

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

PROGRAMA DE DISEÑO UNIFICADO DE BOMBEO HIDRÁULICO PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS JET Y PISTÓN USADAS EN LAS OPERACIONES DE PETROPRODUCCIÓN

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

ANDRÉS FRANCISCO AMAYA JIMÉNEZ

piero13mh@hotmail.com

DIEGO ARMANDO CHANATÁSIG CHASQUIZA

diego_chanatasig@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JORGE LUJE C.

jluje@petroproduccion.com

Quito, Septiembre 2009

DECLARACIÓN

Nosotros, Francisco Andrés Amaya Jiménez y Diego Armando Chantásig Chasiqiza, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

FRANCISCO ANDRÉS AMAYA J.

DIEGO ARMANDO CHANTÁSIG CH.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Francisco Andrés Amaya Jiménez y Diego Armando Chantásig Chasiquiza, bajo mi supervisión.

ING. JORGE E. LUJE CH.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a Dios, que nunca me abandonado y siempre me a cuidado a pesar de no serle fiel y estoy seguro que toda la vida estará a mi lado.

A mis Padres el mayor agradecimiento y todo mi amor, a ellos les debo todo. A mi madre Marcelita y mi padre Francisco sobre todo por ser mis amigos y mejores concejeros, por aguantar todas esas noches de desvelo y mis locuras, se que fue muy difícil. Muchas gracias papitos.

A mis hermanos por ser mis amigos, mi alegría, mi fortaleza, mi inspiración, y mi mayor orgullo. A Gabriel y a Esteban gracias porque no hay nada que me haga más feliz que verles sonreír.

Hay tantas personas a las que debo agradecer, como a mis abuelitos, por quererme tanto. Y a todas las personas que han estado a mi lado durante todo este tiempo.

A mis amigos de colegio Los NP, Darío, Byron, Cesar, Hugo, Juan, Cristian, Francisco y Miguel, por su amistad sincera y duradera, y por las tantas aventuras compartidas. A mis amigos de universidad Los Pollitos por su aliento y alegría. A mis amigos casi hermanos Juan y Paola. A mi tío Ramiro. Y a Andrea.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional sobre todo a la facultad de Ingeniería en Petróleos, de la cual me siento muy orgulloso de pertenecer, y a todo su personal docente, en especial a los Ingenieros Gerardo Barros, Vinicio Melo y Raúl Valencia, por sus valiosas enseñanzas. A mi director de tesis Ing. Jorge Luje por toda la información proporcionada, apoyo y ayuda en la elaboración de la tesis. A los Ing. Alfredo Obando y Daniel Morales por brindarme su ayuda valiosa y desinteresada.

Finalmente un grato agradecimiento a mi colegio, el honorable Juan Pio Montufar por que yo nací siendo Montufar, viviré siendo señor, moriré siendo MH con orgullo y con honor.

Andrés Francisco
(Piero)

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por darme la valentía para vencer este reto.

A mis padres, mis hermanos y demás familiares por apoyarme en la culminación de mi carrera.

A Irma, por ofrecerme su apoyo y cariño.

A la Escuela Politécnica Nacional, por ser un gran centro de estudio y enseñanza.

A la Carrera de Ingeniería en Petróleos, porque en sus instalaciones me consagré como profesional.

Al Ingeniero Jorge Lujé, porque su colaboración, supervisión y experiencia de campo hicieron posible la elaboración y culminación de este proyecto.

Al Ingeniero Vinicio Melo, por su brillante conocimiento y apoyo prestado para el desarrollo de este proyecto.

A mis compañeros y amigos de la Facultad, por las maravillosas cosas que compartimos durante nuestra vida universitaria.

A mi compañero de proyecto Francisco, con quién hemos logrado terminar este trabajo.

A PETROPRODUCCIÓN por ofrecerme la oportunidad de elaborar mi proyecto de titulación en sus instalaciones.

Diego Armando

DEDICATORIA

A mis hermanos Gabriel y Esteban.

Andrés Francisco
(Piero)

DEDICATORIA

A Dios el creador, por ser el eje fundamental de mi vida.

A mis padres Guillermo y María Clemencia, por ser las personas que hicieron posible el sueño de ser un profesional.

A la luz de mi vida Irma, porque con su amor y cariño supo acompañarme en esta etapa de mi existencia.

A mis hermanos William y Henry, por el gran cariño que les tengo.

A mis sobrinos Daniel, Alejandro y Pamela por ser los niños que me alegran la vida.

Y a mis familiares y amigos por ser las personas que también estuvieron junto a mí.

Diego Armando
El hijo, el hermano, el tío
y el amigo.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
FUNDAMENTOS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN Y TIPO JET	1
1.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	1
1.1.1 Generalidades	1
1.1.2 Principio de operación	2
1.1.3 Unidad de bombeo hidráulico tipo pistón.....	3
1.1.4 Fabricantes de bombas hidráulicas tipo pistón	5
1.1.5 Observaciones y ecuaciones de diseño	13
1.1.5.3.1 <i>Correlación para determinar la Eficiencia Volumétrica</i>	17
1.1.5.4.1 <i>Correlación General para determinar la Fricción en la Bomba</i>	17
1.1.5.4.2 <i>Correlación utilizada por Guiberson</i>	19
1.1.5.4.3 <i>Correlación utilizada por Kobe, National OM y OHI</i>	20
1.1.6 Procedimiento básico y ejemplo de diseño.....	23
1.2 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	27
1.2.1 Generalidades	27
1.2.2 Principio de operación	28
1.2.3 Unidad de bombeo hidráulico tipo jet.....	29
1.2.4 Fabricantes de bombas hidráulicas tipo jet	30
1.2.5 Ecuaciones para el diseño	32
1.2.6 Procedimiento básico y ejemplo de diseño.....	36
1.3 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDOS DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR) 43	43
1.3.1 Introducción.....	43
1.3.2 Índice de productividad (ip).....	44
1.3.3 IPR en yacimientos saturados	45
1.3.4 IPR en yacimientos subsaturados	47
1.4 CORRELACIONES PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS 49	49
1.4.1 Introducción.....	49
1.4.2 Propiedades del petróleo.....	49
1.4.2.1.1 <i>Correlaciones para determinar la Densidad del Petróleo</i>	50
1.4.2.2.1 <i>Correlaciones para determinar la Gravedad Específica</i>	51
1.4.2.3.1 <i>Correlaciones para determinar la Solubilidad</i>	52
1.4.2.4.1 <i>Correlaciones para determinar la Presión de Burbuja</i>	56
1.4.2.5.1 <i>Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo</i>	59
1.4.2.6.1 <i>Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico Total</i>	62
1.4.2.7.1 <i>Correlaciones para determinar la Compresibilidad Isotérmica</i>	63
1.4.2.8.1 <i>Correlaciones para determinar la Viscosidad del Petróleo</i>	64
1.4.3 Propiedades del gas	70
1.4.3.1.1 <i>Correlaciones para determinar el Factor de Compresibilidad del Gas</i>	71
1.4.4 Propiedades del agua	75
1.5 CORRELACIONES PARA DETERMINAR GRADIENTES DE PRESIÓN EN TUBERÍAS	78
1.5.1 Introducción.....	78
1.5.2 Consideraciones teóricas	79
1.5.3 Correlaciones para flujo multifásico.....	80
1.5.3.1.1 <i>Hold up (H_L) y Fracción de Gas (α)</i>	80

1.5.3.1.2	<i>Fracción de Líquido sin deslizamiento (λ_L)</i>	80
1.5.3.1.3	<i>Densidad Bifásica (ρ_n, ρ_s)</i>	81
1.5.3.1.4	<i>Velocidad Superficial (V_{sl}, V_{sg}, V_m)</i>	81
1.5.3.1.5	<i>Velocidad real (V_L, V_G)</i>	82
1.5.3.1.6	<i>Velocidad de Resbalamiento (V_{Slip})</i>	82
1.5.3.1.7	<i>Viscosidad Bifásica (μ_m, μ_s)</i>	82
1.5.3.1.8	<i>Tensión Superficial (σ_L)</i>	83
CAPÍTULO 2		103
ELABORACIÓN DEL PROGRAMA UNIFICADO DE BOMBEO HIDRÁULICO		103
2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	103
2.2	PROGRAMAS SIMILARES DE DISEÑO.....	103
2.3	DESARROLLO DEL PROGRAMA UNIFICADO	104
2.3.1	Resumen general del programa.....	104
2.3.2	Diagrama de flujo general	106
2.3.3	Limitaciones del programa	109
2.4	COMPARACIÓN ENTRE PROGRAMAS.....	109
2.5	GUÍA TÉCNICA PARA EL USUARIO	111
2.5.1	Presentación del programa.....	111
2.5.2	Formulario de inicio	111
2.5.3	Formulario principal del hydropump y sus respectivos componentes	112
2.5.3.1	<i>Barra de Títulos</i>	113
2.5.3.2	<i>Barra de Menús</i>	114
2.5.3.3	<i>Barra de Herramientas</i>	116
2.5.3.4	<i>Barra de Estado</i>	117
2.5.4	Formularios de ingreso de datos	117
2.5.4.1	<i>Información General del Pozo</i>	118
2.5.4.2	<i>Datos de Diseño</i>	119
2.5.4.3	<i>Datos de Fluidos Producidos y Correlaciones PVT</i>	120
2.5.4.4	<i>Datos de Líneas de Flujo</i>	123
2.5.4.5	<i>Datos del Pozo</i>	125
2.5.4.6	<i>Datos de Afluencia de Fluidos</i>	127
2.5.4.7	<i>Equipo de Fondo</i>	129
2.5.5	Formularios de visualización de resultados	130
2.5.5.1	<i>Bombas Tipo Pistón</i>	131
2.5.5.2	<i>Bombas Jet</i>	132
2.5.5.3	<i>Cálculo del Gradiente Vertical de Presión</i>	132
2.5.5.4	<i>Cálculo de las Propiedades de los Fluidos PVT</i>	133
2.5.5.5	<i>Análisis de Bomba Pistón</i>	134
2.5.5.6	<i>Análisis de Bomba Jet</i>	135
2.5.5.7	<i>Análisis Nodal con Bomba Jet</i>	136
2.5.6	Formularios de visualización de gráficos	137
2.5.6.1	<i>Gráfica de la IPR</i>	137
2.5.6.2	<i>Gráfica de Análisis Nodal con Bomba Jet</i>	138
2.5.7	Formularios de visualización de reportes	138
2.5.6.3	<i>Reporte de la IPR</i>	139

2.5.6.4	Reporte de la Selección de Bombas Tipo Pistón.....	140
2.5.6.5	Reporte de la Selección de Bombas Tipo Jet	141
CAPÍTULO 3.....		143
SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN Y PARÁMETROS OPERATIVOS PARA EL DISEÑO DE 20 POZOS QUE PRODUCEN POR BOMBEO HIDRÁULICO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO		143
3.1	ANTECEDENTES	143
3.2	INFORMACIÓN REQUERIDA PARA DISEÑO Y REDISEÑO DE POZOS	143
3.3	PROCESO DE SELECCIÓN DE POZOS.....	145
3.4	POZOS SELECCIONADOS	145
3.5	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS SELECCIONADOS	146
3.6	EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	147
CAPÍTULO 4.....		148
AJUSTE DEL PROGRAMA CON LA operación REAL DE LOS POZOS Y REDISEÑO DE POZOS DE BOMBEO HIDRÁULICO DEL DISTRITO AMAZÓNICO. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE RESULTADOS.....		148
4.1	INTRODUCCIÓN.....	148
4.2	PRUEBA DEL SOFTWARE ELABORADO HYDRAPUMP V 1.0	148
4.2.1	Comparación de parámetros operativos calculados	149
4.2.2	Discusión de diferencias entre resultados	151
4.2.2.1	Bombas seleccionadas	151
4.2.2.2	Presión de entrada a la bomba	151
4.2.2.3	Presión triplex.....	152
4.2.2.4	Tasa de fluido motriz	152
4.2.2.5	Potencia	152
4.2.2.6	SPM.....	152
4.2.2.7	Producción máxima	153
4.2.2.8	Presión de descarga.....	153
4.2.2.9	Fricción en la bomba	153
4.2.2.10	Eficiencia	153
4.3	DISEÑO Y REDISEÑO DE POZOS SELECCIONADOS	154
4.3.1	Ajuste de los 20 pozos selectos.....	155
4.3.2	Rediseño de los 20 pozos selectos	156
4.3.3	Diseño de los 20 pozos con oilwell hydraulics inc.	160
4.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL DISEÑO Y REDISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	164
4.4.1	Bombas propuestas	164
4.4.2	Fluido motriz	165
4.4.3	Presiones de superficie	172
CAPÍTULO 5.....		174
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		174
5.1	CONCLUSIONES	174
5.2	RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFÍA.....		178

TABLAS

TABLA 1.1 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - KOBE.....	6
TABLA 1.2 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - NATIONAL OIL MASTER.....	8
TABLA 1.3 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - GUIBERSON.....	9
TABLA 1.4 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - OILWELL HYDRADULICS INC.	10
TABLA 1.5 TAMAÑO DEL TUBING VS. CONSTANTE B.....	18
TABLA 1.6 VALORES DE F_p SEGÚN EL DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN MOTOR.....	20
TABLA 1.7 EFICIENCIAS DETERMINADAS PARA EJEMPLO	24
TABLA 1.8 BOMBA SELECCIONADA TIPO B DE KOBE PARA EJEMPLO.....	25
TABLA 1.9 TAMAÑOS DE BOQUILLAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET.....	31
TABLA 1.10 RESULTADOS DEL EJEMPLO DE UN DISEÑO DE BOMBA JET	42
TABLA 1.11 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE R_s DE VAZQUEZ & BEGGS.....	53
TABLA 1.12 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE R_s DE KARTOATMODJO	55
TABLA 1.13 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE B_o DE VAZQUEZ & BEGGS	60
TABLA 1.13 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE u_{od} DE BEAL.....	65
TABLA 1.14 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE Z	73
TABLA 1.15 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE P_{SAT}	77
TABLA 1.16 COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN POLINOMICA DE LA FIG. 1.24	88
TABLA 1.17 COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN POLINOMICA DE LA FIG. 1.25	89
TABLA 1.18 COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN POLINOMICA DE LA FIG. 1.26	90
TABLA 1.19 CONSTANTES D, E, F Y G PARA FLUJO HACIA ARRIBA.....	95
TABLA 1.20 CONSTANTES D, E, F Y G PARA FLUJO HACIA ABAJO.....	95
TABLA 1.21 ECUACIONES PARA EL COEFICIENTE DE DISTRIBUCIÓN DEL LÍQUIDO	101
TABLA 2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE PROGRAMAS SIMILARES.....	103
TABLA 2.2 COMPARACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LOS PROGRAMAS DE DISEÑO DE B.H.	110
TABLA 3.1 POZOS SELECCIONADOS	146
TABLA 4.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DURANTE EL AJUSTE.....	149
TABLA 4.2 REDISEÑO CON BOMBA PISTÓN DEL POZO AUC-01.....	150

TABLA 4.3 REDISEÑO CON BOMBA JET DEL POZO AUC-01	150
TABLA 4.4 AJUSTE DE LOS 20 POZOS SELECCIONADOS.....	156
TABLA 4.5 BOMBAS PROPUESTAS EN EL REDISEÑO	157
TABLA 4.6 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS JET PROPUESTAS.....	158
TABLA 4.7 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS PISTÓN PROPUESTAS	159
TABLA 4.8 BOMBAS PROPUESTAS EN EL DISEÑO CON OHI	161
TABLA 4.9 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS JET PROPUESTAS DE OHI	162
TABLA 4.10 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS PISTÓN PROPUESTAS DE OHI.....	163

FIGURAS

FIGURA 1.1 EQUILIBRIO DE FUERZAS.....	2
FIGURA 1.2 RELACIONES DE ÁREAS MÁS USUALES DE PISTÓN MOTOR Y PISTÓN BOMBA	3
FIGURA 1.3 COMPONENTES Y OPERACIÓN GENERAL DE UNA BOMBA TIPO PISTÓN.....	4
FIGURA 1.4 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA PARA BOMBAS HIDRÁULICAS DE T.R.	16
FIGURA 1.5 PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA CERRADO	21
FIGURA 1.6 PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA ABIERTO.....	21
FIGURA 1.7 COMPONENTES DE UNA BOMBA JET.....	28
FIGURA 1.8 CIRCULACIÓN ESTÁNDAR Y REVERSA DE UNA BOMBA JET	29
FIGURA 1.9 VARIABLES PARA LA REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE LA BOMBA JET.....	32
FIGURA 1.10 CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONAL PARA BOMBAS JET.....	34
FIGURA 1.11 CURVA IPR PARA EL EJEMPLO DE DISEÑO	37
FIGURA 1.12 CURVA DE RESULTADOS PRESIÓN VS. CAUDAL.....	43
FIGURA 1.13 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	44
FIGURA 1.14 CURVA IPR ADIMENSIONAL PRESENTADA POR VOGEL.....	46
FIGURA 1.15 CURVA IPR PARA YACIMIENTOS SUBSATURADOS	47
FIGURA 1.15 COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO CON LA PRESIÓN ...	50
FIGURA 1.16 SOLUBILIDAD Y SU SIGNIFICADO FÍSICO	52
FIGURA 1.17 COMPORTAMIENTO DE LA SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL PETRÓLEO CON LA PRESIÓN.....	52
FIGURA 1.18 PRESIÓN DE SATURACIÓN	56
FIGURA 1.19 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN CON LA PRESIÓN	59
FIGURA 1.20 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL CON LA PRESIÓN	61
FIGURA 1.21 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESIÓN	64
FIGURA 1.22 PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO HORIZONTAL.....	84
FIGURA 1.23 PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO VERTICAL	84
FIGURA 1.24 COEFICIENTE NÚMERO DE VISCOSIDAD LIQUIDA - CNL.....	87
FIGURA 1.25 FACTOR DE CORRECCIÓN SECUNDARIO - \square	88

FIGURA 1.26 DETERMINACIÓN DE H_I/\square	89
FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL HYDRAPUMP	106
FIGURA 2.2 FORMULARIO DE PRESENTACIÓN DEL HYDRAPUMP	111
FIGURA 2.3 FORMULARIO DE INICIO	112
FIGURA 2.4 FORMULARIO PRINCIPAL	113
FIGURA 2.5 BARRA DE TÍTULOS	113
FIGURA 2.6 BARRA DE MENÚS	114
FIGURA 2.7 ICONOS DE LA BARRA DE HERRAMIENTAS	116
FIGURA 2.8 BARRA DE ESTADO	117
FIGURA 2.9 FORMULARIO DE INFORMACIÓN GENERAL	119
FIGURA 2.10 FORMULARIO DE DATOS DE DISEÑO	120
FIGURA 2.11 FORMULARIO DE DATOS DE FLUIDOS	121
FIGURA 2.12 FORMULARIO DE DATOS DE FLUIDOS - CORRELACIONES PVT	121
FIGURA 2.13 FORMULARIO DE DATOS DE LÍNEAS DE FLUJO	124
FIGURA 2.14 FORMULARIO DE DATOS DE DESCRIPCIÓN DEL POZO	125
FIGURA 2.15 FORMULARIO DE DATOS DE DESCRIPCIÓN DEL POZO - DIRECTIONAL SURVEY	126
FIGURA 2.16 FORMULARIO DE DIÁMETROS DE TUBING Y CASING	127
FIGURA 2.17 FORMULARIO DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO	128
FIGURA 2.18 FORMULARIO DE SELECCIÓN DE EQUIPO DE FONDO	130
FIGURA 2.19 FORMULARIO DE BOMBAS PISTÓN SELECCIONADAS	131
FIGURA 2.20 FORMULARIO DE BOMBAS JET SELECCIONADAS	132
FIGURA 2.21 FORMULARIO DE CÁLCULO DEL GRADIENTE VERTICAL	133
FIGURA 2.22 FORMULARIO DE CÁLCULO DE PROPIEDADES DE FLUIDOS	134
FIGURA 2.23 FORMULARIO DE ANÁLISIS DE BOMBA PISTÓN	135
FIGURA 2.24 FORMULARIO DE ANÁLISIS DE BOMBA JET	135
FIGURA 2.25 FORMULARIO DE ANÁLISIS NODAL CON BOMBA JET	136
FIGURA 2.26 FORMULARIO DE LA GRÁFICA DEL IPR	137
FIGURA 2.27 FORMULARIO DE LA GRÁFICA DE ANÁLISIS NODAL	138
FIGURA 2.28 BARRA DE HERRAMIENTAS DEL REPORTE	139

FIGURA 2.29 FORMULARIO DEL REPORTE DE LA IPR	140
FIGURA 2.30 FORMULARIO DEL REPORTE DE LAS BOMBAS PISTÓN.....	141
FIGURA 2.31 FORMULARIO DEL REPORTE DE LAS BOMBAS JET	142
FIGURA 4.1 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS KOBE	165
FIGURA 4.2 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS NATIONAL O.M.....	166
FIGURA 4.3 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS GUIBERSON	167
FIGURA 4.4 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS CLAW.....	168
FIGURA 4.5 TOTAL DE BIPD EN LOS 20 POZOS	169
FIGURA 4.6 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS OHI	170
FIGURA 4.7 AHORRO EN USD/AÑO DE FLUIDO MOTRIZ EN EL REDISEÑO	171
FIGURA 4.8 AHORRO EN USD/AÑO DE FLUIDO MOTRIZ EN EL DISEÑO CON OHI.....	172

RESUMEN

Con el avance de la tecnología, la gran mayoría de actividades se realizan con la ayuda de software, la industria petrolera no es la excepción. Durante la producción de hidrocarburos desde el reservorio hasta la superficie, se torna una necesidad simular dicho proceso para predecir el comportamiento del sistema de producción utilizado, esto mediante el uso de programas específicos, por tanto, para la evaluación del Sistema de Levantamiento por Bombeo Hidráulico también se requiere el uso de un software especial, el cual ha sido elaborado en el presente proyecto.

En este proyecto se presenta las ventajas de usar un software para la evaluación de pozos que producen con Bombeo Hidráulico, así como también se ofrece criterios que permiten disminuir los costos operativos que conlleva este tipo de levantamiento artificial.

Con el programa de diseño de Bombeo Hidráulico elaborado en este proyecto, se puede identificar las mejores condiciones de producción, es decir, diseñar la solución más apropiada, el mejor equipo de subsuelo para cada pozo analizado, tomando en cuenta sus características individuales y demás atributos.

PRESENTACIÓN

PETROPRODUCCIÓN filial de PETROECUADOR, tiene a su cargo la exploración, explotación y producción de hidrocarburos del Distrito Amazónico. Actualmente esta empresa está utilizando el sistema de levantamiento artificial con bombas hidráulicas en más de 200 pozos, por ende requiere realizar una evaluación continua y apropiada del funcionamiento de los mismos.

La falta de un software unificado dificulta el diseño del Bombeo Hidráulico en los campos, induciendo que algunos pozos no se encuentren operando con la geometría jet óptima o no operen con la bomba pistón que inyecte la menor cantidad de fluido motriz, provocando mayores costos operativos para Petroproducción.

La problemática anterior ha impedido el diseño y rediseño del Bombeo Hidráulico del D.A., obligando a que las compañías de servicios diseñen de acuerdo a su criterio técnico y a sus respectivos programas, recayendo muchas veces en diseños inapropiados y no óptimos.

Entonces, la solución a este problema es la elaboración de un programa unificado de Diseño y Análisis de Bombeo Hidráulico para todas las marcas existentes de bombas, bajo los mismos criterios técnicos y que cumpla con las características presentadas a continuación:

- Interfaz gráfica de usuario amigable.
- Almacenamiento y recuperación de datos.
- Calcular propiedades de fluidos PVT con correlaciones de la industria petrolera.
- Posea tablas de tamaños de boquillas y gargantas de bomba jet y de especificaciones de bombas pistón, para los principales fabricantes.
- Utilice un modo de búsqueda mejorado para la determinar la geometría de jet más óptima.

- Permita utilizar un mismo criterio técnico de diseño, para la evaluación del concurso de asignación de pozos para varias marcas.

Por tanto, en el presente proyecto se muestra el software desarrollado, el cual cumple con las tareas y características mencionadas en esta sección introductoria.

