	90	90	50	90	90
7	°API	>8	>8	>15	>8	>10
8	IP (psi/bpd)	9	12	15	7	10
9	Mo (cP)	Bueno	Excelente	Pobre	Bueno	Bueno
10	Manejo de Corrosión (% CO2, H2S)	Bueno	Regular	Bueno	Excelente	Bueno
11	Manejo de Gas	Regular	Pobre	Excelente	Regular	Pobre
12	Manejo de Sólidos	Pobre	Regular	Bueno	Regular	Pobre
13	Servicio a pozos	Repara / C. V.	Repara / C.V.	L. A.	Hidraul. / L.A.	Reparar
14	Movimiento Primario	Gas / Eléctrico	Gas / Eléctrico	Gas	Gas / Eléctrico	Eléctrico
15	Aplica en Mar	No	Bueno	Excelente	Bueno	Excelente
16	Eficiencia del Sist. (%)	Bueno	Bueno	Pobre	Pobre	Regular
17	Costos Operativos	Bajos	Bajos	Bajos	Moderado	Altos

Tabla 4.- Rangos de operación por SAP criterios PEMEX

3.15 Rangos máximos de operación criterios de Society Petroleum Engineer (SPE).

CRITERIOS	BMC	BCP	BNC	BHJ	BEC
Profundidad (m)	4878	2286	4572	4572	4572
Gasto (bpd)	6000	4500	50000	35000	60000
Tf (°C)	288	121	232	288	204
Man. Corros. (% H ₂ S)	Excelente	Pobre	Excelente	Excelente	Bueno
Manejo de Gas	Regular	Bueno	Excelente	Bueno	Pobre
Manejo de Sólidos	Regular	Regular-Bueno	Bueno	Bueno	Pobre
°API	>8	>8	>15	>8	>10
Ser. A pozos	Repara / CV	Repara / CV	LA	Hidraul. / LA	Reparar
Mov. Primario	Gas / Eléctrico	Gas / Eléctrico	Gas	Gas / Eléctrico	Electricidad
Aplica en Mar	Limitado	Limitado	Excelente	Excelente	Excelente
Eficiencia del Sist. (%)	45-60	40-70	10-30	10-30	35-60

Tabla 5.- Rangos de operación por SAP criterios SPE

Como se ve en las tablas anteriores las principales características del yacimiento, pozo, fluidos producidos, línea de descarga e instalaciones de producción (Batería de Separación) para la selección de un tipo de Sistema Artificial son:

- (1) Tamaño de TR;
- (2) La profundidad y la desviación del pozo;
- (3) Características de los Fluidos;
- (4) Mecanismo de Empuje;
- (5) Presión del yacimiento;
- (6) El gasto de producción Requerido;
- (7) Temperatura de operación;
- (8) Manejo de Sólidos;
- (9) API;
- (10) Aplica en mar o tierra.

CAPÍTULO 4

SISTEMA EXPERTO Y MODULO DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

4.1 Introducción

Los sistemas expertos son programas de computación que tienen por finalidad reflejar el comportamiento o razonamiento de los expertos que no son más que personas a quienes le corresponden recomendar las decisiones o acciones a tomar en las distintas actividades profesionales del hombre, basados en su entrenamiento experiencia y práctica profesional.

Su estructura básica está conformada por elementos entre el sistema y el usuario los cuales son:

- a. La base del conocimiento: la cual almacena los hechos que reflejan la experticia del sistema.
- b. La fuente de inferencias: que contiene la interpretación del comportamiento (razonamiento) y el control de búsqueda de soluciones y respuestas.
- c. La interface: la cual provee al usuario el lenguaje a través del cual recibe dichas respuestas. El desarrollo de los sistemas expertos en el área de levantamiento artificial tiene un gran potencial ya que la selección de los sistemas de levantamiento artificial representa una difícil labor frente ante la amplia gama de tecnologías de levantamiento existentes en la actualidad.

En este capítulo hablaremos del desarrollo del **Sistema Experto Para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP)**, en que consiste y sus alcances y como se utilizaron los conceptos de SE y SAP para lograr el programa de computo.

4.2 Sistema Experto Para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP)

Este sistema almacena en una base de conocimientos y la experticia de un grupo de especialistas que integraron el Dictamen Técnico de Proyecto por cada Activo de producción (Criterio PEMEX) y los Criterios Internacionales tomados de los artículos SPE. Se desarrolló para evaluar y jerarquizar seis métodos de levantamiento artificial aplicables en pozos de aceite. Cuenta con los criterios PEMEX y SPE para la selección de los sistemas.

El **SEPSSAP** es un programa interactivo estructurado en cuatro módulos principales y una base de datos los cuales por encontrarse interconectados permiten el flujo de información a través de cada uno de ellos. Los módulos principales son:

1. Módulo de Selección.
2. Módulo de Diseño del Bombeo Hidráulico Jet.
3. Módulo de Diseño del Bombeo Neumático Intermitente.
4. Módulo de Diseño del Bombeo Neumático Continuo.

La adquisición de la mencionada base del conocimiento se alimenta con el Criterio PEMEX, el cual se obtuvo de la recopilación del “**Dictamen Técnico de Proyectos**” elaborado por el grupo FEL de PEMEX y los Criterios internacionales de la **Society Petroleum Engineer (SPE)** los cuales se tomaron de la literatura en este caso de los artículos SPE No. 9979 denominado “**Overview of Artificial Lift System**”, Autor Kermit E. Brown. SPE, U. of Tulsa. y SPE “**Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods**”, Autores J. D. Clegg, S.M. Bucarama y N.W. Hein Jr. de fecha 1993.

Los módulos del **SESSAP** se explican a continuación:

1. Módulo de Selección.- Es el módulo de evaluación técnica o módulo experto, incluye la base de conocimientos. Este módulo permite jerarquizar de acuerdo a la factibilidad técnica, la aplicación de cada Sistema Artificial de Producción por separado, considerando un conjunto de factores de carácter cualitativo, cuantitativo y de problemas de producción, cada uno de estos factores tienen asociado un peso el cual es mayor o menor dependiendo del grado de importancia. Para cada método de Levantamiento Artificial en particular, los factores antes mencionados son evaluados de acuerdo con los datos suministrados del pozo en estudio. Con el resultado de esta evaluación y con el peso de cada criterio se le asigna una puntuación a cada método; siendo 100% el máximo valor posible, al mismo tiempo se van registrando las ventajas y advertencias que podrían afectar el desempeño del método o en última instancia descartar su factibilidad técnica. La figura 4.1 muestra el esquema del módulo de preselección.

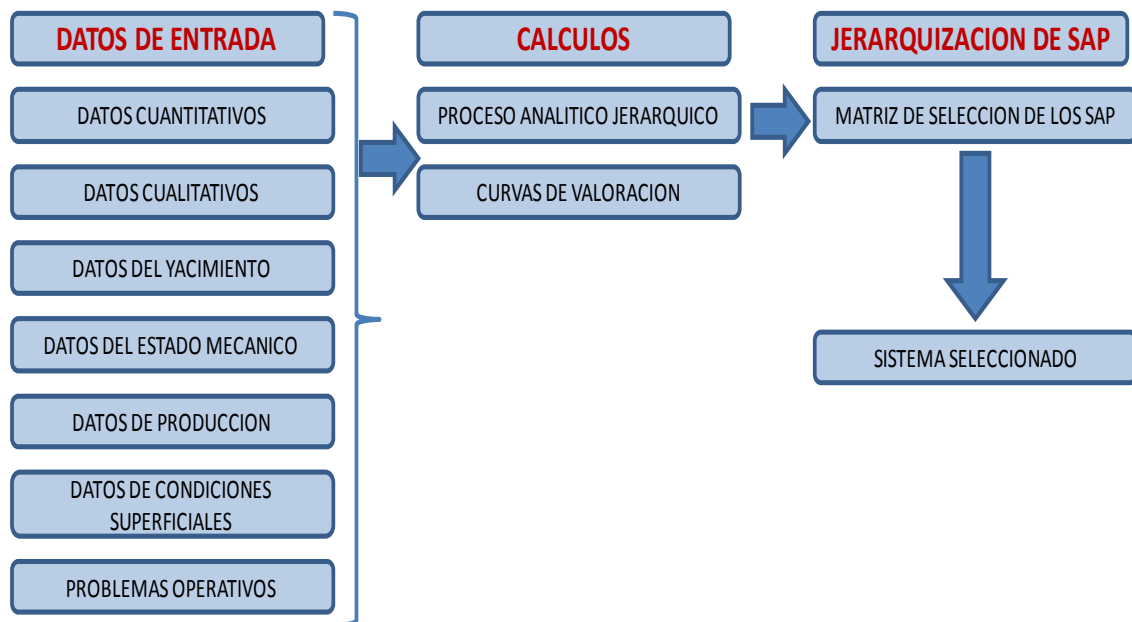


Fig. 4.1 Esquema del módulo de selección

- 2. Módulo de Diseño BHJ.** Este módulo tiene como finalidad asistir al ingeniero en el diseño del BHJ, de acuerdo con las sugerencias realizadas en el módulo anterior. Empleando la metodología de diseño para diseñar el equipo de fondo y superficie de este método. Para este módulo del programa de diseño se solicitan al usuario datos adicionales que no fueron introducidos para la Selección del SAP. El resultado obtenido es el dimensionamiento de los equipos el cual se muestra en forma numérica y en algunos casos con gráficas. (Desarrollado por el M. en I. Horacio Andrés Ortega Benavides en su tesis de fecha Agosto de 2012).
- 3. Módulo de Diseño BNI.** Este módulo tiene como finalidad asistir al ingeniero en el diseño del BNI, de acuerdo con las sugerencias realizadas en el módulo anterior. Empleando la metodología de diseño para diseñar el equipo de fondo. Para este módulo del programa de diseño se solicitan al usuario datos adicionales que no fueron introducidos para la Selección del SAP. El resultado obtenido es el dimensionamiento del aparejo de BNI y se muestra en forma numérica y en algunos casos con gráficas, incluye el espaciamiento entre válvulas y las condiciones de operación del BNI. (Desarrollado por el M. en I. Filiberto Sánchez Romero en su tesis de fecha Septiembre de 20014).
- 4. Módulo de Diseño BNC.** Este módulo tiene como finalidad asistir al ingeniero en el diseño del BNC, de acuerdo con las sugerencias realizadas en el módulo anterior. Empleando la metodología de diseño para diseñar el aparejo de fondo. Para este módulo del programa de diseño se solicitan al usuario datos adicionales que no fueron introducidos para la Selección del SAP. El resultado obtenido es el aparejo de BNC, incluye el espaciamiento entre válvulas, gráfica IPR Vs VPL antes y después de implementar el BNC y las condiciones de operación del aparejo BNC (Desarrollado en esta Tesis).

Al finalizar la evaluación de los métodos, el sistema muestra una lista jerarquizada de cada uno de ellos, y las restricciones que se pudieran tener en caso de tener algún problema operativo.

4.3 Análisis del programa SESSAP.

El **SEPSSAP** es un programa que está desarrollado bajo las técnicas de programación más versátiles que proporciona el lenguaje de programación orientado a objetos Visual Basic 6.0, desarrollado para la selección de los Sistemas Artificiales de Producción y cuya finalidad es suministrar al usuario una herramienta de evaluación de los diferentes métodos de producción empleados comúnmente para el desarrollo de cualquier campo petrolero y lograr un mejor desempeño de los mismos. El modelo se fundamenta principalmente en la evaluación de criterios para jerarquizar los seis sistemas de levantamiento utilizados en pozos de aceite.

Como sistema experto tiene la ventaja de ser el único procedimiento de optimización con módulo de diseño de los siguientes sistemas BHJ, BNI y BNC. Falta incluir los métodos de diseño de los sistemas BMC, BEC y BCP, lo cual queda abierto para trabajos posteriores de grado.

En el módulo experto o de Selección incorpora mejoras en: evaluaciones, actualizaciones, correcciones a las reglas de preselección y mejoras a la estructura de la base de conocimientos.

La incorporación de los criterios de selección **PEMEX** y **SPE**, mediante la incorporación de parámetros que reflejan avances técnicos y pericias adquiridas en los métodos de levantamiento artificial.

Se destacan entre los parámetros cualitativos y cuantitativos incluidos en el Sistema Experto (ver figura 4.2):

- **Ficha de Identificación que incluye:** Usuario, Activo de Producción, Nombre del Pozo, Criterio de Selección.
- **Ficha del Yacimiento que incluye:** Presión del Yacimiento (psi), Presión de Fondo Fluyendo (psi), Temperatura del Yacimiento (F) e Índice de Productividad (bpd/psi).

- **Ficha del Estado Mecánico que incluye:** Profundidad del Intervalo, Profundidad del Empacador, Desviación del Pozo, Angulo, Diámetro de TR, Diámetro de TP y su estado bueno o malo.
- **Ficha de Producción del pozo que incluye:** Gasto de Líquido deseado (Ql en bpd), Porcentaje de Agua (% H₂O), Relación Gas Aceite (RGA (ft³/bl)), Densidad en °API y Viscosidad (μ_o en cP), Presión en cabeza (Pwh en psi) y Temperatura en cabeza (Twh en F).
- **Ajuste PVT:** Seleccionando este fichero el programa solicitara datos PVT para realizar el ajuste de las correlaciones de las propiedades de los fluidos con el PVT. Utilizar esta opción permite realizar un mejor ajuste del pozo.
- **Condiciones Superficiales:** Línea de Descarga (Diámetro (pg) y Longitud (ft)) y Separador (Presión (psi) y Temperatura (F)).
- **Gas de Inyección:** Ilimitado, Limitado y No disponible
- **Energía Adicional:** Fuente Eléctrica (Disponible o No disponible) y Motor Combustión interna a gas o diésel (Disponible o No disponible).
- **Ubicación del Pozo:** Costa Afuera, Zona Urbana o Zona no Urbana.
- **Problemas Operativos:** Manejo de Parafinas, Asfáltenos, Corrosión (CO₂, H₂S, etc.) y Presencia de Sólidos (Arena).

The screenshot shows the 'Sistema Experto Para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP) - [Análisis Cualitativo y Cuantitativo: Rabasa 173]' window. The interface is divided into several sections:

- Identificación:** Usuario: Edgar; Activo de Producción: Cinco Presidentes; Nombre del Pozo: Rabasa 173; Criterio de Selección: PEMEX.
- Yacimiento:** Presión del Yacimiento: 3500 (psi); Presión de Fondo Fluyendo: 2759 (psi); Temperatura de Yacimiento: 189 (°F).
- Estado Mecánico:** Profundidad del Intervalo: 11972 (pies); Profundidad del Empacador: 11804 (pies); Desviación de Pozo: 3 ("); Angulo: 2.5 (°/100 pies); Diam. TR (pg): 7, 0.0, Bueno; Diam. TP (pg): 2, 778, Bueno.
- Producción:** Gasto de líquido (Ql): 382 (bpd); Corte Agua: 0 (%); RGA: 235 (ft³/bl); °API: 28 (adim); Viscosidad del Aceite (Mo): 4 (cP); Presion Cabeza (Pwh): 459 (psi); Temperatura Cabeza (Twh): 89 (°F); Densidad del Gas: 0.86 (adim).
- Ajuste PVT:** Ajuste de Propiedades con PVT:
- Problemas Operativos:** Parafinas: ; Asfaltenos: ; Corrosión (CO₂, H₂S, etc.): ; Presencia de Sólidos:
- Condiciones Superficiales:**
 - Línea de Descarga:** Longitud: 3280 (pies); Diámetro: 3 (pg).
 - Separador:** Presión: 271 (psi); Temperatura: 87 (°F).
 - Gas de Inyección:** Volumen Disponible: Ilimitado.
 - Energía Adicional:** Fuente Eléctrica: No Disponible; Motor Combustión: Disponible.
 - Ubicación del Pozo:** Ubicación: Zona No Urban.

At the bottom, there is a status bar with 'Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales', 'NÚM', '05:38 p.m.', and '11/07/2015'.

Fig. 4.2 Sistema Experto para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP)

Criterios cuantitativos y cualitativos evaluados en el programa SEPSSAP:

Yacimiento:

1. Presión de Yacimiento (Pws)
2. Presión de Fondo Fluyendo (Pwf)
3. Temperatura del yacimiento (Ty)

Estado Mecánico:

4. Profundidad del Intervalo
5. Profundidad del Empacador
6. Desviación del Pozo
7. Ángulo ($^{\circ}/100$ pies)
8. Diámetro de la TR y estado de la misma (Buena o Mala)
9. Diámetro de la TP y estado de la misma (Buena o Mala)

Producción:

10. Gasto de Líquido (Ql)
11. Corte de Agua (%H₂O)
12. Relación Gas Aceite (RGA)
13. Densidad en $^{\circ}$ API
14. Viscosidad (μ_o)
15. Presión en cabeza (Pwh)
16. Temperatura en cabeza (Twh)
17. Densidad del Gas (ρ_g)

Ajuste de propiedades con PVT

Condiciones Superficiales:

18. Línea de Descarga (Longitud y Diámetro)
19. Separador (Presión y Temperatura)
20. Gas de Inyección: Volumen de Gas (Ilimitado, Limitado y No Disponible)
21. Energía Adicional: Fuente Eléctrica y Motor Combustión
22. Ubicación del Pozo: Costa Afuera, Zona Urbana y Zona no Urbana

Problemas Operativos:

23. Parafinas
24. Asfáltenos
25. Corrosión (CO₂, H₂S)
26. Presencia de Sólidos

4.4 Modulo de Jerarquización del Sistema Artificial de Producción

De lo anterior se desprende que para determinar qué Sistema Artificial es el óptimo de acuerdo a los criterios que se presentan en un pozo determinado, se debe construir una ecuación en la cual se realiza la sumatoria del producto de los pesos de los criterios obtenido del Proceso Analítico Jerárquico y el valor de la función escalón obtenido del método de Curvas de Valoración para cada Método de Levantamiento, y de esta forma obtener la preferencia del Sistema de Levantamiento Artificial que se recomendara aplicar a cada pozo (fig. 4.3). La ecuación que permite calcular la preferencia del método es como sigue:

$$Pmi = \sum_{j=1}^n W_{ij} * f_{ij}(x)$$

Dónde: i= SAP en estudio, j= Criterio a evaluar, n= enésimo criterio, Pmi = Preferencia del método, W_{ij} = Peso del criterio j para el método de levantamiento i y $f_{ij}(x)$ = Valor de la función escalón.

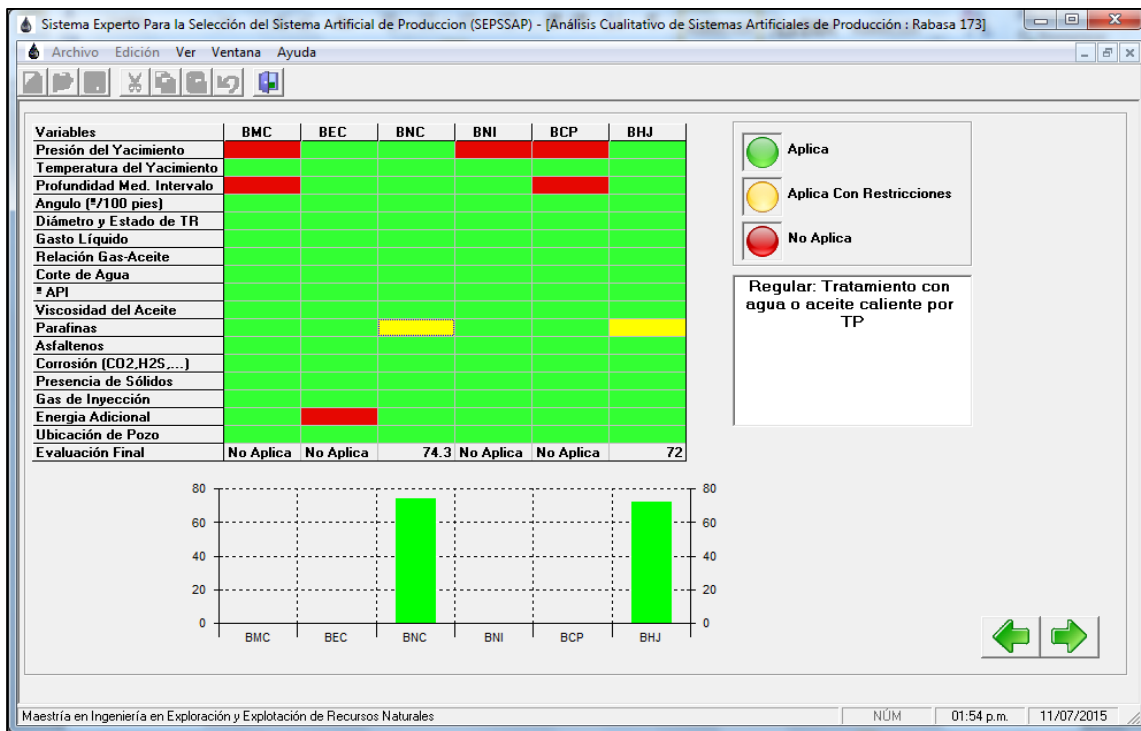


Fig. 4.3 Matriz de Selección del SEPSAP.

Como se puede observar en la figura anterior el **SEPSSAP** despliega una matriz de selección mostrando 7 columnas y 19 renglones. La primera columna muestra las **Variables** que son: Diámetro de la TR, Profundidad, RGL, °API, Aromáticos (CO₂, H₂S), Sólidos, Temperatura de Fondo, Desviación del Pozo, Localización, Energía Adicional, Comprensión, Corte de Agua, Parafinas, Asfáltenos, Viscosidad, Pws y Evaluación Final, esta última columna suma la puntuación por SAP e indica que sistema(s) aplica(n).

Las 6 columnas siguientes tienen por encabezado lo siguiente: BMC, BEC, BNC, BNI, BCP y BHJ. En estas se evalúan cada una de las **Variables** asignándoles un color tipo semáforo, donde el verde significa aplica, el amarillo aplica con restricciones y el rojo no aplica.

Como parte de la pantalla de Selección del programa de computo, también muestra una gráfica de barras; en el eje de las X representa cada uno de los SAP y en el eje de las Y representa el puntaje obtenido en la evaluación del 0 al 100%.

Así mismo si el pozo presenta algún problema operativo la pantalla de Selección ofrecerá una breve recomendación para el manejo de esa problemática haciendo clic sobre el color amarillo.

Como se observa en la fig. 4.3 el programa jerarquiza los SAP y en este caso salen seleccionados dos sistemas el BNC y BHJ en este caso la decisión se toma en base al de mayor puntaje que es el BNC, pero este resultado indica que cualquiera de los dos sistemas aplica y se tendrá éxito con la implementación de cualquiera de ellos.

4.5 Selección del Sistema Bombeo Neumático Continuo

Una vez seleccionado el Sistema Artificial de Producción se debe hacer clic la flecha verde y el programa mostrara la pantalla de selección del Sistema Artificial de Producción y deja disponible solo la(s) opción(es) del sistema a diseñar para hacer clic en esa opción ver fig. 4.4.

