

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Marques S. David A.,
Rondón A. María A.

Caracas, Octubre 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Víctor Escalona

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. José Loroima

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Titulo
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Marques S. David A.,
Rondón A. María A.

Caracas, Octubre 2002

Marques S., David A.
Rondón A., María A.

**ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL ÁREA
MAYOR DE SOCORORO, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL**

Tutor Académico: Prof. Víctor Escalona. Tutor Industrial: Ing. José Loroima. Tesis.
Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002,
190p.

Palabras Claves: Selección de Métodos de Levantamiento Artificial, Métodos de
Levantamiento Artificial, Área Mayor de Socororo, PetroUCV S. A,

RESUMEN: PetroUCV S. A. es una empresa mixta conformada por la asociación de la Universidad Central de Venezuela y Petróleos de Venezuela S. A., cuyos objetivos estratégicos comprenden la generación de recursos propios mediante el desarrollo de proyectos altamente rentables de explotación de hidrocarburos, la promoción y creación de nuevas empresas de consultoría, de laboratorios y de investigación, implantando un modelo de armonía con el entorno que impacte positivamente su ámbito de influencia.

A esta asociación le fue asignada el Área Mayor de Socororo para su desarrollo y explotación. De allí que la principal meta de PetroUCV S. A. sea determinar las estrategias efectivas que optimicen la producción del Área asignada.

Dentro de los proyectos que se han realizado para lograr la meta propuesta, se desarrolló este Trabajo Especial de Grado, cuyo objetivo principal fue determinar las estrategias a seguir para la optimización de la productividad de los pozos del Área, mediante la aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial.

Para los fines de este trabajo se desarrolló una Metodología para la selección del Método de Levantamiento Artificial óptimo para un pozo en el Área Mayor de Socororo (AMS), haciendo una evaluación técnica y económica completa de los Métodos de Levantamiento Artificial: Bombeo Mecánico Convencional, Bombeo de Cavidad Progresiva y Bombeo Hidráulico Tipo Jet, aplicando dicha evaluación al pozo ES-446, el cual se encuentra actualmente activo y posee información válida y confiable. Para éste pozo resultó el Bombeo Mecánico Convencional como el método más adecuado a sus condiciones.

AGRADECIMIENTOS

Al departamento de Levantamiento Artificial de PDVSA-INTEVEP. En especial al Ing. José Gamboa por su apoyo incondicional.

Al Ing. Víctor Escalona por su valiosa colaboración.

A PetroUCV por darnos la oportunidad, y en especial a los Ingenieros Jesús Patiño y Jesús Salazar por su excepcional colaboración en todo momento.

A la Universidad Central de Venezuela por habernos formado.

Agradecemos el apoyo de aquellas otras personas que colaboraron en la realización de este trabajo.

Finalmente, a Dios.

DEDICATORIA

A mis papas y a mis hermanitos Jane, Mickey y Ana, y a toda mi familia porque son la mejor del mundo.

A mi mejor amigo y compañero de tesis David.

A todos mis compañeros y amigos de la universidad, en especial a Marjorie, Ernesto, Patiño, Víctor, Daniel, Marijor, Fermín, Marco y Oliver. Gracias a todos.

Marialex

A los mejores padres del mundo, Marisol y David, por dedicar sus vidas a formarme como persona integral y apoyarme incondicionalmente. Gracias.

A mi hermana Gabriela, por estar siempre conmigo, Gracias.

A mi familia por brindarme su apoyo.

A ti Abuelo, que ya no estás conmigo, Gracias.

A ti Mariale, por ser compañera y amiga en todo momento.

A ti Elsa que me ayudaste en momentos muy difíciles de mi vida a salir adelante.

A todos mis compañeros de la Universidad con los cuales compartí toda la carrera, en especial a Alejandro, Sandra, Frank, Patricia, Esteban y Omar.

A los profesores Norberto Bueno y Attilio Praderio por haberme formado.

Finalmente, a todas las personas que siempre confiaron en mí y lo demostraron con sus actos.

David Alejandro

ÍNDICE DE CONTENIDO

Capítulo I: INTRODUCCIÓN	1
Capítulo II: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	
1. Análisis Nodal.....	3
2. Métodos de Levantamiento Artificial.....	7
3. Parámetros que influyen en la Selección del Método de Levantamiento Artificial más adecuado a las condiciones del pozo en estudio.....	20
4. Aplicaciones de apoyo en la Selección del Sistema de Levantamiento más adecuado a las condiciones del pozo en estudio.....	36
Capítulo III: DESCRIPCIÓN Y ANTECEDENTES DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO	
1. Características Generales del Área.....	41
2. Descripción de los yacimientos.....	43
3. Modelo Estructural.....	44
4. Modelo Petrofísico.....	45
5. Mecanismos y Comportamientos de Producción.....	45
6. Distribución actual de los fluidos.....	46
7. Evaluación de Métodos de Producción, problemas y recomendaciones realizadas por Corpomene S. A.....	47
Capítulo IV: METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	
1. Selección de los pozos a ser estudiados.....	49
2. Evaluación de los Métodos de Levantamiento Artificial adecuados a las condiciones del pozo en estudio.....	51
3. Evaluación del Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva en los posibles escenarios de productividad propuestos para el pozo ES-446.....	60
4. Evaluación del Bombeo Hidráulico Tipo Jet para cada uno de los escenarios propuestos en el pozo ES-446.....	75
5. Evaluación del Bombeo Mecánico Convencional para cada uno de los escenarios propuestos en el pozo ES-446.....	81

Capítulo V: RESULTADOS

1. Método de Levantamiento Artificial óptimo para el pozo ES-446 del Campo Socororo.....	94
2. Metodología para la Selección del Método de Levantamiento Artificial óptimo para un pozo.....	99

Capítulo VI: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

1. Selección del pozo ES-446 para ser evaluado.....	105
2. Evaluación de los Métodos de Levantamiento Artificial adecuados a las condiciones del pozo ES-446.....	106
3. Evaluaciones técnicas de los Métodos de Levantamiento Artificial....	108
4. Evaluaciones Económicas.....	110
5. En general para el Trabajo Especial de Grado.....	110

Capítulo VII: CONCLUSIONES.....	111
--	-----

Capítulo VIII: RECOMENDACIONES.....	112
--	-----

Referencias Bibliográficas.....	113
--	-----

Nomenclatura y Abreviaturas.....	114
---	-----

APÉNDICES

Apéndice A Características del yacimiento U1M(SOC-3) del Campo Socororo y propiedades de los fluidos del mismo.....	117
Apéndice B Aplicación de Balances de Materiales a los yacimientos U1M(SOC-3) y U1U(SOC-3).....	121
Apéndice C Minuta de la reunión realizada el 26 de Marzo de 2001, con el Ing. José Gamboa de INTEVEP.....	129
Apéndice D Determinación de la Presión de Fondo Fluyente en el pozo ES-446.....	130
Apéndice E Determinación del Factor de Daño en el pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999.....	135
Apéndice F Evaluaciones realizadas con el programa SEDLA®.....	147
Apéndice G Evaluaciones realizadas con el programa BCPi - Win.....	154
Apéndice H Evaluaciones realizadas con el programa PC – Pump®.....	165
Apéndice I Evaluaciones realizadas con el programa NODALB3®.....	173
Apéndice J Evaluaciones realizadas con el programa NCPCv4 – Gr Mater (Bombeo hidráulico Tipo <i>Jet</i>).....	179
Apéndice K Evaluaciones realizadas con el programa MAEP.....	185

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1.	Caídas de presión en el Sistema Pozo – Yacimiento.....	4
Tabla 4-1.	Pozos del Campo Socororo con producción acumulada de petróleo mayor a 400 mil barriles.....	50
Tabla 4-2.	Características y Propiedades de los yacimientos U1U (SOC-3) y U1M(SOC-3) del Campo Socororo.....	51
Tabla 4-3.	Presión estática de los yacimientos U1U (SOC-3) y U1M (SOC-3) estimada por Balance de Materiales, a la fecha del estudio.....	52
Tabla 4-4.	Productividad del pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999...	55
Tabla 4-5.	Posibles escenarios de productividad propuestos para el pozo ES-446, posterior a su rehabilitación.....	57
Tabla 4-6.	Sensibilidad de los Métodos de Levantamiento Artificial jerarquizados por SEDLA® con respecto al diámetro del eductor, para cada escenario de productividad propuesto.....	58
Tabla 4-7.	Bombas de Cavidad Progresiva preseleccionados con el programa BCPi – win.....	61
Tabla 4-8.	Comparación entre las bombas preseleccionadas con el programa BCPi – win y la tubería de producción de 2-7/8".....	63
Tabla 4-9.	Resultados obtenidos con el programa PC – Pump® con una tubería de producción de 2-7/8", la bomba GEREMIA 14-35-500 y para cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446.....	64
Tabla 4-10.	Comparación entre las bombas preseleccionadas con el programa BCPi – win y la tubería de producción de 3-1/2".....	65
Tabla 4-11.	Resultados obtenidos con el programa PC – Pump® con una tubería de producción de 3-1/2", la bomba ROBBINS MYERS 80-N-275 y para cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446.....	67
Tabla 4-12.	Costos De las actividades de un RA/RC en el pozo ES-446 con completación tipo "Hoyo Entubado con Empaque de Grava".....	69
Tabla 4-13.	Costos de los equipos de completación de Bombeo de Cavidad Progresiva, para Abril de 2002.....	70

Tabla 4-14.	Costo de cada una de las completaciones BCP evaluadas para el pozo ES-446.....	71
Tabla 4-15.	Equipos seleccionados con una completación con tubería de producción de 2-7/8", para cada escenario de productividad en el pozo ES-446.....	76
Tabla 4-16.	Equipos seleccionados con una completación con tubería de producción de 3-1/2", para cada escenario de productividad en el pozo ES-446.....	76
Tabla 4-17.	Costo de cada una de las completaciones Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i> evaluadas para el pozo ES-446.....	77
Tabla 4-18.	Preselección de Diseños de Bombeo Mecánico Convencional para el pozo ES-446.....	83
Tabla 4-19.	Costo de los equipos de Bombeo Mecánico Convencional, para Abril de 2002.....	84
Tabla 4-20.	Costo de cada una de las completaciones BMC evaluadas para el pozo ES-446.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS Y GRAFICOS

Figura 2-1.	Sistema pozo – yacimiento.....	4
Figura 2-2.	Caídas de presión en el sistema pozo – yacimiento.....	5
Figura 2-3.	Ubicación de los nodos en un sistema pozo – yacimiento.....	6
Figura 2-4.	Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.....	9
Figura 2-5.	Sistema Clase III. Unidad de Bombeo Balanceada por aire.....	9
Figura 2-6.	Sistema Clase III. Unidad de Bombeo <i>Lufkin Mark II</i>	10
Figura 2-7.	Configuración de una Bomba de Cavidad progresiva.....	15
Figura 3-1.	Área Mayor de Socorro.....	41
Figura 5-1.	Diagrama Mecánico actual del pozo ES-446.....	97
Figura 5-2.	Diagrama Mecánico <u>propuesto</u> para el pozo ES-446.....	98
Gráfico 4-1.	Presión de fondo fluyente vs. Eficiencia de separación del ancla de gas en el pozo ES-446, para el 30 de Septiembre de 1999.....	54
Gráfico 4-2.	Evaluación económica del Caso 3, 20% de remoción del Factor de daño.....	72
Gráfico 4-3.	Evaluación económica del Caso 4, 40% de remoción del Factor de daño.....	72
Gráfico 4-4.	Evaluación económica del Caso 5, 60% de remoción del Factor de daño.....	73
Gráfico 4-5.	Evaluación económica del Caso 6, 80% de remoción del Factor de daño.....	73
Gráfico 4-6.	Evaluación económica de completaciones con Bombeo Hidráulico Tipo Jet y una tubería de producción de 2-7/8".....	79
Gráfico 4-7.	Evaluación económica de completaciones con Bombeo Hidráulico Tipo Jet y una tubería de producción de 3-1/2".....	79
Gráfico 4-8.	Evaluación económica del Caso 1, 0% de remoción del Factor de daño.....	87
Gráfico 4-9.	Evaluación económica del Caso 2, 10% de remoción del Factor de daño.....	88
Gráfico 4-10.	Evaluación económica del Caso 3, 20% de remoción del Factor de daño.....	89
Gráfico 4-11	Evaluación económica del Caso 4, 40% de remoción del Factor de daño.....	90

Gráfico 4-12.	Evaluación económica del Caso 5, 60% de remoción del Factor de daño.....	91
Gráfico 4-13.	Evaluación económica del Caso 6, 80% de remoción del Factor de daño.....	92
Gráfico 5-1.	Evaluaciones económicas de Los Métodos de Levantamiento Artificial.....	95

Capítulo I

INTRODUCCIÓN

Los Campos (Socororo, Cachicamo y Caricari) que integran el Área Mayor de Socororo fueron descubiertos al inicio de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron 93 pozos, 20 de los cuales resultaron secos y fueron abandonados. Para Agosto de 2001 sólo tres (3) pozos estaban activos y con una tasa combinada de 227 BNPD de Producción.

Es por ello que PetroUCV S.A. (Empresa Mixta de Petróleos de Venezuela S.A. y la Universidad Central de Venezuela) a la cual le fue asignada el Área Mayor de Socororo tiene un especial interés en establecer estrategias efectivas que originen un mayor rendimiento en los niveles de producción de los pozos del Campo Socororo, las cuales permitirían obtener una rentabilidad económica superior en el Área y como consecuencia hacer viable la reactivación total de los Campos asociados al Proyecto.

De acuerdo a esto, se planteó como objetivo general del Trabajo Especial de Grado, establecer y evaluar las prácticas a seguir para la optimización de la productividad de los pozos del Campo Socororo, a partir del análisis de los resultados obtenidos con los Métodos de Levantamiento Artificial aplicados históricamente, y estudiando el empleo de nuevas metodologías y diseños de Levantamiento Artificial.

Para lograr este objetivo principal se establecieron como objetivos específicos los siguientes:

- Análisis del comportamiento de producción de los pozos del Campo Socororo, y de la incidencia de los Métodos de Levantamiento Artificial en su productividad.
- Manejo efectivo de los programas Wellflo®, SEDLA®, BCPI, NODALB3®, NCPC-V4® y PC-Pump® relacionados con el Diseño de Métodos de Levantamiento Artificial.

- Definición y diseño del Método de Levantamiento Artificial óptimo, desde el punto de vista de productividad, para los escenarios presentes en el Campo Socororo.
- Determinar, desde el punto de vista económico, cual es el diseño más eficiente para los escenarios presentes en el Campo Socororo.

Debido a la no disponibilidad de datos en el campo en cuanto al diseño de los Métodos de Levantamiento Artificial aplicados históricamente en el Área, y a las pocas mediciones realizadas y confiables de las características de la productividad de los pozos (presión de fondo, índice de productividad, etc.); se desarrolló una Metodología para la selección del Sistema de Levantamiento Artificial óptimo para un pozo del Área Mayor de Socororo, utilizando los datos confiables y disponibles del pozo ES-446 del área. Siendo esta metodología de gran utilidad en el área, cuando se dispongan de todos los datos necesarios para su aplicación.

La metodología desarrollada fue aplicada al pozo ES-446 del Campo Socororo, obteniéndose como resultado la definición y el diseño del Método de Levantamiento Artificial óptimo para dicho pozo.

El objetivo general planteado al inicio del Trabajo Especial de Grado fue logrado en su totalidad, ya que fueron definidas las estrategias a seguir para la optimización de la producción del Área, a través de la aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial.

Capítulo II
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1. Análisis Nodal

El objetivo fundamental del Análisis Nodal de un sistema es combinar los componentes de un pozo productor (o inyector) de petróleo, agua o gas, para predecir las tasas de flujo y optimizar el comportamiento del mismo.

Por otra parte, el alcance principal del análisis completo del sistema pozo – yacimiento abarca desde los límites del yacimiento hasta la cara de las perforaciones, pasando a través de éstas y luego subiendo por la sarta de tubería de producción; incluyendo cualquier restricción de flujo como las válvulas de seguridad y el estrangulador de superficie. También se incluyen en el sistema la línea de flujo y el separador en superficie.

La figura 2-1 muestra el esquema de un sistema de producción simple. El sistema se compone de secciones o módulos, los cuales son:

- Flujo a través del medio poroso
- Flujo en tubería vertical o inclinada (según sea la configuración del pozo)
- Flujo en la línea de flujo (horizontal o inclinado, según sean las condiciones en superficie)

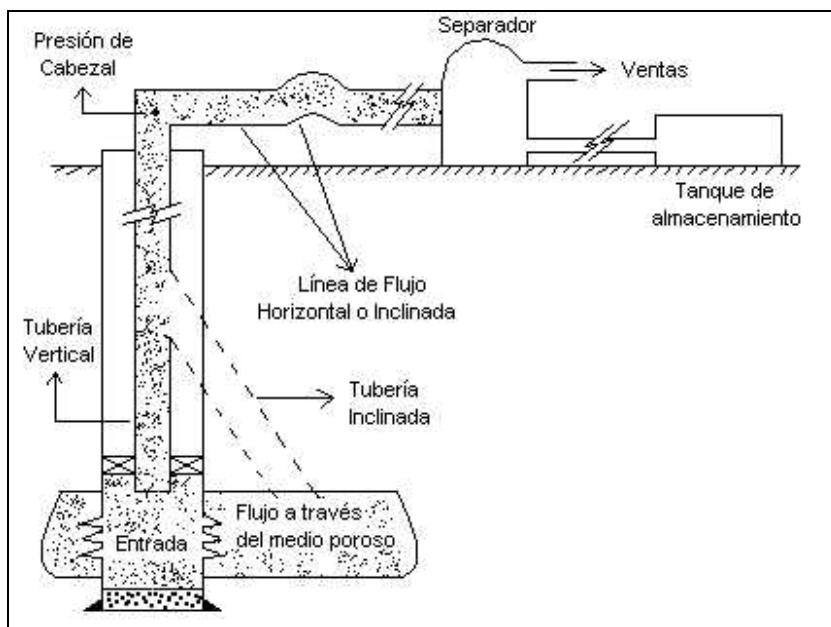


Figura 2-1. Sistema pozo – yacimiento simple.¹

Posteriormente en la figura 2-2 se presentan todas las caídas de presión que se producen durante el recorrido de los fluidos en el sistema, desde el yacimiento hasta el separador. Estas caídas de presión están definidas de la siguiente manera:

Tabla 2-1. Caídas de presión en el Sistema pozo – yacimiento.

$\Delta P_1 = P_r - P_{wfs.}$	Caída de presión en el medio poroso.
$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf.}$	Caída de presión a través de las perforaciones.
$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR.}$	Caída de presión a través del estrangulador o niple de la tubería de producción.
$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV.}$	Caída de presión a través de la válvula de seguridad.
$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC.}$	Caída de presión a través del estrangulador de superficie.
$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep.}$	Caída de presión en la línea de superficie.
$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh.}$	Caída de presión total en la tubería de producción, incluye ΔP_3 y ΔP_4 .
$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep.}$	Caída de presión total en la línea de superficie, incluye el estrangulador.

El Análisis Nodal consiste en relacionar las caídas de presión para “equiparar” la habilidad del yacimiento de producir fluidos con la habilidad del sistema de tuberías de conducir o guiar los fluidos hasta la superficie.

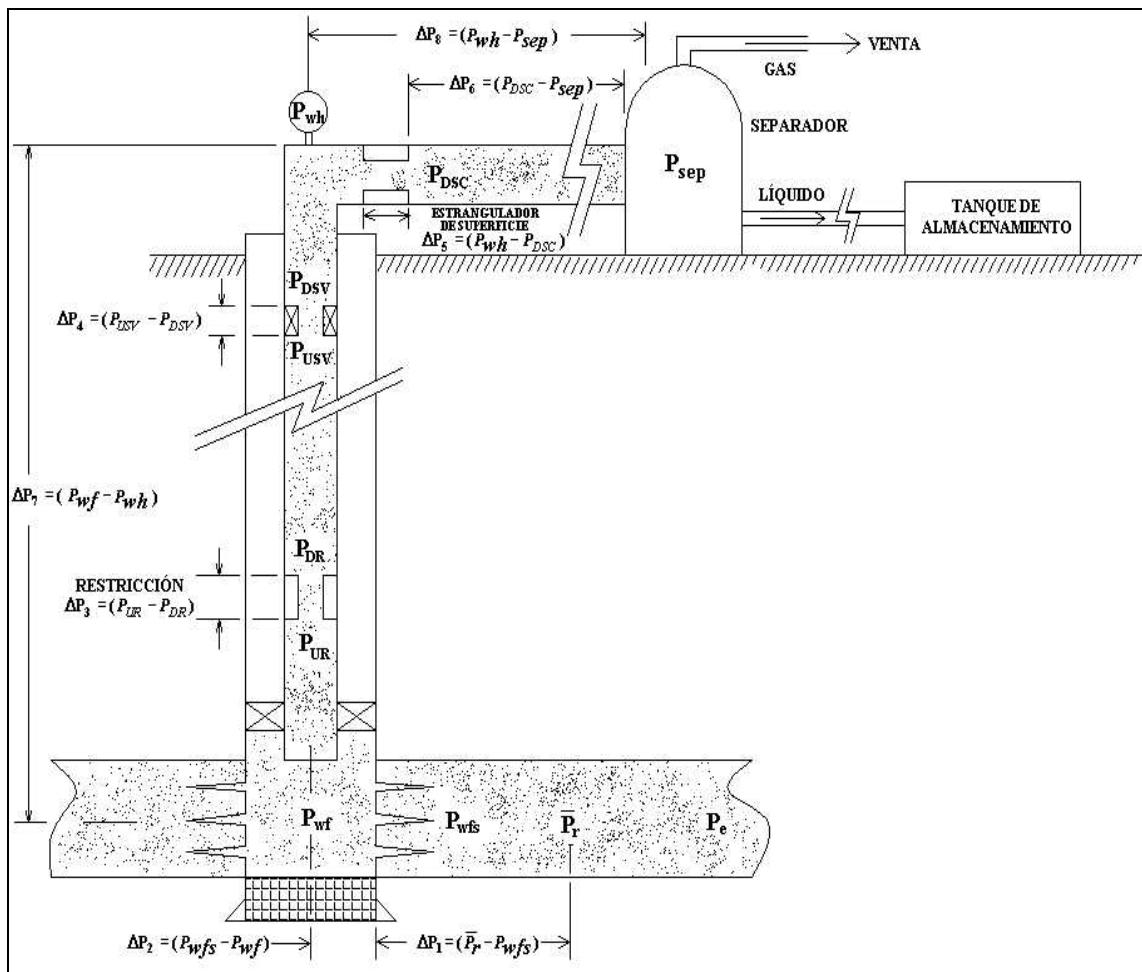


Figura 2-2. Caídas de presión en el Sistema pozo – yacimiento.¹

Para realizar el análisis del sistema de producción, se describe el sistema con nodos o puntos clave, los cuales definen a través de relaciones o ecuaciones, los diferentes segmentos del sistema.

La figura 2-3 muestra la ubicación de varios nodos en el sistema representado en la figura 2-2. Se dice que un nodo es funcional cuando el diferencial de presión que existe

a través de éste, y la presión o tasa de flujo correspondiente; puede ser representada por alguna función matemática.

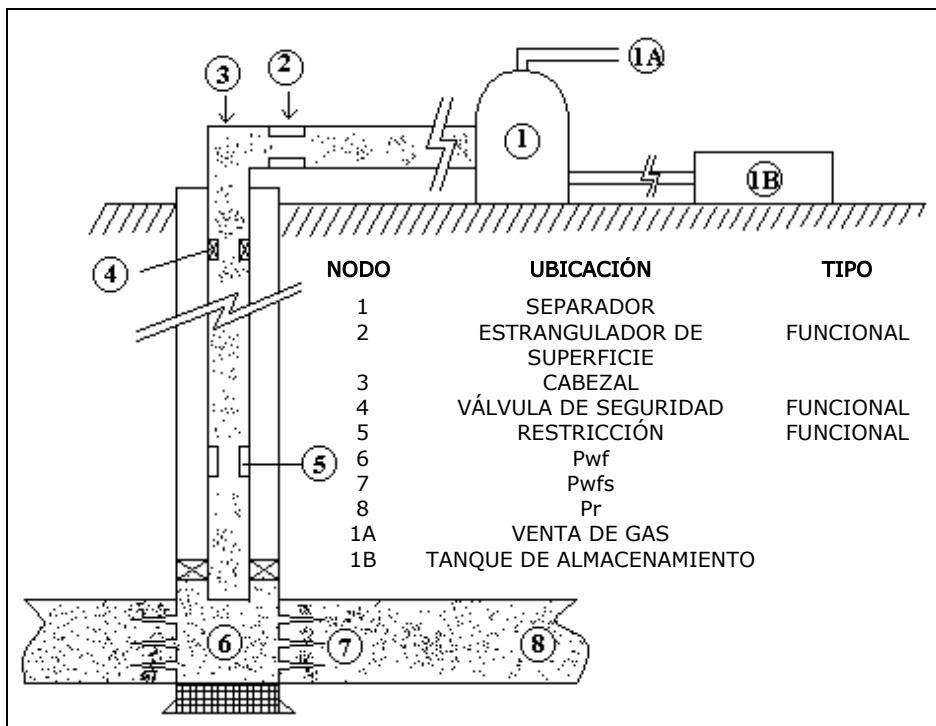


Figura 2-3. Ubicación de los nodos en un Sistema pozo – yacimiento.¹

Existen dos posiciones en el sistema en las cuales las presiones no son función de la tasa de flujo, estas son la presión del yacimiento (P_r) en el nodo número 8, y la presión del separador (P_{sep}) en el nodo número 1. Por esta razón la solución del análisis se obtiene mediante un procedimiento de ensayo y error: se selecciona primero el nodo solución, el cual puede ser el nodo número 8 o un nodo intermedio como el número 3 o el 6 (en estos puntos las caídas de presión convergen en ambas direcciones). Una vez que el nodo solución es seleccionado las caídas de presión desde los nodos superiores e inferiores al nodo solución son calculadas y añadidas hasta llegar a éste. La selección del nodo solución dependerá del componente que se quiere aislar para su evaluación. En resumen, todos los componentes del pozo comenzando con la presión del yacimiento y finalizando con la del separador, son considerados para realizar el análisis.

Como puede verse, dentro del análisis se incluye el flujo a través del medio poroso, el flujo a través de las perforaciones, el flujo a través de la sarta de la tubería de producción y el flujo a través de la línea de flujo. Las correlaciones de flujo multifásico y las ecuaciones que definen las restricciones de flujo en el sistema (estranguladores, válvulas de seguridad, etc.) deben ser incluidas en el análisis si se presentan las condiciones correspondientes.

La aplicabilidad del Análisis Nodal radica en que representa una manera efectiva de analizar las condiciones de operación de un pozo, planificar un pozo nuevo u optimizar la producción actual de un pozo.

2. Métodos de Levantamiento Artificial

Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie, se dice que el pozo fluye "naturalmente", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo. Posteriormente como producto de la explotación del yacimiento la presión de éste disminuye, esto implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí que surja la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina Levantamiento Artificial.

Existen diversos Métodos de Levantamiento Artificial entre los cuales se encuentran los siguientes:

- a) Bombeo Mecánico Convencional (BMC)
- b) Bombeo Electrosumergible (BES)
- c) Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)
- d) Bombeo Hidráulico (BH)
- e) Levantamiento Artificial por Gas (LAG)

A continuación se describen brevemente los Métodos de Levantamiento Artificial mencionados anteriormente:

2.1. Bombeo Mecánico Convencional

Este Método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocase, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

Una unidad típica de Bombeo Mecánico consiste de cinco componentes básicos:

- a) El Movimiento primario, el cual suministra la potencia del sistema.
- b) La unidad de transmisión de potencia o caja reductora de velocidades.
- c) El Equipo de bombeo en superficie, el cual se encarga de transformar el movimiento rotatorio (primario) en movimiento linealmente oscilatorio.
- d) La sarta de cabillas, la cual transmite el movimiento y la potencia a la bomba de subsuelo. Aquí también puede incluirse la sarta de revestimiento y la de tubería de producción.¹
- e) La Bomba de subsuelo.

2.1.1. La Unidad de Bombeo en superficie

La Unidad de Bombeo en superficie incluye en sus componentes los ítems a, b y c mencionados anteriormente. Según la geometría de la Unidad, éstas pueden clasificarse como:

- Clase I: comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la figura 2-4.

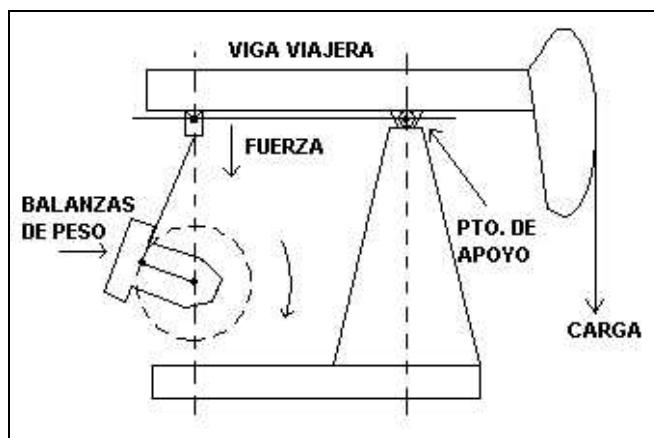


Figura 2-4. Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.¹

- ☒ Clase III: la geometría de este tipo de unidades se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera al final de ésta, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como *Lufkin Mark II*. Estas unidades están representadas en la figura 2-4 y 2-5.

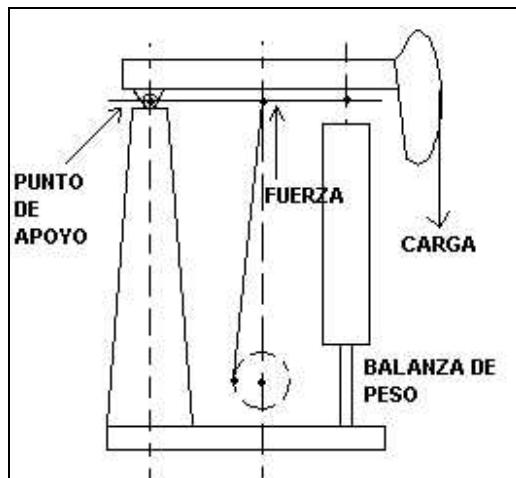


Figura 2-5. Sistema Clase III. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.¹

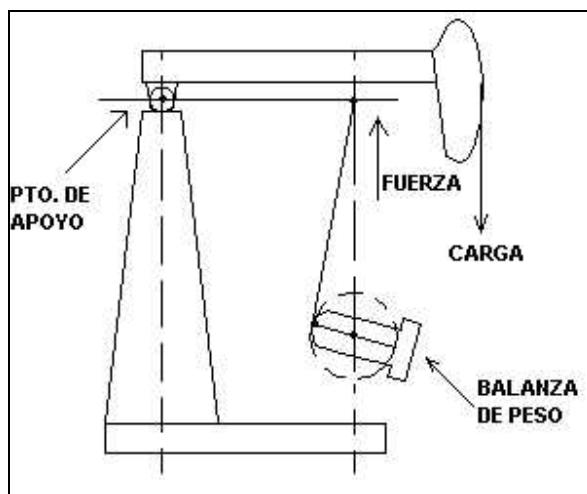


Figura 2-6. Sistema Clase III. Unidad de Bombeo *Lufkin Mark II*.¹

2.1.2. La Sarta de Cabillas

La sarta de cabillas es el sistema que se encarga de transmitir la energía desde el equipo de superficie, hasta la bomba de subsuelo. La selección, el número de cabillas y el diámetro de éstas dependen de la profundidad a la que se desea colocar la bomba de subsuelo y de las condiciones operativas. Por ejemplo, para pozos de profundidad mayor a 3500 pies es común utilizar una sarta compuesta de diferentes diámetros de cabillas.

Las cabillas de diámetro menor son colocadas en la parte inferior de la sarta, ya que allí la carga de esfuerzos generados es mínima; asimismo las cabillas de mayor diámetro se colocan en la parte superior de la sarta porque allí es donde se genera la máxima cantidad de esfuerzos. Por lo tanto, las cargas máximas y mínimas de esfuerzos esperados durante el ciclo de bombeo deben ser calculados lo más preciso posible, para asegurar que no ocurran fallas en el sistema durante su operación.

Para evitar que ocurran los problemas mencionados anteriormente con la Sarta de Cabillas, el diseño de la misma se realiza generalmente siguiendo la Norma API RP 11L.²

2.1.3. La Bomba de subsuelo

La Bomba de Subsuelo está compuesta por los siguientes elementos:

- a) Cilindro o Barril
- b) Pistón o Émbolo
- c) Válvula fija o Válvula de entrada
- d) Válvula viajera o Válvula de descarga

La bomba actúa según el movimiento de la sarta de cabillas y de la unidad de bombeo en superficie. Estas bombas se clasifican en tres tipos básicos:

- Bombas Tipo Tubería
- Bombas Tipo Inserta
- Bombas Tipo *Casing* (se consideran como una versión de las bombas Tipo Inserta, pero de mayor tamaño)

La diferencia básica entre una bomba Tipo Tubería y una Tipo Inserta es la forma en la cual el cilindro o barril es instalado en el pozo. En el caso de las bombas Tipo Tubería el cilindro es conectado a la parte inferior de la sarta de la tubería de producción, para luego ser introducido en el hoyo. Por el contrario, en el caso de las bombas Tipo Inserta el cilindro forma parte del ensamblaje de la bomba de subsuelo, y es colocado dentro del pozo a través de la sarta de cabillas.

El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados, y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

2.2. Bombeo Electrosuminergible

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido 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 adecuados para cada caso.³

El equipo de superficie de este sistema de Levantamiento Artificial cuenta con los siguientes elementos:

- a) **Banco de transformación eléctrica:** constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.
- b) **Tablero de control:** su función es controlar las operaciones en el pozo.
- c) **Variador de frecuencia:** permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.
- d) **Caja de venteo:** está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- a) **Motor eléctrico:** es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.
- b) **Protector o sello:** se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, no permite la entrada de fluidos al motor.
- c) **Sección de succión:** está constituida por la válvula de retención y la válvula de drenaje. La primera de ellas disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la bomba, y la segunda se utiliza como factor de seguridad para circular el pozo de revestidor a tubería de producción o viceversa.
- d) **Separador de gas:** está ubicado entre el protector y la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. Su uso es opcional, es decir, se emplea cuando se prevé alta relación gas – petróleo (RGP).
- e) **Bomba Electrosuminergible:** es de tipo centrífugo – multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El

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

- f) **Cables trifásicos:** suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Están aislados externamente con un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.

Es posible la aplicación de Bombeo Electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

2.3. Bombeo de Cavidad Progresiva

Las bombas de Cavidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoplos flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas o sólidos en suspensión, así como también son ideales para manejar crudos pesados y extrapesados.

Los componentes básicos de un sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva incluyen:

2.3.1. Equipos de superficie

- a) **Movimiento primario (motor):** su función principal es la de proveer la energía necesaria para mover el equipo de superficie, y por ende la sarta de cabillas y la bomba.
- b) **Equipo de transmisión de potencia:** a través de un conjunto de poleas, cadenas y un sistema hidráulico, se encarga de transmitirle potencia al motor.
- c) **Cabezal giratorio:** su función principal es la de soportar el peso de la sarta de cabillas. Además, evita que ésta última retroceda cuando el sistema se apaga. También se puede incluir dentro de este grupo el Prensaestopas y la Barra Pulida.

2.3.2. Equipos de subsuelo

En este grupo de componentes se encuentran la bomba de subsuelo, el ancla de gas, el ancla antitorque y la sarta de cabillas.

La bomba de subsuelo consiste de un rotor helicoidal singular que rota alrededor de un mismo eje, dentro de un estator helicoidal doble de mismo diámetro "menor" y del doble de longitud "*pitch*" (ver figura 2-7). El rotor y el estator forman una serie de cavidades selladas a lo largo de una misma dirección, que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba.

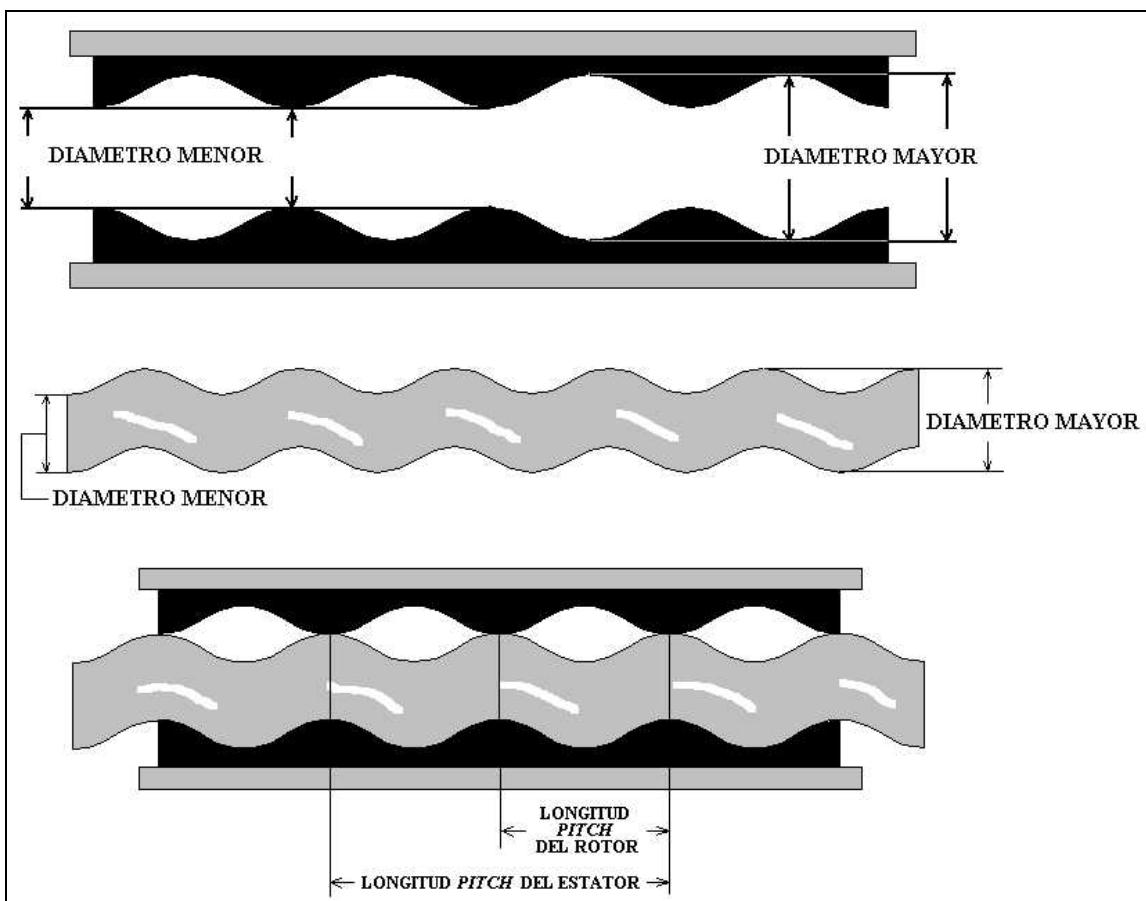


Figura 2-7. Configuración de una Bomba de Cavidad Progresiva.⁴

El desplazamiento de una bomba de Cavidad Progresiva además de ser función de la velocidad de rotación, es directamente proporcional a tres constantes: el diámetro de la sección transversal del rotor, la excentricidad (o radio de la hélice) y la longitud "pitch" de la hélice del estator. El desplazamiento por revolución puede variar con el tamaño del área de la cavidad.

2.3.3. Estator de la bomba

Con respecto al elastómero del estator, actualmente existen tres componentes en el mercado para Bombas de Cavidad Progresiva⁴, todos estos componentes son formulados a partir de la goma de nitrilo. Los componentes y algunas de sus aplicaciones se muestran a continuación:

- (ACN) Nitrilo con concentración media de Acrilonitrilo. Este tipo de elastómero puede ser aplicado en crudos de gravedades API menores a 28 grados, con altos cortes de agua. Asimismo, el material posee excelentes propiedades mecánicas, teniendo como límite de temperatura de aplicación 200 grados Fahrenheit.
- (ACN) Nitrilo de alta concentración de Acrilonitrilo. Este material posee alta resistencia a la presencia de aromáticos. Puede ser aplicado en crudos con gravedad entre 28 y 38 grados API. El material soporta temperaturas de hasta 225 grados Fahrenheit.
- (HSN) Nitrilo altamente saturado y de alta concentración de Acrilonitrilo. Este tipo de material no aplica ante la presencia de aromáticos. Sus propiedades mecánicas son excelentes y soportan temperaturas hasta 275 grados Fahrenheit.

Este Método de Levantamiento Artificial es aplicable a crudos de mediana y baja gravedad API, además de que puede manejar cortes de agua y contenido de sólidos en suspensión relativamente altos.

2.4. Bombeo Hidráulico

Los sistemas de Bombeo Hidráulico transmiten su potencia al pozo mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.⁵

Los equipos de superficie comprenden:

- a) **Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores:** cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de los tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministra el sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento

y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

- b) **Bomba multiplex o triplex:** son bombas de acción reciproante y constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido. El terminal de potencia comprende entre otras partes el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.
- c) **Válvulas de control:** en general se usan varios tipos de válvulas de control para regular y/o distribuir el suministro de fluido de potencia a uno o más pozos.
- d) **Múltiples de control:** se utilizan para dirigir los fluidos directamente a cada uno de los pozos. Una válvula de control de presión constante regula la presión del flujo de potencia múltiple y la cantidad de fluido de potencia que se requiere en cada pozo cuando se usa una bomba reciproante.
- e) **Lubricador:** es una pieza de tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. También se utiliza para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

2.4.1. Bombeo Hidráulico tipo Pistón

En el caso de Bombeo Hidráulico tipo Pistón, el equipo de subsuelo está formado básicamente por los siguientes componentes:

- a) **Arreglo de tubería:** permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones del sistema, tales como: tipo insertable fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado.
- b) **Bomba hidráulica de succión:** el principio de operación de éstas bombas es similar al de las bombas del bombeo mecánico, sólo que en una instalación de bombeo hidráulico tipo pistón, la cabilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas hidráulicas se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.⁵

2.4.2. Bombeo Hidráulico Tipo *Jet*

En el caso de Bombeo Hidráulico tipo *Jet*, el Método de Levantamiento es similar al de tipo Pistón en cuanto al principio de funcionamiento. En cuanto a las instalaciones y equipos de superficie para ambos Métodos de Levantamiento son iguales, la diferencia principal es la bomba de subsuelo.

Los principales componentes de la bomba *Jet* son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motor entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción.

La mezcla que sale de la garganta posee el potencial necesario para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Gran parte de ese potencial se mantiene constante como energía cinética, y es por eso que la mezcla se hace pasar por una sección final de operación, formada por un difusor diseñado para proporcionar un área de expansión y así convertir la energía cinética restante en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido, permitiéndole al fluido, fluir hasta superficie.³

Este tipo de levantamiento (Bombeo Hidráulico) puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades (hasta 18000pies). También es capaz de manejar crudos de alta viscosidad, siempre que se esté utilizando crudo como fluido de potencia.

2.4.3. Fluido Motor o de Potencia

Los fluidos empleados con más frecuencia son agua o crudos livianos provenientes del pozo, pero todo depende de las condiciones del mismo. Por condiciones ambientales y

de seguridad es preferible utilizar agua. Sin embargo, cuando se usan crudos livianos, es posible diluir los crudos pesados y extrapesados del fondo del pozo, disminuyendo su viscosidad. Cuando existe el riesgo de producirse problemas de corrosión, deposición de asfaltenos, parafinas y la formación de emulsiones, es posible añadir químicos para prevenir este tipo de problemas si el fluido de potencia es crudo. La inyección del fluido de potencia requiere de un sistema hidráulico instalado en superficie, que posee un equipo de tratamiento para eliminar el gas y los sólidos indeseados que se encuentren en el fluido a ser inyectado.¹

2.5. Levantamiento Artificial por Gas (LAG)

Este Método de Levantamiento Artificial opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente). Como variantes de estos métodos, también se han desarrollado otros como la Cámara de acumulación, el Pistón metálico y el Flujo pistón.¹

Una instalación de LAG consta básicamente de: la sarta de producción y el equipo asociado, la línea de flujo, el separador, los equipos de medición y control, la planta compresora o fuente de gas de levantamiento de alta presión y las líneas de distribución del gas. El equipo de producción consiste en una o varias piezas tubulares denominadas mandriles, los cuales se insertan o enroscan a una válvula de levantamiento, a través de la cual pasa el gas destinado a levantar el fluido de producción.

El equipo de substitution representa la base para el funcionamiento del LAG y está constituido principalmente por las válvulas de LAG y los mandriles.

Las válvulas de LAG tienen como función permitir la inyección, a alta presión del gas que se encuentra en el espacio anular. De acuerdo a su mecanismo de operación existen distintos tipos de válvulas tales como: las cargadas con nitrógeno, las

accionadas por resorte, aquellas operadas por la presión del gas inyectado, las operadas por la presión de los fluidos de producción, las balanceadas y las no balanceadas.³

El mandril es una sección tubular que permite colocar la válvula a la profundidad deseada y permite el paso del gas, desde el anular hacia la válvula LAG. Se instala con la tubería de producción, puede ser de tipo convencional, donde la válvula va enroscada externamente con un protector superior, para recuperar dicha válvula es necesario sacar la sarta de producción; también existen los mandriles tipo bolsillo, los cuales poseen en su interior un receptáculo donde se coloca la válvula junto con el candado. Este tipo de mandril presenta la ventaja de poder recuperar la válvula con guaya fina, por esto el uso de mandriles tipo convencional ha ido desapareciendo.

Las instalaciones de LAG pueden ser: cerradas, semicerradas y abiertas. Las cerradas son aquellas provistas de empacadura y válvula fija de retención de líquido, las semicerradas poseen empacaduras, pero sin válvula fija; y las abiertas no utilizan empacaduras, ni válvula fija. Las instalaciones cerradas y semicerradas se usan para flujo por la tubería de producción o por el anular.

Este tipo de Método de Levantamiento Artificial permite manejar grandes volúmenes de producción, incluyendo la producción de agua y sedimentos. Además cuenta con la flexibilidad de distribuir gas a varios pozos con una sola planta de compresión, y de recuperar las válvulas con guaya fina o tubería.

3. Parámetros que influyen en la selección del Método de Levantamiento Artificial más adecuado a las condiciones del pozo en estudio.

A continuación se presentan algunos de los parámetros que deben ser tomados en cuenta para la selección del Método de Levantamiento Artificial más apropiado a las condiciones del pozo en estudio:

3.1. Profundidad del pozo

La profundidad es un factor limitante en la aplicación de los Métodos de Levantamiento Artificial. En muchos de ellos, el caudal de producción deseado depende de la profundidad del pozo, y en el caso de los métodos de bombeo depende de la profundidad de asentamiento de la bomba. Además de la tasa de producción, existen parámetros como la gravedad API y la temperatura, que también se ven influenciados por la profundidad. A mayores profundidades se incrementan los problemas operacionales.

En el caso de Bombeo Mecánico Convencional la bomba de subsuelo 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 cabillas y la carga sobre la unidad de bombeo limitan el diseño. A medida que la profundidad aumenta, las elongaciones en las cabillas y los esfuerzos de cedencia en los materiales que constituyen la bomba sufren un incremento, así, a mayores profundidades es recomendable instalar bombas de menor diámetro.

En las Bombas de Cavidad Progresiva la profundidad también representa una de las limitaciones más importantes para su instalación, ya que a mayores profundidades aumentan los problemas operacionales, debido a los esfuerzos sobre las cabillas. Este método opera de manera efectiva a profundidades menores a los 7000pies.

Los Métodos de Levantamiento Artificial por Gas son aplicables preferiblemente en pozos poco profundos, ya que los requerimientos de presión de inyección, caudal de gas de inyección y de compresión del mismo, aumentan a mayores profundidades.

A grandes profundidades son aplicables operacionalmente los Métodos de Bombeo Hidráulico tipo *Jet* y tipo *Pistón*, los cuales presentan ciertas limitaciones de tipo económico que podrían impedir la instalación de estos métodos.

3.2. Tasa de producción

La tasa de producción deseada para 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 por los cuales se rija la selección. La tasa de producción puede ser evaluada con las curvas de oferta y demanda del pozo, ya que estas determinan el comportamiento de afluencia de los fluidos hacia el mismo.

Los Métodos de Bombeo Hidráulico tienen una excelente capacidad de levantamiento, siempre y cuando factores como la presión de fondo fluyente del pozo, el diámetro de la tubería y la potencia suministrada se encuentren dentro de los rangos necesarios. De igual forma, la producción de altas tasas de fluidos requiere de equipos de mayor consumo de potencia en superficie y la cantidad de fluido de potencia necesaria para inyectar en el pozo es mayor.

Si se desea producir pozos de poca profundidad a altas tasas es recomendable el método de LAG continuo por tubería. En el caso de que la tasa de producción deseada exceda la capacidad de la tubería de producción, se puede emplear el espacio anular para producir los fluidos.

En el caso del Bombeo Mecánico, la tasa de producción está limitada por la profundidad del pozo. A mayores profundidades la capacidad de levantamiento disminuye, de allí que este Método se use preferiblemente, para producir bajas tasas.

Por otra parte, las Bombas de Cavidad Progresiva presentan un problema con el manejo de altas tasas de producción, y es que requieren mayor cantidad de potencia para una velocidad de rotación muy baja, lo que se traduce en un aumento del torque en las cabillas.

3.3. Diámetro del Revestidor

Este parámetro influye dependiendo del Método de Levantamiento Artificial en factores tales como: pérdidas por fricción, facilidad para introducir los equipos de subsuelo y tasa de producción del pozo.

En Bombeo Hidráulico la instalación de revestidores con diámetros muy pequeños resulta ineficiente desde el punto de vista operacional, debido a altas pérdidas por fricción de los fluidos (de potencia y de producción) en un área muy reducida.

Cuando se produce un pozo por Bombeo Mecánico Convencional, un diámetro de revestidor pequeño puede limitar la separación del gas libre, por eso se recomiendan revestidores de gran diámetro.

Para LAG continuo no representa ningún problema, siempre y cuando permita obtener la producción deseada. De igual forma, para los Métodos derivados del LAG intermitente, el diámetro del revestidor debe permitir la mayor acumulación de líquido.

3.4. Diámetro de la tubería de producción o eductor

Al igual que el diámetro del revestidor, el diámetro del eductor está involucrado en factores como el tamaño de las bombas y los motores de fondo a instalar, la tasa de producción deseada, pérdidas por fricción, etc.

3.5. Relación Gas – Líquido de formación (RGL)

Es un factor significativo en la selección del Método de Levantamiento, si altos volúmenes de gas pasan a través del mecanismo de levantamiento se produce una disminución de la capacidad de levantamiento del líquido para los Métodos de bombeo, quedando como las primeras opciones aquellos métodos que involucran gas.

Los métodos de LAG son recomendables para producir pozos con alta RGL ya que el gas de formación ayuda al levantamiento de los fluidos. Además ayuda a minimizar los requerimientos de gas de inyección para LAG continuo e intermitente.

El gas que se produce conjuntamente con el petróleo crea problemas en el bombeo mecánico convencional, tanto en la bomba de subsuelo como en las instalaciones de superficie.

3.6. Relación de gas libre a la entrada de la bomba

El gas que no se encuentra disuelto en el petróleo, en altas proporciones a la entrada de la bomba, resulta un severo problema para la mayoría de los métodos de bombeo, debido a la disminución de la eficiencia de la bomba.

En el Método de Bombeo Hidráulico tipo *Jet*, a medida que la cantidad de gas libre va aumentando, la cantidad de gas manejada por la bomba también irá aumentando, ocasionando una disminución de la eficiencia del equipo. Esto trae como consecuencia un incremento de la cantidad de fluido de potencia inyectado para mantener la tasa de producción, y el aumento de las pérdidas de presión por fricción.

En el Bombeo Mecánico se emplean separadores o anclas de gas, diseñadas de acuerdo a las necesidades de la bomba para ventilar el gas por el espacio anular, disminuyendo el efecto del gas libre a la entrada de la misma.

A diferencia de otros sistemas de bombeo, las Bombas de Cavidad Progresiva permiten el manejo de fluidos con alto contenido de gas. Sin embargo, las bombas no pueden operar en seco debido a que la fricción entre el rotor y el estator produce fragilización y quemadura del estator.

3.7. Gravedad API

El proceso de levantamiento se dificulta a medida que la gravedad API del crudo es menor, debido al aumento en la viscosidad del mismo.

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

Los métodos de Bombeo Hidráulico también pueden ser empleados para producir crudos de baja gravedad API, ya que junto con el fluido de potencia es posible inyectar diluyentes al pozo, para reducir la viscosidad de los fluidos.