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTOS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN Y TIPO JET

1.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

1.1.1 GENERALIDADES

El Bombeo Hidráulico (B.H.), como cualquier otro sistema de levantamiento artificial es introducido al pozo cuando la energía natural de éste no es suficiente para que pueda fluir de manera económicamente óptima o rentable a una producción deseada, por lo que es necesario proporcionar energía adicional por medio de este sistema para poder elevar los fluidos hasta la superficie. El proceso de transmisión de energía varía según el sistema que se utilice, en Bombeo Hidráulico tipo Pistón, este proceso se efectúa mediante la acción hidráulica del denominado fluido motriz, este fluido es inyectado a alta presión hacia el pozo por tubería y de esta manera acciona los componentes mecánicos (pistón) o nozzle y garganta (jet) de la bomba de subsuelo, que impulsan a su vez el fluido de formación a la superficie.

El bombeo hidráulico tipo pistón tiene gran aceptación, ya que presenta varias ventajas con respecto a los otros tipos de levantamiento artificial, estas son:

- Puede alcanzar grandes profundidades, hasta los 18000 pies.
- La bomba de fondo puede ser recuperada fácilmente (bomba libre).
- Ideal cuando se tiene baja presión, bajas relaciones gas-aceite y grandes volúmenes de fluido por producir (hasta 5000 bl/día).
- Puede operar en pozos direccionales.
- Gran manejo de crudos pesados.

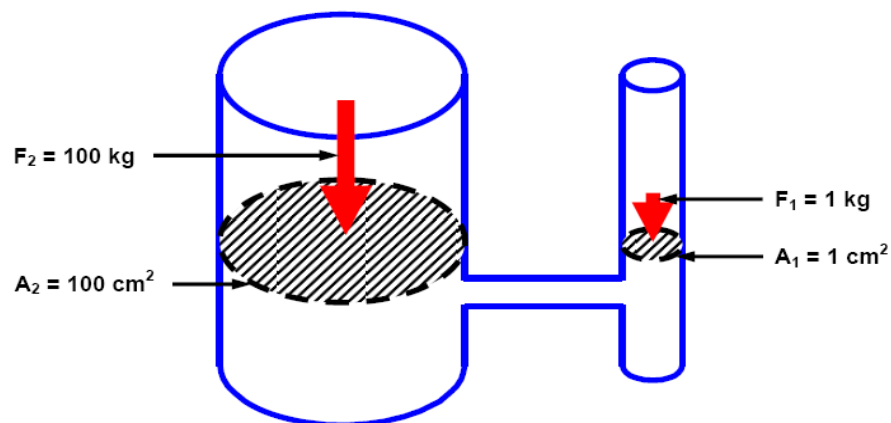
No obstante, a pesar de presentar grandes ventajas este tipo de bombeo está sometido a ciertas limitaciones tales como:

- El complejo diseño de la bomba a pistón requiere un asesoramiento técnico constante para alargar la vida útil de la bomba.
- Para la reparación de la bomba se necesita de herramientas especiales e instrumentos de alta calibración y control.

1.1.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La presión se define como una fuerza aplicada sobre un área, consecuentemente, al variar esta área la fuerza aumenta o disminuye. En la Figura 1.1 se observa que la fuerza de 1 Kg ejercida sobre la superficie líquida de 1 cm^2 equilibra la fuerza de 100 kg que actúa sobre el área de 100 cm^2 , pero la fuerza de 1 Kg desciende 100 cm para levantar 1 cm la carga de 100 Kg.

FIGURA 1.1 EQUILIBRIO DE FUERZAS

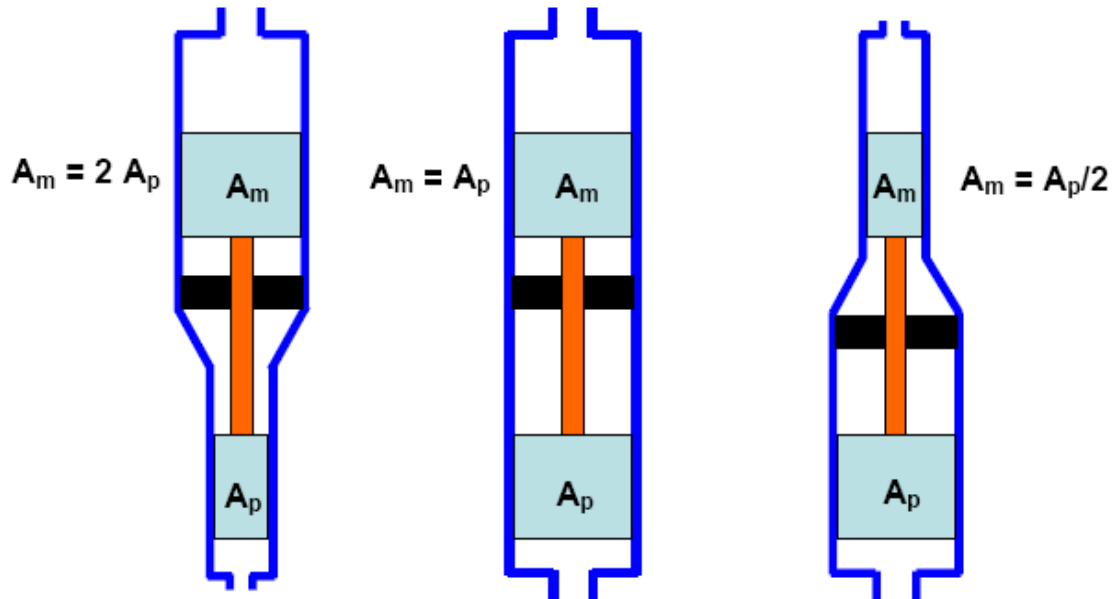


FUENTE: FOLLETO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - AUTOR: ING. VINICIO MELO

En las instalaciones de subsuelo este principio se aplica de la siguiente forma: el equipo de bombeo consta básicamente de dos pistones unidos por una varilla, el pistón superior se denomina pistón motor que es impulsado por el fluido motriz, este al mismo tiempo arrastra el pistón inferior o pistón bomba, el cual impulsa el

fluido producido. La Figura 1.2 muestra las relaciones más comunes entre las áreas de estos pistones.

FIGURA 1.2 RELACIONES DE ÁREAS MÁS USUALES DE PISTÓN MOTOR Y PISTÓN BOMBA



FUENTE: FOLLETO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - AUTOR: ING. VINICIO MELO

1.1.3 UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

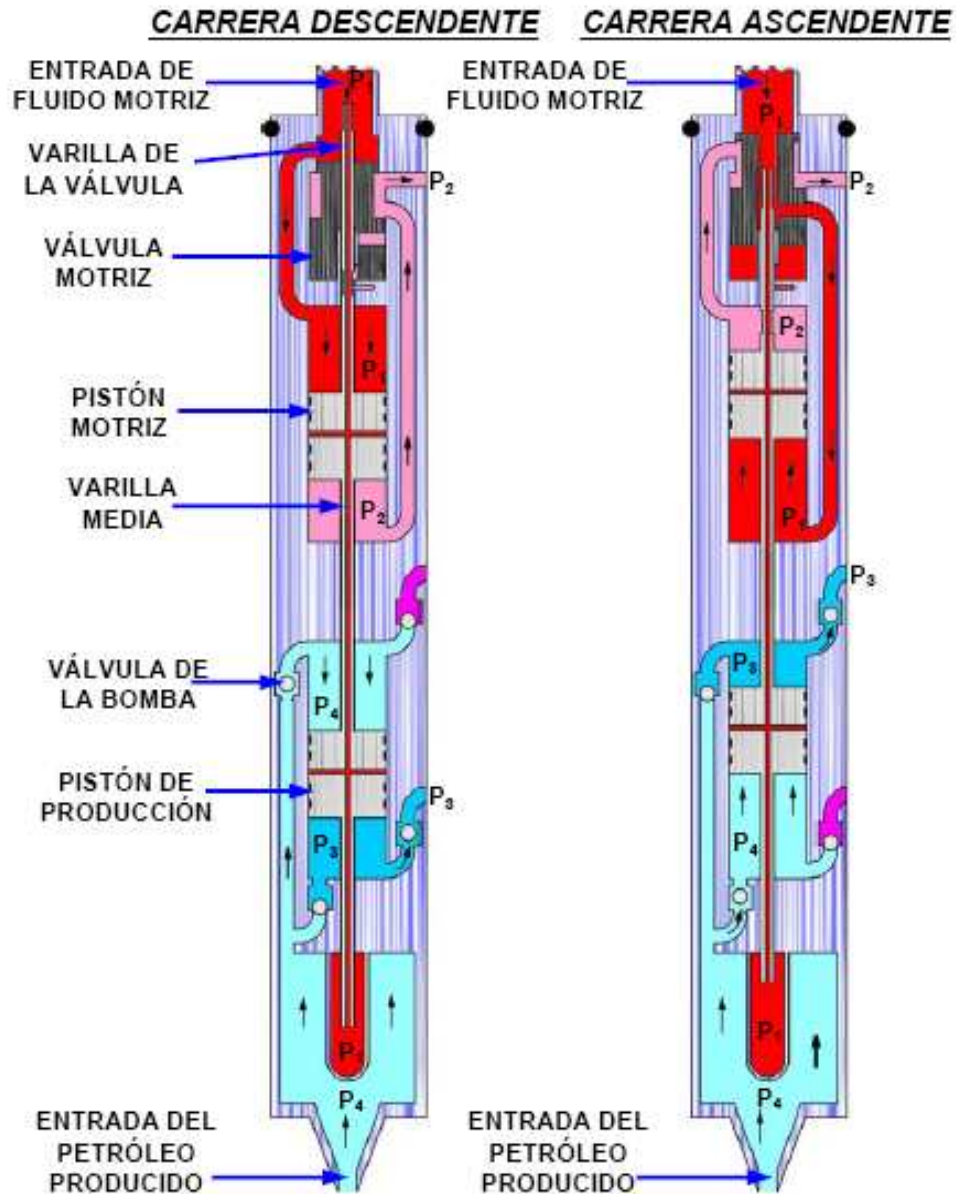
La bomba de producción en el fondo del pozo es el elemento principal de un sistema de Bombeo Hidráulico. Los componentes básicos de una bomba hidráulica a pistón y su funcionamiento general tanto en la carrera ascendente como descendente, se pueden observar en la Figura 1.3.

Actualmente se utilizan varios diseños de bombas hidráulicas, sin embargo todas estas tienen el mismo principio operativo y cada fabricante ha construido su propio diseño particular. No obstante, dos diseños son los generalmente utilizados:

- Bomba de acción simple, esta desplaza el fluido en un solo sentido, sea en la carrera ascendente o descendente.

Bomba de acción doble, se desplaza el fluido tanto en la carrera descendente como en la ascendente.

FIGURA 1.3 COMPONENTES Y OPERACIÓN GENERAL DE UNA BOMBA TIPO PISTÓN



FUENTE: FOLLETO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - AUTOR: ING. VINICIO MELO

1.1.4 FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO PISTÓN

Las bombas sub superficiales o bombas de fondo, tienen una gran variedad de diseños, estos básicamente dependen de sus respectivos fabricantes.

La industria petrolera alberga una extensa lista de fabricantes de bombas hidráulicas tipo pistón, siendo las marcas más conocidas y las que actualmente utiliza Petroproducción las siguientes:

- KOBE
- NATIONAL OIL MASTER
- GUIBERSON
- OILWELL HYDRAULICS INC. (OHI). Por calificar

El diseño de las bombas hidráulicas es exclusivo de cada fabricante. Las tablas 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4, muestran las especificaciones de bombas tipo pistón de cada uno de los fabricantes antes mencionados.

TABLA 1.1 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - KOBE

Bomba	Desplazamiento					PIE	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo A							
2 3/8 in. tubing							
2 x 13/16 - 13/16	1.15	1.2	139	145	284	1	121
2 x 1 - 13/16	1.15	2.15	139	260	399	0.545	121
2 x 1 - 1	2.10	2.15	255	260	515	1.000	121
2 x 1 - 13/16	3.25	2.15	393	260	653	1.546	121
2 x 1 3/16 - 13/16	1.15	3.30	139	399	538	0.353	121
2 x 1 3/16 - 1	2.10	3.30	255	399	654	0.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16	3.25	3.30	393	399	792	1.000	121
2 x 1 3/16 - 1 x 1	4.20	3.30	508	399	907	1.290	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1	5.35	3.30	647	399	1046	1.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1 3/16	6.50	3.30	787	399	1186	2.000	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 - 1	2.56	2.66	256	266	522	1	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1	2.56	5.02	256	502	758	0.520	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/8	3.67	5.02	367	502	868	0.746	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/4	4.92	5.02	492	502	994	1.000	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 7/16	7.03	5.02	703	502	1205	1.431	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/8	3.67	7.13	367	713	1080	0.522	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4	4.92	7.13	492	713	1205	0.700	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16	7.03	7.13	703	713	1416	1.000	100
2 1/2 x 1 1/2 - 1 1/2	7.45	7.55	745	755	1500	1.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	4.92	9.27	492	927	1419	0.521	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 7/16	7.03	9.27	703	927	1630	0.770	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	7.45	9.27	745	927	1672	0.820	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	9.09	9.27	909	927	1836	1.000	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	7.13	984	713	1697	1.400	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 1/4	11.95	7.13	1195	713	1908	1.701	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	7.13	1406	713	2119	2.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8 x 1 5/8	18.18	9.27	1818	927	2745	2.000	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 1/2 - 1 1/4	5.59	9.61	486	836	1322	0.592	87
3 x 1 1/2 - 1 3/8	7.43	9.61	646	836	1482	0.787	87
3 x 1 1/2 - 1 1/2	9.44	9.61	821	836	1657	1.000	87
3 x 1 1/2 - 1 3/4	14.00	9.61	1218	836	2054	1.480	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2	9.44	14.17	821	1233	2054	0.676	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4	14.00	14.17	1218	1233	2451	1.000	87
3 x 2 - 1 3/4	14.00	19.35	1218	1683	2901	0.727	87
3 x 1 3/4 - 1 1/4 x 1 1/4	11.18	14.17	973	1233	2206	0.800	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	14.17	1642	1233	2875	1.351	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	23.44	14.17	2093	1233	3326	1.675	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28.00	14.17	2436	1233	3669	2.000	87
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 - 1 3/4	14.40	21.44	1109	1651	2760	0.687	77
4 x 2 - 2	21.00	21.44	1617	1651	3268	1.000	77
4 x 2 - 2 3/8	32.50	21.44	2503	1651	4154	1.541	77
4 x 2 3/8 - 2	21.00	32.94	1617	2536	4153	0.649	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8	32.60	32.94	2503	2536	5039	1.000	77
4 x 2 3/8 - 2 x 1 3/4	35.40	32.94	2726	2536	5262	1.094	77
4 x 2 3/8 - 2 x 2	42.00	32.94	3234	2536	5770	1.299	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2	53.50	32.94	4120	2536	6656	1.650	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2 3/8	65.00	32.94	5005	2536	7541	2.000	77

TABLA 1.1 CONTINUACIÓN

Tipo B							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/8 - 1 3/16	3.15	4.54	381	549	930	0.700	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8	4.50	4.54	544	549	1093	1.000	121
2 x 1 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	4.54	750	549	1299	1.380	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	4.54	914	549	1463	1.680	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	4.54	1076	549	1625	1.980	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4 - 1 1/2	7.44	10.96	744	1096	1840	0.685	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4	10.86	10.96	1086	1096	2182	1.000	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	10.96	1452	1096	2548	1.336	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	10.96	1794	1096	2890	1.652	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	10.96	2136	1096	3232	1.957	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8 - 1 7/8	15.96	21.75	1388	1892	3280	0.740	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8	21.55	21.75	1875	1892	3767	1.000	87
3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	21.75	2727	1892	4619	1.454	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	21.75	3214	1892	5106	1.714	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	21.75	3700	1892	5592	1.974	87
Tipo D							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8	4.50	7.79	544	943	1487	0.581	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	7.79	751	943	1694	0.802	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	7.79	914	943	1857	0.976	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	7.79	1076	943	2019	1.150	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 1/2	7.44	17.99	744	1799	2543	0.411	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4	10.86	17.99	1086	1799	2885	0.608	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	17.99	1452	1799	3251	0.813	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	17.99	1794	1799	3593	0.976	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	17.99	2136	1799	3935	1.196	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 1 7/8	15.96	35.74	1388	3109	4497	0.449	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8	21.55	35.74	1874	3109	4983	0.606	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	35.74	2726	3109	5835	0.882	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	35.74	3213	3109	6322	1.039	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	35.74	3700	3109	6809	1.197	87
Tipo E							
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4	40.63	35.45	2400	2092	4491	1.146	59
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8	71.70	62.77	4007	3515	7522	1.142	56

FUENTE: WEATHERFORD

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

**TABLA 1.2 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - NATIONAL OIL
MASTER**

Bomba	Desplazamiento					PIE	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo F, FE, FEB							
2 3/8 in. tubing							
F201311	3.0	4.2	204	286	490	0.71	68
F201313	4.2	4.2	286	286	572	1.00	68
F201611	3.0	6.4	204	435	639	0.47	68
F201613	4.2	6.4	286	435	721	0.66	68
FEB201613	6.2	9.4	340	517	857	0.66	55
FEB201616	9.4	9.4	517	517	1034	1.00	55
2 7/8 in. tubing							
F251611	3.3	7.0	214	455	669	0.47	65
F251613	4.6	7.0	299	455	754	0.66	65
F251616	7.0	7.0	455	455	910	1.00	65
FE251613	6.6	10	350	530	880	0.66	53
FE251616	10	10	530	530	1060	1	53
FE252011	4.95	16.5	252	843	1095	0.30	51
FE252013	6.98	16.5	355	843	1198	0.42	51
FE252016	10.6	16.5	540	843	1382	0.64	51
Tipo V							
2 7/8 in. tubing							
V-25-11-063	6.31	10	1073	1700	2773	0.63	170
V-25-21-075	6.31	8.38	1174	1559	2733	0.75	186
V-25-11-095	6.31	6.66	1300	1371	2671	0.95	206
V-25-11-118	6.31	5.33	1420	1199	2619	1.18	225
Tipo 220							
2 3/8 in. tubing							
330-201612	5.45	8.94	546	894	1440	0.63	100
530-201615	7.86	8.94	786	894	1680	0.89	100
2 7/8 in. tubing							
348-252012	8.73	22.35	629	1609	2238	0.40	72
348-252015	12.57	22.35	905	1609	2514	0.57	72
548-252017	17.11	22.35	1232	1609	2841	0.78	72
548-252019	20.17	22.35	1452	1609	3061	0.93	72
3 1/2 in. tubing							
548-302419	20.17	32.18	1452	2317	3769	0.643	72
548-302420	22.65	37.31	1634	2685	4319	0.624	72
548-302422	28.7	32.18	2063	2317	4380	0.914	72
548-302423	34.96	37.31	2517	2686	5203	0.961	72

FUENTE: WEATHERFORD

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

TABLA 1.3 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - GUIBERSON

Bomba	Desplazamiento					PIE	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Powerlift I							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 5/8 x 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.52	35
2 x 1 5/8 x 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.72	35
2 x 1 5/8 x 1 1/2	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
2 x 1 5/8 x 1 1/2	11.96	14.04	478	561	1039	1.16	40
2 x 1 5/8 x 1 5/8	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
2 x 1 5/8 x 1 5/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.36	40
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 2 x 1 1/16	8.69	30.77	191	678	869	0.32	22
2 1/2 x 2 x 1 1/4	12.02	30.77	264	678	942	0.44	22
2 1/2 x 2 x 1 1/2	17.30	30.77	467	831	1298	0.68	27
2 1/2 x 2 x 1 5/8	20.30	30.77	547	831	1378	0.80	27
2 1/2 x 2 x 1 3/4	23.56	30.77	636	831	1467	0.93	27
2 1/2 x 2 x 1 3/4	23.56	30.77	825	1078	1902	1.06	35
2 1/2 x 2 x 2	30.77	30.77	831	831	1662	1.21	27
2 1/2 x 2 x 2	30.77	30.77	1,077	1077	2154	1.36	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.52	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.72	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/2	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 5/8	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/16	8.69	20.32	235	548	782	0.52	27
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/4	12.02	20.32	325	548	873	0.72	27
2 1/2 x 1 5/8 x 1 1/2	17.31	20.32	467	548	1015	1.03	27
2 1/2 x 1 5/8 x 1 5/8	20.32	20.32	549	548	1095	1.21	27
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/2 x 1 3/4	21.42	43.71	643	1311	1954	0.59	30
3 x 2 1/2 x 2	27.98	43.71	840	1311	2151	0.78	30
3 x 2 1/2 x 2 1/4	35.41	43.71	1062	1311	2373	0.98	30
3 x 2 1/2 x 2 1/2	43.71	43.71	1311	1311	2622	1.21	30
Powerlift II							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.52	35
2 x 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.72	35
2 x 1 9/16	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 1/4	11.96	14.04	478	561	1040	1.16	40
2 1/2 x 2 1/2	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
2 1/2 x 1 7/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.36	40

FUENTE: WEATHERFORD

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

**TABLA 1.4 ESPECIFICACIONES DE BOMBAS TIPO PISTÓN - OILWELL
HYDRADULICS INC.**

Bomba	Desplazamiento					PIE	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo AM							
2 3/8 in. tubing							
2 x 13/16 - 13/16	1.15	1.2	139	145	284	1	121
2 x 1 - 13/16	1.15	2.15	139	260	399	0.545	121
2 x 1 - 1	2.10	2.15	255	260	515	1.000	121
2 x 1 - 13/16	3.25	2.15	393	260	653	1.546	121
2 x 1 3/16 - 13/16	1.15	3.30	139	399	538	0.353	121
2 x 1 3/16 - 1	2.10	3.30	255	399	654	0.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16	3.25	3.30	393	399	792	1.000	121
2 x 1 3/16 - 1 x 1	4.20	3.30	508	399	907	1.290	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1	5.35	3.30	647	399	1046	1.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 13/16	6.50	3.30	787	399	1186	2.000	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 - 1	2.56	2.66	256	266	522	1	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1	2.56	5.02	256	502	758	0.520	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/8	3.67	5.02	367	502	868	0.746	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/4	4.92	5.02	492	502	994	1.000	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 7/16	7.03	5.02	703	502	1205	1.431	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/8	3.67	7.13	367	713	1080	0.522	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4	4.92	7.13	492	713	1205	0.700	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16	7.03	7.13	703	713	1416	1.000	100
2 1/2 x 1 1/2 - 1 1/2	7.45	7.55	745	755	1500	1.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	4.92	9.27	492	927	1419	0.521	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 7/16	7.03	9.27	703	927	1630	0.770	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	7.45	9.27	745	927	1672	0.820	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	9.09	9.27	909	927	1836	1.000	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	7.13	984	713	1697	1.400	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 1/4	11.95	7.13	1195	713	1908	1.701	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	7.13	1406	713	2119	2.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8 x 1 5/8	18.18	9.27	1818	927	2745	2.000	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 1/2 - 1 1/4	5.59	9.61	486	836	1322	0.592	87
3 x 1 1/2 - 1 3/8	7.43	9.61	646	836	1482	0.787	87
3 x 1 1/2 - 1 1/2	9.44	9.61	821	836	1657	1.000	87
3 x 1 1/2 - 1 3/4	14.00	9.61	1218	836	2054	1.480	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2	9.44	14.17	821	1233	2054	0.676	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4	14.00	14.17	1218	1233	2451	1.000	87
3 x 2 - 1 3/4	14.00	19.35	1218	1683	2901	0.727	87
3 x 1 3/4 - 1 1/4 x 1 1/4	11.18	14.17	973	1233	2206	0.800	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	14.17	1642	1233	2875	1.351	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	23.44	14.17	2093	1233	3326	1.675	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28.00	14.17	2436	1233	3669	2.000	87
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 - 1 3/4	14.40	21.44	1109	1651	2760	0.687	77
4 x 2 - 2	21.00	21.44	1617	1651	3268	1.000	77
4 x 2 - 2 3/8	32.50	21.44	2503	1651	4154	1.541	77
4 x 2 3/8 - 2	21.00	32.94	1617	2536	4153	0.649	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8	32.60	32.94	2503	2536	5039	1.000	77
4 x 2 3/8 - 2 x 1 3/4	35.40	32.94	2726	2536	5262	1.094	77
4 x 2 3/8 - 2 x 2	42.00	32.94	3234	2536	5770	1.299	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2	53.50	32.94	4120	2536	6656	1.650	77