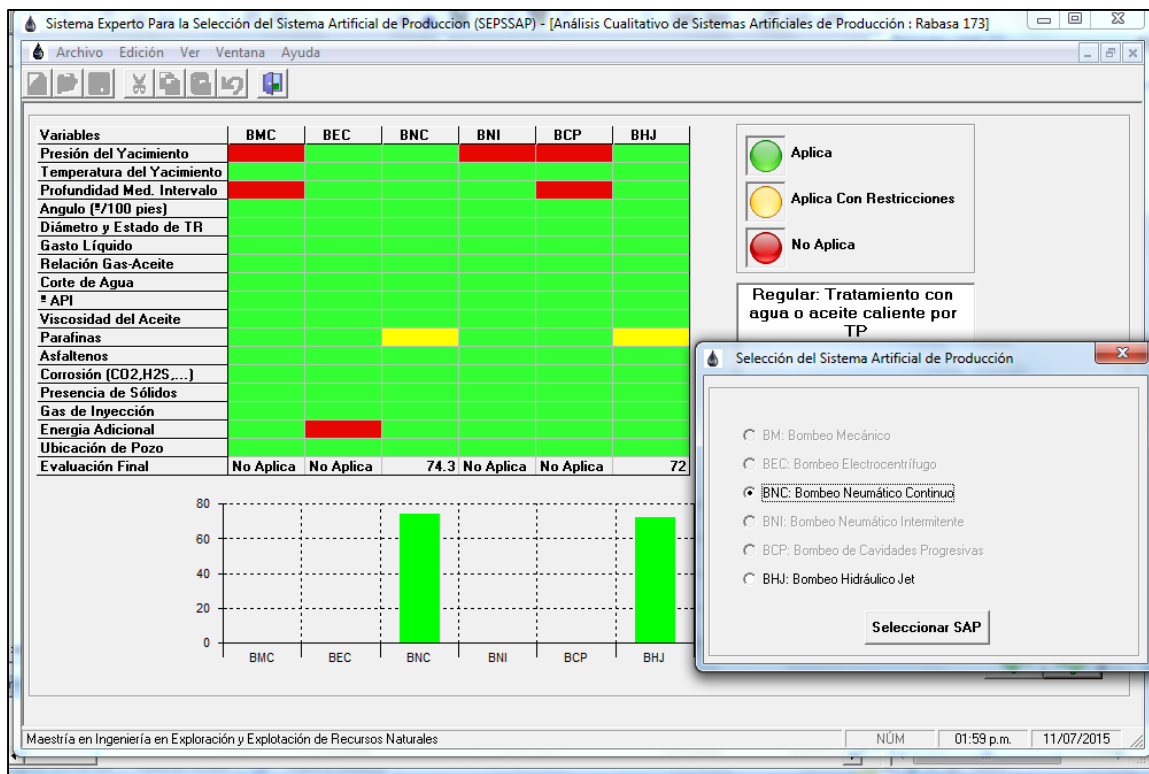


Fig. 4.4 Pantalla de Selección del SAP en este caso BNC

Como se observa en la figura 4.4 la jerarquización indica que el SAP seleccionado es el Bombeo Neumático y solo permite su selección para poder avanzar al diseño del mismo. En este apartado el programa ya valido la información de entrada y manda la ventana de selección SAP para el diseño y después de seleccionar el **BNC: Bombeo Neumático Continuo** hacer clic en **Seleccionar SAP**.

Hasta aquí el programa nos ofreció dos sistemas que se pueden implementar en este pozo, siendo el BNC el de mayor puntaje. Una vez seleccionado este SAP el programa solicitara los datos necesarios para el diseño del BNC ver figura 4.5.

Los parámetros son: Presión de inyección, Gravedad del gas de inyección, Gravedad específica del gas, Gasto deseado, diámetro exterior de la válvula; seleccionar el gradiente del fluido de control, la Caída de Presión entre válvulas y tipo de válvula (Balanceadas y Desbalanceadas) (fig. 4.5).

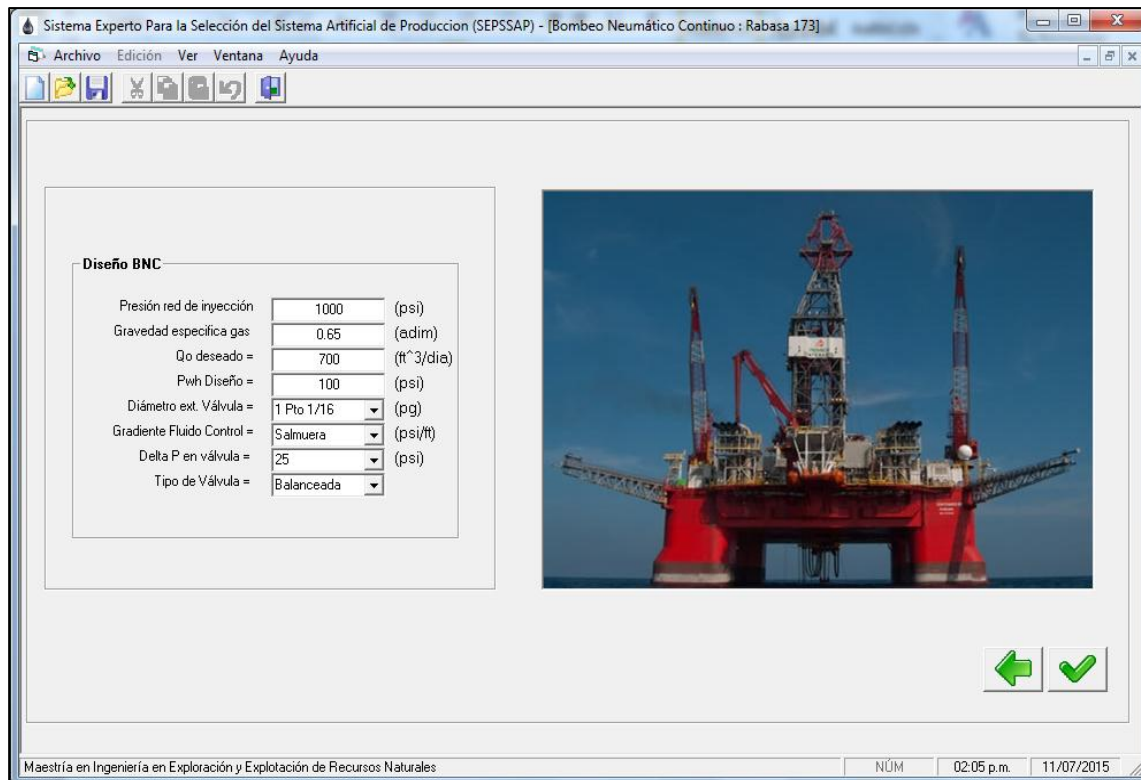


Fig. 4.5 Pantalla de Datos para el diseño de BNC

Una vez cargados estos datos hacer clic en la paloma verde de avanzar y el programa realizara los cálculos necesarios para ofrecer un diseño que permita poner en producción el pozo con BNC y también proporciona los parámetros de operación del aparejo.

Con la información anterior; el programa cuenta con las ecuaciones necesarias para determinar el espaciamiento entre válvulas (fig. 4.6) utilizando para ello el método universal analítico – gráfico, las ecuaciones fundamentales para determinar las presiones de calibración de las válvulas, la temperatura a la profundidad de la válvula y el gasto de gas a la profundidad de la válvula operante.

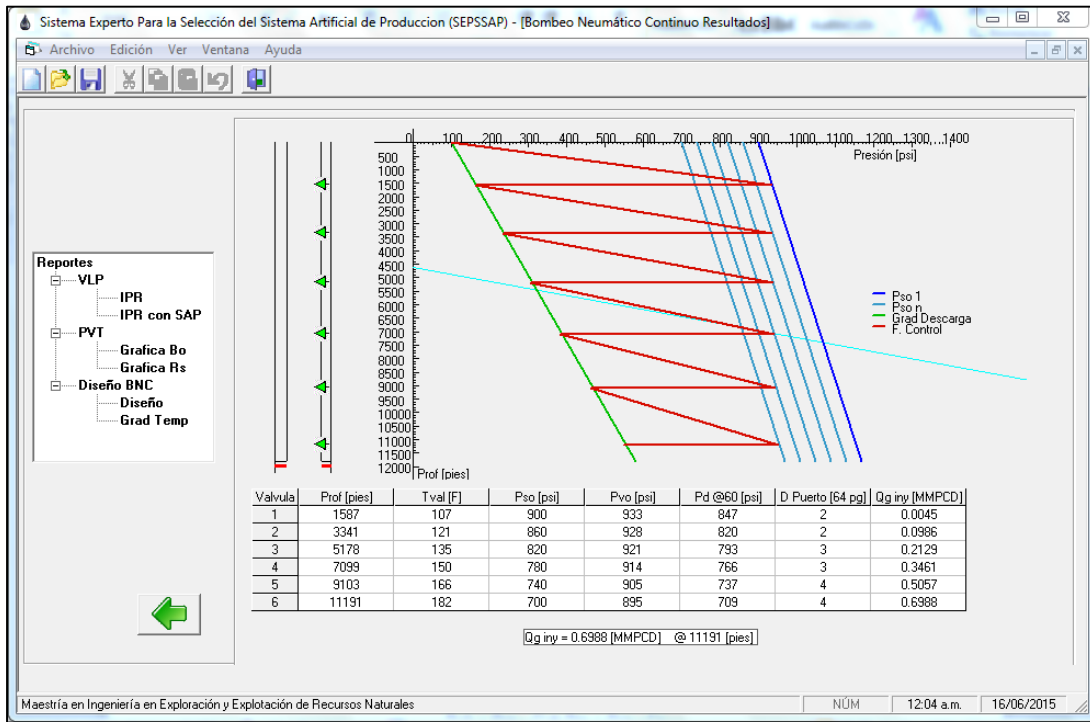


Fig. 4.6 Espaciamiento entre válvulas y presiones de calibración.

Las ecuaciones incluidas para el espaciamiento (método universal analítico – gráfico) son:

$$\sum \text{Presiones en TP} = (\sum P_{tp}) \dots \dots \dots (12)$$

$$\sum P_{tp} = P_{wh} + D_v * G_l \dots \dots \dots (a)$$

$$\sum \text{Presiones en TR} = (\sum P_{tr}) \dots \dots \dots (13)$$

$$\sum P_{tr} = P_{so} + D_v * G_g \dots \dots \dots (b)$$

Igualando (a) y(b)

$$P_{wh} + D_v * G_l = P_{so} + D_v * G_g \dots \dots \dots (14)$$

Despejando Dv

$$P_{so} - P_{wh} = D_v * G_l - D_v * G_g$$

$$P_{so} - P_{wh} = D_v * (G_l - G_g) \dots \dots \dots (15)$$

$$D_v = \frac{P_{so} - P_{wh}}{G_l - G_g} \text{ Profundidad de Válvula 1... (16)}$$

$$D_{vn} = D_{vn} - 1 + \frac{P_{so} - P_{wh}}{G_l - G_g} \text{ Profundidad de Válvulas... (17)}$$

Para el cálculo de las presiones de calibración de las válvulas las ecuaciones son:

Válvulas Desbalanceadas (Dependen de la Presión en la TP):

Presión de Superficie (Pso)

$$P_{so} = P_{iny} - \Delta P; \Delta P = 50 \text{ psi} \dots \dots \dots (18)$$

Presión de cierre (Pc)

$$P_c = \frac{P_d - P_t R}{1 - R} \dots \dots \dots (19)$$

Dónde R es la relación de áreas:

$$R = \frac{A_p}{A_b} \dots \dots \dots (20)$$

Para la temperatura de operación (T_{val}) de cada válvula en el fondo del pozo, se tiene la Ecuación:

$$T_{val} = T_s + G_T(D_{vn}) \dots \dots \dots (21)$$

Presión de apertura de la válvula (Pvo).

$$P_{vo} = P_{so} + \text{Presion de la columna de gas @Dvn}$$

Presión de Cierre en el Fondo (Pd).

$$P_d = P_{vc} = P_{vo}(1 - R) + P_t(R) \dots \dots \dots (22)$$

Dónde:

$$P_t = D_{vn} * G_f$$

Presión superficial de Cierre (Psc).

$$P_{sc} = P_{vc} - \text{Presion de la columna de gas @Dvn}$$

Presión de Calibración en el Taller ($P_{d@60F}$).

$$P_{d@60F} = C_t(P_{d@Tfondo}) \dots \dots \dots (23)$$

Dónde:

$$Ct = \frac{\text{Presión en el domo de la válvula @ 60 F}}{\text{Presión de la válvula a temperatura del pozo}}; Ct = \frac{Pd@60°F}{P_{vo@Dv@T_{val}(°F)}} \dots (24)$$

Para la calibración en taller para una válvula cargada con nitrógeno se tiene la Ecuación

$$P_{tro} = \frac{Pd@60°F}{(1-R)} \dots (25)$$

Tabla 6.- Nomenclatura de parámetros para determinar las presiones de calibración

T_{val}	Temperatura de operación de cada válvula en °F.
T_s	Temperatura en superficie en °F.
G_T	Gradiente de Temperatura en °F/pie.
D_{vn}	Profundidad de colocación de cada válvula en pies.
P_d	Presión en el domo (psia)
A_b	Área del fuelle (pg ²)
A_p	Área del puerto (pg ²)
P_c	Presión para abrir la válvula en la TR (psia)
P_t	Presión en TP (psia)
P_{vc}	Presión de cierre en el fondo en lb/pg ² .
P_t	Presión en la tubería de producción en lb/pg ² .
P_{vo}	Presión de apertura en el fondo en lb/pg ² .
R	Relación de Áreas entre el Área del puerto (AP) y el Área del asiento de la válvula (Ab), adimensional (AP / Ab).
P_{sc}	Presión de cierre en superficie de cada válvula en lb/pg ² .
P_{vo}	Presión de apertura en el fondo en lb/pg ² .
D_{vn}	Profundidad de colocación de cada válvula en pies.
T	Temperatura promedio en °R.
Pd@60°F	Corresponde a la presión del domo a 60°F en lb/pg ² .
Ct	Corrección por Temperatura.
Pd@T fondo	Presión de cierre en el fondo en lb/pg ² .
Ptro	Presión de calibración en el taller lb/pg ² .
Pd@60°F	Corresponde a la presión del domo a 60°F en lb/pg ² .

Una vez vertida la información en las pantallas anteriores obtenemos los reportes de resultados, como son los graficas de perfil de presiones, Comportamiento de

afluencia del pozo (IPR), Factor de volumen del aceite, Relación de solubilidad, diseño de aparejo BNC y Gradiente de temperatura ver figura 4.7.

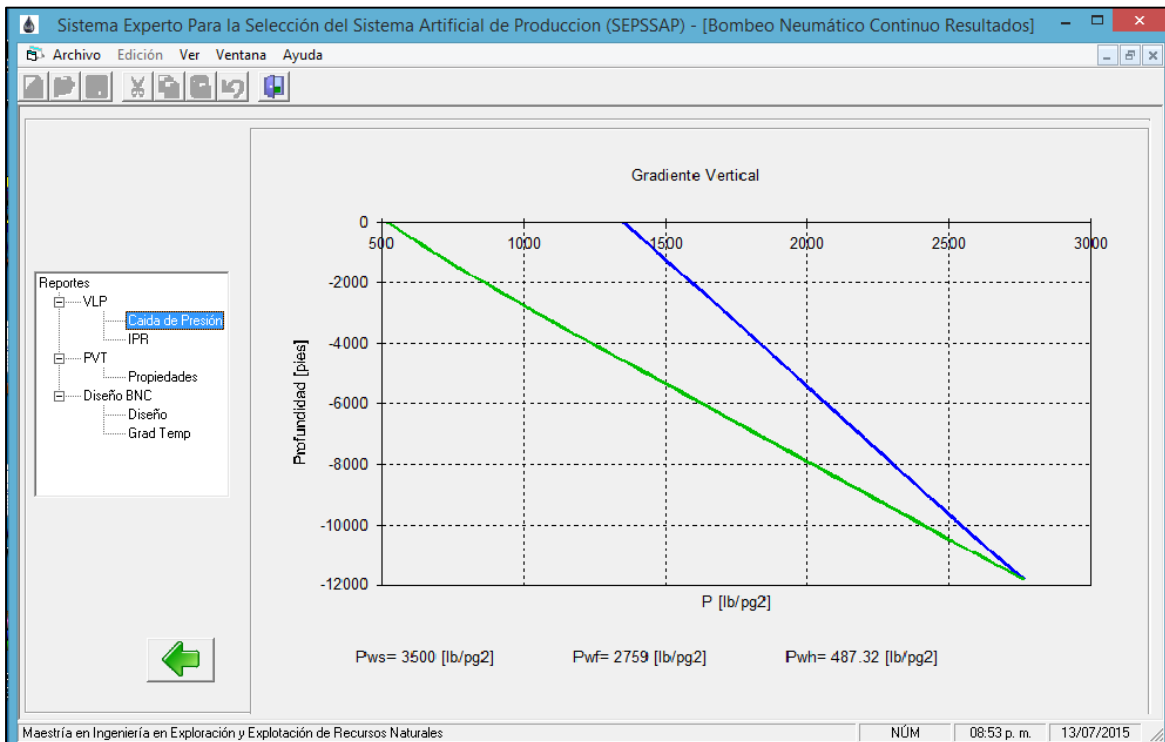


Fig. 4.7 Pantalla Reportes de Resultados

En esta gráfica podemos ver el perfil de presión del pozo del pozo sin BNC y con el sistema artificial. La curva VLP se construye con las ecuaciones de flujo multifásico vertical en este caso la correlación de Poettman y Carpenter descrita en el capítulo 1.

La certeza de los resultados radica en los datos de entrada por eso es indispensable tener datos medios y recientes del pozo en cuestión.

Las ecuaciones que se utilizan para construir la curva de IPR es la ecuación de Vogel (Capítulo 1). En esta podemos ver la producción actual del pozo y determinar gráficamente la producción esperada con el aparejo de Bombeo Neumático Continuo; lo cual resulta de suma importancia para realizar las propuestas para cada pozo. Para calcular la curva VLP con BNC es mediante las ecuaciones del gradiente total de presión en la tubería; estas ecuaciones

consideran la densidad de la mezcla la cual disminuye al tomar en cuenta la densidad del gas de inyección, la presión de inyección y el gasto de diseño. Considerando lo anterior se determina la VLP con BNC.

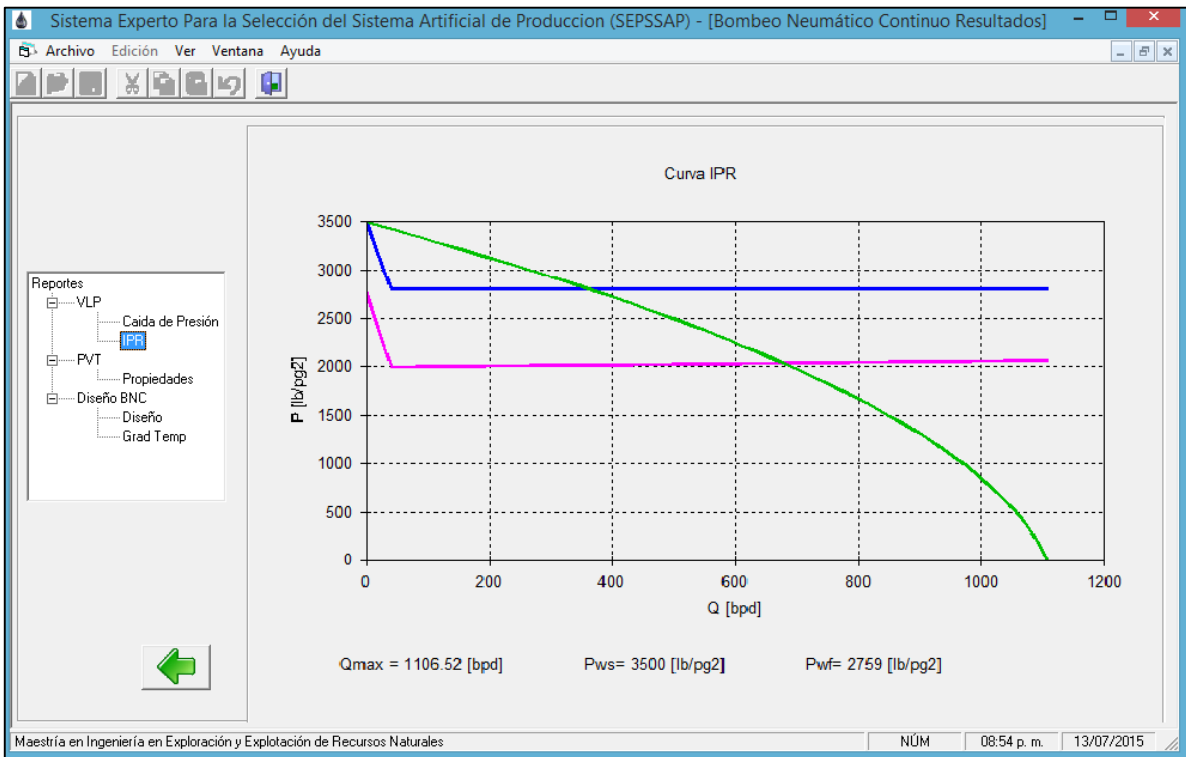


Fig. 4.8 Gráfica de IPR Vs VLP y VLP con BNC.

Con esta información sabremos el incremento de producción que tendríamos si operamos el pozo con BNC.

Internamente el programa cuenta con un módulo de propiedades de los fluidos (B_o y R_s) el cual se calculan estos parámetros con las correlaciones de Standing, Vázquez, Oinstein, Kartoadmodjo, Almorhoun, Petrosky y el promedio de estas correlaciones (fig. 4.9).

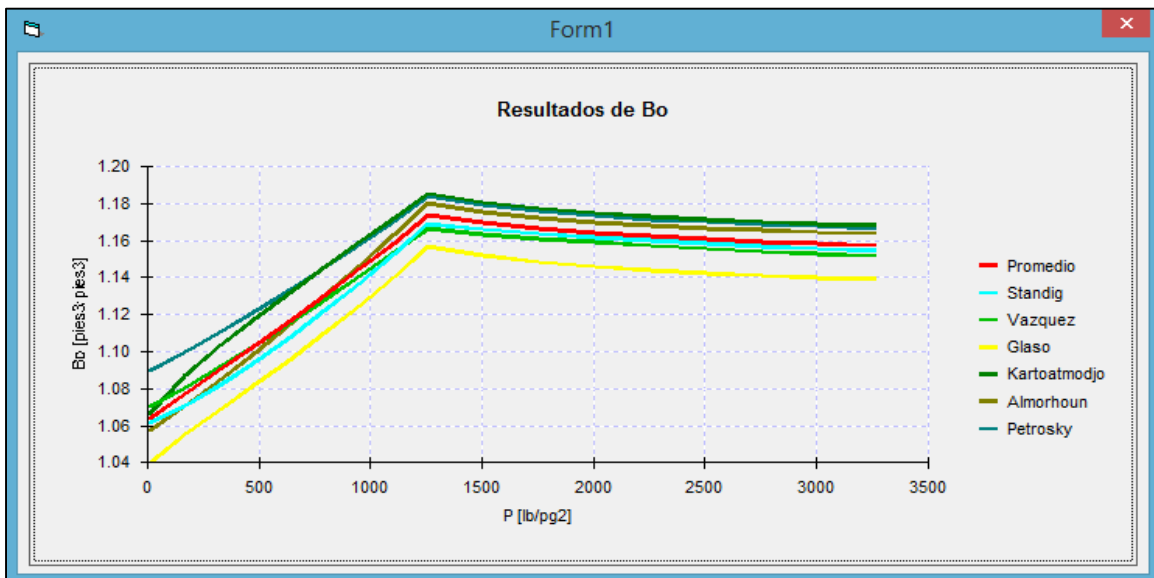


Fig. 4.9 Factor de Volumen (Bo) por correlaciones.

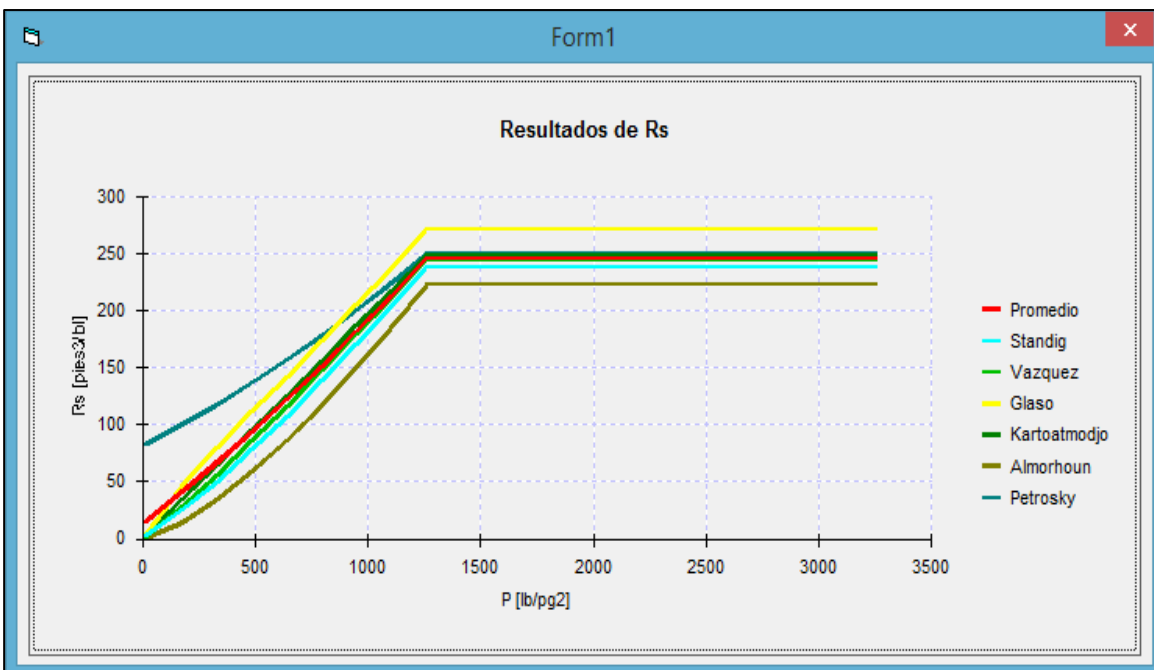


Fig. 4.10 Relación de Solubilidad (Rs) por correlaciones.