El Levantamiento Artificial por Gas en forma continua e intermitente se emplea para levantar crudos livianos, ya que es casi imposible levantar una columna de crudo pesado con sólo un tapón de gas. Dependiendo de la profundidad es aplicable la

tecnología de LAG intermitente pistón metálico para levantar crudos livianos a grandes profundidades, y de crudos pesados en pozos poco profundos con un corte de agua significativo.

3.8. Presión estática del yacimiento e Índice de productividad del pozo

Se define como Índice de productividad de un pozo, como los barriles totales de líquido producidos diariamente por cada libra por pulgada cuadrada de diferencia entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyente.

Cuando la presión estática del yacimiento es tan baja que impide a ciertos métodos levantar los fluidos del pozo, se emplea el LAG intermitente con cámara de acumulación.

Aunque el Método de Bombeo Mecánico no depende directamente de la presión estática del yacimiento, cuando este parámetro disminuye la producción del pozo también se reduce. Por lo tanto, para los métodos de bombeo en general, la productividad 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 de los equipos de superficie, la ubicación y sumergencia óptima de la bomba de subsuelo.

Además de los parámetros descritos anteriormente, también deben considerarse aquellos correspondientes a problemas operacionales, tales como la producción de arena, de parafina y asfaltenos, presencia de escamas y problemas de corrosión.

3.9. Análisis económico

Durante la selección del Sistema de Levantamiento Artificial óptimo para el pozo en estudio, no debe omitirse el factor económico, ya que a partir de este se determinará cuál es el Método de Levantamiento Artificial que ofrece la mejor productividad al menor costo.

Al nivel de la industria petrolera se emplea el método de evaluación económica que se describe a continuación:

3.9.1. Flujo de Efectivo Descontado

Para la evaluación económica de una propuesta de inversión debe utilizarse el "Método del Flujo de Efectivo Descontado". Este método conceptualmente consiste en descontar a una tasa de interés dada (tasa de descuento) los flujos de efectivo (ingresos y egresos) que genere un programa/proyecto durante un horizonte económico determinado o establecido para dicho programa/proyecto.

El horizonte económico se refiere al periodo determinado para efectos de la evaluación económica de una propuesta de inversión y el mismo está estrechamente vinculado con la vida técnica o comercial útil probable del activo objeto de la inversión. Generalmente este periodo fluctúa entre 10 y 20 años. Sin embargo, existirán propuestas que requerirán ser evaluadas en periodos menores o mayores que estos. En general no es recomendable establecer un horizonte económico demasiado extenso, ya que las estimaciones del flujo de efectivo se dificultan debido al desconocimiento que se tiene del comportamiento futuro de las variables económicas a ser manejadas.

En esta parte es conveniente aclarar la diferencia conceptual que existe entre Horizonte Económico y Vida Útil. El Horizonte Económico, tal como se ha expresado, corresponde al periodo establecido para la evaluación económica de la propuesta de inversión. La Vida Útil del Proyecto se refiere al periodo estimado de servicio en operación de la inversión (activo) y es la base para el cálculo de la depreciación. La vida útil del proyecto puede ser igual o mayor que el Horizonte Económico y nunca menor.

3.9.2. Evaluación económica

En esta sección se establecen las normas y guías para las evaluaciones de las propuestas de inversión, además se incluye la estructura del Flujo de Efectivo, el cálculo de los indicadores económicos y los análisis de sensibilidad correspondientes.

a) Estimación del Flujo de Efectivo

El Flujo de Efectivo se determina con los ingresos y egresos que durante el Horizonte Económico establecido genere el Programa o Proyecto en evaluación. La estimación del flujo de efectivo constituye la primera fase de la evaluación. La buena calidad de las estimaciones y el mayor conocimiento respecto a las variables a ser consideradas inciden en la obtención de resultados más reales.

Conceptualmente, los ingresos y egresos de operación relacionados con una propuesta de inversión corresponden a la ganancia neta que genera dicha propuesta, la cual conforma la base para el cálculo de rentabilidad a los niveles requeridos. Al determinar el flujo anual de ingresos y egresos de efectivo, debe ponerse especial cuidado en identificar claramente el origen de cada uno de los elementos que lo componen.⁶

Ingresos Brutos

Están constituidos por el conjunto de fondos que el proyecto transfiere a la firma como consecuencia de la actividad o servicio realizado. Los ingresos deben ser reales y se incorporan en los flujos de fondos en el momento en que ocurren.

Egresos – Inversiones

Bajo este rubro debe incluirse el costo total del programa o proyecto sujeto a evaluación. A manera de ejemplo, entre los renglones más importantes que tradicionalmente forman parte del costo de una inversión, se encuentran: estudio de factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y equipos, construcción e instalación de propiedades, plantas y otros sistemas de operación, etc.

Inversión

Es el monto que se requiere para ejecutar el proyecto, de forma tal que quede listo para dar servicio; incluye fundamentalmente el costo de los equipos, la infraestructura, las herramientas, el embarque y la instalación, el adiestramiento del personal, etc. Las

inversiones generalmente se hacen al principio del proyecto (Inversión Inicial), las cuales pueden ejecutarse en uno o varios períodos.

Capital de Trabajo

Además del monto de la inversión, en algunas propuestas debe incluirse en el flujo de egresos el capital de trabajo necesario para la puesta en marcha del programa o proyecto y posteriormente, para su operación normal. Los proyectos químicos y petroquímicos son ejemplos típicos de estos casos.

Básicamente, el capital de trabajo está compuesto por los inventarios de materias primas y materiales, Cuentas por Cobrar, e Inventarios de productos terminados y en procesos (especialmente en Proyectos Químicos y Petroquímicos).

Para efectos de la evaluación económica de la propuesta, el Capital de Trabajo debe incluirse en el Flujo de Efectivo como un egreso en el momento de efectuar la inversión y como un ingreso en el último año del Horizonte Económico.

Costos de Operación y Mantenimiento

Se incluyen bajo este rubro todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta (proyecto o programa) en evaluación. Para efectos de la evaluación económica, la estructura de costos de operación y mantenimiento más adecuada desde un punto de vista práctico es la de costos por elementos.

Entre los más importantes que deben formar parte de una estructura de costos de operación y mantenimiento se encuentran:

- a) **Labor:** Corresponde al costo de los sueldos, salarios y beneficios del personal cuyo esfuerzo físico o intelectual estará directa o indirectamente relacionado con las actividades de operación, mantenimiento y administración de la propuesta. Otro aspecto que debe considerarse al estimar el costo de la Labor, es la de clasificar al personal según el tipo de nómina (diaria, mensual menor o mensual mayor) si se trata de personal de la industria y según el tipo de contrato que los afecta (Contrato Colectivo Petrolero, Contrato Colectivo de la Construcción, etc.), si se trata de personal contratado. Como la evaluación económica se efectúa en términos reales, debe tenerse especial cuidado de no

incorporar como costo de Labor el o los incrementos por Contrato Colectivo que puedan estar incluidos en el periodo correspondiente al Horizonte Económico de la Propuesta, ya que estos incrementos corresponden a inflación.

- b) **Materiales Generales:** Corresponde al costo de los materiales denominados generales que se utilizarán en las actividades de operación, mantenimiento y administración de la propuesta, el cual se recomienda sea obtenido de cotizaciones de diferentes proveedores cuando sea posible.
- c) **Combustibles:** En algunos casos (particularmente en proyectos químicos y petroquímicos), este elemento de costo pudiera ser de cierta magnitud, y por lo tanto es conveniente computarlo separadamente. Generalmente corresponde al costo del gas natural, coque, gas de refinería u otros productos líquidos utilizados como fuente energética en los procesos de operación.
- d) **Servicios Industriales:** Bajo este elemento de costo debe incluirse el valor estimado de compra de electricidad, agua, vapor y cualquier otro insumo necesario para la operación del programa o proyecto, inherente a Servicios Industriales.
- e) **Servicios Contratados:** Comprende los costos estimados de los servicios de terceros, que se prestaran bajo contrato. Entre estos servicios generalmente se incluyen: mantenimiento (paradas de planta y mantenimiento extraordinario), transporte, alquileres de equipos, herramientas, consultorías, asistencia técnica, etc.
- f) **Apoyo Tecnológico:** Bajo este elemento de costo debe incluirse el costo estimado de los contratos de asistencia técnica que se estiman suscribir con empresas especializadas en diferentes materias. Para efectos de la evaluación económica, el costo de apoyo tecnológico debe incluir tanto el costo básico del contrato como el del costo del personal asignado que se estima que será necesario contratar.
- g) **Depreciación:** Éste elemento de costo se incluye solo con el objeto de que sea considerado como una deducción a los fines del cálculo del Impuesto sobre la Renta (ISLR), para el caso de las propuestas que se evalúen después del ISLR y por lo tanto, no debe formar parte del Flujo de Efectivo. Conceptualmente corresponde al valor estimado de uso de los activos que componen la propuesta y que se depreciarán por el método de unidad de producción o por el método de línea recta conforme a la "Vida Útil" de la propuesta.

h) **Regalía (Impuesto de Explotación):** Con relación a la evaluación económica, este rubro constituye un elemento de costo para todas aquellas propuestas de inversión que representan un potencial de producción de crudo o gas natural.

Ganancia antes del Impuesto sobre la Renta (ISLR)

Aritméticamente, equivale a la diferencia entre el Total de Ingresos y el Total de Egresos (incluida la depreciación). Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica de la propuesta, corresponde al beneficio del proyecto o programa antes del cálculo del ISLR.

En los casos de evaluaciones que se efectúen antes del ISLR, al resultado obtenido por la diferencia entre Ingresos y Egresos, se debe agregar la depreciación, con el objeto de determinar el flujo de efectivo neto base de la evaluación.

Impuesto sobre la Renta (ISLR)

Corresponde al valor estimado que debe incluirse en una propuesta, por concepto de ISLR. Generalmente, la base para el cálculo del ISLR se determina:

IT - CT = Base para el cálculo ISLR.

IT = Ingreso Total (incluye Exportaciones, Ventas locales y otros ingresos).

CT = Costos Totales.

Una vez determinada la base de cálculo para el ISLR, (renta gravable) se procede al cálculo del impuesto aplicando la tasa nominal de 50%.

Ganancia Después del ISLR

Aritméticamente corresponde a la diferencia entre la ganancia antes del ISLR y el valor determinado como Impuesto. Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica, constituye el flujo neto de efectivo base para la evaluación. Al valor determinado como ganancia después del ISLR se debe agregar la depreciación (elemento de costo que no constituye un flujo de efectivo), y sobre este nuevo valor,

aplicar los indicadores económicos respectivos, que finalmente constituirán la evaluación económica del flujo de efectivo neto.

b) Indicadores Económicos

En las evaluaciones económicas de propuestas de inversión, se aplica para efectos de la decisión económica el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y la Eficiencia de la Inversión. Por ser estos indicadores de tan amplia aplicación, y existiendo en la actualidad tan variados instrumentos que facilitan su cálculo y aplicación, (como son: Programas de Computación, Maquinas Calculadoras Programadas, Tablas Financieras, etc.) sólo se explicará de carácter general aquellos factores relacionados con estos indicadores incluyendo su concepto y una expresión matemática simple.

Valor Presente Neto (VPN)

Conceptualmente, el "Valor Presente Neto" corresponde al valor actual de los Flujos de Efectivo Neto (Ingresos - Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Para calcular el valor actualizado del flujo efectivo, éste se descuenta a una tasa de interés dada (tasa de descuento). La sumatoria de los flujos de efectivo descontados, que estructuran la propuesta, constituye el Valor Presente Neto.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor de la Inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación descontados a una tasa determinada.

$$\text{VPN} = -\text{Inversión} + \text{Flujos descontados} ;$$

Ecuación 2-1

Si el VPN es mayor o igual a cero (0) significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior significa también que la inversión (que se genera en el Flujo cero (0)) es recuperada a la tasa establecida y en el periodo determinado como Horizonte Económico.

Por el contrario, si el VPN es menor que cero (0), significa que la sumatoria de los Flujos de Efectivo descontados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el Horizonte Económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser "no invertir".

Matemáticamente, el Valor Presente Neto de una serie de flujos se expresa a través de la siguiente formula:

$$\text{VPN} = \sum_{t=0}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t}; \quad \text{Ecuación 2-2}$$

Donde

VPN = Valor Presente Neto

n = Horizonte Económico

Y_t = Flujo de Efectivo para $t = 0, 1, 2, \dots, n$

i = Tasa de descuento establecida

En la actualidad y conforme a los lineamientos financieros de PDVSA, la tasa de descuento en términos reales, es de 10 %, y debe aplicarse al Flujo de Efectivo calculado en dólares.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como aquella Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los ingresos al Valor Presente de los egresos. Desde el punto de vista de la Evaluación Económica de Proyectos corresponde a la Tasa que a través del descuento de los Flujos de Efectivo (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión.

Como se puede apreciar, en este caso se trata de calcular la "Tasa" que permite recuperar la inversión en el periodo definido como Horizonte Económico. En el cálculo del Valor Presente Neto, los flujos se descuentan a una Tasa mínima dada.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) puede resultar igual, mayor o menor que la tasa mínima establecida por la firma. En la actualidad y conforme a los lineamientos financieros vigentes de PDVSA para la preparación de los planes a mediano plazo, la tasa de retorno mínima exigida es de 10%. Sin embargo, si de la Evaluación Económica de una propuesta resulta que:

TIR mayor a 15%: La decisión económica es realizar el proyecto o programa.

TIR menor a 15%: Se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.

TIR menor a 10%: La decisión económica es no realizar el proyecto o programa.

El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos renglones básicos que son:

El interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión: El interés sobre el capital invertido conceptualmente corresponde al costo alternativo de lo que representaría si el dinero se colocara en el mercado financiero (costo de oportunidad del dinero) expresado en términos de una tasa de interés real, es decir, que no incluye inflación.

Respecto al riesgo, la TIR debe incluir un porcentaje sobre el capital invertido, por concepto del riesgo que se enfrenta al efectuar una inversión, cuyo resultado se conocerá en el futuro.

Matemáticamente la definición de Tasa Interna de Retorno se expresa:

$$\sum_{t=0}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t} = 0 ; \quad \text{Ecuación 2-3}$$

Donde

Y_t = Flujo de Efectivo para $t = 0, 1, 2, \dots n$

n = Horizonte Económico

i = Tasa Interna de Retorno

La solución de este problema en la actualidad se encuentra a través de la aplicación de los siguientes instrumentos:

Extrapolación: aplicando los Factores de Interés Compuesto incluidos en las Tablas Financieras preparadas para estos efectos.

Uso de maquinas calculadoras: debidamente programadas para este tipo de análisis.

Uso de programas de computación: o de paquetes o lenguajes de cuarta generación.

Eficiencia de la Inversión

Este indicador se determina también como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR, y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada.

Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene por cada unidad monetaria invertida y matemáticamente se expresa según la siguiente formula:

$$EI = \frac{FE}{I} ; \quad \text{Ecuación 2-4}$$

Donde

EI = Eficiencia de la Inversión

FE = Flujo de Efectivo descontado (Ingresos menos costos, excluyendo Inversión y Capital de Trabajo)

I = Inversión de Trabajo (incluye Capital de Trabajo cuando procede)

Este indicador permite obtener una estimación comparativa en la selección de proyectos. Así se tiene:

EI mayor a uno (1): La decisión de aceptar el proyecto es afirmativa.

EI igual a uno (1): La decisión es indiferente.

EI menor a uno (1): El proyecto debe rechazarse.

c) Análisis de Sensibilidad

Tiene por objeto determinar el impacto que puede significar sobre los indicadores económicos calculados (TIR, VPN, EI) algún cambio en las variables y/o parámetros considerados en la evaluación económica. Los análisis de sensibilidad deben efectuarse para parámetros más significativos, como por ejemplo: volumen de producción y/o ventas, precios de exportación, inversiones, horizonte económico, costos de operación, etc.

El análisis de sensibilidad adquiere mayor importancia cuando el resultado de la evaluación es marginal o sea que la diferencia con relación a las exigencias mínimas es muy pequeña. Lo anterior significa que un resultado negativo del análisis de sensibilidad en alguna de las variables o parámetros básicos del Flujo de Efectivo pudieran alterar el resultado de la evaluación y por consiguiente la decisión económica de efectuar el programa o proyecto.

d) Análisis de Riesgo

Por lo general, los programas y proyectos que desarrolla la Industria Petrolera se caracterizan por un alto grado de probabilidad de éxito.

Se exceptúan de esta característica los programas de exploración, para los cuales se ha desarrollado una metodología particular para su evaluación económica y los proyectos en los cuales no prevalece el criterio económico en la decisión de ejecutarlos, sino que obedecen a razones legales, contractuales o estrictamente técnicas/operacionales.

Es conveniente en este punto, establecer la diferencia que existe entre riesgo e incertidumbre. En efecto, se dice que existe incertidumbre cuando aun sabiendo que existen probabilidades de que el comportamiento de las variables y parámetros que estructuran la evaluación de la propuesta sea diferente al estimado, no existen elementos que permitan cuantificar estas probabilidades.

Por el contrario, cuando es posible asignar valores esperados (cuantificar) a las probabilidades, se dice que existe un riesgo.

Conceptualmente el "riesgo" se define como el grado de probabilidad de cumplir las predicciones efectuadas (estimaciones) relacionadas con las variables y parámetros que estructuran el Flujo de Efectivo. Por otra parte se determina que del grado de cumplimiento del Flujo de Efectivo estimado depende el resultado económico esperado.

En la situación de riesgo, la teoría de las probabilidades es primordial en la toma de decisiones. La probabilidad de que determinado resultado dé cierto acontecimiento es simplemente la proporción de veces que tal resultado tendría lugar si el acontecimiento se repitiera un gran número de veces, la probabilidad de un resultado es medida de la certidumbre de ese resultado.

Una derivada de la teoría de las probabilidades es el concepto de valor esperado, el cual resulta de la multiplicación de cada posible resultado de un acontecimiento por la probabilidad de que tenga lugar; esto da una medida del resultado de cada elección. Solo como referencia se debe decir que existen otras técnicas de análisis de riesgo, muy vinculadas a la teoría de probabilidades, como la teoría de juegos, de portafolios, procesos estocásticos y simulación. Monte Carlo es una técnica de simulación de modelos de probabilidades que es muy utilizada en la evaluación de proyectos de inversión de Activos Fijos. Sin embargo, estas técnicas analíticas son complejas y su aplicación resulta costosa económicaamente.

4. Aplicaciones de apoyo a la selección del Sistema de Levantamiento Artificial más adecuado a las condiciones del pozo en estudio.

Existen diversas aplicaciones desarrolladas al nivel de la industria petrolera, que sirven de apoyo al Ingeniero de Producción en la selección del Sistema de Levantamiento Artificial "óptimo" o más apropiado según sea el caso de estudio.

A continuación se describe brevemente cómo han sido desarrolladas algunas de estas aplicaciones, y de qué manera soportan la selección del Sistema de Levantamiento Artificial.

4.1. SEDLA® (Sistema Experto De Levantamiento Artificial)

SEDLA es un Sistema experto cuyo propósito principal es el de asistir al ingeniero de producción en la selección, diseño y evaluación del Método de Levantamiento Artificial que, desde el punto de vista técnico, mejor se adapte a las condiciones de producción del pozo en estudio.

De esta manera la herramienta aporta los siguientes beneficios:

- Incrementar la producción de crudos, ya que la selección del método óptimo para las condiciones del pozo hará que el proceso de levantamiento sea más eficiente.
- Asistir al ingeniero de producción en la preselección, diseño y evaluación económica de los métodos.
- Reducir el esfuerzo en horas – hombre dedicadas a la selección y diseño, ya que se cuenta con una herramienta capaz de evaluar todos los métodos de producción existentes a escala mundial, de una forma rápida e imparcial, lo cual disminuye el tiempo requerido para esta actividad y la parcialización de los ingenieros de producción hacia un método determinado.
- Reducir los costos de mantenimiento y producción, ya que el sistema selecciona el Método de Levantamiento Artificial que mejor se adapte a las condiciones del pozo, tomando en cuenta los problemas de producción.

4.2. NODALB3©

El programa de computación NODALB3© ha sido desarrollado con la finalidad de realizar el Análisis Nodal de pozos que producen con Bombeo Mecánico Convencional. Las características únicas de NODALB3© lo hacen un programa competitivo, que permite considerar el comportamiento de aporte o influjo del yacimiento, dependiendo del esquema de perforación, ya sea vertical, horizontal o desviado. También determina la sensibilidad del sistema de bombeo a sus parámetros más relevantes, tales como: la velocidad de bombeo, la longitud de la carrera, el diámetro de la bomba, la eficiencia de separación de gas en el fondo, la profundidad de la bomba, la fracción de inyección de diluente y el corte de agua. Estas características muestran la aplicabilidad de este programa como una herramienta predictiva. NODALB3© es especialmente aplicable al diseño, optimización y solución de problemas de pozos con crudos viscosos, tomando en cuenta los efectos de la viscosidad en el Sistema de Bombeo Mecánico.

4.3. WellFlo®

WellFlo® es un programa de Análisis Nodal cuya función principal es la de analizar el comportamiento de los fluidos en el pozo. Este comportamiento es caracterizado en términos de presión y temperatura de los fluidos, como función de la tasa de flujo y de las propiedades de los mismos.

Este programa combina la descripción del yacimiento, la completación del pozo, los equipos de superficie (líneas de flujo, etc.) y las propiedades de los fluidos para:

- Optimizar la completación de un pozo existente, proponer el diseño de completación de un pozo nuevo.
- Determinar el punto de operación exacto del sistema (Tasa de Flujo versus Presión de fondo fluyente), a través del modelaje de las curvas de afluencia del yacimiento y de la completación del pozo.
- Monitorear y analizar el rendimiento de los pozos, para así realizar un diagnóstico efectivo de las condiciones operativas del pozo.

Además, el Análisis Nodal mediante el uso de la aplicación WellFlo® puede ser aplicado a pozos verticales, horizontales o desviados, produciendo sólo bajo el régimen de Flujo Natural, Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Artificial por Gas. Asimismo el programa permite manejar los siguientes tipos de fluidos: petróleo negro, volátil, condensado y gas.

4.4. PC – PUMP®

El programa de computación PC – PUMP® es una herramienta de diseño interactivo y evaluación de comportamiento de Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva en pozos productores de petróleo. El programa soporta la toma de decisiones en cuanto al diseño y operación de Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva. Algunas de sus aplicaciones son:

- Diseño geométrico de pozos
- Selección y evaluación de equipos de subsuelo y de superficie
- Análisis de datos de pruebas de bombeo
- Análisis de carga y fatiga en la sarta de cabillas

- Análisis del deterioro por contacto entre la sarta de cabillas y la tubería de producción
- Análisis preventivo de reacondicionamientos
- Optimización de producción

4.5. The New Coleman Pump Company NCPCv4 – GR®.

El software NCPCv4 – GR® ha sido diseñado específicamente para determinar las dimensiones de garganta y boquilla del equipo tipo Jet óptimo para el pozo en estudio. De acuerdo a lo expuesto anteriormente esta herramienta es útil para la optimización de la producción de pozos existentes a través de completaciones nuevas, las cuales son propuestas por el usuario del programa y su criterio de mayor producción al menor costo.

4.6. Modelo de Análisis Económico de Producción (MAEP)

El modelo MAEP es un programa destinado a fines corporativos, el cual tiene como propósito lo siguiente:

- Establecer las normas, políticas y criterios uniformes para las industrias petrolera, petroquímica y carbonífera (IPPCN) que deberán tenerse presente en la evaluación económica de las propuestas que formen parte del presupuesto de inversiones.
- Establecer el método que debe aplicarse en la evaluación económica de los diferentes tipos de propuestas de inversión y aclarar los conceptos vigentes sobre la materia.
- Garantizar la utilización racional de los recursos financieros disponibles en función del riesgo y prioridad de las propuestas de inversión, así como evaluar el efecto financiero en el flujo de caja de la Industria, validando al mismo tiempo, el cumplimiento de los lineamientos operacionales y financieros emitidos por Petróleos de Venezuela (PDVSA).

Así, el programa evalúa, a través de tres niveles determina la rentabilidad de la inversión:

- Nivel Filial: Corresponde tanto a la evaluación de las propuestas que generen ingresos como a las opciones de menor costo y se efectúa a este nivel porque constituyen la base para la decisión económica para este tipo de propuestas, es

decir, que la rentabilidad mínima exigida por PDVSA, debe ser establecida después del ISLR. La depreciación no forma parte del flujo de egresos y debe ser considerada como un gasto solo a los efectos del cálculo del Aporte Legal y del ISLR.

- Nivel Industria: Las evaluaciones a este nivel corresponden tanto a propuestas que generen ingresos como a propuestas de menor costo. Su preparación tiene solo un carácter informativo, ya que, su resultado no incide en la decisión económica. Efectuar la evaluación económica a nivel industria significa realizarla en base al flujo de efectivo neto después del ISLR más el aporte legal a PDVSA para el caso de propuesta que generen ingresos de exportación. Al igual que en la evaluación en el ámbito filial, la depreciación se incluye como un gasto solo para efectos del cálculo del ISLR y del aporte Legal a PDVSA, cuando proceda.
- Nivel Nación: Las evaluaciones económicas a nivel Nación deben prepararse solo para las propuestas que generen ingresos y que aun no cumpliendo el requisito de rentabilidad mínimo a escala filial, es necesaria su ejecución. Efectuar la evaluación económica a nivel nación significa calcular los indicadores económicos sobre la base del flujo de efectivo neto "antes del ISLR", es decir, al flujo determinado después del ISLR, se le agrega el aporte y el ISLR. La decisión económica en estos casos se toma en función del menor costo para la nación y no basándose en la rentabilidad.

Capítulo III

DESCRIPCIÓN Y ANTECEDENTES DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO

1. Características Generales del Área

El Área Mayor de Socororo (AMS) es un bloque irregular de unos 270 Kilómetros cuadrados de superficie que se encuentra ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sudoeste del Área Mayor de Oficina. Dicho bloque comprende los campos petrolíferos de Socororo, Chachicamo y Caricari. El AMS limita al Oeste con el campo Budare, al Sur con los campos pertenecientes a Petrozuata, al Este con el campo Yopales y al Noreste con el campo Caracoles.



Figura 3-1. Área Mayor de Socororo.

Los campos que integran el Área Mayor de Socororo (AMS) fueron descubiertos al inicio de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron un total de 93 pozos, 20 de los cuales resultaron secos y 15 fueron abandonados. De los 58 pozos que resultaron productores, sólo 3 producen actualmente (agosto 2001), con una tasa combinada de 227 BNPD. Un total de 55 pozos se encuentran inactivos, de los cuales se han evaluado como reactivables 35 de ellos. Las cifras oficiales indican que para Junio de 2001 los campos del Área Mayor de Socororo han producido un volumen acumulado de petróleo del orden de 10,1 MMBN que, comparado con las cifras oficiales de petróleo original en sitio de 418 MMBN, resulta un factor de recobro de 2,42%.

La columna sedimentaria, penetrada por los pozos perforados en el AMS, está constituida por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal. Las formaciones Merecure y Oficina son las únicas de interés como productoras comerciales de hidrocarburos. Las formaciones del Cretáceo, Tigre y Canoa (Grupo Temblador), y la formación Carrizal del Paleozoico, penetradas por varios pozos (entre otros SOC-1, CAC-1, CAC-2 y CAC-3) no mostraron indicios de presencia de hidrocarburos explotables comercialmente, de acuerdo a los datos de núcleos y perfiles disponibles.

Un resumen de las características del Área se presenta en la tabla que a continuación se expone:

- Petróleo Original en Sitio (POES): 418 MMBN
- Gas Original en Sitio (GOES): 278 MMBN
- Reservas Recuperables de petróleo y gas: 61 MMBN / 228 MMMPC
- Producción Acumuladas de petróleo y gas: 10 MMBN / 21 MMMPC
- Reservas Remanentes de petróleo y gas: 51 MMBN / 207 MMMPC
- Gravedad API promedio del Área: 16
- Profundidad promedio: 3850 pies
- Presión actual estimada: 1000 – 1600 Lpc
- Factor de Recobro actual: 2%
- Factor de Recobro esperado: 15%
- Producción promedio por pozo: 76 BNPD
- Potencial actual: 227 BNPD
- Total de Pozos: 93
- Número de Pozos Activos: 3

- Número de Pozos Abandonados / Secos: 35
- Número de Pozos Inactivos: 55
- Número de Yacimientos de Petróleo: 103
- Número de Yacimientos de Gas (no asociado): 77

2. Descripción de los Yacimientos

La reactivación de los Campos Socororo, Cachicamo y Caricari, requiere que se aprovechen de manera óptima los pozos existentes, los cuales en la mayoría de los casos han resultado ser pobres productores, desarrollando prematuramente problemas de producción de arena y finos, elevada producción de agua y, en algunos casos, alta producción de gas. La información disponible sobre las historias de producción y eventos de los pozos del Área es incompleta y de pobre calidad.

De los 103 yacimientos de petróleo, se han obtenido producción comercial de 57 ellos, acumulando hasta Abril del año 2000 unos 10 MMBN de petróleo⁷, lo cual representa sólo el 2% del total del POES del AMS. De la información geológica revisada se puede decir que existe una gran cantidad de yacimientos con capa de gas original y con acuíferos asociados de limitada extensión areal. Dado que todos los yacimientos originalmente tienen los hidrocarburos entrampados a profundidades menores de 5000 pies, los yacimientos estaban saturados o ligeramente subsaturados. Existe una información muy limitada sobre presiones estáticas, esto aunado al escaso recobro obtenido hasta el presente, limita el uso de técnicas tales como Balance de Materiales para corroborar las reservas originales de hidrocarburos. Por consiguiente, se decidió realizar Balance de Materiales sólo a 35 yacimientos del AMS, aquellos con producción acumulada mayor a 30 MBN de petróleo.

Como resultado de éste análisis, se estableció que un 70% de los 35 yacimientos evaluados presentan una presión actual calculada en unos 1.200 Lpc. También se identificaron yacimientos que deberían tener mayores reservas originales que las calculadas volumétricamente, es decir, tienen asignados valores erróneos de producción de gas, bien sea por la existencia de capas de gas originales o por contabilidad deficiente de los volúmenes de gas de levantamiento (Levantamiento Artificial por Gas) reflejados en cifras oficiales.

En cuanto a los efectos de la energía externa aportada por los acuíferos asociados, se estimó que la actividad de los mismos es moderada, al tomar en cuenta la relación agua – petróleo, calculada entre 0,1 y 3,6 BNA/BNP. No se dispone de mediciones de presiones actuales, lo cual permitiría establecer este parámetro con mayor certeza.

Los volúmenes o dimensiones de las capas de gas asociado fueron inferidos de acuerdo con la nueva interpretación geológica, estableciéndose que los 13 yacimientos evaluados con capa de gas asociada, 11 de ellos tenían valores de la relación volumétrica zona de gas y zona de petróleo (m) menores a 1.

Por consiguiente, se puede afirmar que los mecanismos de producción que actúan en el AMS son: expansión de roca y fluidos, gas en solución y presencia de capas de gas asociadas, y el empuje parcial o limitado de los acuíferos asociados.

3. Modelo Estructural

El estudio de la sísmica 2D junto con la información geológica, permitió interpretar que la estructura predominante en el Área Mayor de Socororo es un monocinal fallado de rumbo Noroeste (NO) y buzamiento regional de 2 a 3 grados hacia el norte.

El régimen de esfuerzos distensivos dio origen a un sistema de fallas normales con dirección Noreste – Suroeste (NE-SO) aproximadamente paralelas al buzamiento regional. La falla Cachicamo pertenece a este sistema, la cual por la magnitud de su salto (120 pies – 180 pies) es la estructura principal del área, creando condiciones para el entrampamiento de hidrocarburos.

El otro sistema de fallas presente en el área, tiene una dirección Noreste – Sureste (NO-SE), aparentemente perpendicular al anterior y es el responsable de la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos en los campos Socororo y Caricari. En este sistema, el salto de las fallas se encuentra en un rango de 20 pies a 100 pies.

4. Modelo Petrofísico

La evaluación petrofísica del Área Mayor de Socororo fue llevada a cabo por la empresa Corpomene, S.A.⁸ y se realizó en 39 de los 54 pozos del área que poseen registros de resistividad y porosidad. Sin embargo, esta evaluación fue realizada sin contar con modelos petrofísicos integrados, que tomaran en cuenta las propiedades roca-fluido de los diferentes yacimientos penetrados por los pozos.

La inexistencia de núcleos, en el Área Mayor de Socororo trae como consecuencia que tanto el modelo petrofísico como el modelo de permeabilidad específico para el yacimiento que se está caracterizando no sean del todo confiables.

5. Mecanismos y Comportamiento de Producción

La estimación de fluidos originalmente en sitio (POES y GOES), correspondiente a las reservas probadas, se realizó empleando los valores de propiedades de la roca obtenidos de la revisión petrofísica y de la revisión geológica, lo cual aportó mapas isópacos – estructurales actualizados, obteniéndose los resultados de un volumen de POES igual a 418 MMBN y un volumen de GOES igual a 278 MMMPCN, las Reservas Remanentes de Petróleo se establecieron en 51 MMBN, utilizando los mismos factores de recuperación oficiales, mientras que las Reservas Remanentes de Gas resultaron ser de 178 MMMPCN.

La presencia de capa de gas originalmente en sitio y/o el uso del método de levantamiento artificial por gas, condujeron probablemente a un conteo ineficiente del volumen de gas producido y por lo tanto los valores de RGP estimados y calculados fueron muy elevados. El reporte de la relación agua – petróleo de producción se estimó en alrededor del 40% de los yacimientos analizados, esto indica la presencia de acuíferos asociados de actividad moderada. Los yacimientos analizados mediante Balance de Materiales poseen un factor de Recobro del 7%, según el estudio de Corpomene C. A.

De los 103 yacimientos definidos originalmente como contentivos de petróleo, han sido productores 57, acumulando hasta la actualidad 10 MMBN de petróleo, esto equivale al 2% del POES total del Área Mayor de Socororo y al 3,2% del POES del grupo de 57

yacimientos productores, destacando esto el bajo factor de recobro obtenido hasta la fecha.

Los resultados de pruebas realizadas indicaron que el 70% de los yacimientos muestran presiones actuales promedio en el orden de 1.200 Lpc, con una presión inicial promedio de 1.600 Lpc.

6. Distribución Actual de los Fluidos

Los yacimientos de los Campos Socororo, Cachicamo y Caricari se encuentran en condiciones cercanas a las condiciones iniciales debido a los bajos factores de recuperación y los niveles relativamente altos de presión, esto implica que ha ocurrido pocos cambios en cuanto a la ubicación de los contactos agua – petróleo y gas – petróleo, según sea el caso.

Una vez revisada la información disponible acerca del comportamiento productivo del Área Mayor de Socororo se observaron decrecimientos vertiginosos de la capacidad productiva de los diversos pozo – zonas, por lo tanto, se hizo un análisis de declinación de producción con el fin de determinar las causas que motivaban esta caída de las tasas de producción que podían ser generadas por declinación natural de los yacimientos o si se trataba de otros problemas inherentes a los pozos, se observó gran dificultad para la determinación de dichas causas ya que existían completaciones conjuntas de dos o más arenas y el comportamiento de los pozo – zonas no era bien definida. Adicionalmente, las bajas tasas de producción hicieron impreciso el establecimiento de tendencias.

En 9 de los 103 yacimientos se logró estimar el comportamiento de declinación productiva, en varios casos no fue posible explicar las caídas abruptas en las tasas de producción, pues posiblemente estas ocurrieron por el taponamiento por finos de los empaques con grava, aunque no existe suficiente información que permita transformar esta aseveración en conclusión.

7. Evaluación de Métodos de Producción, problemas y recomendaciones realizadas por Corpomene C. A.

En el pasado se experimentó problemas de importancia durante la producción, los cuales se tomarán en cuenta a la hora de la reactivación del campo. A continuación se hará una descripción breve de los problemas más frecuentes y recurrentes:

- Arenamiento: hay que tomar medidas efectivas de control de arena, ya que el tipo de arena es de grano muy fino y por lo tanto existe una gran posibilidad de que suceda el taponamiento, además de ocurrir producción de arena hacia las estaciones y los tanques.
- Con el Revestidor de Producción y su Cementación Primaria: en casi todos los pozos se han empleado revestidores de 5-1/2" y no se han realizado estudios para evaluar la posibilidad de revestir el hoyo los pozos nuevos con revestidores de mayor diámetro, esto permitiría más flexibilidad a la hora de hacerse una rehabilitación o reparación del pozo, con la consecuencia de alcanzar una mejor cementación primaria.
- Con Fluidos de Completación: se usó mayormente barro natural aunque hay casos donde se usó lignosulfonatos, emulsiones con petróleo entre otros. En el pasado ocurrieron varias pérdidas de circulación dañando así a la formación, se debe estudiar bien el problema de los fluidos de completación y así seleccionar los menos dañinos para la formación, evitando principalmente la pérdida de circulación durante la perforación.
- Con el tipo de Levantamiento Artificial a utilizar: como la vida productiva de algunas zonas del Área Mayor de Socororo por flujo natural es tan corta se hace necesario desde el principio estar preparados para disponer de levantamiento artificial. Los métodos utilizados en el pasado se limitaron al Bombeo Mecánico y al Levantamiento Artificial por Gas. Se realizaron consultas con representantes locales de equipos de levantamiento artificial ampliamente conocidos, se evaluaron tres procedimientos utilizados para el levantamiento artificial de fluidos en pozos petroleros, los cuales han sido clasificados en función de la bomba que utilizan para suministrarle energía al fluido.

- a) Bombas Reciprocantes
- b) Bombas de Cavidad Progresiva
- c) Bombas Centrífugas Electrosumergibles

El sistema de Levantamiento Artificial por Gas no fue evaluado en este estudio por requerir instalaciones de superficie de gran magnitud, tales como: planta compresora y sistemas de distribución de gas por tuberías a alta presión, que generan inversiones fuera del rango para la realidad actual del Área Mayor de Socororo. Del resultado de estudios previos se concluyó, en términos generales y preliminares, que los Sistemas de Levantamiento artificial más adecuados para el AMS son, en orden de preferencia:

- a) Bomba de cavidad progresiva, accionada desde la superficie
- b) Bomba reciproante con unidad de bombeo Rotaflex
- c) Bomba reciproante con balancín

Estos sistemas se adaptan a las características generales del Área Mayor de Socororo en cuanto a caudal a ser bombeado, profundidad y tipo de crudo.

Es necesario apoyarse en un análisis técnico – económico para sustentar la decisión definitiva sobre el Método de Levantamiento Artificial más adecuado para el Área Mayor de Socororo.

Capítulo IV

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Con la finalidad de cumplir con los objetivos propuestos al inicio del estudio, con los cuales se persigue optimizar la productividad del Campo Socororo, mediante la aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial; se aplicó la siguiente metodología de trabajo:

1. Selección de los pozos a ser estudiados.

Con el fin de conocer las características más representativas del Campo Socororo en cuanto a los métodos de Levantamiento Artificial aplicados durante la historia del Campo, se revisaron las carpetas de operaciones y de producción disponibles de los pozos del Campo Socororo; así se extrajo de ellas información correspondiente a:

- a) Métodos de Levantamiento Artificial aplicados históricamente en el Campo Socororo.
- b) Tipos de completación aplicado en el campo.
- c) Gravedad del crudo.
- d) Arenas productoras.
- e) Estado actual de los pozos.

Este último punto incluye una inspección realizada a los pozos del campo por la Unidad de Crudo Liviano en San Tomé, en noviembre de 2001.

Posteriormente, a partir de la información recopilada y de la información disponible en las aplicaciones *CENTINELA* y *OFM*, se clasificaron los pozos del campo de acuerdo a su producción acumulada. Inicialmente se seleccionaron como posibles candidatos a estudio los pozos con producción acumulada de petróleo mayor a 400 mil barriles.

Tabla 4-1. Pozos del Campo Socororo con producción acumulada de petróleo mayor a 400 mil barriles.

Pozo	Zona completada	Arena	Yacimiento	Gravedad API	Producción Acum. (Bls)	Último equipo de levantamiento
ES 401	1	P2	SOC 1	28,5	31221	BMC
	2	R4L	ES 401	17,6	25203	
	3 (activa)	U1U	SOC-3	18,3	334697	
	4	U2U	ES 401	13,6	250814	
	5	U2L	ES 401	13,3	100595	
ES 404	1	P2	ES 404	27,5	766365	BMC
ES 417	1	S2	ES 423	-	0	Convertido a Inyector de gas
	2	U1L	ES 417	16,9	533307	
	3	U2U	ES 418	16,3	13128	
ES 425	1(última)	S2	ES 425	25,5	576381	LAG
	2	TM	ES 425	25,8	129	
ES 428	1	J3M	ES 428	-	0	BMC
	2	R2L	ES 428	48	0	
	3 (última)	S2	ES 423	24,7	446706	
ES 446	1 (activa)	U1M	SOC-3	18,5	620383	BMC
	2	U2L	ES 401	15	5061	
ES 449	1	U1M	ES 449	19,2 (producción en conjunto)	-	LAG
	2	U1L	ES 449		-	
	3	U2U	ES 449		112163	
	4(última)	R0	ES 442	25	292412	
SOC 3	1	P2	SOC 1	19,6	84234	BMC
	2(última)	U1U	SOC-3	21,5	503327	
SOC 4	1	U8U	SOC 4	12,9	194281	BMC
	2 (activa)	U1U	YS 610	17,9	511104	

Luego, debido a la falta de datos correspondientes a las características de los Métodos de Levantamiento Artificial aplicados durante la historia de los pozos preseleccionados, y de la completación de éstos; se estableció que los pozos a ser analizados serían aquellos que se encontraran activos a la fecha del estudio, ya que estos disponían de mayor información con respecto a los otros pozos preseleccionados. Así los pozos preseleccionados para el estudio fueron los siguientes ES-401, ES-446 y SOC-4.

2. Evaluación de los Métodos de Levantamiento Artificial adecuados a las condiciones de los pozos en estudio.

Con la finalidad de evaluar los distintos Métodos de Levantamiento Artificial que pudieran ser aplicados en los pozos del Campo Socororo, se propuso determinar en primer lugar, las condiciones de productividad de los pozos en estudio, ya que la productividad de un pozo es uno de los principales factores que define cuál Método de Producción puede ser aplicado en éste.

2.1. Cálculo de las características de la productividad actual de los pozos.

Para determinar las características de la productividad actual de los pozos a ser analizados durante el estudio, se revisaron en primer lugar las historias de los pozos y los informes realizados por Corpomene S. A.⁸ De estas fuentes se extrajeron las características y propiedades de los yacimientos drenados por los pozos de interés, y de los fluidos producidos. Las características de los yacimientos se muestran en resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4-2. Características y propiedades de los yacimientos U1U (SOC-3) y U1M (SOC-3) del Campo Socororo.

Yacimiento	Espesor Prom. (pies)	Porosidad Prom. (%)	Permeabilidad Prom. (mD)	Presión Inicial (Lpc)	POES (MMBN)
U1U (SOC-3)	16	26,4	166	1557	7.545
U1M (SOC-3)	18	26,4	510	1673	11.413

Las propiedades de los fluidos se muestran en detalle en el Apéndice A.

Debido a que no existen mediciones de presiones estáticas posteriores al año de 1995, y a la escasa información de presiones de fondo fluyente en el Área Mayor de Socororo, por eso necesario realizar Balances de Materiales en los yacimientos donde se encuentran produciendo los pozos de interés. Este procedimiento fue realizado para obtener valores estimados de la presión estática actual de los yacimientos asumiendo las siguientes premisas:

- POES reportado por Corpomene S. A.

-
- Historia de producción de los pozos de interés reportada en *OFM*.
 - Presión inicial de los yacimientos conocida y reportada por Corpomene S. A.
 - Actividad de acuífero, definida de acuerdo a las características de acuíferos cercanos al área.

El procedimiento fue realizado con la aplicación MBAL®, y los detalles del mismo se muestran en el Apéndice B.

Tabla 4-3. Presión estática de los yacimientos U1U (SOC-3) y U1M (SOC-3) estimada por Balance de Materiales, a la fecha del estudio.

Yacimiento	Fecha	Presión estática estimada (Lpc)
U1M (SOC-3)	01/09/01	1399
U1U (SOC-3)	01/09/01	1476

Posteriormente se analizaron los reportes de pruebas *Echometer®* y *Sonolog®* (tomas de nivel de fluidos dinámico en los pozos), de los cuales se podría obtener un estimado de la presión de entrada a la bomba, y posteriormente de la presión de fondo fluyente de los pozos en estudio. Un total de dos (2) pruebas tipo *Sonolog®* y siete (7) pruebas tipo *Echometer®* fueron evaluadas con el apoyo de personal especializado del área de Levantamiento Artificial de INTEVEP, luego de las evaluaciones se estableció que los resultados de las pruebas *Echometer®* y *Sonolog®* realizadas a los pozos durante la vida productiva de los mismos, no eran confiables.

El análisis de las pruebas determinó que en algunos casos éstas no habrían sido realizadas y analizadas correctamente, es decir, siguiendo el procedimiento necesario para obtener resultados certeros. Los resultados de estas pruebas arrojaban valores de presión de entrada a la bomba algunas veces mayor a la presión estática de los yacimientos estimada para la fecha de las pruebas, otras veces arrojaban índices de productividad anormales al comportamiento de producción histórico de los pozos, lo cual indicaba en cierta forma que las pruebas no eran confiables. Por otro lado, a partir de información obtenida del personal de Campo en San Tomé, acerca del comportamiento de producción de los pozos, se supo que la profundidad del nivel de fluido dinámico en éstos variaba periódicamente por razones que están siendo sometidas actualmente a investigación (ver Apéndice C).

Finalmente, de todas las pruebas analizadas se logró validar una de ellas de tipo *Sonolog®* realizada al pozo ES-446 el 30 de Septiembre de 1999 (los resultados de esta prueba fueron los que mejor se aproximaban al comportamiento de producción del pozo para la fecha de la prueba). Luego, para estimar la presión de fondo fluyente del pozo correspondiente a esa fecha se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a la eficiencia de separación del ancla de gas en el pozo (ver Apéndice D), único parámetro desconocido y necesario para el cálculo de la presión de entrada a la bomba y la presión de fondo fluyente cuando se tiene una prueba *Sonolog®* (en este tipo de pruebas no se mide la cantidad de gas que fluye por el espacio anular, y que afecta la medida del nivel de fluidos); de éste análisis se obtuvo como resultado la siguiente figura:

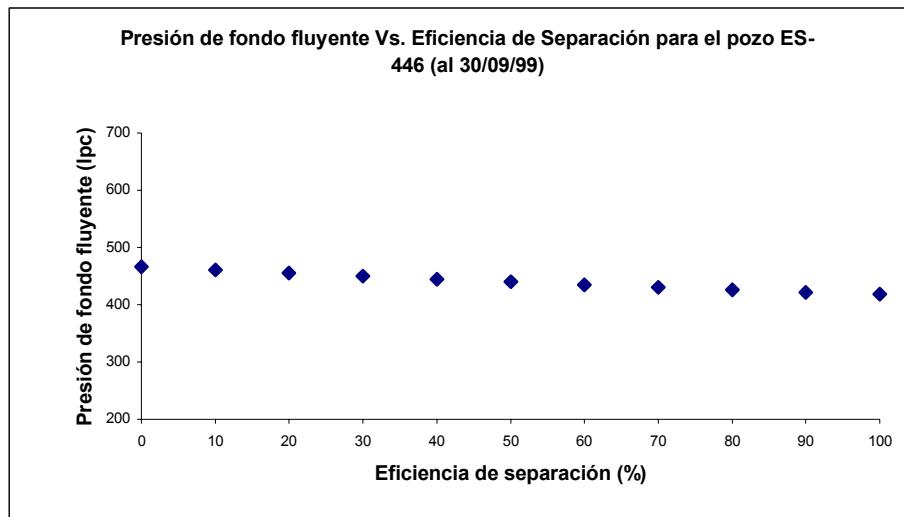


Gráfico 4-1. Presión de fondo fluyente Vs. Eficiencia de separación del ancla de gas en el pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999.

Tal como se observa en la figura 4-1, la variación de la presión de fondo fluyente con respecto a la eficiencia de separación de la bomba fue de sólo 10% lo cual resulta casi imperceptible, por lo tanto se decidió tomar como presión de fondo fluyente aquella correspondiente a una eficiencia de separación de un 50%.

Finalmente, se tiene en resumen para el pozo ES-446 al 30 de Septiembre de 1999 lo siguiente:

Tabla 4-4. Productividad del pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999*

POZO	Yacimiento	Fecha	Pe (Lpc)	Pwf (Lpc)	Qo (BN/D)	% Ays
ES-446	U1M (SOC-3)	30/09/99	1495	440	53	51.7

El desarrollo de la Metodología para la selección del Sistema de Levantamiento Artificial más adecuado a un pozo incluye la aplicación de ésta al pozo ES-446, asumiendo que la prueba *Sonolog®* del 30 de Septiembre de 1999 arroja resultados válidos. Lo que sigue es la aplicación de la nueva metodología al pozo ES-446 para la determinación de los Métodos de Levantamiento Artificial que optimicen la producción del pozo.

2.2. Evaluación de los posibles escenarios de productividad en el pozo ES-446 posteriores a su rehabilitación.

Considerando que cuando se inicien las actividades de Operación en el Campo Socororo, se realizará la rehabilitación del pozo ES-446, la selección del Método de Levantamiento Artificial óptimo para el pozo debe realizarse evaluando las condiciones de éste luego de realizar la rehabilitación. Así se estimó el Factor de daño existente en el pozo, para luego evaluar las posibles condiciones futuras del pozo.

*Se destaca que los pozos ES-401 y SOC-4, se excluyeron del estudio por falta de datos válidos con los que se pudiera calcular la presión de fondo fluyente y el Índice de Productividad en cualquiera de ellos.

2.2.1. Estimación del factor daño ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999.

Para determinar el índice de productividad del pozo se utilizó el programa NODALB3®, el cual simula el comportamiento del pozo cuando éste opera con Bombeo Mecánico Convencional. Del análisis nodal realizado por el programa se obtuvo como resultado un índice de productividad de 0,0774 BPD/Lpc. El procedimiento realizado se describe en el Apéndice E.

Luego, para determinar el factor daño en el pozo se empleó la aplicación WellFlo®, así se estimó el Factor de daño que pudiera tener el pozo con las características del yacimiento U1M (SOC-3) y de los fluidos producidos; y con el índice de productividad obtenido con la aplicación NODALB3®. Fue necesario realizar éste procedimiento ya que la aplicación NODALB3® no tiene ninguna opción de estimar el factor daño; y la aplicación WellFlo® sólo simula pozos bajo condición de Flujo Natural, con Bombeo Electrosumergible y Levantamiento Artificial por Gas.

Así se obtuvo para el pozo ES-446 a la fecha del 30 de Septiembre de 1999 un Factor de daño de 22,5. Éste valor incluye el daño ocasionado por un empaque con grava deteriorado (se colocó en el pozo en Agosto de 1984), por el cañoneo de la formación y por el filtrado del lodo de perforación.

2.2.2. Posibles escenarios en el pozo ES-446 posteriores a su rehabilitación.

A partir de las condiciones de productividad presentes para el 30 de Septiembre de 1999 en el pozo ES-446, se establecieron los siguientes posibles escenarios, obtenidos a través de la aplicación WellFlo®:

Tabla 4-5. Posibles escenarios de productividad propuestos para el pozo ES-446 posterior a su rehabilitación.

Caso	% remoción del Factor de daño	Factor de Daño, posterior a la rehabilitación	Índice de productividad, IP (BPD/Lpc)	Máxima tasa de flujo, AOF (BN/D)
1	0	22,5	0,0774	64
2	10	20,25	0,084	69
3	20	18	0,0917	75
4	40	13,5	0,1124	92
5	60	9	0,1452	119
6	80	4,5	0,205	169

Tal como se muestra, se decidió tomar los casos correspondientes a 0, 10, 20, 40, 60 y 80% de remoción del Factor de daño, donde el 0% de remoción es el caso pesimista y el 80% de remoción del daño es el caso optimista (remoción casi total del daño luego de la rehabilitación). Cada uno de estos escenarios fue analizado con la aplicación SEDLA® para determinar cuáles eran los métodos de Levantamiento Artificial que mejor se aplican a las diferentes condiciones de productividad del pozo.

2.3. Evaluación de los Métodos de Levantamiento Artificial con el SEDLA®, a ser aplicados en el pozo ES-446, de acuerdo a los posibles escenarios en el pozo luego de su rehabilitación.

Se realizó la evaluación de los distintos escenarios de productividad seleccionados con el programa SEDLA®, realizando además, un análisis de sensibilidad de los métodos que pudieran ser aplicados en el pozo según el diámetro de la tubería de producción del mismo (ver Apéndice F), obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 4-6. Sensibilidad de los Métodos de Levantamiento Artificial jerarquizados por SEDLA®, con respecto al diámetro del eductor, para cada escenario de productividad propuesto.