TABLA 1.4 CONTINUACIÓN

4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2 3/8	65.00	32.94	5005	2536	7541	2.000	77
Tipo BM							
2 3/8 in. tubing							
2 BM - 1 3/16	3.15	4.54	381	549	930	0.700	121
2 BM - 1 3/8	4.50	4.54	544	549	1093	1.000	121
2 BM - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	4.54	750	549	1299	1.380	121
2 BM - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	4.54	914	549	1463	1.680	121
2 BM - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	4.54	1076	549	1625	1.980	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 BM - 1 1/2	7.44	10.96	744	1096	1840	0.685	100
2 1/2 BM - 1 3/4	10.86	10.96	1086	1096	2182	1.000	100
2 1/2 BM - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	10.96	1452	1096	2548	1.336	100
2 1/2 BM - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	10.96	1794	1096	2890	1.652	100
2 1/2 BM - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	10.96	2136	1096	3232	1.957	100
3 1/2 in. tubing							
3 BM - 1 7/8	15.96	21.75	1388	1892	3280	0.740	87
3 BM - 2 1/8	21.55	21.75	1875	1892	3767	1.000	87
3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	21.75	2727	1892	4619	1.454	87
3 BM - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	21.75	3214	1892	5106	1.714	87
3 BM - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	21.75	3700	1892	5592	1.974	87
Tipo DM							
2 3/8 in. tubing							
2 DM - 1 3/16	3.15	7.79	381	943	1324	0.407	121
2 DM - 1 3/8	4.50	7.79	544	943	1487	0.581	121
2 DM - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	7.79	751	943	1694	0.802	121
2 DM - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	7.79	914	943	1857	0.976	121
2 DM - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	7.79	1076	943	2019	1.150	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 DM - 1 1/2	7.44	17.99	744	1799	2543	0.411	100
2 1/2 DM - 1 3/4	10.86	17.99	1086	1799	2885	0.608	100
2 1/2 DM - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	17.99	1452	1799	3251	0.813	100
2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	17.99	1794	1799	3593	0.976	100
2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	17.99	2136	1799	3935	1.196	100
3 1/2 in. tubing							
3 DM - 1 7/8	15.96	35.74	1388	3109	4497	0.449	87
3 DM - 2 1/8	21.55	35.74	1875	3109	4984	0.606	87
3 DM - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	35.74	2727	3109	5836	0.882	87
3 DM - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	35.74	3214	3109	6323	1.039	87
3 DM - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	35.74	3,700	3109	6809	1.197	87
Tipo E							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/8	20.27	17.59	1317	1143	2460	1.152	65
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4	40.63	34.45	2400	2032	4432	1.146	59
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8	71.70	62.77	4007	3515	7522	1.142	56
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 7/8	184.9	162.53	8135	7151	15286	1.137	44
Tipo ALP							
2 3/8 in. tubing							
2 - 13/16	1.15	6.26	139	757	896	0.184	121
2 - 7/8	1.4	6.26	175	757	932	0.232	121
2 - 1	2.10	6.26	255	757	1012	0.338	121
2 - 1 13/16	3.25	6.26	393	757	1150	0.522	121
2 - 1 x 1	4.2	6.26	508	757	1265	0.675	121
2 - 13/16 x 1	5.35	6.26	647	757	1404	0.859	121
2 - 1 3/16 x 1 3/16	6.5	6.26	787	757	1544	1.043	121

TABLA 1.4 CONTINUACIÓN

2 7/8 in. tubing							
2 1/2 - 1	2.56	14.46	256	1446	1702	0.178	100
2 1/2 - 1 1/8	3.67	14.46	367	1446	1813	0.256	100
2 1/2 - 1 1/4	4.92	14.46	492	1446	1938	0.342	100
2 1/2 - 1 7/16	7.03	14.46	703	1446	2149	0.489	100
2 1/2 - 1 1/2	7.45	14.46	745	1446	2191	0.543	100
2 1/2 - 1 5/8	9.44	14.46	944	1446	2390	0.657	100
2 1/2 - 1 1/4 - 1 1/4	9.84	14.46	984	1446	2430	0.685	100
2 1/2 - 1 7/16 X 1 1/4	11.95	14.46	1195	1446	2641	0.832	100
2 1/2 - 1 7/16 X 1 7/16	14.06	14.46	1406	1446	2852	0.979	100
2 1/2 - 1 5/8 X 1 5/8	18.88	14.46	1888	1446	3334	1.315	100
3 1/2 in. tubing							
3 - 1 1/4	5.59	26.79	486	2331	2817	0.21	87
3 - 1 3/8	7.43	26.79	646	2331	2977	0.279	87
3 - 1 1/2	9.44	26.79	821	2331	3152	0.354	87
3 - 1 3/4	14.00	26.79	1218	2331	3549	0.525	87
3 - 1 1/4 X 1 1/4	11.18	26.79	973	2331	3304	0.42	87
3 - 1 1/2 X 1 1/2	18.88	26.79	1643	2331	3974	0.708	87
3 - 1 3/4 X 1 1/2	23.44	26.79	2039	2331	4370	0.879	87
3 - 1 3/4 X 1 3/4	28.4	26.79	2436	2331	4767	1.049	87
Tipo M							
2 3/8 in. tubing							
2 x 2 3/8 - 1	2.1	8.4	254	1016	1270	0.25	121
2 x 2 3/8 - 1 3/16	3.25	8.4	393	1016	1409	0.386	121
2 x 2 3/8 - 1 x 1	4.2	8.4	508	1016	1524	0.5	121
2 x 2 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.5	8.4	787	1016	1803	0.77	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 3 - 1 1/2	7.45	14.9	745	1490	2235	0.5	100
2 1/2 x 3 - 1 5/8	9.09	14.9	909	1490	2399	0.61	100
2 1/2 x 3 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	14.9	984	1490	2474	0.66	100
2 1/2 x 3 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	14.9	1406	1490	2896	0.943	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 3 3/4 - 1 3/4	14	31.98	1218	2782	4000	0.44	87
3 x 3 3/4 - 1 7/8	15.96	31.98	1388	2782	4170	0.5	87
3 x 3 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	31.98	1643	2782	4425	0.59	87
3 x 3 3/4 - 1 1/2 x 1 3/4	23.44	31.98	2039	2782	4821	0.73	87
3 x 3 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28	31.98	2436	2782	5218	0.875	87
3 x 3 3/4 - 1 7/8 x 1 7/8	31.92	31.98	2777	2782	5559	0.998	87
PL I							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 5/8 - 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.522	35
2 x 1 5/8 - 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.721	35
2 x 1 5/8 - 1 1/2	11.96	14.03	478	561	1039	1.168	40
2 x 1 5/8 - 1 5/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.37	40
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 2 - 1 1/4	12.02	30.77	264	678	942	0.443	22
2 1/2 x 2 - 1 1/2	17.30	30.77	467	831	1298	0.684	27
2 1/2 x 2 - 1 5/8	20.30	30.77	547	831	1378	0.803	27
2 1/2 x 2 - 1 3/4	23.56	30.77	825	1078	1902	1.064	35
2 1/2 x 2 - 2	30.77	30.77	1077	1077	2154	1.389	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/16	6.45	15.08	225	528	753	0.522	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	8.92	15.08	312	528	840	0.721	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	12.85	15.08	450	528	978	1.039	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	15.08	15.08	528	528	1056	1.22	35
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/16	8.69	20.32	235	548	782	0.522	27
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	12.02	20.32	325	548	873	0.722	27
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	17.31	20.32	467	548	1015	1.04	27

TABLA 1.4 CONTINUACIÓN

2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	20.32	20.32	549	548	1095	1.22	27
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/2 - 1 3/4	21.42	43.71	643	1311	1954	0.598	30
3 x 2 1/2 - 2	27.98	43.71	840	1311	2151	0.78	30
3 x 2 1/2 - 2 1/4	35.41	43.71	1062	1311	2373	0.988	30
3 x 2 1/2 - 2 1/2	43.71	43.71	1311	1311	2622	1.22	30
PL II							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1.572 - 1 1/16	5.53	12.1	597	1307	1904	0.525	108
2 x 1.572 - 1 1/4	7.65	12.1	826	1307	2133	0.726	108
2 x 1.572 - 1.572	30	26.35	1560	1370	2930	1.147	52
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1.885 - 1 1/4	8.74	17.69	918	1857	1040	0.503	105
2 1/2 x 1.885 - 2 1/2	12.59	17.69	1322	1857	1056	0.725	105
2 1/2 x 1.885 - 1.885	50	43.97	2500	2199	1122	1.146	50

FUENTE: WEATHERFORD

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

SPM: STROKES POR MINUTO**1.1.5 OBSERVACIONES Y ECUACIONES DE DISEÑO**

Quando se requiere diseñar una instalación de bombeo hidráulico es necesario efectuar lo siguiente:

- Decidir qué sistema de inyección se utilizará: cerrado o abierto; tipo de fluido motriz: petróleo o agua.
- Decidir si se ventea el gas por el anular, o a su vez este pasa por la bomba.
- Escoger el mejor arreglo de tuberías, tanto de inyección, producción y descarga.
- Seleccionar la mejor bomba de fondo que encaje en la tubería de producción, y sea capaz de cumplir con los requerimientos del pozo.
- Elegir si se utilizará una planta central de inyección para todos los pozos, o se aplicará un sistema de inyección individual.
- Escoger la mejor bomba superficial para la inyección de fluido motriz.
- Seleccionar la unidad de procesamiento de fluido motriz más adecuada.

1.1.5.1 Selección de la Bomba de Fondo

La gran variedad de bombas de subsuelo, proporciona la oportunidad de seleccionar la que mejor cumpla con los requerimientos del pozo. En muchos casos, la bomba más apropiada para un determinado pozo puede ser seleccionada directamente de las tablas 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 que contienen las especificaciones de las bombas, esta información incluye:

- Designación de las bombas, modelo o tamaño
- Desplazamiento del pistón bomba, en BPD/SPM
- Desplazamiento del pistón motor, en BPD/SPM
- Máximo desplazamiento a la máxima velocidad de régimen del pistón motor y pistón bomba, en BPD
- Relación entre las secciones bomba y motor, P/E
- Máxima velocidad de régimen, en SPM, etc.

Para seleccionar la bomba los valores de la relación P/E también son importantes, ya que estos están estrechamente relacionados con la presión superficial requerida para un levantamiento determinado. Para limitar la presión de superficie a un máximo de 5000 psi, se utiliza como una regla práctica la siguiente ecuación:

$$\text{Maximo } \frac{P}{E} = \frac{10000}{NL} \quad (1.1)$$

Donde:

P/E = Relación de secciones bomba y motor, adimensional

NL = Levantamiento neto o profundidad de asentamiento de la bomba, pies

Una relación P/E alta, requiere un volumen menor de fluido motriz y una presión de superficie mayor, mientras que un bajo valor de esta relación necesita un mayor volumen de fluido motriz pero una baja presión de superficie. Cuando

varias bombas pueden ser utilizadas se recomienda seleccionar aquella con bajos valores de P/E.

1.1.5.2 Tasa de Fluido Motriz y Tasa de Producción

La tasa de fluido motriz y la tasa de producción están en función de las eficiencias y del desplazamiento tanto del motor como de la bomba.

La tasa real de producción se determina de la siguiente ecuación:

$$Q_4 = Q_4' \left(\frac{Q_4}{Q_4'} \right) E_p = (q_4 \times SPM) \left(\frac{Q_4}{Q_4'} \right) E_p \quad (1.2)$$

Mientras que la tasa real de fluido motriz se determina por:

$$Q_1 = \frac{Q_1'}{\left(\frac{Q_1'}{Q_1} \right)} = \frac{q_1 \times SPM}{\left(\frac{Q_1'}{Q_1} \right)} \quad (1.3)$$

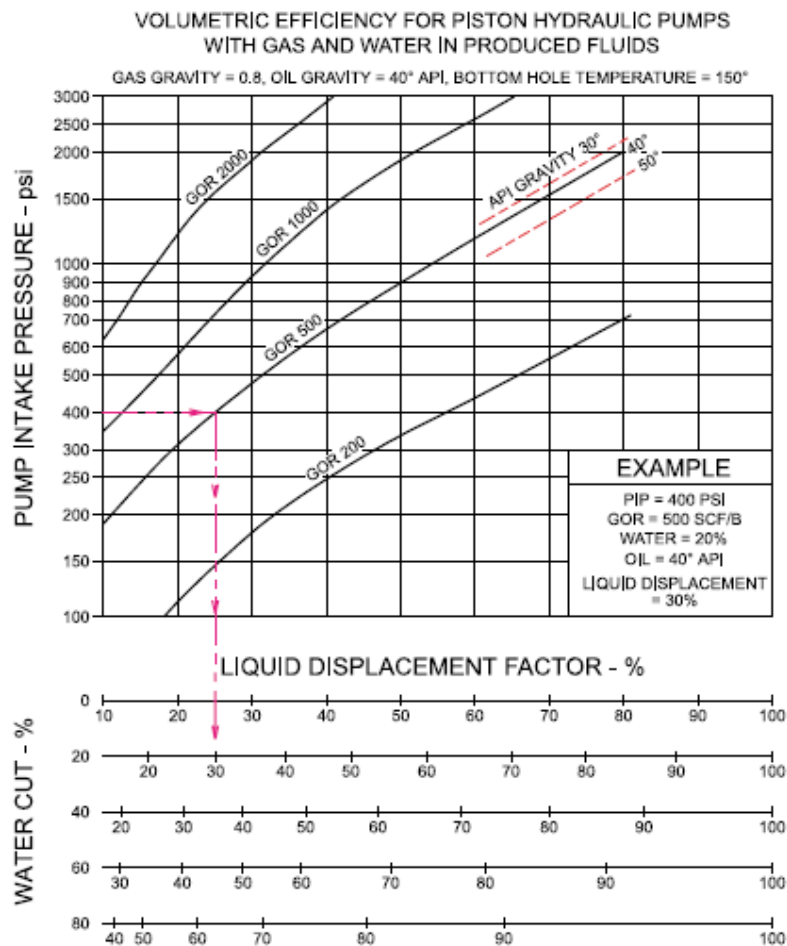
Donde:

- q_1 = Desplazamiento del motor, en BPD por SPM
- Q_1' = Tasa teórica de fluido motriz, en BPD ($q_1 \times SPM$)
- Q_1 = Tasa real de fluido motriz, en BPD
- q_4 = Desplazamiento de la bomba, en BPD por SPM
- Q_4' = Tasa de producción teórica, en BPD ($q_4 \times SPM$)
- Q_4 = Tasa de producción real, en BPD ($Q_4 = Q_5 + Q_6$)
- Q_5 = Producción de petróleo, en BPD
- Q_6 = Producción de agua, en BPD
- Q_1'/Q_1 = Eficiencia del motor, fracción
- Q_4/Q_4' = Eficiencia de la bomba, fracción
- E_p = Eficiencia volumétrica de la bomba, fracción

Las tablas de especificaciones de las bombas proporcionan el valor correspondiente de q_4 y q_1 (columna 2 y 3 de tablas de especificaciones). Por lo general, una bomba nueva tiene un motor con una eficiencia del 95% y una eficiencia de la bomba de aproximadamente el 90%. Un buen diseño práctico, recomienda utilizar una eficiencia del 90% para el motor y un 85% para la bomba, además se debe seleccionar una bomba que opere bajo el 75% de la velocidad máxima de bombeo, para luego incrementar los SPM cuando la eficiencia baja.

1.1.5.3 Eficiencia Volumétrica para Bombas de Tubería de Revestimiento (E_p)

FIGURA 1.4 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA PARA BOMBAS HIDRÁULICAS DE T.R.



FUENTE: ARTIFICIAL LIFT METHODS 2B – AUTOR: KERMIT E. BROWN

Cuando por la bomba está circulando gas es necesario determinar cuan eficiente en volumen es ésta. La eficiencia de la bomba básicamente es la relación entre el volumen de petróleo y agua en superficie, con el volumen de petróleo, gas y agua en el fondo. La Figura 1.4 se realizó utilizando las correlaciones de M.B. Standing para determinar la eficiencia volumétrica de las bombas de tubería de revestimiento (TR).

1.1.5.3.1 Correlación para determinar la Eficiencia Volumétrica

Además de la Figura 1.4 es posible establecer la eficiencia volumétrica de las bombas mediante la siguiente ecuación:

$$E_p = \left[\frac{1}{W_c + (1 - W_c)\beta_t} \right] \quad (1.4)$$

Donde:

E_p = Eficiencia de la bomba, fracción

W_c = Corte de agua, fracción

β_t = Factor volumétrico total, BL/BF

1.1.5.4 Fricción en la Bomba (F_p)

Debido al movimiento de los pistones se produce caídas de presión por fricción mecánica e hidráulica a través de la bomba, aproximadamente un 75% de la fricción ocurre en el motor y el resto en la bomba. A continuación, se presenta las ecuaciones conocidas para determinar la fricción en la bomba.

1.1.5.4.1 Correlación General para determinar la Fricción en la Bomba

Se ha encontrado a través de pruebas de laboratorio, que para una bomba dada las pérdidas de presión por fricción están representadas por la siguiente ecuación:

$$F_p = 50 \cdot (7.1 e^{B q_{MAX}})^{N/N_{MAX}} \quad (1.5)$$

Donde:

F_p = Fricción en la bomba, psi

B = Constante

q_{MAX} = Desplazamiento total, BPD/SPM

N = Velocidad de régimen a la cual opera la bomba, SPM

N_{MAX} = Máxima velocidad de régimen, SPM

La constante B depende del tamaño del Tubing (Tubería de producción); estos valores se encuentran detallados en la Tabla 1.5.

TABLA 1.5 TAMAÑO DEL TUBING VS. CONSTANTE B

TUBING	CONSTANTE B
2 3/8 in.	0.000514
2 7/8 in.	0.000278
3 1/2 in.	0.000167
4 1/2 in.	0.000078

FUENTE: PETROLEUM ENGINEERS HANDBOOK

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

La ecuación 1.5 está basada sobre datos acumulados de pruebas de laboratorio realizadas con agua y aceites muy livianos, con viscosidades menores a 10 cst., debido a esto, es necesario realizar correcciones de densidad y viscosidad por las diferencias entre el fluido motriz utilizado en la inyección real y el fluido empleado en las pruebas.

La corrección por la diferencia de densidad se realiza añadiendo la gravedad específica del fluido motriz a la ecuación, mientras que la corrección por viscosidad se realiza agregando el factor F_v , que está representado por:

$$F_v = \frac{v}{100} + 0.99 \quad (1.6)$$

Donde:

F_v = Factor de corrección de viscosidad

μ = Viscosidad del fluido motriz, cst

Con las correcciones anteriormente mencionadas la ecuación 1.5 se convierte en:

$$F_p = \gamma F_v (50) \left(7.1 e^{B q_{MAX}} \right)^{N / N_{MAX}} \quad (1.7)$$

Donde:

γ = Gravedad específica del fluido motriz, adimensional

Las Tablas 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 proporcionan los valores correspondientes de q_{MAX} y N_{MAX} (columna 6 y 8 de tablas de especificaciones). Para determinar N se puede utilizar la ecuación 1.2, N representa los SPM a los cuales se encuentra operando la bomba.

1.1.5.4.2 Correlación utilizada por Guiberson

Guiberson tiene su propia correlación para determinar la caída de presión por fricción en la bomba, esta es:

$$F_p = 973 \cdot \left(\frac{N}{N_{MAX}} \right)^{1.355} \quad (1.8)$$

Donde:

F_p = Fricción en la bomba, psi

N = Velocidad de régimen a la cual opera la bomba, SPM

N_{MAX} = Máxima velocidad de régimen, SPM

1.1.5.4.3 Correlación utilizada por Kobe, National OM y OHI

Por el contrario Kobe, National Oil Master y Oilwell Hydraulics Inc., utiliza la siguiente ecuación para determinar F_p .

$$F_p = F_p \cdot (N)^{1.5} \quad (1.9)$$

Donde:

F_p = Fricción en la bomba, psi

N = Velocidad de régimen a la cual opera la bomba, SPM

**TABLA 1.6 VALORES DE F_p SEGÚN EL DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN
MOTOR**

DESPLAZAMIENTO MOTOR	F_p
< 4	0.406
< 4.8	0.541
< 7.5	0.54
< 8	0.676
< 15	0.72
< 18.1	0.9
< 19	2.254
< 25	0.888
< 34	0.799
< 35.5	2.427
< 40	1.11
> 40	2.85

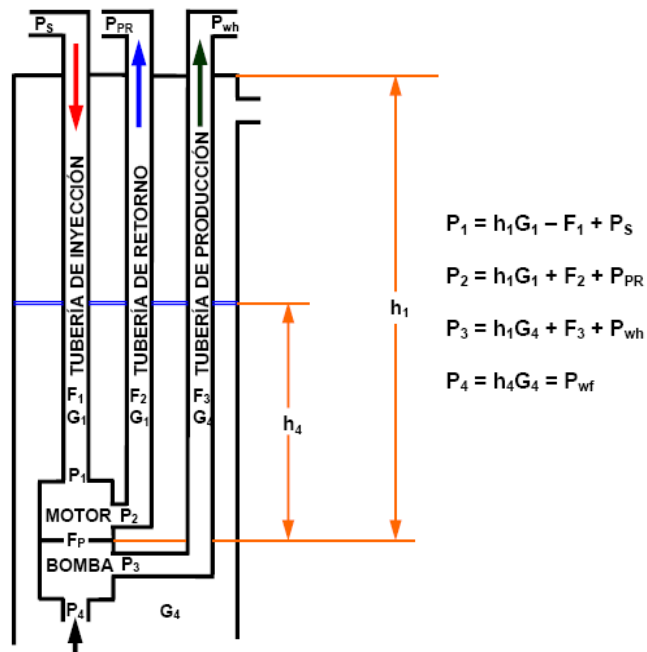
FUENTE: POWEROIL V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

1.1.5.5 Cálculo de Presiones que actúan en la bomba

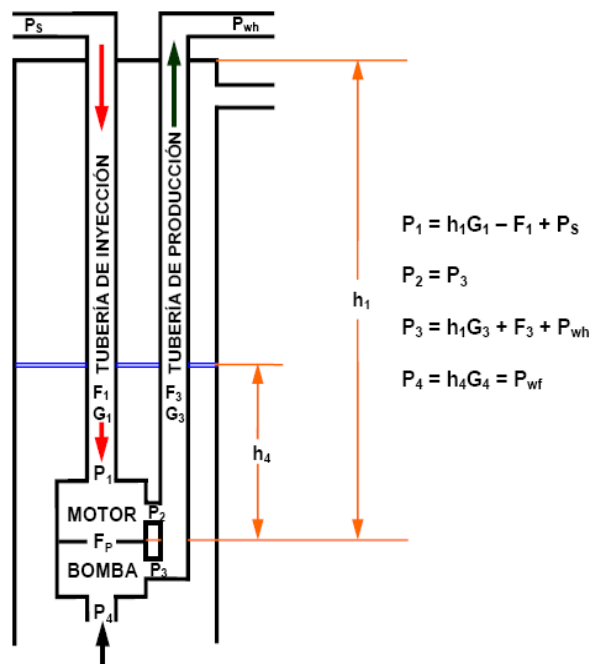
La acción de las diferentes presiones, pérdidas de presión por fricción, densidades de los fluidos y su nomenclatura se observa en las Figuras 1.5 y 1.6.