Sin embargo se puede realizar un ajuste de las propiedades de los fluidos con datos del PVT y las correlaciones, cargando los datos del PVT como son la Presión de Burbuja (P_b), El Factor de Volumen a la P_b (B_{ob}), Densidad del Gas (D_{gp}) y Temperatura del PVT (T_{pvt}) como se observa en la figura 4.11.

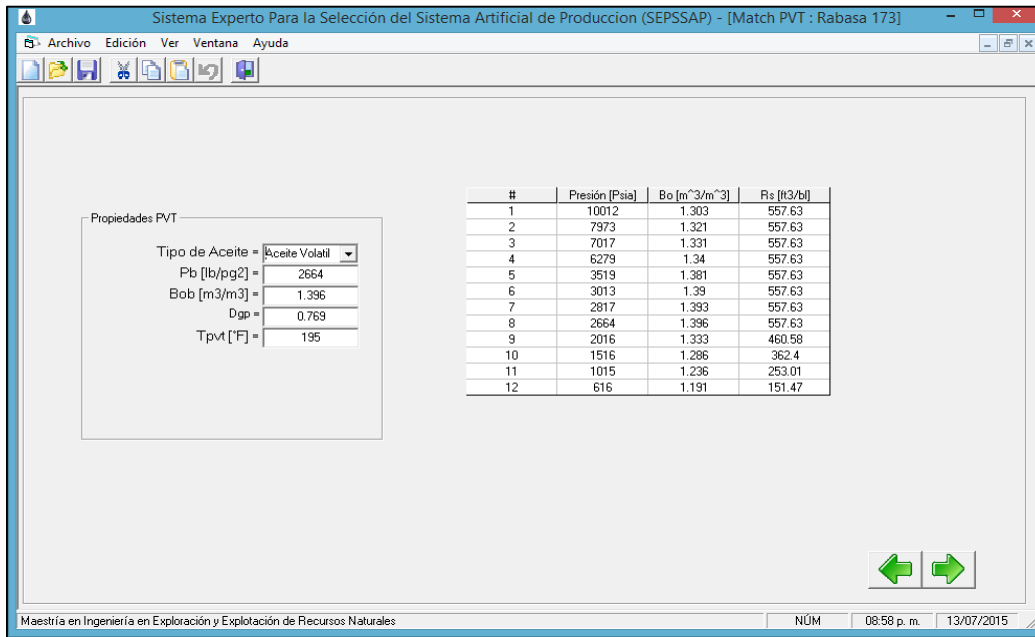


Fig. 4.11 Carga de Datos PVT para el ajuste de los datos calculados

El programa cuenta con la correlacione de Poettman y Carpenter para el cálculo del gradiente total en tuberías verticales (fig. 4.12). En esta figura se observa la gráfica con el gradiente de presión en el interior de la tubería de producción seleccionada, que para este caso de estudio fue una tubería nueva de 2 7/8”.

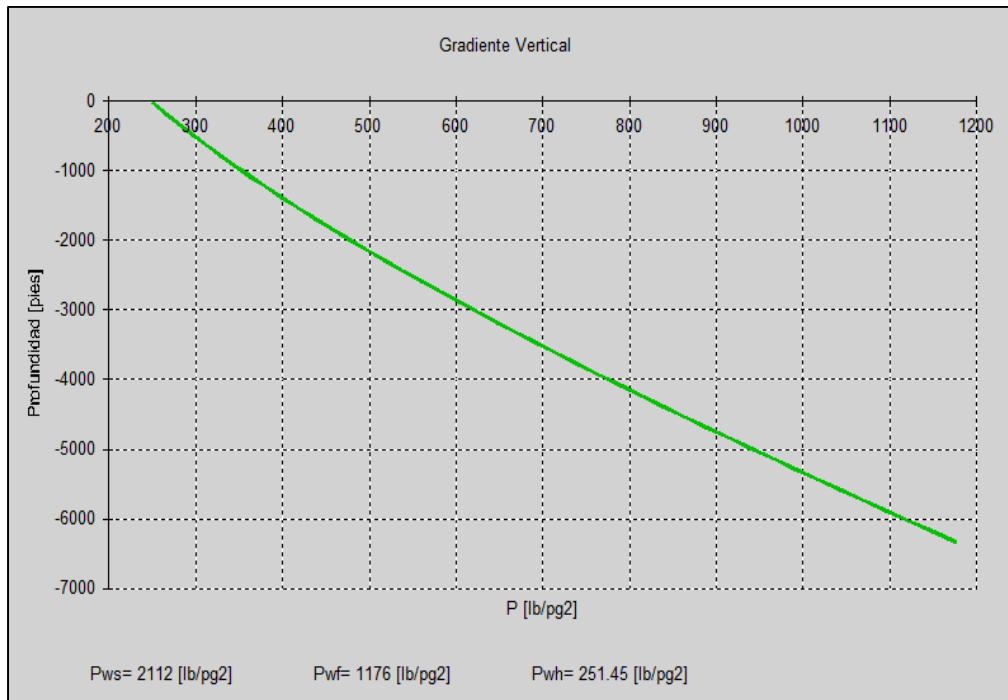


Fig. 4.12 Gradiente de Presión Flujo Multifasico Vertical

4.6 Diagrama de flujo del programa SEPSSAP

Se puede ver la trayectoria de los cálculos del programa SEPSSAP mediante el diagrama de flujo fig. 4.13, primero se cargan los datos de entrada, posteriormente se realizan los cálculos y ajuste de las propiedades del fluido, después se hace el cálculo del gradiente de presión en la tubería vertical, evaluación cualitativa para determinar el SAP seleccionado, en este caso se describe el BNC, una vez seleccionado este SAP se ingresan los datos de entrada, posteriormente se determina el espaciamiento entre válvulas y los parámetros de operación del aparejo de BNC; así como el gas de inyección.

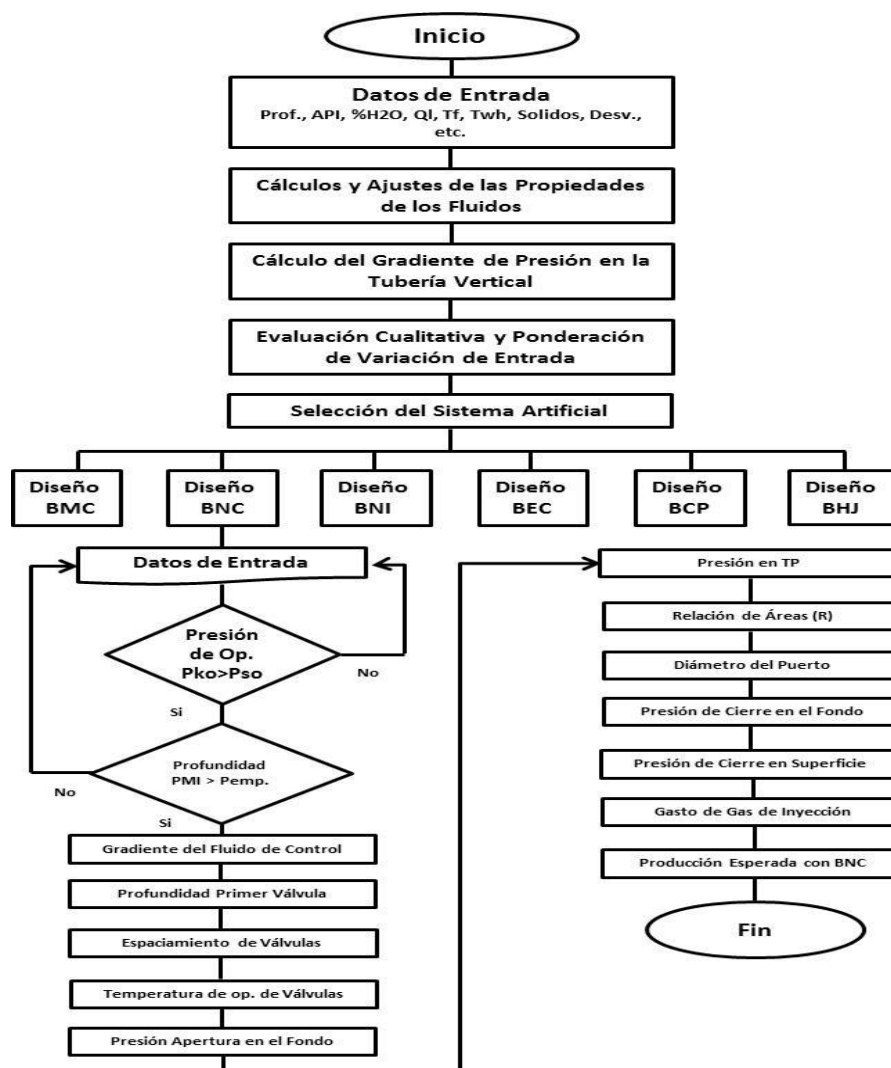


Fig. 4.13 Diagrama de Flujo del programa SEPSSAP

CAPÍTULO 5

CASOS DE ESTUDIO

5.1 Introducción

Para validar el programa **SEPSSAP** es indispensable contar con datos reales y recientes de campo de los pozos. Para los casos de estudio se utilizaron datos de los campos del Activo Integral de Producción Cinco Presidentes; estos pozos son pozos petroleros reales que están en producción y los diferentes métodos de levantamiento artificial se han aplicado a excepción del BEC. También es conveniente comparar los resultados obtenidos con el SEPSSAP con programas comerciales; en el caso del módulo de diseño se comparó con el **PIPESIM**; los resultados de estas comparaciones se mostraran en este capítulo.

5.2 Caso de Estudio 1: “Pozo Fluyente”

Pozo Rabasa 173 (Ejemplo para determinar y diseñar el SAP cuando deje de fluir)

Este pozo pertenece al Campo Rabasa del Activo de Producción del Activo Cinco Presidentes de PEMEX, México. El cual está ubicado a 7 km. de la ciudad de Agua Dulce Veracruz (fig. 5.1).

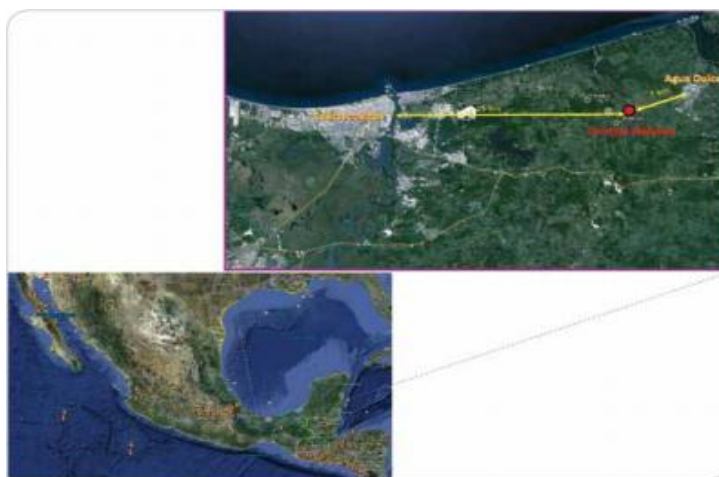


Fig. 5.1 Ubicación del campo Rabasa (Fuente Google Earth)

Pozo **Rabasa 173** actualmente fluuyente y opera con los siguientes datos mismos que sirven de entrada para el **SEPSAP**, este ejemplo es un pozo fluuyente y cuando deje de serlo que SAP se le puede implementar y cuál es su diseño:

Tabla 7.- Datos del pozo Rabasa 173

Yacimiento			Aforo		
Pws=	3181	psi	Qo=	453	bpd
Pwf=	2500	psi	H2O=	18.18	%
Tf=	194	F	Qg=	0.950	mmpcd
Estado Mecánico			Pwh=	100	psi
PMI=	8636	ft	RGA=	347	ft3/bl
TP 2 7/8" @	8449	ft	API=	24	
TR 7" @	10873	ft	PVT		
PI=	10955	ft	Pb=	2664	psi
Desviación=	2.5		Bob=	1.396	adim.
			yg=	0.769	adim.
			Tpvt=	195	F
			μo=	57	cP

Tabla 8.- Gradiente Estático tomado del RPFC

Prof. (ft)	Presión (psi)	Gradiente (psi/ft)	Temperatura (F)
0	889	0	88
1640	932	0.027	105
3280	976	0.027	122
4920	1252	0.168	143
6560	1810	0.340	161
8200	2363	0.338	177
10283	3048	0.329	180
10447	3102	0.330	196
10611	3181	0.479	198

Estado Mecánico pozo Rabasa 173

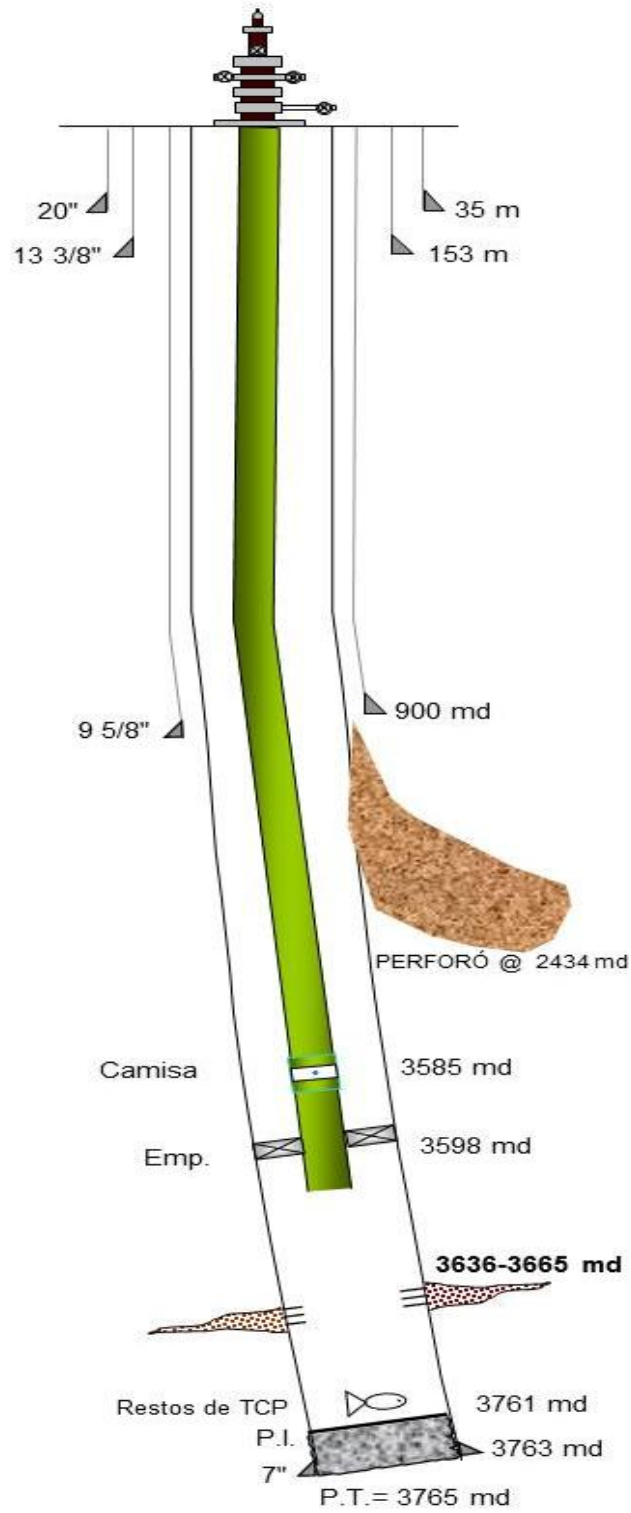


Fig. 5.2 Estado Mecánico Rabasa 173

5.3 Diseño de aparejo de BNC con el programa SEPSSAP

Se cargan los datos del pozo Rabasa 173 en el programa **SEPSSAP** (fig. 5.3)

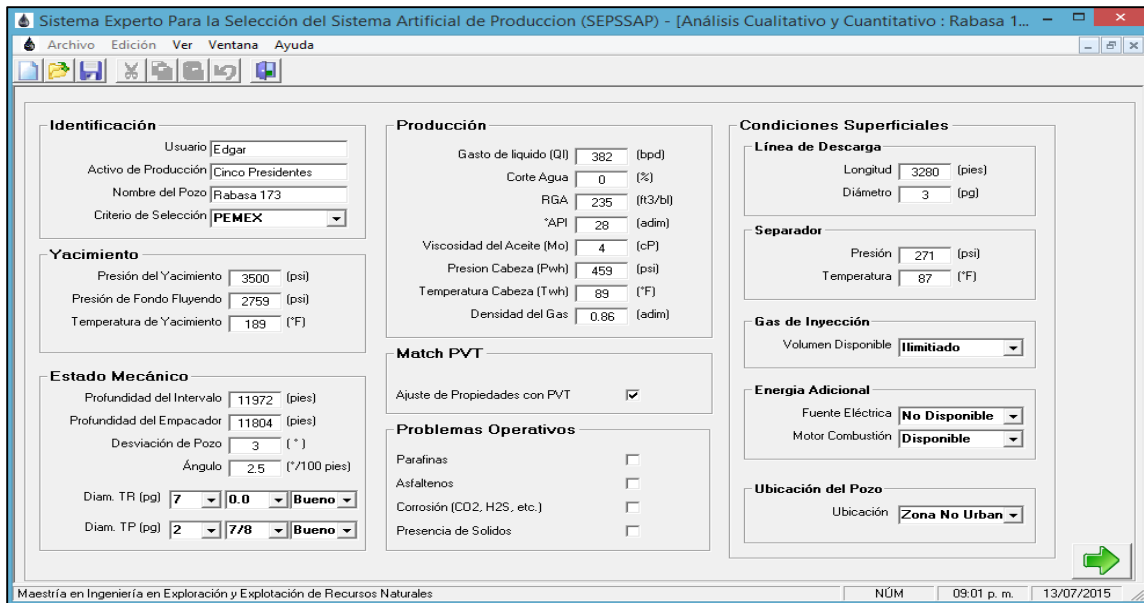


Fig. 5.3 Pantalla de entrada de Datos

Seleccionando el botón verde de continuar el programa manda la pantalla selección como se ve a continuación.

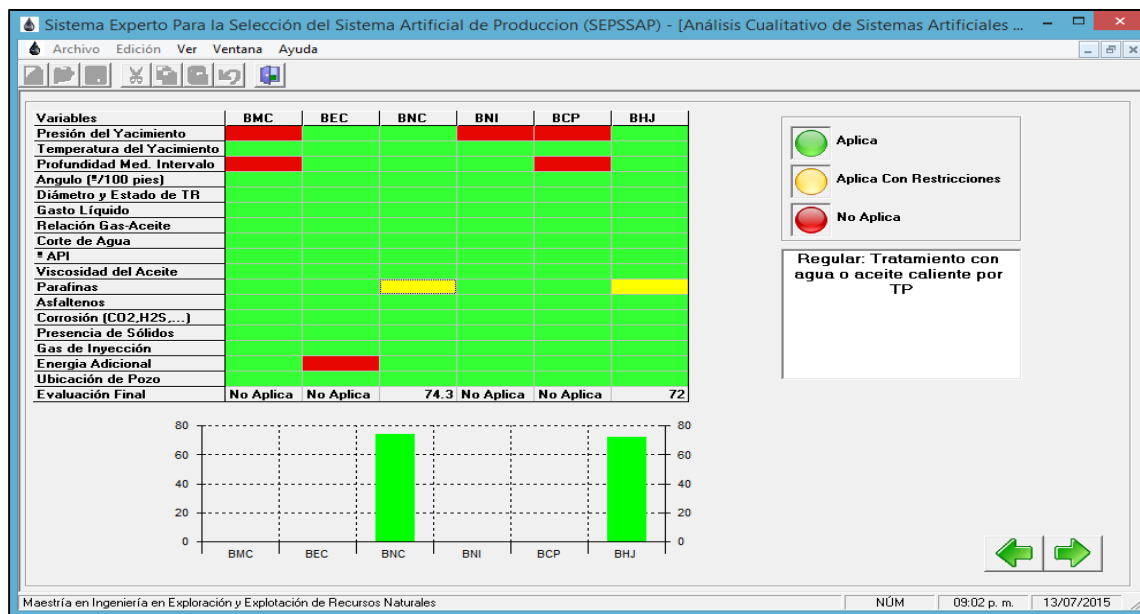


Fig. 5.4 Pantalla Matriz de Selección SAP

Como se ve en la figura 5.4 el programa selecciona dos Sistemas Artificiales de Producción para este pozo. La decisión de cual implementar de los dos se puede definir por el puntaje final. Una vez seleccionado el BNC como sistema a implementar hacemos clic en el botón selección (fig. 5.5).

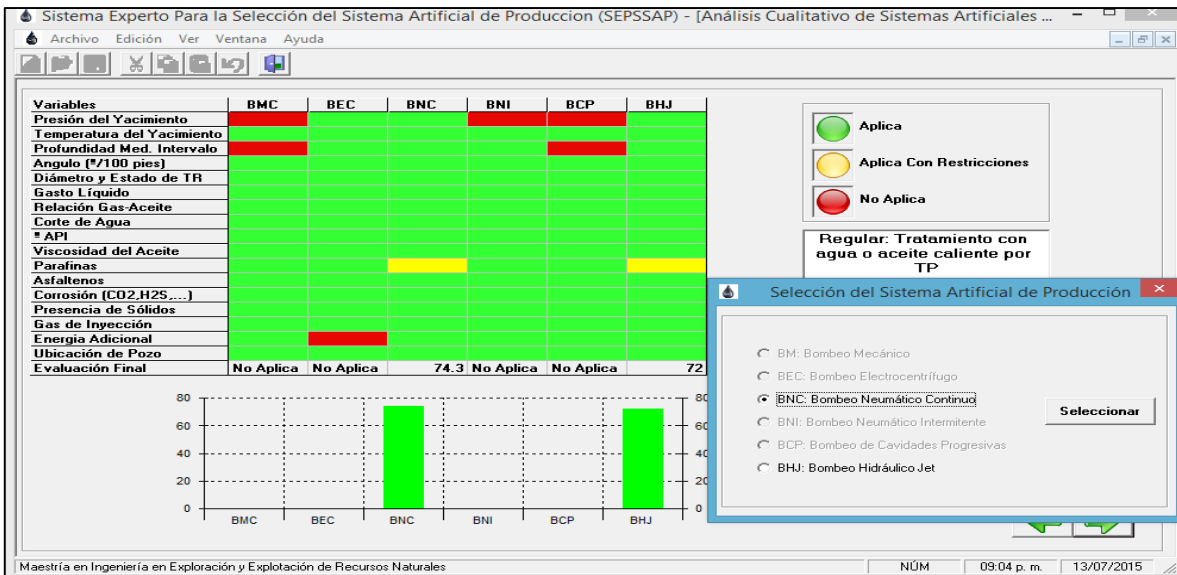


Fig. 5.5 Pantalla de Selección del SAP

Cuando seleccionamos **BCN** en el programa **SEPSSAP**, la pantalla siguiente nos pedirá algunos datos básicos para el diseño como se puede ver en la figura siguiente.