% de remoción del Factor de daño	Métodos jerarquizados por SEDLA	Sensibilidad al diámetro del eductor	
		2 7/8 x 6,50 (ACTUAL) Puntaje	3 1/2 x 9,30 Puntaje
0 (Caso 1)	Bombeo de Cavidad Progresiva	63	63
	Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i>	55	55
	Bombeo Mecánico Convencional	44	44
	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	22	22
10 (Caso 2)	Bombeo de Cavidad Progresiva	63	63
	Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i>	57	57
	Bombeo Mecánico Convencional	44	44
	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	24	24
20 (Caso 3)	Bombeo de Cavidad Progresiva	63	63
	Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i>	59	59
	Bombeo Mecánico Convencional	44	44
	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	28	28
40 (Caso 4)	Bombeo de Cavidad Progresiva	63	63
	Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i>	61	61
	Bombeo Mecánico Convencional	44	44
	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	33	33
60 (Caso 5)	Bombeo de Cavidad Progresiva	63	63
	Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i>	61	61
	Bombeo Mecánico Convencional	44	44
	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	33	33
80 (Caso 6)	Bombeo de Cavidad Progresiva	63	63
	Bombeo Hidráulico Tipo <i>Jet</i>	61	61
	Bombeo Mecánico Convencional	44	44
	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	33	33

Como se observa en la tabla anterior, para cualquiera de los casos seleccionados aparecen en los tres primeros lugares los Métodos de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), Bombeo Hidráulico Tipo *Jet* y Bombeo Mecánico Convencional (BMC). Así que para explicar un poco los resultados obtenidos con las evaluaciones en el SEDLA®, se describe a continuación una de las principales limitaciones de este programa:

- El programa está sometido a cierto grado de subjetividad por parte del usuario en el módulo de "Problemas de Operación", en el cual el usuario debe ingresar en qué grado existe presencia de: Arenas, Asfaltenos, Aromáticos, Emulsiones, Espumas, Escamas, Corrosión (H_2S , CO_2 , O_2 , agua de bajo pH), Parafinas; y si el pozo es desviado; todo esto bajo una escala del cero (0) al cinco (5) donde el valor mas bajo indica que no hay presencia en lo absoluto de ninguno de los parámetros, y el valor mas alto indica que el problema es severo. Si el usuario tiene experiencia en el campo, puede manipular estos valores para obtener el mayor puntaje en el Método de su preferencia.

En las evaluaciones realizadas se colocó cinco (5) en el problema de arenamiento y cero (0) en los demás problemas, esto con el fin de caracterizar de la mejor manera el Campo Socororo. Debido a esto el Bombeo Mecánico Convencional (BMC) aparece desplazado por el Bombeo Hidráulico tipo *Jet* y por el Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), siendo el BMC el Método que por tradición se ha empleado en el área.

Además, como el programa no ofrece ninguna opción de analizar desde el punto de vista económico la aplicación de cada uno de los métodos, en las evaluaciones no se tomó en cuenta que existen equipos de superficie de BMC, esto disminuye los costos de su aplicación en el pozo, tampoco se tomo en cuenta que el Bombeo Hidráulico tipo *Jet* es una tecnología de reciente aplicación en nuestro país, y que los costos de aplicación de este método son considerablemente más altos que los de BCP y BMC. Por lo tanto se hace necesario evaluar cada método desde el punto de vista técnico y económico con la ayuda de otras aplicaciones o programas para determinar realmente cuál de ellos es el que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

Finalmente, para cumplir con los objetivos del estudio estos tres métodos (BCP, BMC y Bombeo Hidráulico tipo *Jet*) se analizaron desde el punto de vista técnico y económico, a fin de determinar cuál de ellos sería el más adecuado para cada uno de los escenarios de productividad propuestos para el pozo ES-446.

3. Evaluación del Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva en los posibles escenarios de productividad propuestos para el pozo ES-446.

3.1. Evaluación técnica

Para determinar la completación óptima de Bombeo de Cavidad Progresiva para el pozo ES-446 en cada uno de los escenarios de productividad propuestos, se realizaron evaluaciones para diferentes completaciones, variando el diámetro de la tubería de producción del pozo y el diámetro de la sarta de cabillas. Los diámetros de tubería de producción evaluados fueron 2-7/8" (actual) y 3-1/2". Los diámetros de la sarta de cabillas variaron entre 1", 7/8" y 3/4".

Las evaluaciones fueron realizadas con el programa BCPi – Win, y los resultados de las mismas se muestran en detalle en el Apéndice F, allí se muestra un aproximado de 100 bombas preseleccionadas por el programa para cada caso, de los cuales se extrajeron las diez primeras bombas para cada escenario de productividad. Luego de revisar los resultados obtenidos de las evaluaciones, se obtuvo como principal producto que las bombas preseleccionadas no cambiaron con la variación del diámetro de la sarta de cabillas, es decir, la preselección resultó indiferente al diámetro de la sarta de cabillas seleccionada para cada completación y con cada escenario de productividad.

Otro de los resultados obtenidos durante el análisis de las evaluaciones realizadas con el BCPi – Win, fue el encontrar un mismo grupo de bombas que habían sido preseleccionadas para cualquiera de los casos de productividad y con una misma tubería de producción. De allí que se preseleccionaran estos grupos de bombas para continuar con el análisis de Bombeo de Cavidad Progresiva.

A continuación se muestra en resumen el resultado de las evaluaciones con el programa BCPi – Win:

Tabla 4-7. Bombas de Cavidad Progresiva preseleccionadas con el programa BCPi – Win.

Tubing 2-7/8" x 6,50 (Diámetro x Peso (lb/pie))			
Fabricante	Modelo	Qmáx. (Bbl/D)	Δpmáx.* (Lpc)
EMIP/KUDU	180TP3000	1195	10050
EMIP/KUDU	180TP2000	1189	6700
GEREMIA	40.40-1200	1290	9238
GEREMIA	48.40-1200	1304	11085
ROBBINS MYERS	80-N-275	1384	8301
ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	1570	8100
Tubing 3-1/2" x 9,30 (Diámetro x Peso (lb/pie))			
Fabricante	Modelo	Qmáx. (Bbl/D)	Δpmáx. (Lpc)
EMIP/KUDU	180TP3000	1195	10050
ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	1570	8100
GEREMIA	40.40-1200	1290	9238
GEREMIA	48.40-1200	1304	11085
ROBBINS MYERS	80-N-275	1384	8301

El programa BCPi – Win tiene como principal limitación que solo realiza la preselección de las bombas en función de la capacidad de éstas (volumen y diferencial de presión entre la entrada y la salida de la bomba), es decir, no toma en cuenta las dimensiones físicas de la bomba para la preselección, esto explica los resultados obtenidos en la misma. Por lo tanto es necesario que luego de realizar la preselección se revisen los catálogos de los fabricantes de las bombas para chequear o verificar que el desplazamiento lateral del rotor de la bomba preseleccionada sea menor que el diámetro *DRIFT** de la tubería de producción. Esto permite garantizar el correcto desplazamiento de la bomba durante su operación.

El desplazamiento lateral del rotor de una Bomba de Cavidad Progresiva está definido con la siguiente relación:

* Diferencia de presión entre la entrada y la descarga de la Bomba de Cavidad Progresiva.

* Se define como Diámetro DRIFT de tubería, al doble de la mínima distancia que existe entre el eje de la tubería y la rugosidad de la tubería. Esta distancia indica el diámetro de la tubería si se considerara ésta como lisa.

$$L_{ROTOR} = D_{ROTOR} + 4 \times e ;$$

Ecuación 4-1

Donde:

- L_{ROTOR} = Desplazamiento lateral del rotor (pulg.).
 D_{ROTOR} = Diámetro del rotor (pulg.).
 e = Excentricidad rotor - estator (pulg.).

A partir de la revisión de los catálogos de los fabricantes se calculó el desplazamiento lateral del rotor para cada una de las bombas preseleccionadas por el programa BCPI - Win, y luego fue comparado con el diámetro *DRIFT* de las tuberías de producción correspondientes. Luego de realizar la comparación se obtuvo que para la tubería de 2-7/8" ninguna de las bombas preseleccionadas cumplía con la condición establecida para su correcto funcionamiento ($D_{DRIFT} > L_{ROTOR}$). Situación similar se presentó con las bombas preseleccionadas para la tubería de 3-1/2".

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante las comparaciones realizadas entre las bombas preseleccionadas y las tuberías de producción:

Tabla 4-8. Comparación entre las bombas preseleccionadas con el programa BCPi – Win y la tubería de producción de 2-7/8".

Tubing 2-7/8" x 6,50 (Diámetro x Peso (lb/pie))						
Fabricante	Modelo	Excentricidad rotor/estator (pulg.)	Diámetro del rotor (pulg.)	Desplazamiento lateral del rotor (pulg.)	Diámetro DRIFT (pulg.)	Condición (Ddrift > Lrotor)
EMIP/KUDU	180TP3000	0,362	1,531	2,980	2,347	Falso
EMIP/KUDU	180TP2000	0,362	1,531	2,980	2,347	Falso
GEREMIA	40.40-1200	0,394	1,575	3,150	2,347	Falso
GEREMIA	48.40-1200	0,394	1,575	3,150	2,347	Falso
ROBBINS MYERS	80-N-275	0,276	1,693	2,795	2,347	Falso
ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	0,181	2,800	3,524	2,347	Falso

Al no encontrar ninguna bomba de las preseleccionadas para la tubería de 2-7/8" fue necesario revisar uno a uno los catálogos de los fabricantes de Bombas de Cavidad Progresiva, todo esto con la finalidad de encontrar alguna bomba que cumpliera con la condición de operación descrita anteriormente. Los resultados de la búsqueda sólo arrojaron una (1) bomba que cumplía con la condición requerida (GEREMIA 14-35-500). Esta bomba fue evaluada con el programa PC – Pump® para simular las condiciones de operación y determinar las posibles fallas en el sistema, para luego determinar cuál sería la mejor completación de BCP en el caso de una tubería de 2-7/8" y para cada uno de los escenarios de productividad propuestos para el pozo ES-446.

De las evaluaciones realizadas para la bomba GEREMIA 14-35-500 con el programa PC – Pump®, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4-9. Resultados obtenidos con el programa PC – Pump® con una tubería de producción de 2-7/8", la bomba GEREMIA 14-35-500 y para cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446.

% de remoción del Factor de daño	Sarta de Cabillas	Tasa petróleo (BPPD)	Velocidad de bombeo (RPM)	Ef. Volumétrica de la bomba (%)	Factor de uso (%)	Máximo esfuerzo efectivo en la Sarta de cabillas (%)	Potencia en la barra pulida (HP)
0	1	57	243,07	73,25	79,5	31,74	9,7
	7/8		243,55	73,11	79,8	41,44	9,8
	3/4		243,94	72,99	80	83,94	9,8
10	1	62	259,57	75,02	79,3	31,72	10,4
	7/8		260,05	74,88	79,7	41,42	10,4
	3/4		260,44	74,77	79,9	83,89	10,5
20	1	68	313,6	76,45	85,1	32,71	13,1
	7/8		314,12	76,33	85,4	42,91	13,1
	3/4		314,54	76,22	85,7	61,61	13,2
40	1	83	317,54	81,19	75,9	31,17	12,4
	7/8		317,99	81,08	76,2	40,55	12,4
	3/4		318,36	80,98	76,4	81,92	12,5
60	1	107	397,5	85,1	75,5	31,14	15,4
	7/8		397,89	85,02	75,8	40,47	15,5
	3/4		398,23	84,94	76	57,73	15,5
80	1	152	539,11	89,62	73,2	30,79	20,6
	7/8		539,36	89,58	73,4	39,89	20,6
	3/4		539,6	89,54	73,6	56,75	20,6

De los resultados obtenidos para la tubería de 2-7/8" (tabla 4-9) se descartaron aquellas completaciones que presentaron cualquiera de los siguientes problemas:

- Máximo esfuerzo en la Sarta de Cabillas mayor a 80%: Un esfuerzo superior al 80% en la Sarta de Cabillas ocasionaría la falla o ruptura en cualquiera de las cabillas, por lo tanto el pozo tendría que someterse a un servicio para la sustitución de la(s) cabilla(s).

- Factor de uso mayor a 35%: El factor de uso refleja la relación entre el diferencial de presión real al que está sometido la bomba durante la operación, y el diferencial de presión máximo al que puede someterse según el fabricante de la bomba. Entonces, mientras mayor sea este factor, la bomba estará operando más cerca de sus condiciones límites, lo cual aumentaría las probabilidades de falla durante la operación. El valor de 35% está establecido de acuerdo a experiencia de campo.
- Velocidad de bombeo fuera del rango 100-300 RPM: Una velocidad de bombeo por debajo de 100 RPM implicaría una frecuencia de operación del motor menor a 20Hz, lo cual está contraindicado por los fabricantes. Por otro lado, una velocidad de operación inicial mayor a 300 RPM limitaría la vida útil de la bomba, ya que la velocidad máxima de operación estándar según los fabricantes es de 400-500 RPM; así al transcurrir el tiempo de operación a una velocidad constante disminuiría la tasa de producción y no podría aumentarse la velocidad de bombeo, porque estarían aumentado las probabilidades de falla del sistema.

Al revisar la tabla 4-9 se observa que para cualquiera de las completaciones evaluadas se presentan algunos de los problemas de operación mencionados anteriormente, por esto se concluye que para cualquiera de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446, y utilizando una tubería de producción de 2-7/8" no es recomendable la aplicación del Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva, ya que implicaría operar en condiciones límites del sistema, y en consecuencia serían frecuentes las fallas en el mismo, incrementándose considerablemente los costos de operación por Servicios al pozo.

Tabla 4-10. Comparación entre las bombas preseleccionadas con el programa BCPI – Win y la tubería de producción de 3-1/2".

Tubing 3-1/2" x 9,30 (Diámetro x Peso (lb/pie))						
Fabricante	Modelo	Excentricidad rotor/estator (pulg.)	Diámetro del rotor (pulg.)	Desplazamiento lateral del rotor (pulg.)	Diámetro DRIFT (pulg.)	Condición (Ddrift > Lrotor)
EMIP/KUDU	180TP3000	0,362	1,531	2,980	2,867	Falso
ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	0,181	2,800	3,524	2,867	Falso
GEREMIA	40.40-1200	0,394	1,575	3,150	2,867	Falso
GEREMIA	48.40-1200	0,394	1,575	3,150	2,867	Falso
ROBBINS MYERS	80-N-275	0,276	1,693	2,795	2,867	Verdadero

En el caso de las evaluaciones realizadas con la tubería de producción de 3-1/2", se obtuvo una (1) bomba que cumplió con la condición descrita anteriormente (Tabla 4-10), de allí que se revisaran nuevamente los catálogos de los fabricantes de Bombas de Cavidad Progresiva. Luego de la revisión se encontró un aproximado de 180 bombas que cumplían con la condición de operación requerida. Desde el punto de vista técnico los resultados de las evaluaciones con estas bombas no mostraron gran diferencia, por lo tanto sólo se describirán en este trabajo los resultados obtenidos con la bomba ROBBINS MYERS 80-N-275.

El resultado de las simulaciones realizadas con el programa PC – Pump® se muestra a continuación:

Tabla 4-11. Resultados obtenidos con el programa PC – Pump® con una tubería de producción de 3-1/2", la bomba ROBBINS MYERS 80-N-275 y para cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446.

Caso	Sarta de cabillas	Tasa de petróleo (BPPD)	Velocidad de bombeo (RPM)	Ef. Volumétrica de la bomba (%)	Factor de Uso (%)	Máximo esfuerzo efectivo en la Sarta de cabillas (%)	Potencia en la barra pulida (HP)
1	1	57	83,13	82,42	31,8	52,36	6,6
	7/8		83,17	82,37	31,9	73,6	6,6
	3/4		83,21	82,34	31,9	110,97	6,6
2	1	62	89,38	83,7	31,7	52,31	7,1
	7/8		89,43	83,66	31,8	73,51	7,1
	3/4		89,46	83,62	31,9	110,82	7,1
3	1	68	108,31	85,17	24,1	54,95	9,1
	7/8		108,36	85,13	30,2	77,51	9,1
	3/4		108,4	85,1	34,2	117,12	9,1
4	1	83	113,09	87,72	30,6	51,04	8,7
	7/8		113,14	87,68	30,7	71,58	8,7
	3/4		113,18	87,65	30,7	107,8	8,8
5	1	107	143,98	90,4	30,5	50,91	11,1
	7/8		144,03	90,37	30,6	71,39	11,1
	3/4		144,07	90,34	30,6	107,51	11,1
6	1	152	199,19	93,33	29,5	49,9	14,9
	7/8		199,23	93,31	29,6	69,83	15
	3/4		199,27	93,29	29,7	105,01	15

Así como para el caso de la tubería de producción de 2-7/8", de las evaluaciones mostradas en la tabla anterior se descartaron aquellas que presentaron cualquiera de los problemas de sarta de cabillas, factor de uso y velocidad de bombeo (anteriormente descritos), seleccionando entonces para el posterior análisis económico los casos que se encuentran resaltados en color en la tabla 4-11.

De la tabla anterior se concluye que el pozo ES-446, no puede completarse con un Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva, con una tubería de producción de 3-1/2" en presencia de los escenarios de productividad 1 y 2. Es decir, que para poder completar el pozo con este tipo de Levantamiento Artificial y una tubería de producción de 3-1/2", es necesario remover el daño del pozo un 20% como mínimo.

3.2. Evaluación económica

Para realizar las evaluaciones económicas de cada una de las completaciones evaluadas técnicamente con una tubería de producción de 3-1/2", se manejó el Modelo de Análisis Económico de Producción MAEP, el cual se empleó utilizando como datos de entrada los siguientes parámetros económicos:

- Horizonte económico del trabajo: 2 años.
- Tasa de descuento: 10%.
- Tasa de cambio: 770 \$/Bbl.
- Impuesto Sobre la Renta (ISLR): 50%.
- Porcentaje de Regalías Crudo/Gas: 30%.
- Precio del Crudo: 16 \$/Bbl.
- Declinación anual de la tasa inicial de petróleo: 27%.
- Segregación: Yopales Norte.

Los valores correspondientes a Horizonte económico y Declinación anual de tasa fueron tomados de estudios estadísticos del área.

Los costos de los equipos de Cavidad Progresiva se solicitaron a la Gerencia de Producción de PetroUCV S. A. para cada completación, además de los costos de cada una de las operaciones a ser realizadas durante la rehabilitación del pozo ES-446, suponiendo como procedimiento a aplicar durante la rehabilitación el de "Completación a Hoyo Entubado con Empaque de Grava".

En éste trabajo sólo se tomará en cuenta el costo que representa la remoción del factor de daño del pozo con el procedimiento mencionado en el párrafo anterior, esto por el análisis que implica determinar cuál o cuáles procedimientos (Ampliación de Hoyo, Fracturamiento Hidráulico, etc.) removerían el daño del pozo en las cantidades especificadas en el presente estudio.

A continuación se muestra la tabla que describe el costo de las actividades a realizarse durante la rehabilitación del pozo ES-446:

Tabla 4-12. Costos de las actividades de un RA/RC en el pozo ES-446, con una completación tipo "Hoyo entubado con Empaque de Grava".

Descripción	Total estimado en Bs.
Labor directa	1.400.000,00
Labor indirecta	2.185.000,00
Beneficios a empleados	983.000,00
Labor contratada	0,00
Asistencia. Técnica pagada en Bs.	0,00
Asistencia. Técnica pagada en \$	0,00
Transporte propio	240.000,00
Transporte alquilado	5.000.000,00
Mudanza de taladro	4.000.000,00
Fluidos de completación	2.160.000,00
Tubos y conexiones	Depende de la completación
O/Mat. Suministro y manejo	500.000,00
Equipos de completación	Depende de la completación
Árbol de navidad	3.270.000,00
Cementación	6.470.000,00
Cañoneo	14.544.000,00
Registros eléctricos	10.177.000,00
Acidificación	0,00
Examen de formación	0,00
Fractura de formación	0,00
Empaque con grava	10.931.000,00
Const. Y/o reactivación de vías acceso.	1.500.000,00
Alquiler equipo de pesca	0,00
Otros servicios contratados	2.519.600,00
Taladro propio	0,00
Daños a terceros	480.000,00
Taladro contratado	51.916.000,00
Bono compensatorio	240.000,00
Total (Bs.)	118.515.600,00

La tabla anterior describe los costos de las actividades de rehabilitación en el pozo ES-446, excluyendo los costos de la tubería de producción y del equipo de completación BCP (bomba, cabillas y motor), estos costos corresponden a las celdas coloreadas en naranja en la tabla, y que se muestran en detalle a continuación:

Tabla 4-13. Costos de los equipos de completación BCP, para el mes de Abril de 2002.

Tuberías de subsuelo (Pulg.)	Longitud (pies)	Precio por Unidad (Bs.)
3 1/2	30	110.000,00
2 7/8	30	70.821,00
Cabillas (Pulg.)	Longitud (pies)	Precio por Unidad (Bs.)
1	30	78.000,00
7/8	30	60.000,00
3/4	30	48.000,00
Bomba (Estator/Rotor) Fabricante/Modelo	Costo por Unidad (Bs.)	
ROBBINS MYERS	80-N-275	10.100.000,00
Barra Pulida	30 pies	4.500.000,00
Motor Marca/Modelo	Costo por Unidad (Bs.)	
WAUKESHA	VRG-330, RPM 1800	25.000.000,00
Stop Bushing	Bs.	395.000,00
Cross Over	Bs.	370.000,00
Ancla de Torque	Bs.	2.000.000,00
Cabezal	Bs.	16.000.000,00

Tal como se muestra en la tabla 4-12, los costos de las operaciones a realizarse en el pozo se considerarán como fijos durante el análisis económico, por un monto de Bs.118.515.600,00 añadiéndole entonces, el total de la tubería de producción a utilizar, las cabillas, la bomba, el motor y los demás complementos de cada completación a evaluar. A continuación se muestran los costos totales para cada escenario de productividad.

Tabla 4-14. Costos de cada una de las completaciones BCP evaluadas para el pozo ES-446.

Caso	Costo Equipo y Tubería (MMBs.)	Costo de la rehabilitación (MMBs.)	Costo TOTAL (MMBs.)
3	84,497	118,5156	203,0126
	81,995	118,5156	200,5106
4	84,497	118,5156	203,0126
	81,995	118,5156	200,5106
5	84,497	118,5156	203,0126
	81,995	118,5156	200,5106
6	84,497	118,5156	203,0126
	81,995	118,5156	200,5106

En el Apéndice K se muestra en detalle cada evaluación económica realizada con el programa MAEP, para determinar cuál completación era la mejor desde el punto de vista económico se tomó como parámetro de decisión el Valor Presente Neto (VPN), ya que otros parámetros como la Tasa Interna de Retorno o el de Eficiencia de la Inversión no son usados en PDVSA para la evaluación de la rentabilidad de rehabilitaciones o reparaciones de pozo.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de la evaluación económica del Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva en el pozo ES-446, en cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el mismo (la bomba de Cavidad Progresiva utilizada para todas las evaluaciones fue la ROBBINS MYERS 80-N-275) y una tubería de producción de 3-1/2":

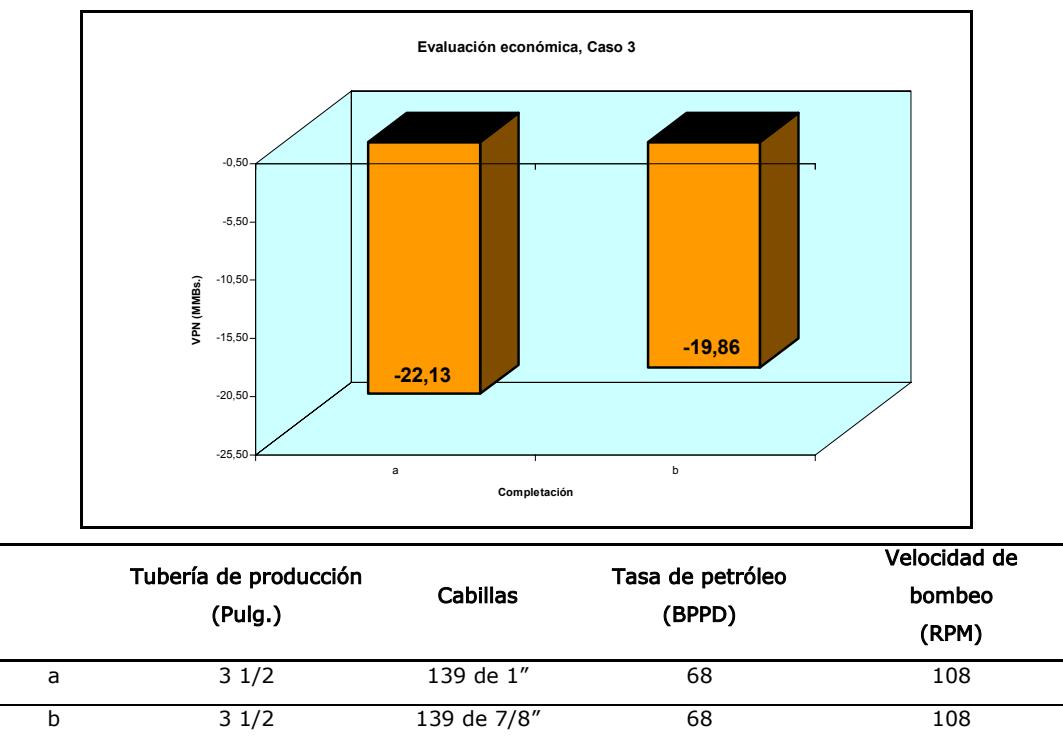


Gráfico 4-2. Evaluación económica del Caso 3, 20% de remoción del Factor de daño.

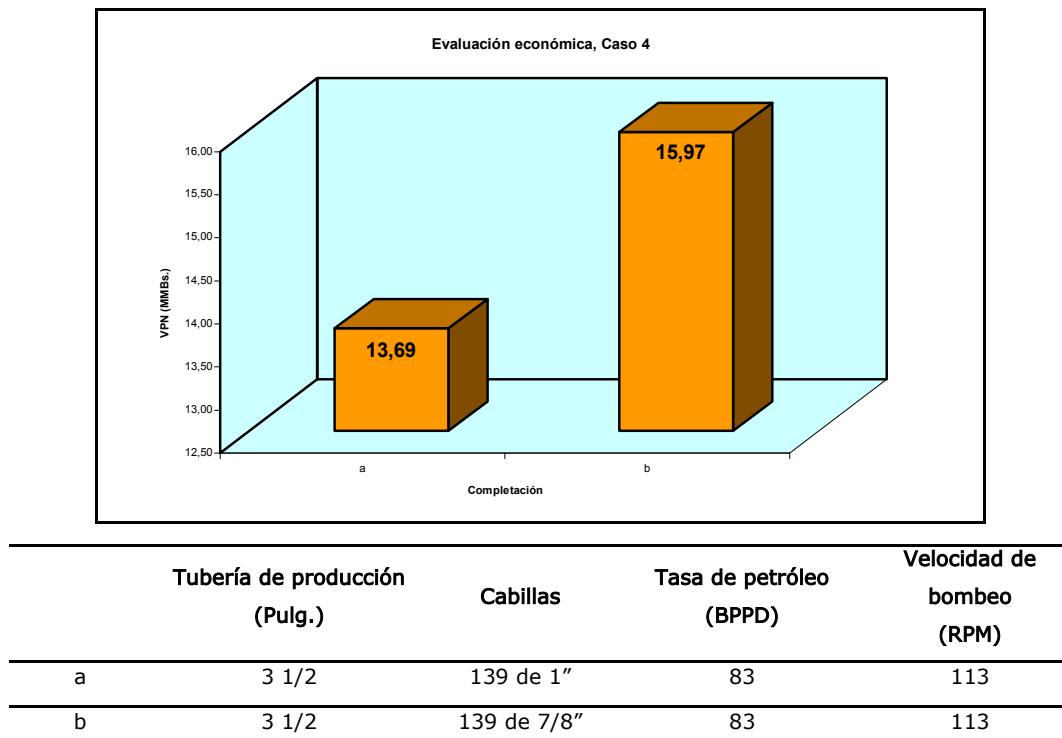
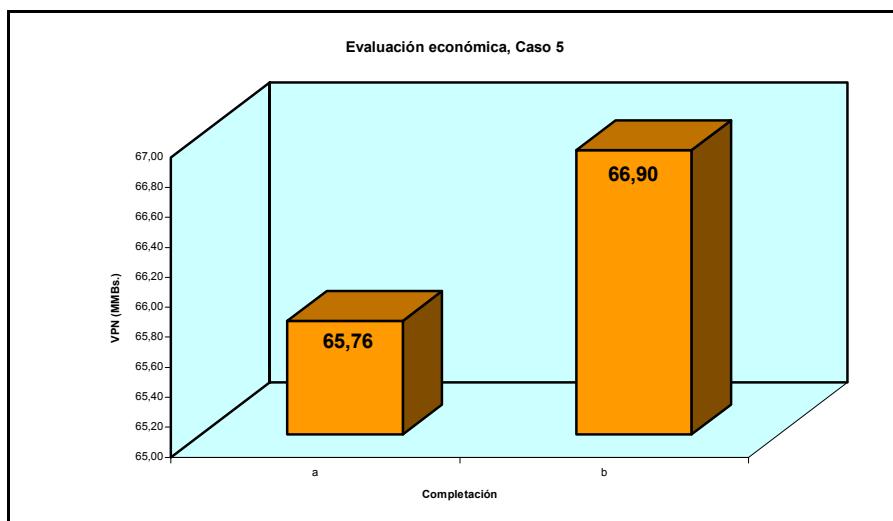
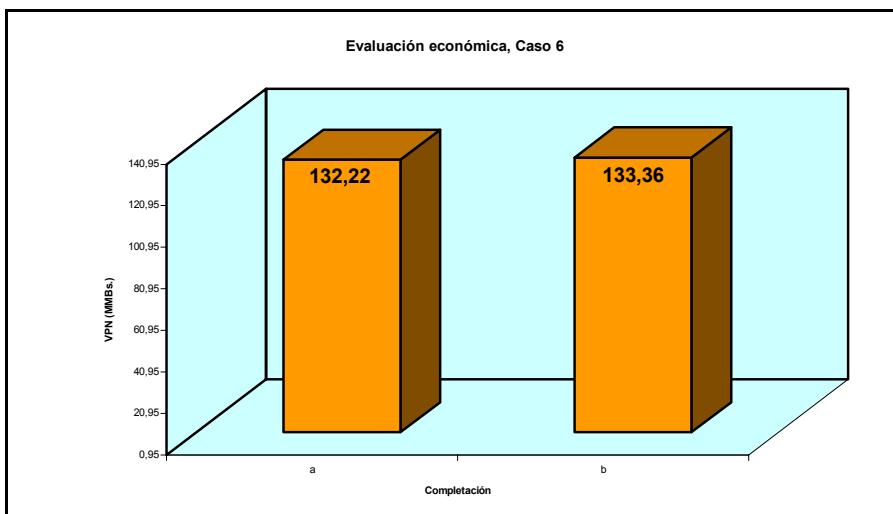


Gráfico 4-3. Evaluación económica del Caso 4, 40% de remoción del Factor de daño.



	Tubería de producción (Pulg.)	Cabillas	Tasa de petróleo (BPPD)	Velocidad de bombeo (RPM)
a	3 1/2	139 de 1"	107	144
b	3 1/2	139 de 7/8"	107	144

Gráfico 4-4. Evaluación económica del Caso 5, 60% de remoción del Factor de daño.



	Tubería de producción (Pulg.)	Cabillas	Tasa de petróleo (BPPD)	Velocidad de bombeo (RPM)
a	3 1/2	139 de 1"	152	199
b	3 1/2	139 de 7/8"	152	199

Gráfico 4-5. Evaluación económica del Caso 6, 80% de remoción del Factor de daño.

Cabe recordar que los casos de productividad 1 y 2, de 0% y 10% de remoción del factor daño respectivamente; no fueron incluidos en el estudio económico ya que las completaciones diseñadas en cada caso, presentaron fallas técnicas.

Como se observa en los gráficos mostrados anteriormente, no existen diferencias técnicas entre las completaciones evaluadas para cada caso de productividad. La diferencia entre ellas es simplemente económica, y se produce debido a que las cabillas de 1" son más costosas que las de 7/8", ya que las primeras son de mayor diámetro.

De los gráficos 4-3 a la 4-5 se extraen las completaciones que representan la mejor opción técnica y económica para el pozo ES-446, para cada escenario de productividad propuesto.

Del pozo ES-446 debe ser removido, por lo menos un 40% del factor daño actual del pozo si se desea completar con Bombeo de Cavidad Progresiva y una tubería de producción de 3-1/2". De no ser así, se obtendrán resultados desfavorables técnica y económicamente (ver figura 4-2).

4. Evaluación del Bombeo Hidráulico Tipo *Jet* para cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446.

4.1. Evaluación Técnica

Para evaluar desde el punto de vista técnico este Método de Levantamiento Artificial, se utilizó como principal herramienta la aplicación NCPCv4 – GR® (herramienta proporcionada por el personal de Levantamiento Artificial de INTEVEP), la cual evalúa el comportamiento de un sistema de Bombeo Hidráulico tipo *Jet*. Con esta aplicación se determinaron los equipos óptimos para cada completación (de acuerdo a las tubería de producción evaluadas) del pozo, y según cada escenario de productividad planteado.

Las evaluaciones realizadas con el programa incluyen una primera preselección de los equipos que pueden utilizarse en la completación, partiendo de que la tasa de producción de fluidos debe ser de al menos la mitad de la tasa de cavitación del equipo, esto para evitar cualquier problema operacional en el sistema. Posteriormente, de estos resultados se seleccionaron para cada escenario de productividad y con cada tubería de producción evaluada, aquellos equipos que representaban el menor costo del mismo, es decir, se seleccionaron los equipos de las siguientes características:

- Menor tamaño
- Menor presión de inyección
- Menor potencia consumida
- Menor tasa de fluido de inyección o de potencia

A continuación se presentan los equipos seleccionados con cada tubería de producción evaluada y para cada escenario de productividad propuesto. En el Apéndice J se muestran en detalle los resultados obtenidos.

Tabla 4-15. Equipos seleccionados para una completación con tubería de producción de 2-7/8", para cada escenario de productividad propuesto en el pozo ES-446.

% remoción de daño	Bomba	Boquilla (Pulg.)	Garganta (Pulg.)	Presión de inyección (Ipc)	Fluido de Potencia (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Tasa de Petróleo (BPPD)
0	C:6	0,0123	0,0452	2472	968	45	57
10	C:7	0,0123	0,0531	2922	1022	56	62
20	D:8	0,0177	0,0661	3054	1266	73	68
40	E:9	0,0241	0,0804	2478	1899	88	83
60	E:10	0,0241	0,09362	2827	1978	105	107
80	F:12	0,0314	0,1452	3196	2673	161	152

Tabla 4-16. Equipos seleccionados para una completación con tubería de producción de 3-1/2", para cada escenario de productividad propuesto en el pozo ES-446.

% remoción de daño	Bomba	Boquilla (Pulg.)	Garganta (Pulg.)	Presión de Inyección (Ipc)	Fluido de potencia (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Tasa de Petróleo (BPD)
0	C:6	0,0123	0,0452	2449	966	44	57
10	C:7	0,0123	0,0531	2898	1020	55	62
20	D:8	0,0177	0,0661	2673	1433	72	68
40	E:9	0,0241	0,0804	2438	1896	87	83
60	E:10	0,0241	0,0962	2793	1977	104	107
80	G:12	0,0452	0,1452	2382	3517	158	152

Los equipos mostrados en las tablas anteriores están denominados de acuerdo a la nomenclatura establecida por el fabricante de Bombas tipo *Jet NCPC XL Lift Systems Inc.*

Como se observa en las tablas 4-15 y 4-16 no existe gran diferencia entre los resultados obtenidos con una tubería de 2-7/8" y una de 3-1/2". Por lo tanto, si el costo del equipo es el mismo para ambos, la diferencia entre una completación y otra en un mismo escenario de productividad, será sólo de tipo económico.

4.2. Evaluación económica

De acuerdo a los resultados obtenidos de la evaluación técnica, se realizó la evaluación económica de cada completación, y para cada escenario de productividad con el programa MAEP.

En este caso en particular, sólo fueron suministrados los costos promedio de un equipo de Bombeo Hidráulico Tipo *Jet*, por lo tanto el costo del equipo fue fijado a un solo valor independientemente de los resultados técnicos obtenidos. Este costo fijo de 163,33MMBs. incluye los costos del equipo de subsuelo y del equipo de superficie en su totalidad.

Al costo del equipo de completación le fue sumado el costo por tubería de producción, y el costo de las operaciones realizadas durante la rehabilitación del pozo, exceptuando el costo del Empaque con Grava ya que este Método de Levantamiento Artificial no requiere éste tipo de control de arena. Se utilizó el esquema de “completación a Hoyo Entubado”.

Tabla 4-17. Costo de cada una de las completaciones con Bombeo Hidráulica Tipo *Jet*, para el pozo ES-446.

Caso	Costo del Equipo (MMBs.)	Costo por Tubing 3-1/2" (MMBs.)	Costo de la rehabilitación (MMBs.)	Costo total (MMBs.)
1	163,3300	9,8441	107,5846	280,7587
2	163,3300	9,8441	107,5846	280,7587
3	163,3300	9,8441	107,5846	280,7587
4	163,3300	9,8441	107,5846	280,7587
5	163,3300	9,8441	107,5846	280,7587
6	163,3300	9,8441	107,5846	280,7587

Los parámetros bajo los cuales se utilizó el programa fueron los siguientes:

- Horizonte económico del trabajo: 2 años.
- Tasa de descuento: 10%.
- Tasa de cambio: 770 \$/Bbl.
- Impuesto Sobre la Renta (ISLR): 50%.
- Porcentaje de Regalías Crudo/Gas: 30%.
- Precio del Crudo: 16 \$/Bbl.
- Declinación anual de la tasa inicial de petróleo: 27%.
- Segregación: Yopales Norte.

Los valores correspondientes a Horizonte económico y Declinación anual de tasa fueron tomados de estudios estadísticos del área.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas realizadas con el programa MAEP, en las cuales se observa la no rentabilidad de aplicar este Método de Levantamiento en el pozo a no ser que se remueva por lo menos el 80% del daño actual, aunque si esto sucediese las ganancias a obtener son menores a las que se obtendrían aplicando el método de levantamiento evaluado anteriormente (Bombeo de Cavidad Progresiva).

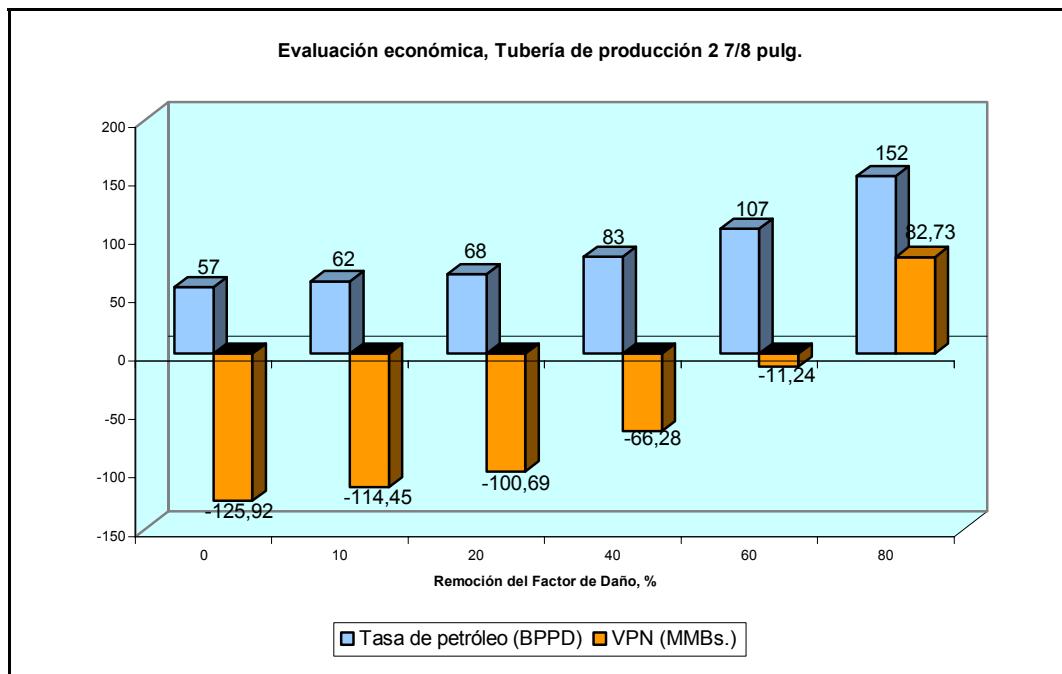


Gráfico 4-6. Evaluación económica de completaciones con Bombeo Hidráulico Tipo Jet y con tubería de producción de 2-7/8".

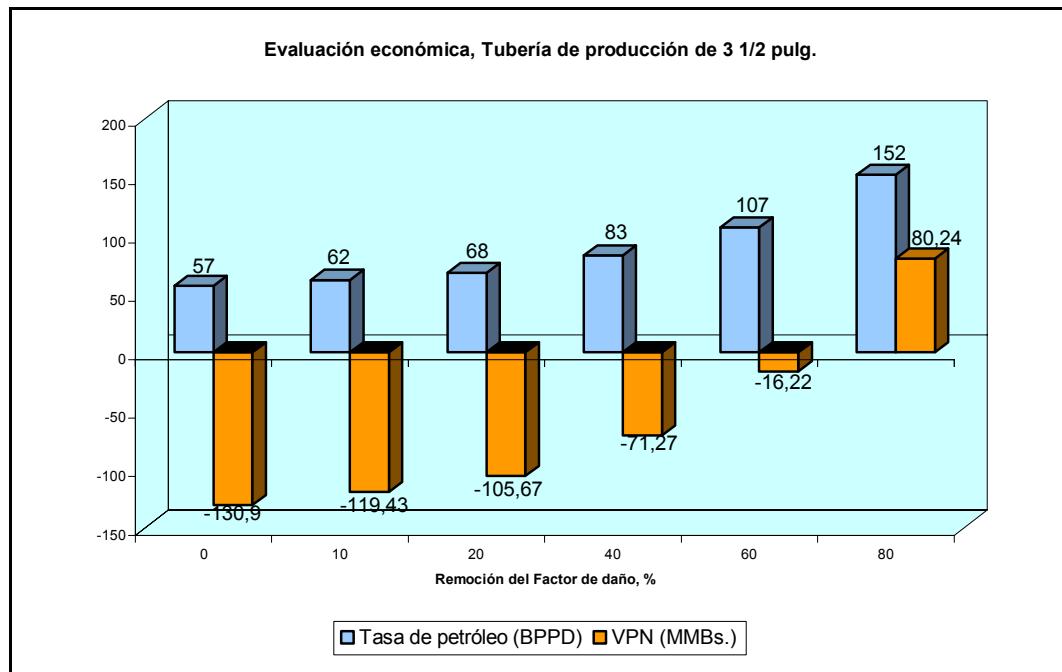


Gráfico 4-7. Evaluación económica de completaciones con Bombeo Hidráulico Tipo Jet y con tubería de producción de 3-1/2".

De acuerdo a los gráficos mostrados anteriormente, este Método de Levantamiento Artificial no debe ser aplicado al pozo ES-446, ni a cualquier pozo de condiciones similares, ya que los resultados aunque son favorables desde el punto de vista técnico, no son viables desde el punto de vista económico.

5. Evaluación del Bombeo Mecánico Convencional para cada uno de los escenarios de productividad propuestos en el pozo ES-446.

5.1. Evaluación Técnica

Con la finalidad de determinar el diseño óptimo de Bombeo Mecánico Convencional (BMC) para el pozo ES-446, se realizaron evaluaciones con el programa NODALB3® variando algunos de los parámetros que influyen directamente sobre la tasa de petróleo y sobre la potencia requerida por el sistema, siendo éstos dos últimos factores aquellos con los que se decidirá técnica y económicamente cuál será el diseño de BMC que mejor se adapta a cada escenario de productividad del pozo ES-446.

Los resultados obtenidos en detalle se muestran en el Apéndice I, en donde se observa que los parámetros que se variaron para cada escenario de productividad, fueron: "FIT" o Tolerancia del Pistón, Diámetro del Pistón de la Bomba, Diámetro de la Tubería de Producción y Diseño de la Sarta de Cabillas. Éste último parámetro fue variado de acuerdo a lo establecido en la norma API RP 11L² para el diseño de BMC.

De todas las evaluaciones realizadas se preseleccionaron para realizarles el análisis económico, sólo aquellos diseños que no presentaron ningún tipo de alerta o advertencia de problemas durante la evaluación. Los problemas que se presentaron con mayor frecuencia durante las evaluaciones, y a partir de las cuales se seleccionaron los casos a evaluar desde el punto de vista económico fueron:

- Porcentaje de carga en la sección superior de la Sarta de Cabillas mayor a 80%: Un esfuerzo superior al 80% en la sección superior de la Sarta de Cabillas, originaría la falla o ruptura en cualquiera de las cabillas, requiriendo entonces la realización de un trabajo de servicio en el pozo.
- Carga máxima en la caja de engranajes mayor a 80%: Si se supera la máxima carga que soporta la unidad de superficie del equipo de bombeo, éste fallaría y por ende, sería necesario detener las operaciones del pozo, para la reparación del balancín, aumentando los costos de mantenimiento del pozo.
- Eficiencia volumétrica de la bomba menor a 50%: Una bomba de subsuelo operando por debajo de la mitad de su condición óptima, presentaría fallas de operación en menor tiempo que lo estimado por su fabricante, siendo entonces necesario reponer la misma.

A continuación se muestran los resultados de la preselección de los diseños de BMC para cada escenario de productividad en el pozo ES-446. La preselección fue realizada con respecto a las completaciones que arrojaran más tasa de petróleo con la menor potencia consumida.

Tabla 4-18. Preselección de Diseños de Bombeo Mecánico Convencional en el pozo ES-446.

% remoción del Factor de daño	Velocidad de bombeo (SPM)	Tubing (Diám. x Peso (lb/pie))	Pistón (Pulg)	Sarta de Cabillas (Pulg.)	Qo (BN/D)	Potencia consumida (HP)
0	5	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	48	6
	7	2-7/8" x 6.50	2	7/8	57	11
	9	2-7/8" x 6.50	2	7/8	61	16
10	5	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	49	6
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	1	56	9
	7	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	58	10
	9	2-7/8" x 6.50	2	7/8	63	16
20	5	2-7/8" x 6.50	2	7/8	51	6
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	1, 7/8	58	8
	7	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	61	10
	9	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	67	15
40	5	2-7/8" x 6.50	2	3/4	53	5
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	7/8	62	8
		3-1/2" x 9.30	2 1/2	1	71	10
	7	2-7/8" x 6.50	2	3/4	66	9
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	1, 7/8	76	13
	9	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	77	14
60	5	2-7/8" x 6.50	2	7/8, 3/4	57	5
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	7/8, 3/4	66	6
		3-1/2" x 9.30	2 1/2	1, 7/8	77	9
	7	2-7/8" x 6.50	2	3/4	73	8
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	7/8	85	12
	9	2-7/8" x 6.50	2	3/4	87	12
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	7/8	98	17
	12	2-7/8" x 6.50	2	3/4	101	20
80	5	2-7/8" x 6.50	2	3/4	59	4
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	3/4	70	5
		3-1/2" x 9.30	2 1/2	7/8, 3/4	82	7
		3-1/2" x 9.30	2 3/4	1	98	10
		4" x 11.00	2 3/4	1	98	10
	7	2-7/8" x 6.50	2	3/4	79	7
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	3/4	92	9
		3-1/2" x 9.30	2 1/2	7/8	108	12
	9	2-7/8" x 6.50	2	3/4	98	11
		2-7/8" x 6.50	2 1/4	7/8, 3/4	114	14
	12	2-7/8" x 6.50	2	3/4	121	18

5.2. Evaluación económica

Con el fin de obtener aquella completación de BMC que generara la mayor producción al menor costo posible, se procedió a realizar la evaluación económica de cada una de las completaciones preseleccionadas anteriormente (Tabla 4-18).

Luego se solicitó a la Gerencia de Producción de PetroUCV los costos de los equipos correspondientes a cada completación de BMC, los costos de cada una de las operaciones a ser realizadas durante la rehabilitación del pozo ES-446 fueron los mismos utilizados en la evaluación económica de Bombeo de Cavidad Progresiva.

A continuación se muestra la tabla que describe el costo de los equipos de Bombeo Mecánico:

Tabla 4-19. Costo de los equipos de BMC, para el mes de Abril de 2002.

Bombas Tipo Tubería	Dimensiones	Precio por Unidad (Bs.)
CIRCLE-A TYPE ATH	2-7/8" - 2 1/4"	2.800.000,00
CIRCLE-A TYPE ATH	3-1/2" - 2 3/4"	3.500.000,00
Bombas Tipo Inserta	Dimensiones	Precio por Unidad (Bs.)
Anclaje superior / Barril pared gruesa		
CIRCLE-A TYPE ARHA	2-7/8" x 1-3/4"	2.200.000,00
CIRCLE-A TYPE ARHA	3-1/2" x 2-1/4"	3.500.000,00
Anclaje superior / Barril pared delgada		
CIRCLE-A TYPE ARWA	2-3/8" x 1-1/2"	2.200.000,00
CIRCLE-A TYPE ARWA	2-7/8" x 2"	2.200.000,00
CIRCLE-A TYPE ARWA	3-1/2" x 2-1/2"	2.800.000,00
Anclaje inferior / Barril pared gruesa		
CIRCLE-A TIPE ARHB	2-7/8" x 1-3/4"	2.200.000,00
CIRCLE-A TIPE ARHB	3-1/2" x 2-1/4"	3.500.000,00
Anclaje inferior / Barril pared delgada		
CIRCLE-A TIPE ARWB	2-3/8" x 1-1/2"	2.200.000,00
CIRCLE-A TIPE ARWB	2-7/8" x 2"	2.200.000,00
CIRCLE-A TIPE ARWB	3-1/2" x 2-1/2"	2.800.000,00

El costo del resto de los equipos de completación como Motor, Cabillas, Tubería de Producción y Barra Pulida, fue el mismo utilizado en la evaluación económica de BCP. Resultando lo siguiente:

Tabla 4-20. Costo de cada una de las completaciones BMC para el pozo ES-446.

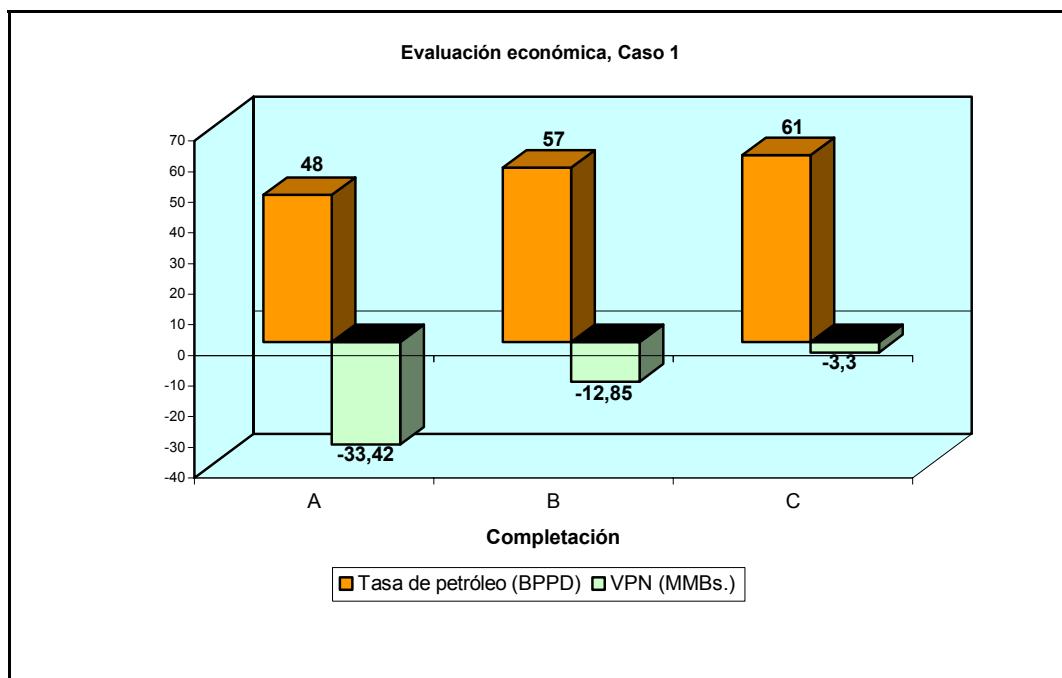
Caso	Costo Equipo y Tubería (MMBs.)	Costo de la Rehabilitación (MMBs.)	Costo TOTAL (MMBs.)
1	44,3641	118,5156	162,8797
	45,3841	118,5156	163,8997
	45,3841	118,5156	163,8997
2	44,3641	118,5156	162,8797
	48,4861	118,5156	167,0017
	44,3641	118,5156	162,8797
	45,3841	118,5156	163,8997
3	45,3841	118,5156	163,8997
	46,8301	118,5156	165,3457
	44,3641	118,5156	162,8797
	44,3641	118,5156	162,8797
4	43,7161	118,5156	162,2317
	45,9841	118,5156	164,4997
	53,9320	118,5156	172,4476
	43,7161	118,5156	162,2317
	46,8301	118,5156	165,3457
	44,3641	118,5156	162,8797
5	44,3641	118,5156	162,8797
	45,0361	118,5156	163,5517
	52,3660	118,5156	170,8816
	43,7161	118,5156	162,2317
	45,9841	118,5156	164,4997
	43,7161	118,5156	162,2317
	45,9841	118,5156	164,4997
	43,7161	118,5156	162,2317
6	43,7161	118,5156	162,2317
	44,3161	118,5156	162,8317
	50,566	118,5156	169,0816
	54,632	118,5156	173,1476
	43,7161	118,5156	162,2317
	44,3161	118,5156	162,8317
	51,43	118,5156	169,9456
	43,7161	118,5156	162,2317
	45,0361	118,5156	163,5517
	43,716119	118,5156	162,231719

Los gráficos que se muestran a continuación describen los resultados obtenidos de las evaluaciones económicas realizadas con el programa MAEP bajo los siguientes criterios:

- Horizonte económico del trabajo: 2 años.
- Tasa de descuento: 10%.
- Tasa de cambio: 770 \$/Bbl.
- Impuesto Sobre la Renta (ISLR): 50%.
- Porcentaje de Regalías Crudo/Gas: 30%.
- Precio del Crudo: 16 \$/Bbl.
- Declinación anual de la tasa inicial de petróleo: 27%.
- Segregación: Yopales Norte.