FIGURA 1.5 PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA CERRADO



FUENTE: FOLLETO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - AUTOR: ING. VINICIO MELO

FIGURA 1.6 PRESIONES Y PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN UN SISTEMA ABIERTO



FUENTE: FOLLETO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL - AUTOR: ING. VINICIO MELO

En las figuras anteriores la nomenclatura utiliza es:

P_s = Presión de superficie (Bomba Triplex), psi

P_1 = Presión ejercida por el fluido motriz, psi

P_2 y P_3 = Presión de descarga de motor y de bomba respectivamente, psi

P_4 = Presión de admisión (intake) a la bomba (PIP), psi

P_{PR} = Presión de retorno del fluido motriz, psi

P_{wh} = Presión en el cabezal del pozo, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi

F_1, F_2, F_3 = Pérdidas de presión por fricción en las tuberías, psi

F_P = Pérdidas de presión por fricción en la bomba, psi

G_1, G_2, G_3 y G_4 = Gradiente de presión ($\Delta P / \Delta h$), psi / ft

h_1 = Profundidad de asentamiento de la bomba, pies

h_4 = Profundidad de sumergencia de la bomba, pies

De un análisis del balance de fuerzas que actúan sobre las áreas netas de los pistones de la bomba de fondo, se obtiene la ecuación general para las bombas hidráulicas en un sistema cerrado:

$$P_1 - P_2 - (P_3 - P_4)P/E - F_P = 0 \quad (1.10)$$

Similarmente, la ecuación general para un sistema abierto donde $P_2 = P_3$ es:

$$P_1 - P_3 - (P_3 - P_4)P/E - F_P = 0 \quad (1.11)$$

Sustituyendo valores de P_1, P_2, P_3 y P_4 de la Figuras anteriores se tiene P_s para:

Sistema Cerrado

$$P_s = F_1 + F_2 + P_{PR} + F_P + [(h_1 - h_4)G_4 + F_3 + P_{wh}]P/E \quad (1.12)$$

Sistema Abierto

$$P_s = (h_1 G_3 + F_3 + P_{wh})(1 + P/E) - h_4 G_4 (P/E) + F_p + F_1 - h_1 G_1 \quad (1.13)$$

La potencia de la bomba es proporcional a las presiones que actúan sobre ésta, como a la tasa de fluido que manejan. La ecuación 1.14 permite estimar la potencia requerida por la bomba superficial y la bomba de fondo.

$$HP = 1.7 \times 10^{-5} \Delta P Q \quad (1.14)$$

Donde:

HP = Potencia de la bomba, hp

ΔP = Caída de presión, psi

Q = Tasa de fluido, BPD

1.1.6 PROCEDIMIENTO BÁSICO Y EJEMPLO DE DISEÑO

En el siguiente ejemplo se observará un clásico procedimiento de diseño de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón. Este ejemplo incluirá ecuaciones y figuras no discutidas en la información anterior, pero se enseñará el uso básico de las mismas.

Información:

En un campo se tiene 1 pozo que será acondicionado con B.H. tipo pistón. Para este pozo seleccionar una bomba de fondo de la marca Kobe, calcular: la tasa de fluido motriz Q_1 , presión superficial P_s , potencia sub superficial y superficial $HPSUB$, HP respectivamente. Considerar un sistema abierto con bomba libre para tubería de revestimiento T.R.

- Profundidad del pozo = 10000 pies
- Presión en la cabeza del pozo = 75 psi
- Gravedad API del aceite producido = 40 °y del fluido motriz = 40 °
- Gravedad específica del agua producida = 1.05 (agua = 1.0)
- Temperatura superficial = 100 °F
- Temperatura de fondo = 180 °F
- Casing = 5 ½" diámetro
- Tubing = 2 ¾" diámetro
- Caudal de petróleo = 80 BPD
- Caudal de agua = 120 BPD
- Relación Gas petróleo = 500 scf/bl
- Presión de admisión a la bomba = 500 psi
- Corte de agua fracción = 0.6
- Eficiencia de la bomba = 85%
- Eficiencia del motor = 90%
- Profundidad de asentamiento de la bomba = 8797 pies

Solución:

1. Decidir si el gas será venteado o bombeado.

Utilizando la ecuación 1.4 se obtiene la eficiencia volumétrica teórica de la bomba (0.5056); multiplicando este valor por 0.85 se obtiene la eficiencia real Q_4/Q_4' y el desplazamiento mínimo requerido a partir de la ecuación 1.2.

TABLA 1.7 EFICIENCIAS DETERMINADAS PARA EJEMPLO

Q_4 (BPD)	Eficiencia bomba	Eficiencia por el gas	Q_4/Q_4'
200	0.85	0.505	0.43

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

$$Q_4' = \frac{200}{0.85 \times 0.505 \times 0.8} = 581 \text{ BPD}$$

2. Con la ecuación 1.1, la relación BOMBA/MOTOR, P/E máxima es :

$$\text{Max} \frac{P}{E} = \frac{10000}{8797} = 1.136$$

Con Q_4' (desplazamiento requerido de la bomba) y P/E máx.; seleccionar una bomba adecuada que cumpla con los requerimientos mencionados.

TABLA 1.8 BOMBA SELECCIONADA TIPO B DE KOBE PARA EJEMPLO

TAMAÑO DE LA BOMBA	P/E	q_1 (BPD x SPM)	q_4 (BPD x SPM)	VELOCIDAD MÁXIMA (SPM)
2 x 1 3/8 – 1 3/8 x 1 3/16	1.68	4.54	7.55	121

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

3. Determinar los SPM necesarios, utilizando la ecuación 1.2:

$$SPM = \frac{200}{7.55 \times 0.85 \times 0.5056} = 61.6 \text{ SPM}$$

Por diseño práctico, el porcentaje de velocidad de bombeo debe ser menor del 75%, pero se puede aceptar un 85% como máximo.

$$\% \text{ Velocidad} = \frac{61.6}{121} \times 100 = 51 < 75\% \therefore \text{Cumple}$$

4. Determinar la pérdida de presión por fricción en la bomba.

Como se trata de una bomba de marca Kobe se puede calcular este parámetro con la ecuación 1.9. El valor determinado es:

$$F_p = 262 \text{ psi}$$

5. Determinar la tasa de fluido motriz a condiciones superficiales, sustituyendo datos en la ecuación 1.3 se tiene:

$$Q_1 = \frac{4.54 \times 61.6}{0.9} = 311 \text{ BPD}$$

6. Calcular la presión ejercida sobre el pistón motor (P_1). Aplicando flujo monofásico en la inyección se determinó el siguiente valor para la presión ejercida por el fluido motriz.

$$P_1 = 3143 \text{ psi}$$

7. Determinar la presión de descarga ($P_2 = P_3$) en sistema abierto. Empleando flujo multifásico (Hagedorn-Brown) en el espacio anular Tubing – Casing, se calculó el siguiente valor para la presión de descarga.

$$P_3 = 2828 \text{ psi}$$

8. Calcular la presión superficial. Reemplazando términos en la ecuación 1.13 se tiene:

$$P_s = 2828 \times (1 + 1.68) - 500 \times 1.68 + 262 - 3143 = 3858 \text{ psi}$$

9. Determinar la potencia requerida por la bomba de superficie. Reemplazando términos en la ecuación 1.14 se tiene:

Potencia Superficial

$$HP_{SUP} = \frac{1.7 \times 10^{-5} P_s Q_1}{0.9} = \frac{1.7 \times 10^{-5} \times 3858 \times 311}{0.9} = 23 \text{ HP}$$

1.2 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

1.2.1 GENERALIDADES

El Bombeo Tipo Jet es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. Las principales ventajas del Bombeo Tipo Jet son:

- Flexibilidad en la tasa de producción.
- Cálculo de la P_{wf} en condiciones fluyentes.
- La bomba no posee partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Bombea todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente.
- Es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.
- Apropriadas para instalación de medidores de presión de fondo debido a su baja vibración.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO_2 , H_2S , gas y arena.

Sin embargo, el bombeo Jet también está sujeto a varias desventajas entre las más importantes están:

- Las bombas jet requieren un caballaje alto y tienen una eficiencia mediana a baja.
- Requieren sumergirse en aproximadamente un 15% para desempeñarse correctamente.

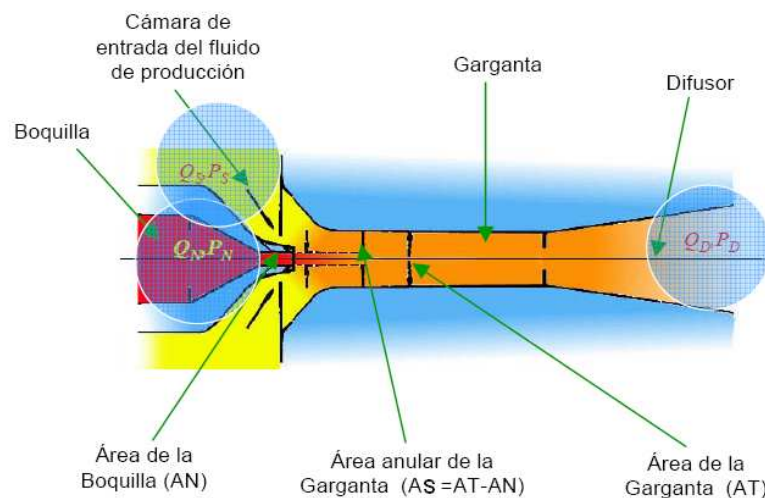
1.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La descripción del principio de funcionamiento de las bombas Jet se puede realizar en base a la Figura 1.7. En esta representación visual se aprecia que los componentes principales de una bomba de este tipo son:

- Boquilla (Nozzle)
- Garganta (Throat)
- Difusor (Difuser)

Básicamente, las bombas jet operan bajo el principio de Venturi; el fluido motriz a alta presión entra en la boquilla de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz, esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la garganta y se mezcle con el fluido motriz. En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en alta presión, suficiente para bombear la tasa de fluido motriz y levantar el fluido producido a la superficie (mezcla).

FIGURA 1.7 COMPONENTES DE UNA BOMBA JET

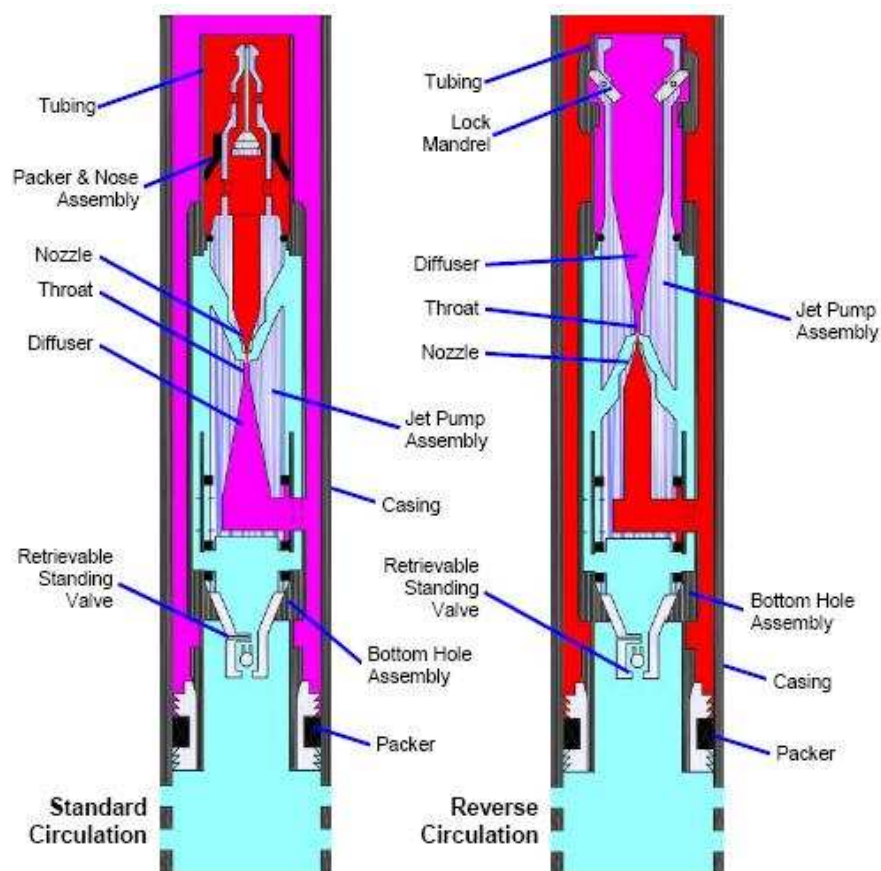


FUENTE: WWW.OILPRODUCTION.NET/FOTOS/CURVAS_JETPUMP

1.2.3 UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

La bomba Jet es el componente principal de la completación de fondo, estas bombas básicamente son de circulación estándar y circulación inversa como se puede observar en la Figura 1.8. En una bomba con circulación estándar el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y se produce por el espacio anular Tubing - Casing, mientras que, en circulación inversa la inyección se da por el espacio anular y la producción se realiza por el Tubing. La Figura 1.8 también muestra los elementos constitutivos de la bomba jet.

FIGURA 1.8 CIRCULACIÓN ESTÁNDAR Y REVERSA DE UNA BOMBA JET



FUENTE: WWW.OILWELLHYDRAULICS.COM

1.2.4 FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET

Algunos fabricantes de bombas a pistón se dedican también a la elaboración de bombas jet, las geometrías que presentan estos fabricantes son muy similares variando simplemente la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo.

Petroproducción en sus pozos con el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico posee geometrías de bombas jet de las siguientes marcas.

- KOBE
- NATIONAL OIL MASTER
- GUIBERSON
- CLAW
- PARKER Co
- OILWELL HYDRAULICS INC. Por calificar

Las geometrías pertenecientes a Oilwell Hydraulics Inc. todavía no son aplicadas en los pozos de bombeo hidráulico, pero actualmente esta compañía está calificando para prestar sus servicios a Petroproducción.

La Tabla 1.9 contiene los tamaños de boquillas y gargantas de cada uno de los fabricantes mencionados.

Es importante mencionar que los tamaños de boquillas y gargantas que presenta Oilwell Hydraulics Inc. son los mismos de Kobe, y que los presentados por Parker Co son similares a los tamaños de Guiberson con las únicas diferencias descritas a continuación: Boquilla J para Parker Co es igual a 0.126 pulg² y las designaciones de las boquillas Guiberson BB, B y C cambian para Parker a BBA, BB y CC respectivamente.

TABLA 1.9 TAMAÑOS DE BOQUILLAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET

KOBE				NATIONAL				GUIBERSON				CLAW			
Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta	
No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0018	A	0.0046
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0030	B	0.0072
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0038	C	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0054	D	0.0142
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0074	E	0.0187
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	B	0.0095	3	0.0241	6	0.0094	F	0.0239
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0108	G	0.0311
8	0.0144	8	0.0359	8	0.0131	8	0.0346	C	0.0123	5	0.038	8	0.0122	H	0.0376
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0148	I	0.0447
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	D	0.0177	7	0.0531	10	0.0175	J	0.0526
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0239	K	0.0654
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0311	L	0.0796
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0450	M	0.0957
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0562	14	0.1476	H	0.0661	11	0.1195	14	0.0658	N	0.1119
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0851	O	0.1445
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	J	0.1257	13	0.1772	16	0.1251	P	0.1763
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	K	0.1590	14	0.2165	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	L	0.1963	15	0.2606	18	0.1950	R	0.2593
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2464	S	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287	N	0.3117	17	0.375	20	0.3119	T	0.3760
21		21	1.0000					P	0.3848	18	0.4513	21	0.3821	U	0.4515
		22	1.2916							19	0.5424			V	0.5426
		23	1.6681							20	0.6518			W	0.6520
		24	2.1544												

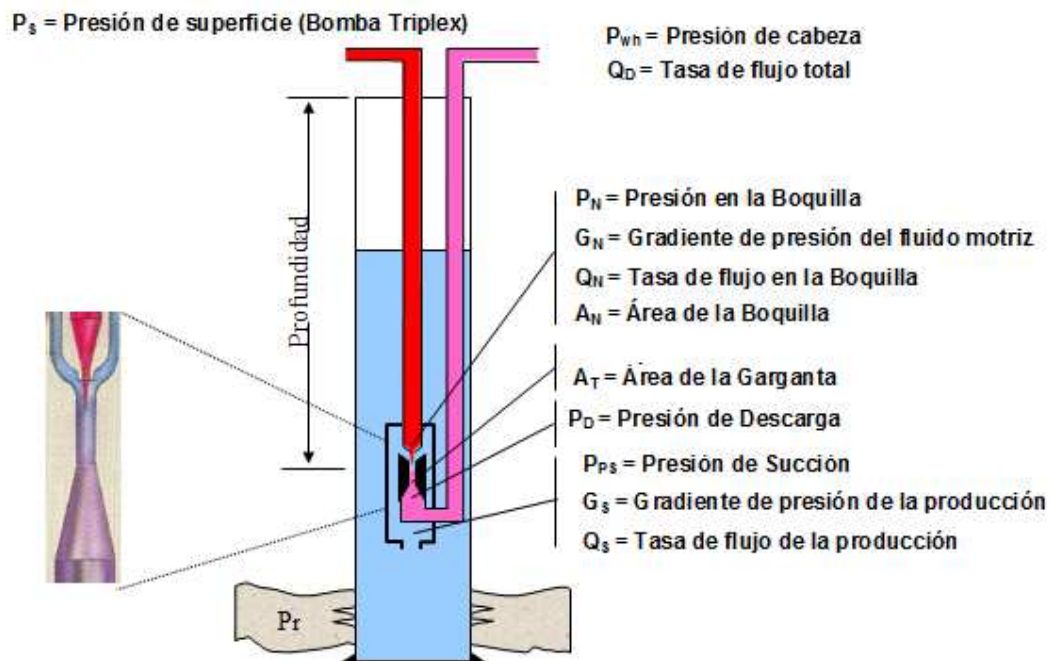
FUENTE: JET PUMPING OIL WELLS - GUIBERSON Y OHI
 ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

1.2.5 ECUACIONES PARA EL DISEÑO

Cada uno de los fabricantes de bombas Jet ofrecen una gran cantidad de tamaños de boquillas y gargantas (5 o más para cada boquilla), por lo que no es posible una estandarización de tamaños y curvas de comportamiento entre los proveedores. Debido a esto se necesita una representación matemática unificada que pueda resolver estos problemas.

Un primer trabajo fue presentado por Gosline y O' Brien; posteriormente este fue desarrollado por Cunningham, de esto es posible escribir un conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento de bombas geoméricamente similares. Si estas ecuaciones son escritas de forma adimensional, estas podrían ser aplicadas para todos los tamaños de bombas.

FIGURA 1.9 VARIABLES PARA LA REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE LA BOMBA JET



FUENTE: HYDRAULIC JET PUMP PERFORMANCE, LUIS GOMEZ, PHD

Considerando las ecuaciones de la energía y del momentum para la boquilla, el espacio de succión, la garganta y el difusor; las siguientes ecuaciones pueden ser escritas con la nomenclatura de las Figuras 1.7 y 1.9 para una bomba jet.

Tasa de Flujo en la Boquilla (BPD):

$$Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_{PS}}{G_N}} \quad (1.15)$$

Razón adimensional de áreas, observar Anexo (1.1):

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad (1.16)$$

Razón adimensional de flujo másico:

$$M = \frac{Q_S G_S}{Q_N G_N} \quad (1.17)$$

Razón adimensional de presión:

$$N = \frac{(P_D - P_{PS})}{(P_N - P_D)} \quad (1.18)$$

$$N = \frac{2R + \left[\frac{(1-2R)M^2 R^2}{(1-R)^2} \right] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2}{(1+K_N) - (\text{Numerador})} \quad (1.19)$$

Eficiencia:

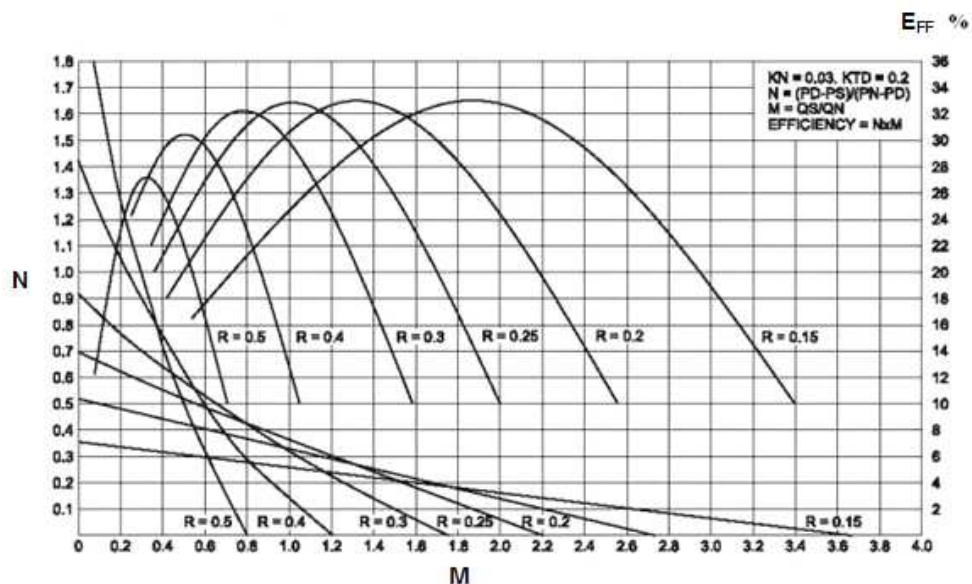
$$E_{FF} = N \times M = \frac{(P_D - P_{PS}) (Q_S G_S)}{(P_N - P_D) (Q_N G_N)} \quad (1.20)$$

Área mínima para evitar la cavitación (pulg.²), observar Anexo (1.1):

$$A_{SM} = \frac{Q_S}{691 \sqrt{P_{PS} / G_S}} \quad (1.21)$$

Como se dijo anteriormente las ecuaciones adimensionales permiten predecir el comportamiento de todos los tamaños de bombas, así como también permiten construir curvas de comportamiento adimensional que igualmente ayudan en la predicción, un ejemplo de este tipo de curva se presenta en la Figura 1.10.

FIGURA 1.10 CURVAS DE COMPORTAMIENTO ADIMENSIONAL PARA BOMBAS JET



FUENTE: WWW.OILPRODUCTION.NET/FOTOS/CURVAS_JETPUMP

La Figura 1.10 muestra un conjunto de curvas de comportamiento adimensional para razones de áreas típicas de boquilla y garganta de 0.50, 0.40, 0.30, 0.25,

0.20 y 0.15, el fluido motriz y fluido producido son de igual densidad y se utilizó 0.03 como coeficiente de pérdida en la boquilla (K_N) y 0.20 como coeficiente de pérdida en la garganta y difusor (K_{TD}).

Las ecuaciones matemáticas presentadas anteriormente son para líquidos, pero en ciertas ocasiones el gas también está presente en los pozos, afectando el comportamiento de las bombas. Un estudio riguroso del bombeo de fluidos multifásicos y compresibles, esta fuera del presente trabajo; pero se puede realizar ciertas aproximaciones que facilitan el manejo del gas libre en las operaciones de bombeo.

Cunningham, encontró que si se añade el volumen del gas libre al volumen del líquido como si se tratase de líquido, el comportamiento de las bombas sigue bastante bien las curvas estándar. La ecuación 1.17 se redefine así:

$$M = \frac{(Q_s + Q_G)G_s}{Q_N G_N} \quad (1.22)$$

Una revisión del trabajo de Standing para una variedad de condiciones de fondo, proporcionó una correlación empírica para el factor volumétrico de formación total; sustituyendo en la ecuación anterior se tiene:

$$M = \frac{Q_s \left[\left(1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_{PS}} \right)^{1.2} \right) (1 - W_c) + W_c \right] G_s}{Q_N G_N} \quad (1.23)$$

Además es necesario añadir un área adicional para que pase el gas por el espacio anular de la garganta, esta área se determina de la siguiente manera.

$$A_G = \frac{Q_s (1 - W_c) GOR}{24650 P_{PS}} \quad (1.24)$$

La ecuación 1.21 considerando la presencia de gas es:

$$A_{SM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_{PS}}} + \frac{(1 - W_c)GOR}{24650 P_{PS}} \right] \quad (1.25)$$

Donde:

P_{PS} = PIP - Presión de succión (intake) a la bomba, psi

1.2.6 PROCEDIMIENTO BÁSICO Y EJEMPLO DE DISEÑO

A continuación se presenta un ejemplo de diseño de Bombeo Tipo Jet, el cual presenta los pasos a seguir y ecuaciones adicionales involucradas en el proceso de diseño con su respectiva aplicación.