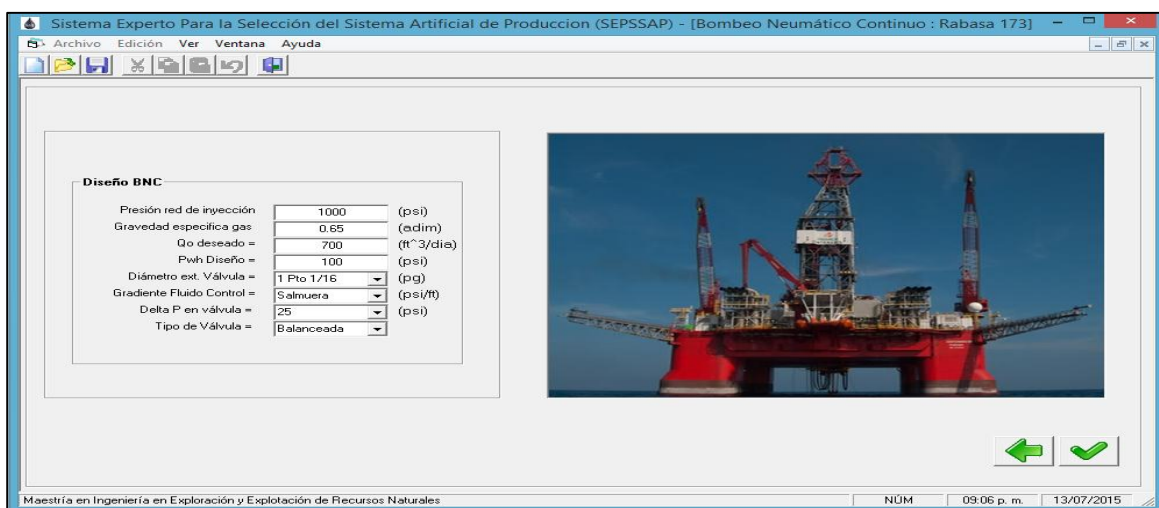


Fig. 5.6 Pantalla de Datos para el diseño BNC

Los resultados del diseño del aparejo de BNC del **SEPSSAP** son los siguientes.

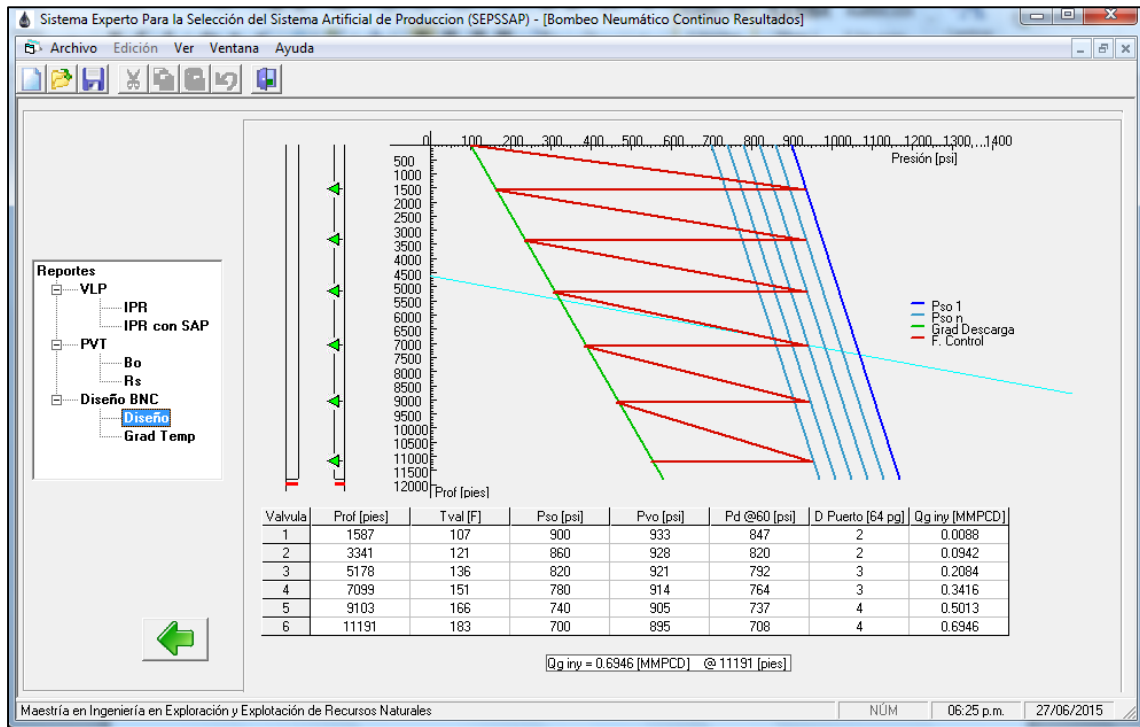


Fig. 5.7 Diseño de aparejo de BNC programa SEPSSAP

Tabla 9.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en SEPSSAP pozo Rabasa 173

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	1587	107	900	933	2	0.0088
2	3341	121	860	928	2	0.0942
3	5178	136	820	921	3	0.2084
4	7099	151	780	914	3	0.3416
5	9103	166	740	905	4	0.5013
6	11191	183	700	895	4	0.6946

El gasto de gas de inyección es de 0.6946 mmpcd a la profundidad de la válvula operante 11191 ft.

Como se puede apreciar en la tabla 9, para producir los 1000 bpd (gasto de diseño) se requiere un aparejo de 6 válvulas desbalanceadas y un gasto de inyección de 0.6988 mmpcd.

5.4 Diseño del aparejo de BNC con el programa PIPESIM

Con la misma información de entrada de datos del programa **SEPSSAP** se ingresan en el programa **PIPESIM**, para comparar resultados.

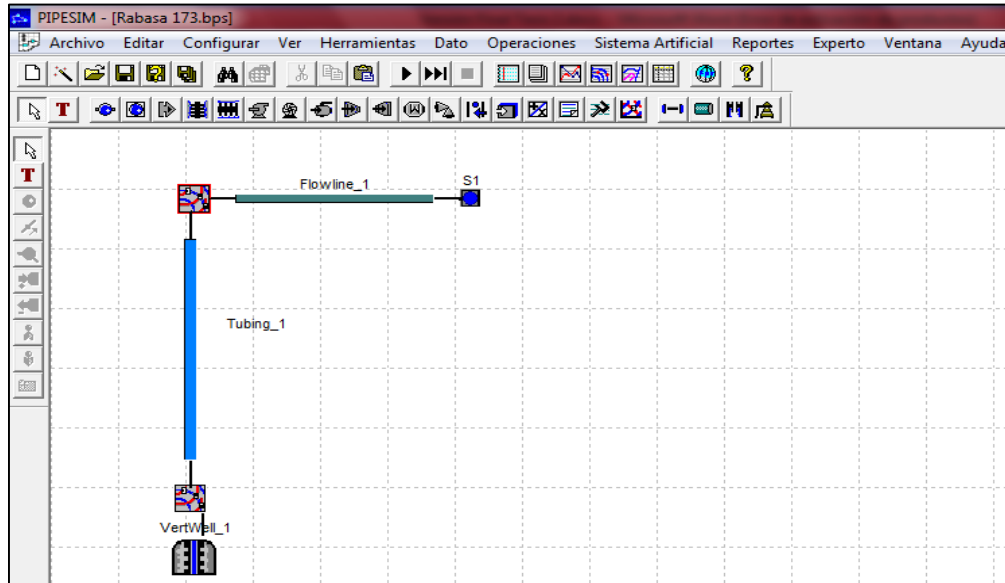


Fig. 5.8 Diseño de aparejo de BNC programa PIPESIM

Se cargan los datos para el diseño de aparejo de BNC.

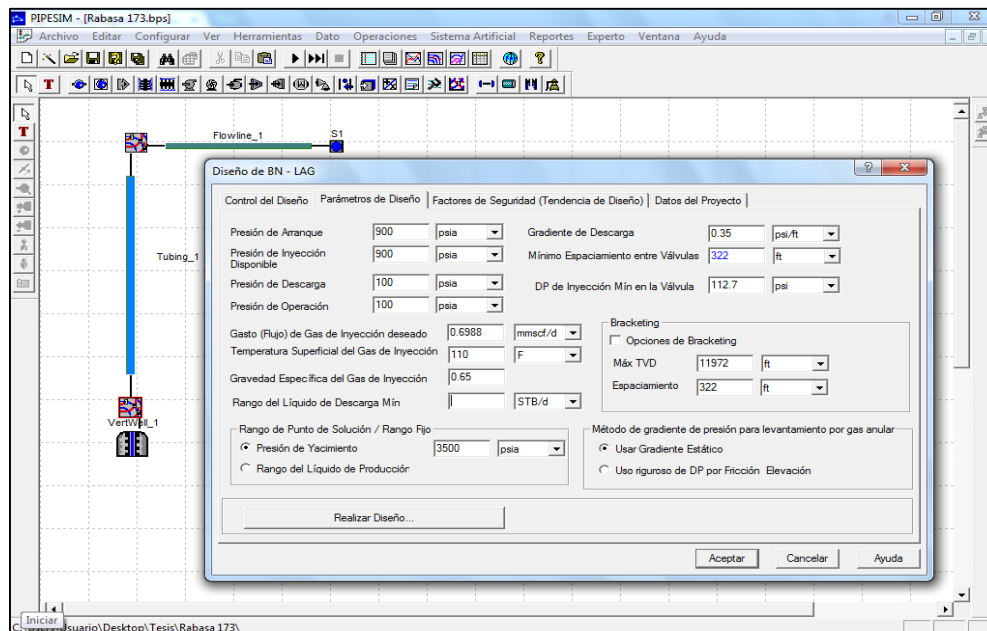


Fig. 5.9 Datos de diseño de BNC programa PIPESIM

Tenemos la gráfica del diseño de aparejo Rabasa 173 en PIPESIM (fig. 5.10)

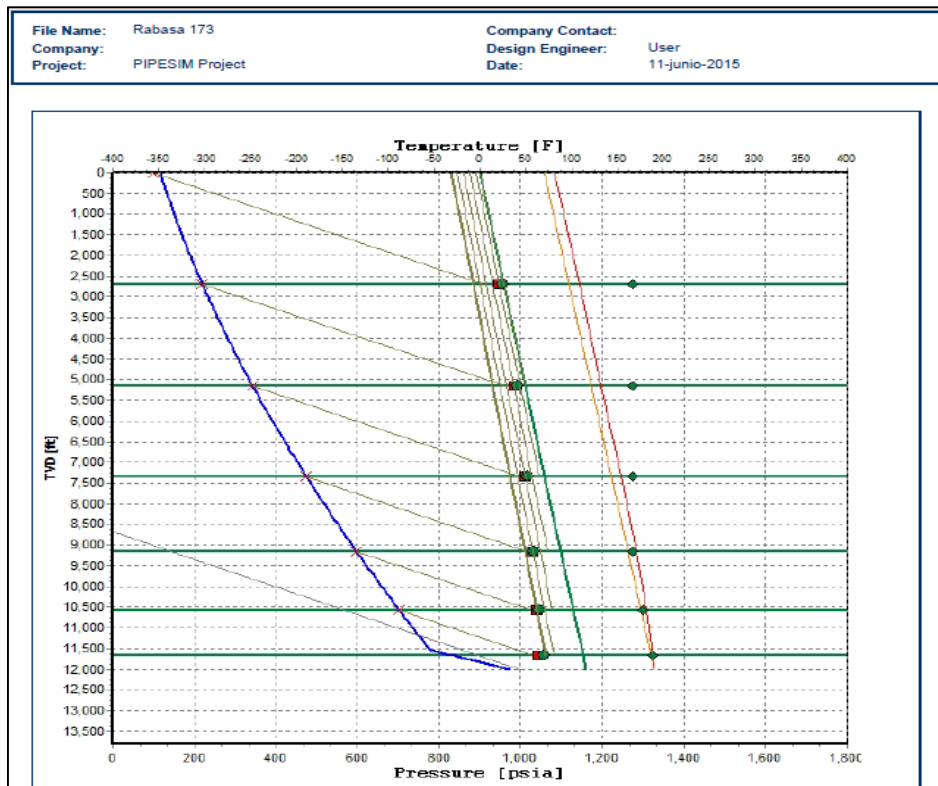


Fig. 5.10 Espaciamiento de Válvulas de BNC programa PIPESIM

Resultados del aparejo de BNC programa PIPESIM (fig. 5.11)

Design Results						
St. Num	Valve MD (ft)	Valve TVD (ft)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (psia)	Valve Choke (inches)
1	2693	2693	R20	1/8	780	
2	5160	5160	R20	1/8	809	
3	7337	7337	R20	1/8	832	
4	9144	9144	R20	1/8	847	
5	10580	10580	R20	1/8	841	
6	11676	11676	R20	1/4	874	

St. Num	Valve Temp. (F)	Closing Pres at Surface (psia)	Open Press at Surface (psia)	Pdome (psia)	Pprod. (psia)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	167	890	899	947	220	
2	167	875	882	983	344	15
3	167	860	866	1010	474	15
4	167	845	849	1028	597	15
5	177	831	834	1039	703	15
6	188	816	827	1042	837	15

Fig. 5.11 Resultados del diseño de BNC programa PIPESIM

Tabla 10.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM pozo Rabasa 173

No.	Prof. (ft)	Tval (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(pg)	Qginy. (mmpcd)
1	2693	167	899	947	1/8	0.256
2	5160	167	882	983	1/8	0.262
3	7337	167	866	1010	1/8	0.264
4	9144	167	849	1028	1/8	0.265
5	10580	177	834	1039	1/8	0.258
6	11676	188	827	1042	1/4	0.983

5.5 Comparación de resultados entre los programas SEPSSAP y PIPESIM

Se ingresaron los datos del pozo Rabasa 173 en los dos programas SEPSSAP y PIPESIM teniendo los resultados del espaciamiento como se ve en la fig. 5.12

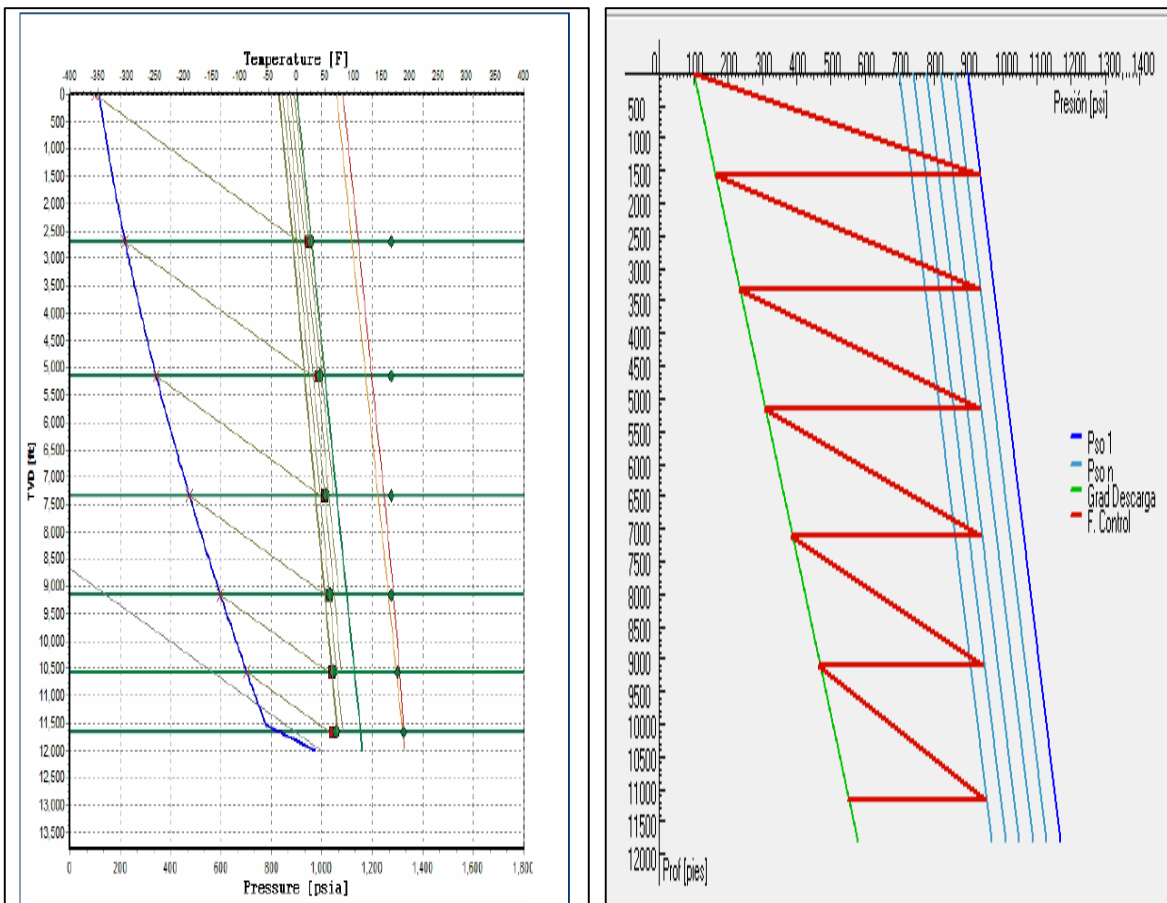


Fig. 5.12 Izquierda Diseño Gráfico PIPESIM, Derecha Diseño Gráfico SEPSSAP

En las siguientes tablas podemos comparar los resultados de los dos programas en cuanto al diseño se refiere.

Tabla 11.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en programa SEPSSAP pozo Rabasa 173

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	1587	107	900	933	2	0.0088
2	3341	121	860	928	2	0.0942
3	5178	136	820	921	3	0.2084
4	7099	151	780	914	3	0.3416
5	9103	166	740	905	4	0.5013
6	11191	183	700	895	4	0.6946

Tabla 12.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en programa PIPESIM pozo Rabasa 173

No.	Prof. (ft)	Tval (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(pg)	Qginy. (mmpcd)
1	2693	124	899	947	1/8	0.256
2	5160	131	882	983	1/8	0.262
3	7337	136	866	1010	1/8	0.264
4	9144	140	849	1028	1/8	0.265
5	10580	164	834	1039	1/8	0.258
6	11676	175	827	1042	1/4	0.983

5.5.1 Análisis de Resultados Caso de Estudio 1.

Como podemos apreciar en las tablas 11 y 12 de resultados del diseño del aparejo de BNC concluimos lo siguiente:

- Gráficamente podemos observar una distribución de 6 válvulas en ambos casos.
- La profundidad de la válvula operante No. 6 (Válvula operante) es de 11676 ft (PIPESIM) y 11191 ft (SEPSSAP) teniendo una diferencia de 485 ft.
- La Temperatura No. 6 es de 175 °F (PIPESIMP) y 183 °F (SEPSSAP).
- La presión superficial de apertura (Pso) de la válvula No. 6 es de 827 psi (PIPESIM) y de 700 psi (SEPSSAP).

La tabla siguiente muestra la comparación de resultados con los dos programas considerando el % de error relativo.

Tabla 13.- Comparación del aparejo de BNC en PIPESIM y SEPSSAP pozo Rabasa 173

Parámetro	SEPSSAP	PIPESIM	Error Relativo (%)Apar. Act. Vs PIPESIM
Número de Válvulas	6	6	0
Prof. Válvula Operante	11191	11676	4.33
Pso (psi) @ Val. Op. Operante (ft)	825	827	0.24
PVo (psi) @ Val. Op.	1038	1047	0.87
Tval (F) @ Val. Op.	176	175	0.57
Qginy (mmpcd) @ Val. Op.	0.63	0.94	49.60
Qginy Total (mmpcd)	1.73	2.26	31.02

5.6 Caso de Estudio 2: “Pozo con Sistema Artificial de Producción”

Rabasa 166

Este pozo se encuentra ubicado en el campo Rabasa perteneciente al Activo de Producción Cinco Presidentes ubicado a 7 km de la ciudad de Aguadulce Veracruz igual que el Rabasa 173 (ver fig. 5.1). Este pozo opera actualmente con Bombeo Neumático Continuo se eligió este pozo para verificar con el programa SEPSSAP si el SAP que tiene el pozo es el óptimo o cual pudiera ser y en caso de ser el BNC diseñar con SEPSSAP y PIPESIM para comparar los resultados con el aparejo de BNC que tiene el pozo.

Datos de Entrada para los programas SEPSSAP y PIPESIM

Yacimiento				Aforo		
	Pws=	3181	psi	Qo=	453	bpd
	Pwf=	2500	psi	H2O=	18.8	%
	Tf=	198	F	Qg=	0.950	mmpcd
Estado Mecánico				Pwh=	100	psi
	PMI=	8636	ft	RGA=	374	ft3/bl
	TP 2 7/8" @	8449	ft	API=	24	
	TR 7" @	9000	ft	PVT		
	PI=	9400	ft	Pb=	2664	psi
	Desviación=	2.5		Bob=	1.396	adim.
				yg=	0.769	adim.
				TPvt=	195	F
				μo=	57	cP

Tabla 14.- Gradiente Estático

Prof. (ft)	Presión (psi)	Gradiente (psi/ft)	Temperatura (F)
0	889	0	88
1640	932	0.027	105
3280	976	0.027	122
4920	1252	0.168	143
6560	1810	0.340	161
8200	2363	0.338	177
10283	3048	0.329	180
10447	3102	0.330	196
10611	3181	0.479	198

Estado Mecánico Pozo Rabasa 166

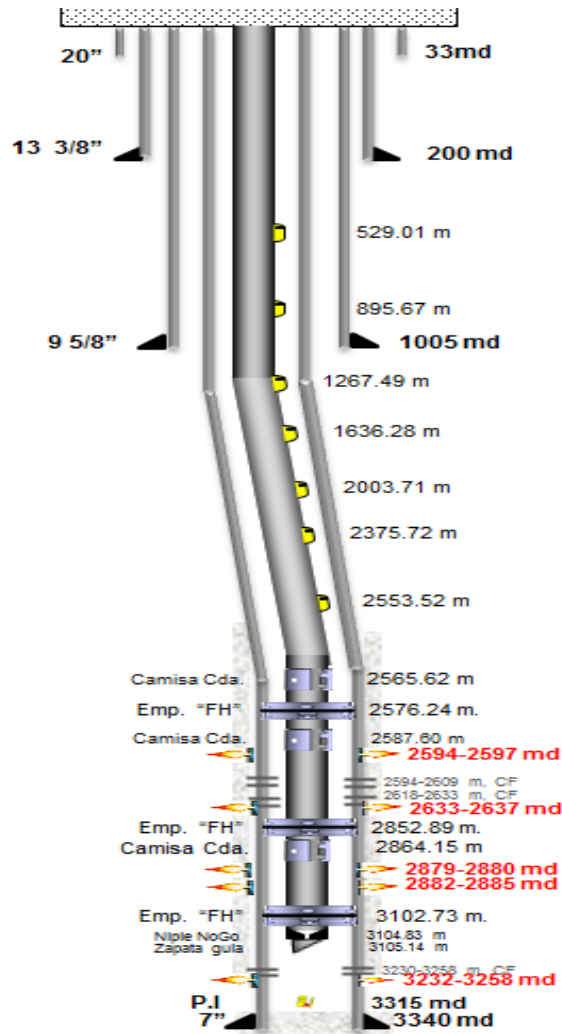


Fig. 5.13 Estado Mecánico Pozo Rabasa 166

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	1735	105	598	618	1/8	0.0134
2	2936	115	583	605	1/8	0.0646
3	4156	135	563	593	1/8	0.0320
4	5366	148	533	576	1/8	0.1006
5	6570	163	503	566	1/8	0.210
6	7790	180	473	552	1/4	0.3152
7	8374	194	448	538	1/4	0.4933

Tabla 15.- Parámetros de operación del aparejo actual pozo Rabasa 166

5.7 Diseño de aparejo de BNC con el programa SEPSSAP (Pozo Rabasa 166)

Se cargan los datos del pozo Rabasa 166 en el programa SEPSSAP (fig. 5.14)

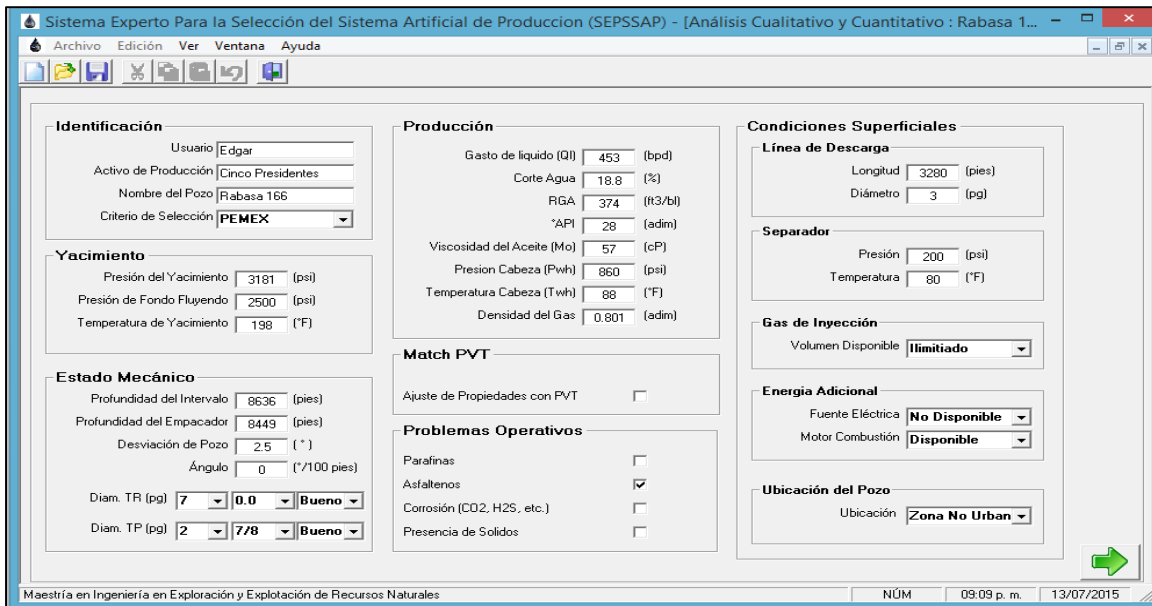


Fig. 5.14 Pantalla de entrada de Datos Pozo Rabasa 166

Seleccionando el botón verde de continuar el programa manda la pantalla de jerarquización de los SAP como se ve a continuación.