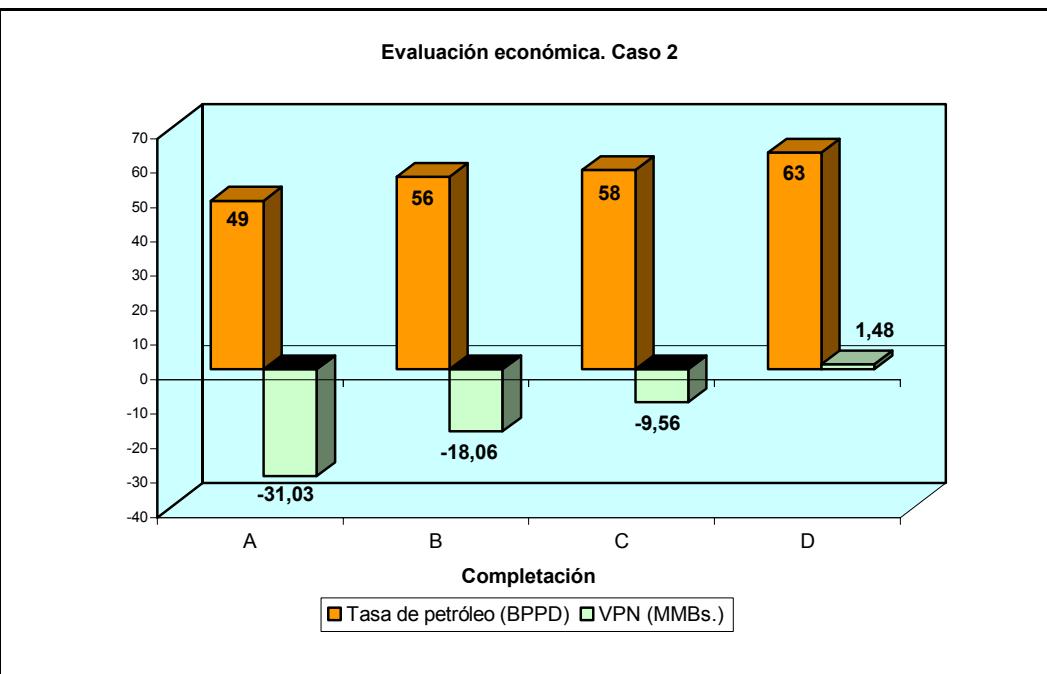
Los valores correspondientes a Horizonte económico y Declinación anual de tasa fueron tomados de estudios estadísticos del área.

El parámetro de decisión en el análisis económico fue el Valor Presente Neto, al igual que para las evaluaciones realizadas en la sección anterior.



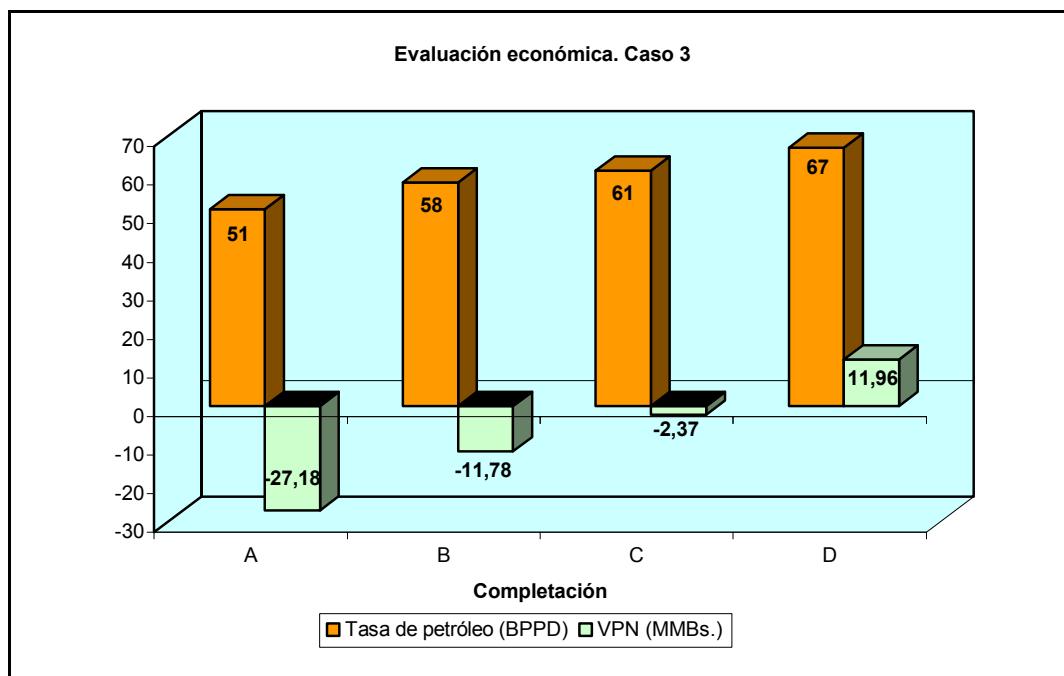
Tubería de producción (Pulg.)	Pistón (Pulg.)	Cabillas			Velocidad de bombeo (SPM)	
		3/4"	7/8"	1"		
A	2-7/8"	2	85	54	-	5
B	2-7/8"	2	-	139	-	7
C	2-7/8"	2	-	139	-	9

Gráfico 4-8. Evaluación económica del Caso 1, 0% de remoción del Factor de daño.



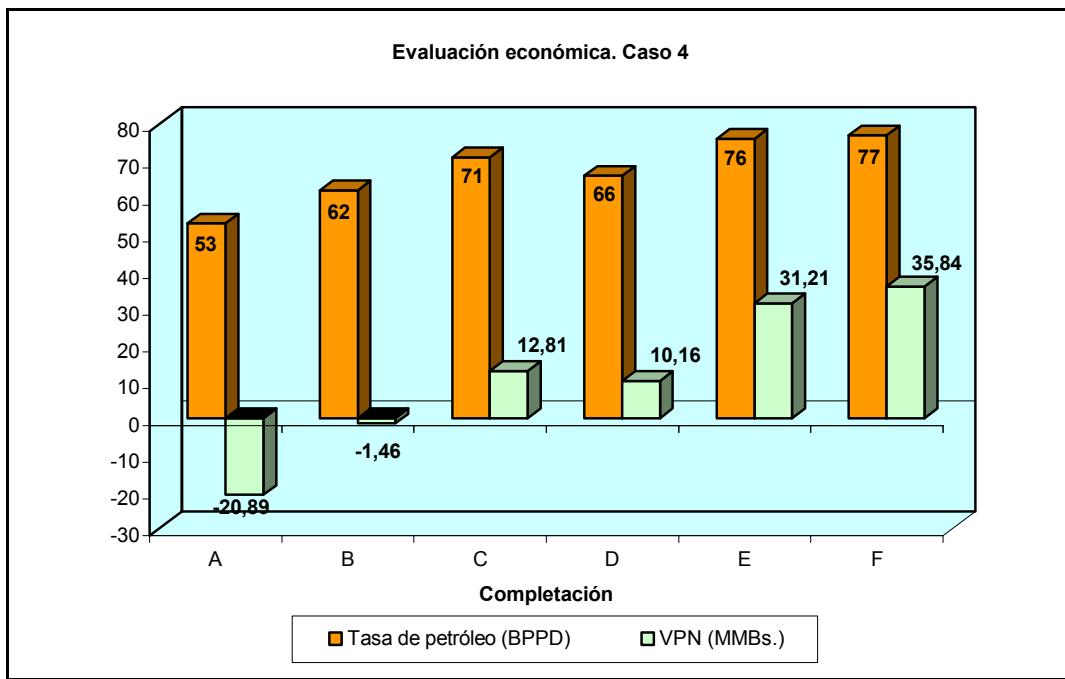
Tubería de producción (Pulg.)	Pistón (Pulg.)	Cabillas			Velocidad de bombeo (SPM)
		3/4"	7/8"	1"	
A	2-7/8"	2	85	54	-
B	2-7/8"	2 1/4	-	-	139
C	2-7/8"	2	85	54	-
D	2-7/8"	2	-	139	-
					9

Gráfico 4-9. Evaluación económica del Caso 2, 10% de remoción del Factor de daño.



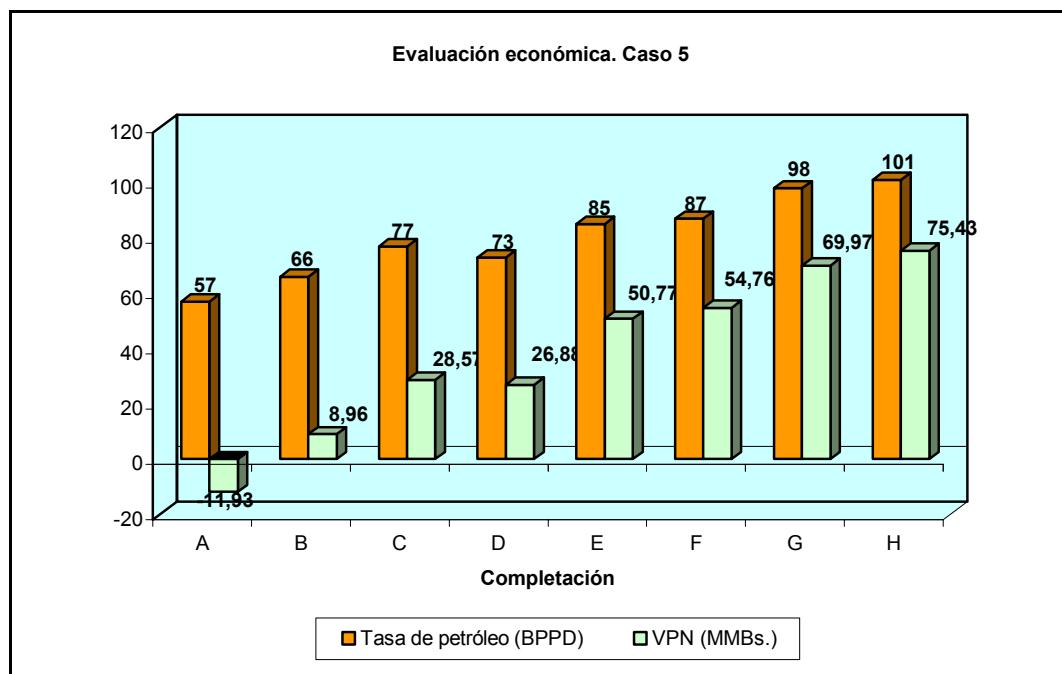
Tubería de producción (Pulg.)	Pistón (Pulg.)	Cabillas			Velocidad de bombeo (SPM)
		3/4"	7/8"	1"	
A	2-7/8"	2	-	139	-
B	2-7/8"	2 1/4	-	92	47
C	2-7/8"	2	85	54	-
D	2-7/8"	2	85	54	9

Gráfico 4-10. Evaluación económica del Caso 3, 20% de remoción del Factor de daño.



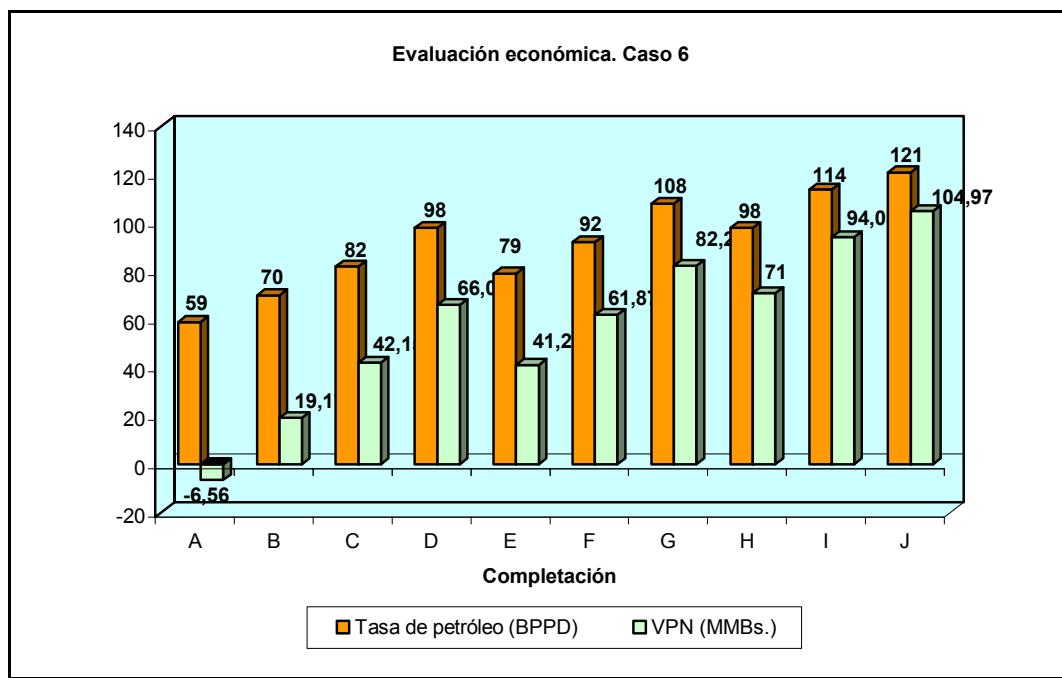
Tubería de producción (Pulg.)	Pistón (Pulg.)	Cabillas			Velocidad de bombeo (SPM)
		3/4"	7/8"	1"	
A	2-7/8"	2	139	-	-
B	2-7/8"	2 1/4	-	139	-
C	3 1/2"	2 1/2	-	-	139
D	2-7/8"	2	139	-	-
E	2-7/8"	2 1/4"	-	92	47
F	2-7/8"	2	85	54	-
					9

Gráfico 4-11. Evaluación económica del Caso 4, 40% de remoción del Factor de daño.



Tubería de producción (Pulg.)	Pistón (Pulg.)	Cabillas			Velocidad de bombeo (SPM)
		3/4"	7/8"	1"	
A	2-7/8"	2	85	54	-
B	2-7/8"	2 1/4	79	60	-
C	3 1/2"	2 1/2	-	87	52
D	2-7/8"	2	139	-	-
E	2-7/8"	2 1/4	-	139	-
F	2-7/8"	2	139	-	-
G	2-7/8"	2 1/4	-	139	-
H	2-7/8"	2	139	-	12

Gráfico 4-12. Evaluación económica del Caso 5, 60% de remoción del Factor de daño.



Tubería de producción (Pulg.)	Pistón (Pulg.)	Cabillas			Velocidad de bombeo (SPM)
		3/4"	7/8"	1"	
A	2-7/8"	2	139	-	-
B	2-7/8"	2 1/4	139	-	-
C	3 1/2"	2 1/2	72	67	-
D	3 1/2"	2 3/4	-	-	139
E	2-7/8"	2	-	139	-
F	2-7/8"	2 1/4	139	-	-
G	3 1/2"	2 1/2	-	139	-
H	2-7/8"	2	139	-	-
I	2-7/8"	2 1/4	79	60	-
J	2-7/8"	2	139	-	-
					12

Gráfico 4-13. Evaluación económica del Caso 6, 80% de remoción del Factor de daño.

Como se observa en los gráficos anteriores, la aplicación del Bombeo Mecánico Convencional en el pozo ES-446 y en cualquier pozo del Área bajo las mismas condiciones, sólo resulta rentable si se remueve por lo menos un 20% del factor Daño. Además para obtener el mayor beneficio técnico y económico no resulta necesario utilizar una tubería de producción de 3-1/2", en cualquiera de los casos la completación más favorable incluye una tubería de 2-7/8", una sarta de cabillas de 3/4" y 7/8", y una velocidad de bombeo dentro del rango 9 – 12 SPM.

Capítulo V

RESULTADOS

De acuerdo con la metodología seguida para el desarrollo del trabajo, y la cual fue descrita en el capítulo anterior, a continuación se muestra el gráfico comparativo entre los tres Métodos de Levantamiento Artificial, obtenido durante las evaluaciones económicas realizadas, el cual determina la completación para el pozo ES-446 (y para cualquier pozo de condiciones y características similares) que ofrece la mejor rentabilidad para PetroUCV S. A., en cada uno de los escenarios de productividad planteados. Luego se muestra el diagrama mecánico del pozo bajo la condición actual y el diagrama mecánico de la completación que se propone una vez realizada la rehabilitación del pozo.

Finalmente se muestra lo que representa el principal *Valor* del trabajo: la Metodología para la selección del Sistema de Levantamiento Artificial óptimo para un pozo, la cual describe de manera sencilla el procedimiento que debe realizarse en general para determinar técnica y económicamente la mejor opción de Levantamiento Artificial para uno o varios pozos en estudio.

1. Método de Levantamiento Artificial óptimo para el pozo ES-446 del Campo Socororo.

Comparando los resultados obtenidos de las evaluaciones técnicas y económicas realizadas a cada Sistema de Levantamiento Artificial, resulta la siguiente tabla:

Del gráfico que se muestra a continuación se desprenden las siguientes afirmaciones:

- El Bombeo Hidráulico Tipo *Jet* sólo se recomienda utilizar si se remueve por lo menos un 65% del Factor de daño actual del pozo.
- El Bombeo de Cavidad Progresiva puede aplicarse en el pozo con resultados favorables, si se remueve al menos el 30% del daño actual.
- El Bombeo Mecánico Convencional ofrece resultados favorables a partir de una remoción del 10% del Factor de daño que presenta el pozo actualmente.

- ☒ De acuerdo a la comparación entre los tres Métodos de Levantamiento Artificial, la mejor opción la representa el Bombeo Mecánico Convencional hasta un 65% de remoción del Factor de daño, a partir de este punto el Bombeo de Cavidad Progresiva ofrece mayores ganancias.

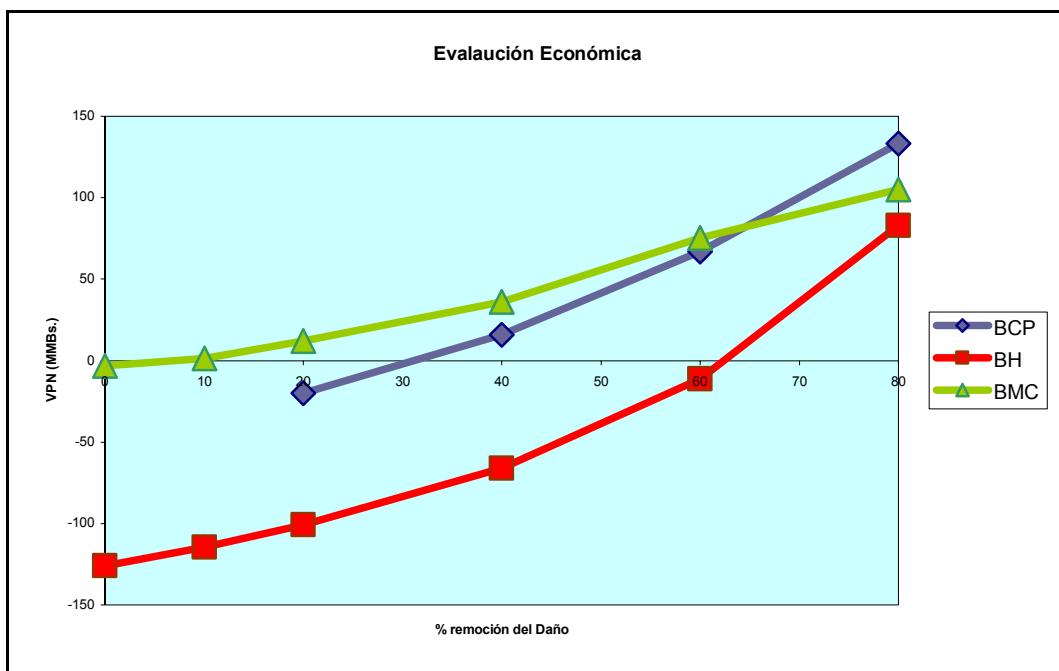


Gráfico 5-1. Evaluación Económica de los Métodos de Levantamiento Artificial.

Sin embargo, la decisión acerca del Método de Levantamiento Artificial más conveniente, debe incluir la variable que representa el no haber incluido en el análisis económico los costos de remoción del daño, el cual aumentará los costos totales proporcionalmente al porcentaje de remoción. De esta forma, de acuerdo a información obtenida de expertos en el Área de Perforación de PDVSA, puede esperarse una remoción de 25% del daño total de un pozo, aplicando métodos convencionales de reacondicionamiento y rehabilitación de pozos, es decir, con tan sólo limpiar el pozo, sustituir el Empaque de Grava y completar en el mismo intervalo del yacimiento.

Por otra parte, si se supone que no se empleará ningún procedimiento adicional para la remoción del daño, podría asegurarse que con tan sólo el procedimiento de rehabilitación se removería aproximadamente un 25% del daño actual del pozo, con lo cual el Método de Levantamiento Artificial que debe aplicarse en el pozo ES-446 (y en aquellos de características similares) para obtener los mejores resultados es el Bombeo Mecánico Convencional, es decir, además de la rehabilitación debe optimizarse el Método de Levantamiento que el pozo presenta actualmente.

En el caso de que PetroUCV S. A. decida realizar en el pozo algún otro procedimiento que remueva un alto porcentaje de daño (mayor a un 50%) en el pozo, debe realizarse un nuevo análisis económico que incluya los costos de este procedimiento, esto para determinar acertadamente el Método de Levantamiento Artificial que ofrezca la mayor rentabilidad. Esto también debe realizarse para aquellos casos de pozos nuevos, y de pozos en los cuales, durante su reacondicionamiento se empleen procedimientos tales como Fracturamiento Hidráulico, Completaciones de Hoyo Abierto con Empaque de Grava, y cualquier procedimiento que remueva y/o estimule la zona dañada en el pozo.

A continuación se muestra el Diagrama Mecánico actual del pozo ES-446 el cual opera mediante BMC. Posteriormente se muestra la completación propuesta para el pozo luego de su rehabilitación, asumiendo que no se realizará ningún procedimiento adicional para la remoción del Factor de daño en el pozo.

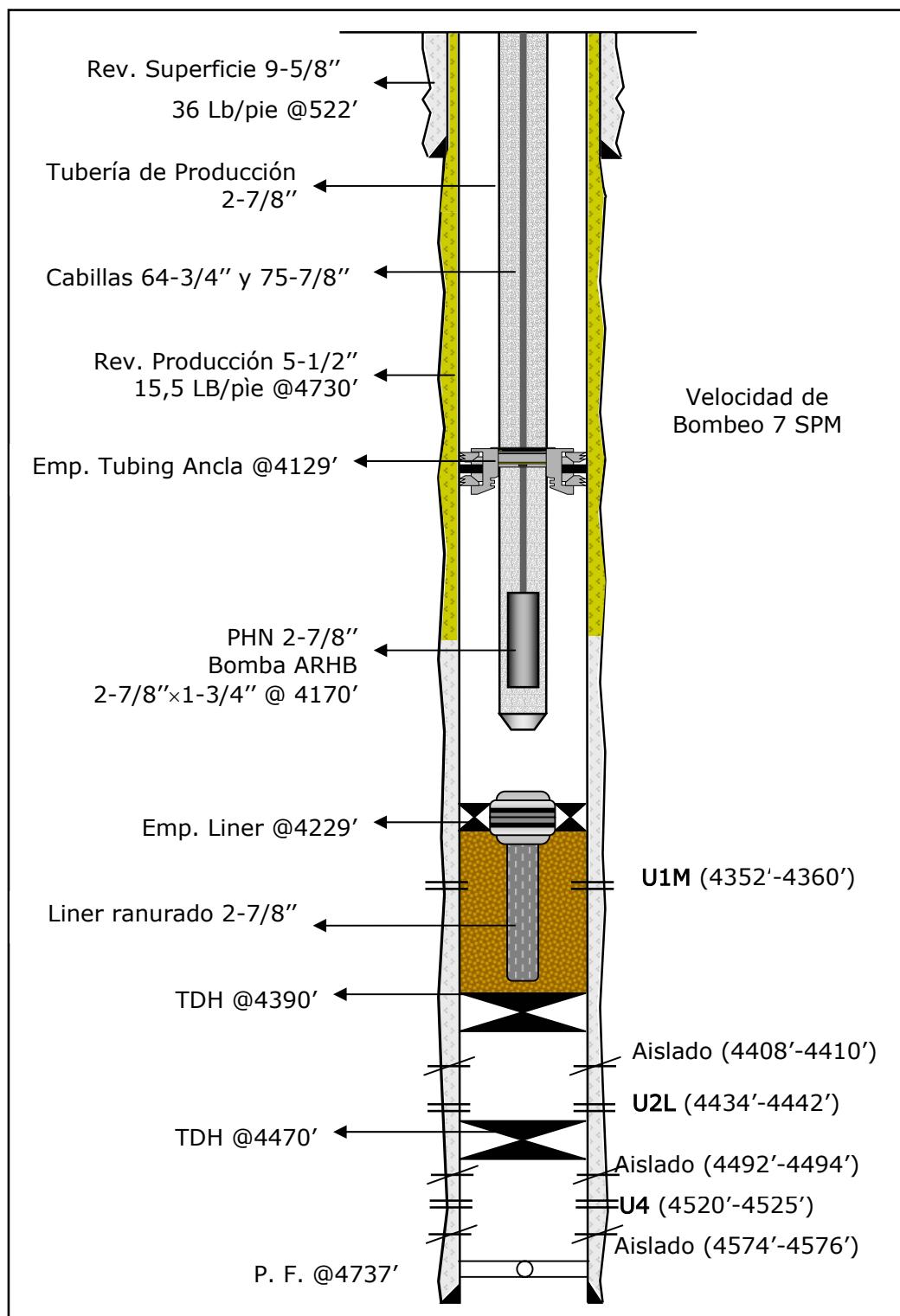


Figura 5-1. Diagrama Mecánico actual del pozo ES-446.

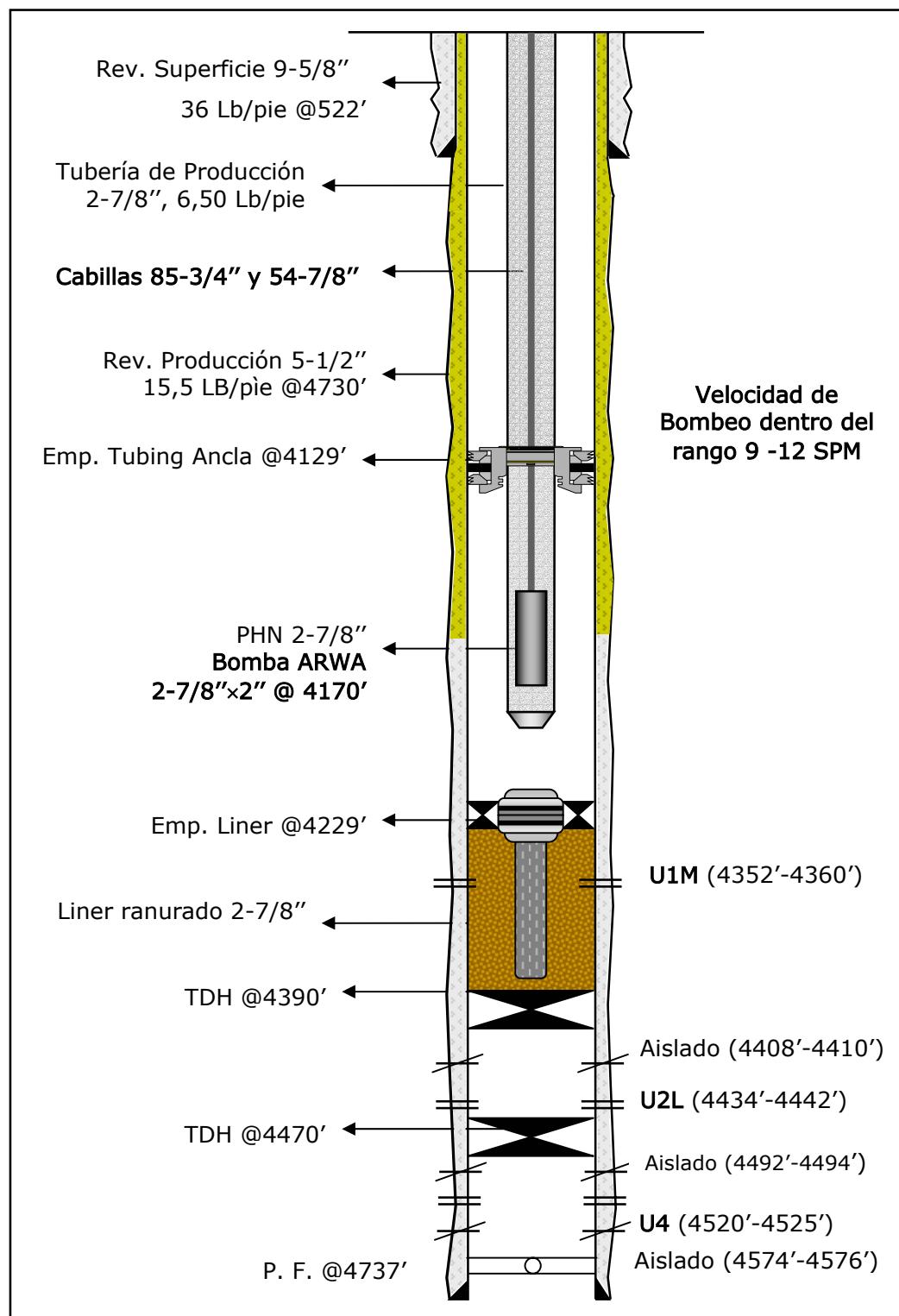


Figura 5-2. Diagrama Mecánico propuesto para el pozo ES-446.

2. Metodología para la Selección del Sistema de Levantamiento Artificial óptimo para un pozo.

Aunque muchos autores han escrito acerca de este tema^{1,9,10}, la tarea del Ingeniero de Producción es la de adaptar dichos trabajos a las condiciones y características del área en la que se encuentra. Lo que sigue es el procedimiento general sugerido para la selección del Método de Levantamiento Artificial que mejor se adapte a las condiciones del pozo en estudio, basado en los trabajos ya referenciados anteriormente, y tomando en cuenta las condiciones y características del Área Mayor de Socororo.

2.1 Selección del pozo a evaluar

La selección del pozo a evaluar debe tomar en cuenta que el Método de Levantamiento Artificial a escoger, no sólo debe ser óptimo para el pozo seleccionado para el estudio; sino que debe ser también el más adecuado para todo el Campo, de acuerdo a los mejores beneficios técnicos y económicos para la empresa operadora.

Trabajos realizados sugieren que no es conveniente la selección de un único pozo “modelo” que represente toda el área, ya que reflejaría mayor incertidumbre en los resultados del estudio. En base a esto se propone que se estudien todas las características de cada uno de los pozos del área, para luego agruparlos de acuerdo a dichas características. Posteriormente se selecciona de cada grupo un pozo “modelo”, y a estos pozos “modelos” se les realiza la evaluación que determine el Método de Levantamiento Artificial óptimo para cada uno de ellos y por ende, para cada grupo de pozos en el área. Este tipo de análisis proporciona una mejor caracterización del campo que encamina el desarrollo efectivo del mismo.

De acuerdo a las condiciones del Área Mayor de Socororo, el análisis descrito en el párrafo anterior no puede aplicarse al área, ya que en la misma sólo se mantienen 3 pozos activos para la fecha de este estudio y los cuales además, no cuentan con todos los datos necesarios para su evaluación. Por lo tanto, durante el desarrollo del estudio sólo se evaluó el pozo ES-446 por ser el único que contaba con los datos necesarios para llevar a cabo el estudio en su totalidad. De allí que la falta de datos también puede influir en la decisión del pozo a evaluar, parámetro que por lo tanto, debe ser tomado en cuenta para dicha selección.

Dentro de los datos principales con los que se debe contar para la selección del mejor Método de Levantamiento Artificial, los datos que se refieren en el siguiente cuadro:

<u>Del Yacimiento</u>	Características petrofísicas de la roca, historia de presiones estáticas, profundidad, Petróleo Original en Sitio, condiciones iniciales.
<u>De los Fluidos del Yacimiento</u>	Gravedad API del crudo, gravedad específica del gas, propiedades PVT de los fluidos, Relación Gas – Petróleo, Porcentaje de agua y sedimentos.
<u>Del pozo</u>	Descripción detallada de la completación (Diagrama mecánico del pozo), historia del pozo, Índice de Productividad, historia de presiones de fondo (en su defecto pruebas de nivel de fluido <i>ECHOMETER®</i> o <i>SONOLOG®</i>).

En el caso del AMS la historia de presiones estáticas debe elaborarse a partir de un Balance de Materiales, ya que en los yacimientos de mayor interés existe poca información. En cuanto a la información de presiones de fondo fluyente, ésta es muy precaria en el área, por lo que se deberían realizar algunas pruebas de nivel de fluidos. En caso de no realizarse, de acuerdo a las características de los pozos que pudieran ser seleccionados para la evaluación, los resultados obtenidos con el pozo ES-446 pudieran ser relacionados con los pozos preseleccionados.

En el Apéndice D se describe el procedimiento que debe realizarse para la obtención de la presión de fondo fluyente a partir de una prueba de nivel de fluidos.

2.2 Evaluación de los posibles escenarios de productividad en el pozo a estudiar, posteriores a su rehabilitación

Deben evaluarse los posibles escenarios de productividad en el pozo, ya que este durante la rehabilitación es “limpiado”, puede cambiarse el mecanismo de control de arena o también puede realizarse algún procedimiento que cambie la completación del pozo. Cualquiera de estos procedimientos afecta las características productivas del pozo, ya sea por aumento de las restricciones de flujo (empaque de grava), aumento del radio de drenaje del pozo (completación a hoyo ampliado), o por aumento de la

capacidad del flujo de la arena (fracturamiento hidráulico), etc. Por lo tanto, de acuerdo al procedimiento a seguir durante la rehabilitación/reaccondicionamiento del pozo, deben establecerse posibles escenarios de productividad en el pozo; y a partir de éstos determinar el Método de Levantamiento Artificial óptimo para las condiciones del pozo.

Estos posibles escenarios pueden ser establecidos a partir de aquellos parámetros que definen de alguna forma la productividad de un pozo, los cuales pueden ser el Índice de Productividad, el Factor de daño, la Máxima Tasa de Flujo del área de drenaje del pozo o la Presión de Fondo fluyente. Asimismo, los parámetros mencionados anteriormente pueden también correlacionarse con el factor Tiempo, lo cual permitiría determinar el momento en el cual debe ser cambiado el Método de Levantamiento Artificial del área.

Para establecer los posibles escenarios, para cualquier parámetro, el procedimiento es similar. En el caso del pozo ES-446, tal como se describió en el capítulo anterior, se establecieron distintos escenarios a partir del Factor de Daño. Si ese fuera el parámetro seleccionado, primero se determina el daño actual existente en el pozo, y luego se establecen los escenarios de acuerdo a la efectividad de la rehabilitación del pozo, en lo que a remoción del daño se refiere. Se establece como caso más pesimista aquel en el pozo quedara en las mismas condiciones iniciales, y como caso más optimista aquel en el se removiera el 80% del factor de daño inicial. Este último porcentaje puede modificarse de acuerdo al procedimiento a realizarse durante la rehabilitación del pozo.

Luego de establecer los posibles escenarios de productividad se determinan las demás características de productividad del pozo para cada escenario.

En el caso del AMS, en la cual los pozos operan con Bombeo Mecánico Convencional, deben utilizarse para determinar el daño actual del pozo y las características productivas en cada escenario los programas NodalB3® y WellFlo®. El primero de ellos para determinar el Índice de Productividad del pozo a una fecha determinada; y el segundo para determinar el Factor de daño total existente en el pozo en esa fecha, a partir del Índice de productividad obtenido con el programa NodalB3®. En el Apéndice E se describe el procedimiento en detalle.

2.3 Evaluación de los Métodos de Levantamiento Artificial para las condiciones del pozo en estudio

La decisión del Método de Levantamiento Artificial óptimo para las condiciones del pozo en estudio, resulta difícil a la hora de escoger entre las distintas tecnologías de levantamiento disponibles en la actualidad. La decisión implica seleccionar aquel método que según las condiciones del pozo, permita obtener la mayor producción posible al menor costo. Una selección errada se traduce en la reducción de la producción e incrementos en los costos operacionales.

Muchas veces esta decisión está influenciada por la subjetividad del personal que realiza la evaluación, los cuales basados en su experiencia deciden el Método de Levantamiento Artificial a colocar en los pozos del área sin realizar un análisis completo que compare y evalúe todos los Métodos de Levantamiento Artificial, para determinar cuál de ellos representa la mejor opción para las condiciones existentes.

Respondiendo a esta necesidad PDVSA - INTEVEP ha desarrollado una herramienta capaz de seleccionar, diseñar y evaluar económicamente el Método de Levantamiento Artificial con mayor potencial para la producción de pozos de petróleo, a partir de una amplia base de conocimientos basada en entrevistas a expertos reconocidos mundialmente en las distintas áreas de Levantamiento Artificial³. Esta herramienta, denominada SEDLA®, resulta de gran utilidad cuando no se cuenta con personal altamente calificado y con gran experiencia en el área que pueda hacer la selección de los métodos sin la ayuda del programa.

El programa evalúa la aplicación de los distintos Métodos a las condiciones del pozo en estudio, arrojando como resultado, el “puntaje obtenido” de cada Método de Levantamiento Artificial, siendo el de mayor puntaje el más adecuado a las condiciones del pozo. También se muestran algunos comentarios acerca de la aplicación de cada método para el pozo en estudio.

Para sustentar mejor el estudio, de los resultados obtenidos con el programa SEDLA®, se recomienda evaluar técnica y económicamente la aplicación de los tres Métodos de

Levantamiento Artificial que hayan obtenido el mayor puntaje, y a partir de los resultados de estas evaluaciones fijar el Método óptimo para las condiciones del pozo en estudio.

Tal como se describe en el Apéndice F, de acuerdo a las características del pozo ES-446 los Métodos de Levantamiento Artificial de mayor potencial de producción para el pozo son los de Bombeo de Cavidad Progresiva, Bombeo Mecánico Convencional y Bombeo Hidráulico Tipo *Jet*. Métodos que pudieran ser aplicados en pozos del Campo con similares características, y que en referencia a otros estudios realizados¹⁰ también pueden ser aplicados en los pozos nuevos a ser perforados en el área.

Luego de determinar los Métodos de Levantamiento Artificial que mejor se adaptan a las características del pozo en estudio, se hace necesaria la evaluación técnica y económica de cada uno de los métodos, para luego realizar una comparación específica que permita tomar la mejor decisión en cualquiera de los escenarios de productividad planteados.

Las evaluaciones técnicas para cada método deben realizarse con un programa específico según el Método de Levantamiento Artificial, en los Apéndices G-H-I-J se describe el procedimiento a realizar para las evaluaciones técnicas con los programas BCPi – Win, PC – Pump®, NodalB3® y NCPCv4 – GR®.

Posterior a las evaluaciones técnicas, las cuales determinarán el diseño de cada una de las completaciones favorables para el pozo ES-446; deben realizarse las evaluaciones económicas de cada completación, para luego comparar y decidir cuál de ellas representa la mejor opción productiva al menor costo.

Para las evaluaciones económicas, en el caso del AMS, se debe utilizar el programa MAEP® desarrollado por PDVSA a fin de determinar la rentabilidad de la aplicación de cada Método de Levantamiento Artificial en el pozo en estudio.

La aplicación de este programa al estudio realizado al pozo ES-446 del AMS, se describe en el Apéndice K.

Finalmente, luego de realizar las evaluaciones económicas de cada Método y en cada escenario de productividad, deben compararse los resultados correspondientes al Valor Presente Neto de cada Método y en cada escenario de productividad, a fin de determinar la mejor opción del Levantamiento Artificial para el pozo en estudio.

Capítulo VI
DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Se resalta que la "Metodología para la Selección del Método de Levantamiento Artificial mas adecuado a las condiciones de un pozo", desarrollada en este trabajo, fue aplicada al pozo ES-446 del Campo Socororo obteniéndose resultados satisfactorios. Y cumpliéndose con los objetivos propuestos al inicio del estudio.

1. Selección del pozo ES-446 para ser evaluado

La metodología desarrollada en este Trabajo Especial de Grado sólo fue aplicada a un pozo, ya que el Área Mayor de Socororo no cuenta con información suficiente en lo que se refiere a:

- a) Los Métodos de Levantamiento Artificial aplicados durante la historia del Área
- b) Información acerca de presiones de fondo y/o características productivas de los pozos del Área (Presión de Fondo Fluyente e Índice de Productividad)

Esto limita seriamente el análisis de la influencia que han tenido las técnicas aplicadas anteriormente en el Área en la productividad de los pozos y, en consecuencia, del Área en general. Este análisis resulta de gran importancia ya que determina el éxito o fracaso de la explotación de un área.

En cuanto a la información de productividad, esta es precaria en el Área Mayor de Socororo, con lo cual se hace imposible realizar un análisis completo del comportamiento histórico de los pozos del área. Realizar un análisis de este tipo permitiría diagnosticar algunos problemas de producción en los pozos, los cuales al ser identificados podrían ser solucionados, con el fin de optimizar la producción del Área.

De la búsqueda realizada de la información ya mencionada, sólo se recopilaron algunas pruebas de niveles de fluidos (*Echometer®* y *Sonolog®*) realizadas a los pozos ES-446 y ES-401 pertenecientes al Campo Socororo, sólo una de ellas resultó ser “confiable” por las razones expuestas en el Capítulo IV de este trabajo.

La selección de un solo pozo para el análisis limita las conclusiones obtenidas en este estudio. Es decir, el análisis del pozo ES-446 solo puede ser extrapolado a pozos de condiciones y características similares, quedando fuera del análisis completo del Área todos los pozos que no posean las mismas características del pozo estudiado. Por lo que las acciones a tomar sólo serían válidas para ciertos pozos del Área, siendo esto insuficiente para la optimización de la producción del Área en general.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, el objetivo general planteado al inicio de este trabajo sólo fue alcanzado para el caso del pozo ES-446 del Área Mayor de Socororo.

2. Evaluación de los Métodos de Levantamiento Artificial adecuados a las condiciones del pozo ES-446

En general, los Métodos de Levantamiento Artificial arrojados, como adecuados, para las condiciones del pozo según el estudio, ofrecen excelentes resultados desde el punto de vista técnico.

2.1. Cálculo de las características productivas del pozo ES-446

En los que se refiere a la Presión de Fondo Fluyente determinada para el pozo ES-446, el grado de incertidumbre del valor obtenido proviene en primer lugar del criterio del personal que realizó la prueba, en la lectura de la profundidad del nivel de fluidos en el espacio anular del pozo.

En segundo lugar, el análisis correspondiente a la Eficiencia del Ancla de Gas y de la cantidad de gas fluyendo por el espacio anular; también soporta cierto grado de incertidumbre, generado por el hecho de que en este tipo de pruebas no se mide la tasa de producción del pozo al momento de la prueba, ni la Relación Gas – Petróleo ni el Corte de Agua. Parámetros necesarios en el cálculo de la cantidad de gas que fluye por el espacio anular, y por ende en el cálculo de la Presión de Fondo Fluyente.

Sin embargo, la evaluación realizada con el programa NODALB3®, a partir de la cual se generaron las curvas IPR y TPR del sistema pozo – yacimiento, arrojaron como resultado una tasa de producción en el punto de operación cercana al valor promedio del mes reportado en los sumarios de producción del pozo. A partir de eso se confirma que el cálculo de las características de productividad del pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999, resulta confiable.

2.2. Evaluación de los posibles escenarios de productividad en el pozo ES-446, luego de su rehabilitación

A partir del hecho de que las condiciones del pozo ES-446 antes y después de su rehabilitación no serán las mismas, fue necesario realizar un análisis que tomara en cuenta las posibles condiciones del pozo luego de la rehabilitación. Los posibles escenarios fueron establecidos en función del Factor de daño, el cual representa un indicativo de la productividad del pozo.

Este análisis resultó favorable ya que permitió obtener una relación entre los procedimientos a ser realizados durante la rehabilitación del pozo y el Método de Levantamiento Artificial adecuado a las condiciones del pozo.

2.3. Evaluaciones realizadas con el programa SEDLA®

En cuanto a los resultados de las evaluaciones realizadas con este programa, se afirma que los Métodos seleccionados como los más adecuados realmente ofrecen excelentes resultados desde le punto de vista técnico.

Sin embargo, considerando que el programa contiene un módulo económico (al cual el usuario no tiene acceso), los resultados del mismo son diferentes a los obtenidos de las evaluaciones económicas realizadas para cada Método de Levantamiento Artificial. Esto se explica precisamente por el hecho de que el usuario del programa no tiene acceso al modulo económico, y por lo tanto, no esta en capacidad de actualizar los parámetros correspondientes a este módulo.

Así, que según el programa SEDLA®, el Método más adecuado es el Bombeo de Cavidad Progresiva; mientras que los resultados del análisis técnico y económico de cada Método indican que el más adecuado es el Bombeo Mecánico Convencional.

Este Método a pesar de ofrecer resultados técnicos muy similares a los Métodos de Bombeo de Cavidad Progresiva y Bombeo Hidráulico tipo *Jet*, resultó desde el punto de vista económico menos costoso y por lo tanto más rentable.

3. Evaluaciones técnicas de los Métodos de Levantamiento Artificial

3.1. Bombeo de Cavidad Progresiva

Las evaluaciones realizadas con el programa BCPi – Win solo estuvieron limitadas por la preselección de las bombas en una base de datos de 600 modelos diferentes. Por lo tanto, desde el punto de vista de universo de opciones evaluadas los resultados son confiables.

Sin embargo, debe reconocerse que el programa no incluye en la preselección la evaluación de la condición de operación [$D_{DRIFT} > L_{ROTOR}$], primordial para el buen funcionamiento del sistema BCP. Evaluación que tuvo que ser realizada posteriormente para descartar posibles fallas de operación en el sistema.

Con respecto al programa PC – Pump®, los resultados obtenidos se consideran bastante confiables por lo completo del análisis desarrollado por el programa. Además, los criterios utilizados para estudiar los sistemas evaluados se distinguen como los más certeros para evitar cualquier tipo de fallas durante la operación del Sistema BCP.

3.2. Bombeo Hidráulico Tipo *Jet*

Las evaluaciones de este Método fueron realizadas con un programa suministrado por el personal de Levantamiento Artificial de INTEVEP, y la base de datos del mismo sólo contiene los modelos fabricados por la misma empresa que desarrolló el programa. No pudo ser evaluada ninguna otra opción de fabricantes de bombas tipo *Jet* ya que este Método de Levantamiento Artificial es de reciente aplicación en nuestro país. Por esta misma razón no se tiene información adicional con la cual comparar los resultados obtenidos a fin de obtener el grado de confiabilidad de los mismos.

3.3. Bombeo Mecánico Convencional

Este Método de Levantamiento Artificial fue evaluado con una amplia gama de opciones del sistema, es decir, fueron evaluados múltiples parámetros para optimizar el funcionamiento del mismo. Además, las evaluaciones fueron realizadas obedeciendo a criterios fijados por el *American Petroleum Institute*, y aplicando el criterio de producción al menor costo. A partir de esto, se observó que la completación actual del pozo ES-446 no satisface dichos criterios, en consecuencia, se han presentado algunos problemas de operación en el pozo.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la producción del pozo ES-446 será optimizada con tan sólo realizar un procedimiento convencional de rehabilitación, y con hacer algunos cambios en el diseño del Método de Levantamiento Artificial actual.

4. Evaluaciones económicas

Los costos totales de los Métodos de Bombeo de Cavidad Progresiva y Bombeo Hidráulico tipo Jet incluyeron el costo de todos los equipos necesarios para su instalación. El costo total del Método de Bombeo Mecánico incluyó el costo de todos los equipos excepto el de la Unidad de Superficie, ya que el pozo actualmente opera con este Método y no se hace necesario adquirir nuevamente esta unidad.

Finalmente, la evaluación económica fue realizada con el programa MAEP de acuerdo a los criterios exigidos por PDVSA. Según éstos, la rehabilitación del pozo ES-446 resulta rentable aplicando como Método de Levantamiento Artificial, el Bombeo Mecánico Convencional, ya que genera un Valor Presente Neto de 30MMBs. aproximadamente.

5. En general para el Trabajo Especial de Grado

El éxito o el fracaso en el resultado de la metodología desarrollada, depende de la calidad y la vigencia de los datos utilizados. La evaluación realizada al pozo ES-446 resulta eficaz para las condiciones del pozo en la fecha especificada. En los actuales momentos sería necesario recopilar nuevamente todos los datos, y realizar una nueva evaluación, ya que el pozo ha permanecido activo hasta la presente fecha.

Sin duda la baja producción del pozo ES-446 se debe a la deficiente aplicación de técnicas de Levantamiento Artificial adecuadas a la condiciones del pozo en el pasado. Sin embargo, con la metodología desarrollada en este trabajo las condiciones del pozo ES-446 y de los demás pozos del Área podrían cambiar, logrando al final la optimización de la producción del Área Mayor de Socororo.

Capítulo VII

CONCLUSIONES

Del Estudio para el Mejoramiento de la productividad de los pozos del AMS, mediante la aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial, se concluye:

1. La baja producción del pozo ES-446 se debe a la ineficiente aplicación de Técnicas de Levantamiento Artificial en el pasado. Los parámetros correspondientes al diseño de la sarta de cabillas, diámetro del pistón y velocidad de bombeo, se encuentran actualmente por debajo de los valores óptimos determinados en este estudio.
2. El Bombeo Mecánico Convencional es el sistema más rentable para el pozo ES-446, con respecto a los métodos de Bombeo de Cavidad Progresiva y Bombeo Hidráulico Tipo *Jet*.
3. Las evaluaciones económicas realizadas en este trabajo sólo incluyeron como costo de remoción del Factor de daño, el correspondiente a una Completación a Hoyo Entubado con Empaque de Grava. Este parámetro debe ser incluido para determinar la rentabilidad real de la aplicación de cada uno de los métodos evaluados.
4. De la “calidad y vigencia” de los datos utilizados, depende la confiabilidad de los resultados a obtener luego de la aplicación de la Metodología desarrollada en este Trabajo.
5. La Metodología descrita en el Trabajo Especial de Grado puede aplicarse a cualquier pozo del Campo Socororo. El Método de Levantamiento Artificial más adecuado al pozo ES-446 (Bombeo Mecánico Convencional) puede ser aplicado en pozos de características y condiciones similares.