Datos de pozo y reservorio:

- Casing = 7", 35 lb/ft
- Tubería de inyección = 2 3/8", ID 1.995"
- Tubería de retorno = Anular Casing - Tubing
- Profundidad de asentamiento de la bomba = 5500 - 5000 ft
- Pr = 1540 psi, qmax = 1370 bpd
- Temperatura de fondo = 130 °F
- Temperatura de superficie = 90 °F

Datos de producción:

- Presión de separador = 100 psi
- Líneas de flujo = 200ft, 4", Sch 40
- Rata de producción deseada = 500 bpd

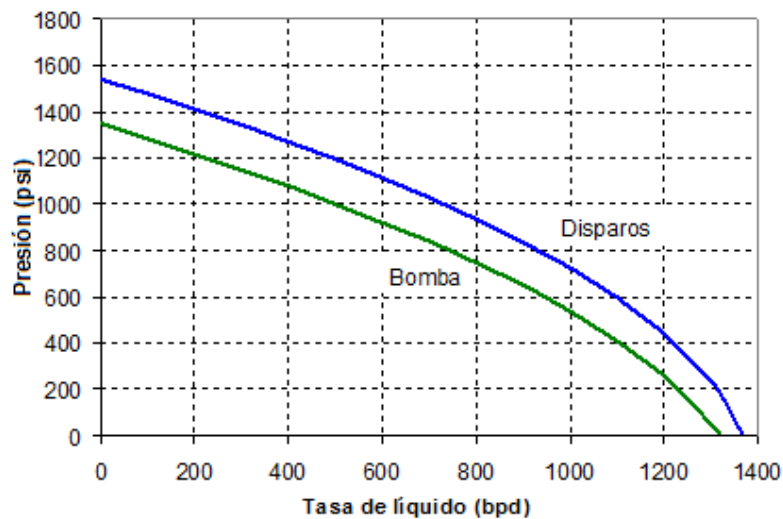
Características de fluido y PVT

- Gravedad específica del petróleo = 0.82
- Gravedad específica del agua = 1.03
- Gravedad específica del gas = 0.75
- Viscosidad del petróleo = 2.5 cst
- Viscosidad del agua = 0.65 cst
- Presión de burbuja = 1600 psi
- Corte de agua = 30%
- Producción de gas en el caudal de petróleo = 150 scf/bbl

Solución:

1. Construir la curva de afluencia de fluidos de la formación. La siguiente figura muestra la curva IPR para el ejemplo.

FIGURA 1.11 CURVA IPR PARA EL EJEMPLO DE DISEÑO



FUENTE: HYDRAULIC JET PUMP PERFORMANCE, LUIS GOMEZ, PHD

2. Determinar el gradiente de presión del fluido producido (succión) y del fluido motriz, utilizando las siguientes ecuaciones.

$$G_s = G_o (1 - W_c) + G_w W_c \quad (1.26)$$

Recordando:

$$G_x = 0.433 \times \gamma_x \quad (1.27)$$

$$G_s = 0.433 \times 0.82 (1 - 0.3) + 0.433 \times 1.03 (0.3) = 0.382 \text{ psi/ft}$$

$$G_N = 0.433 \times 0.82 = 0.355 \text{ psi/ft}$$

3. Determinar la mínima área anular de la succión para evitar la cavitación, para es necesario utilizar la ecuación 1.25.

$$A_{SM} = 500 \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{0.382}{1000}} + \frac{(1 - 0.3)150}{24650 \times 1000} \right] = 0.0163 \text{ pulg.}^2$$

4. Seleccionar de los varios fabricantes una boquilla y una garganta cuyo valor de área anular de la garganta sea mayor o igual al calculado en el paso 3.

Para este caso se elige la Boquilla 7 de National (0.0169 pulg.). Ver Anexo (1.1) Con Boquilla 7 y Garganta 7 conseguimos una relación de área (0.0103/0.0271) igual a 0.4.

5. Escoger un valor para la presión superficial de inyección.

Se escogen usualmente valores entre 2000 y 4000 psi; valores más altos para pozos profundos. Para el ejemplo se selecciona un valor de 2500 psi.

6. Calcular la presión y el caudal en la boquilla.

Para el fluido motriz se considera flujo monofásico y se procede iterativamente entre presión (P) y caudal (Q).

$$P_N = P_S + G_N D - \Delta P_f \quad (1.28)$$

$$P_N = 2500 + 0.355 \times 5000 - 33 = 4242 \text{ psi}$$

$$Q_N = 832(0.0103) \sqrt{\frac{4242 - 1000}{0.355}} = 819 \text{ BPD}$$

7. Determinar las propiedades de la mezcla de fluidos.

Caudal de descarga

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad (1.29)$$

$$Q_D = 819 + 500 = 1319 \text{ BPD}$$

Corte de agua de la descarga

- Agua como fluido motriz

$$W_{cd} = \frac{Q_N + W_c Q_S}{Q_D} \quad (1.30)$$

- Petróleo como fluido motriz

$$W_{cd} = \frac{W_c Q_S}{Q_D} \quad (1.31)$$

$$W_{cd} = \frac{0.3 \times 500}{1319} \times 100 = 11.4\%$$

GOR de la descarga

$$GOR_d = \frac{Q_s (1 - W_c) GOR}{Q_D (1 - W_{cd})} \quad (1.32)$$

$$GOR_d = \frac{500(1-0.3)150}{1319(1-0.114)} = 45 \text{ SCF}/\text{bbl}$$

Viscosidad de la mezcla en la descarga

$$\mu_d = \mu_o (1 - W_{cd}) + \mu_w W_{cd} \quad (1.33)$$

$$\mu_d = 2.5 (1 - 0.114) + 0.65 \times 0.114 = 2.29 \text{ cSt}$$

8. Calcular la presión de descarga.

El cálculo se realiza usando las propiedades de la descarga y cualquier correlación de flujo multifásico.

$$P_D = 1780 \text{ psi} \quad (\text{usando Hagedorn and Brown})$$

9. Calcular la razón adimensional de presiones con la ecuación 1.18.

$$N = \frac{1780 - 1000}{4242 - 1780} = 0.317$$

10. Calcular la razón adimensional de flujo másico utilizando la ecuación 1.23.

$$M = \frac{500 \left[\left(1 + 2.8 \left(\frac{150}{1000} \right)^{1.2} \right) (1 - 0.3) + 0.3 \right] 0.382}{819 \times 0.355} = 0.789$$

11. Verificar el valor de la razón de flujo másico.

- Empezar con el valor de la relación adimensional de presiones (N) calculado anteriormente e interceptar con la curva de mayor eficiencia
- Leer el valor de la razón de flujo másico (M) y comparar con el calculado en el paso 10. Si los dos valores coinciden, la solución ha sido encontrada, caso contrario se debe realizar correcciones sobre la tasa de flujo de la succión o también sobre la presión de superficie.

Con la Figura 1.10 se determina el valor de M.

$$M = 1.04 \quad \text{para } R = 0.25 \text{ y } M = 0.789 \text{ del paso 10}$$

Estos valores son diferentes, por lo tanto la tasa de flujo correcta es:

$$Q_S^{\text{Nuevo}} = Q_S^{\text{Anterior}} \frac{M_{\text{Leído}}}{M_{\text{Calculado}}} \quad (1.34)$$

$$Q_S^{\text{Nuevo}} = 500 \frac{1.04}{0.789} = 659 \text{ BPD}$$

12. Regresar al paso 7 y empezar la iteración.

Luego de tres iteraciones se consigue:

$$M = 1.10 \quad \text{para } R = 0.25 \text{ y } Q_S = 678 \text{ BPD}$$

13. Calcular el área de la garganta y seleccionar el tamaño correcto.

$$A_T = \frac{0.0103}{0.25} = 0.0412 \text{ pu lg.}^2$$

- Usar las tablas de tamaños de boquilla y garganta del fabricante seleccionado.
- Escoger la garganta cuya área sea más cercana al área calculada.

Por lo anterior, se selecciona la garganta No. 9 (Bomba 7C)

14. Determinar la tasa de flujo límite para evitar la cavitación.

$$Q_{SC} = Q_S \frac{(A_T - A_N)}{A_{SM}} \quad (1.35)$$

$$Q_{SC} = 500 \frac{(0.0441 - 0.0103)}{0.0163} = 1037 \text{ BPD}$$

15. Calcular el caballaje requerido en superficie para la bomba multiplex.

- Se asume un 90% de eficiencia para la bomba triplex.
- Seleccione una bomba triplex o multiplex con una potencia igual o mayor a la potencia requerida.

$$HP_{SUP} = 1.7 \times 10^{-5} Q_N P_S \quad (1.14)$$

$$HP_{SUP} = \frac{1.7 \times 10^{-5} (819)(2500)}{0.9} = 39 \text{ HP}$$

TABLA 1.10 RESULTADOS DEL EJEMPLO DE UN DISEÑO DE BOMBA JET

A_N	0.0103 (#7)	R	0.235	Q_N	819 BPD	Q_S	678 BPD
A_T	0.0441 (#9)	P_S	2500 PSI	HP_{SUP}	39 HP	P_{PS}	1000 PSI

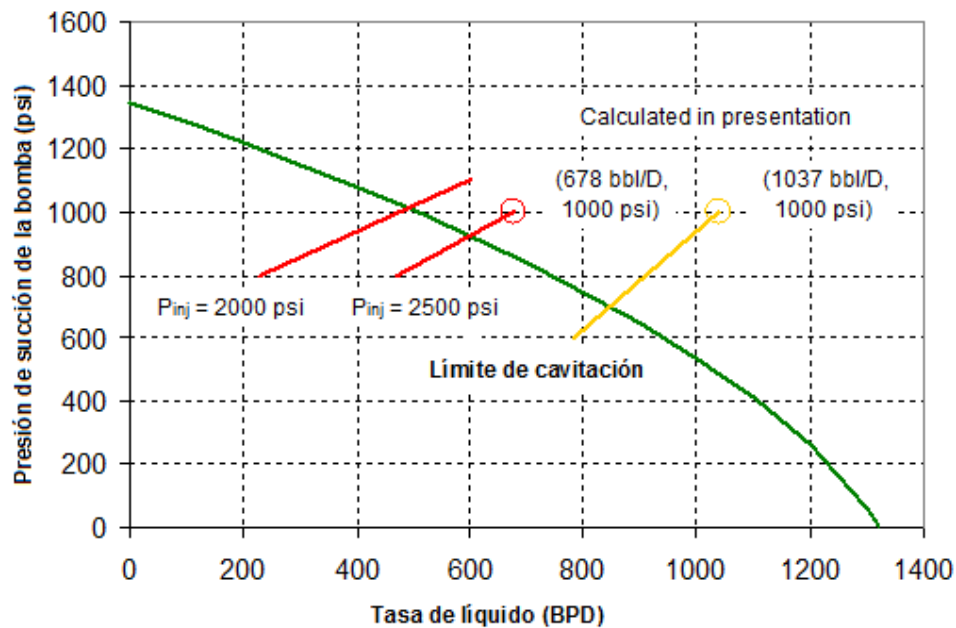
ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

16. Repetir el procedimiento para diferentes presiones y tasas de producción.

- Mantener los mismos valores de geometría de la bomba.

- Trazar los valores de presiones y tasas de producción, a la presión constante de inyección.
- Si el punto de diseño, no es el punto de intersección entre las curvas de entrada y salida de flujo, repetir el procedimiento desde el paso 3 cambiando la presión de inyección.

FIGURA 1.12 CURVA DE RESULTADOS PRESIÓN VS. CAUDAL



FUENTE: HYDRAULIC JET PUMP PERFORMANCE, LUIS GOMEZ, PHD

1.3 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDOS DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR)

1.3.1 INTRODUCCIÓN

Un apropiado diseño de cualquier sistema de levantamiento artificial requiere un conocimiento exacto de los caudales que pueden ser producidos del reservorio a través de un pozo dado. La descripción apropiada de la conducta del pozo requiere que las relaciones entre las presiones de fondo con sus respectivas tasas de producción sean determinadas, para esto se utiliza la curva denominada IPR (Inflow Performance Relationship).

1.3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

La más simple aproximación para describir el comportamiento de afluencia de pozos de petróleo es el uso del índice de productividad (IP), matemáticamente se define como:

$$q = IP(P_R - P_{wf}) \quad (1.36)$$

Donde:

q = Caudal, bpd

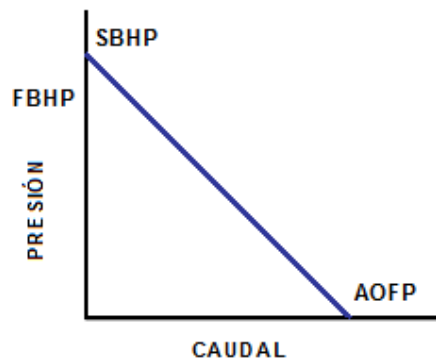
IP = Índice de productividad, bpd/psi

P_R = Presión estática del reservorio, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi

La Figura 1.13 muestra el concepto de índice de productividad, en donde un extremo de la línea IP es la presión promedio del reservorio (P_r) cuando la tasa de producción es cero y el otro representa el máximo potencial de producción (AOFP Absolute Open Flow Potential) cuando la presión de fondo fluyente es cero.

FIGURA 1.13 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD



FUENTE: GAS LIFT MANUAL

1.3.3 IPR EN YACIMIENTOS SATURADOS

En muchos pozos con levantamiento artificial, las presiones de fondo están por debajo de la presión de saturación, esto hace que el uso del índice de productividad (IP) sea inapropiado en esta etapa, debido a que la relación de afluencia de fluidos ya no es representada por una línea recta y la mejor aproximación a este comportamiento es una línea curva. A continuación se pone a disposición los métodos más acertados para elaborar las curvas IPR en yacimientos saturados.

1.3.3.1 Correlación de Vogel

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para el flujo de petróleo en yacimientos saturados, esta es:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (1.37)$$

Donde:

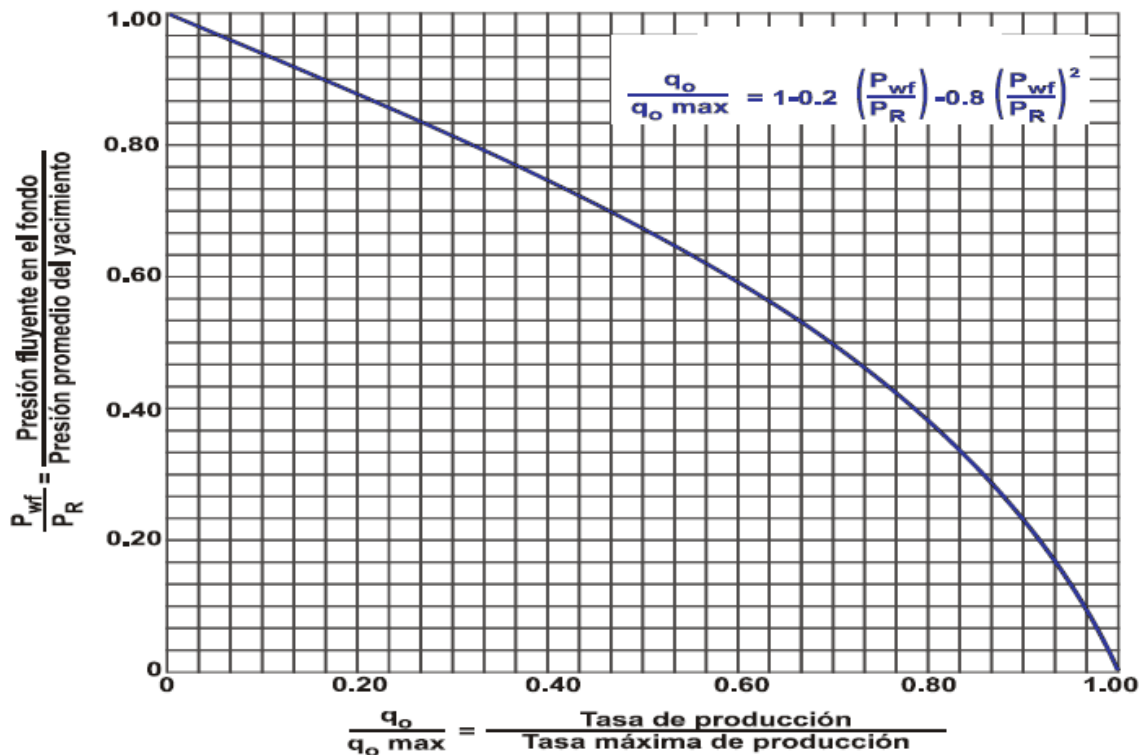
q_o = Tasa de producción a la presión de fondo P_{wf} , bpd

$q_{o\max}$ = Máxima tasa de producción, bpd

P_R = Presión promedia del reservorio, psi

La representación gráfica de la ecuación anterior es la curva IPR adimensional presentada por Vogel, y se muestra en la Figura 1.14

FIGURA 1.14 CURVA IPR ADIMENSIONAL PRESENTADA POR VOGEL



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

La solución encontrada por Vogel ha sido ampliamente usada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases, su uso es muy adecuado en pozos con porcentajes de agua hasta 30%.

1.3.3.2 Método de Fetkovich

Fetkovich, demostró que los pozos de petróleo que producen por debajo de la presión de burbujeo y los pozos de gas exhiben curvas de afluencia de fluidos muy similares. La ecuación general de pozos de gas puede también ser aplicada para pozos de petróleo como se indica a continuación:

$$q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.38)$$

Los coeficientes C y n son únicos para cada pozo, estos son encontrados del análisis de datos de pruebas de presión.

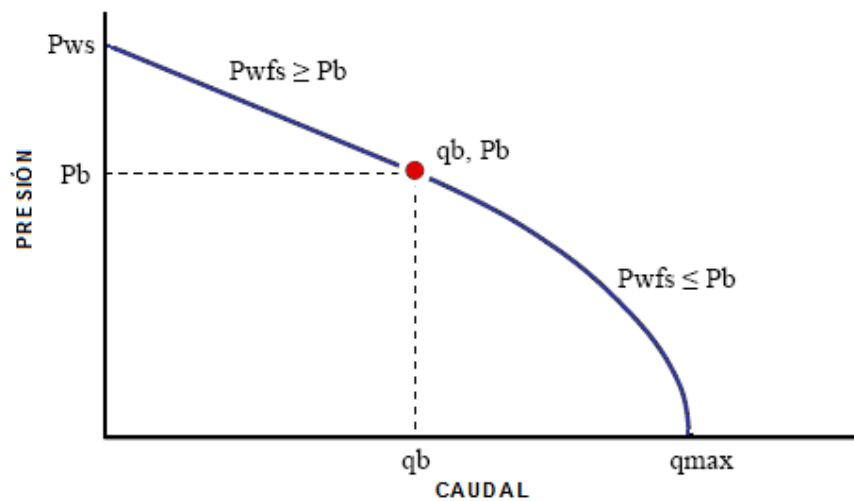
1.3.4 IPR EN YACIMIENTOS SUBSATURADOS

En yacimientos subsaturados la IPR tendrá un comportamiento combinado debido a que la presión promedio del yacimiento es mayor que la presión de saturación, por lo tanto existirá flujo de una sola fase para $P_{wfs} > P_b$ y flujo bifásico para $P_{wfs} < P_b$.

1.3.4.1 Correlación modificada de Vogel

Tal como se dijo anteriormente, se tiene dos secciones bien definidas en las curvas IPR, la siguiente figura representa claramente esta situación.

FIGURA 1.15 CURVA IPR PARA YACIMIENTOS SUBSATURADOS



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

- En la sección: $P_{wfs} \geq P_b$, $q \leq q_b$

Se cumple la definición del Índice de productividad, es decir:

$$q = IP(P_R - P_{wf}) \quad (1.36)$$

El IP se puede determinar de una prueba de flujo, (P_{wfs} , q) donde la $P_{wfs} > P_b$.

- En la sección: $P_{wfs} < P_b$, $q > q_b$

Se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$q = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.39)$$

$$q_b = IP(P_R - P_b) \quad (1.40)$$

$$q_{\max} - q_b = \frac{IP P_b}{1.8} \quad (1.41)$$

$$IP = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.42)$$

El IP se obtiene de una prueba de flujo donde la P_{wf} está por debajo de la presión de burbuja, una vez conocido este valor se puede determinar q_b y q_{\max} , por lo tanto se puede determinar q con facilidad y esto permitirá construir la curva IPR completa.

1.4 CORRELACIONES PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

1.4.1 INTRODUCCIÓN

Determinar las propiedades físicas de los fluidos que fluyen simultáneamente con el petróleo y estimar su respectivo comportamiento es de vital importancia en las actividades de producción, manejo y transporte del petróleo.

La metodología más precisa para determinar las propiedades del fluido consiste en su medición en el laboratorio, es decir estas pueden ser determinadas a partir de medidas experimentales PVT o en su defecto a partir de correlaciones desarrolladas de los datos medidos en el laboratorio.

1.4.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

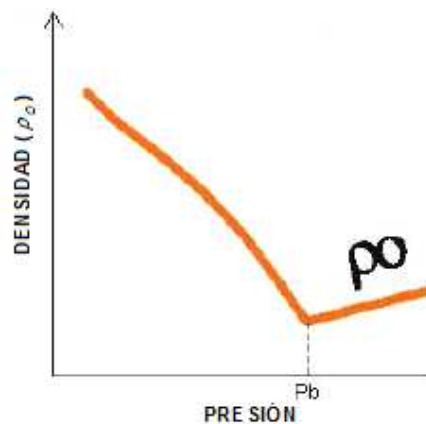
Entre las propiedades físicas del petróleo más importantes están: la relación gas - petróleo en solución, la presión de burbuja, el factor volumétrico de formación, la densidad y la viscosidad. Para más información observar el Anexo (1.2).

La teoría de correlaciones de algunas propiedades físicas de los fluidos se fundamenta en el Manual del software profesional Virtuwell de Fekete.

1.4.2.1 Densidad del Petróleo (ρ_o)

La densidad del petróleo se define como la masa de una unidad de volumen de petróleo a determinada presión y temperatura. La siguiente figura indica el comportamiento de la densidad del petróleo en función de la presión.

FIGURA 1.15 COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO CON LA PRESIÓN



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

1.4.2.1.1 Correlaciones para determinar la Densidad del Petróleo

- Densidad del petróleo muerto (Sin gas en solución)

$$\rho_{od} = \frac{\gamma_o \times 62.4}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad (1.43)$$

- Densidad del petróleo vivo ($P < P_b$)

$$\rho_o = \frac{\rho_{od} + 0.0136 \gamma_g R_s}{\beta_o} \quad (1.44)$$

- Densidad del petróleo vivo ($P \geq P_b$)

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{[C_o(P - P_b)]} \quad (1.45)$$

1.4.2.2 Gravedad Específica del Petróleo (γ_o)

La gravedad específica del petróleo se define como la razón entre la densidad del petróleo y la densidad del agua a condiciones estándar (60 °F - 14.7 psia), a estas condiciones la densidad del agua es 62.4 lbm/cft. Aunque la densidad y la gravedad específica del petróleo son variables comúnmente utilizadas en la industria petrolera, la gravedad API es preferida como escala de gravedad.

1.4.2.2.1 Correlaciones para determinar la Gravedad Específica

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.46)$$

La ecuación anterior, puede ser representada también con la ecuación 1.47.

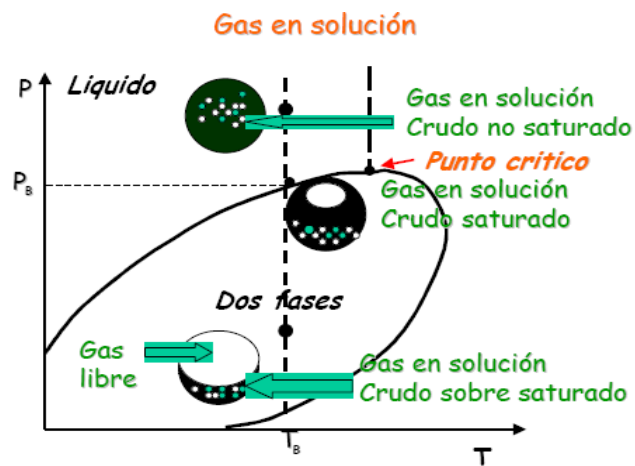
$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (1.47)$$

1.4.2.3 Relación Gas-Petróleo en Solución (R_s)

La solubilidad del gas en el petróleo se define como el volumen de gas a condiciones estándar que se diluirán en un barril de petróleo a una determinada condición de presión y temperatura. De la definición de solubilidad, el petróleo puede encontrarse como: petróleo no saturado, saturado y sobresaturado como se muestra en la Figura 1.16.