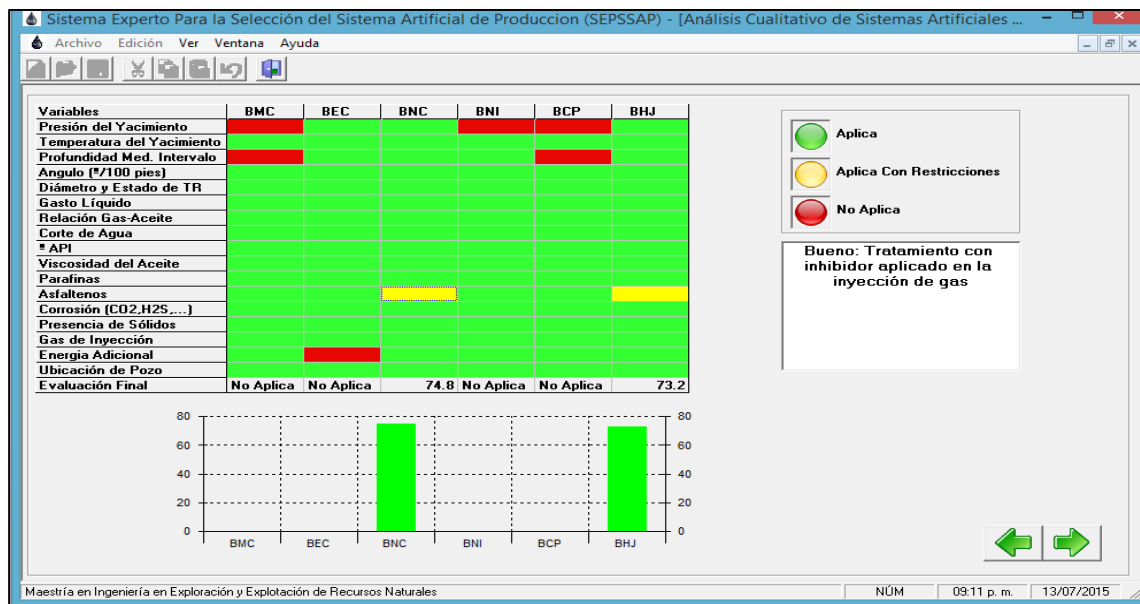


Fig. 5.15 Pantalla Matriz de Selección SAP

Como se ve en la figura 5.15 el programa selecciona dos Sistemas Artificiales de Producción para este pozo. La decisión de que sistema implementar de los dos se puede definir por el puntaje final. En este caso estamos comprobando el sistema que tiene el pozo actualmente. Se le da siguiente y muestra la pantalla de selección SAP (fig. 5.16).

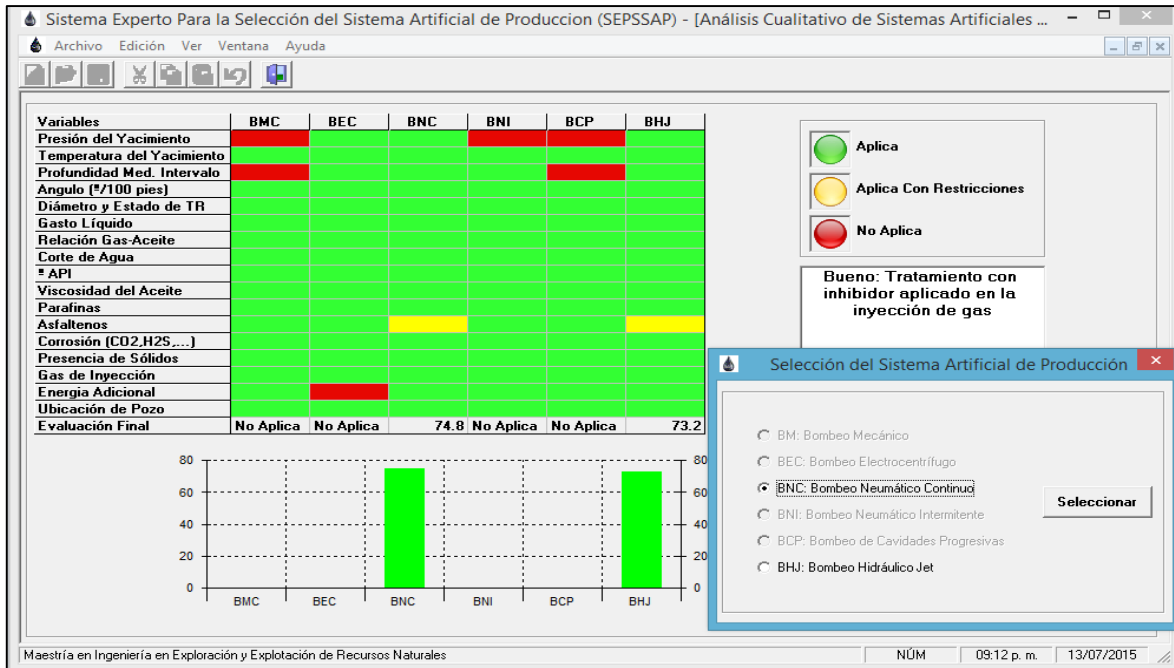


Fig. 5.16 Pantalla de Selección del SAP

Cuando seleccionamos **BCN** en el programa **SEPSSAP**; la pantalla siguiente nos pedirá algunos datos básicos para el diseño como se puede ver en la figura siguiente.

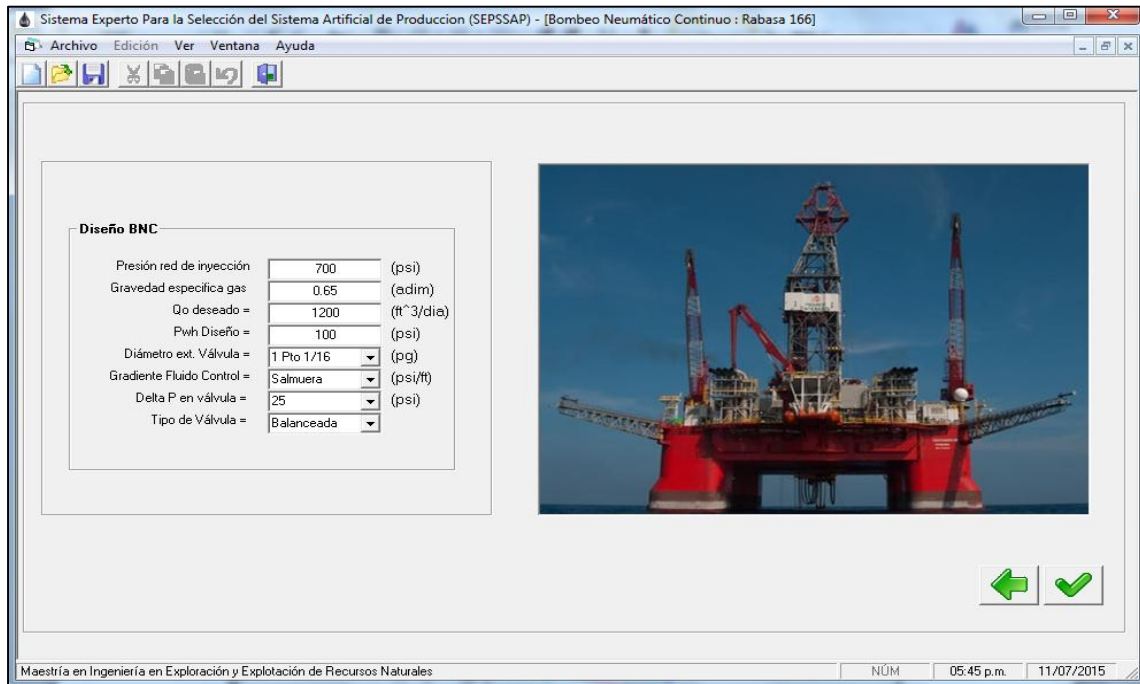


Fig. 5.17 Pantalla de Datos para el diseño BNC

Los resultados del diseño del aparejo de BNC del **SEPSSAP** son los siguientes.

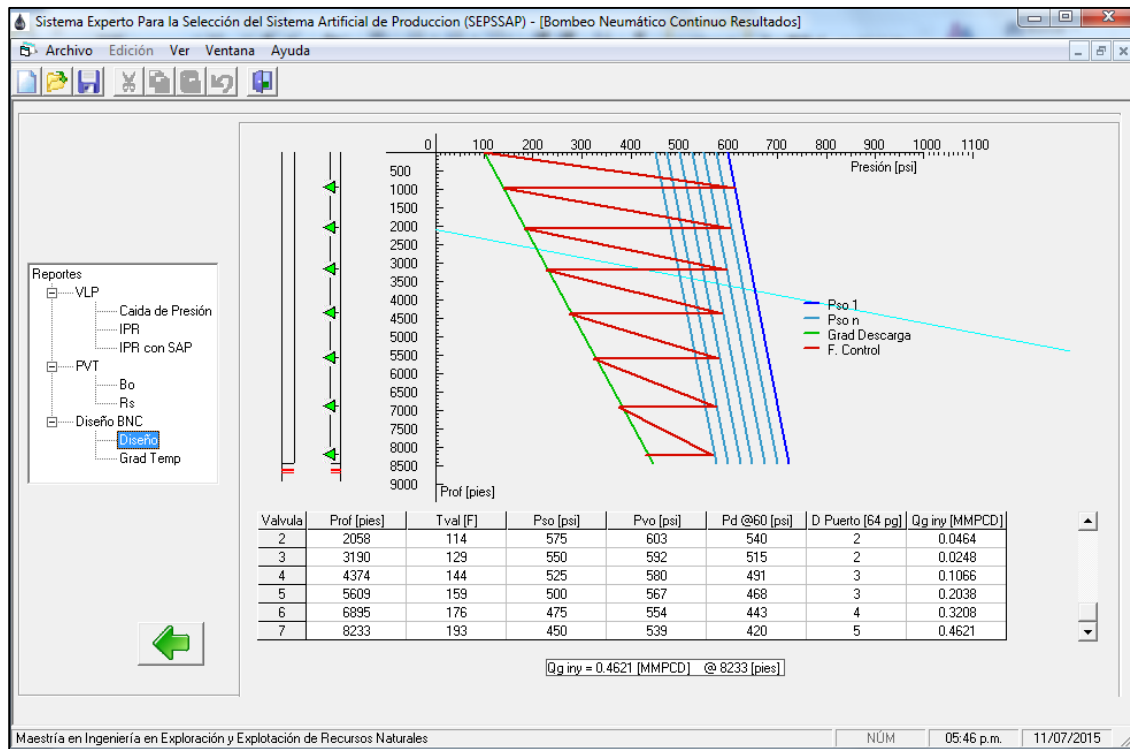


Fig. 5.18 Diseño de aparejo de BNC programa SEPSSAP

Tabla 16.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en SEPSSAP

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	978	100	600	614	3	0.1115
2	2058	114	575	603	2	0.0464
3	3190	129	550	592	2	0.0248
4	4374	144	525	580	3	0.1066
5	5609	159	500	567	3	0.2038
6	6895	176	475	554	4	0.3208
7	8233	193	450	539	5	0.4621

El gasto de gas de inyección es de 0.4621 mmpcd a la profundidad de la válvula operante 8233 ft.

Como se puede apreciar en la tabla 16, para producir los 1000 bpd (gasto de diseño) se requiere un aparejo de 6 válvulas desbalanceadas y un gasto de inyección de 0.4621 mmpcd.

5.8 Diseño del aparejo de BNC con el programa PIPESIM

Con la misma información de entrada de datos del programa **SEPSSAP** se ingresan en el programa **PIPESIM**, para comparar resultados.

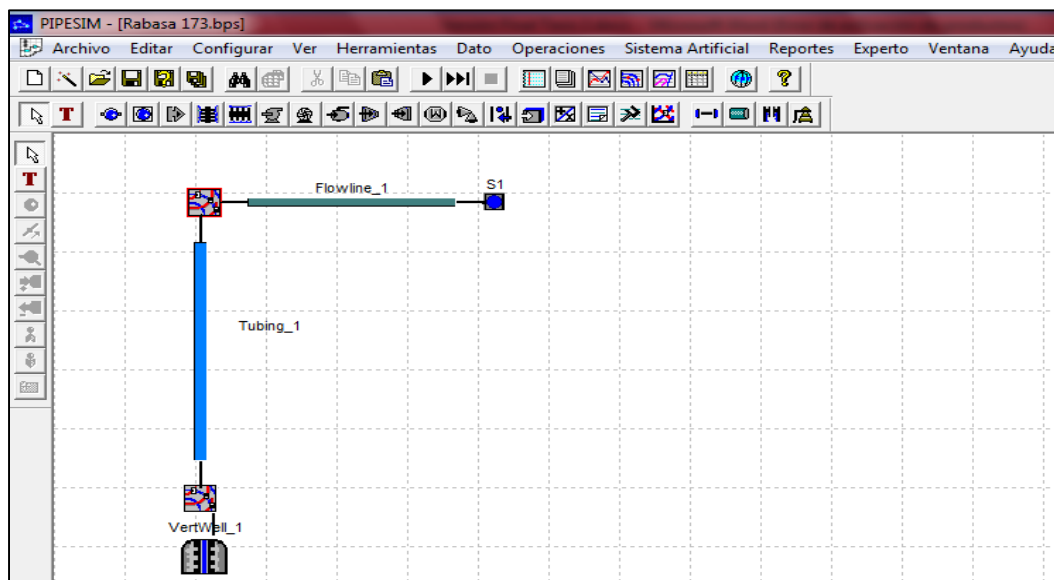


Fig. 5.19 Diseño de aparejo de BNC programa PIPESIM

Se cargan los datos para el diseño de aparejo de BNC.

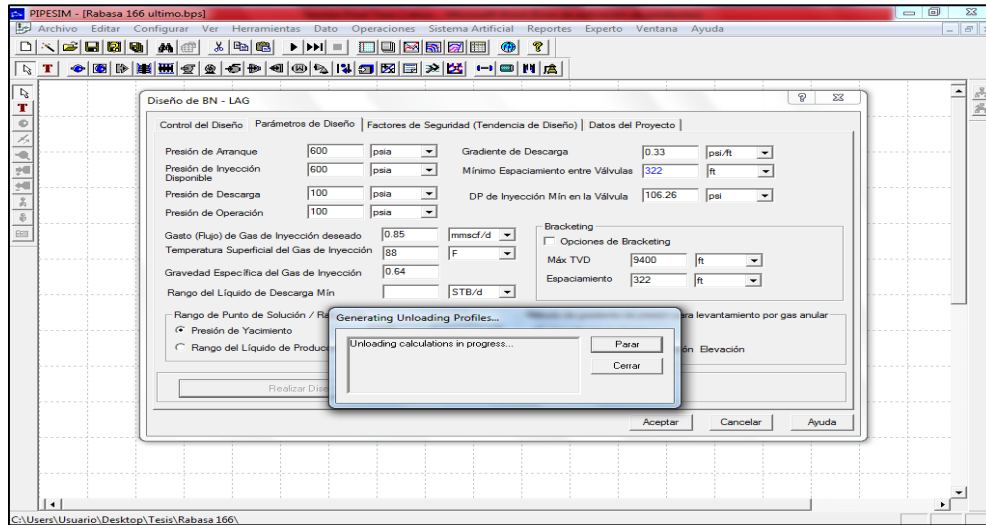


Fig. 5.20 Datos de diseño de BNC programa PIPESIM

Graficamente tenemos el diseño del aparejo del Rabasa 173 en PIPESIM

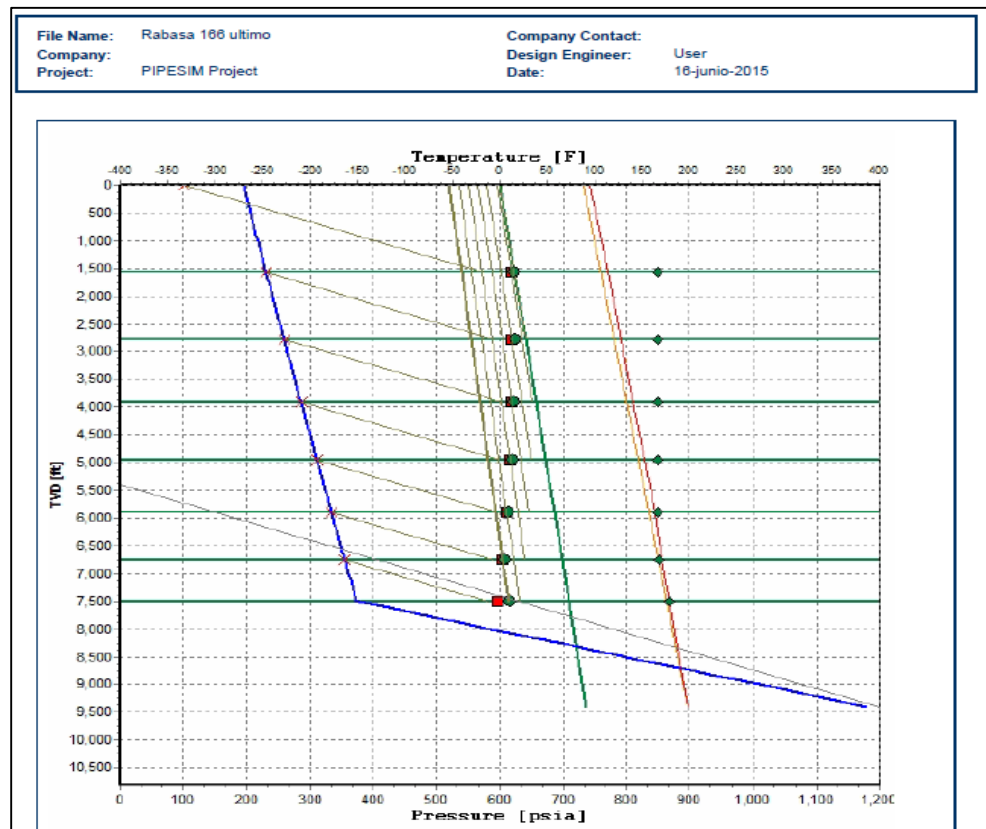


Fig. 5.21 Espaciamento de Válvulas de BNC programa PIPESIM

Resultados del aparejo de BNC programa PIPESIM fig. 5.22

Design Results					
St. Num	Valve MD (ft)	Valve TVD (ft)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (psia)
1	1576	1576	R20	1/8	510
2	2774	2774	R20	1/8	510
3	3915	3915	R20	1/8	510
4	4959	4959	R20	1/8	508
5	5906	5906	R20	1/8	504
6	6756	6756	R20	1/8	497
7	7509	7509	R20	5/16	521

Fig. 5.22 Resultados del diseño de BNC programa PIPESIM (Espaciamiento de Válvulas)

St. Num	Valve Temp. (F)	Closing Pres at Surface (psia)	Open Press at Surface (psia)	Pdome (psia)	Pprod. (psia)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	166	595	600	618	231	
2	166	580	584	619	259	15
3	166	565	569	618	286	15
4	166	550	553	615	311	15
5	166	535	538	610	334	15
6	168	520	523	604	355	15
7	179	505	523	595	378	15

Fig. 5.23 Resultados del diseño de BNC programa PIPESIM

Tabla 17.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM Pozo Rabasa 166

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	1577	166	600	618	1/8	0.163
2	2774	166	585	605	1/8	0.164
3	3916	166	569	593	1/8	0.1620
4	4960	166	554	576	1/8	0.16
5	5906	166	538	566	1/8	0.157
6	6756	168	523	552	1/8	0.155
7	7510	179	523	538	5/16	1

5.9 Comparación de resultados entre los programas SEPSSAP y PIPESIM

Se ingresaron los datos del pozo Rabasa 166 en los dos programas **SEPSSAP** y **PIPESIM** teniendo los resultados del espaciamiento como se ve en la fig. 5.24

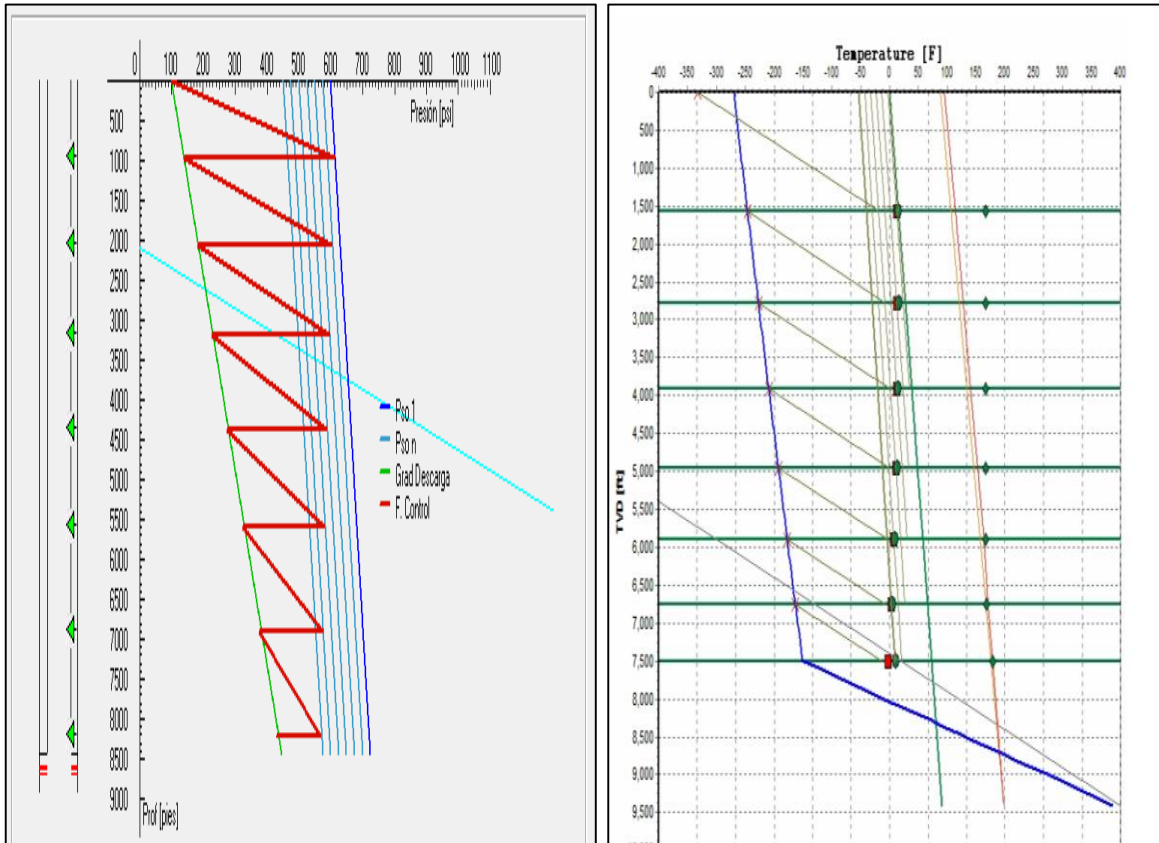


Fig. 5.24 (Izquierda) Diseño Gráfico SEPSSAP, (Derecha) Diseño Gráfico PIPESIM pozo Rabasa 166

En las tablas siguientes podemos comparar los resultados de los dos programas Vs el diseño real que está instalado en el pozo Rabasa 166.