Capítulo VIII
RECOMENDACIONES

Del estudio realizado se recomienda lo siguiente:

1. Incrementar la velocidad de bombeo actual a por lo menos 9 SPM para así aumentar la producción del pozo ES-446, mientras se comienzan los trabajos de rehabilitación.
2. Completar el pozo ES-446 con el siguiente diseño de completación:
 - Sarta de Cabillas: 85 de 3/4" y 57 de 7/8" (de acuerdo a las normas API)
 - Bomba de subsuelo ARWA 2-7/8" x 2"
 - Velocidad de bombeo dentro del rango 9 – 12 SPM
 - Cañonear el mismo intervalo de la arena U1M
 - Completación a Hoyo Entubado con Empaque de Grava
3. Aplicar la Metodología desarrollada en este trabajo en los pozos próximos a reactivar, a fin de determinar el Método de Levantamiento Artificial más adecuado a las condiciones de estos.
4. Efectuar una nueva evaluación económica que incluya el costo de remoción del Factor de daño con otros procedimientos, a fin de tomar la decisión más rentable sobre el Método de Levantamiento Artificial.
5. Comprobar la calidad de los datos a utilizar antes de aplicar la Metodología desarrollada en este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ¹ Brown, K. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Oklahoma; Penwell Publishing Company, 1984. 445 p.
- ² American Petroleum Institute. *API RP 11L: Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems*. American Petroleum Institute: Division of Production, Texas. 1967.
- ³ Reyes, Y. *Optimización del Sistema Experto de Levantamiento Artificial*. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, 1999.
- ⁴ Revard, J. *The Progressing Cavity Pump Handbook*. Oklahoma; Penwell Publishing Company, 1995. 157 p.
- ⁵ Martínez, S. *Análisis del Bombeo Hidráulico Tipo Jet como Método de Levantamiento Artificial de Crudo*. Informe de Pasantía. Universidad Simón Bolívar, 1997.
- ⁶ Torres, M. *Análisis Económico de Decisiones: Un Enfoque Conceptual*. Caracas; N. Carrasqueño & M. Torres Editores, 1993. 649 p.
- ⁷ PetroUCV S. A. *Plan de Desarrollo del Área Mayor de Socororo 2002 – 2021, Fase I*. PetroUCV S. A. Caracas, 2001.
- ⁸ Corpomene S. A. *Estudio para la reactivación del Área Mayor de Socororo, Fase I, Anexo II*. Corpomene C. A. Caracas, 1999.
- ⁹ Clegg, J. D. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial – Lifts Methods*. Paper Nº 24834. SPE Distinguished Autor Series 1981 – 1983. Oklahoma, 1993.
- ¹⁰ Escalona, V. *Análisis y Evaluación de Factores que afectan la Selección de un Sistema de Levantamiento Artificial. Desarrollo de un Modelo adaptado a Cerro Negro*, BITOR. Anteproyecto de Pasantía Profesional: Informe de progreso Nº 1. BITOR S. A. Cerro Negro, 1997.
- ¹¹ Peñaranda J. *Estudio y Diseño de Esquemas de Completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo*. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2002.

NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS

\$/Bbl	Dólares por barril
% AyS	Porcentaje de Agua y Sedimentos
AMS	Área Mayor de Socororo
AOF	Absolute Open Flow, bbl/D
API	American Petroleum Institute
bbl	Barril
BCP	Bombeo de Cavidad Progresiva
BES	Bombeo Electrosumergible
BH	Bombeo Hidráulico
BMC	Bombeo Mecánico Convencional
BN	Bariles Normales
BNA	Bariles Normales de Agua
BNP	Bariles Normales de Petróleo
BNPD	Bariles Normales por día
BPD	Bariles por día
BPPD	Bariles de Petróleo por Día
Bs	Bolívares
C.A.	Compañía Anónima
D	Día
EI	Eficiencia de Inversión
GOES	Gas Original en Sitio, PCN
HP	Horse Power
Hz	Hertz
IP	Índice de Productividad, bbl/D/Lpc
IPR	Inflow Performance Relationship
ISLR	Impuesto Sobre La Renta
LAG	Levantamiento Artificial por Gas
LAGC	Levantamiento Artificial por Gas continuo
LAGI	Levantamiento Artificial por Gas intermitente
Lb	Libras
Lpc	Libras por pulgada cuadrada
MAEP	Modelo de Análisis Económico de Producción
MBN	1×10^3 Bariles Normales

mD	1×10^{-3} Darcy
MMBN	1×10^6 Barriles Normales
MMBs	1×10^6 Bolívares
MMBY	1×10^6 Barriles de Yacimiento
MMMPC	1×10^9 Pies Cúbicos
MMMPCN	1×10^9 Pies Cúbicos Normales
OFM	Oil Field Manager
P	Presión, Lpc
PCN	Pies Cúbicos Normales
PDVSA	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima
Pe	Presión Estática, Lpc
PI	Presión de Inyección, Lpc
POES	Petróleo Original en Sitio, BN
Pr	Presión de Yacimiento, Lpc
P_{sep}	Presión de Separación, Lpc
Pulg.	Pulgadas
Pwf	Presión de Fondo Fluyente, Lpc
Q_o	Tasa de Petróleo
Ra / Rc	Rehabilitación / Reacondicionamiento
RGL	Relación Gas – Líquido, PCN/BN
RGP	Relación Gas – Petróleo, PCN/BN
RPM	Revoluciones por minuto
S.A.	Sociedad Anónima
SPM	Stroke por minuto
TIR	Tasa Interna de Retorno
TPR	Tubing Performance Relationship
VPN	Valor Presente Neto

APÉNDICES

APÉNDICE A

Características del yacimiento U1M (SOC-3) del Campo Socororo, y propiedades de los fluidos del mismo

A continuación se presentan las características del yacimiento U1M (SOC-3) del Campo Socororo, luego se muestra la interpretación de registros modernos (FDC, CNL y Densidad Neutrón) realizados en el pozo ES-446. Finalmente se muestran algunas de las propiedades de los fluidos del yacimiento, obtenidas a través de un análisis PVT.

Tabla 1-A. Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución para el yacimiento U1M (SOC-3), según estudio de CORPOMENE S. A.

CORPOMENE, S. A.		
Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U1M(SOC-3)	Fecha: 31 de Agosto de 1999
Jurisdicción: BARCELONA		Área: SAN TOMÉ
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	23,5	°API
Porosidad (Φ)	26,4	%
Saturación de Petróleo (So)	75	%
Factor de Merma del Petróleo = 1/Boi (Fmi)	0,857	Fracción
Área Zona de Petróleo	483	Acres
Volumen Zona de Petróleo (Vo)	8.668	Acres - Pies
Relación Gas - Petróleo Original (Rsi)	267	PCS - Bbl
Prsión Original (Pi)	1.567	LPC
Profundidad Plano Referencia (Pbnm)	3.600	Pies
Petróleo por Unidad de Volumen [7758](Φ)(So)(Fmi)]	1.317	Bbls / Acre-Pies
Permeabilidad Absoluta (K)	143	Md
Mecanismos de Producción	3	
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in Situ [(Vo x I (7758)(Φ)(So)(Fmi)) (N)]	11.413	Mbbls
Factor de Recuperación Primaria (Fr)	19,3	%
Petróleo Recuperable [(7758)(Φ)(So)(Fmi)(Fr)]	254	Bbls / Acre-Pies
Reservas Recuperables Primarias [(N)(Fr)]	2.199	Mbbls
Reservas Recuperables Totales (RRT)	2.199	Mbbls
Producción Acumulada de Petróleo (Np)	1.319	Mbbls
Reservas Remanentes de Petróleo [(RRT)-(Np)]	880	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in Situ Solución [(Rsi)(N)] (N Rsi)	3.047	MMPC
Factor de Recobro Solución (Frs)	74,7	%
Reservas de Gas en Solución [(N Rsi)(Frs)] (RGS)	2.275	MMPC
Gas in Situ Casquete	-	MMPC
Reservas Totales de Gas (RTG)	2.275	MMPC
Producción Acumulada de Gas (Gp)	1.044	MMPC
Reservas Remanentes de Gas [(RTG)-(Gp)]	1.231	MMPC

**Tabla 2-A. Interpretación de los registros realizados al pozo ES-446, Según Corpomene
S. A.**

POZO: ES-446	
ARENA	U1M
INTERVALO (pies)	4352 - 4367
EB (pies)	15
ANT Total (pies)	8
ANP Total (pies)	8
Permeabilidad Pond. (K)	183,88
Porosidad Pond. (Φ)	23,69%
Vsh Pond.	13,96%
Sw Pond.	24,51%
P*So*ANP (pies)	1,431
Observaciones	Prospectivo
	C.O: 150 Bbl
	RGP: 280 PCN/BN
	20 °API
	10 % AyS

Tabla 3-A. Propiedades de los fluidos del yacimiento U1M (SOC-3), según Corpomene S. A.

Yacimiento U1M (SOC-3)							
INTERNAL PVT DATA							
Gravedad Crudo: 20,7 °API							
Presión	Rs	βo	βg	Factor Z	Viscosidad del Petróleo	Viscosidad del Gas	βw
(psig)	(MCF / STB)	(BBL / STB)	(BBL / MCF)	del Gas	(CP)	(CP)	(BBL / BBL)
150,00	0,01604	1,06100	18,97601	0,97595	5,4335	0,0125	1,00000
250,00	0,02931	1,06640	11,63203	0,96159	4,9568	0,0126	1,00000
350,00	0,04304	1,07202	8,31717	0,94736	4,5089	0,0127	1,00000
450,00	0,05758	1,07802	6,43104	0,93340	4,1168	0,0129	1,00000
550,00	0,07279	1,08437	5,21456	0,91973	3,7755	0,0130	1,00000
650,00	0,08856	1,09102	4,36568	0,90637	3,4784	0,0132	1,00000
750,00	0,10484	1,09795	3,74037	0,89339	3,2191	0,0134	1,00000
850,00	0,12156	1,10514	3,26126	0,88082	2,9918	0,0137	1,00000
950,00	0,13868	1,11256	2,88305	0,86873	2,7917	0,0139	1,00000
1050,00	0,15617	1,12022	2,57750	0,85717	2,6146	0,0142	1,00000
1150,00	0,17400	1,12810	2,32605	0,84621	2,4571	0,0145	1,00000
1250,00	0,19215	1,13619	2,11602	0,83589	2,3163	0,0148	1,00000
1350,00	0,21059	1,14448	1,93845	0,82630	2,1900	0,0152	1,00000
1450,00	0,22932	1,15297	1,78682	0,81748	2,0761	0,0155	1,00000
1550,00	0,24830	1,16165	1,65627	0,80949	1,9730	0,0159	1,00000
1650,00	0,26754	1,17051	1,54310	0,80238	1,8793	0,0163	1,00000

APÉNDICE B

Aplicación de Balances de Materiales a los yacimientos U1M (SOC-3) y U1U (SOC-3)

Para el desarrollo de este procedimiento se utilizó la aplicación MBAL®, este programa permite realizar, entre otras cosas, Balances de Materiales a fin de pronosticar el comportamiento de producción, determinar el POES del yacimiento, analizar comportamientos de Influjo de Agua, y calcular el historial de presiones estáticas del yacimiento desde el inicio de producción.

En el caso de los yacimientos U1M(SOC-3) y U1U(SOC-3) se calcularon las presiones estáticas de los yacimientos desde el inicio de su explotación, hasta la actualidad. Este tipo de información es precaria en el Área Mayor de Socororo.

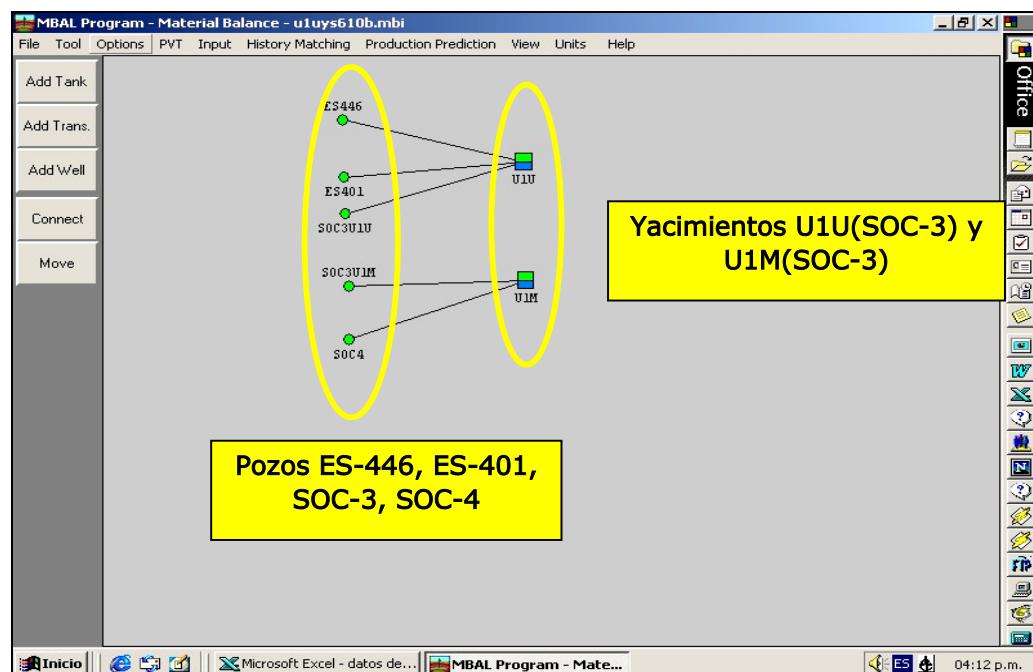


Figura 1-B. Pantalla Principal del programa MBAL®

En la pantalla anterior muestra como los pozos ES401, ES-446, SOC-4 y SOC-3 han producido de los yacimientos U1U(SOC-3) y U1M(SOC-3), y tal como se ve el pozo SOC-3 ha producido de ambos yacimientos.



Figura 2-B. Pantalla de Datos generales del Sistema del programa.

En el programa se deben introducir además de las características de cada uno de los yacimientos, las características de los fluidos del mismo, y las características del acuífero, si es que éste existe. En el caso del AMS las características del acuífero fueron determinadas a partir de información de áreas cercanas. Además se realizó un análisis de sensibilidad con respecto a la actividad del acuífero, a fin de determinar el mejor comportamiento.

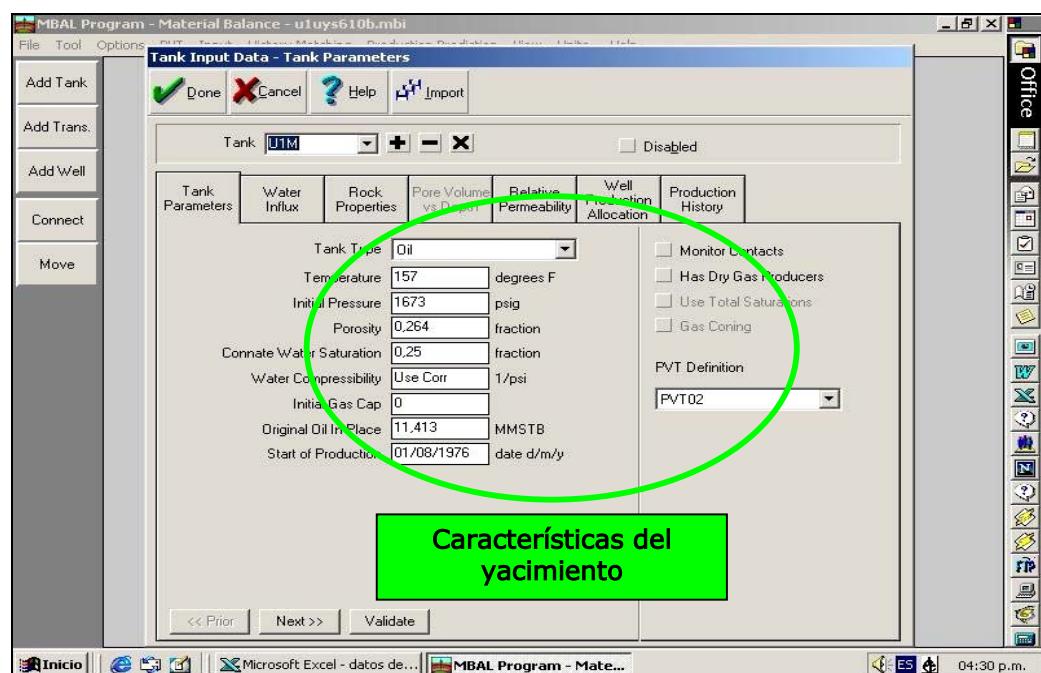


Figura 3-D. Pantalla de Características del Yacimiento.

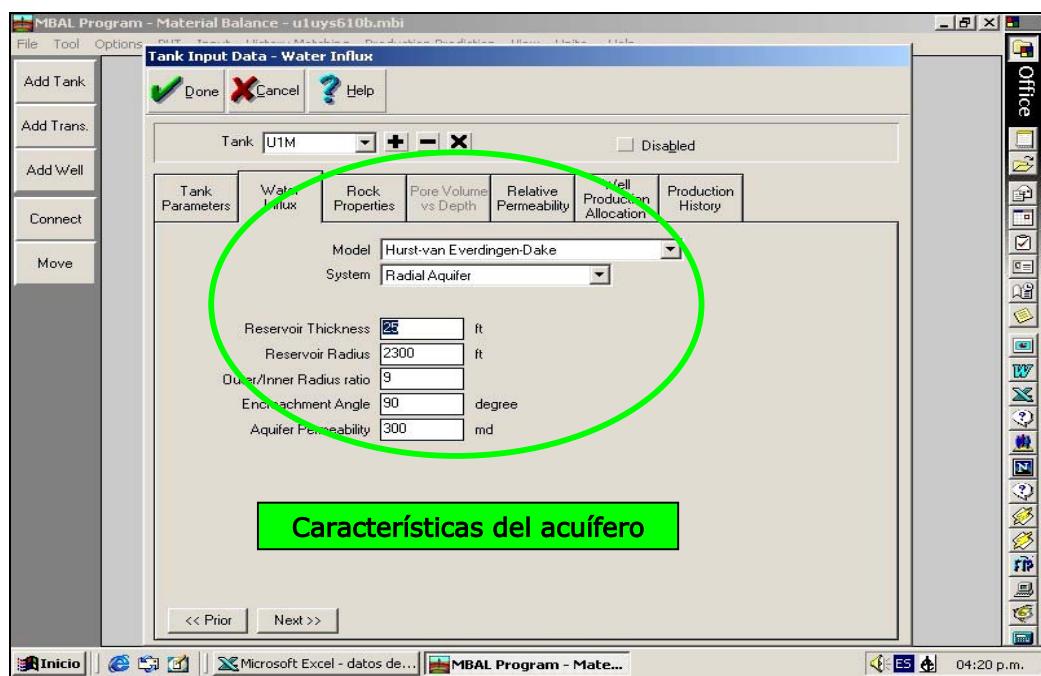


Figura 4-D. Pantalla de Características del Acuífero.

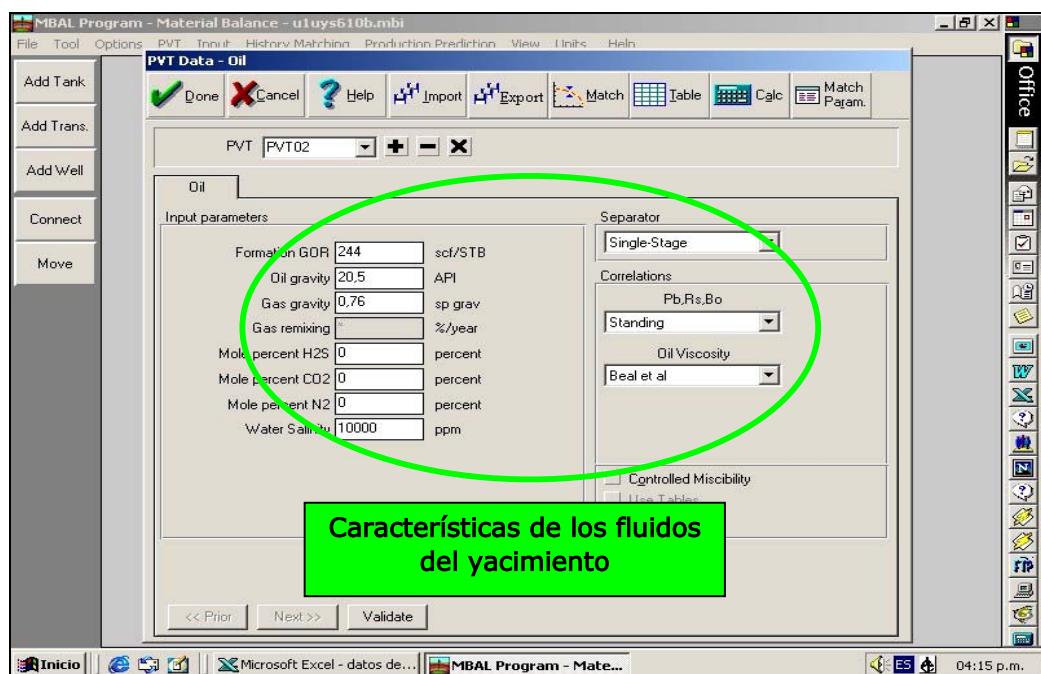


Figura 5-D. Pantalla de Características de los fluidos del yacimiento.

La pantalla anterior muestra los datos correspondientes a las características de los fluidos producidos de cada yacimiento. Se puede introducir un análisis PVT, o solicitar la generación de las propiedades de los fluidos a partir de correlaciones.

Luego se debe introducir la historia de producción del yacimiento en total, o de cada pozo por separado. Siendo necesario para la última opción, indicar la fecha en la cual el pozo se encontraba produciendo de uno o ambos yacimientos.

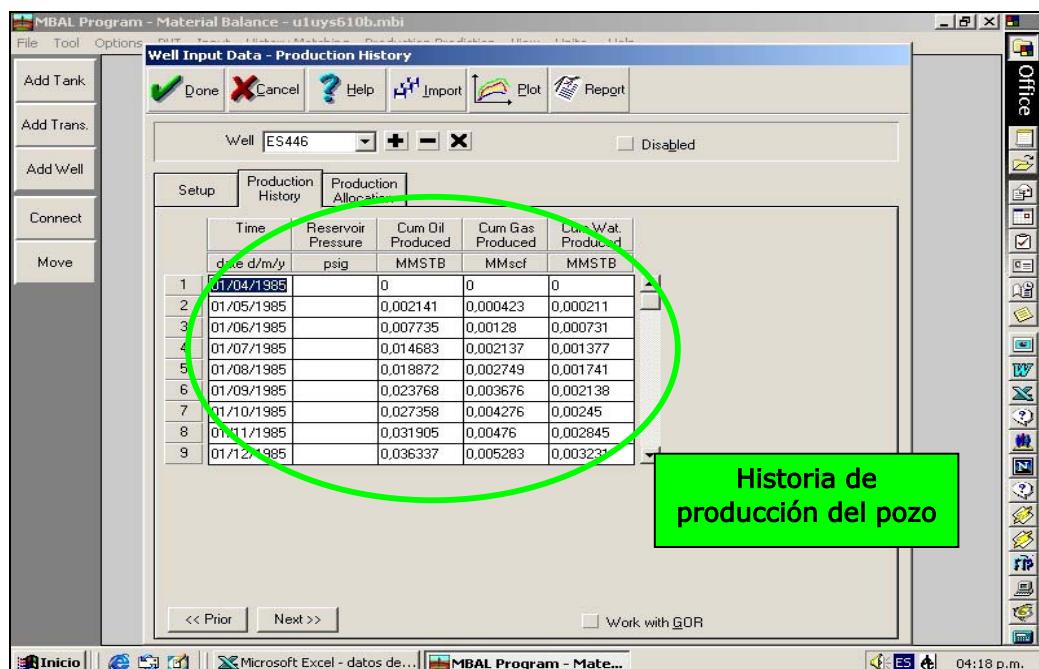


Figura 6-B. Pantalla de la Historia de producción del pozo.

Los datos correspondientes a la pantalla anterior y a la que se muestra a continuación se extraen de la información reportada en *OFM* y de la Carpeta del pozo.

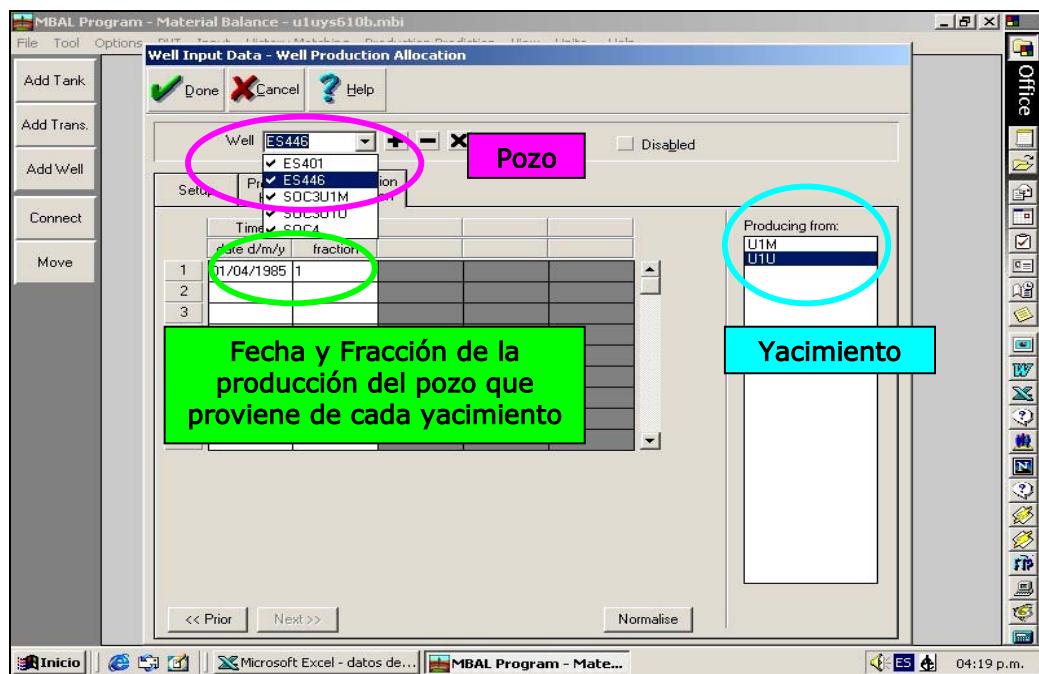


Figura 7-B. Pantalla de Selección de Distribución o Asignación de la producción (Production Allocation)

Luego de introducir toda la información de cada yacimiento, del acuífero y de cada pozo. Se solicita al programa que realice el cálculo de toda la historia presión - producción de cada yacimiento, también puede determinar el pronóstico de la producción de los yacimientos. En nuestro caso se realizaron los Balances de Materiales para determinar la historia de presiones de cada yacimiento, del procedimiento realizado se obtuvieron los siguientes gráficos:

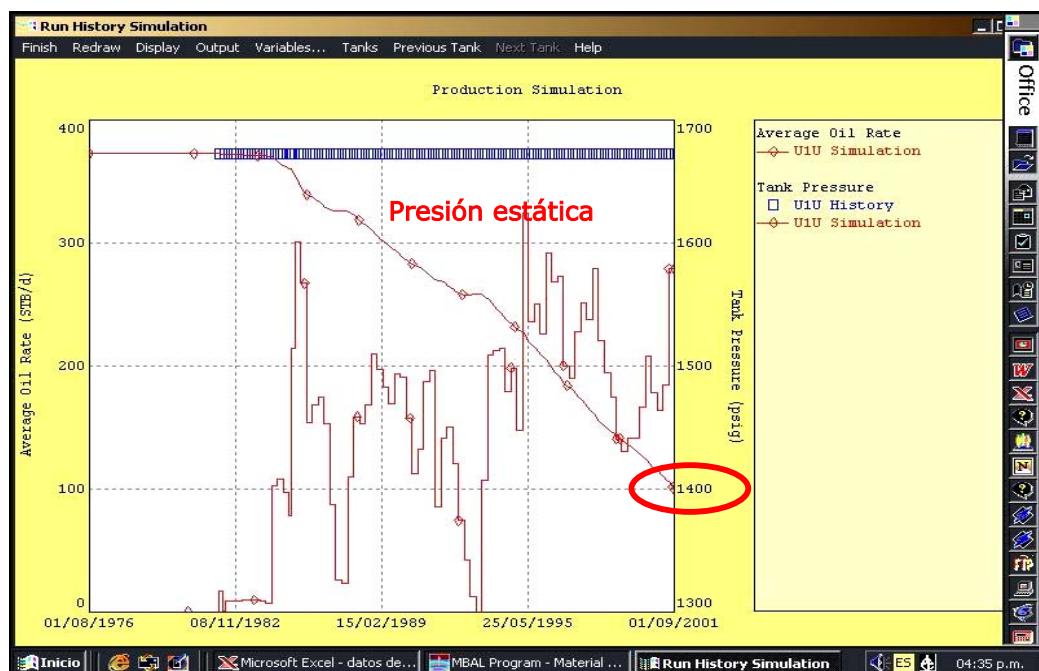


Figura 8-B. Comportamiento Presión producción del yacimiento U1U (SOC-3).

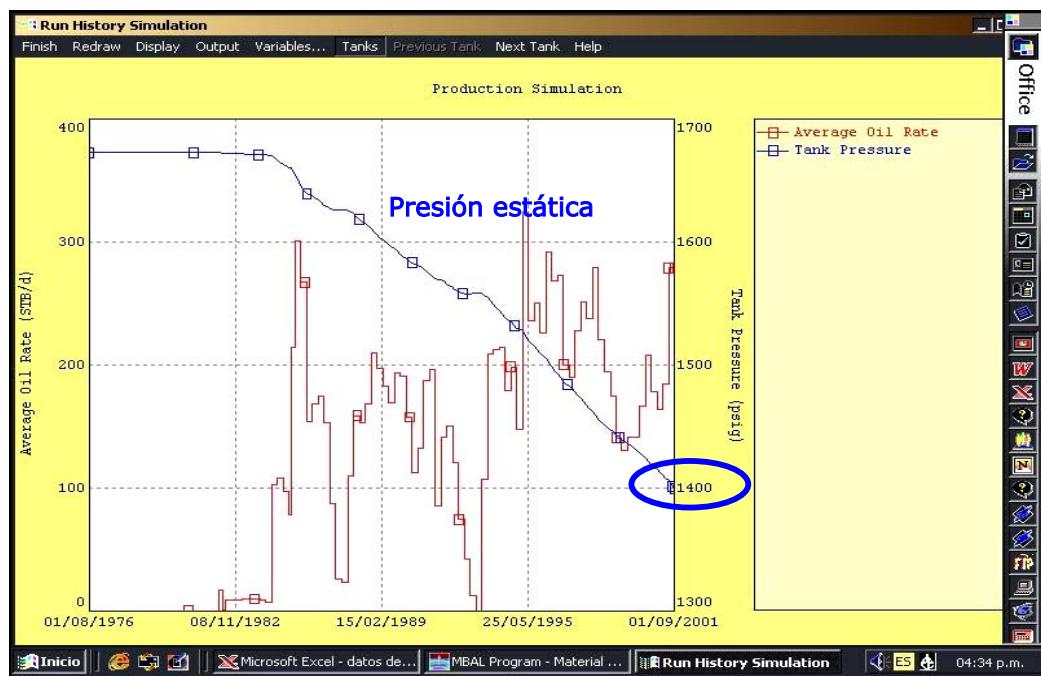


Figura 9-B. Comportamiento Presión – Producción del yacimiento U1M (SOC-3).

Tal como se ve en las figuras anteriores se tiene para el mes de Septiembre de 2001, una presión estática de 1399 y 1476 Lpc para los yacimientos U1U(SOC-3) y U1M(SOC-3) respectivamente.

APÉNDICE C

Minuta de la reunión realizada el 26 de Marzo de 2001 con el Ingeniero José Gamboa de INTEVEP

	Minuta
Autor	Mariangela Capello
Organización	PetroUCV, S.A., Intevep
Asunto	Reunión sobre Determinación de Niveles dinámicos de fluidos en el Campo Socororo
Lugar	Caracas, Piso 4
Fecha	26 de marzo de 2002
Hora:	Desde 8:00 Hasta am
Asistentes	José Gamboa, (Intevep), M. Capello, A. Alzuru, J. Patiño, E. Salazar, María Alejandra Rondón y David Márques (tesistas PetroUCV)
Enfoque	
<ul style="list-style-type: none">A manera de INTRODUCCIÓN, M. Capello resumió la importancia que tiene para PetroUCV disponer de mediciones de presión de fondo fluyente para definir los niveles de presión actuales en los yacimientos activos, lo que no se ha podido realizar hasta los momentos.	
Objetivo	
<ul style="list-style-type: none">Disponer de un informe técnico o Minuta que permita dar soporte a mediciones nuevas en el Dtto. San Tomé, en especial en el Campo Socororo.	
Puntos tratados	
<ul style="list-style-type: none">José Gamboa, del Intevep, explicó los fundamentos del método Echometer y Sonolog, que a través de ondas acústicas, miden la profundidad del nivel de líquido en los pozos.Del análisis de las pruebas Echometer realizadas en el Campo Socororo, recientes e históricas, realizado por los tesistas M.A. Rondón y D. Marques, se observa que dichas pruebas adolecen de diferentes problemas (ver anexo), entre los que resaltan:<ul style="list-style-type: none">▪ No hubo restauración de presión en el espacio anular▪ Comportamiento variable de los niveles dinámicos▪ Imposibilidad de estimar los niveles de presión con confiabilidadEl problema observado no es específico del Campo Socororo, ya que J. Gamboa informó que se ha presentado también en el campo Jobo. En otros similares, se estima que los niveles variables de fluidos en los pozos son debidos a la presencia errática de posibles bolsones de gas, de origen incierto.Para disminuir la incertidumbre en este sentido, se planificará la medición de niveles dinámicos en los dos pozos activos de Socororo a través de un programa técnico pertinente. (J. Gamboa)Se contactará al Dtto a fin de solicitar apoyo para la realización de estas mediciones, a la brevedad, por la importancia que esto tiene para la estimación de productividades en el Plan de Desarrollo de PetroUCV. Esta solicitud se hace considerando que Intevep no dispone de ppto para esta actividad y PetroUCV no ha comenzado Operaciones. (M. Capello y J. Loroima)El Ing. José Gamboa hará contacto con el especialista Oscar Becerra, de Intevep para<ul style="list-style-type: none">▪ Realizar un programa de pruebas para los pozos SOC-4 y ES-446▪ Establecer los procedimientos adecuados de campo a efectos de obtener información confiable.▪ Apoyar en el seguimiento a las empresas contratistas que se usen para la realización de estas mediciones, a fin de informar sobre el procedimiento preciso de campo a seguir (J. Gamboa y J. Loroima).	

APÉNDICE D

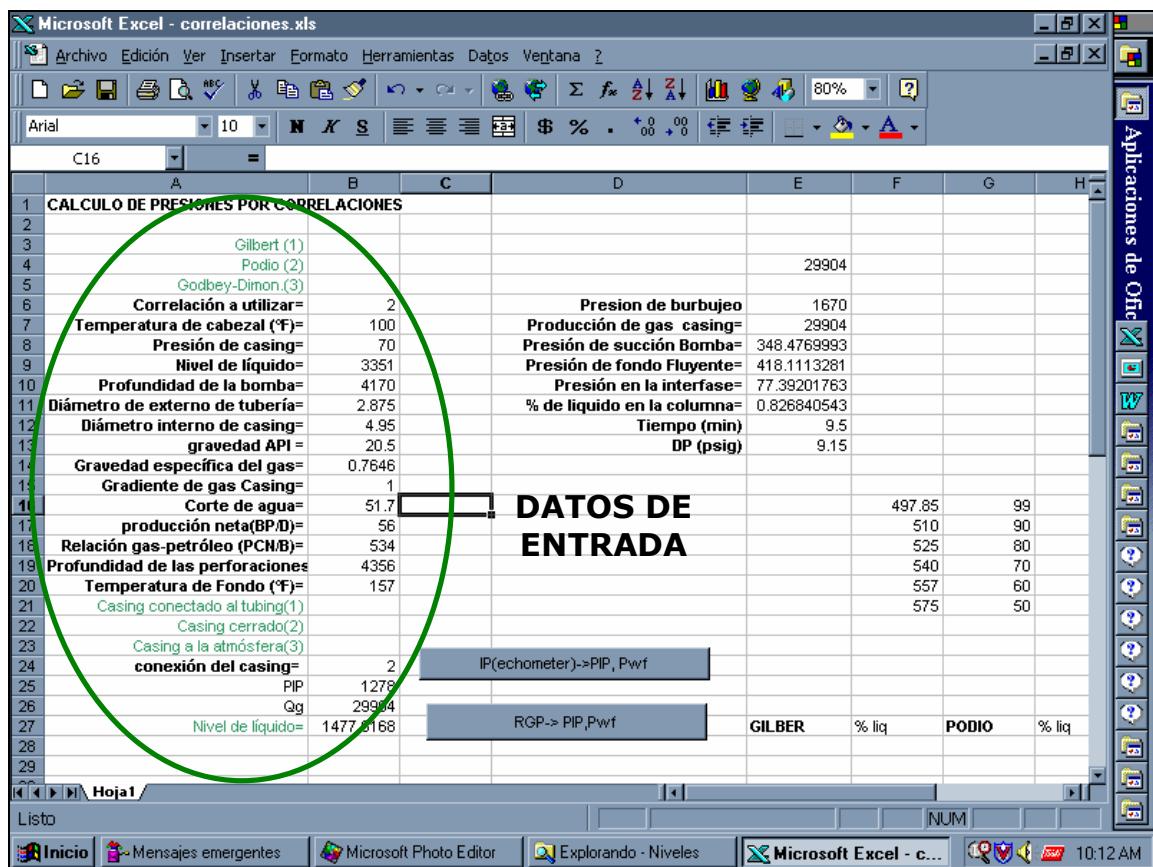
Determinación de la Presión de Fondo Fluyente en el pozo ES-446

Para determinar la Presión de Fondo Fluyente en el pozo ES-446 a partir de la prueba *Sonolog®* realizada al pozo el 30 de noviembre de 1999, se practicó el siguiente procedimiento:

El resultado de una prueba *Sonolog®* sólo arroja la profundidad del nivel de líquido en el espacio anular del revestimiento y la tubería de producción, profundidad que se ve afectada directamente por la presencia de gas en este mismo espacio.

La prueba por ser de tipo “analógico” o “manual” no determina si existe gas fluyendo por el espacio anular, por lo tanto para tener una mayor precisión en el valor de la presión de fondo, es necesario analizar el comportamiento de la cantidad de gas fluyendo por el anular con la presión de fondo fluyente.

Para esto se utilizó una hoja de cálculo programada por el personal de Levantamiento Artificial de INTEVEP, que determina a partir de datos correspondientes a la prueba *Sonolog®*, la presión de fondo fluyente del pozo, entre otros parámetros.



CALCULO DE PRESIONES POR CORRELACIONES

Correlación a utilizar= 2

Temperatura de cabezal (°F)= 100

Presión de casing= 70

Nivel de líquido= 3351

Profundidad de la bomba= 4170

Diámetro de externo de tubería= 2.875

Diámetro interno de casing= 4.95

gravedad API = 20.5

Gravedad específica del gas= 0.7646

Gradiente de gas Casing= 1

Corte de agua= 51.7

producción neta(BPD)= 56

Relación gas-petróleo (PCN/B)= 534

Profundidad de las perforaciones= 4356

Temperatura de Fondo (°F)= 157

Casing conectado al tubing(1)

Casing cerrado(2)

Casing a la atmósfera(3)

conexión del casing= 2

PIP= 1278

Qg= 29904

Nivel de líquido= 1477.8168

Presión de burbujeo= 1670

Producción de gas casing= 29904

Presión de succión Bomba= 348.4769993

Presión de fondo Fluyente= 418.1113281

Presión en la interfase= 77.39201783

% de líquido en la columna= 0.826840543

Tiempo (min)= 9.5

DP (psig)= 9.15

DATOS DE ENTRADA

IP(echometer)->PIP, Pwf

RGP-> PIP,Pwf

GILBER % liq PODIO % liq

Figura 1-C. Datos de entrada para el cálculo de la presión de fondo fluyente.

Tal como se ve en la figura anterior, los datos de entrada en la hoja de cálculo son aquellos que definen las características de la completación del pozo, además de la tasa de producción y el corte de agua correspondientes a la prueba, nivel de líquido reportado y propiedades de los fluidos, entre otros datos.

Al no conocer la cantidad de gas que fluye por el espacio anular, se realiza un análisis de sensibilidad con respecto a éste parámetro, evaluándolo a través de la eficiencia de separación del ancla de gas. De esta forma, si el ancla de gas es 100% eficiente, todo el gas liberado fluirá por el espacio anular y no por la tubería de producción. Por el contrario, si el ancla de gas es completamente ineficiente todo el gas fluirá por la tubería de producción y no por el espacio anular. Así se define la siguiente relación:

$$\text{Gas fluyendo por el anular} = \text{RGP} \times \text{Qo} \times \text{EFseparación}$$

donde

RGP = Relación Gas Petróleo medida durante la prueba, PCN/BN.

Qo = Tasa de petróleo medida durante la prueba, BN.

EFseparación = Eficiencia de separación del ancla de gas, Fracción.

Para determinar la presión de fondo fluyente del pozo, se introduce en el programa, además de los datos de entrada, el valor correspondiente a "Producción de Gas Casing", es decir, la cantidad de gas que se supone esta fluyendo por el anular, la cual fue determinada a partir de la ecuación mostrada anteriormente.

CALCULO DE PRESIONES POR CORRELACIONES				
1				
2				
3		Gilbert (1)		
4		Podio (2)		29904
5		Godbey-Dimon (3)		
6	Correlación a utilizar=	2		
7	Temperatura de cabezal (°F)=	100		
8	Presión de casing=	70		
9	Nivel de líquido=	3351		
10	Profundidad de la bomba=	4170		
11	Diámetro de externo de tubería=	2.875		
12	Diámetro interno de casing=	4.95		
13	gravedad API =	20.5		
14	Gravedad específica del gas=	0.7646		
15	Gradiente de gas Casing=	1		
16	Corte de agua=	51.7		
17	producción neta(BP/D)=	56		
18	Relación gas-petróleo (PCN/B)=	534		
19	Profundidad de las perforaciones=	4356		
20	Temperatura de Fondo (°F)=	157		
21	Casing conectado al tubing(1)			
22	Casing cerrado(2)			
23	Casing a la atmósfera(3)			
24	conexión del casing=	2		

Figura 2-C. Cálculo de la presión de fondo fluyente a partir de la eficiencia del ancla de gas.

En la tabla que sigue se muestran los valores de eficiencia de separación utilizados para el análisis, la cantidad de gas que fluye por el anular en cada caso, y el valor obtenido de presión de fondo fluyente según la eficiencia de separación del ancla.

Tabla 1-C. Presión de fondo fluyente en el pozo ES-446, según la eficiencia del ancla de gas.

Eficiencia de separación (%)	Cantidad de gas fluyendo por el anular (PCN)	Presión de fondo fluyente (lpc)
0	0	466
10	2990	461
20	5981	455
30	8971	450
40	11962	445
50	14952	440
60	17942	435
70	20933	430
80	23923	426
90	26914	422
100	29904	418
* En promedio para el mes en el cual se realizó la prueba:		
RGF = 534 PCN/BN		
Qo = 56 BN/D		
%AyS = 51.7		

Asimismo al representar gráficamente el comportamiento de la presión de fondo fluyente con respecto a la eficiencia del ancla de gas, se observa que se mantiene una relación casi constante y que, por lo tanto la presión de fondo del pozo es independiente de la eficiencia del ancla de gas. Así que se tomó como presión de fondo fluyente aquella correspondiente a una eficiencia de separación de 50%.

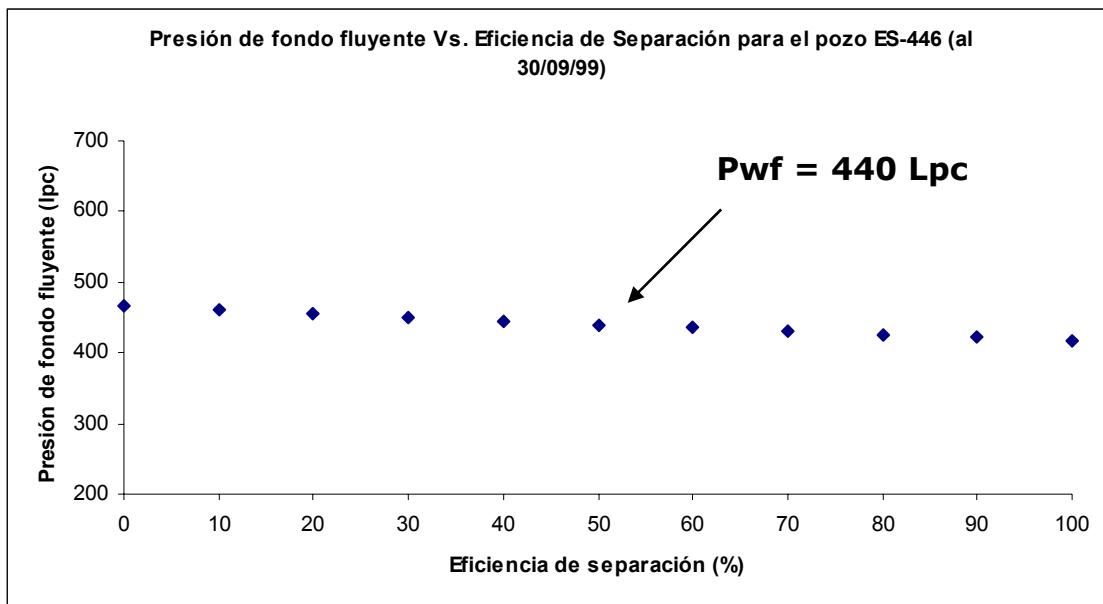


Figura 3-C. Presión de fondo fluyente según Eficiencia de separación del ancla de gas, en el pozo ES-446.

APÉNDICE E

Determinación del Factor de daño en el pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999

En la determinación del Factor Daño del pozo ES-446 fue necesario utilizar los programas NODALB3® y WellFlo®, esto porque a pesar de que el programa NODALB3® es capaz de determinar y analizar el comportamiento de un sistema de Bombeo Mecánico en un pozo, y que además representa mediante el análisis nodal las curvas IPR y TPR del sistema pozo – yacimiento, y el punto de operación del sistema; el programa no muestra como resultado el índice de productividad del pozo, y tampoco calcula el Factor de daño del mismo.

Como en nuestro caso se desconocen las curvas IPR y TPR del sistema pozo – yacimiento, el índice de productividad del pozo y el Factor de daño; se utilizó el programa NODALB3® para obtener las curvas IPR y TPR, y posteriormente se empleó el programa Wellflo® para determinar el índice de productividad y el Factor de daño. A continuación se muestra el procedimiento seguido con ambos programas:

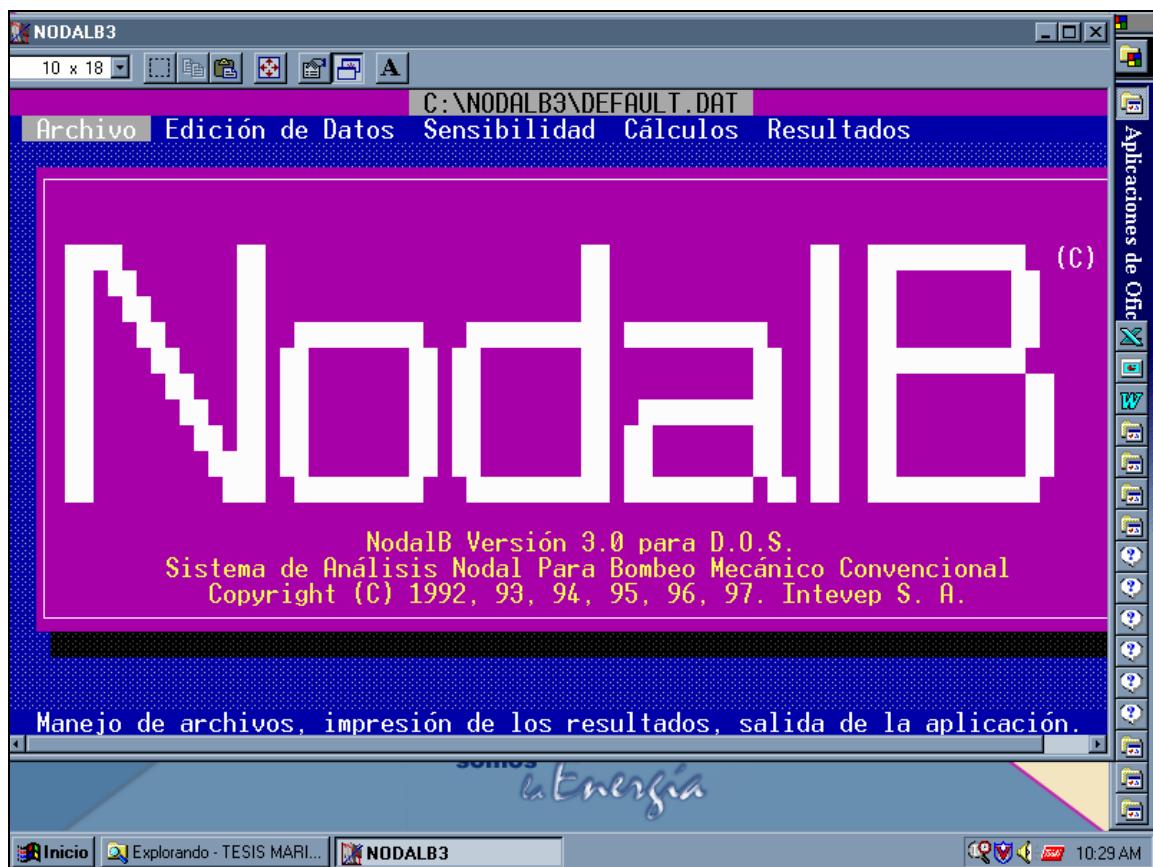


Figura 1-D. Pantalla principal del programa NODALB3®.

En la figura anterior se muestra la pantalla principal del programa, allí se observan los diferentes módulos de selección correspondientes a los datos del pozo, los diferentes análisis de sensibilidad que pueden realizarse, los cálculos del análisis nodal del sistema y los resultados de la evaluación.

En primer lugar se introducen los datos correspondientes a la información general del pozo, las características de la completación del pozo y del equipo de bombeo. Luego se definen los parámetros de presión estática, presión de fondo y tasa de producción, los cuales establecen la productividad del pozo.

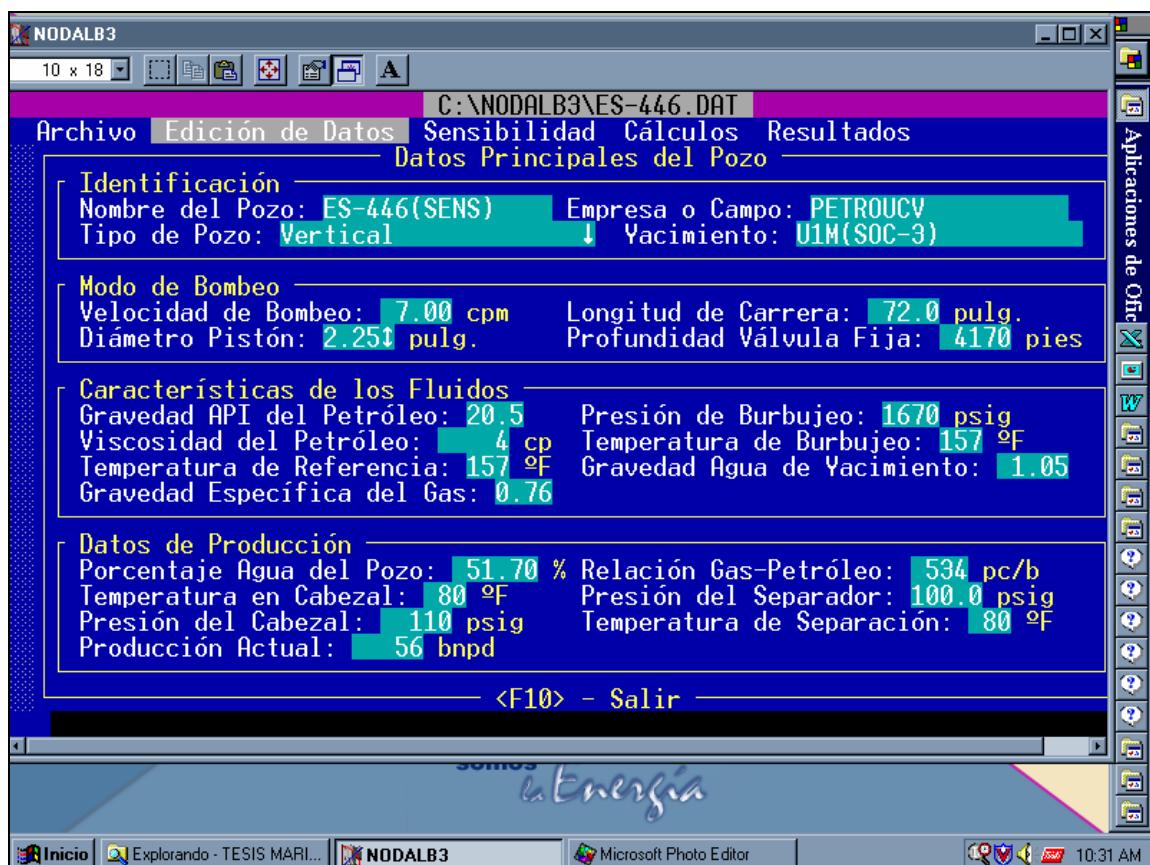


Figura 2-D. Pantalla de Datos Principales del Pozo.