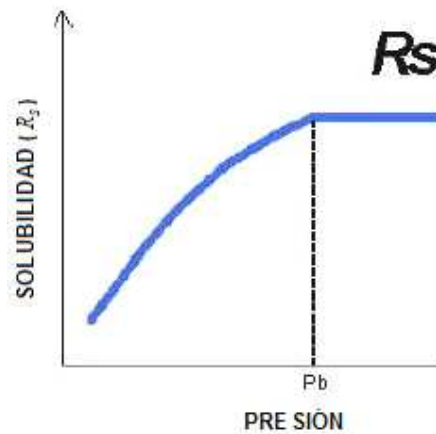
La Figura 1.17 indica el comportamiento de la solubilidad del gas en el petróleo. Conforme la presión disminuye R_s permanece constante desde la presión del reservorio hasta la presión de burbuja y disminuye con presiones menores a esta última.

FIGURA 1.16 SOLUBILIDAD Y SU SIGNIFICADO FÍSICO



FUENTE: FLUJO MONOFÁSICO Y MULTIFÁSICO EN REDES DE TUBERÍAS, CURSO

FIGURA 1.17 COMPORTAMIENTO DE LA SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL PETRÓLEO CON LA PRESIÓN



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

1.4.2.3.1 Correlaciones para determinar la Solubilidad

Todas las correlaciones están en función de la presión, °API del petróleo, la gravedad específica del gas y la temperatura del sistema. A continuación se presentan las correlaciones dadas por varios autores.

a) **Standing (1981)**.- Crudos de California

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) \frac{10^{0.0125 API}}{10^{0.00091T}} \right]^{(1/0.83)} \quad (1.48)$$

b) **Vazquez & Beggs (1980)**.- Generalmente aplicada

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} 10^{\left[C_3 \left(\frac{API}{T+460} \right) \right]} \quad (1.49)$$

Donde:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \cdot \left(1 + 5.912 \times 10^{-5} API T_{SEP} \text{Log}_{10} \left(\frac{P_{SEP}}{114.7} \right) \right) \quad (1.50)$$

TABLA 1.11 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE R_s DE VAZQUEZ & BEGGS

Coeficientes	API ≤ 30	API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.187
C ₃	25.724	23.931

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

c) **De Ghetto**.- Crudos pesados y extra-pesados

Crudos Pesados: Correlación modificada de Vazquez & Beggs

$$R_s = \frac{\gamma_{gs} P^{1.2057}}{56.434} \cdot 10^{\frac{10.9267 API}{T+460}} \quad (1.51)$$

Crudos Extra-Pesados: Correlación modificada de Standing

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\left(\frac{P}{10.7025} \right) \frac{10^{0.0169API}}{10^{0.00156T}} \right]^{(1.1128)} \quad (1.52)$$

d) **Glaso (1980).**- Crudos del Mar Norte

$$R_s = \gamma_g \cdot \left(\frac{10^X \cdot API^{0.989}}{T^{0.172}} \right)^{(1/0.816)} \quad (1.53)$$

Donde:

$$X = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (1.54)$$

$$a = -0.30218 \quad (1.55)$$

$$b = 1.7447 \quad (1.56)$$

$$c = 1.7669 - \text{Log}_{10}(P) \quad (1.57)$$

e) **Al - Marhoun (1985).**- Crudos de Arabia Saudita

$$R_s = \left(\frac{X}{\gamma_g^{-1.879109} \gamma_o^{3.046590} T^{1.302347}} \right)^{(1/0.722569)} \quad (1.58)$$

Donde:

X = La misma definición utilizada en la correlación de Glaso.

$$a = -2.278475 \times 10^{-9} \quad (1.59)$$

$$b = 7.02362 \times 10^{-3} \quad (1.60)$$

$$c = -64.138910 - P \quad (1.61)$$

f) **Kartoatmodjo (1990)**

$$R_s = C_1 \gamma_{gs}^{C_2} P^{C_3} 10^{C_4 \left(\frac{API}{T+460} \right)} \quad (1.62)$$

TABLA 1.12 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE R_s DE KARTOATMODJO

Coeficientes	API ≤ 30	API > 30
C ₁	0.05958	0.0315
C ₂	0.7972	0.7587
C ₃	1.0014	1.0937
C ₄	13.1405	11.289

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

g) **Petrosky y Farshad (1993)**.- Crudos del Golfo de México

$$R_s = \left[\left(\frac{P}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.8439} 10^X \right]^{1.73184} \quad (1.63)$$

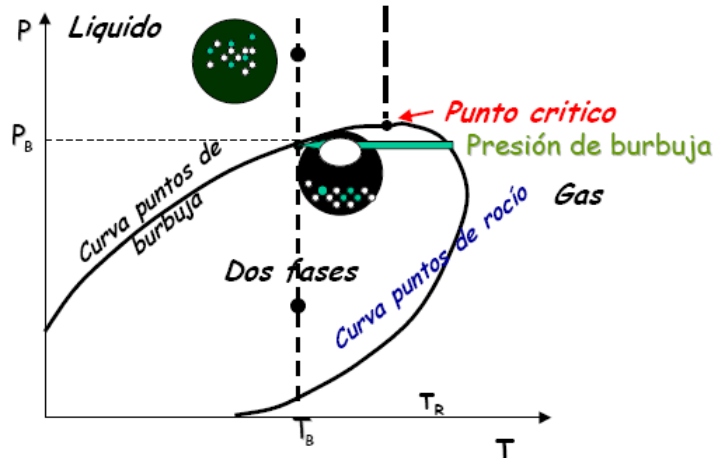
Donde:

$$X = 7.916 \times 10^{-4} API^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} \quad (1.64)$$

1.4.2.4 Presión de Burbuja (P_b)

La presión de burbuja o también llamada presión de saturación, se define como la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas del petróleo líquido. La Figura 1.18 esquematiza el significado físico de la presión de burbuja.

FIGURA 1.18 PRESIÓN DE SATURACIÓN



FUENTE: FLUJO MONOFÁSICO Y MULTIFÁSICO EN REDES DE TUBERÍAS, CURSO

1.4.2.4.1 Correlaciones para determinar la Presión de Burbuja

a) **Standing (1981)**.- Crudos de California

$$P_b = 18.2 \cdot \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} \frac{10^{0.00091 T}}{10^{0.0125 API}} - 1.4 \right] \quad (1.65)$$

b) **Vazquez & Beggs (1980)**.- Generalmente aplicada

$$P_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_{gs} 10^{\left[C_3 \left(\frac{API}{T+460} \right) \right]}} \right]^{(1/C_2)} \quad (1.66)$$

Los coeficientes C_1 , C_2 y C_3 son los mismos que los utilizados en la correlación de la solubilidad del gas en petróleo y γ_{gs} tiene también la misma definición.

c) **De Ghetto** .- Crudos pesados y extra-pesados

Crudos Pesados:

$$P_b = \left(\frac{56.434 R_s}{\gamma_{gs} 10^{\frac{10.9267 - API}{T+460}}} \right)^{(1/1.2057)} \quad (1.67)$$

Crudos Extra-Pesados:

$$P_b = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{(1/1.1128)} \cdot \frac{10.7025}{10^{(0.0169 API - 0.00156 T)}} \quad (1.68)$$

d) **Glaso (1980)**.- Crudos del Mar Norte

$$P_b = \text{antiLog}_{10} \left[1.7669 + 1.7447 \text{Log}_{10} X - 0.30218 (\text{Log}_{10} X)^2 \right] \quad (1.69)$$

Donde:

$$X = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{API^{0.989}} \quad (1.70)$$

e) **Al - Marhoun (1985)**.- Crudos de Arabia Saudita

$$P_b = -64.138910 + 0.702362 \times 10^{-2} X - 2.278475 \times 10^{-9} X^2 \quad (1.71)$$

Donde:

$$X = R_s^{0.722569} \gamma_g^{-1.879109} \gamma_o^{3.046590} T^{1.302347} \quad (1.72)$$

f) **Kartoatmodjo (1990)**

$$P_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_{gs}^{C_2} 10^{\left[C_4 \left(\frac{API}{T+460} \right) \right]}} \right]^{(1/C_3)} \quad (1.73)$$

Los coeficientes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 son los mismos que los utilizados en la correlación de la solubilidad del gas en petróleo y γ_{gs} tiene definición similar.

g) **Petrosky y Farshad (1993).**- Crudos del Golfo de México

$$P_b = 112.727 \left(\frac{R_s^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^X - 12.340 \right) \quad (1.74)$$

Donde:

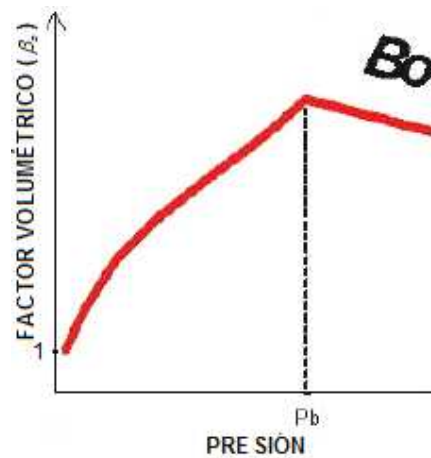
$$X = 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} API^{1.5410} \quad (1.75)$$

1.4.2.5 Factor Volumétrico de Formación del Petróleo (β_o)

El factor volumétrico de formación se define como la razón entre el volumen de petróleo a una condición determinada de presión y temperatura y el volumen de la misma cantidad de petróleo a condiciones estándar.

La Figura 1.19 ayuda a visualizar como varia el factor volumétrico del petróleo conforme la presión.

FIGURA 1.19 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN CON LA PRESIÓN



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

1.4.2.5.1 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico del Petróleo

Usualmente es necesario utilizar dos ecuaciones para calcular el factor volumétrico del petróleo, una cuando la presión es menor a la presión de burbuja y la otra cuando la presión es mayor.

- Factor Volumétrico del petróleo cuando (P ≥ P_b)

$$\beta_o = \beta_{ob} e^{[C_o(P-P_b)]} \quad (1.76)$$

- Factor Volumétrico del petróleo cuando (P < P_b)

a) **Standing (1981)**.- Crudos de California

$$\beta_o = 0.972 + 1.47 \times 10^{-4} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.175} \quad (1.77)$$

b) **Vazquez & Beggs (1980).**- Generalmente aplicada

$$\beta_o = 1 + C_1 R_s + (T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) (C_2 + C_3 R_s) \quad (1.78)$$

TABLA 1.13 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE B_o DE VAZQUEZ & BEGGS

Coeficientes	API ≤ 30	API > 30
C_1	4.677×10^{-4}	4.670×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.100×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-8}	1.377×10^{-9}

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

c) **Glaso (1980).**- Crudos del Mar Norte

$$\beta_o = 1 + \text{antiLog}_{10} \left[-6.58511 + 2.91329 \text{Log}_{10} Y - 0.27683 (\text{Log}_{10} Y)^2 \right] \quad (1.79)$$

Donde:

$$Y = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968T \quad (1.80)$$

d) **Al - Marhoun (1985).**- Crudos de Arabia Saudita

$$\beta_o = -0.574095 + 7.723532 \times 10^{-4} T + 2.454005 \times 10^{-3} Y + 3.727676 \times 10^{-5} Y^2 \quad (1.81)$$

Donde:

$$Y = R_s^{0.501538} \gamma_g^{-0.145526} \gamma_o^{-5.220726} \quad (1.82)$$

e) **Kartoatmodjo (1990)**

$$\beta_o = 0.98496 + 0.0001 X^{1.50} \quad (1.83)$$

Donde:

$$X = R_s^{0.755} \gamma_{gs}^{0.25} \gamma_o^{-1.50} + 0.45T \quad (1.84)$$

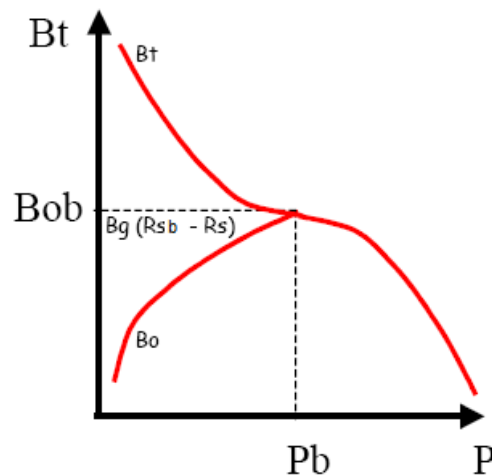
f) **Petrosky y Farshad (1993).**- Crudos del Golfo de México

$$\beta_o = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[R_s^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626T^{0.5371} \right]^{3.0936} \quad (1.85)$$

1.4.2.6 Factor Volumétrico Total (β_t)

El factor volumétrico bifásico o total se define como la razón entre el volumen total ocupado por el sistema de hidrocarburos a una condición determinada de presión y temperatura y el volumen del petróleo a condiciones estándar.

FIGURA 1.20 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL CON LA PRESIÓN



FUENTE: FLUJO MONOFÁSICO Y MULTIFÁSICO EN REDES DE TUBERÍAS, CURSO

1.4.2.6.1 Correlaciones para determinar el Factor Volumétrico Total

a) Correlación General

$$\beta_t = \beta_o + (R_{sb} - R_s)\beta_g \quad (1.86)$$

b) Glaso (1980).- Crudos del Mar Norte

$$\beta_t = \text{antiLog}_{10} \left[0.080135 + 0.47257 \text{Log}_{10} Y - 0.17351 (\text{Log}_{10} Y)^2 \right] \quad (1.87)$$

Donde:

$$Y = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) \gamma_o^C P^{-1.1089} \quad (1.88)$$

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027 R_s} \quad (1.89)$$

c) Al - Marhoun (1985).- Crudos de Arabia Saudita

$$\beta_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} Y + 0.18883 \times 10^{-10} Y^2 \quad (1.90)$$

Donde:

$$Y = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.079340} \gamma_o^{0.724874} T^{2.00621} P^{-0.761910} \quad (1.91)$$

d) F.C. Christ

$$\beta_t = \left[1 + 2.8 \cdot \left(\frac{GOR}{P} \right)^{1.2} \right] \cdot (1 - W_C) + W_C \quad (1.92)$$

1.4.2.7 Compresibilidad Isotérmica del Petróleo (C_o)

La compresibilidad isotérmica se define como la razón del cambio del volumen de una determinada sustancia debido a un cambio de presión por unidad de volumen y sometido a un proceso isotérmico.

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (1.93)$$

1.4.2.7.1 Correlaciones para determinar la Compresibilidad Isotérmica

Las siguientes correlaciones se aplican cuando la presión es mayor que la presión de burbuja.

- Compresibilidad Isotérmica del petróleo cuando ($P \geq P_b$)

a) **Vazquez & Beggs (1980)**.- Generalmente aplicada

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gs} + 12.61API}{10^5 P} \quad (1.94)$$

b) **De Ghetto**.- Crudos pesados y extra-pesados

Crudos Pesados:

$$C_o = \frac{-2841.8 + 2.9646 R_s + 25.5439T - 1230.5 \gamma_{gs} + 41.91 API}{10^5 P} \quad (1.95)$$

Crudos Extra-Pesados:

$$C_o = \frac{-889.6 + 3.1374 R_s + 20T - 627.3 \gamma_{gs} - 81.4476 API}{10^5 P} \quad (1.96)$$

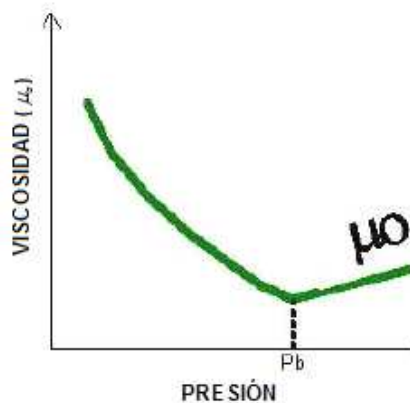
c) **Petrosky & Farshad (1993)**.- Crudos del Golfo de México

$$C_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} T^{0.6729} P^{-0.5906} \quad (1.97)$$

1.4.2.8 Viscosidad del Petr6leo (μ_o)

La viscosidad es una de las principales propiedades que intervienen en las actividades de producci6n de los hidrocarburos, 6sta indica la resistencia que presenta el crudo al flujo interno. La Figura 1.21 muestra el comportamiento de la viscosidad en funci6n de la presi6n.

FIGURA 1.21 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESI6N



FUENTE: OPTIMIZACI6N DE LA PRODUCCI6N MEDIANTE AN6LISIS NODAL, CURSO

1.4.2.8.1 Correlaciones para determinar la Viscosidad del Petr6leo

a) **Beal (1946)**.- Standing propuso la siguiente correlaci6n para la gr6fica de Beal

- Viscosidad del petr6leo muerto

$$\mu_o = \left(0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{API^{4.53}} \right) \left(\frac{360}{T + 200} \right)^x \quad (1.98)$$

Donde:

$$X = \text{antiLog}_{10} \left(0.43 + \frac{8.33}{API} \right) \quad (1.99)$$

Esta correlación para crudo muerto ha sido mejorada para $API \geq 10$ usando regresión polinomial de la siguiente manera:

$$\mu_o = \mu_{od\ 100} \left(\frac{T}{100} \right)^X \quad (1.100)$$

Donde:

$$X = 1.345 \cdot \text{Log}_{10} \left(\frac{\mu_{od\ 210}}{\mu_{od\ 100}} \right) \quad (1.101)$$

$$\mu_{od\ 100 \wedge 210} = 10^{(C_1 - C_2 \cdot API + C_3 \cdot API^2 - C_4 \cdot API^3 + C_5 \cdot API^4 - C_6 \cdot API^5)} \quad (1.102)$$

TABLA 1.13 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE U_{OD} DE BEAL

COEFICIENTES	$U_{od\ 100}$	$U_{od\ 210}$
C_1	12.19836	5.132625
C_2	1.192884	0.3938346
C_3	5.389665×10^{-2}	1.414872×10^{-2}
C_4	1.272087×10^{-3}	3.00222×10^{-4}
C_5	1.49508×10^{-5}	3.387558×10^{-6}
C_6	6.911569×10^{-8}	1.551181×10^{-8}

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

- Viscosidad del petróleo vivo ($P \geq P_b$)

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(P - P_b) \left(0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56} \right) \quad (1.103)$$

b) **Chew & Connally (1959)**.- A partir de correlaciones gráficas

- Viscosidad del petróleo vivo ($P < P_b$)

$$\mu_o = A \mu_{od}^B \quad (1.104)$$

Donde:

$$A = 0.2 + 0.8 \times 10^{-0.0081 R_s} \quad (1.105)$$

$$B = 0.43 + 0.57 \times 10^{-0.00072 R_s} \quad (1.106)$$

c) **Beggs & Robinson (1975)**.- Generalmente aplicada

- Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad (1.107)$$

Donde:

$$X = Y T^{-1.163} \quad (1.108)$$

$$Y = 10^Z \quad (1.109)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 API \quad (1.110)$$

- Viscosidad del petróleo vivo ($P < P_b$)

$$\mu_o = A \mu_{od}^B \quad (1.111)$$

Donde:

$$A = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (1.112)$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (1.113)$$

- Viscosidad del petróleo vivo ($P \geq P_b$)

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^X \quad (1.114)$$

Donde:

$$X = 2.6P^{1.187} 10^{(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} P)} \quad (1.115)$$

- d) **Glaso (1980)**.- Mayor precisión

- Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.44} [\text{Log } API]^A \quad (1.116)$$

Donde:

$$A = 10.313[\text{Log } (T)] - 36.447 \quad (1.117)$$

- e) **Khan (1987)**.- Crudos de Arabia Saudita

- Viscosidad del petróleo vivo ($P = P_b$)

$$\mu_{ob} = \frac{0.09 \gamma_g^{0.5}}{R_s^{1/3} \left(\frac{T+460}{460} \right)^{4.5} (1-\gamma_o)^3} \quad (1.118)$$

- Viscosidad del petróleo vivo (P < P_b)

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^{-0.14} e^{-2.5 \times 10^{-4} (P - P_b)} \quad (1.119)$$

- Viscosidad del petróleo vivo (P ≥ P_b)

$$\mu_o = \mu_{ob} e^{-9.6 \times 10^{-5} (P - P_b)} \quad (1.120)$$

f) **Kartoatmodjo (1990)**

- Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2.8177} [\text{Log}_{10}(API)]^{5.7526 \text{Log}_{10}(T) - 26.9718} \quad (1.121)$$

- Viscosidad del petróleo vivo (P < P_b)

$$\mu_o = -0.06821 + 0.9824 X + 0.0004034 X^2 \quad (1.122)$$

Donde:

$$X = \left(0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s} \right) \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165 Y)} \quad (1.123)$$

$$Y = 10^{-0.00081 R_s} \quad (1.124)$$

- Viscosidad del petróleo vivo ($P \geq P_b$)

$$\mu_o = 1.00081\mu_{ob} + 0.001127(P - P_b) \left(-0.006517\mu_{ob}^{1.8148} + 0.038\mu_{ob}^{1.590} \right) \quad (1.125)$$

g) **Guiberson (Dresser Industries)**

- Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_o = (e^E - 0.6)\gamma_o \quad (1.126)$$

Donde:

$$E = e^C \quad (1.127)$$

$$C = 3.55[6.328 - \ln(T + 460)] + 11.53\gamma_o - 9.254 \quad (1.128)$$

h) **Beincir Franlab (SOTE)**

Una ecuación que representa de muy buena forma las viscosidades de crudo muerto de la región Oriental del Ecuador, es la Ecuación de Beincir Franlab realizada para simulaciones de ratas de bombeo en oleoducto (SOTE), y se expresa de la siguiente forma:

$$\mu_{od} = \nu_3 \cdot \gamma_o \quad (1.129)$$

Donde:

$$T_1 = 100 \wedge T_2 = 150 \quad (1.130)$$

$$\nu_1 = \text{Exp} [28.49994 - 7.7282 \cdot \ln(API)] \quad (1.131)$$

$$v_2 = \text{Exp} [21.29056 - 5.73822 \cdot \text{Ln} (API)] \quad (1.132)$$

$$v_3 = \text{Exp} \left[\text{Exp} \left[\text{Ln}(\text{Ln}(v_3 + 0.7)) + \text{Ln} \left(\frac{\text{Ln}(v_1 + 0.7)}{\text{Ln}(v_2 + 0.7)} \right) \cdot \frac{\text{Ln} \left(\frac{460 + T}{460 + T_1} \right)}{\text{Ln} \left(\frac{460 + T_1}{460 + T_2} \right)} \right] \right] - 0.7 \quad (1.133)$$

1.4.3 PROPIEDADES DEL GAS

De la misma manera que es necesario conocer las propiedades del petróleo, es también indispensable estimar las propiedades del gas como: la densidad, la viscosidad, el factor de compresibilidad y el factor volumétrico. Observar Anexo (1.2).