Tabla 18.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en programa SEPSSAP pozo Rabasa 166

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	978	100	600	614	3	0.1115
2	2058	114	575	603	2	0.0464
3	3190	129	550	592	2	0.0248
4	4374	144	525	580	3	0.1066
5	5609	159	500	567	3	0.2038
6	6895	176	475	554	4	0.3208
7	8233	193	450	539	5	0.4621

Tabla 19.- Resultados de diseño del aparejo de BNC en programa PIPESIM pozo Rabasa 166

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	1577	166	600	618	1/8	0.163
2	2774	166	585	605	1/8	0.164
3	3916	166	569	593	1/8	0.1620
4	4960	166	554	576	1/8	0.16
5	5906	166	538	566	1/8	0.157
6	6756	168	523	552	1/8	0.155
7	7510	179	523	538	5/16	1

Tabla 20.- Aparejo de BNC instalado en el pozo Rabasa 166

No.	Profundidad (ft)	Tval. (F)	Pso (psi)	Pvo (psi)	Diam. Del puerto(1/64")	Qginy. (mmpcd)
1	1735	105	598	618	1/8	0.0134
2	2936	115	583	605	1/8	0.0646
3	4156	135	563	593	1/8	0.0320
4	5366	148	533	576	1/8	0.1006
5	6570	163	503	566	1/8	0.2100
6	7790	180	473	552	1/4	0.3152
7	8374	194	448	538	1/4	0.4933

5.9.1 Análisis de Resultados Caso de Estudio 2.

En las tablas 18, 19 y 20 podemos observar los resultados del SEPSSAP, PIPESIM y Aparejo Actual en el pozo respectivamente del pozo Rabasa 166 y podemos concluir lo siguiente:

- Gráficamente podemos observar una distribución de 7 válvulas en los tres casos (Actual, Diseño SEPSSAP y PIPESSIM).
- La profundidad de la válvula operante No. 7 es a 8374 (Aparejo Actual), 7510 ft (PIPESIM) y 8233 (SEPSSAP) siendo esta ultima la más cerna a la real con una diferencia de 141 ft.
- La Temperatura de la válvula operante No. 7 es de 194 °F (Aparejo Actual) y 179 °F (PIPESIM) y 193 F la diferencia es de 1°F entre el aparejo actual y SEPSSAP.

La tabla siguiente muestra la comparación de resultados con los dos programas Vs el aparejo actual de BNC en el pozo Rabasa 166; considerando el % de error relativo.

Tabla 21.- Comparación del aparejo de BNC actual en PIPESIM y SEPSSAP pozo Rabasa 166

Parámetro	Aparejo de BNC Actual	SEPSSAP	PIPESIM	Error Relativo (%)Apar. Act. Vs SEPSSAP	Error Relativo (%)Apar. Act. Vs PIPESIM
Número de Válvulas	7	7	7	0	0
Prof. Válvula Operante	8374	8233	7510	1.68	10.32
Pso (psi) @ Val. Op. Operante (ft)	448	450	523	0.45	16.74
PVo (psi) @ Val. Op.	538	539	538	0.19	0.00
Tval (F) @ Val. Op.	194	193	179	0.52	7.73
Qginy (mmpcd) @ Val. Op.	0.49	0.46	1	6.32	102.72
Qginy Total (mmpcd)	1.23	1.28	1.96	3.82	59.55

Conclusiones

- La importancia de seleccionar un Sistema Artificial de Producción para mantener o incrementar la producción puede derivar en el éxito o el fracaso del pozo, debido a que se involucran diversas variables que deberán ser evaluadas para tomar la mejor decisión; esto se complica aún más, cuando la información disponible de un pozo es antigua o incierta.
- Teniendo la información mínima necesaria la cual debe ser actual y completa ayudara a realizar una mejor selección del SAP. La selección del mismo muchas veces se realiza de forma empírica o simplemente se utiliza el sistema que está disponible por ejemplo si hay red de BN se instala BN pero eso no significa que sea el mejor SAP. La herramienta **SEPSSAP** desarrollada en esta tesis es muy práctica y sirve como una guía para la selección del SAP, la matriz de selección que maneja evalúa los 6 principales sistemas de levantamiento para pozos de aceite (BNC, BNI, BMC, BHJ, BEC y BCP).
- El Sistema Experto analiza de manera cualitativa y cuantitativa las variables involucradas en la extracción de aceite de un pozo en estudio a través de un sistema informático, es una herramienta útil de aplicación, que ayudará fundamentalmente en la toma de decisión para la selección de un sistema de levantamiento artificial, reduciendo los tiempos de análisis y brindando esencialmente la producción esperada por la aplicación de un sistema artificial de producción determinado; con este último valor, será posible determinar un pronóstico de producción y un análisis económico que permita determinar los principales indicadores financieros y con esto definir la rentabilidad del proyecto.
- La selección que realiza el Sistema Experto es mediante una ponderación de los parámetros que aplica en la selección del Sistema Artificial de Producción utilizando la mínima información indispensable del Yacimiento, Pozo, Infraestructura, problemas operativos y disponibilidad de equipos de

levantamiento, la pericia en la operación de los equipos y la ubicación del pozo.

- Dentro de las mejoras que tiene el Sistema Experto es la incorporación de los criterios PEMEX y SPE los cuales manejan rangos de operación diferentes en la implementación de cada uno de los SAP.
- El **SEPSSAP** cuenta con los módulos principales de Selección del SAP, Diseño del BNI, BNC y BHJ, y módulos secundarios para determinar las propiedades de los fluidos, el flujo multifario vertical en tuberías y el Potencial del pozo Vs VLP.
- La confiabilidad del **SEPSSAP** se evaluó con datos reales de operación de los pozos Rabasa 173 el cual opera fluyente y con el sistema experto determinar el SAP que requerirá en el momento que deje de fluir, en este caso salieron dos sistemas de levantamiento que aplicarían como son el BNC y el BHJ. Se selecciona el BNC por ser el de mayor puntaje y realizar el diseño del aparejo para cuando se requiera.
- El otro caso de estudio que permitió evaluar el **SEPSSAP** es el pozo Rabasa 166 que opera actualmente con BNC y que el programa determinó que el BNC es el SAP idóneo, dejando en segundo lugar el BHJ por puntaje. Cabe señalar que en el campo Rabas se han implementado los dos sistemas de levantamiento (BNC y BHJ) con excelentes resultados.
- En los dos casos el SEPSSAP dio excelentes resultados para el caso del pozo fluyente Rabasa 173 determinó que el SAP idóneo es el BNC y en este campo hay 10 pozos operando con BNC además de ofrecer un diseño para cuando se requiera.
- En el caso del Rabasa 166 el SEPSSAP determinó que el SAP idóneo es el BNC y coincide con el SAP que tiene el pozo y es con el que produce. En la parte del diseño de BNC determinó 7 Válvulas de BNC el sistema experto y los parámetros de operación tuvieron un error relativo máximo del 5.39%; siendo bajo y dándole credibilidad al programa.
- El volumen del gas inyectado es esencial para la optimización de una instalación de BNC, considerando que se debe de tener el menor consumo

de gas y la máxima recuperación de aceite, el SEPSSAP determina el gasto de gas de inyección lo que permite optimizar la operación del SAP maximizando la recuperación.

- Otra de las ventajas del **SEPSSAP** es que dentro del diseño incluye la gráfica de IPR Vs VLP que sirve de referencia para evaluar las condiciones de producción actual del pozo y cuenta con la gráfica IPR Vs VLP con BNC que sirve para determinar el gasto que debe producir el pozo con el aparejo de BNC diseñado previamente.
- El SEPSSAP es una guía para seleccionar el SAP idóneo para un pozo que produce petróleo con SAP o sin SAP en este último caso incluso puede ayudar a tomar la decisión de un cambio de sistema artificial de producción si el que tiene el pozo actualmente no es el seleccionado.
- Esta herramienta de programación se puede utilizar en campos de nuevos para seleccionar el SAP que operara en el campo, evitando cambios de sistema posteriores aumentando los costos de producción y tener producción diferida.
- En campos de desarrollo se debe utilizar el SEPSSAP para evaluar los SAP que operan en esos campos y en caso necesario realizar los cambios de sistema.
- El Sistema Experto desarrollado en esta tesis, se basa en información recopilada de campo, con la cual se evalúan los principales parámetros o variables operativas de mayor relevancia en pozos productores de aceite, como son la profundidad, dimensiones de la tubería de revestimiento, presión y temperatura del yacimiento, porcentaje de agua, Relación Gas Aceite, manejo de sólidos, desviación del pozo, disponibilidad de energía eléctrica y compresión del gas, ubicación del pozo, gasto de líquido esperado, presencia de H₂S, CO₂ y N₂, entre otras.
- La toma de información de calidad en un pozo como son los registros de presión y temperatura de fondo, recuperación de muestras de fondo, pruebas de Presión-Producción siempre que la presión del yacimiento lo permita, son elementales para el diseño de un sistema de levantamiento

artificial y entre más reciente sea esta información el SEPSSAP hará una mejor selección. .

- En el módulo de diseño de BNC del SEPPSAP, cuenta con la posibilidad de diseñar el aparejo con válvulas balanceadas o desbalanceadas, así mismo calcula los parámetros de operación de cada válvula (Pso, Pvo, etc.)
- El diseño de BNC se puede ver de manera gráfica o en una tabla de resultados que presenta el programa.
- Los resultados se pueden imprimir en un block de notas el cual sirve para manipular la información en Excel o en otra paquetería de interés.
- Un SE será alimentado continuamente por el conocimiento de un ingeniero especialista, por lo que es una herramienta para la toma de decisión y nunca remplazara al experto humano.

Recomendaciones.

- ✓ Es esencial tener actualizadas las presiones del sistema de producción en estudio, como es el caso de la presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo, presión en la cabeza y presión de separación y realizar un ajuste del pozo fluyente (análisis nodal); esto, con la finalidad de determinar adecuadamente el potencial del pozo.
- ✓ Una vez instalado cualquier sistema de levantamiento artificial, se debe de tener un programa de medición continua de la producción diaria del pozo, la cual deberá ser lo más parecido al gasto sugerido en el diseño; de no ser así, puede ser que el equipo no esté operando correctamente y en este caso el ingeniero de producción deberá detectar las variaciones y fallas, por lo que tendrá que tomar las medidas correctivas necesarias para evitar en todo momento producciones diferidas.
- ✓ Será necesario actualizar los rangos de operación de los SAP evaluados conforme la tecnología evoluciona, ya que los fabricantes van realizando mejoras que les permiten operar con una severidad mayor en estas variables.
- ✓ Es recomendable agregarle módulos de nuevas tecnologías en SAP, así como los SAP híbridos, lo cual haría poderoso el programa en muchos ámbitos de selección.
- ✓ Es recomendable ajustar en campo los valores obtenidos por el Sistema Experto y observar si existe alguna mejora en la producción o simplemente realizar ajustes en los algoritmos de cálculo del programa si así se requiere.
- ✓ Este Sistema Experto está limitado en cuanto al diseño del BMC, BEC y BCP el programa diseña el BNC, BHJ y el BNI, por lo anterior recomiendo se siga este trabajo para enriquecer el programa al contar con los módulos de diseño que faltan.
- ✓ Otra recomendación para posteriores trabajos de grado es incluir el modulo económico que evalúe el costo por SAP y la rentabilidad del proyecto, inclusive puede ser un parámetro fundamental en la selección del SAP.

Ventajas y Desventajas del SEPSSAP.

Ventajas:

- Jerarquiza los Sistemas Artificiales de Producción para un pozo de aceite con información mínima requerida.
- Una guía práctica para seleccionar un SAP para un pozo que no cuente con él y un apoyo para conocer los SAP y rangos de aplicación para nuevos ingenieros.
- Seleccionar en menor tiempo un SAP y hacerlo con un sustento técnico inclusive ofreciendo incrementos de producción al implementar el SAP seleccionado.
- Permite diseñar el aparejo de BNC, BNI y BHJ determinando la producción esperada en cada uno de ellos.
- Si el pozo seleccionado cuenta con algún problema operativo como: parafinas, asfáltenos o corrosión el programa ofrece recomendaciones prácticas para manejarlos.
- Evitar instalar un Sistema Artificial de Producción que no sea el apropiado para el pozo y tener que reemplazarlo.
- Ahorro económico por la instalación del Sistema Artificial de Producción óptimo.

Desventajas:

- Requiere actualización conforme salgan nuevas tecnologías en SAP.
- Faltan los módulos de diseño de BMC, BEC y BCP para contar con los 6 SAP principales aplicables en pozos de aceite.
- Falta un módulo de análisis económico por SAP seleccionado.
- Falta incluirle más correlaciones de flujo multifario vertical y las correlaciones de flujo horizontal.
- Si no se usa esta herramienta se vuelve obsoleta, sin embargo si se explota como debe ser y se actualiza se puede hacer una App para nuevas plataformas como iPhone, tabletas, etc.

Nomenclatura

Símbolo	Variable	Unidades
A_b	Área del fuelle	pg ²
A_p	Área del puerto	pg ²
B_0	Factor del volumen del aceite	barril/barril
C_t	Capacidad de la tubería de producción	bl/pie
C_T	Factor de corrección por temperatura	Adimensional
DE	Diámetro exterior de la válvula	pg
D_V	Profundidad de colocación de válvula	pies
e	Logaritmo neperiano base (2.7182)	Adimensional
G_D	Gradiente de descarga (0.04)	lb/pg ² /pie
G_f	Gradiente del fluido en el interior del pozo	lb/pg ² (pie
G_{FC}	Gradiente del fluido de control	lb/pg ² /pie
G_T	Gradiente de Temperatura	°F/pie
PCTP	Porcentaje de carga en la tubería de Producción	%
P_d	Presión del domo	lb/pg ²
$P_{d@60°F}$	Presión del domo a condiciones estándar	lb/pg ²
P_{PKO}	Presión máxima disponible en la línea de inyección del gas	lb/pg ²
P_{SC}	Presión de cierre en superficie	lb/pg ²
P_{SO}	Presión de operación en superficie	lb/pg ²
P_{st}	Presión de calibración de una válvula de resorte en taller	lb/pg ²
P_t	Presión en la tubería de producción	lb/pg ²
P_{TR}	Presión en el espacio anular de TR	lb/pg ²
P_{tro}	Presión de calibración en taller	lb/pg ²
P_{VC}	Presión de cierre en el fondo	lb/pg ²
P_{VO}	Presión de apertura en el fondo	lb/pg ²
P_{Wf}	Presión de fondo fluyendo	lb/pg ²
P_{Wh}	Presión en la TP en la cabeza del pozo	lb/pg ²
P_{WS}	Presión estática del yacimiento	lb/pg ²
q_L	Gasto de liquido	barril
R	Relación del área del puerto y el área del asiento de la válvula	Adimensional
R_S	Relación de solubilidad	pie ³ /barril
T_{NMD}	Temperatura al nivel medio de los disparos	°F
T_S	Temperatura de superficie	°F
T_{Vn}	Temperatura de operación de válvula	°F
\bar{T}	Temperatura promedio	°R
V_{GC}	Volumen de gas requerido por ciclo	pies ³
V_{GD}	Volumen de gas requerido por día	pies ³
Z	Factor de compresibilidad del gas	Adimensional
γ_m	Densidad relativa de la mezcla	Adimensional
γ_o	Densidad relativa del aceite	Adimensional
γ_w	Densidad relativa del agua	Adimensional

LISTA DE TABLAS

Tabla	Título	Pág.
1	Escala Numérica para evaluar el grado de similitud	58
2	Consideración de selección SAP	78
3	Manejo de los Problemas operativos	79
4	Rangos de operación por SAP criterios PEMEX	80
5	Rangos de Operación por SAP criterios SPE	81
6	Nomenclatura de parámetros para determinar las presiones de calibración	95
7	Datos del pozo Rabasa 173.	102
8	Gradiente estático tomado del RPFC	102
9	Resultado de los diseños del aparejo de BNC en SEPSSAP pozo Rabasa 173	106
10	Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM pozo Rabasa 173	109
11	Resultados de diseño del aparejo de BNC en SEPSSAP pozo Rabasa 173	110
12	Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM pozo Rabasa 173	110
13	Comparación del aparejo de BNC en PIPESIM y SEPSSAP pozo Rabasa 173	111
14	Gradiente Estático	112
15	Parámetros de operación del aparejo actual pozo Rabasa 166.	113
16	Resultados de diseño del aparejo de BNC en SEPSSAP pozo Rabasa 166	117
17	Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM pozo Rabasa 166	119
18	Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM pozo Rabasa 166	121
19	Resultados de diseño del aparejo de BNC en PIPESIM pozo Rabasa 166	121
20	Aparejo de BNC instalado en el pozo Rabasa 166	121
21	Comparación del aparejo del BNC en PIPESIM y SEPSSAP pozo Rabasa 166	122

LISTA DE ECUACIONES

Tabla	Título	Pág.
1	Índice de Productividad (IP)	7
2	Gasto de Líquido (Ql)	8
3	Ecuación de Vogel (IPR)	9
4	Pwf despejada de la Ecuación d Vogel	9
5	Gradiente de Presión total	15
6	Gradiente por elevación	15
7	Gradiente por fricción	15
8	Gradiente por aceleración	15
9	Correlación de Caída de Presión Ecuación de Poettmann y Carpenter	15
10	Densidad de la Mezcla (ρ_m)	16
11	Preferencia del Método de Levantamiento	62
12	Sumatoria de Presiones en TP	93
13	Sumatoria de Presiones en TR	93
14	Igualación de Ecuaciones	93
15	Factorizando (Dv)	93
16	Despejando (Dv)	93
17	Espaciamiento entre válvulas (Dv)	93
18	Presión de Superficie (Pso)	94
19	Presión de Cierre (Pc)	94
20	Relación de Áreas (R)	94
21	Temperatura de Operación (Tval)	94
22	Presión de Cierre (Pd)	94
23	Presión de Calibración en el Taller (Pd@60F)	94
24	Corrección por Temperatura (Ct)	95
25	Calibración en taller	95

LISTA DE FIGURAS

Figura	Título	Pág.
1.1	Esquema pozo fluvente	5
1.2	Componentes del Sistema Integral de Producción	7
1.3	Índice de Productividad	8
1.4	IPR de Vogel	10
1.5	Esquema de Análisis Nodal	11
1.6	Esquema de Análisis Nodal nodo en el fondo del pozo	13
1.7	Esquema de Análisis Nodal nodo en la cabeza del pozo	13
1.8	Pozo Fluvente necesario para tener Flujo Multifásico Vertical	14
1.9	Curva IPR Vs VLP	18
1.10	Solución para la curva IPR y VLP	19
2.1	Caída de Presión en el Sistema de Producción	21
2.2	IPR no intersecta VLP pozo no fluye	22
2.3	Tipo de Sistemas Artificiales de Producción	23
2.4	Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción	24
2.5	Bombeo Neumático Continuo e Intermitente	25
2.6	Tipos de Mandriles	26
2.7	(Izquierda) Válvula de fuelle operada con piloto con asiento doble (Derecha) Típica válvula de fuelle operada con piloto	29
2.8	Cámara de Acumulación tipo Inserto	30
2.9	Instalación típica de un sistema de Émbolo Viajero	31
2.10	Control de presión y tiempo	32
2.11	Válvula Motora Kimray	32
2.12	Partes internas y externas típicas de un lubricador	33
2.13	Conexiones superficiales de BMC	34
2.14	Bombeo Mecánico Convencional	35
2.15	Bombas de Fondo	36
2.16	Clasificación de las unidades de Bombeo Mecánico	37
2.17	Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico	38
2.18	Bombeo Electrocentrifugo	40
2.19	Equipo de Superficie BHJ	45
2.20	Bomba de Fondo Jet y su efecto Venturi en Bomba Jet	46
2.21	Bombeo de Cavidades Progresivas	47
2.22	Cabezal con motor eléctrico (Izquierda) y Cabezal Hidráulico (Derecha) del sistema BCP pozo Sánchez Magallanes 214-T	48
2.23	Rotor y estator bomba de fondo	50

Figura	Título	Pág.
3.1	Curvas de Valoración Tipo	57
4.1	Esquema del módulo de Selección	84
4.2	Sistema Experto para la Selección de los Sistemas Artificiales de Producción	87
4.3	Matriz de Selección del SEPSSAP	89
4.4	Pantalla de Selección del SAP en este caso BNC	91
4.5	Pantalla de Datos de Entrada diseño de BNC	92
4.6	Espaciamiento entre válvulas y presiones de calibración	93
4.7	Pantalla de Reporte de Resultados	96
4.8	Grafica de IPR Vs VLP y VLP con BNC	97
4.9	Factor de Volumen del Aceite (Bo)	98
4.10	Relación de Solubilidad (Rs)	98
4.11	Carga de Datos PVT para el ajuste de las correlaciones	99
4.12	Gradiente de Presión Flujo Multifásico Vertical	99
4.13	Diagrama de Flujo del programa SEPSSAP	100
5.1	Ubicación del campo Rabasa (Fuente Google Earth)	101
5.2	Estado Mecánico Rabasa 173	103
5.3	Pantalla de Entrada de Datos	104
5.4	Pantalla Matriz de Selección SAP	104
5.5	Pantalla de Selección SAP	105
5.6	Pantalla de Datos para el Diseño BNC	105
5.7	Diseño de Aparejo de BNC programa SEPSSAP	106
5.8	Diseño de Aparejo de BNC programa PIPESIM	107
5.9	Datos de Diseño BNC programa PIPESIM	107
5.10	Espaciamiento de Válvulas de BNC programa PIPESIM	108
5.11	Resultados del Diseño de BNC programa PIPESIM	108
5.12	Izquierda diseño gráfico PIPESIM, Derecha diseño gráfico SEPSSAP	109
5.13	Estado Mecánico pozo Rabasa 166	113
5.14	Pantalla de entrada de datos pozo Rabasa 166	114
5.15	Pantalla Matriz de Selección SAP	114
5.16	Pantalla de Selección del SAP	115
5.17	Pantalla de Datos para el diseño BNC	116
5.18	Diseño de aparejo de BNC programa SEPSSAP	116
5.19	Diseño de aparejo de BNC programa PIPESIM	117
5.20	Datos de Diseño BNC programa PIPESIM	118
5.21	Espaciamiento de Válvulas de BNC programa PIPESIM	118
5.22	Resultados de Diseño de BNC programa PIPESIM	119
5.23	Resultados de Diseño de BNC programa SEPSSAP	119
5.24	Izquierda diseño gráfico SEPSSAP, Derecha diseño gráfico PIPESIM	120


BIBLIOGRAFIA

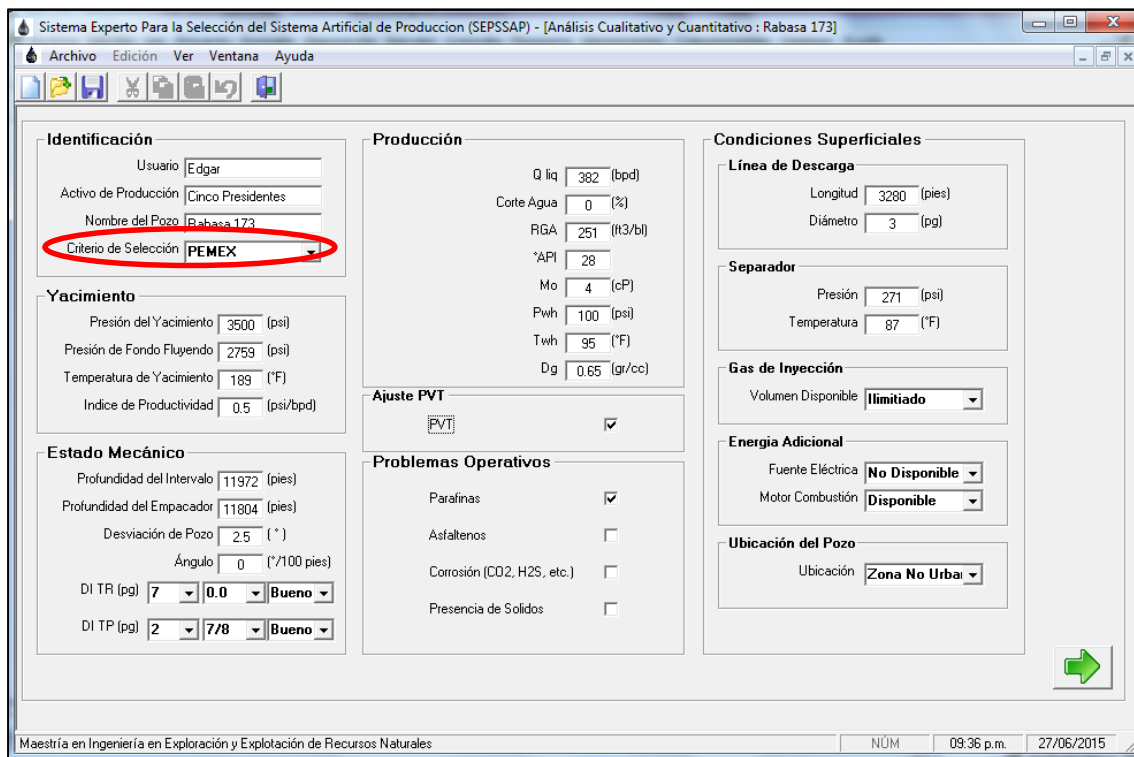
1. Activo de Producción Cinco Presidentes (2014). *Base de Datos de Diseño de Proyectos*. México: Autor.
2. Aliyev, E. (2013). *Development of Expert System Form Artificial Lift Selection*, USA: Autor.
3. Brill, P. J., Doerr C. T. and Brown, K.E. (1967). *An Analytical Description of Liquid Slug Flow In Small-Diameter Vertical Conduits*. USA: SPE 1526.
4. Brown, K. E. (1977). *The Technology of Artificial Lift Method*. USA: Penn Well Books Volume 2^a.
5. Brown K. E. (1967). *Gas Lift Theory and Practice*, USA: Prentice-Hall, Inc.
6. Brown, K. E. (1982). *Overview of Artificial Lift Systems*, Beijing China: SPE 9979.
7. Camacho, J. F. y Cervantes B. R. (2013). *Desarrollo de un Sistema Experto para Diseño y Optimización Operativa del BM*. México D.F: Autor.
8. Clegg, J. D, Bucaram, S. M. and Heln, J. N. M. (1963). *Recommendations and Comparison for Selecting Artificial Lift Methods*. USA: JPT
9. Clegg, J., Gipson C. F., Capps B., Wilson. (1981). *Selection of Artificial Lift Method*. USA: SPE 10337.
10. Cravino, C. P. y Perez, B., A. (2007). *Evaluación de Modelos Homogéneos de Correlaciones Mecánicas en la Predicción en la Caída de Presión de Flujo Bifásico de Gas y Líquido en Tuberías Verticales*. Caracas: Autor.
11. Dale, B. H. (1981). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Oklahoma, USA: OGCI Publications.
12. Drouaillet, P. R., (2008). *Uso de los Sistemas Expertos para la toma de las Decisiones*. Veracruz: Autor.
13. Espin, D. A., Gasbarri, S. and Chasin, J. E. (1994). *Expert System for Selection of Optimun Artificial Lift Method*. Buenos Aires, Argentina: SPE 26967.
14. Filiberto, S. (2014). *Diseño de un Sistema Experto para la Aplicación del Bombeo Neumático Intermitente en pozos productores de aceite*. México: Autor.