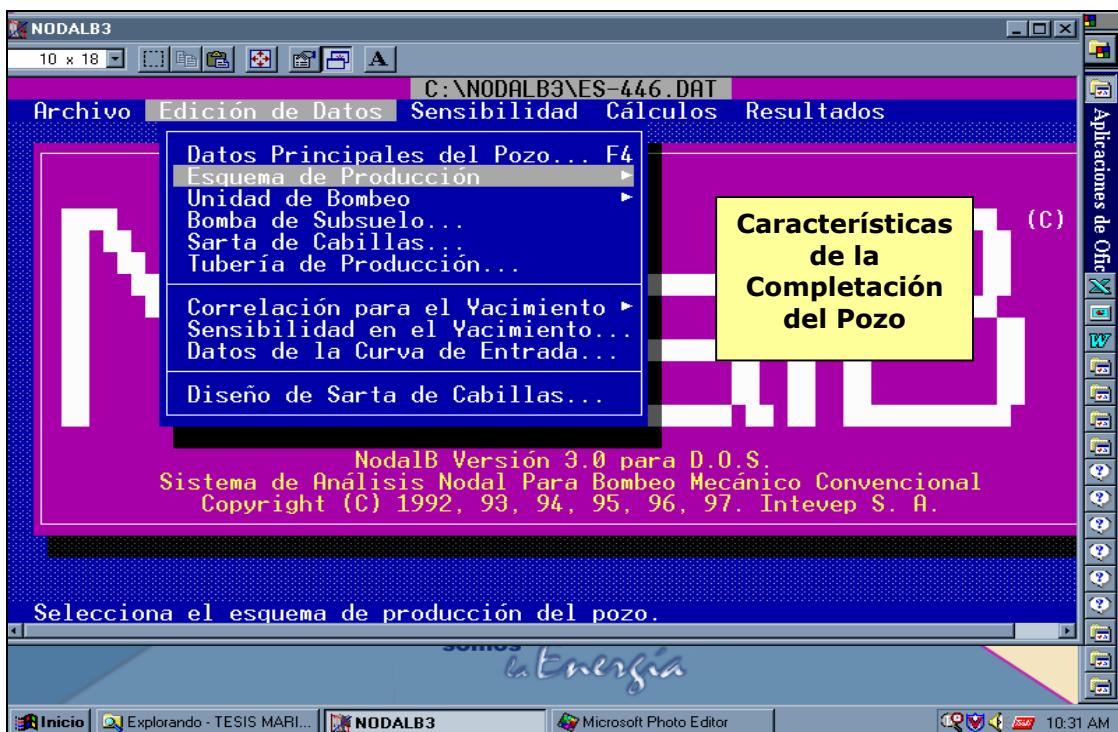


Figura 3-D. Pantalla de selección del programa NODALB3®.

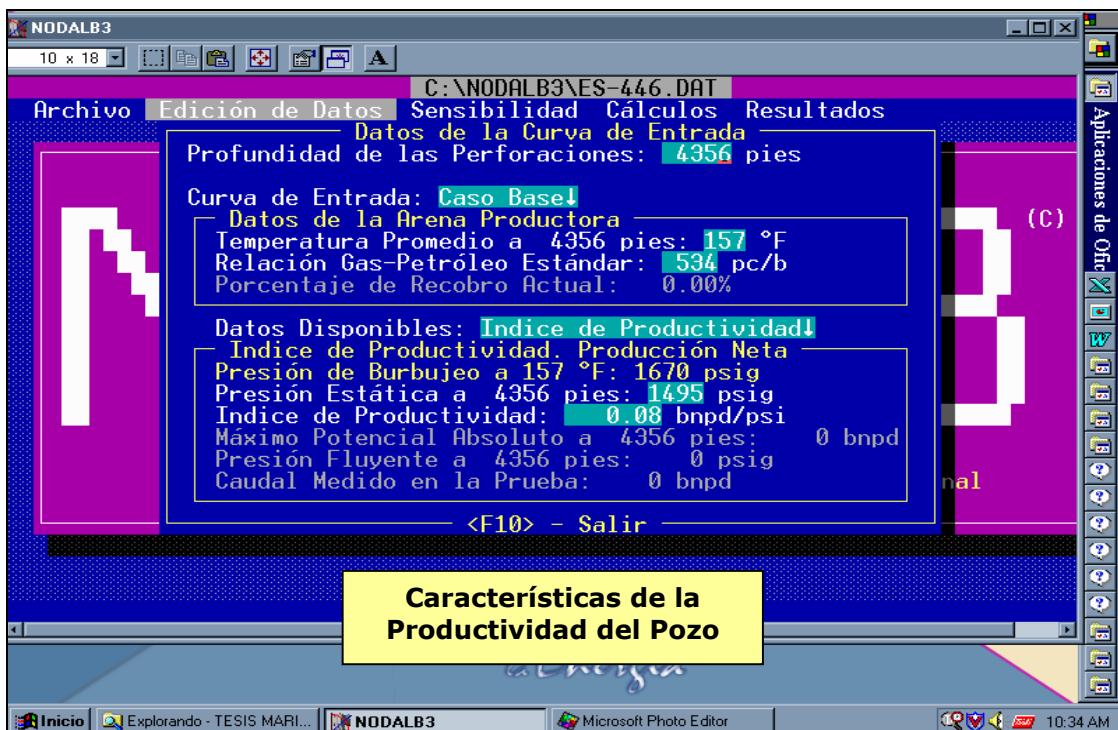


Figura 4-D. Pantalla de Datos de Productividad del pozo.

Finalmente, el programa realiza el análisis nodal del sistema y determina las características de operación del pozo, fallas en el sistema, posibles problemas de operación, tasa de producción, y presión de fondo fluyente, entre otras cosas.

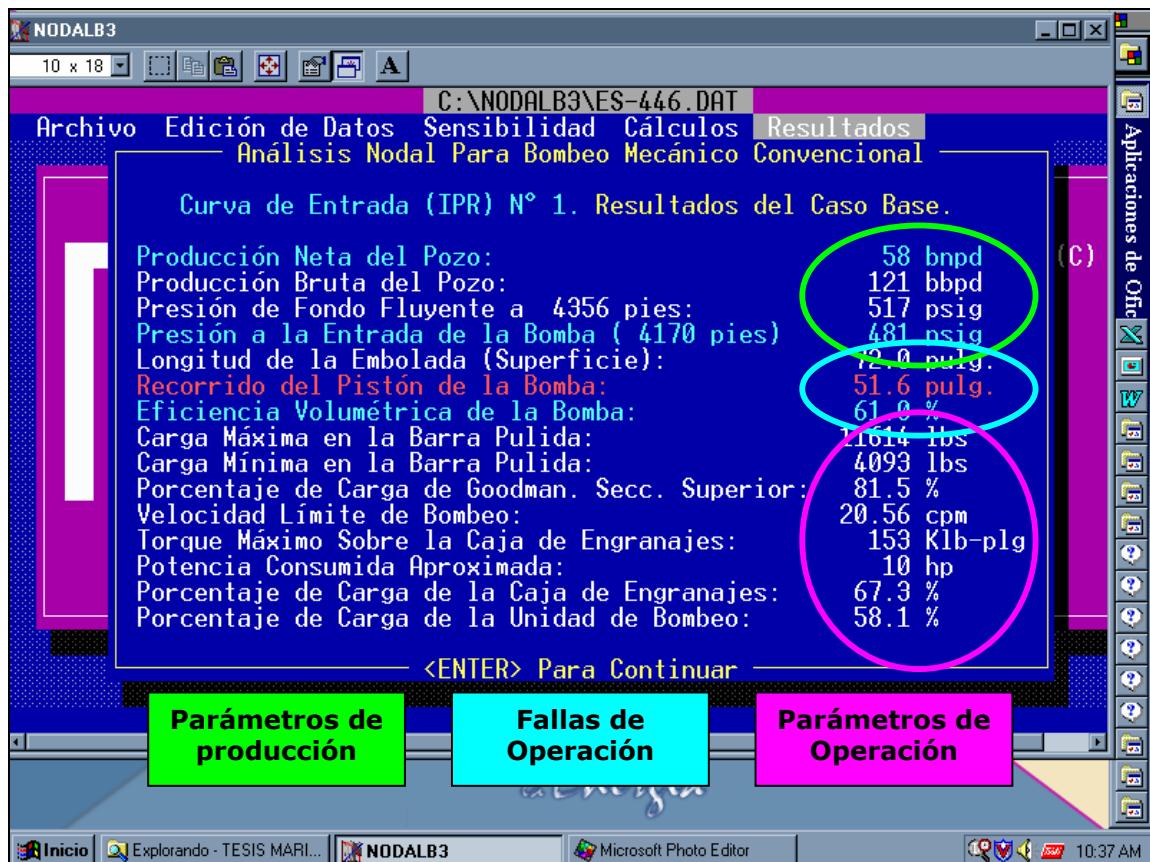


Figura 5-D. Pantalla de resultados del programa.

Además el programa representa gráficamente las curvas IPR y TPR del sistema pozo - yacimiento:

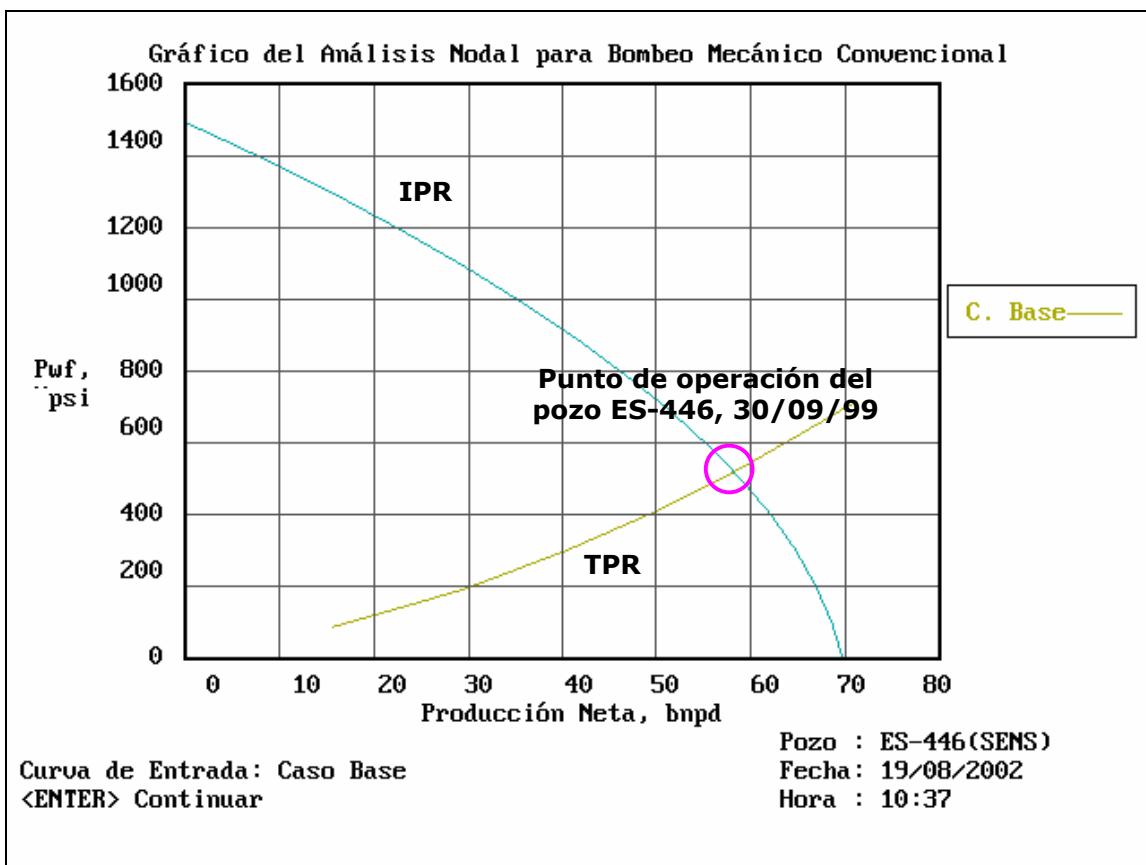


Figura 6-D. Grafico de las curvas IPR y TPR del pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999.

Los datos de la curva IPR definida con el programa NODALB3®, fueron trasladados al programa WellFlo® para tratar de obtener el mismo comportamiento del pozo. Cabe recordar que este programa (WellFlo®) no simula el comportamiento de pozos con Bombeo Mecánico, pero dentro de sus opciones está la de determinar el Factor de daño del pozo. Así que con los datos de la curva IPR del pozo del programa NODALB3® se calculó el Factor de daño que debería tener el pozo en el programa WellFlo® para tener la misma curva.

A continuación se muestran las diferentes pantallas del programa WellFlo®, y cómo se introdujeron los datos en el mismo.

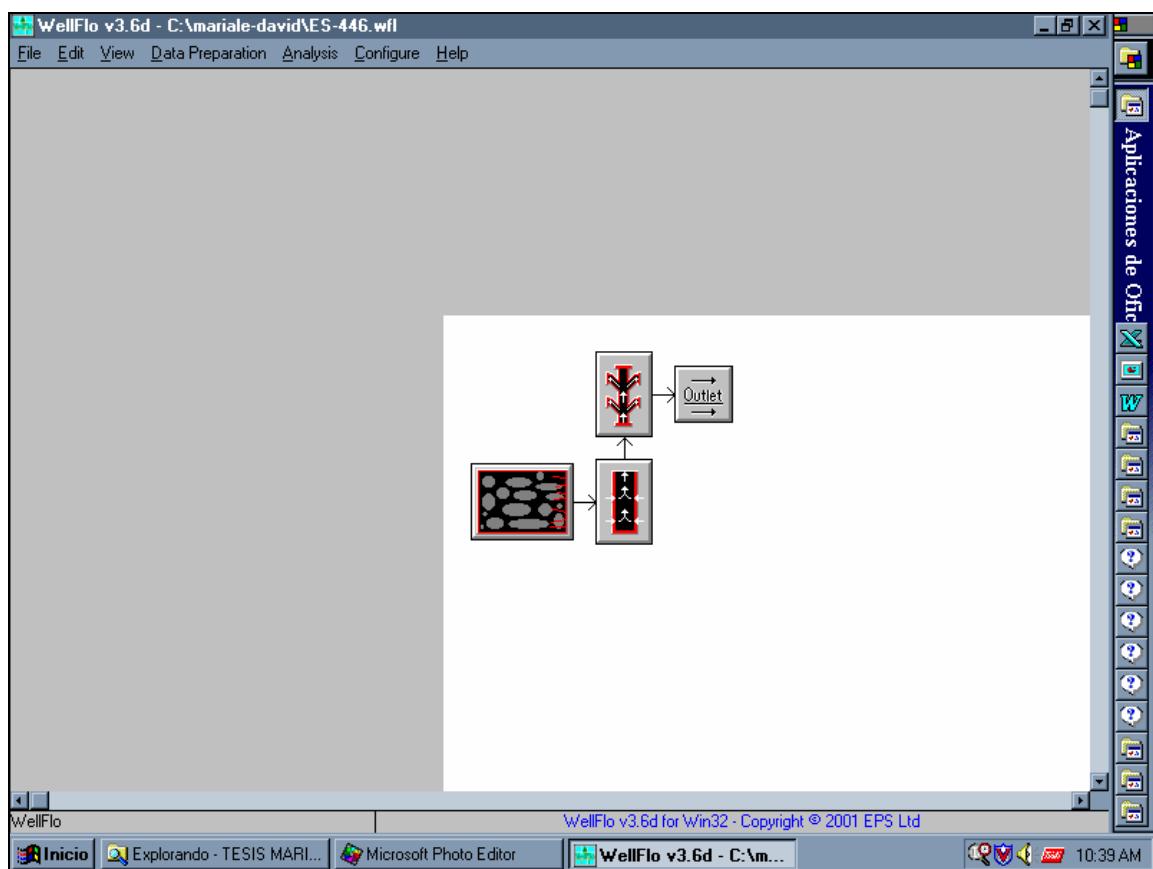


Figura 7-D. Pantalla principal de programa WellFlo®.

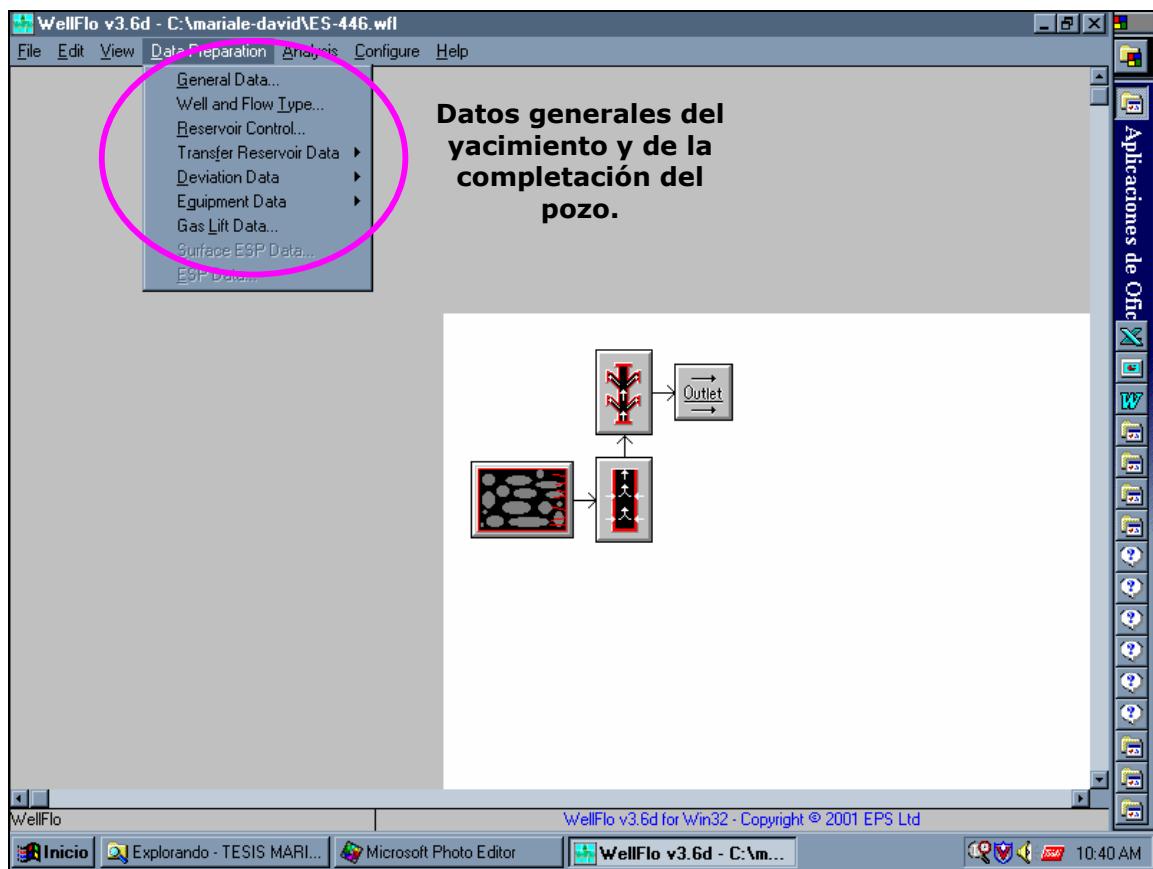


Figura 8-D. Pantalla de selección de datos del programa.

Para nuestro propósito sólo se introdujeron los datos que se señalan en la figura siguiente:

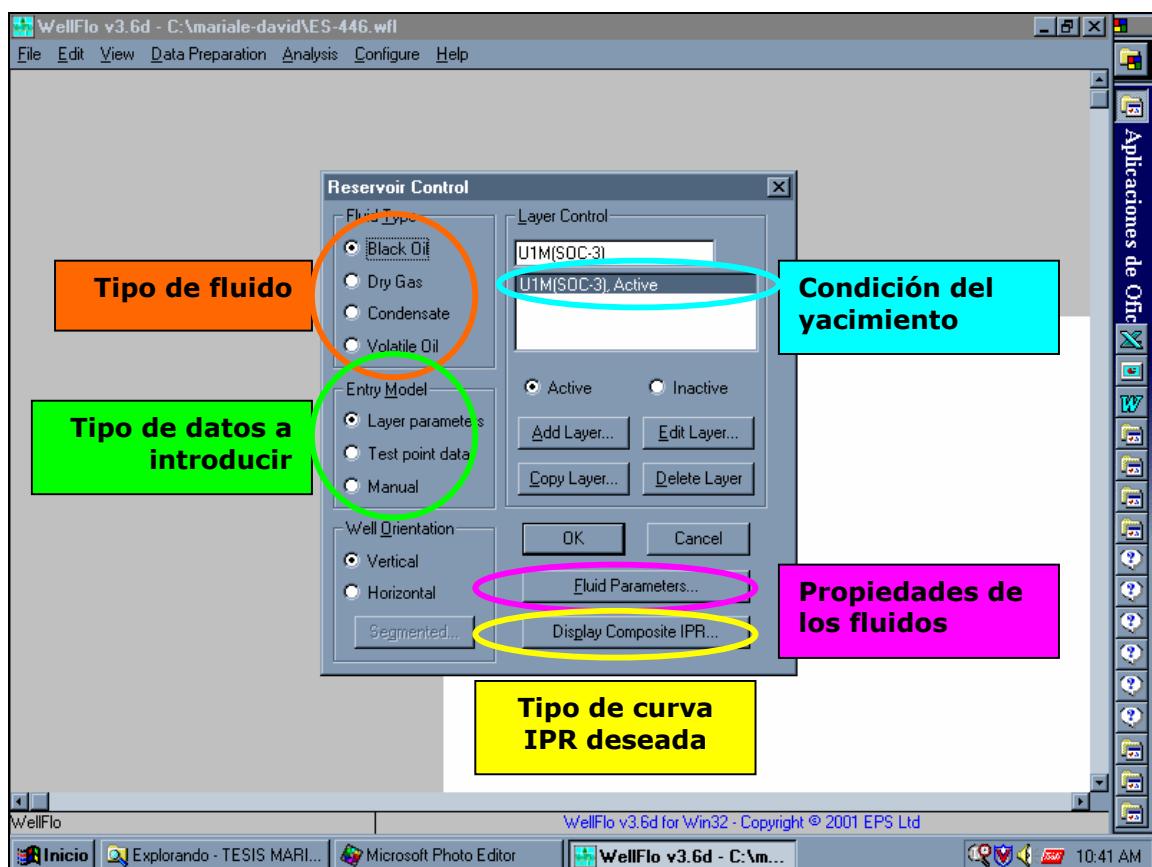


Figura 9-D. Pantalla de ingreso a los datos del yacimiento.

Para introducir las características del yacimiento se seleccionó la opción "Layer Parameters" correspondiente al cuadro "Tipo de datos a introducir" de la figura anterior. Para seleccionar cualquiera de las otras dos opciones es necesario conocer de pruebas de tasa de producción y presión de fondo, lo que no es nuestro caso.

Seleccionando la opción "Layer Parameters" sólo se deben introducir los datos correspondientes a las características y propiedades del yacimiento:

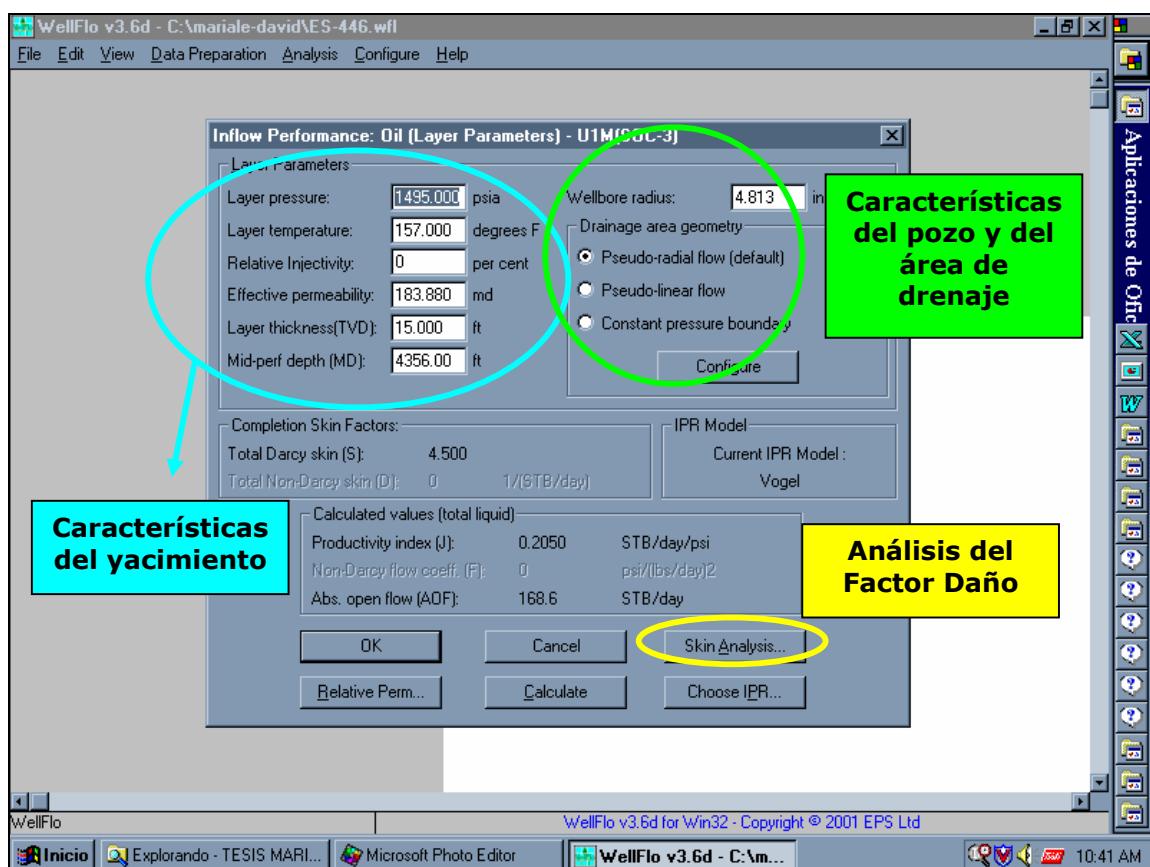


Figura 10-D. Pantalla de datos del yacimiento.

Luego de ingresar los datos del yacimiento, se ingresan los datos del pozo y del área de drenaje (datos obtenidos del mapa estructural del yacimiento). Posteriormente se abre la pantalla de análisis del Factor Daño:

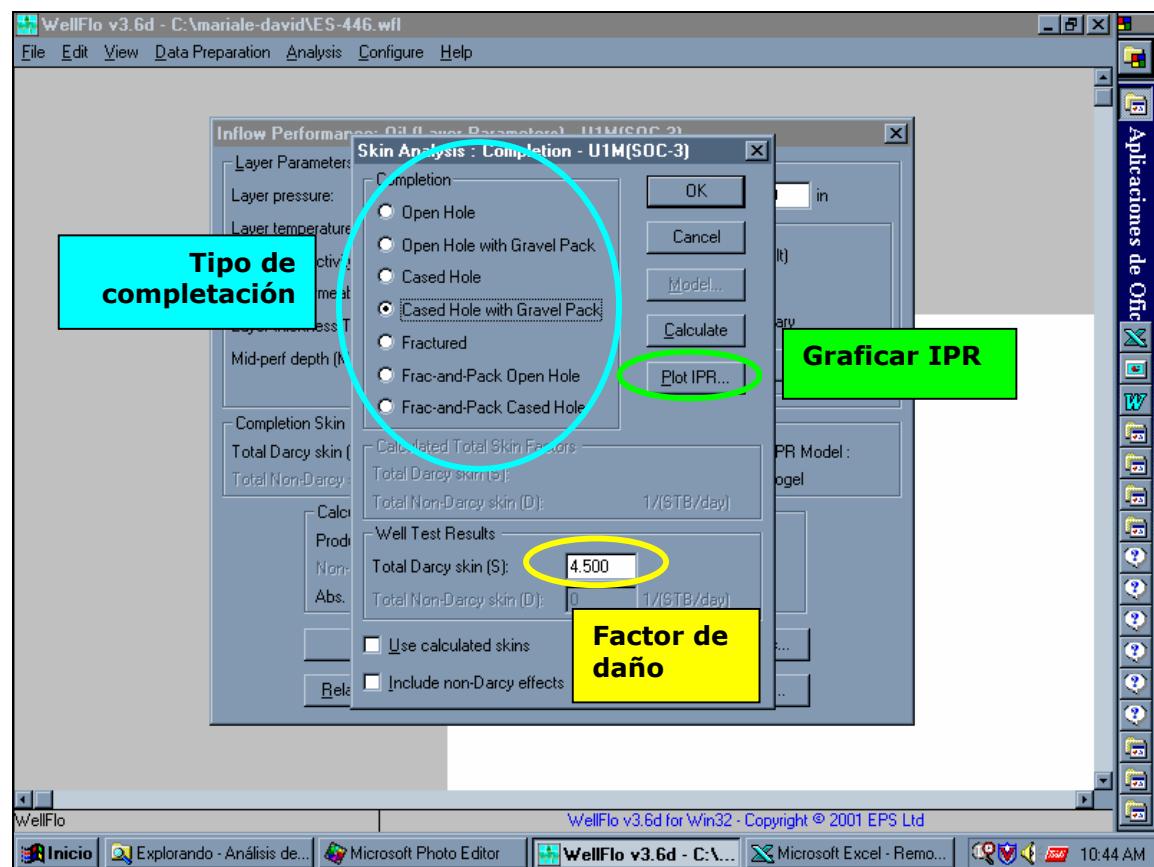


Figura 11-D. Pantalla de Análisis de Daño del programa.

En la pantalla mostrada anteriormente se coloca un valor estimado del daño del pozo, luego se grafica la curva IPR correspondiente a las características introducidas como datos, hasta obtener la misma curva IPR generada con el programa NODALB3®. Con ese valor de daño puede decirse que el programa Wellflo® ha simulado las características del pozo ES-446, aunque este opere con Bombeo Mecánico.

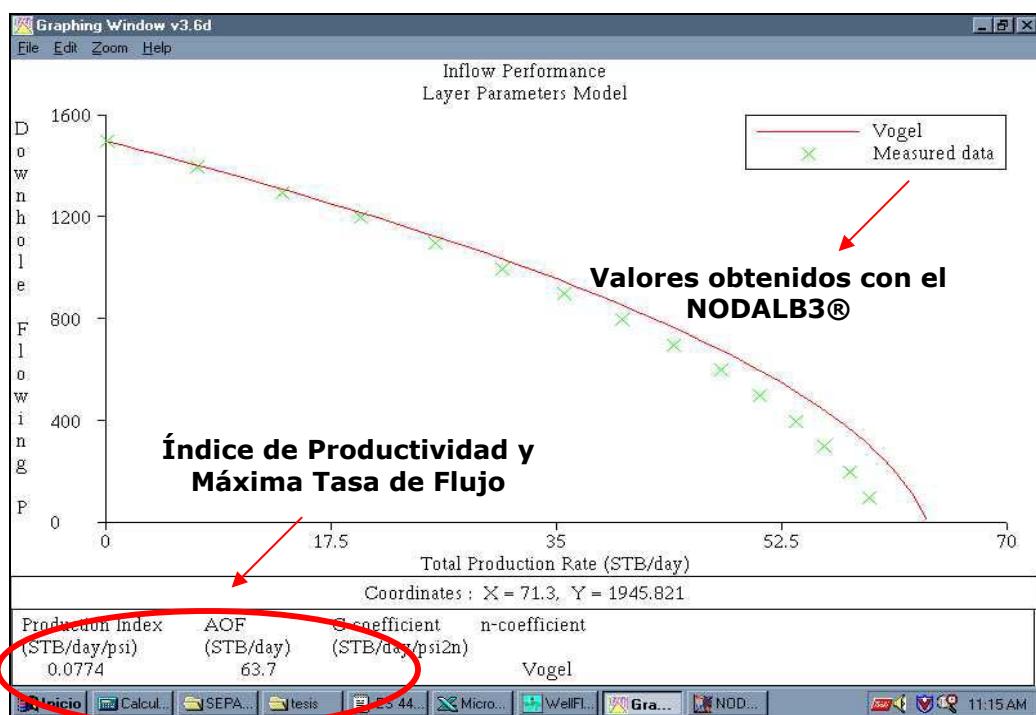


Figura 12-D. Gráfica de la curva IPR del programa Wellflo® para el pozo ES-446.

Tal como se ve en la figura anterior el Índice de Productividad del pozo ES-446 para el 30 de Septiembre de 1999, es de 0,0774 BBI/día/Lpc, teniendo una máxima tasa de flujo de 63,7 BBI/día de petróleo y Factor de daño total de 22,5.

APÉNDICE F

Evaluaciones realizadas con el programa SEDLA®

Como bien se ha explicado anteriormente el programa SEDLA® sirve de apoyo en la selección del Método de Levantamiento Artificial más adecuado a las condiciones de un pozo. Este programa realiza una evaluación del comportamiento del pozo con 12 opciones de Levantamiento Artificial, así jerarquiza todas las opciones de acuerdo la eficacia de su funcionamiento en el pozo.

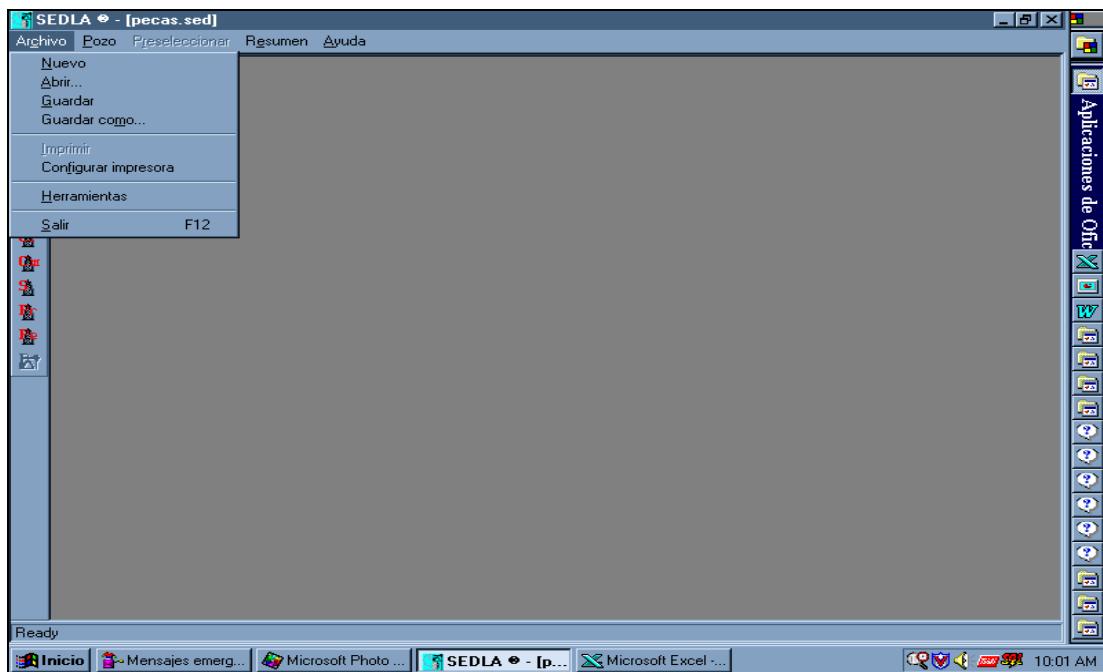


Figura 1-F. Pantalla principal del programa SEDLA®

La figura anterior muestra la pantalla principal del programa, luego de elegir la opción “Nuevo” con la cual se realiza el análisis de un nuevo pozo. Luego de este paso se deben introducir como datos, todas las características del pozo, completación, productividad, tasa de petróleo objetivo, características de superficie del área, problemas operacionales existentes, y grado de experiencia del personal que trabaja en el área. A continuación se presentan las distintas pantallas correspondientes a los datos mencionados anteriormente.

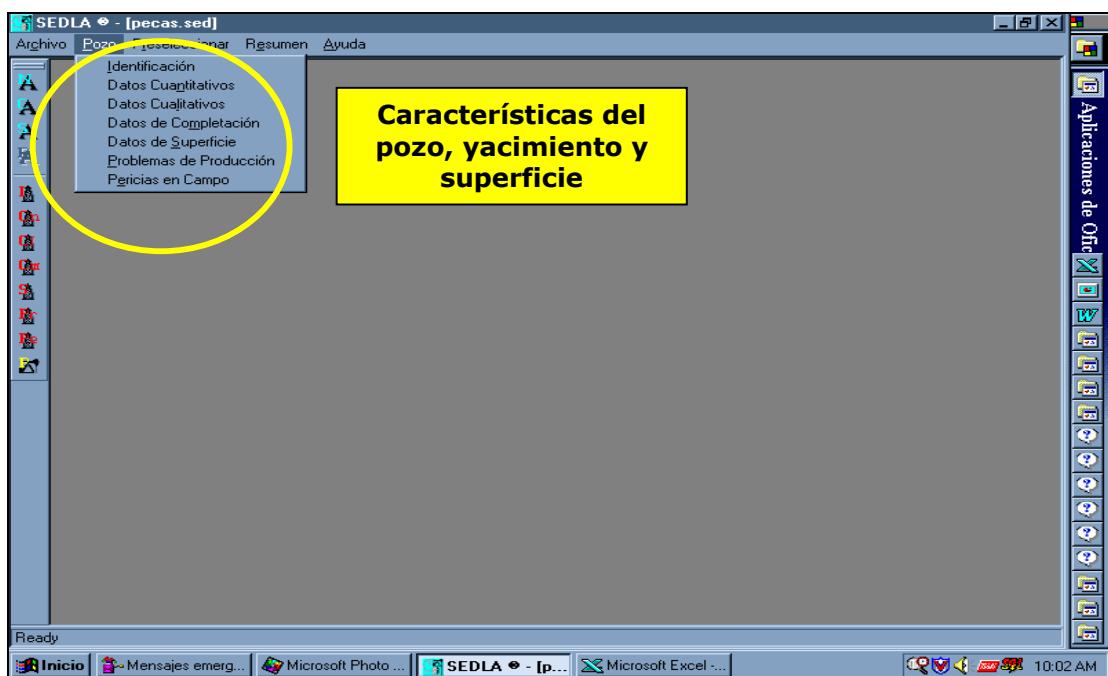


Figura 2-F. Pantalla de selección de datos del programa.

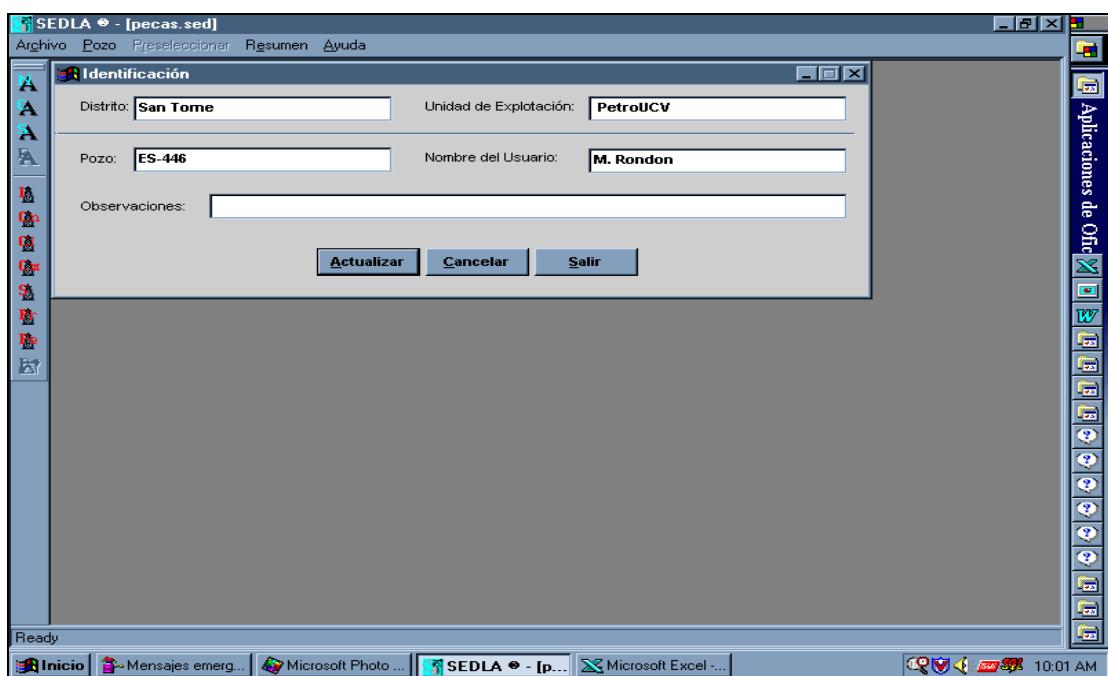


Figura 3-F. Pantalla de Identificación del pozo.

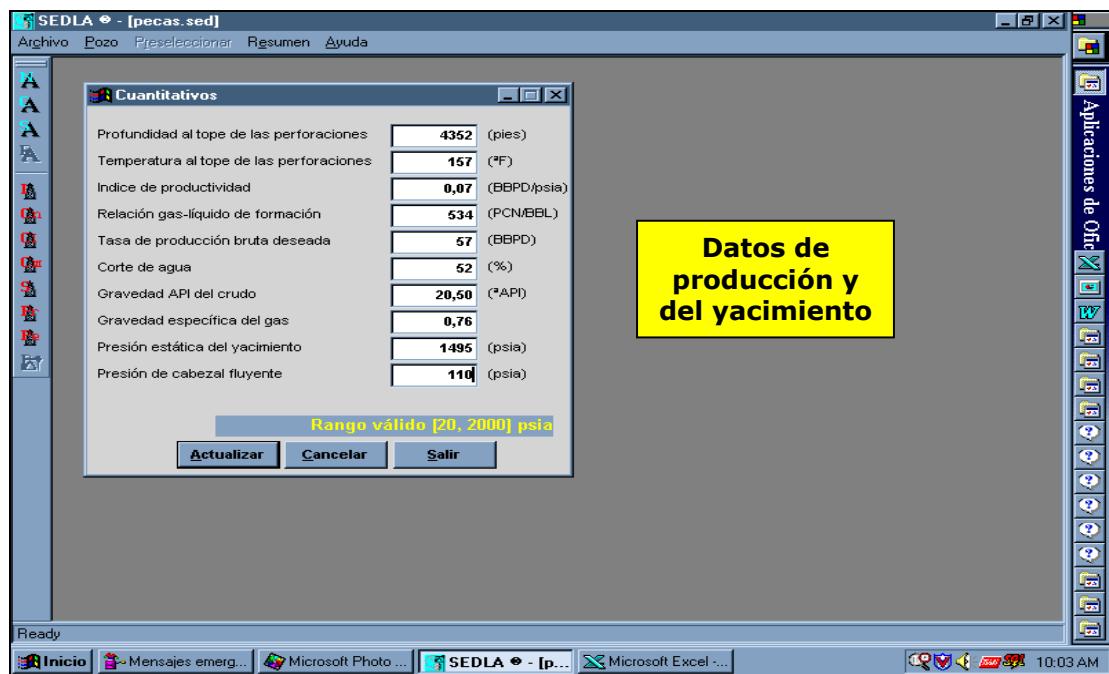


Figura 4-F. Pantalla de Datos Cuantitativos del pozo.

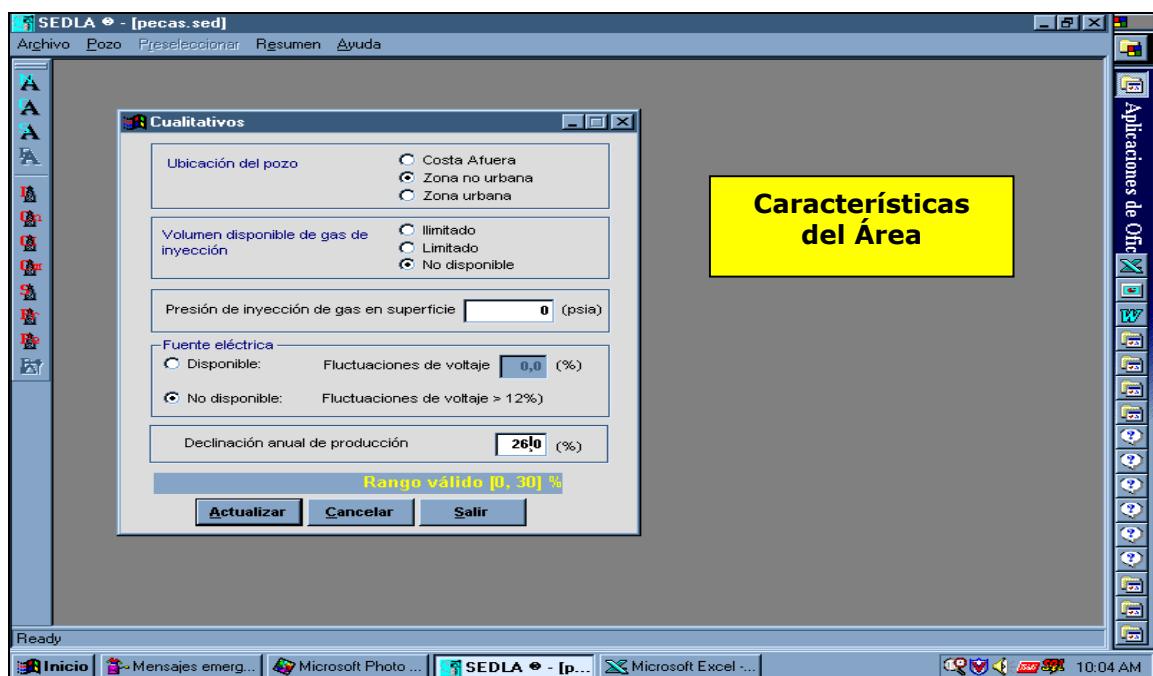


Figura 5-F. Pantalla de Datos Cualitativos del pozo.

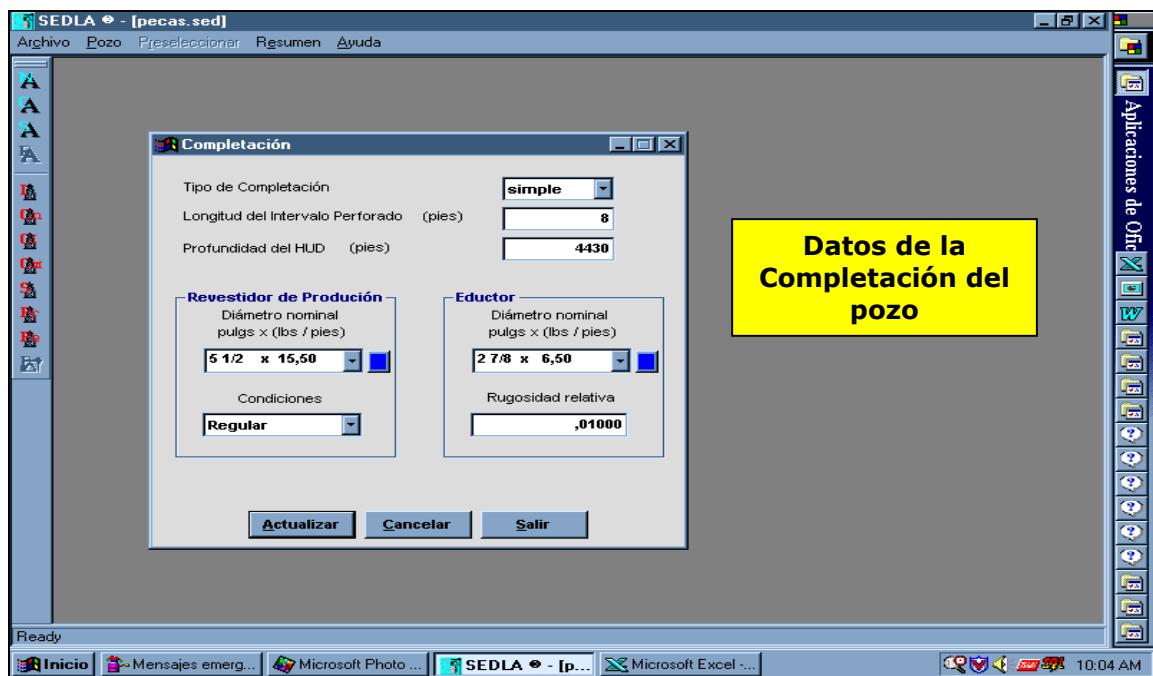


Figura 6-F. Pantalla de datos de la Completabon del pozo.

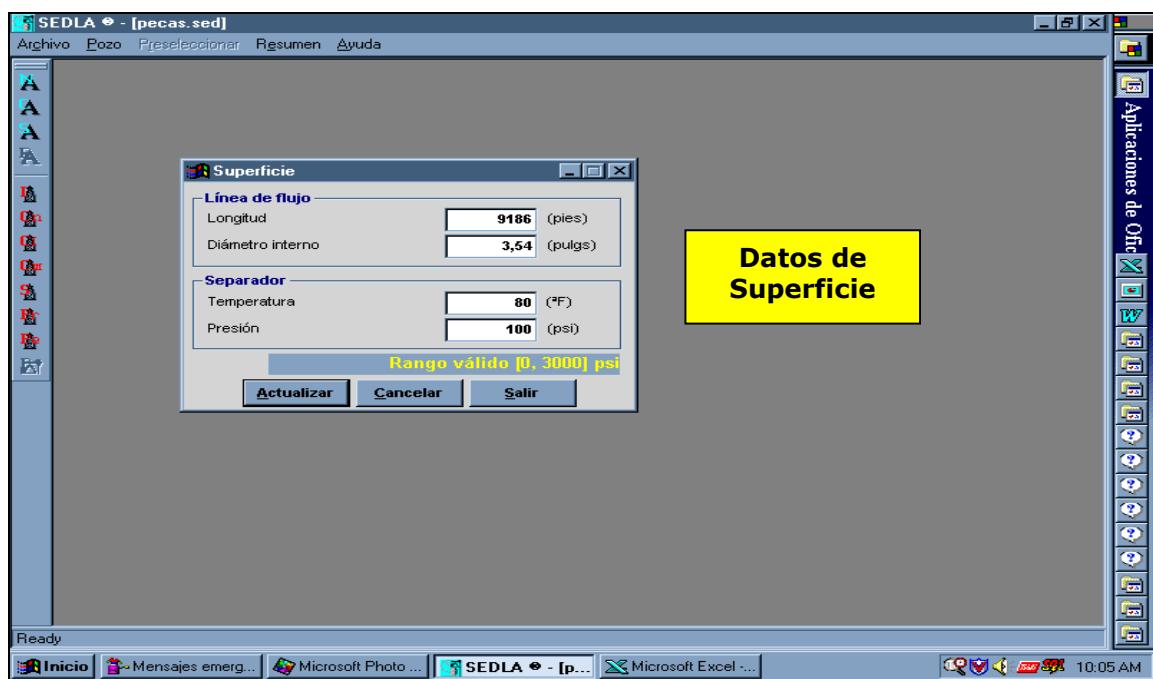


Figura 7-F. Pantalla de datos de Superficie.

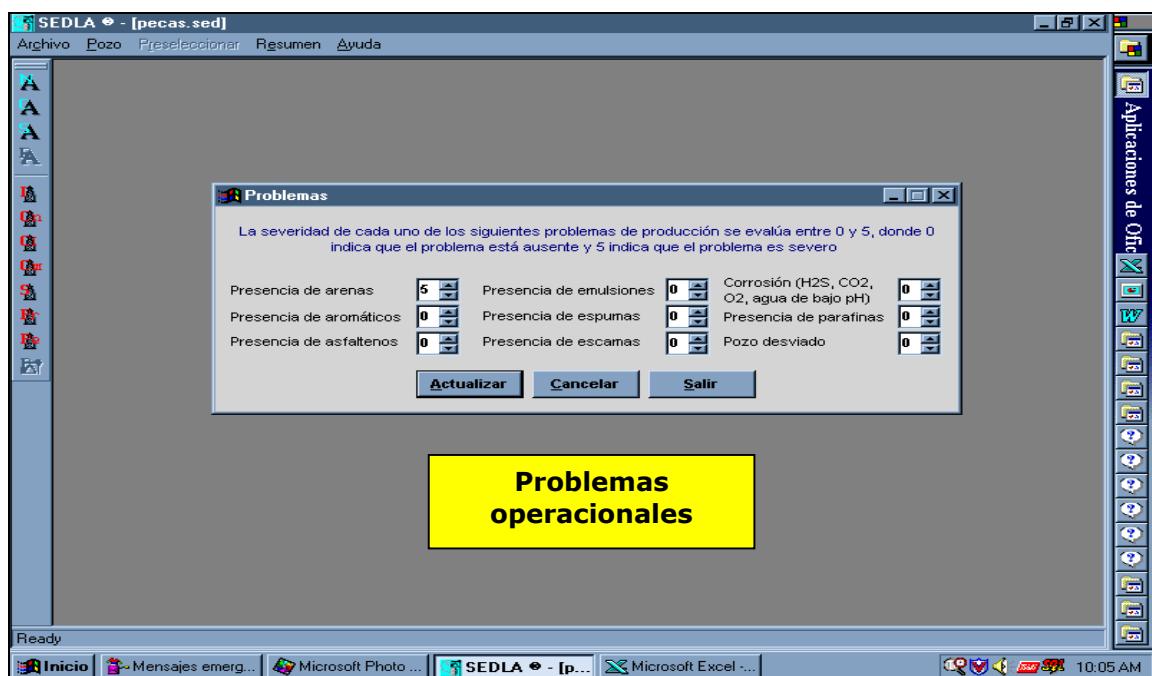


Figura 8-F. Pantalla de Problemas operacionales del Área.