1.4.3.1 Factor de Compresibilidad del Gas (Z)

El factor de compresibilidad del gas se define como la razón entre el volumen real ocupado por una masa de gas a una determinada presión y temperatura y el volumen de este mismo gas si se comportara como ideal (Condiciones estándar).

$$Z = \frac{V_{real} (T \& P)}{V_{ideal} (T_{sc} \& P_{sc})} \quad (1.134)$$

Existe varios métodos para determinar el factor de compresibilidad entre estos están: gráficas, correlaciones, etc. Sin embargo, la literatura enuncia que este factor es únicamente función de la presión y temperatura reducida, éstas se definen de la siguiente manera:

$$P_r = \frac{P}{P_{pc}} \quad (1.135)$$

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}} \quad (1.136)$$

Las propiedades críticas P_{pc} y T_{pc} pueden ser estimadas si se conoce la composición del gas, la presión y temperatura crítica de cada componente individual, o se pueden calcular mediante las siguientes correlaciones.

$$P_{pc} = 709.604 - 58.718 \gamma_g \quad (1.137)$$

$$T_{pc} = 170.491 + 307.344 \gamma_g \quad (1.138)$$

Los gases naturales normalmente contienen impurezas como: N_2 , CO_2 y H_2S , estas impurezas afectan considerablemente al factor de compresibilidad, por esto, se necesita realizar las siguientes correcciones a las propiedades críticas para evitar este problema.

$$T_{pc}' = T_{pc} - \varepsilon \quad (1.139)$$

$$P_{pc}' = \frac{P_{pc} T_{pc}'}{T_{pc} + \varepsilon(B - B^2)} \quad (1.140)$$

Donde:

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) \quad (1.141)$$

A = Suma de las fracciones molares de CO_2 y H_2S

B = Fracción molar de H_2S

1.4.3.1.1 Correlaciones para determinar el Factor de Compresibilidad del Gas

a) Handbook National

$$Z = A + B P_r + (1 - A)e^{-C} - H \left(\frac{P_r}{10} \right)^4 \quad (1.142)$$

Donde:

$$P_r = \frac{P}{709.604 - 58.718 \gamma_g} \quad (1.143)$$

$$T_r = \frac{T + 460}{170.491 + 307.344 \gamma_g} \quad (1.144)$$

$$A = -0.101 - 0.36 T_r + 1.3868 (T_r - 0.919)^{0.5} \quad (1.145)$$

$$B = 0.021 + \frac{0.04275}{(T_r - 0.65)} \quad (1.146)$$

$$C = P_r (D + E P_r + F P_r^4) \quad (1.147)$$

$$D = 0.6222 - 0.224 T_r \quad (1.148)$$

$$E = \frac{0.0657}{(T_r - 0.86)} - 0.037 \quad (1.149)$$

$$F = 0.32 e^{[-19.53(T_r - 1)]} \quad (1.150)$$

$$H = 0.122 e^{[-11.3(T_r - 1)]} \quad (1.151)$$

b) Guiberson (Dresser Industries)

$$Z = CZ (DZ)^2 + EZ + 0.15 \quad (1.152)$$

Donde:

$$BZ = \frac{T + 460}{203320} \quad (1.153)$$

$$CZ = 0.0694 - 17.6 BZ \quad (1.154)$$

$$DZ = \frac{0.022 PIP}{14.65} - 3.5 \quad (1.155)$$

$$EZ = 214 BZ \quad (1.156)$$

c) Dranchuk, Purvis y Robinson

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_r} + \frac{A_7 \rho_r^2}{T_r^3} (1 + A_8 \rho_r^2).$$

$$\text{Exp}(-A_8 \rho_r^2) \quad (1.157)$$

Donde:

$$\rho_r = 0.27 \cdot \frac{P_r}{Z T_r} \quad (1.158)$$

TABLA 1.14 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE Z

COEFICIENTE	VALOR	COEFICIENTE	VALOR
A ₁	0.31506237	A ₅	-0.61232032
A ₂	-1.04670990	A ₆	-0.10488813
A ₃	-0.57832729	A ₇	0.68146549
A ₄	0.53530771	A ₈	0.68446549

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

1.4.3.2 Factor Volumétrico de Formación del Gas (β_g)

El factor volumétrico de formación del gas se define como la razón entre el volumen del gas a una condición dada y el volumen del mismo gas a condiciones estándar, se expresa como pies cúbicos de gas a determinada P y T para pies cúbicos de gas a condiciones normales.

$$\beta_g = 0.0283 \frac{Z(T + 460)}{P} \quad (1.159)$$

1.4.3.3 Densidad del Gas (ρ_g)

La densidad del gas puede ser estimada utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho_g = 2.7 \gamma_g \frac{P}{Z(T + 460)} \quad (1.160)$$

1.4.3.4 Viscosidad del Gas (μ_g)

La viscosidad del gas es difícil de medir experimentalmente, pero para su cálculo se utiliza la siguiente expresión matemática dada por Lee.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} e^{(X \rho_g^Y)} \quad (1.161)$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M)(T + 460)^{1.5}}{209 + 19 M + (T + 460)} \quad (1.162)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T + 460} + 0.01 M \quad (1.163)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad (1.164)$$

$$M = \gamma_g \times 28.97 \quad (1.165)$$

1.4.4 PROPIEDADES DEL AGUA

La gran mayoría de reservorios producen agua de formación junto al petróleo y al gas; es por eso que se necesita también estimar las propiedades de esta agua producida. Es indispensable saber que el agua de formación contiene sales disueltas que a su vez afectan sus propiedades físicas. Entre las propiedades más importantes están:

1.4.4.1 Factor Volumétrico de Formación del Agua (β_w)

Anteriormente se ha definido que es lo que representa el factor volumétrico de formación independientemente del fluido que se trate. Para estimar el factor volumétrico del agua se utilizan las siguientes correlaciones.

$$\beta_w = \frac{0.999}{\gamma_w} - 1 \times 10^{-6} P \quad (1.166)$$

Donde:

$$\gamma_w = 1.004 - 1.366 \times 10^{-5} T - 9.503 \times 10^{-7} T^2 \quad (1.167)$$

1.4.4.2 Densidad del Agua (ρ_w)

Esta propiedad física del agua es afectada por el contenido de sales disueltas y se estima con la siguiente expresión matemática a condiciones estándar.

$$\rho_w = 62.368 + 0.4386 \times 10^{-4} S + 1.6007 \times 10^{-11} S^2 \quad (1.168)$$

Donde:

S = Contenido de sales disueltas en ppm.

Si se necesita estimar la densidad del agua a condiciones de Presión y Temperatura diferentes a las condiciones estándar simplemente se utiliza el factor volumétrico para realizar esta conversión.

1.4.4.3 Solubilidad del Gas en el Agua de Formación (R_{sw})

El gas no es tan soluble en el agua pero se cuenta con una correlación para estimar esta propiedad.

$$R_{sw} = [0.013 - 3 \times 10^{-5} T] P - 2.8 \times 10^{-5} P^{1.6} \quad (1.169)$$

1.4.4.4 Viscosidad del Agua (μ_w)

La viscosidad del agua depende de la presión, temperatura y de la concentración de sales; una ecuación simple para estimar esta propiedad se presenta a continuación.

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2)} \quad (1.170)$$

Por el contrario, la siguiente ecuación toma en cuenta todas las variables mencionadas para determinar esta propiedad.

$$\mu_{wH_2O} = 241.4 \times 10^{-4} \cdot 10^{\left[\frac{247.8}{T' - 140}\right]} \cdot \left[1 + (P' - P_{SAT}') \cdot 1.0467 \times 10^{-6} \cdot (T' - 305)\right] \quad (1.171)$$

1.4.4.5 Donde:

T' = Temperatura, K

P' = Presión, BAR

P_{SAT}' = Presión de saturación del agua, BAR

Corrección por salinidad:

$$\mu_w = \mu_{w_{H_2O}} \cdot \{ 1 - 1.87 \times 10^{-3} \cdot \% NACL^{0.5} + 2.18 \times 10^{-4} \cdot \% NACL^{2.5} + (T^{0.5} - 0.0135T) \cdot [2.76 \times 10^{-3} \cdot \% NACL - 3.44 \times 10^{-4} \cdot \% NACL^{1.5}] \} \quad (1.172)$$

Presión de saturación del agua (P_{SAT}). Es la presión a la cual el agua podría vaporizarse a una temperatura dada (temperatura de saturación).

$$P_{SAT}' = 22088 \text{ Exp} \left[\frac{374.136 - T''}{T'} \sum_{i=1}^8 A_i (0.65 - 0.01T'')^{i-1} \right] \quad (1.173)$$

1.4.4.6 Donde:

T' = Temperatura, K

T'' = Temperatura, °C

P_{SAT}' = Presión de saturación del agua, KPA

La siguiente tabla muestra los coeficientes para la ecuación 1.173.

TABLA 1.15 COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE P_{SAT}

COEFICIENTE	VALOR
A_1	-7.419242
A_2	-0.29721
A_3	-0.1155286
A_4	-0.008685635
A_5	0.001094098
A_6	0.00439993
A_7	0.002520658
A_8	0.0005218684

1.5 CORRELACIONES PARA DETERMINAR GRADIENTES DE PRESIÓN EN TUBERÍAS

1.5.1 INTRODUCCIÓN

En el proceso de transporte de fluidos desde el reservorio hasta el separador existe pérdidas de energía en el pozo y en las líneas de flujo, estas pérdidas de energía provienen de los efectos de la gravedad, fricción y de los cambios existentes en la energía cinética.

La ecuación general del gradiente de presión dinámica es el punto de partida de las distintas correlaciones existentes, tanto para flujo monofásico como para flujo multifásico. La ecuación general entonces es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left[\left(\frac{g \rho \text{sen } \theta}{g_c} \right)_{\text{Grav.}} + \left(\frac{f \rho V^2}{2 g_c d} \right)_{\text{Fricc.}} + \left(\frac{\rho \Delta V^2}{2 g_c \Delta Z} \right)_{\text{Acel.}} \right] \quad (1.174)$$

En el caso de flujo monofásico determinar el gradiente de presión es sumamente fácil, solo es necesario conocer todas las variables involucradas en la ecuación.

Para aplicar la ecuación anterior, es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La componente que considera el cambio de elevación es cero para flujo horizontal únicamente.
- Se aplica para fluidos compresibles e incompresibles tanto para flujo vertical como inclinado.
- Para flujo corriente abajo (inyección), el seno del ángulo es negativo y la presión hidrostática incrementa en la dirección de flujo.

- La componente que considera pérdidas de presión por fricción se aplica para cualquier tipo de flujo a cualquier ángulo de inclinación.

1.5.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Para aplicar la ecuación general del gradiente de presión es indispensable determinar ciertos parámetros como el factor de fricción, que a su vez involucra el cálculo del Número de Reynolds.

El Número de Reynolds se calcula con la siguiente ecuación expresada en unidades de campo:

$$N_{Re} = 124 \frac{\rho V d}{\mu} \quad (1.175)$$

El factor de fricción se calcula con las siguientes ecuaciones:

Flujo Laminar $N_{Re} < 2000$

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (1.176)$$

Flujo Turbulento $N_{Re} > 2000$. (Ecuación de Chen)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{Log} \left(\frac{k}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{Re}} \text{Log } A \right) \quad (1.177)$$

Donde:

$$A = \frac{k^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{Re}} \right)^{0.8981} \quad (1.178)$$

1.5.3 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

El estudio de flujo multifásico en tuberías permite determinar los gradientes de presión por ende estimar la presión que se necesita en el fondo del pozo para producir una determinada tasa de fluidos. El análisis de las correlaciones de flujo multifásico involucra una serie de variables y ciertas condiciones o regímenes de flujo que serán descritos a continuación. Además se escogerá tres correlaciones para su descripción.

1.5.3.1 Definiciones fundamentales en Flujo Multifásico

Para poder aplicar las correlaciones de flujo multifásico es preciso conocer las definiciones de algunos parámetros tales como: Hold up, Densidad Bifásica, Velocidades superficiales, Tensión superficial, etc.

1.5.3.1.1 *Hold up (H_L) y Fracción de Gas (α)*

El Hold up o fracción de líquido se define como la razón entre el volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido y el volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{V_L \text{ segmento}}{V_T \text{ segmento}} \quad (1.179)$$

La fracción de gas entonces se define como:

$$\alpha = 1 - H_L \quad (1.180)$$

1.5.3.1.2 *Fracción de Líquido sin deslizamiento (λ_L)*

La definición anterior también se aplica a la fracción de líquido sin deslizamiento, con la diferencia que se considera que el líquido y gas viajan a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_l}{q_l + q_g} = \frac{V_{sl}}{V_m} \quad (1.181)$$

1.5.3.1.3 Densidad Bifásica (ρ_n, ρ_s)

Para determinar la densidad bifásica se necesita en primer lugar calcular el Hold up del líquido con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_l H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (1.182)$$

$$\rho_n = \rho_l \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (1.183)$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g (1 - \lambda_L)^2}{(1 - H_L)} \quad (1.184)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} + \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)} \quad (1.185)$$

1.5.3.1.4 Velocidad Superficial (V_{sl}, V_{sg}, V_m)

La velocidad superficial de una fase se define como la velocidad que exhibiría la fase si fluyera únicamente a través de la tubería.

La velocidad superficial del gas está dada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (1.186)$$

La velocidad superficial del líquido está dada por:

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A} \quad (1.187)$$

Y la velocidad superficial bifásica está dada por:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (1.188)$$

1.5.3.1.5 *Velocidad real (V_L, V_G)*

Las velocidades superficiales no son los valores verdaderos de velocidad de cada fase, esto debido a que cada fase tan solo ocupa una fracción de la sección transversal. La velocidad real depende del Hold up para su determinación.

La velocidad real del gas está dada por:

$$V_G = \frac{q_g}{A(1 - H_L)} \quad (1.189)$$

La velocidad real del líquido está dada por:

$$V_L = \frac{q_l}{A H_L} \quad (1.190)$$

1.5.3.1.6 *Velocidad de Resbalamiento (V_{Slip})*

La velocidad de resbalamiento representa la velocidad relativa entre la fase del gas y la fase líquida y se representa con la siguiente ecuación.

$$V_{Slip} = V_G - V_L \quad (1.191)$$

1.5.3.1.7 *Viscosidad Bifásica (μ_m, μ_s)*

El concepto de viscosidad bifásica es incierto, pero las ecuaciones presentadas a continuación serán útiles en las correlaciones de flujo multifásico.

Viscosidad bifásica sin resbalamiento:

$$\mu_m = \mu_l \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (1.192)$$

Viscosidad bifásica con resbalamiento:

$$\mu_s = \mu_l^{H_L} + \mu_g^{(1-H_L)} \quad (1.193)$$

1.5.3.1.8 *Tensión Superficial* (σ_L)

La tensión superficial también es de utilidad en las correlaciones, especialmente cuando la fase líquida contiene agua y petróleo.

$$\sigma_L = \sigma_o (1 - W_c) + \sigma_w W_c \quad (1.194)$$

1.5.3.2 Patrones de flujo

La diferencia fundamental entre flujo monofásico y bifásico, es que en este último la fase gaseosa y la fase líquida pueden distribuirse en la tubería en una gran variedad de configuraciones o lo que se conoce como patrones de flujo, estos dependen de las siguientes variables.

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo gas y líquido
- Variables geométricas como: diámetros de tubería, ángulos de inclinación
- Propiedades físicas de las fases como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales.

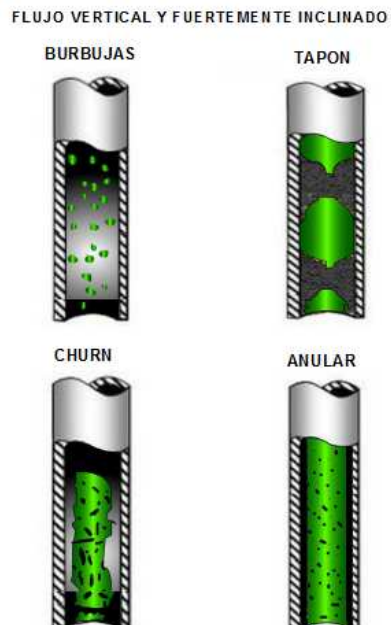
Shoham en 1982 definió un grupo aceptable de patrones de flujo para un amplio rango de condiciones como: flujo horizontal, cercanamente horizontal, flujo vertical y flujo fuertemente inclinado. En este proyecto no se presenta un estudio detallado de los patrones de flujo, pero las siguientes figuras muestran básicamente su comportamiento en la tubería.

FIGURA 1.22 PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO HORIZONTAL



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

FIGURA 1.23 PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO VERTICAL



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

1.5.3.3 Correlación de Hagedorn & Brown

Estos autores desarrollaron su correlación bajo los siguientes aspectos:

- La ecuación del gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera deslizamiento entre fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.
- La fracción de volumen de la tubería ocupado por líquido (factor de atrapamiento H_L) es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad de gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

Según los autores, la ecuación para determinar el gradiente de presión está dada por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right) = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \frac{f_m \rho_f V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta(V_m)^2}{2 g_c \Delta H} \right] \quad (1.195)$$

Procedimiento:

a) Calcular

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (1.196)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_s} + \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)} \quad (1.185)$$

b) Cálculo del Hold up

Se determina LB:

$$LB = 1.071 - \frac{0.2218 V_m^2}{d} \quad (1.197)$$

Donde LB debe ser:

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$, existe patrón burbuja, entonces:

$$H_L = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 - \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right] \quad (1.198)$$

Siendo $V_s = 0.8$ pies/seg

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} > LB$, H_L = es función de los números adimensionales

$$NLV = 1.938 V_{sl} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4} \quad (1.199)$$

$$NGV = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4} \quad (1.200)$$

$$ND = 120.872 d \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/2} \quad (1.201)$$

$$NL = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\sigma_L^3 \rho_L} \right)^{1/4} \quad (1.202)$$

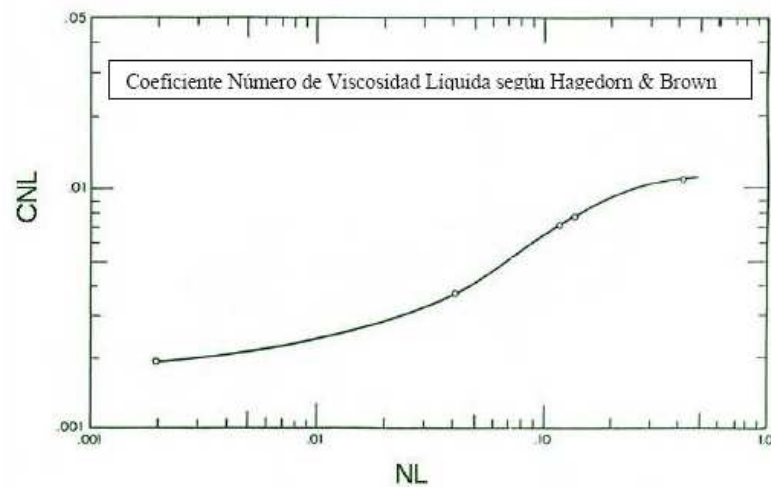
Con:

$$\rho_L = \rho_o (1 - W_c) + \rho_w W_c \quad (1.203)$$

$$\sigma_L = \sigma_o (1 - W_c) + \sigma_w W_c \quad (1.204)$$

c) Con NL se obtiene el valor de CNL a partir de la Figura 1.24.

FIGURA 1.24 COEFICIENTE NÚMERO DE VISCOSIDAD LIQUIDA - CNL



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

La ecuación polinómica de la curva digitalizada correspondiente a la Figura 1.24 es la siguiente:

$$CNL = C_0 + C_1 \cdot \text{Log}(NL) + C_2 \cdot (\text{Log}(NL))^2 + \dots \quad (1.205)$$

Los coeficientes de la ecuación 1.205 se encuentran detallados en la siguiente tabla:

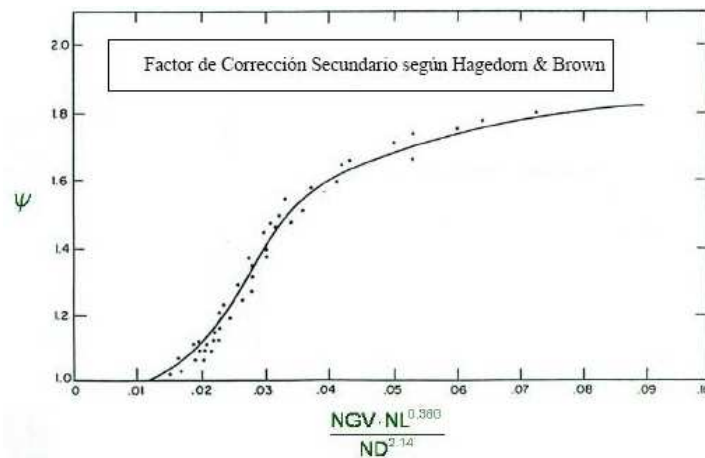
TABLA 1.16 COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN POLINOMICA DE LA FIG. 1.24

Coeficientes	Valor
C ₀	-1.93565953153
C ₁	-0.149078681496
C ₂	-1.87907830349
C ₃	-8.16189071362
C ₄	-18.134934767
C ₅	-21.0627105031
C ₆	-14.1647815099
C ₇	-5.76192950961
C ₈	-1.40168276048
C ₉	-0.187791683544
C ₁₀	-0.0106535356774

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

d) Con el factor $\left(\frac{NGV \cdot NL^{0.380}}{ND^{2.14}} \right)$ y usando la siguiente figura se obtiene ψ .

FIGURA 1.25 FACTOR DE CORRECCIÓN SECUNDARIO - □



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

La curva contenida en la Figura 1.25 puede también ser representada por la siguiente ecuación polinómica.

$$\text{Log}(\psi) = C_0 + C_1 \cdot \text{Log}(X) + C_2 \cdot (\text{Log}(X))^2 + \dots \quad (1.206)$$

Donde:

$$X = \left(\frac{NGV \cdot NL^{0.380}}{ND^{2.14}} \right) \quad (1.207)$$

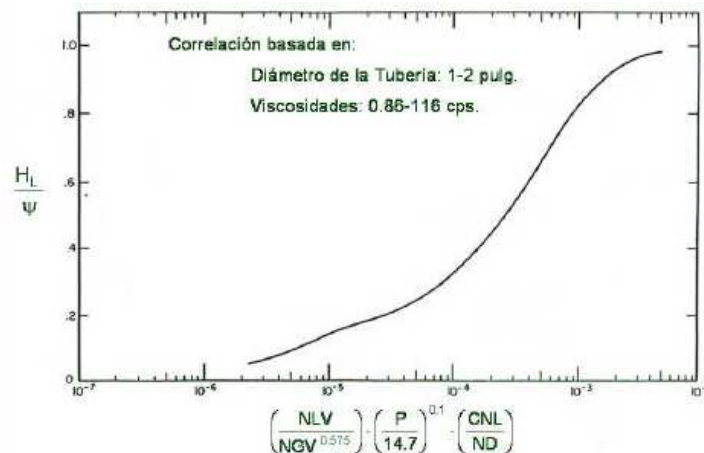
TABLA 1.17 COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN POLINOMICA DE LA FIG. 1.25

Coeficientes	Valor
C ₀	-24.6544107487
C ₁	23.3575558907
C ₂	421.882353502
C ₃	996.177285964
C ₄	1069.34316559
C ₅	566.051943186
C ₆	98.8114751563
C ₇	-38.379238729
C ₈	-20.6633796857
C ₉	-2.75541672264

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

- e) Con el factor $\left(\frac{NLV}{NGV^{0.575}} \right) \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{CNL}{ND} \right)$ se obtiene $\frac{H_L}{\psi}$ a partir de la siguiente figura.

FIGURA 1.26 DETERMINACIÓN DE $\frac{H_L}{\psi}$



FUENTE: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL, CURSO

Luego:

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi} \right) \psi \quad (1.208)$$

Sin embargo, al igual que las curvas anteriores se tiene una ecuación polinómica capaz de representar la curva mostrada en la Figura 1.26, así:

$$\text{Log} \left(\frac{H_L}{\psi} \right) = C_0 + C_1 \cdot \text{Log}(X) + C_2 \cdot (\text{Log}(X))^2 + \dots \quad (1.209)$$

Donde:

$$X = \left(\frac{NLV}{NGV^{0.575}} \right) \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{CNL}{ND} \right) \quad (1.210)$$

Y, los factores correspondientes a la ecuación 1.209 se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 1.18 COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN POLINOMICA DE LA FIG. 1.26

Coeficientes	Valor
C ₀	-24.6544107487
C ₁	23.3575558907
C ₂	421.882353502
C ₃	996.177285964
C ₄	1069.34316559
C ₅	566.051943186
C ₆	98.8114751563
C ₇	-38.379238729
C ₈	-20.6633796857
C ₉	-2.75541672264

f) Cálculo de f_m (factor de fricción de Moody)

Conociendo $\frac{\varepsilon}{d}$ se calcula:

$$N_{\text{Re}tp} = 124 \frac{d \rho_m V_m}{\mu_m} \quad (1.211)$$

Con:

$$\mu_m = \mu_l^{H_L} \mu_g^{(1-H_L)} \quad (1.212)$$

Con la figura de Moody y $N_{\text{Re}tp}$, o a su vez con la ecuación 1.184, se obtiene f_m .