15. Flores, M. J. S. (1992). *Programa de Computo para el Análisis y Diseño de una Instalación de Bombeo Neumático Intermitente*. México: Autor.
16. Gómez, C. J. A. (1988). *Producción de Pozos*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.
17. Heinze, L. R., Thornsberry K. and Witt, L. D. (1989). *An Expert System for Selecting the Optimal*. USA: SPE 18872.
18. Hernández, G. A. A. y Escalante D.S.I. (2001). *Manual del Curso de Levantamiento Artificial Avanzado*. Caracas, Venezuela: Autor.
19. Lea, J. F. and Henry V. (1999). *Selection of Artificial Lift*. USA: SPE 52157
20. León, Q. T., (2007). *Sistemas Expertos y sus Aplicaciones*. Hidalgo: Autor.
Recuperado de <http://www.google.com.mx/sistemasexpertos/uah>.
21. Lloyd, R. H. (2004). *Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method*. Oklahoma City, USA: SPE 29510.
22. Luciani, C., Arturo, J. (2012). *Una Metodología Para el Diseño de una Familia Coherente de Criterios Para la Selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial*, Caracas Venezuela. Tesis de Grado.
23. Maggiolo, R. (2004). *Gas Lift Básico*. Maracaibo. Venezuela: Autor.
24. Michael Golan, Curtis H. Whitson. (1986). *Well Performance*. USA, Prentice Hall.
25. Moncada, C. A., (2012). *Evaluación de la Caída de Presión para Sistemas de Flujo Bifásico (Líquido-Gas) en Tuberías Verticales*. Bucaramanga Colombia: Tesis de Grado.
26. Muskat, M. (1937), *The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media*, USA: McGraw-Hill.
27. Nid, T. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. México: Limusa.
28. Ortega, B. (2012). *Diseño de un Sistema Experto para la Aplicación del Bombeo Hidráulico Jet en pozos Productores de Aceite*. México D.F: Autor.
29. Sistema Nacional de Información de Producción. (2013). México: Autor.
30. Valentin, E. P. and Hoffman, F.C. (1988). *An Expert Advisor for Artificial Lift*. Houston Texas, USA: SPE 18184.

ANEXO 1 “MANUAL DE USUARIO PROGRAMA SEPSSAP”

Instalación: Hacer clic en el icono  AnalysisSAP.exe Sistema Experto SAP DLTS México para instalar el programa y aceptar las condiciones de instalación hasta finalizar.

1.- Una vez instalado el programa hacer clic en el icono  para iniciar el programa y poder cargar los datos solicitados en la pantalla de Inicio ver figura sig.

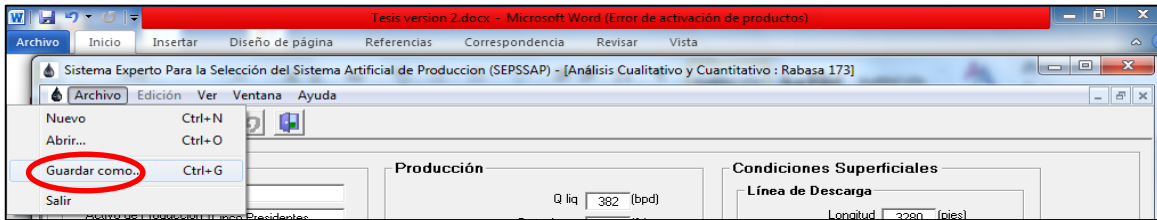


Para tener los resultados de selección SAP es indispensable llenar todos los campos de la pantalla de inicio de cada una de las siguientes fichas: **Identificación, Yacimiento, Estado Mecánico Producción, Problemas Operativos y Condiciones superficiales**, una vez llenados todos los campos se

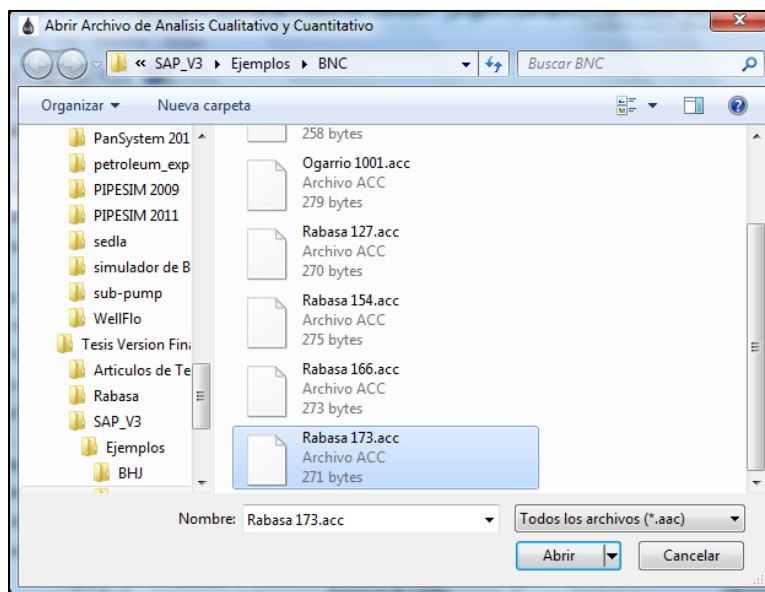
selecciona el botón de color verde  para avanzar.

La información vertida en la pantalla de inicio servirá para jerarquizar un SAP y la selección dependerá del criterio seleccionado en la ficha de identificación el programa cuenta con dos criterios los cuales son **PEMEX** y **SPE** (ver Cap. 4).

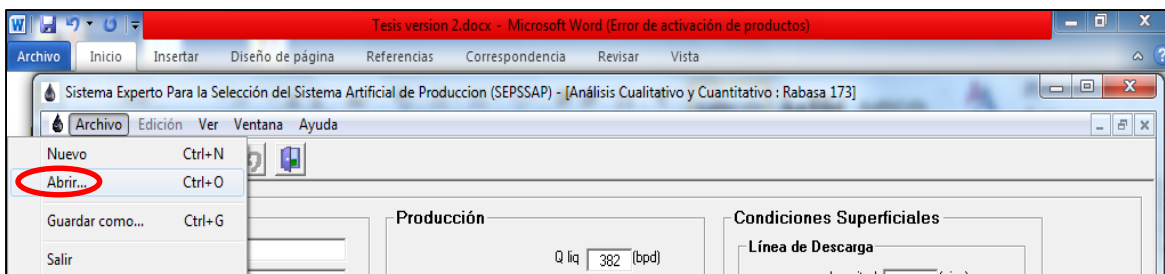
2.- Opción **Guardar como** sirve para guardar los datos cargados en la pantalla de inicio acedemos a él utilizando el menú de **Archivo**.



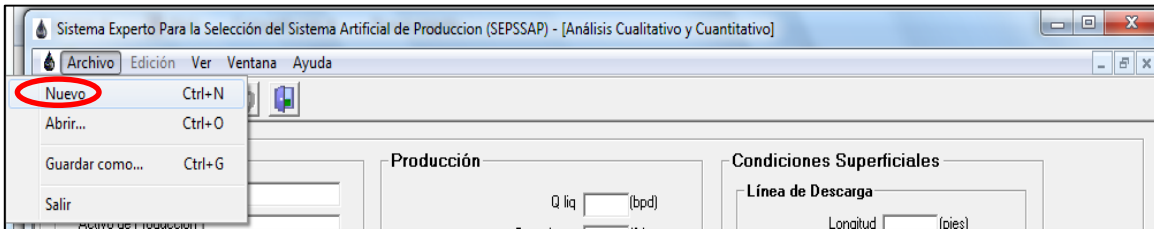
El archivo que se genera es un block de notas con la extensión .acc y se guarda en la carpeta de ejemplo la cual se encuentra en la ruta que se guarda el programa.



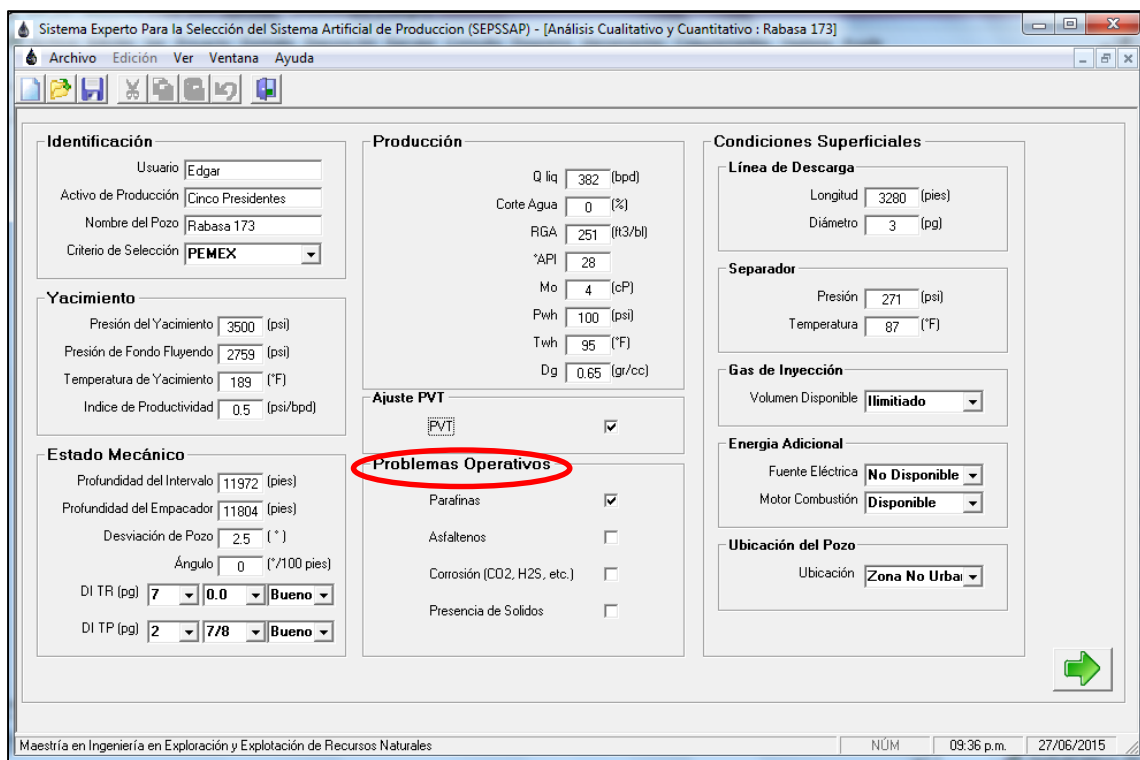
3.- Opción **Abrir** sirve para abrir los archivos guardados en la carpeta ejemplo o en la ruta seleccionada.



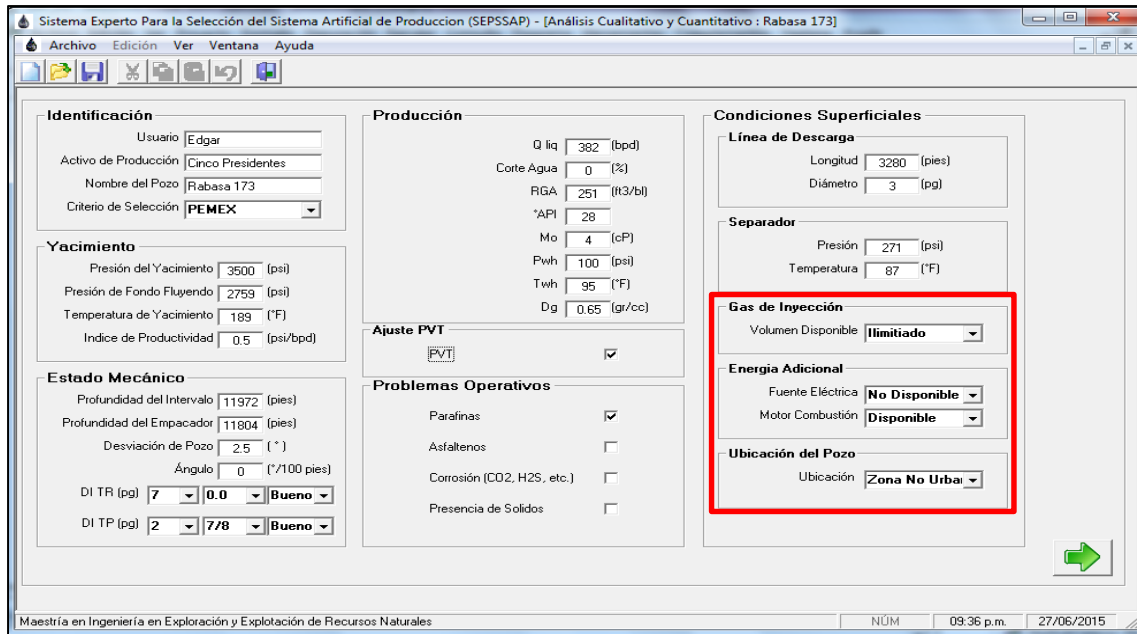
4.- Opción **Nuevo** sirve para abrir una pantalla de inicio sin datos y se accede por medio del menú **Archivo**.



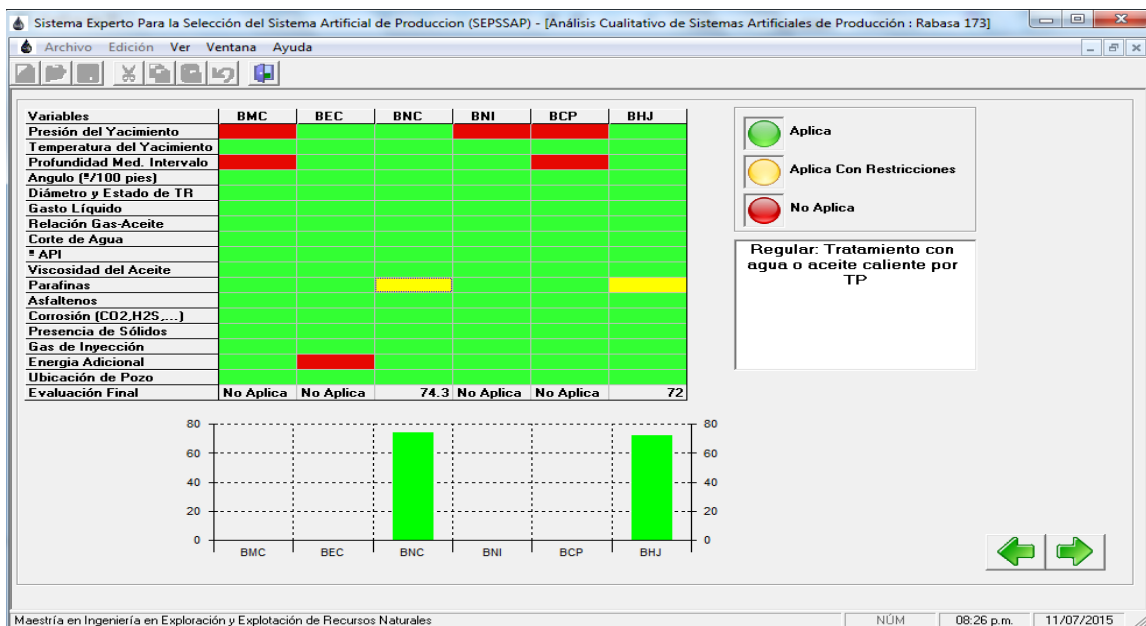
5.- Fichero **Problemas operativos** podemos seleccionar **Parafinas** o cualquier otra opción del menú; lo cual le indicara al programa que considere este problema operativo al momento de seleccionar el SAP y dará una recomendación técnica para el manejo de este problema. Solamente la *Presencia de Sólidos* es condición para que no aplique el SAP los demás problemas operativos son restricciones.



6.- Las opciones de **Condiciones Superficiales** denominadas **Gas de Inyección**, **Energía Adicional** y **Ubicación del Pozo**; le indican al programa que tome en cuenta la selección hecha en cada uno de ellos y serán condición para aplicar o no un SAP.



7.- Una vez cargados los datos y seleccionado el botón verde; el programa nos mostrara la pantalla de jerarquización SAP.



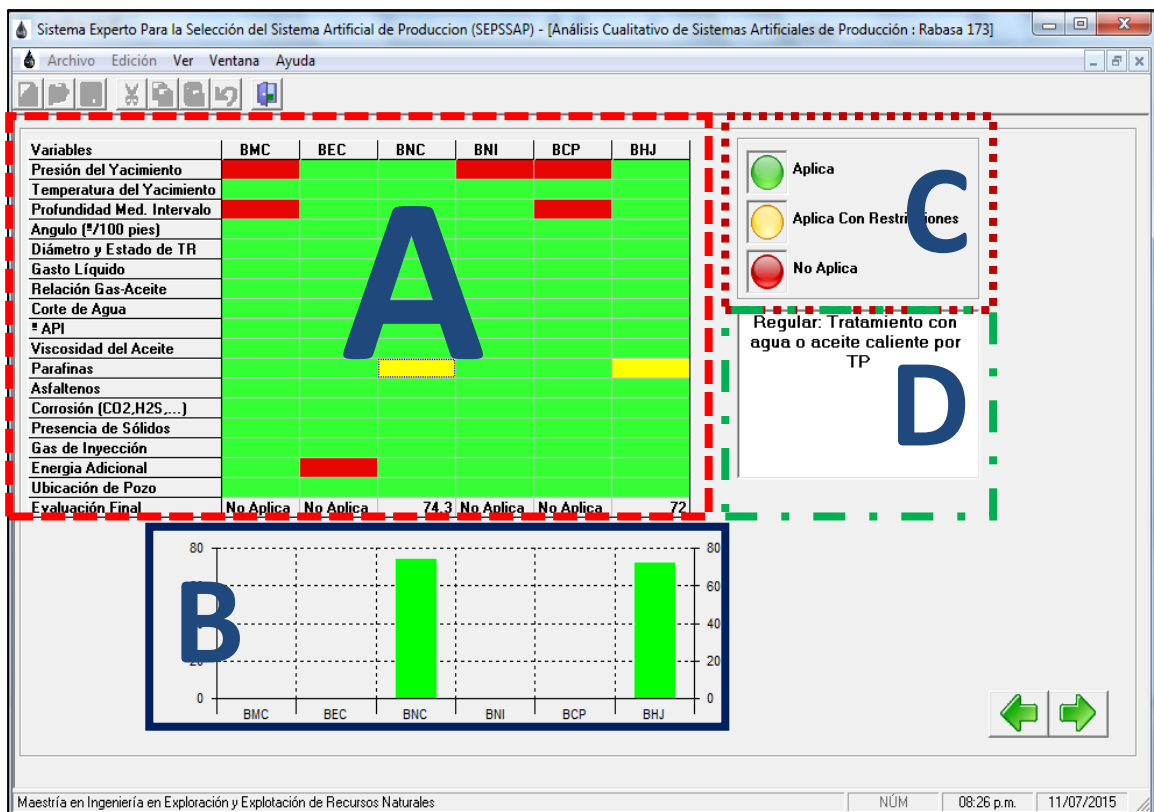
En esta pantalla siguiente podemos ver cuatro partes importantes las cuales son:

A. **Matriz de Selección.-** Muestra 7 columnas; en el encabezado leemos las abreviaturas de los SAP (BMC, BEC, BNC, BNI, BCP y BHJ) y 19 renglones que muestran las variables evaluadas dependiendo los rangos de aplicación de los SAP establecidos en cada uno de los Criterios PEMEX o SPE, el renglón 19 muestra la Evaluación Final alcanzada por cada SAP.

B. **Gráfica de Barras.-** Muestra el SAP seleccionado y el puntaje alcanzado del 1 al 100% que obtuvo el sistema; puede aparecer en la gráfica más de un SAP que aplica pero dependerá del puntaje para tomar la decisión del SAP a implementar.

C. **Semaforización.-** El color verde indica **Aplica** que significa que la columna que tenga todo en verde o verde con amarillo ese SAP aplica y se puede dar el caso en uno o varios SAP. El amarillo significa **Aplica Con Restricciones** y el verde significa **No Aplica** quiere decir que el criterio evaluado esta fuera de rango para el SAP y no se debe instalar.

D. **Recomendaciones Técnicas.-** Aparecerá un cuadro de recomendaciones técnicas siempre que seleccionemos en la pantalla de inicio algún problema operativo a excepción del presencia de Sólidos. En la matriz de selección aparecerá un cuadro en amarillo y si hacemos clic en él veremos el cuadro de recomendaciones técnicas.



8.- Seleccionado el botón verde; el programa nos mostrara la pantalla de Selección SAP resaltado en cuadro color rojo figura siguiente.

The screenshot shows the 'Sistema Experto Para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP) - [Análisis Cualitativo de Sistemas Artificiales de Producción : Rabasa 173]' window. It features a table of variables and their applicability to different systems (BMC, BEC, BNC, BNI, BCP, BHJ). A bar chart below the table shows the final evaluation scores for each system. A dialog box titled 'Selección del Sistema Artificial de Producción' is open, with the 'BNC: Bombeo Neumático Continuo' option selected. The dialog also includes a legend for the variable applicability colors and a 'Regular: Tratamiento con agua o aceite caliente por TP' note.