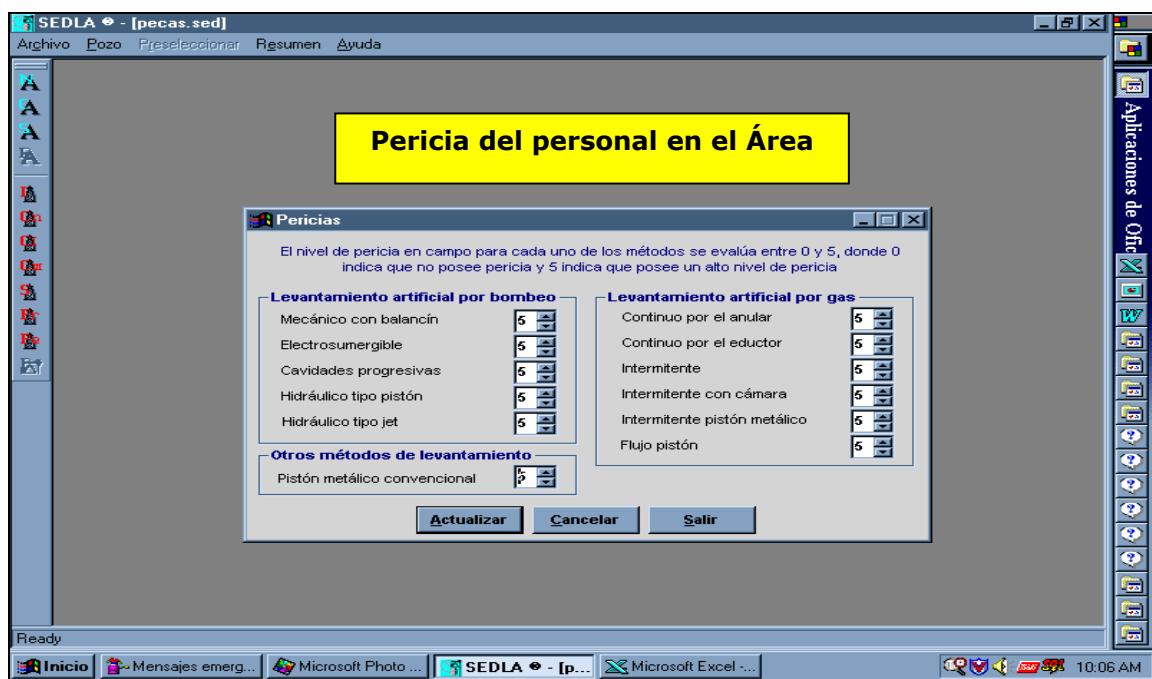


Figura 9-F. Pantalla de Pericia en el Área.

Las últimas dos pantallas mostradas representan las más subjetivas de todo el programa, ya que dependiendo del conocimiento del operador del programa, los resultados serán más o menos favorables. Es decir, el operador está en la capacidad de "alterar" los resultados de la evaluación en estos dos módulos, ya que el puntaje de cada problema operacional presente en el área, y de la pericia del personal en el campo, será colocado a criterio del operador. En el caso del pozo ES-446, se colocó el problema de Arenamiento como el único presente en el campo, y con el valor más alto para indicar su severidad. En cuanto a la pericia del personal, se colocó un valor intermedio en todos los métodos para eliminar la subjetividad en la jerarquización.

Luego de haber introducido correctamente todos los datos, el programa procede a realizar la jerarquización de los diferentes Métodos de Levantamiento Artificial, de acuerdo al puntaje otorgado a cada uno de ellos durante la evaluación.

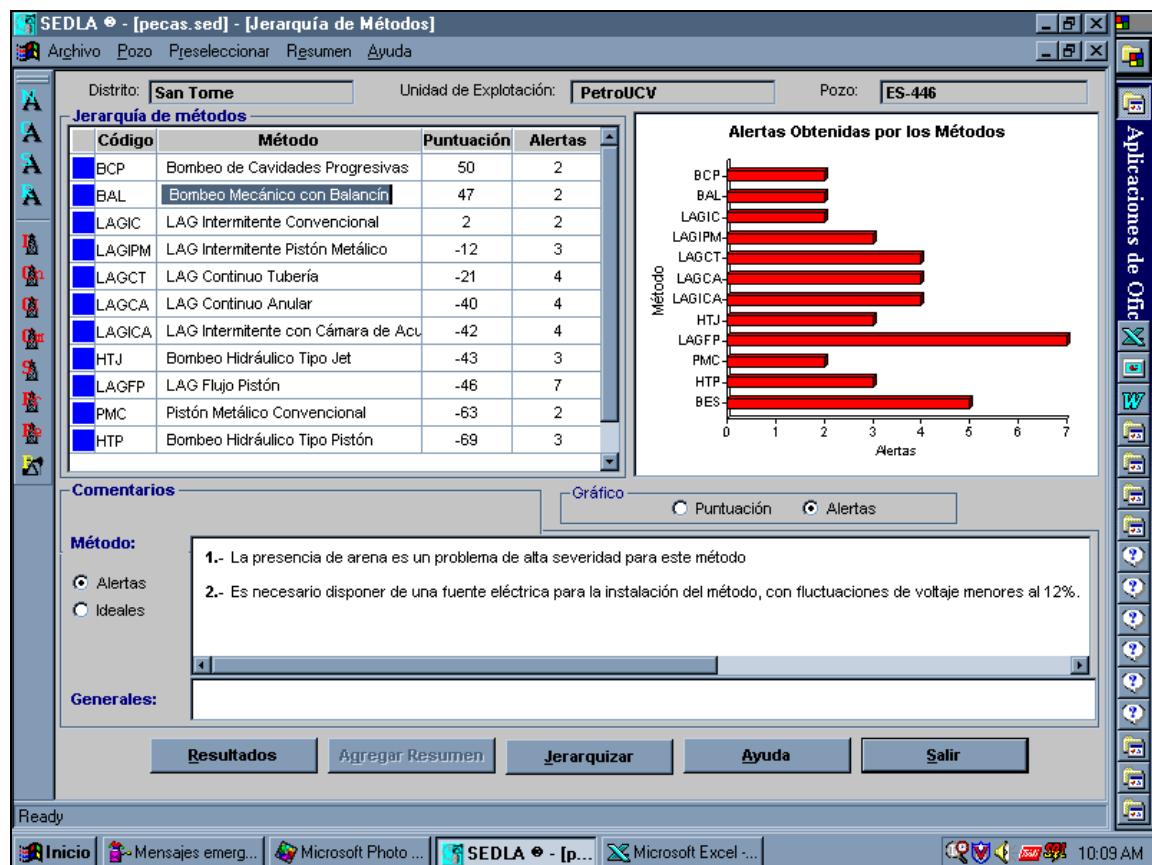


Figura 10-F. Pantalla de resultados del programa SEDLA®.

La pantalla de Resultados muestra el puntaje obtenido por cada Método de Levantamiento Artificial, además muestra en la opción de "Alertas" los inconvenientes u obstáculos que presentaron cada método durante la evaluación, siendo esto un indicativo de las acciones que se deben tomar al decidir cuál método aplicar.

En el caso del pozo ES-446, se realizaron evaluaciones para cada escenario de productividad propuesto (remoción del Factor de daño), y para tuberías de producción de 2-7/8" y 3-1/2", esto último para optimizar la producción del pozo. Finalmente, se obtuvo como resultado para todas las evaluaciones los métodos de Bombeo de Cavidad Progresiva, Bombeo Hidráulico tipo *Jet* y Bombeo Mecánico Convencional.

APÉNDICE G

Evaluaciones realizadas con el programa BCPI – Win

Este programa fue utilizado para determinar las Bombas de Cavidad Progresiva adecuadas para las condiciones del pozo ES-446. Además, las evoluciones se realizaron para cada escenario de productividad, para tuberías de producción de 2-7/8" y 3-1/2", y para sartas de cabillas de 3/4", 7/8" y 1".

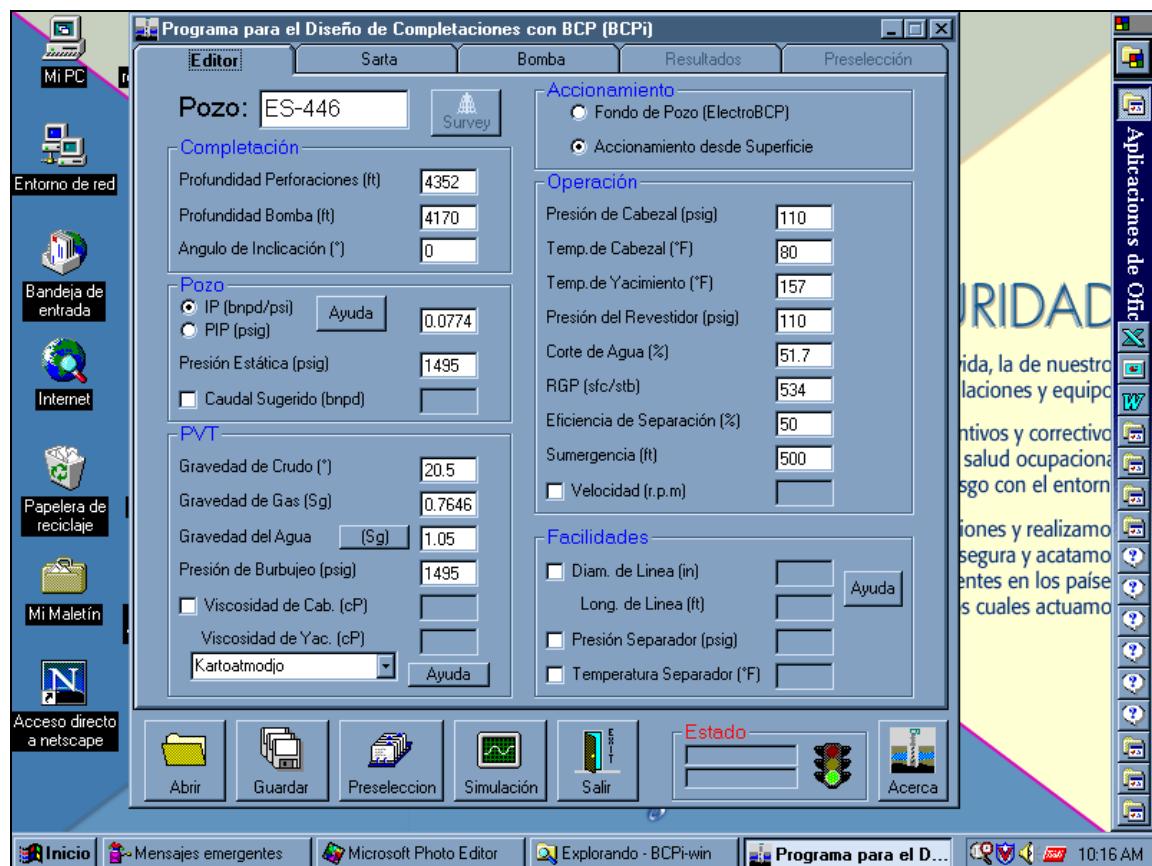


Figura 1-G. Pantalla principal del programa BCPI-Win.

En la pantalla mostrada se observan todas las casillas de ingreso de datos, se deben introducir datos respecto a la completación del pozo, a la productividad del mismo, de los fluidos y las condiciones de operación. Luego de ingresar todos estos, se procede a introducir los datos correspondientes al revestimiento, tubería de producción y sarta de cabillas.

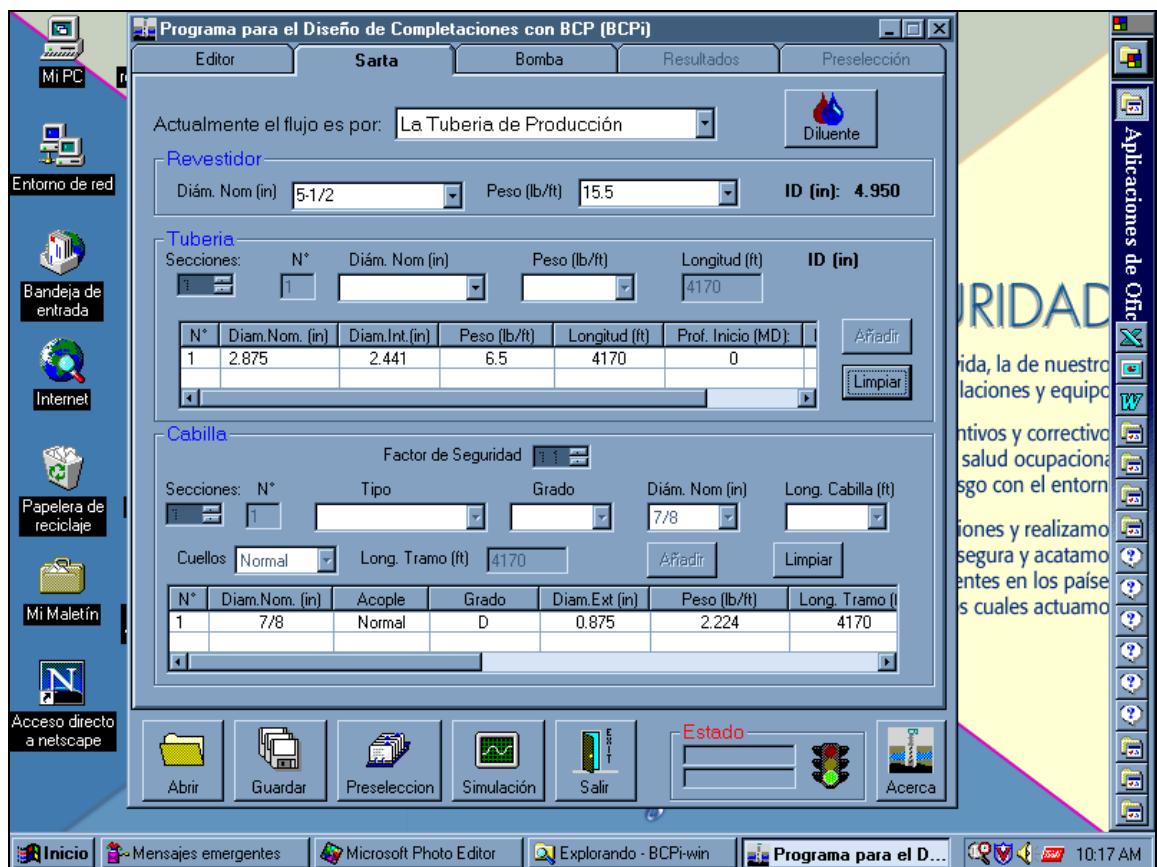


Figura 2-G. Pantalla de introducción de datos de Revestimiento, Tubería de producción y Sarta de cabillas.

Después de colocar todos los datos de la pantalla anterior, se continúa con la preselección de las bombas de Cavidad Progresiva, en este módulo se confirma la tasa de petróleo objetivo y se solicita la revisión de todos los fabricantes de bombas, para que la preselección sea completa.

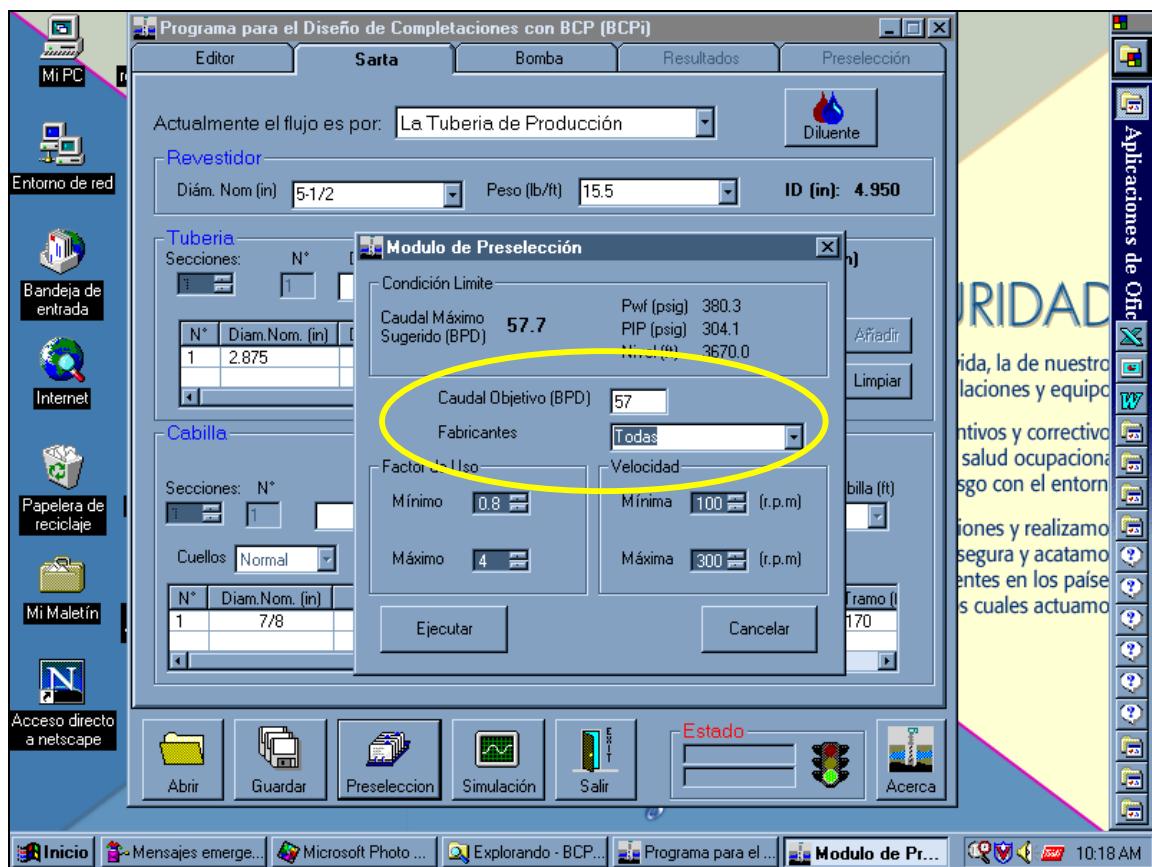


Figura 3-G. Pantalla de preselección de las bombas de Cavidad Progresiva.

Finalmente, aparecerán todas las bombas adecuadas para las condiciones del pozo, tal como se ve en la figura siguiente, estarán ordenadas en un principio de acuerdo al nombre del fabricante, el programa a través de la opción “Ranqueo” ordena las bombas de acuerdo a su eficacia.

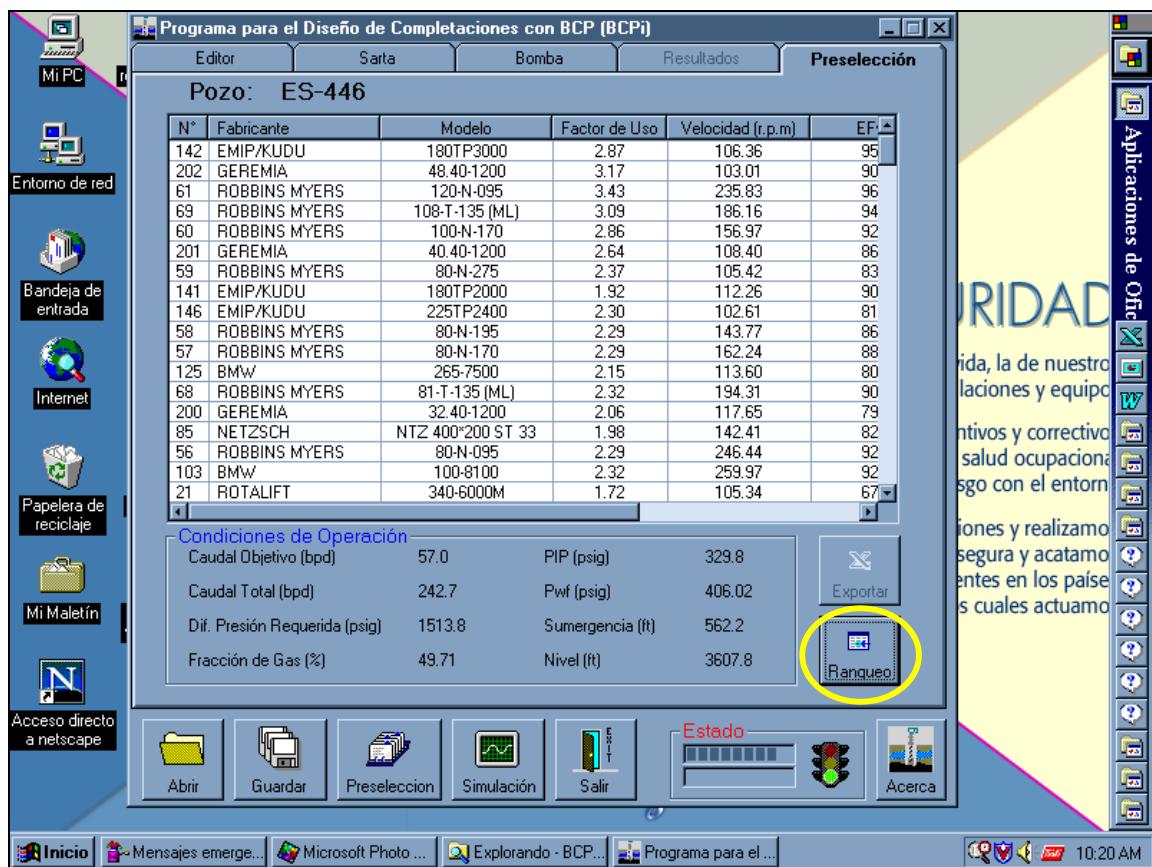


Figura 4-G. Pantalla de preselección de Bombas de Cavidad Progresiva.

En el caso del pozo ES-446 se seleccionaron las diez primeras bombas jerarquizadas por el programa en cada caso evaluado, posteriormente se compararon todas las bombas preseleccionadas de cada caso, encontrando que la preselección resultó indiferente al diámetro de la sarta de cabillas y al escenario de productividad.

A continuación se presenta como ejemplo, la preselección de bombas realizada por el programa para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, tubería de producción de 2 7/8" y sarta de cabillas de 3/4", 7/8" y 1".

Tabla 1-G. Preselección de Bombas de Caídad Progresiva, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, tubería de producción de 2 7/8" y sarta de cabillas de 3/4".

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumétrica (%)	Ranqueo
1	EMIP/KUDU	180TP3000	2,93	102,19	95,46	0,61
2	ROBBINS MYERS	48.40-1200	3,49	226,56	96,38	0,57
3	ROBBINS MYERS	120-N-095	3,14	178,85	94,35	0,54
4	ROBBINS MYERS	108-T-135 (ML)	2,91	150,83	92,18	0,51
5	GEREMIA	100-N-170	2,69	104,18	86,73	0,5
6	ROBBINS MYERS	40.40-1200	2,42	101,34	83,11	0,46
7	EMIP/KUDU	80-N-275	1,95	107,87	90,88	0,45
8	ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	2,33	138,18	86,66	0,43
9	ROBBINS MYERS	180TP2000	2,33	155,92	88,18	0,42
10	BMW	225TP2400	2,18	109,21	80,8	0,42
11	ROBBINS MYERS	81-T-135 (ML)	2,36	186,72	90,37	0,41
12	GEREMIA	32.40-1200	2,1	113,12	79,88	0,41
13	NETZSCH	NTZ 400*200 ST 33	2,02	136,91	82,05	0,38
14	ROBBINS MYERS	80-N-095	2,33	236,8	92,22	0,37
15	BMW	100-8100	2,36	249,79	92,77	0,37
16	NETZSCH	NTZ 350*200 ST 25	2,02	172,85	85,78	0,36

17	BMW	100-8000	2,28	250,93	92,35	0,36
18	ROTALIFT	340-6000M	1,75	101,34	67,66	0,35
19	BMW	265-6000 XL	1,75	120,74	72,86	0,35
20	EMIP/KUDU	200TP1800	1,75	125,41	75,57	0,35
21	TARBY	60-T-195	1,75	149	80,24	0,34
22	EMIP/KUDU	100TP1800	1,73	191,02	89,74	0,34
23	EMIP/KUDU	120TP2000	1,92	182,19	84,74	0,34
24	GEREMIA	29.45-700	1,92	181,47	85,08	0,34
25	ROTALIFT	205-6000M	1,75	146,49	77,63	0,33
26	ROBBINS MYERS	60-N-195	1,75	152,52	78,52	0,33
27	GRIFFIN	195-6000	1,75	152,32	78,49	0,33
28	BMW	195-6000	1,75	152,32	78,49	0,33
29	GEREMIA	24.40-1500	1,61	105,6	63,48	0,33
30	ROBBINS MYERS	60-N-170	1,75	170,26	80,75	0,32
31	ROBBINS MYERS	54-T-315 (ML)	1,57	114,7	64,73	0,32
32	NETZSCH	NTZ 400*165 ST 33	1,66	148,44	75,68	0,32
33	BMW	175-6000	1,75	165,99	80,26	0,32
34	BMW	175-6000 XL	1,75	165,99	80,26	0,32
35	BAKER	350-B-2300	1,55	108,42	61,44	0,32
36	BAKER	350-0-2300	1,55	108,42	61,44	0,32
37	GEREMIA	24.40-1200	1,63	127,98	70,61	0,32
38	ROBBINS MYERS	54-N-275	1,57	124,82	67,59	0,31
39	NETZSCH	NTZ 350*200 ST 16.4	2,02	250,61	90,19	0,31
40	EMIP/KUDU	60TP2000	1,92	297,2	94,51	0,31

Tabla 2-G. Preselección de Bombas de Caídad Progresiva, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, tubería de producción de 2 7/8" y sarta de cabillas de 7/8".

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Ranqueo
1	EMIP/KUDU	180TP3000	2,83	111,6	95,55	0,6
2	GEREMIA	48.40-1200	3,12	107,99	90,48	0,56
	ROBBINS					
3	MYERS	120-N-095	3,38	247,47	96,46	0,54
	ROBBINS					
4	MYERS	108-T-135 (ML)	3,04	195,28	94,45	0,51
	ROBBINS					
5	MYERS	100-N-170	2,81	164,61	92,33	0,49
6	GEREMIA	40.40-1200	2,6	113,58	86,97	0,48
	ROBBINS					
7	MYERS	80-N-275	2,34	110,4	83,39	0,44
	ROBBINS					
8	MYERS	81-T-315 (ML)	2,28	100,41	80,83	0,44
9	EMIP/KUDU	180TP2000	1,89	117,7	91,05	0,44
10	EMIP/KUDU	225TP2400	2,26	107,42	81,8	0,43
	ROBBINS					
11	MYERS	80-N-195	2,25	150,64	86,9	0,41
12	BMW	265-7500	2,11	118,91	81,11	0,41
	ROBBINS					
13	MYERS	80-N-170	2,25	170,03	88,39	0,4
	ROBBINS					
14	MYERS	81-T-135 (ML)	2,28	203,7	90,55	0,39
15	GEREMIA	32.40-1200	2,03	123,14	80,21	0,39
16	NETZSCH	NTZ 400*200 ST	1,95	149,11	82,35	0,37

17	ROBBINS MYERS	80-N-095	2,25	258,44	92,36	0,35
18	ROTALIFT	340-6000M	1,69	110,04	68,11	0,34
19	NETZSCH	NTZ 350*200 ST 25	1,95	188,4	86,03	0,34
20	BMW	100-8100	2,28	272,64	92,91	0,34
21	BMW	100-8000	2,21	273,87	92,5	0,33
22	BMW	265-6000 XL	1,69	131,25	73,27	0,33
23	EMIP/KUDU	200TP1800	1,69	136,4	75,95	0,33
24	TARBY	60-T-195	1,69	162,22	80,56	0,32
25	ROTALIFT	205-6000M	1,69	159,4	77,99	0,32
26	EMIP/KUDU	100TP1800	1,67	208,37	89,93	0,32
27	EMIP/KUDU	120TP2000	1,86	198,53	85,01	0,32
28	GEREMIA	24.40-1500	1,56	114,57	63,95	0,32
29	GEREMIA	29.45-700	1,86	197,76	85,34	0,32
30	ROBBINS MYERS	60-N-195	1,69	165,99	78,86	0,31
31	GRiffin	195-6000	1,69	165,77	78,83	0,31
32	BMW	195-6000	1,69	165,77	78,83	0,31
33	BAKER	450-D-2300	1,49	101,4	55,85	0,31
34	GEREMIA	24.40-1200	1,58	139,05	71,03	0,31
35	ROBBINS MYERS	54-N-275	1,52	135,55	68,04	0,3
36	ROBBINS MYERS	60-N-170	1,69	185,38	81,07	0,3
37	ROBBINS MYERS	54-T-315 (ML)	1,52	124,48	65,2	0,3
38	NETZSCH	NTZ 400*165 ST 33	1,61	161,45	76,05	0,3
39	BMW	175-6000	1,69	180,71	80,58	0,3
40	BMW	175-6000 XL	1,69	180,71	80,58	0,3

Tabla 3-G. Preselección de Bombas de Caídad Progresiva, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, tubería de producción de 2 7/8" y sarta de cabillas de 1".

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Ranqueo
1	EMIP/KUDU	180TP3000	2,83	111,6	95,54	0,6
2	GEREMIA	48.40-1200	3,12	108	90,47	0,56
3	ROBBINS MYERS	120-N-095	3,38	247,48	96,45	0,54
4	ROBBINS MYERS	108-T-135 (ML)	3,04	195,29	94,45	0,51
5	ROBBINS MYERS	100-N-170	2,81	164,62	92,32	0,49
6	GEREMIA	40.40-1200	2,6	113,59	86,96	0,48
7	ROBBINS MYERS	80-N-275	2,33	110,41	83,38	0,44
8	ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	2,28	100,43	80,81	0,44
9	EMIP/KUDU	180TP2000	1,88	117,7	91,05	0,44
10	EMIP/KUDU	225TP2400	2,26	107,43	81,79	0,43
11	ROBBINS MYERS	80-N-195	2,25	150,65	86,89	0,41
12	BMW	265-7500	2,11	118,93	81,1	0,41
13	ROBBINS MYERS	80-N-170	2,25	170,04	88,38	0,4
14	ROBBINS MYERS	81-T-135 (ML)	2,28	203,72	90,54	0,39
15	GEREMIA	32.40-1200	2,03	123,16	80,2	0,39
16	NETZSCH	NTZ 400*200 ST	1,95	149,13	82,34	0,37

17	ROBBINS MYERS	80-N-095	2,25	258,45	92,36	0,35
18	ROTALIFT	340-6000M	1,69	110,07	68,1	0,34
19	NETZSCH	NTZ 350*200 ST 25	1,95	188,42	86,02	0,34
20	BMW	100-8100	2,28	272,66	92,91	0,34
21	BMW	100-8000	2,21	273,88	92,49	0,33
22	BMW	265-6000 XL	1,69	131,28	73,25	0,33
23	EMIP/KUDU	200TP1800	1,69	136,42	75,93	0,33
24	TARBY	60-T-195	1,69	162,24	80,55	0,32
25	ROTALIFT	205-6000M	1,69	159,43	77,97	0,32
26	EMIP/KUDU	100TP1800	1,67	208,38	89,92	0,32
27	EMIP/KUDU	120TP2000	1,86	198,55	85	0,32
28	GEREMIA	24.40-1500	1,56	114,6	63,93	0,32
29	GEREMIA	29.45-700	1,86	197,79	85,33	0,32
30	ROBBINS MYERS	60-N-195	1,69	166,02	78,85	0,31
31	GRIFFIN	195-6000	1,69	165,8	78,82	0,31
32	BMW	195-6000	1,69	165,8	78,82	0,31
33	BAKER	450-D-2300	1,49	101,44	55,83	0,31
34	GEREMIA	24.40-1200	1,58	139,09	71,02	0,31
35	ROBBINS MYERS	54-N-275	1,52	135,58	68,02	0,3
36	ROBBINS MYERS	60-N-170	1,69	185,41	81,06	0,3
37	ROBBINS MYERS	54-T-315 (ML)	1,52	124,51	65,18	0,3
38	NETZSCH	NTZ 400*165 ST 33	1,61	161,48	76,04	0,3
39	BMW	175-6000	1,69	180,74	80,57	0,3
40	BMW	175-6000 XL	1,69	180,74	80,57	0,3

Tal como se ve en las tablas mostradas anteriormente, la preselección de las Bombas de Cavidad Progresiva con el programa BCPi – Win resultó indiferente a la sarta de cabillas empleada en cada evaluación. Por lo tanto, los modelos resaltados en color azul son los seleccionados para continuar con el estudio.

APÉNDICE H

Evaluaciones realizadas con el programa PC – Pump®

Este programa fue utilizado para analizar el comportamiento del Sistema de Cavidad Progresiva en el pozo ES-446, para cada una de las bombas preseleccionadas con el programa BCPI –Win. Esto con el fin de determinar fallas en el sistema que llevarán a la elección de la mejor bomba, o la bomba más adecuada para las condiciones del pozo.

Las bombas evaluadas por este programa fueron aquellas que cumplieron con la condición de operación establecida ($D_{DRIFT} > L_{ROTOR}$). Cada una de estas bombas fueron analizadas por el programa de la manera como se describe a continuación.

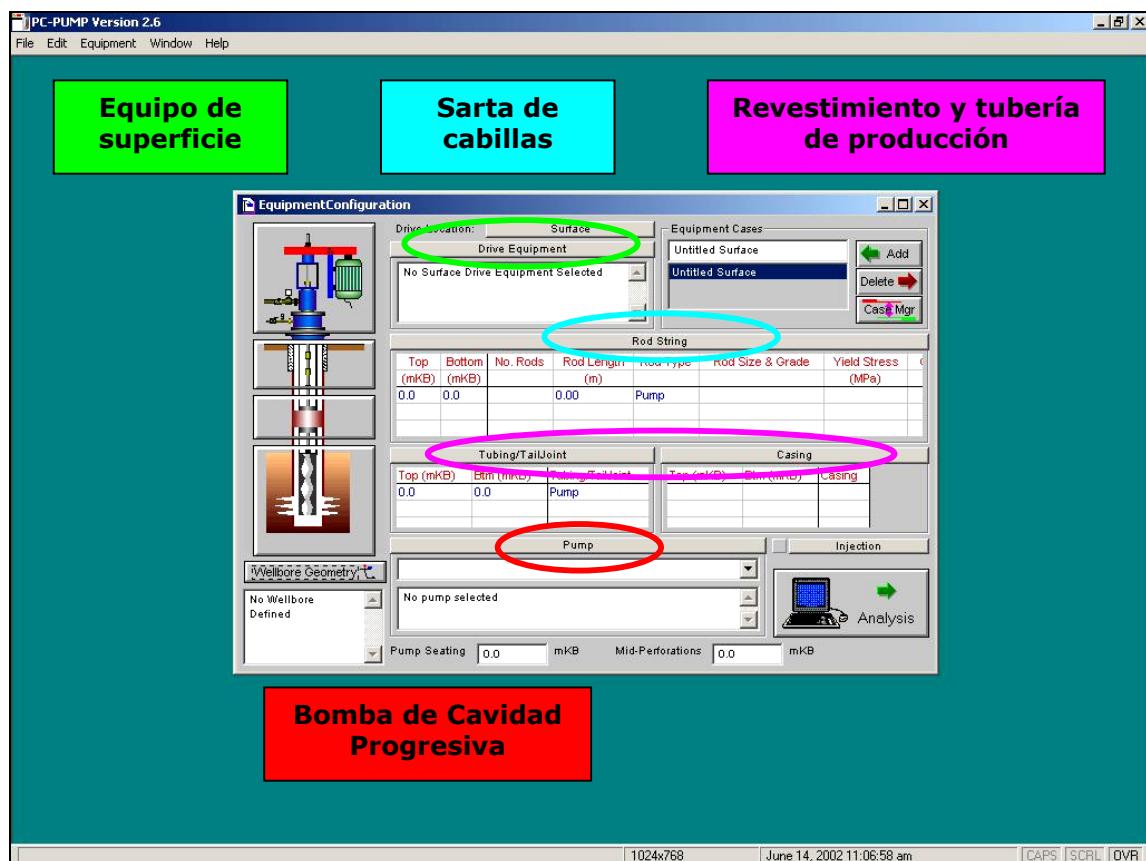


Figura 1-H. Pantalla principal del programa PC – Pump®.

A partir de la pantalla principal del programa, se comienzan a introducir cada uno de los datos necesarios para el análisis. En nuestro caso, primero se introdujeron los datos de las bombas a analizar, a través de la opción “*Pump*”.

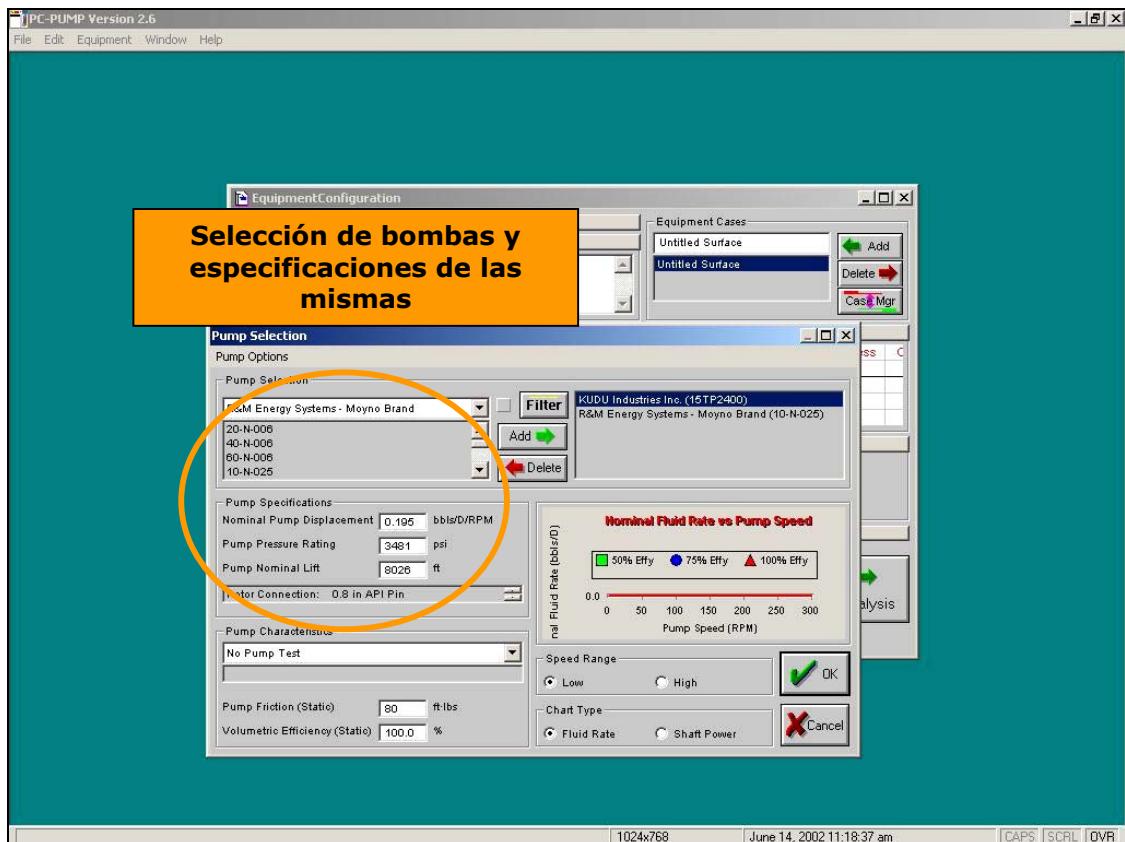


Figura 2-H. Pantalla de selección de bombas.

En este módulo se seleccionaron cada una de las bombas a evaluar, para cada escenario de productividad y para cada tubería de producción. Posteriormente se introdujeron los datos correspondientes a la sarta de cabillas, este parámetro también fue variado para obtener un mejor análisis. O sea, que las evaluaciones se realizaron para cada bomba, en cada escenario de productividad con cada tubería de producción (3-1/2" y 2-7/8") y con sarta de cabillas de 3/4", 7/8" y 1".

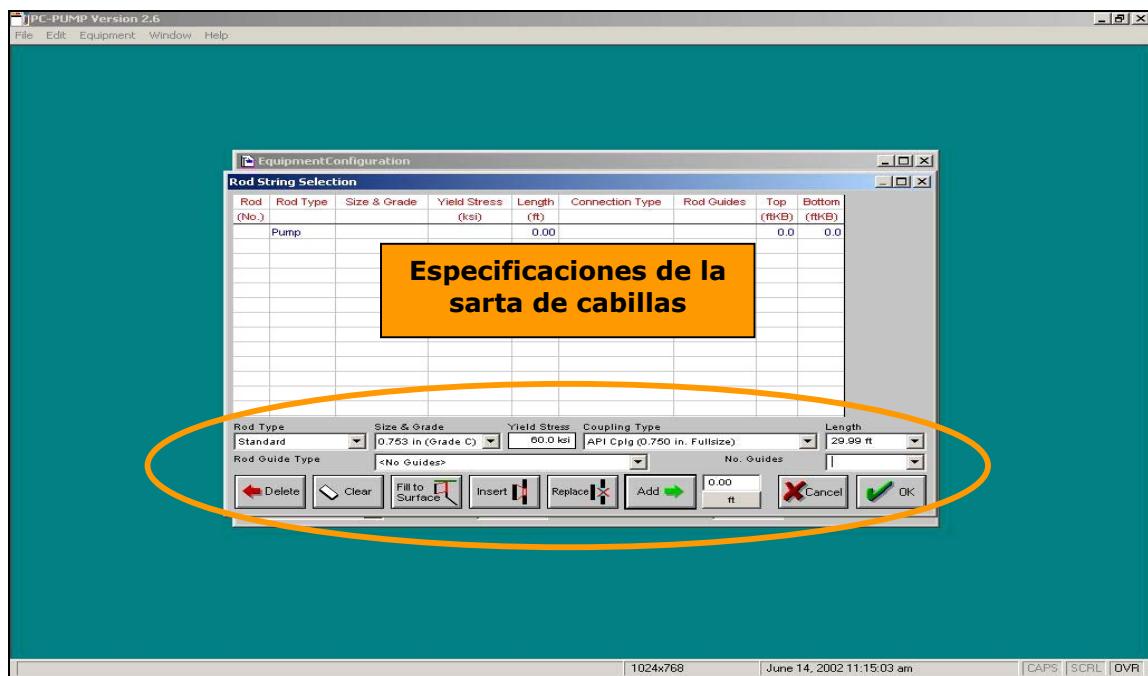


Figura 3-H. Pantalla de selección de Sarta de cabillas.

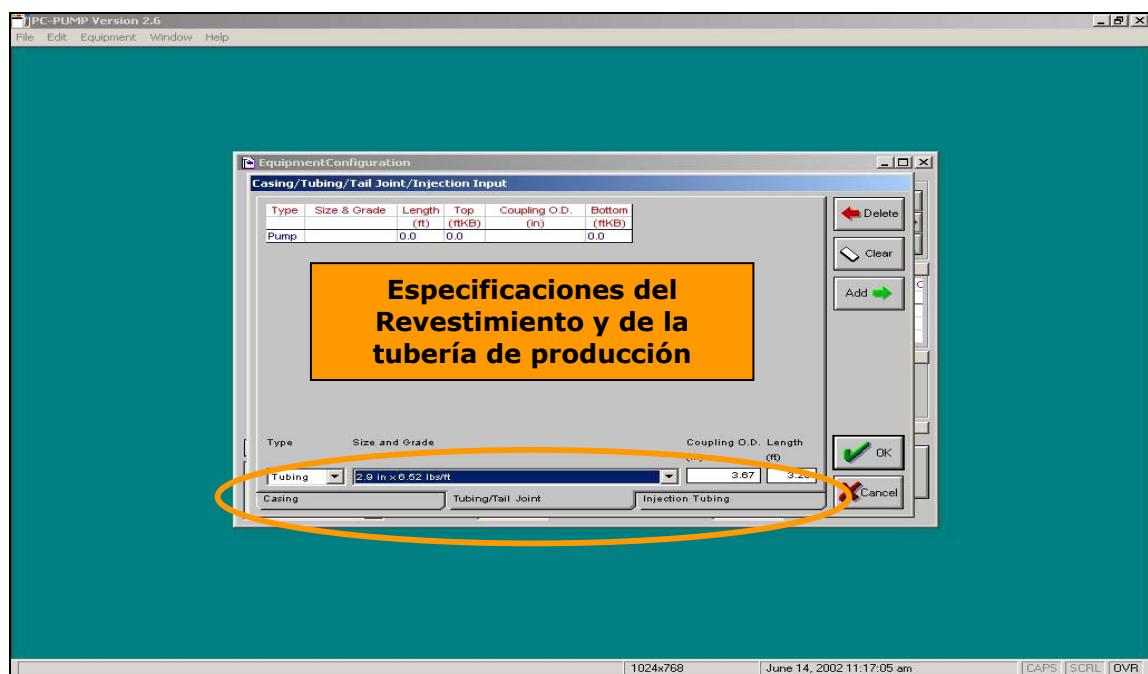


Figura 4-H. Pantalla de selección de Revestimiento y Tubería de Producción.

Luego de introducir estos datos, se ingresan los datos correspondientes al equipo de superficie a través de la opción “*Drive Equipment*”, en este módulo se selecciona el cabezal del sistema, el motor y el resto del equipo de superficie. En el caso del pozo ES-446, la información correspondiente a este módulo fue suministrada por el Ing. José Gamboa de INTEVEP.

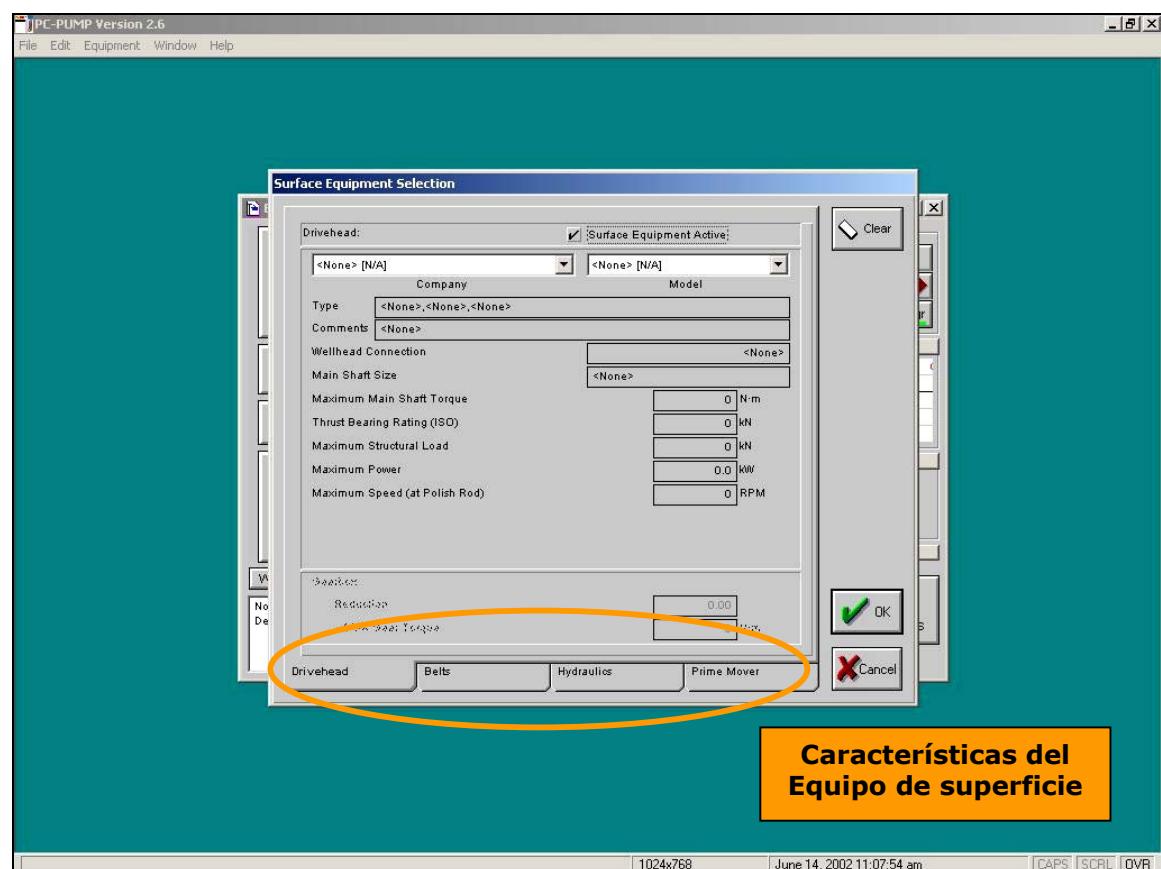


Figura 5-H. Pantalla de selección del equipo de superficie del sistema.

Luego de introducir todos los datos del sistema desde el subsuelo hasta la superficie, se procede a comenzar las evaluaciones del sistema a través de la opción “*Análisis*”. En este módulo se deben ingresar todos los datos correspondientes a la productividad del pozo, propiedades de los fluidos y condiciones de operación deseadas.

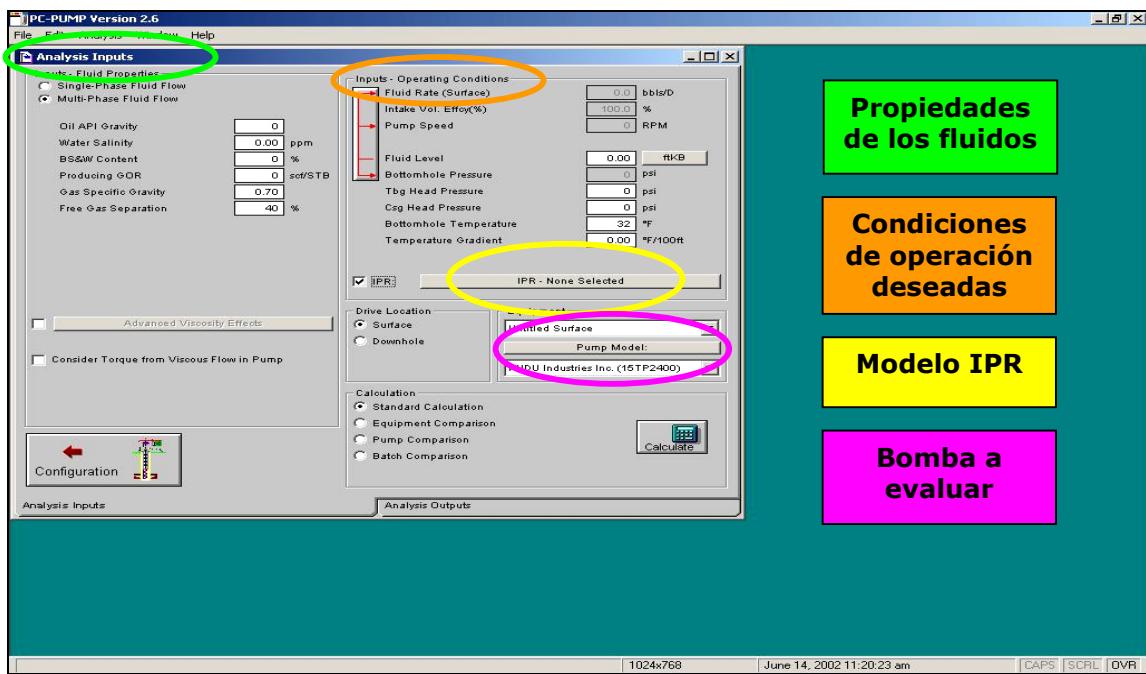


Figura 6-H. Pantalla de introducción de datos generales.

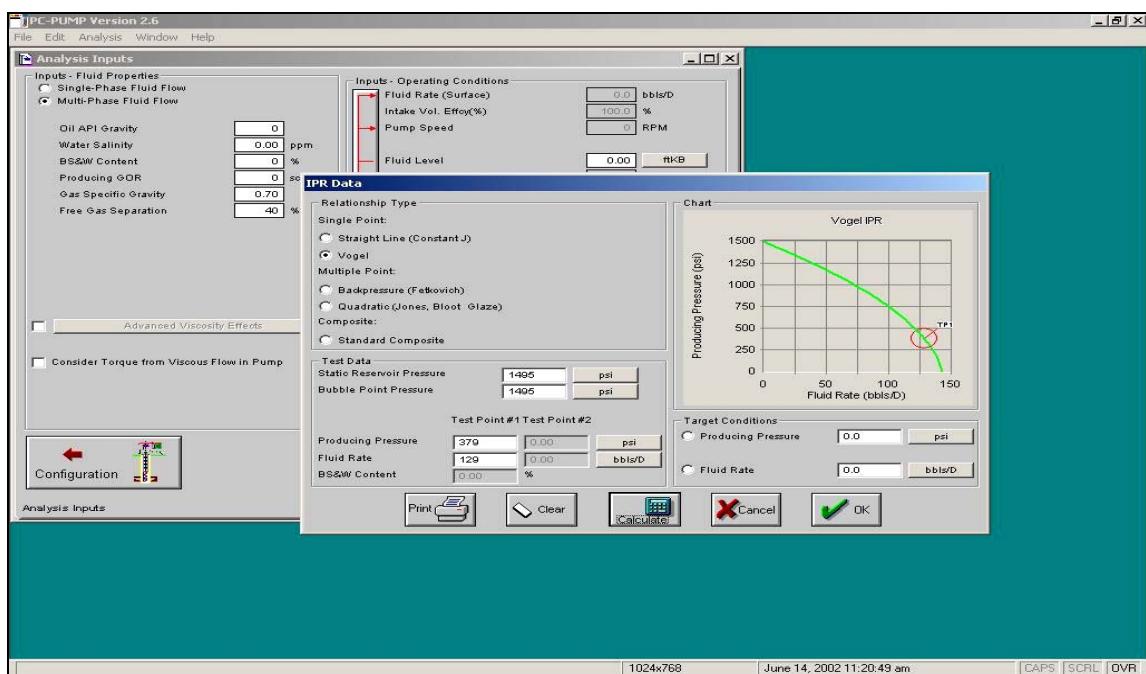


Figura 7-H. Pantalla de datos de productividad.