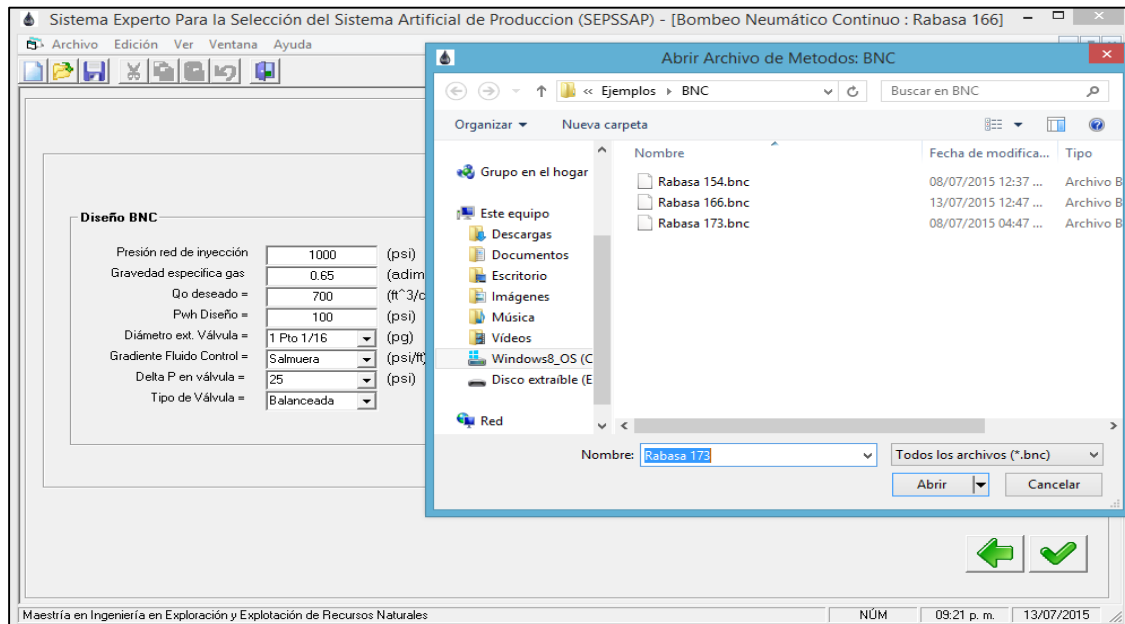
Variables	BMC	BEC	BNC	BNI	BCP	BHJ
Presión del Yacimiento	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Temperatura del Yacimiento	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Profundidad Med. Intervalo	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Angulo (°/100 pies)	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Diámetro y Estado de TR	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Gasto Líquido	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Relación Gas-Aceite	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Corte de Agua	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
# API	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Viscosidad del Aceite	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Parafinas	Aplica	Aplica	Aplica Con Restricciones	Aplica	Aplica	Aplica Con Restricciones
Asfaltenos	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Corrosión (CO2,H2S,...)	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Presencia de Sólidos	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Gas de Inyección	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Energía Adicional	Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Ubicación de Pozo	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Evaluación Final	No Aplica	No Aplica	74.3	No Aplica	No Aplica	72

9.- Hacemos clic en el botón **Seleccionado SAP** el programa avanzara y mostrara la pantalla Carga de Datos PVT y tenemos que llenar los campos solicitados tomados del PVT del pozo o del campo figura siguiente.

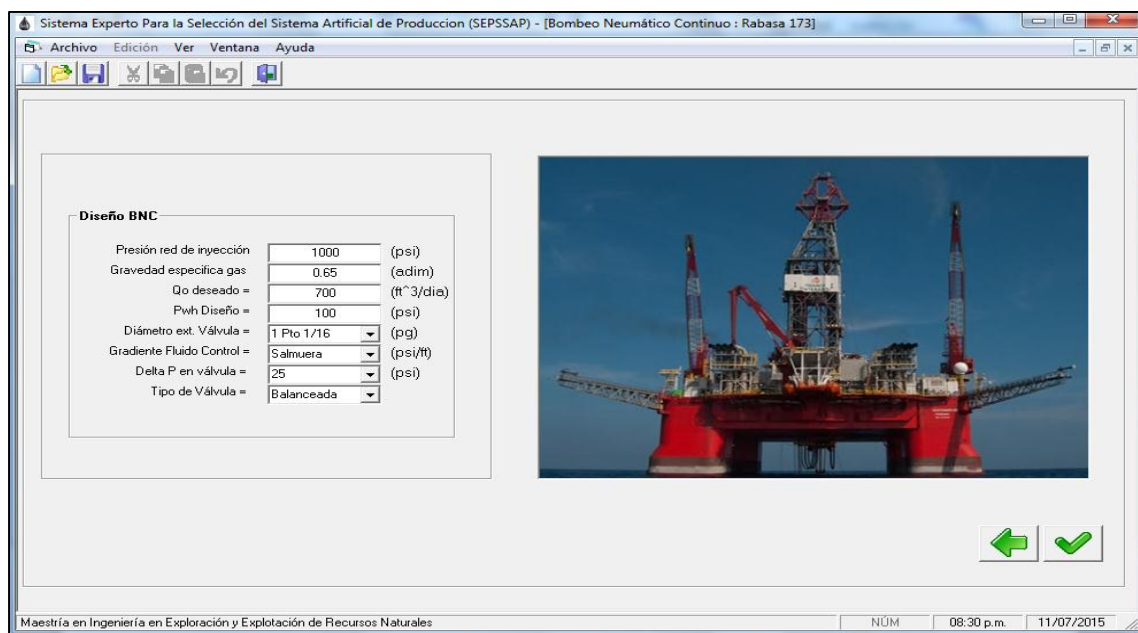
The screenshot shows the 'Sistema Experto Para la Selección del Sistema Artificial de Producción (SEPSSAP) - [Bombeo Neumático Continuo : Rabasa 166]' window. The 'Diseño BNC' section contains a table of input parameters for the BNC system design. A background image of an offshore oil rig is displayed on the right side of the screen.

Diseño BNC		
Presión red de inyección	1000	(psi)
Gravedad específica gas	0.65	(adim)
Qo deseado =	700	(ft ³ /día)
Pwh Diseño =	100	(psi)
Diámetro ext. Válvula =	1 Pto 1/16	(pg)
Gradiente Fluido Control =	Salmuera	(psi/ft)
Delta P en válvula =	25	(psi)
Tipo de Válvula =	Balanceada	

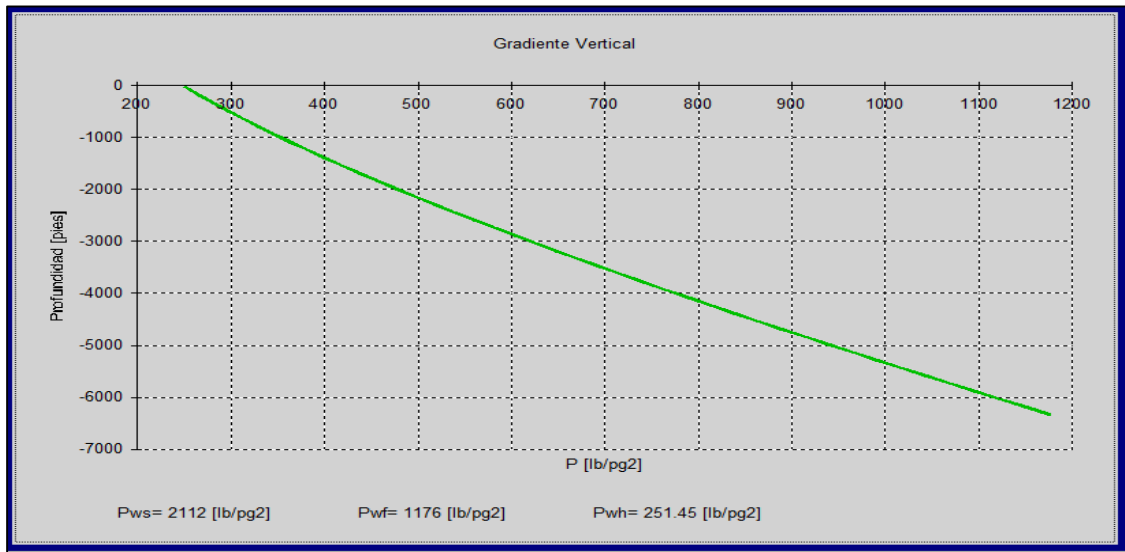
Podemos guardar la información del PVT con la opción **Guardar como** y se guardará la información en un block de notas con la extensión **.apf** y podemos **Abrir** el archivo cuando se requiera ver figura siguiente.



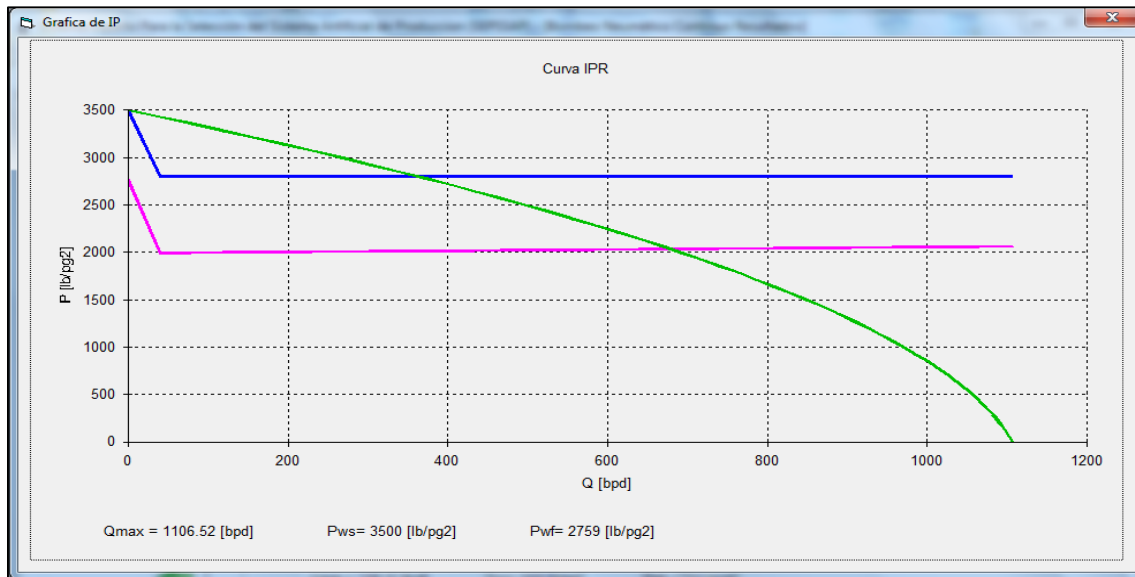
Hacemos clic en botón verde y el programa pasa a la siguiente pantalla de carga de datos BNC no debe quedar campos vacíos para realizar el diseño figura siguiente.



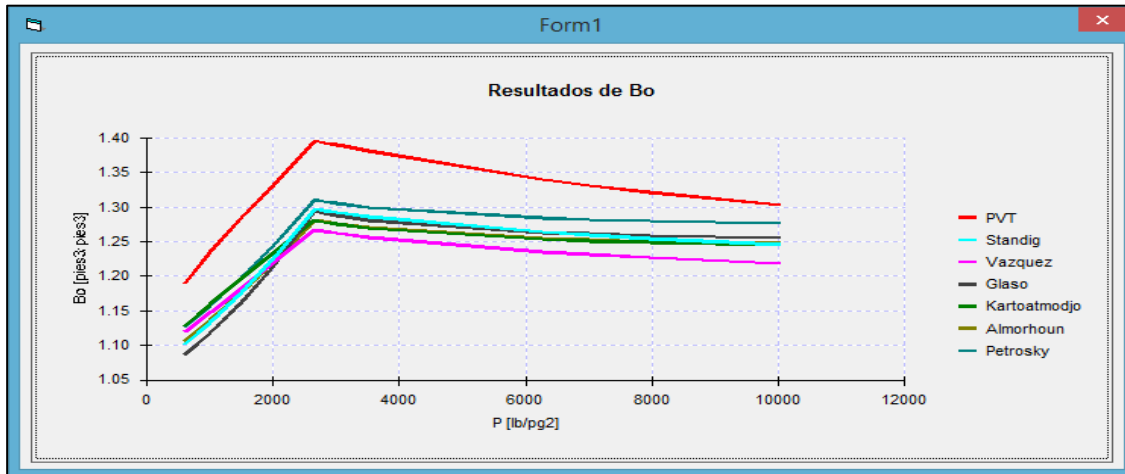
10.- Hacemos clic en el botón verde de paloma; el programa avanzara y mostrara la pantalla Reporte de resultados. Seleccionando **VLP** podemos ver la gráfica de caída de presión y la gráfica de IPR sin SAP y con SAP. Seleccionando **PVT** podemos ver las gráficas de Bo y Rs con las diferentes correlaciones ajustadas al PVT real. Seleccionando **Diseño BNC** podemos ver los resultados del diseño gráficamente y una tabla de resultados del espaciamiento. Seleccionando **Grad. Temp.** Podemos ver la gráfica del gradiente de temperatura ver figuras siguientes.



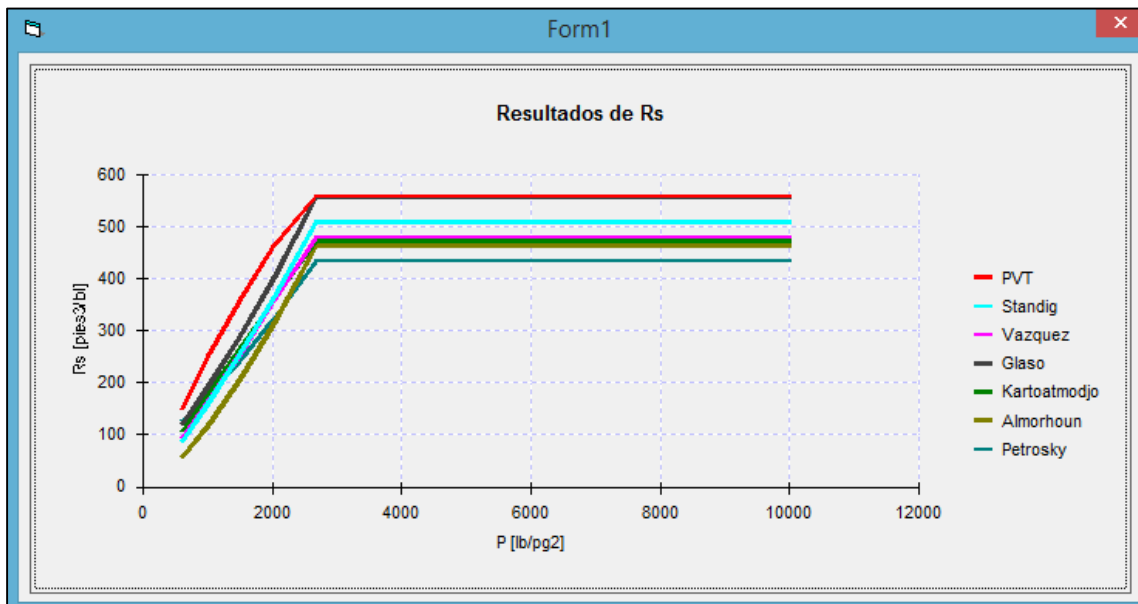
Gráfica de IPR de Vogel con SAP



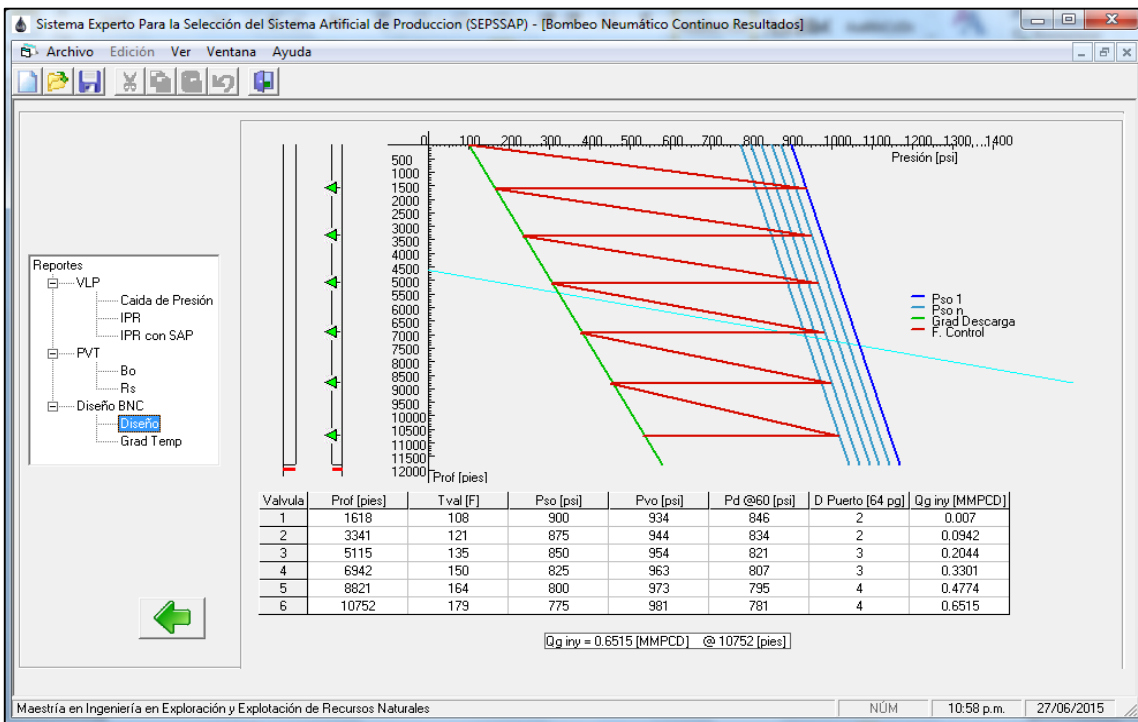
Gráfica del Factor de Volumen (B_o) correlaciones de Standing, Vázquez, Glaso, Kartoatmodjo, Almorhoun y Petrosky.



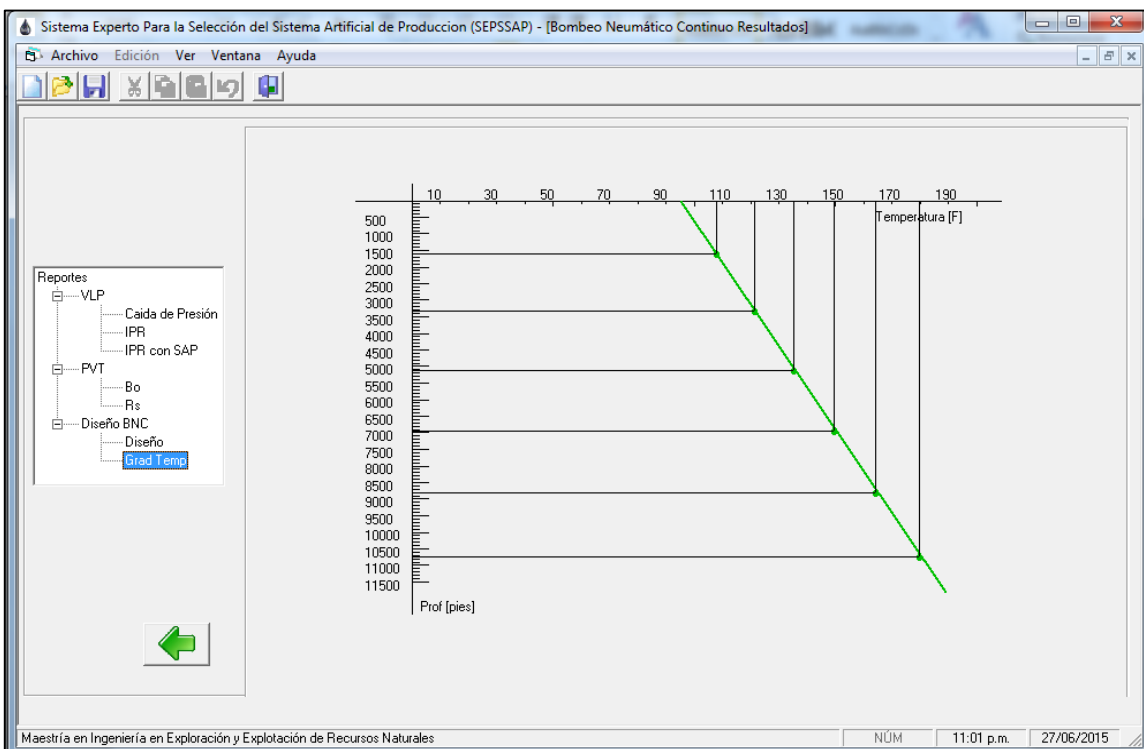
Gráfica de la Relación de Solubilidad (R_s) correlaciones de Standing, Vázquez, Glaso, Kartoatmodjo, Almorhoun y Petrosky.



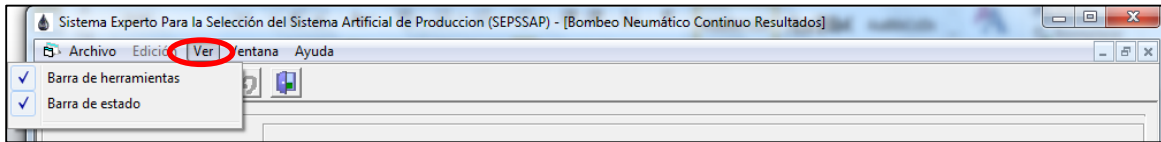
De la sección de Reportes de Resultados, seleccionar **Diseño BNC** tenemos el espaciamiento de válvulas y su calibraciones.



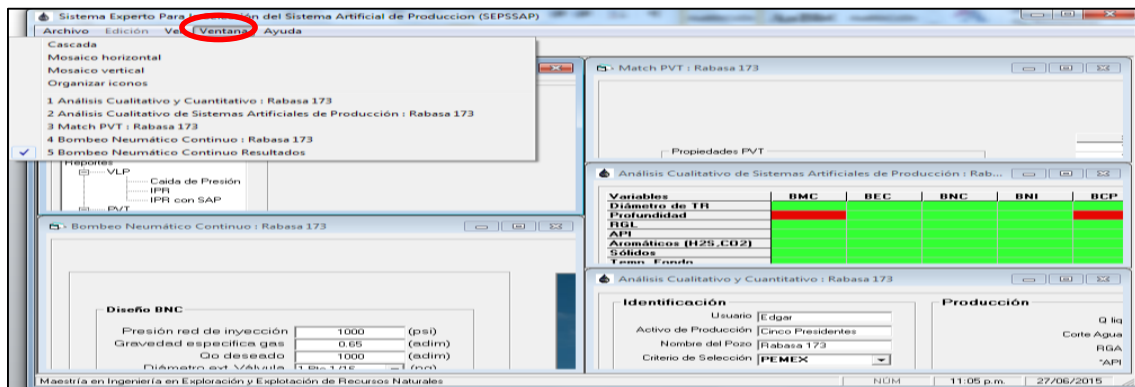
Seleccionando del **Diseño BNC Grad. Temp.** Tenemos la gráfica de temperatura



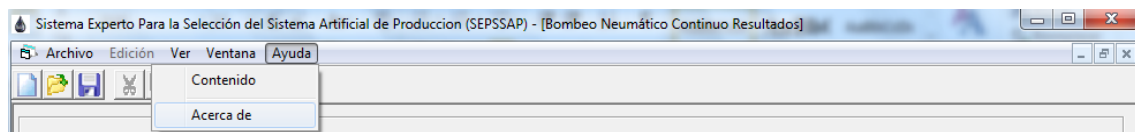
11. De la barra del menú podemos seleccionar **Ver** y activar o desactivar la barra de herramientas o la barra de estado ver figura siguiente.



12. De la barra del menú podemos seleccionar **Ventana** y seleccionar cualquier opción para ver las ventanas que conforman el programa.



13. De la barra del menú podemos seleccionar **Ayuda** y seleccionar cualquier opción **Contenido** o **Acerca de**.



Contenido incluye el manual de usuario y las ecuaciones matemáticas utilizadas en el programa. **Acerca de** muestra una pantalla de derechos reservados.