Luego de introducir los datos ya referidos, el programa realiza el análisis del sistema completo, mostrando como principal resultado las fallas de operación, con lo cual se descartan las bombas que presenten dichas fallas, y eligiendo la que sea más eficiente.

Los criterios seleccionados como "Fallas" del sistema fueron: Factor de uso superior al 30%, Máximo esfuerzo en la sarta de cabillas mayor al 80% y Velocidad de bombeo fuera del rango 100 – 300 RPM, tal como se explica en el Capítulo IV de este trabajo.

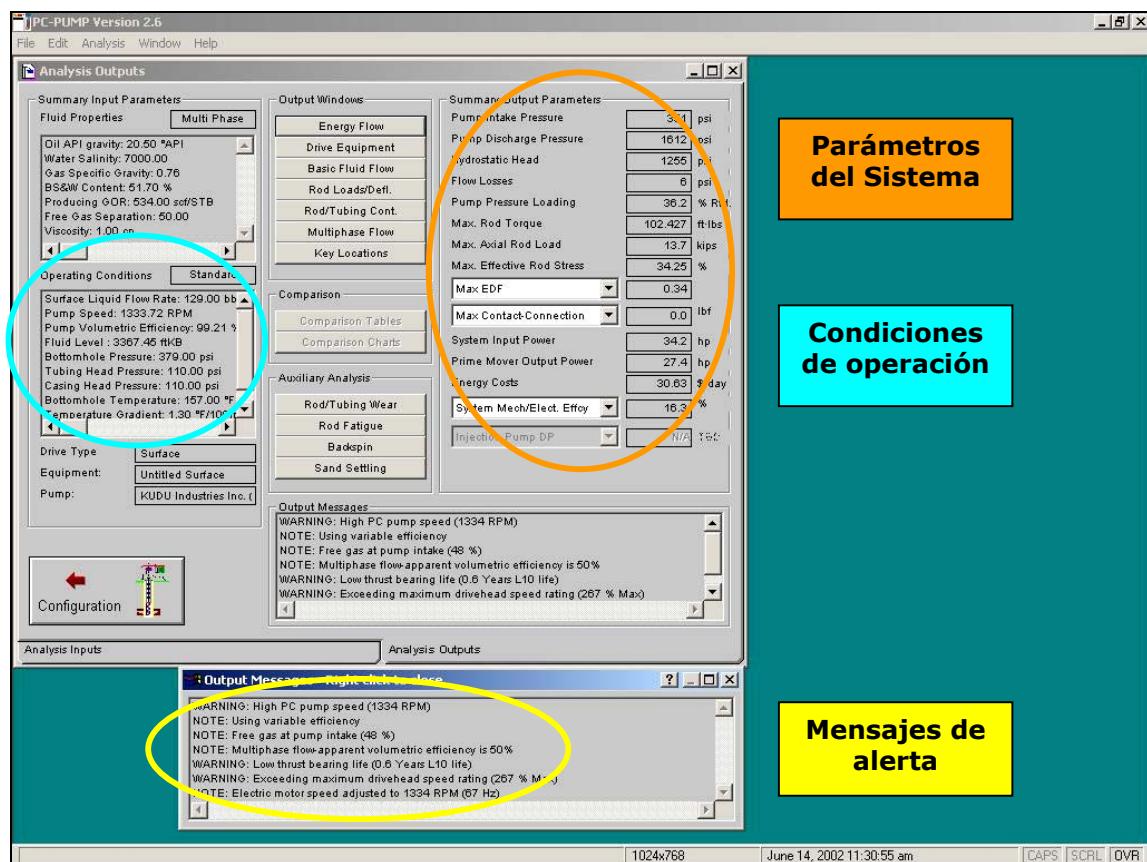


Figura 8-H. Pantalla de Resultados del programa.

A continuación se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos de las evaluaciones con este programa, para el caso de una tubería de 2-7/8". Los valores resaltados en color rojo representan los casos que presentaron fallas durante las evaluaciones, y los casos descartados por no cumplir los criterios operativos mencionados anteriormente.

Tabla 1-H. Resultados de las evaluaciones realizadas con el programa PC – Pump®, para el caso de una tubería de producción de 2-7/8".

Bomba		% remoción del Factor de daño	Sarta de Cabillas	Tasa de líq. En superficie (Bbl/día)	Tasa Petróleo (Bbl/día)	Velocidad de bombeo (RPM)	Ef. Volumétrica de la bomba	Factor de uso (%)	Máximo esfuerzo efectivo en la Sarta de cabillas (%)	Potencia en la barra pulida (HP)	Fracción de gas libre a la entrada de la bomba (%)
Fabricante	Modelo										
GEREMIA	14-35-500	0	1	118	57	243,07	73,25	79,5	31,74	9,7	35
			7/8			243,55	73,11	79,8	41,44	9,8	35
			3/4			243,94	72,99	80	83,94	9,8	35
		10	1	129	62	259,57	75,02	79,3	31,72	10,4	35
			7/8			260,05	74,88	79,7	41,42	10,4	35
			3/4			260,44	74,77	79,9	83,89	10,5	35
		20	1	141	68	313,6	76,45	85,1	32,71	13,1	42
			7/8			314,12	76,33	85,4	42,91	13,1	42
			3/4			314,54	76,22	85,7	61,61	13,2	42
		40	1	172	83	317,54	81,19	75,9	31,17	12,4	35
			7/8			317,99	81,08	76,2	40,55	12,4	35
			3/4			318,36	80,98	76,4	81,92	12,5	35
		60	1	223	107	397,5	85,1	75,5	31,14	15,4	35
			7/8			397,89	85,02	75,8	40,47	15,5	35
			3/4			398,23	84,94	76	57,73	15,5	35
		80	1	314	152	539,11	89,62	73,2	30,79	20,6	36
			7/8			539,36	89,58	73,4	39,89	20,6	36
			3/4			539,6	89,54	73,6	56,75	20,6	36

De acuerdo a lo observado en la tabla anterior se concluye que para el caso de una tubería de producción de 2-7/8" no puede aplicarse Bombeo de Cavidad Progresiva ya que de ser así el sistema presentaría fallas de operación.

APÉNDICE I

Resultado de las evaluaciones realizadas con el programa NODALB3®

El procedimiento realizado para las evaluaciones con este programa ya fue descrito en el apéndice E de este trabajo, por lo que en esta sección sólo se mostrarán los resultados obtenidos de las evaluaciones.

Las evaluaciones fueron realizadas para cada escenario de productividad, con tuberías de producción de 2-7/8" y 3-1/2", diferentes diámetros del pistón de la bomba, diferentes sartas de cabillas y diferentes valores de "FIT" o Tolerancia del pistón de la bomba. Esta amplia gama de sensibilidades permitió realizar un análisis completo del sistema de bombeo, con lo cual se buscaba descartar aquellos que presentaban fallas, y elegir los más eficientes bajo el criterio selección de "mayor producción al menor costo".

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el 0% de remoción del Factor de daño y velocidades de bombeo de 5, 7, 9 y 12 SPM. Los valores en color rojo representan los casos descartados por fallas del sistema mostradas por el programa y/o por criterio de selección del mejor sistema, es decir, de aquellos casos que no presentaron ningún tipo de fallas, se seleccionaron aquellos de mayor tasa de petróleo y menor potencia requerida.

Tabla 1-I. Resultados obtenidos con el programa NODALB3, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, y velocidad de bombeo de 5 SPM.

Velocidad de Bombeo 5 SPM	Fit de la bomba	Sarta de cabillas	Tubing 2 7/8 x 6.50				Tubing 3 1/2 x 9.30			
			Pistón de 2"		Pistón de 2 1/4"		Pistón de 2 1/2"		Pistón de 2 3/4"	
			Qo (BPD)	Potencia consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia consumida (HP)
0,005	3/4	47	6	51	7	54	9	56	9	
	7/8, 3/4	48	6	52	8	55	9	57	10	
	7/8	48	7	53	8	56	10	58	12	
	1, 7/8, 3/4	48	7	53	8	56	10	56	9	
	1, 7/8	49	7	54	9	57	11	59	12	
	1	49	7	54	9	58	11	60	13	
0,007	3/4	47	6	51	7	54	9	56	9	
	7/8, 3/4	48	6	52	8	55	9	57	10	
	7/8	48	7	53	8	56	10	58	12	
	1, 7/8, 3/4	48	7	53	8	56	10	56	9	
	1, 7/8	49	7	54	9	57	11	59	12	
	1	49	7	54	9	58	11	60	13	
0,01	3/4	47	6	51	7	54	9	56	9	
	7/8, 3/4	48	6	52	8	55	9	57	10	
	7/8	48	7	53	8	56	10	58	12	
	1, 7/8, 3/4	48	7	53	8	56	10	56	9	
	1, 7/8	49	7	54	9	57	11	59	12	
	1	49	7	54	9	58	11	60	13	

Tabla 2-I. Resultados obtenidos con el programa NODALB3, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, y velocidad de bombeo de 7 SPM.

				Tubing 2 7/8 x 6.50			Tubing 3 1/2 x 9.30				
				Pistón de 2"		Pistón de 2 1/4"		Pistón de 2 1/2"		Pistón de 2 3/4"	
Velocidad de Bombeo 7 SPM	0,005	Fit de la bomba	Sarta de cabillas	Qo (BPD)	Potencia consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)
		3/4	55	10	58	12	60	13	61	13	
		7/8, 3/4	56	10	59	13	61	14	62	14	
		7/8	57	11	60	14	61	16	62	17	
		1, 7/8, 3/4	57	11	60	13	61	16	61	13	
		1, 7/8	57	11	60	14	62	17	63	19	
	0,007	1	57	12	60	15	62	18	63	21	
		3/4	55	10	58	12	60	13	61	13	
		7/8, 3/4	56	10	59	13	61	14	62	14	
		7/8	57	11	60	14	61	16	62	17	
		1, 7/8, 3/4	57	11	60	13	61	16	61	13	
		1, 7/8	57	11	60	14	62	17	63	19	
0,01	0,01	1	57	12	60	15	62	18	63	21	
		3/4	55	10	58	12	60	13	61	13	
		7/8, 3/4	56	10	59	13	61	14	62	14	
		7/8	57	11	60	14	61	16	62	17	
		1, 7/8, 3/4	57	11	60	13	61	16	61	13	
		1, 7/8	57	11	60	14	62	17	63	19	
		1	57	12	60	15	62	18	63	21	

Tabla 3-I. Resultados obtenidos con el programa NODALB3, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, y velocidad de bombeo de 9 SPM.

				Tubing 2 7/8 x 6.50			Tubing 3 1/2 x 9.30				
				Pistón de 2"		Pistón de 2 1/4"		Pistón de 2 1/2"		Pistón de 2 3/4"	
Velocidad de Bombeo 9 SPM	0,005	Fit de la bomba	Sarta de cabillas	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)
		3/4	60	4	62	17	62	17	63	18	
		7/8, 3/4	60	15	62	18	63	19	64	20	
		7/8	61	16	62	19	63	22	64	23	
		1, 7/8, 3/4	61	16	62	19	63	22	63	19	
		1, 7/8	61	17	63	20	64	23	64	25	
	0,007	1	61	18	63	22	64	25	64	28	
		3/4	60	4	62	17	62	17	63	18	
		7/8, 3/4	60	15	62	18	63	19	64	20	
		7/8	61	16	62	19	63	22	64	23	
		1, 7/8, 3/4	61	16	62	19	63	22	63	19	
		1, 7/8	61	17	63	20	64	23	64	25	
0,01	0,01	1	61	18	63	22	64	25	64	28	
		3/4	60	4	62	17	62	17	63	18	
		7/8, 3/4	60	15	62	18	63	19	64	20	
		7/8	61	16	62	19	63	22	64	23	
		1, 7/8, 3/4	61	16	62	19	63	22	63	19	
		1, 7/8	61	17	63	20	64	23	64	25	
		1	61	18	63	22	64	25	64	28	

Tabla 4-I. Resultados obtenidos con el programa NODALB3, para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, y velocidad de bombeo de 12 SPM.

Velocidad de Bombeo 12 SPM	Fit de la bomba	Sarta de Cabillas	Tubing 2 7/8 x 6.50				Tubing 3 1/2 x 9.30			
			Pistón de 2"		Pistón de 2 1/4"		Pistón de 2 1/2"		Pistón de 2 3/4"	
			Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)	Qo (BPD)	Potencia Consumida (HP)
0,005	3/4	63	22	64	24	64	24	64	27	
	7/8, 3/4	63	23	64	26	64	27	65	28	
	7/8	63	25	64	29	65	32	65	32	
	1, 7/8, 3/4	64	25	64	29	65	32	64	27	
	1, 7/8	64	26	64	30	65	34	65	36	
	1	64	28	64	33	65	37	65	41	
0,007	3/4	63	22	64	24	64	24	64	27	
	7/8, 3/4	63	23	64	26	64	27	65	28	
	7/8	63	25	64	29	65	32	65	32	
	1, 7/8, 3/4	64	25	64	29	65	32	64	27	
	1, 7/8	64	26	64	30	65	34	65	36	
	1	64	28	64	33	65	37	65	41	
0,01	3/4	63	22	64	24	64	24	64	27	
	7/8, 3/4	63	23	64	26	64	27	65	28	
	7/8	63	25	64	29	65	32	65	32	
	1, 7/8, 3/4	64	25	64	29	65	32	64	27	
	1, 7/8	64	26	64	30	65	34	65	36	
	1	64	28	64	33	65	37	65	41	

Tal como se observa en las tablas anteriores para el caso de 0% de remoción del Factor de daño, no puede aplicarse el Bombeo Mecánico Convencional al pozo si éste tiene una tubería de producción de 3-1/2", la velocidad de operación no puede sobrepasar los 9 SPM y resulta indiferente el valor de Tolerancia del Pistón de la bomba.

APÉNDICE J

Evaluaciones realizadas con el programa NCPCvr – GR Master (Bombeo Hidráulico Tipo Jet)

Este programa fue proporcionado por el personal de Levantamiento Artificial de INTEVEP, el uso del programa permite evaluar diferentes opciones presentadas para el pozo en estudio, para luego seleccionar la bomba que ofrezca mayor tasa de producción al menor costo posible.

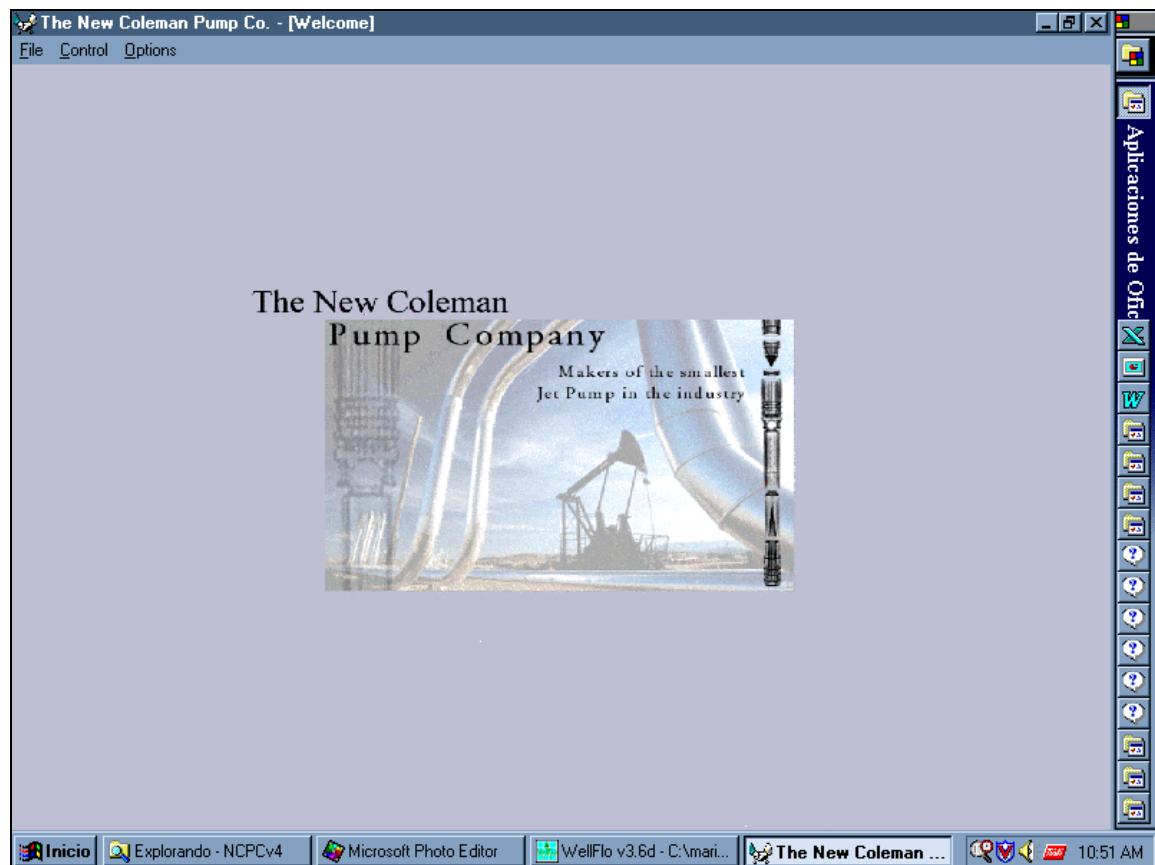


Figura 1-J. Pantalla principal del programa NCPCv4 - GR.

En el programa se deben introducir los datos correspondientes a las características de la productividad y completación del pozo, y de las especificaciones del diseño deseadas.

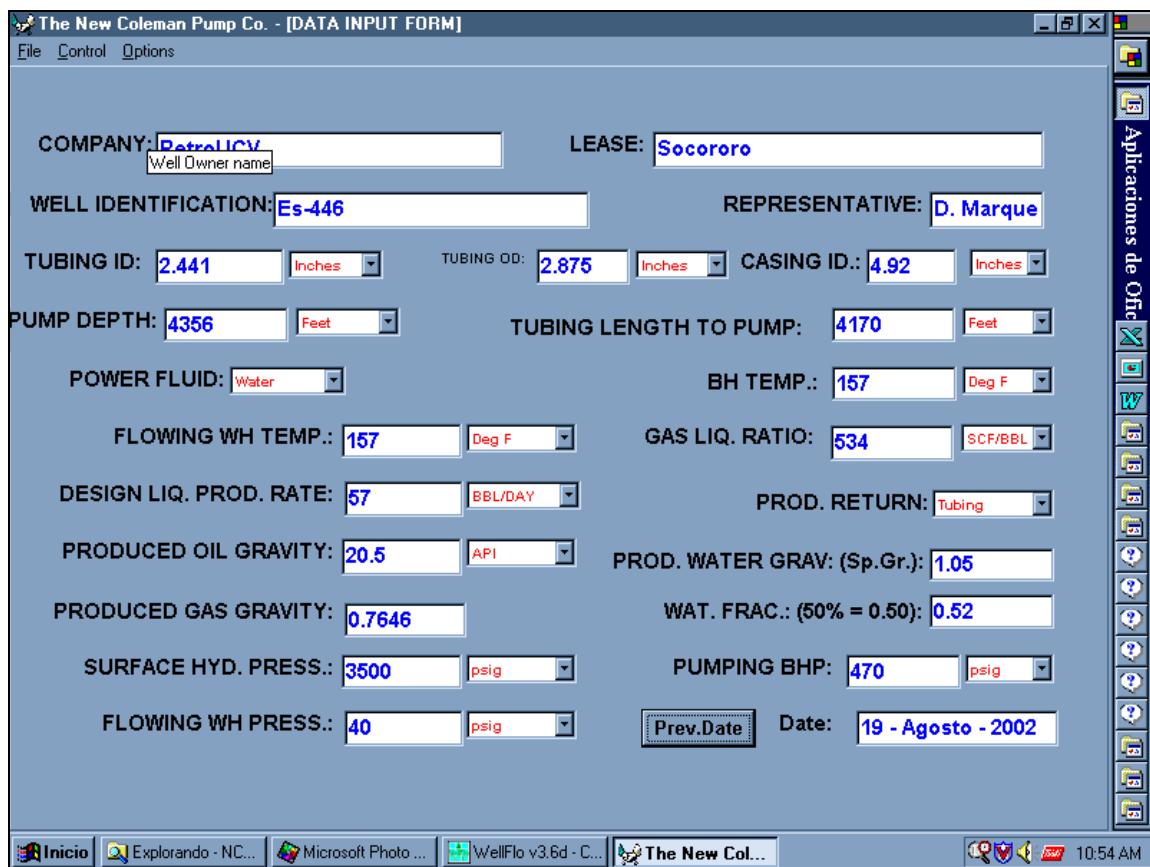


Figura 2-J. Pantalla de entrada de datos del programa.

Luego de introducir los datos principales se solicita la preselección de las bombas, las cuales son arrojadas por el programa de acuerdo a la capacidad y a la completación del pozo.

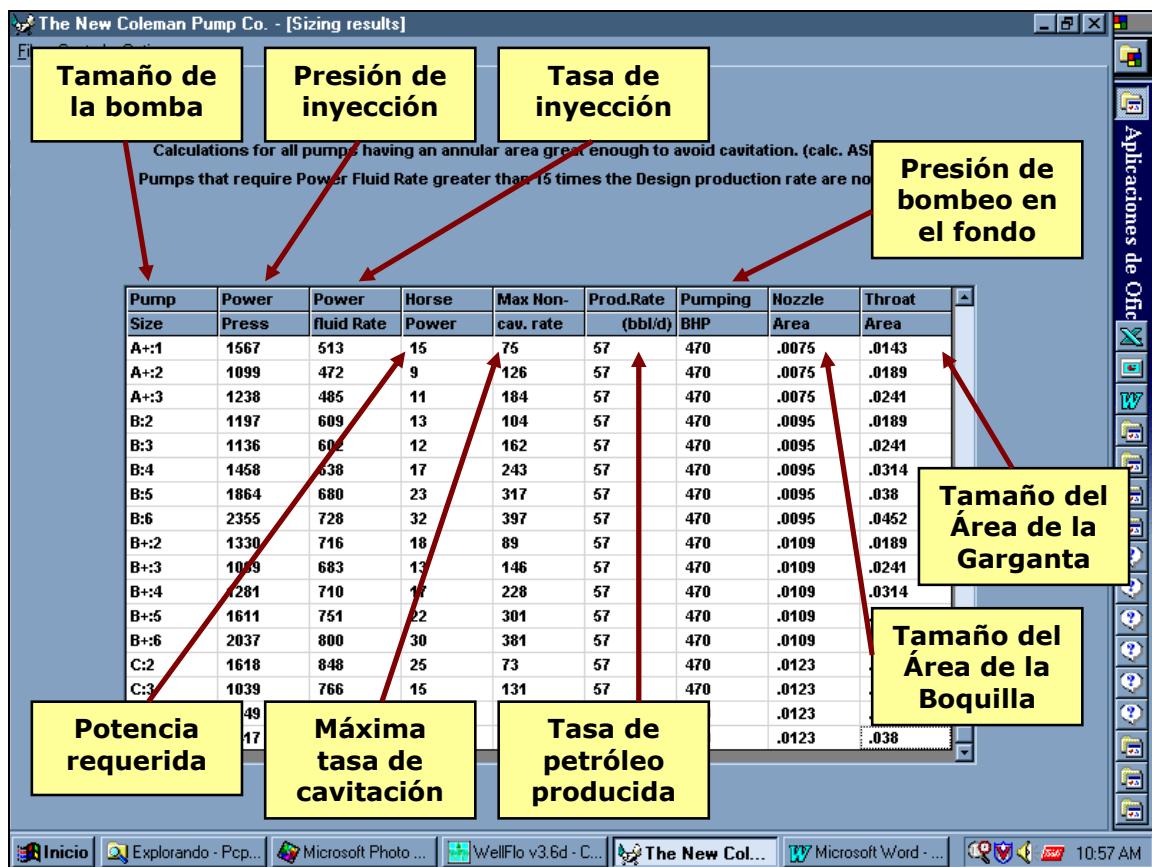


Figura 3-J. Pantalla de preselección de bombas del programa.

De los valores mostrados se debe prestar especial atención en el que corresponde a la Máxima Tasa de Cavitación y a la Tasa de producción, ya que la primera condición operativa que debe cumplirse es que el primero de ellos debe ser por lo menos tres veces mayor al valor del segundo respectivamente.

En el módulo siguiente se pueden seleccionar hasta tres bombas (de las que cumplen con la condición anterior) para comparar los resultados a obtenerse con cada una de ellas.

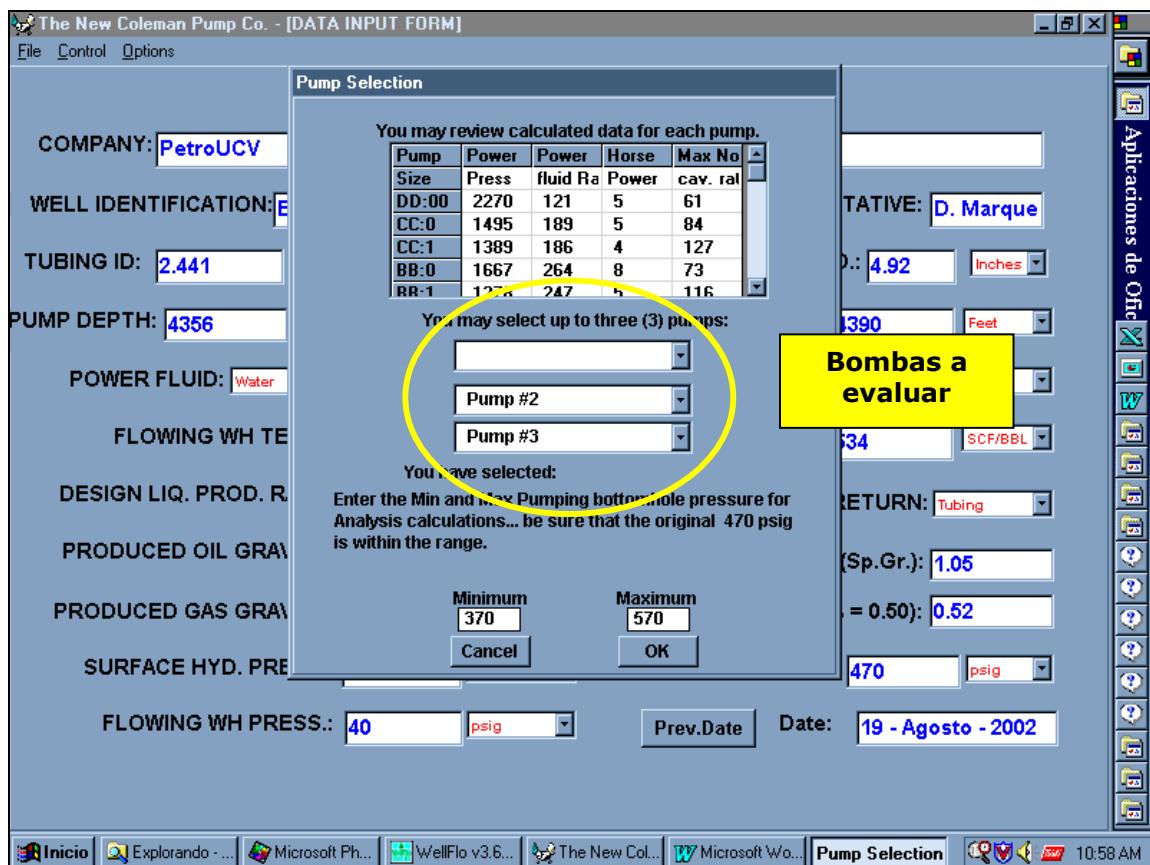


Figura 4-J. Pantalla de selección de bombas.

Luego de seleccionar las bombas el programa evalúa su funcionamiento en el pozo, posteriormente, de acuerdo a los valores de presión de inyección, tasa de inyección y presión requerida se selecciona la bomba más adecuada en base al criterio de mayor producción al menor costo.

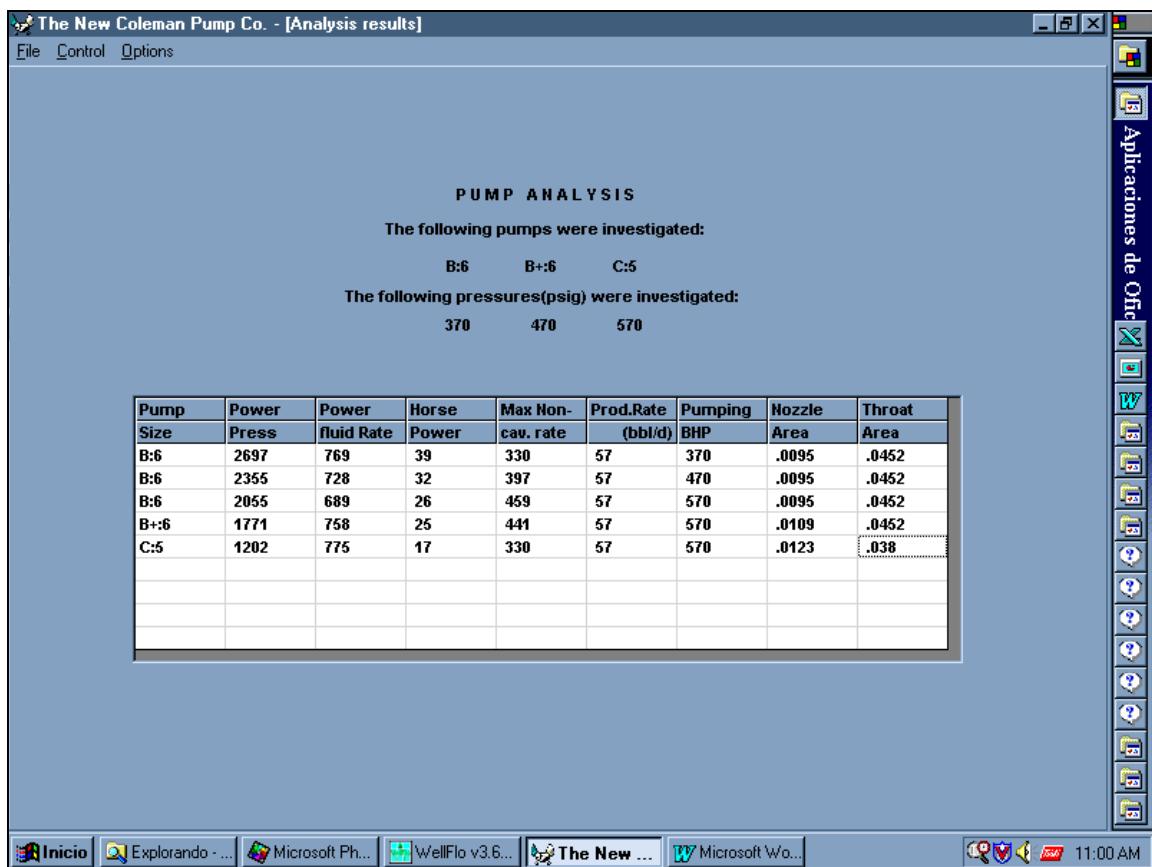


Figura 5-J. Pantalla de resultados del programa.

A partir de estos resultados se selecciona la bomba que requiera menos presión y tasa de inyección, y menos potencia.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el caso de 0% de remoción del Factor de daño y una tubería de producción de 2 7/8".

THE NEW COLEMAN PUMP COMPANY

Input Data

COMPANY:.....PetroUCV
WELL IDENTIFICATION:.....ES-446
PUMP DEPTH:.....4352Feet
TUBING ID:.....2.441Inches
CASING ID.:.....4.95Inches
BH TEMP.:.....157Deg F
GAS LIQ. RATIO:.....534SCF/BBL
PROD. RETURN:.....Annulus
PROD. WATER GRAV: (Sp.Gr.):.....1.05
WAT. FRAC.: (50% = 0.50):.....0.517
PUMPING BHP:.....267psig
Date:: 19 - Junio - 2002
LEASE:.....Producción
REPRESENTATIVE:.....M. Rondón
TUBING LENGTH TO PUMP:.....4390Feet
TUBING OD:.....2.875Inches
POWER FLUID:.....Water
FLOWING WH TEMP.:.....90Deg F
DESIGN LIQ. PROD. RATE:.....118BBL/DAY
PRODUCED OIL GRAVITY:.....20.5API
PRODUCED GAS GRAVITY:.....0.7646
SURFACE HYD. PRESS.:.....3500psig
FLOWING WH PRESS.:.....110psig

Computed Output Data - English Units

Pump Size	Power Press psig	Power Fluid Rate bblpd	Horse Power	Non-Cav Rate bblpd	Prod. Rate bblpd	Pumping Bot-hole psig	Nozzle Area inches	Throat Area inches
B:6	5841	1024	113	175	118	167	.0095	.0452
B:6	3894	876	64	256	118	267	.0095	.0452
B:6	3064	800	46	328	118	367	.0095	.0452
B+:6	5537	1151	120	168	118	167	.0109	.0452
B+:6	3518	971	64	246	118	267	.0109	.0452
B+:6	2729	884	45	315	118	367	.0109	.0452
C:6	5279	1276	127	161	118	167	.0123	.0452
C:6	3280	1070	66	236	118	267	.0123	.0452
C:6	2472	968	45	303	118	367	.0123	.0452

Figura 6-J. Resultados de programa para el caso de 0% de remoción del Factor daño y una tubería de producción de 2 7/8".

En este caso se seleccionó como la bomba más adecuada el modelo C:6, ya que requiere de una menor presión de inyección y menor potencia, lo que se traduce en menos costos de aplicación.

APÉNDICE K

Evaluaciones realizadas con el programa MAEP

Este programa fue utilizado para realizar las evaluaciones económicas de los Métodos de Levantamiento Artificial analizados. Para realizar dichas evaluaciones en primer lugar se totalizaron los costos de aplicación de cada Método y los de la rehabilitación del pozo, luego con la tasa de producción correspondiente a la completación determinada como óptima para el pozo, se procede a realizar la evaluación económica. Los valores de los parámetros económicos bajo los cuales se debe realizar la evaluación, ya están incluidos en el programa, cuya actualización se realiza periódicamente.

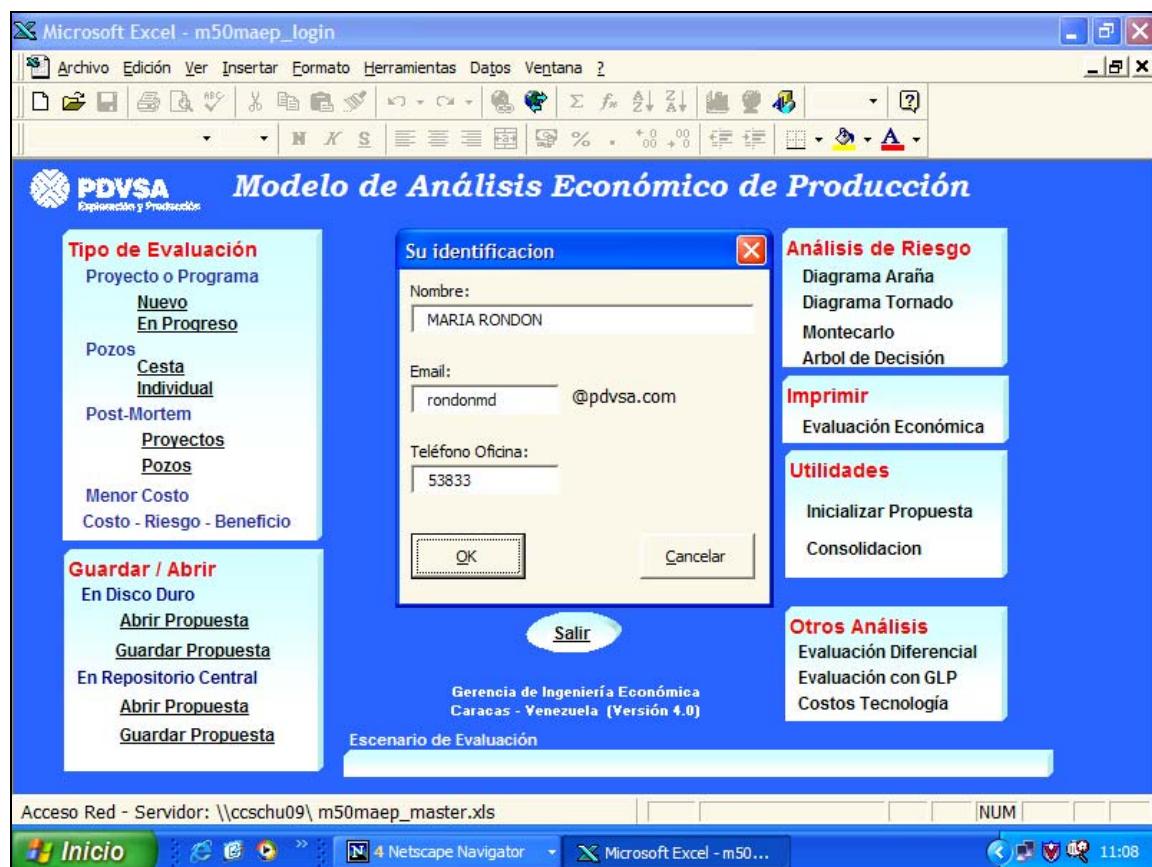


Figura 1-K. Pantalla de ingreso al programa.

Al ingresar al programa se deben introducir los datos de identificación del usuario, ya que esta aplicación es de exclusivo uso corporativo de PDVSA, luego de ingresar los datos se selecciona el tipo de evaluación a realizar y el Escenario Económico de Producción bajo el cual se realizará el análisis.

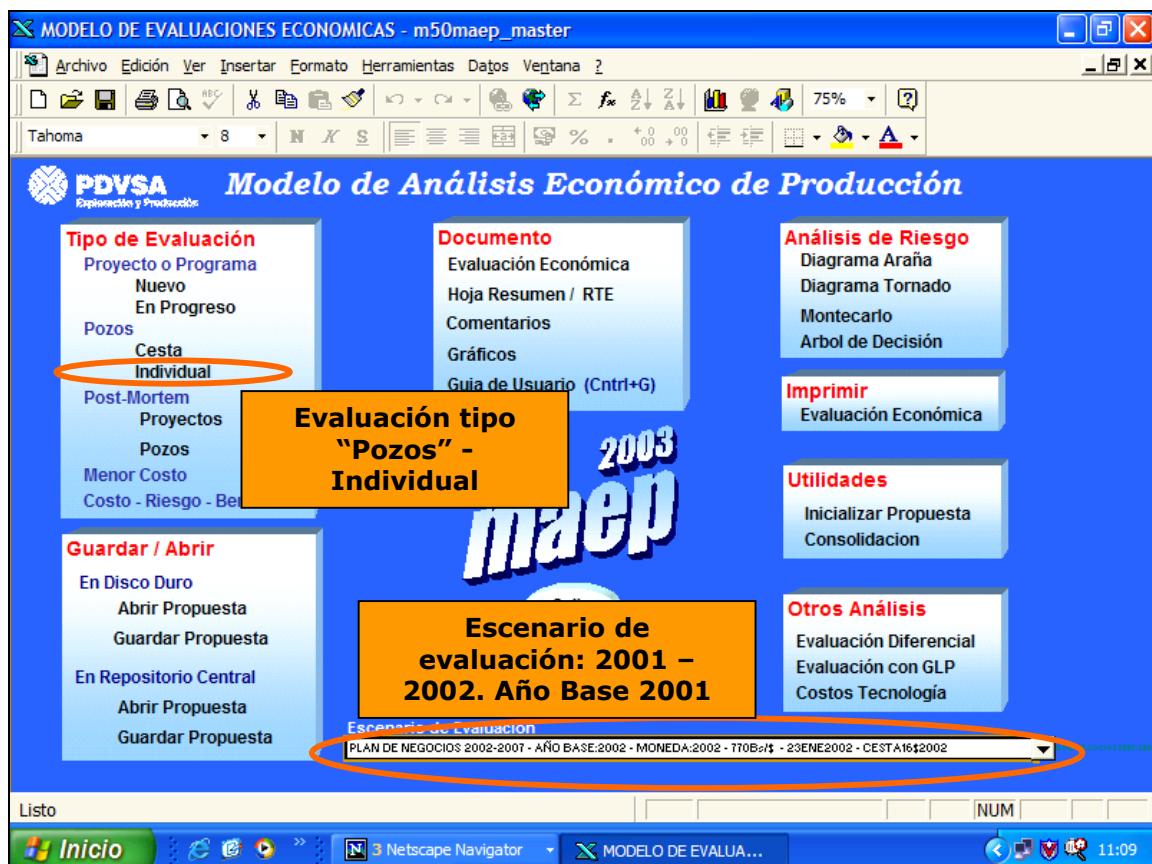


Figura 2-K. Pantalla de selección del tipo de evaluación a realizar.

El escenario de evaluación señalado incluye los parámetros económicos mencionados en el Capítulo IV de este trabajo. Luego de seleccionar esta última opción se ingresa a la pantalla de los principales parámetros económicos bajo los cuales se realizará la evaluación, se debe ingresar el valor de Horizonte económico y verificar que todos los demás parámetros sean los correctos.

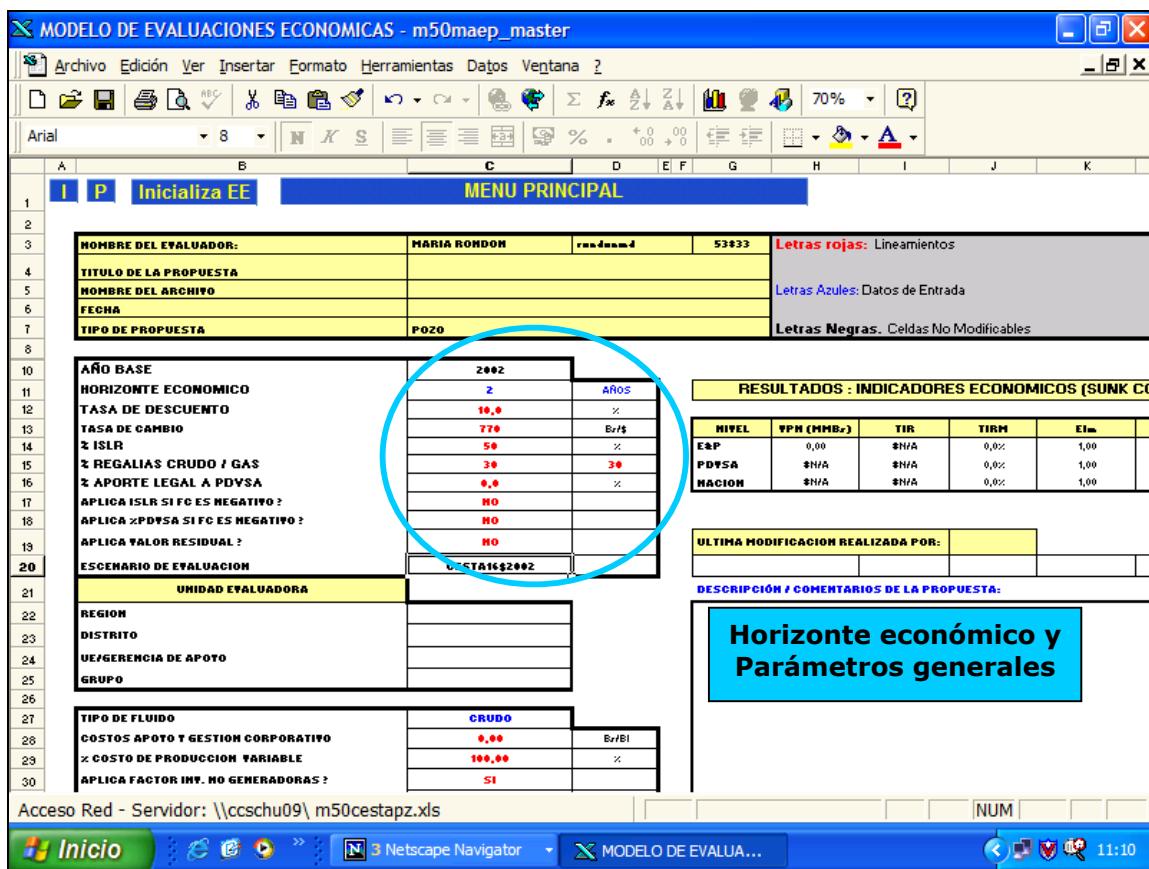


Figura 3-K. Pantalla de parámetros generales del programa.

Luego de ingresar todos los datos, se procede a realizar la evaluación económica accediendo a la pantalla de evaluaciones. En este módulo se introducen los datos correspondientes a la identificación del pozo, tipo de trabajo a evaluar, días de taladro, costo total del trabajo, tasa inicial de petróleo, segregación, Relación Gas – Petróleo, Gravedad API del crudo y declinación anual de la tasa.

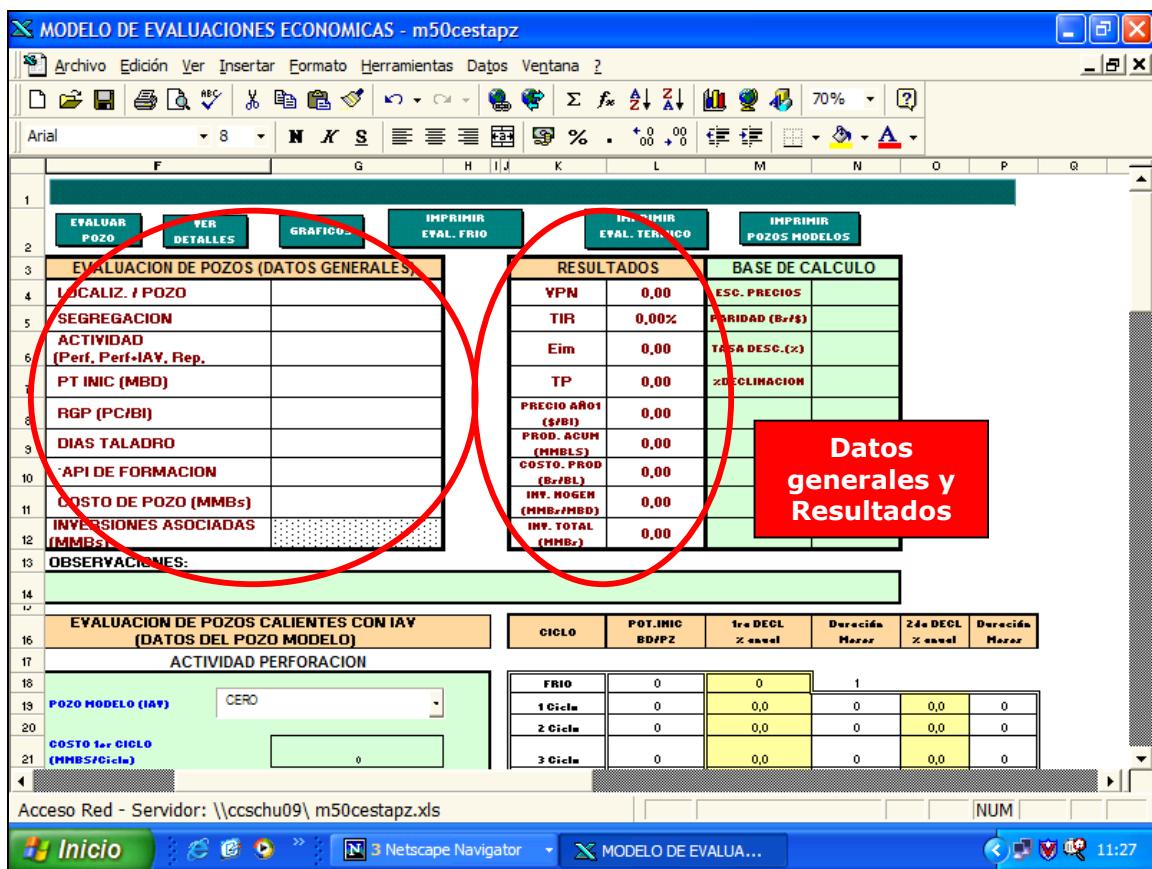


Figura 4-K. Pantalla de evaluaciones económicas.

Los resultados del programa muestran el Valor Presente Neto (parámetro bajo el cual se determinó el Método de Levantamiento Artificial más rentable), la Tasa Interna de Retorno, la Eficiencia de la inversión y el Tiempo de pago.

A continuación se presenta la tabla que resume los resultados obtenidos de la evaluación económica:

Tabla 1-K. Resultados de las evaluaciones económicas con el programa MAEP.

Caso	% de remoción del Daño	Bombeo de Cavidad Progresiva		Bombeo Hidráulico Tipo Jet		Bombeo Mecánico Convencional	
		Tasa de Petróleo (BPD)	VPN (MMBs.)	Tasa de Petróleo (BPD)	VPN (MMBs.)	Tasa de Petróleo (BPD)	VPN (MMBs.)
1	0	No válido técnicamente		57	-125,92	61	-3,3
2	10	técnicamente		62	-114,45	63	1,48
3	20	68	-19,86	68	-100,69	67	11,96
4	40	83	15,97	83	-66,28	77	35,84
5	60	107	66,90	107	-11,24	101	75,43
6	80	152	133,36	152	82,73	121	104,97

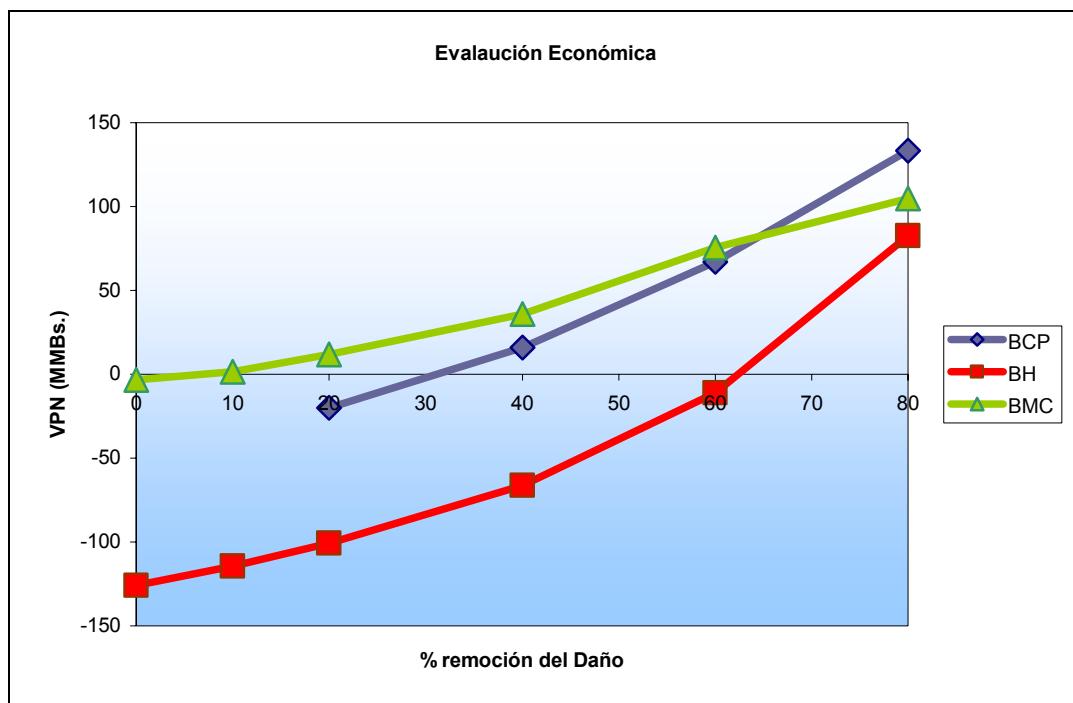


Figura 5-K. Resultados gráficos de la Evaluación económica.

Tal como se observa en la tabla y el grafico anterior, según el estudio realizado el Bombeo Mecánico Convencional es el Método más rentable para el pozo ES-446 hasta

un 65% de remoción del Factor de daño. Luego de este punto el Bombeo de Cavidad Progresiva resulta el Método más rentable que los otros dos Métodos evaluados.