- Observación:

Si el patrón es de burbuja la fase predominante es la líquida, y se tiene:

$$N_{\text{Re}tp} = 124 \frac{d \rho_L V_L}{\mu_L} \quad (1.213)$$

Con:

$$V_L = \frac{V_{sl}}{H_L} \quad (1.214)$$

Y el gradiente de presión por fricción se convierte en:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_f = \left(\frac{f_m \rho_L V_L^2}{2 d g_c} \right) \quad (1.215)$$

g) Cálculo del gradiente de energía cinética, EK.

$$EK = \frac{\rho_m \Delta(V_m^2)}{2 g_c \Delta H} \quad \text{o} \quad \left(\frac{dP}{dZ} \right)_{acc} = \frac{\rho_m \Delta(V_m^2)}{2 g_c \Delta Z} \quad (1.216)$$

h) Reemplazar los valores calculados en la ecuación 1.195 que representa el gradiente de presión propuesto por Hagedorn & Brown

1.5.3.4 Correlación de Beggs & Brill

Según los autores la ecuación de gradiente de presión es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \rho_{ip} \text{sen} \theta \right) + \left(\frac{f_{ip} \rho_{ns} V_m^2}{2 g_c d} \right)}{144 (1 - EK)} \quad (1.217)$$

Siendo:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (1.218)$$

$$\rho_{ip} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (1.219)$$

Para delimitar los patrones de flujo se determinan L_1 , L_2 , L_3 y L_4 .

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302} \quad (1.220)$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda_L^{-2.4684} \quad (1.221)$$

$$L_3 = 0.10 \lambda_L^{-1.4516} \quad (1.222)$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_L^{-6.738} \quad (1.223)$$

Se requiere adicionalmente el Número de Fraude:

$$NFR = \frac{V_m^2}{g d} \quad (1.224)$$

Los límites para los patrones de flujo horizontal son:

- Segregado

$$\lambda_L < 0.01 \text{ y } NFR < L_1 \text{ o } \lambda_L \geq 0.01 \text{ y } NFR < L_2$$

$$H_L(0) = \frac{0.98 \lambda_L^{0.4846}}{NFR^{0.0868}} \quad (1.225)$$

Donde $H_L(0)$ es el factor de entrampamiento del líquido para flujo horizontal

- Intermitente

$$0.01 \leq \lambda_L < 0.4 \text{ y } L_3 < NFR < L_1 \text{ o } \lambda_L \geq 0.4 \text{ y } L_3 < NFR < L_4$$

$$H_L(0) = \frac{0.854 \lambda_L^{0.5351}}{NFR^{0.0173}} \quad (1.226)$$

- Distribuido

$$\lambda_L < 0.4 \text{ y } NFR \geq L_1 \text{ o } \lambda_L \geq 0.4 \text{ y } NFR > L_4$$

$$H_L(0) = \frac{1.065 \lambda_L^{0.5824}}{NFR^{0.0609}} \quad (1.227)$$

- Transición

$$\lambda_L \geq 0.01 \text{ y } L_2 \leq NFR \leq L_3$$

Siendo: $H_L(0) \geq \lambda_L$

Cuando el flujo cae en el patrón de transición, el $H_L(0)$, debe ser calculado usando las ecuaciones de flujo segregado e intermitente, y luego interpolando usando los siguientes factores de peso:

$$H_L(0)_{TRANSICION} = A \cdot H_L(0)_{SEGREGADO} + B \cdot H_L(0)_{INTERMITENTE} \quad (1.228)$$

Donde:

$$A = \frac{L_3 - NFR}{L_3 - L_2} \quad (1.229)$$

$$B = 1 - A \quad (1.230)$$

Luego:

$$H_L(\phi) = H_L(0) \psi \quad (1.231)$$

Donde ψ es el factor de corrección de $H_L(0)$ por efecto de la inclinación de la tubería.

$$\psi = 1 + C [Sen(1.8\phi) - 0.333 Sen^3(1.8\phi)] \quad (1.232)$$

Y, ϕ es el ángulo de la tubería con respecto a la horizontal. Para tubería vertical hacia arriba:

$$\phi = 90^\circ \text{ y } \psi = 1 + 0.300 C \quad (1.233)$$

Donde:

$$C = (1 - \lambda_L) L_n (D \lambda_L^E NLV^F NFR^G) \quad (1.234)$$

Los valores de las constantes D, E, F y G dependen del patrón de flujo y la dirección de flujo, estos son:

TABLA 1.19 CONSTANTES D, E, F Y G PARA FLUJO HACIA ARRIBA

PATRÓN	D	E	F	G
Segregado	0.0110	-3.7680	3.5390	-1.6140
Intermitente	2.9600	0.3050	-0.4473	0.0978
Distribuido	No se corrige C = 0			

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

TABLA 1.20 CONSTANTES D, E, F Y G PARA FLUJO HACIA ABAJO

Patrón	D	E	F	G
Cualquier	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056
Con la restricción que $C \geq 0$				

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

El cálculo del factor de fricción bifásico f_{tp} es:

$$f_{tp} = f_{ns} e^S \quad (1.235)$$

$$f_{ns} = \left[2 \operatorname{Log} \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \operatorname{Log}(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad (1.236)$$

Siendo:

$$N_{Re} = 124 \frac{V_m d \rho_{ns}}{\mu_{ns}} \quad (1.237)$$

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (1.238)$$

Y,

$$S = \frac{X}{-0.0523 + 3.182 X - 0.8725 X^2 + 0.01853 X^4} \quad (1.239)$$

Con:

$$X = Ln(Y) \quad (1.240)$$

$$Y = \frac{\lambda_L}{[H_L(0)]^2} \quad (1.241)$$

Si $1 < Y < 1.2$

$$S = Ln(2.2Y - 1.2) \quad (1.242)$$

El gradiente de aceleración:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{acc} = \frac{\rho_p V_m V_{sg}}{g_c P} \frac{dP}{dH} \quad (1.243)$$

$$EK = \frac{\rho_p V_m V_{sg}}{144 g_c P} \quad (1.244)$$

1.5.3.5 Correlación de Orkiszewski.

Considera deslizamiento entre fases y existen cuatro patrones de flujo.

Procedimiento:

a) Patrón de Burbuja

Se determina LB:

$$LB = 1.071 - \frac{0.2218 V_m^2}{d} \quad (1.197)$$

Donde LB debe ser:

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$, existe patrón burbuja, entonces:

$$H_L = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 - \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right] \quad (1.198)$$

Siendo $V_s = 0.8$ pies/seg

La ecuación de gradiente de presión total es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{(\Delta P / \Delta H)_E + (\Delta P / \Delta H)_f}{144} \quad (1.245)$$

El gradiente de presión por elevación viene dado por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E = \frac{g \rho_m}{g_c} \quad (1.246)$$

Con:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (1.196)$$

El gradiente de presión por fricción se obtiene por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f \rho_L \left(\frac{V_{sl}}{H_L}\right)^2}{2 g_c d} \quad (1.247)$$

Donde f es el factor de fricción de Moody, el cual es función de la rugosidad relativa, $\frac{\varepsilon}{d}$ y el número de Reynolds, N_{Re} .

$$N_{Re} = \frac{124 \rho_L d V_{sl}}{\mu_L H_L} \quad (1.248)$$

Nota: El gradiente de presión por aceleración (efecto de la energía cinética) se considera despreciable por ser la fase líquida la predominante en el patrón burbuja.

b) Patrón Tapón

Los límites para este patrón:

$$\frac{V_{sg}}{V_m} > LB \text{ y } NGV < LS$$

Con:

$$LS = 50 + 36 NLV \quad (1.249)$$

$$NLV = 1.938 V_{sl} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/4} \quad (1.199)$$

$$NGV = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/4} \quad (1.200)$$

El gradiente de presión total viene dado por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{(\Delta P / \Delta H)_E + (\Delta P / \Delta H)_f}{144} \quad (1.245)$$

La densidad de la mezcla para el gradiente de presión por elevación se expresa por:

$$\rho_m = \frac{\rho_L (V_{sl} + V_b) + \rho_g V_{sg}}{V_m + V_b} + \delta \rho_L \quad (1.250)$$

Donde:

$$V_b = C_1 C_2 \sqrt{g d} \quad (1.251)$$

V_b , se halla mediante un procedimiento de ensayo y error, ya que V_b es función de C_1 y C_2 , además C_2 es función de V_b .

El procedimiento es el siguiente:

- Se supone un valor de V_b :

$$V_{ba} = 0.5 \sqrt{g d} \quad (1.252)$$

- Se calcula N_{Reb} y N_{ReL}

$$N_{Reb} = 124 \frac{V_{ba} d \rho_L}{\mu_L} \quad (1.253)$$

$$N_{ReL} = 124 \frac{V_m d \rho_L}{\mu_L} \quad (1.254)$$

- Se obtiene un nuevo valor de V_b

Si $N_{Reb} \leq 3000$, entonces:

$$V_{bc} = (0.546 + 8.74 \times 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{g d} \quad (1.255)$$

Si $N_{Reb} \geq 8000$, entonces:

$$V_{bc} = (0.35 + 8.74 \times 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{g d} \quad (1.256)$$

Si $3000 < N_{Reb} < 8000$, entonces:

$$V_{bc} = \frac{1}{2} \left(\theta + \sqrt{\theta^2 + \frac{13.59 \mu_L}{\rho_L \sqrt{d}}} \right) \quad (1.257)$$

Con:

$$\theta = (0.251 + 8.74 \times 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{g d} \quad (1.258)$$

- El proceso termina cuando: $|V_{bc} - V_{ba}| < 0.02$

El coeficiente de distribución de líquido (δ) se determina a partir de una de las siguientes ecuaciones, dependiendo de la fase líquida continua y del valor de la velocidad de la mezcla.

TABLA 1.21 ECUACIONES PARA EL COEFICIENTE DE DISTRIBUCIÓN DEL LÍQUIDO

FASE LÍQUIDA CONTINUA	VALOR DE V_m (pies/seg)	ECUACIÓN
Agua (RAP ≥ 4)	< 10	(1.259)
Agua (RAP ≥ 4)	≥ 10	(1.260)
Petróleo (RAP < 4)	< 10	(1.261)
Petróleo (RAP < 4)	≥ 10	(1.262)

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

$$\delta = \frac{0.013 \text{Log}(\mu_L)}{d^{1.38}} - 0.681 + 0.232 \text{Log}(V_m) - 0.428 \text{Log}(d) \quad (1.259)$$

$$\delta = \frac{0.045 \text{Log}(\mu_L)}{d^{0.799}} - 0.709 + 0.162 \text{Log}(V_m) - 0.888 \text{Log}(d) \quad (1.260)$$

$$\delta = \frac{0.0125 \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.415}} - 0.284 + 0.167 \text{Log}(V_m) + 0.133 \text{Log}(d) \quad (1.261)$$

$$\delta = \frac{0.0274 \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.371}} - 0.161 + 0.569 \text{Log}(d) + X \quad (1.262)$$

Donde:

$$X = -\text{Log}(V_m) \left(\frac{0.01 \text{Log}(\mu_L + 1)}{d^{1.571}} \right) + 0.397 + 0.63 \text{Log}(d) \quad (1.263)$$

El valor de (δ) está restringido por los siguientes límites para eliminar las discontinuidades de presión entre los distintos patrones de flujo.

Si $V_m < 10$, entonces:

$$\delta \geq -0.65 V_m \quad (1.264)$$

Si $V_m \geq 10$ entonces:

$$\delta \geq -\frac{V_b}{V_m + V_b} \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_L} \right) \quad (1.265)$$

El gradiente de presión por fricción se obtiene por la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_f = \frac{f \rho_L V_m^2}{2 g_c d} \left(\frac{V_{sl} + V_b}{V_m + V_b} + \delta \right) \quad (1.266)$$

Donde f se halla en función del número de Reynolds y de $\frac{\varepsilon}{d}$:

$$N_{Re} = 124 \frac{\rho_L V_m d}{\mu_L} \quad (1.254)$$

Nota: el gradiente de presión por aceleración se considera despreciable, ya que la fase líquida sigue siendo dominante.

c) Patrones Neblina y Transición

Los gradientes de presión se calculan de la misma forma que en las correlaciones de Duns & Ros (No discutida en el presente proyecto).

CAPÍTULO 2

ELABORACIÓN DEL PROGRAMA UNIFICADO DE BOMBEO HIDRÁULICO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El objeto del desarrollo de este programa es proporcionar una herramienta de calidad para motivar el diseño y rediseño de los pozos que operan con el sistema de levantamiento artificial con bombas hidráulicas del Distrito Amazónico de Petroproducción. Además unificar todos los criterios técnicos de los fabricantes que utilizan los programas profesionales para la selección de bombas jet y pistón.

2.2 PROGRAMAS SIMILARES DE DISEÑO

Para el diseño del bombeo hidráulico las compañías de servicios utilizan cuatro programas para las distintas marcas de bombas, estos programas así como también sus respectivas características generales se describen en la siguiente tabla.

TABLA 2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE PROGRAMAS SIMILARES

MARCA	PROGRAMA	CARACTERÍSTICAS GENERALES
KOBE	PUMPEFF3.EXE	Programa de DOS para Jet y Pistón. Codificado en Quick Basic V 3.5. No almacena datos.
NATIONAL O. M.	JETVAL.EXE	Programa de DOS para Jet y Pistón. Codificado en Quick Basic V 3.5. No almacena datos.
GUIBERSON	PUMP	Programa de DOS para Jet y Pistón. Codificado en Quick Basic V 4.5. Almacena datos y calcula gradientes de presión.
SERTECPET	CLAW	Programa de Windows para Jet Claw. Codificado en Visual Fox. Utiliza base de datos.

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Actualmente, Petroproducción cuenta con un programa propio denominado POWEROIL V 1.0 para la evaluación de sus pozos con bombeo hidráulico. Este programa proporciona resultados satisfactorios y muy confiables, pero al mismo tiempo presenta problemas de interfaz gráfica al igual que los programas anteriores ya que fue codificado en Quick Basic V 4.5, a pesar que almacena datos en archivo y permite diseñar bombas pistón y jet de todas las marcas necesita aún mejoras que el programa unificado debe resolver.

2.3 DESARROLLO DEL PROGRAMA UNIFICADO

Todo software necesita de un nombre para ser identificado de la gama de programas existentes en especial de la industria petrolera, el nombre escogido para el Programa de diseño unificado de bombeo hidráulico es **HYDRAPUMP V 1.0** (De sus siglas en Inglés Hydraulic Pumping).

Para el desarrollo del programa se tomó como base la información técnica discutida en el Capítulo 1, la cual permitió elaborar las subrutinas, funciones y procedimientos, miembros indispensables del programa principal. El lenguaje escogido para realizar la codificación es **VISUAL BASIC 6.0**, un lenguaje que permite realizar aplicaciones con una interfaz amigable y que facilita la interacción entre el usuario y el computador. Este lenguaje crea aplicaciones para el entorno Windows así que el futuro usuario del software HydraPump no tendrá problemas en manejarlo.

2.3.1 RESUMEN GENERAL DEL PROGRAMA

En términos generales el novedoso programa de diseño y análisis de Bombeo Hidráulico (HydraPump) funciona de la siguiente manera, inicialmente se debe ingresar toda la información correspondiente al sistema de producción, esto se entiende por datos de: reservorio, fluidos producidos, completación del pozo y varios datos más que involucra el diseño del bombeo hidráulico; la información anterior servirá para todos los procesos de cálculo durante la ejecución del programa. El software desarrollado también presenta la alternativa de reproducir

una gráfica del IPR para la aplicación vigente, permitiendo determinar una tasa de producción acorde al comportamiento del reservorio, esto si se requiere realizar una ejecución más eficiente. Además se incluye gráficas de análisis nodal con bomba jet, curvas de Inflow y Outflow.

Una vez que se ha ingresado todos los datos necesarios se procede con la selección del tipo de bomba hidráulica para posteriormente continuar con los respectivos cálculos de los parámetros de operación. El software permite también la evaluación de una bomba Jet en operación (Ajuste o Análisis), esto cuando se desea rediseñar o cambiar la Jet por una bomba Pistón.

Por consiguiente, el programa permite seleccionar las bombas que mejor se acoplen a un sistema de producción determinado, estas bombas tanto Jet como Pistón se encuentran almacenadas en una Base de Datos con sus respectivas especificaciones y que por el poderoso motor de búsqueda del algoritmo utilizado hace al HydraPump una verdadera herramienta de selección de bombas hidráulicas.

Sin embargo un programa que no permita almacenar datos para su posterior recuperación no es práctico su desarrollo, es así que el HydraPump almacena toda la información indispensable de fluidos y geometría de pozo, en la misma Base de Datos donde se encuentran las especificaciones de las bombas, siendo muy fácil recuperar en cualquier instante la información de las ejecuciones anteriores para su actualización y modelaje.

Solo visualizar resultados en el computador no es suficiente para una aplicación de alto nivel, por tal motivo el programa desarrollado tiene la ventaja de elaborar reportes con los parámetros calculados así como también de la información utilizada durante la aplicación. Estos reportes presentan las mejores selecciones de bombas tipo jet, las mejores bombas tipo pistón y datos de presión con su respectivo caudal de la IPR generada.

2.3.2 DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL

Cuando se desarrolla un software o programa es necesario realizar un diagrama de flujo, o a su vez un algoritmo que represente la secuencia de funcionamiento del mismo. La siguiente figura describe el diagrama de flujo general del programa.

FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL HYDRAPUMP

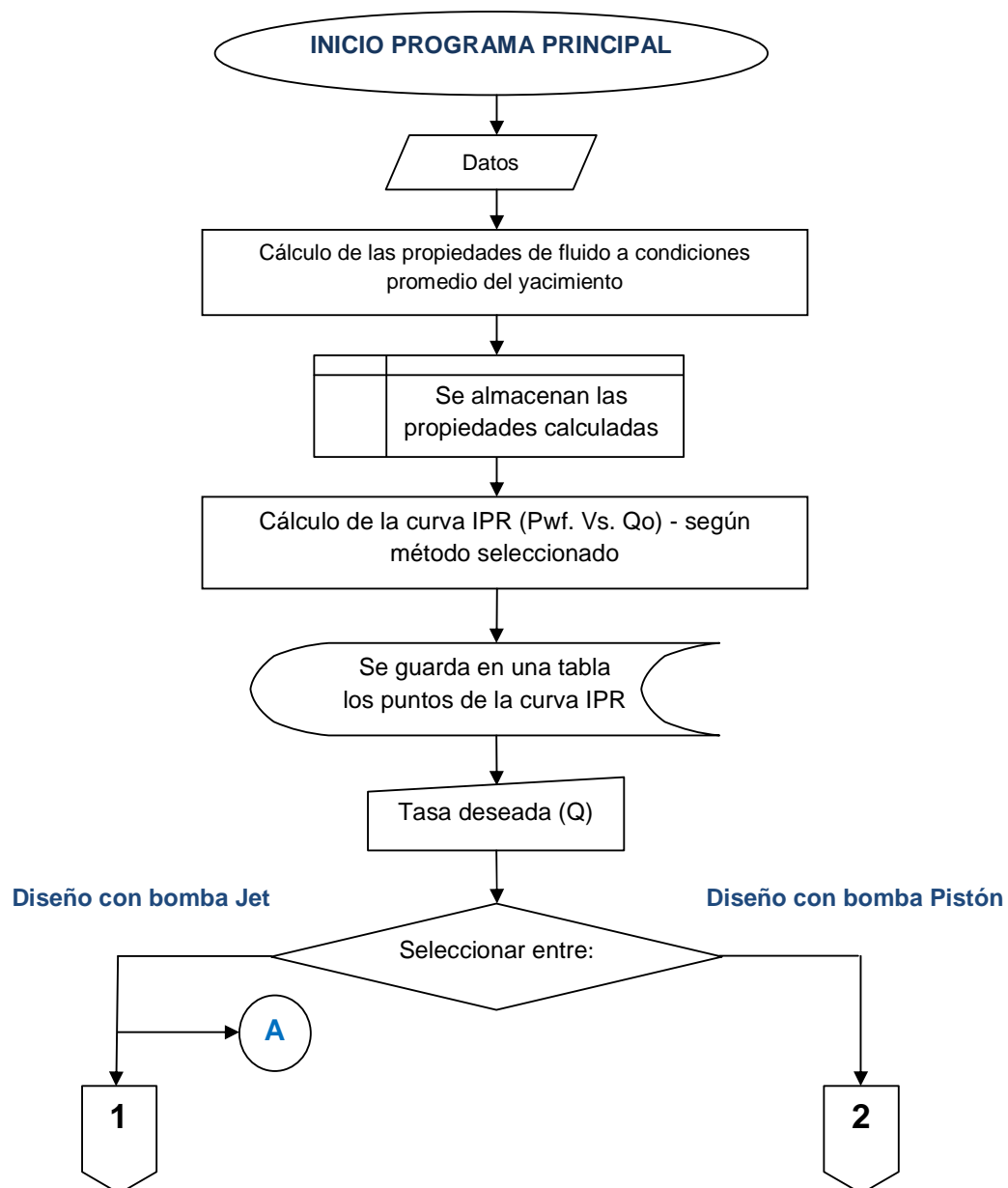


FIGURA 2.1 CONTINUACIÓN

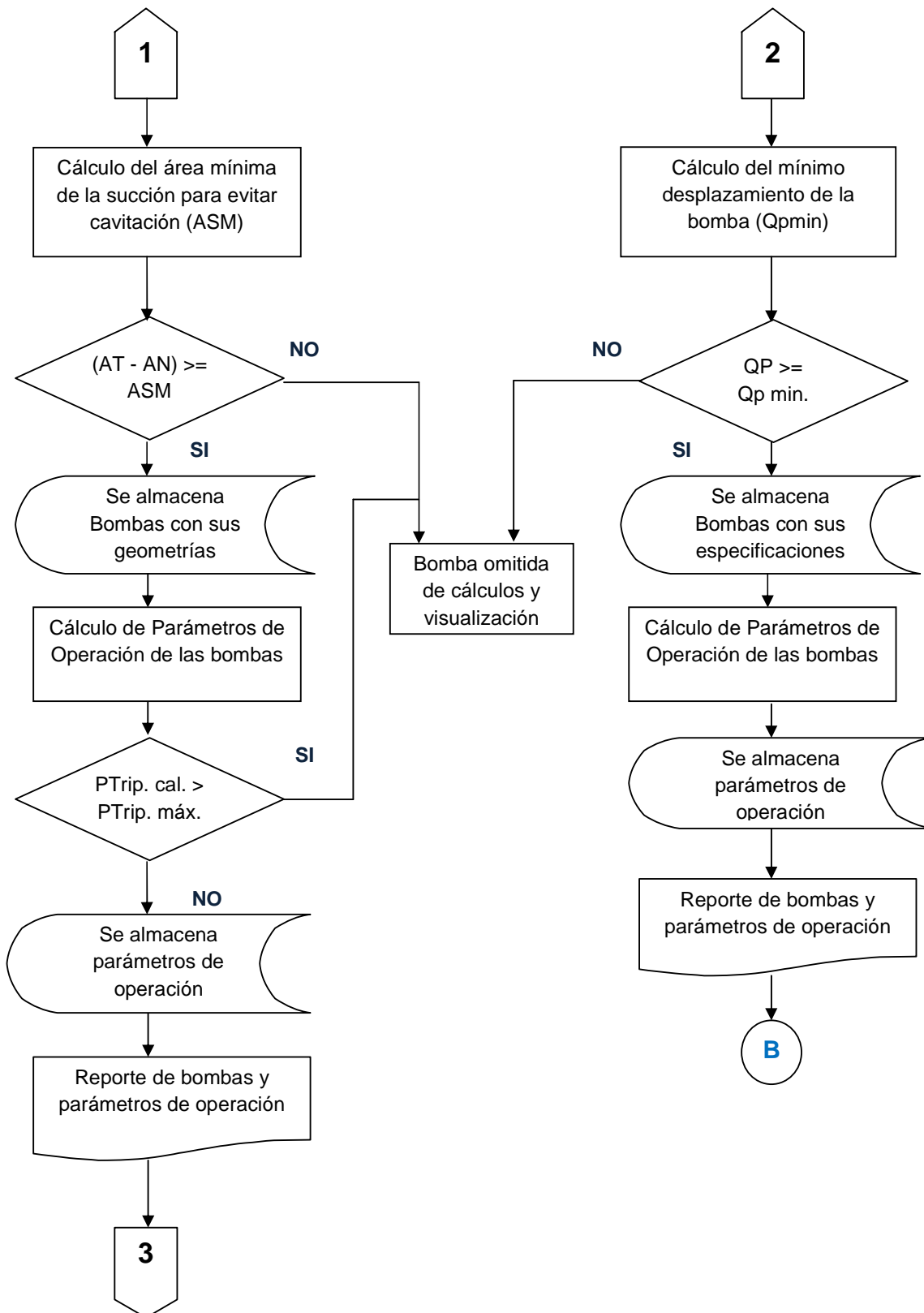
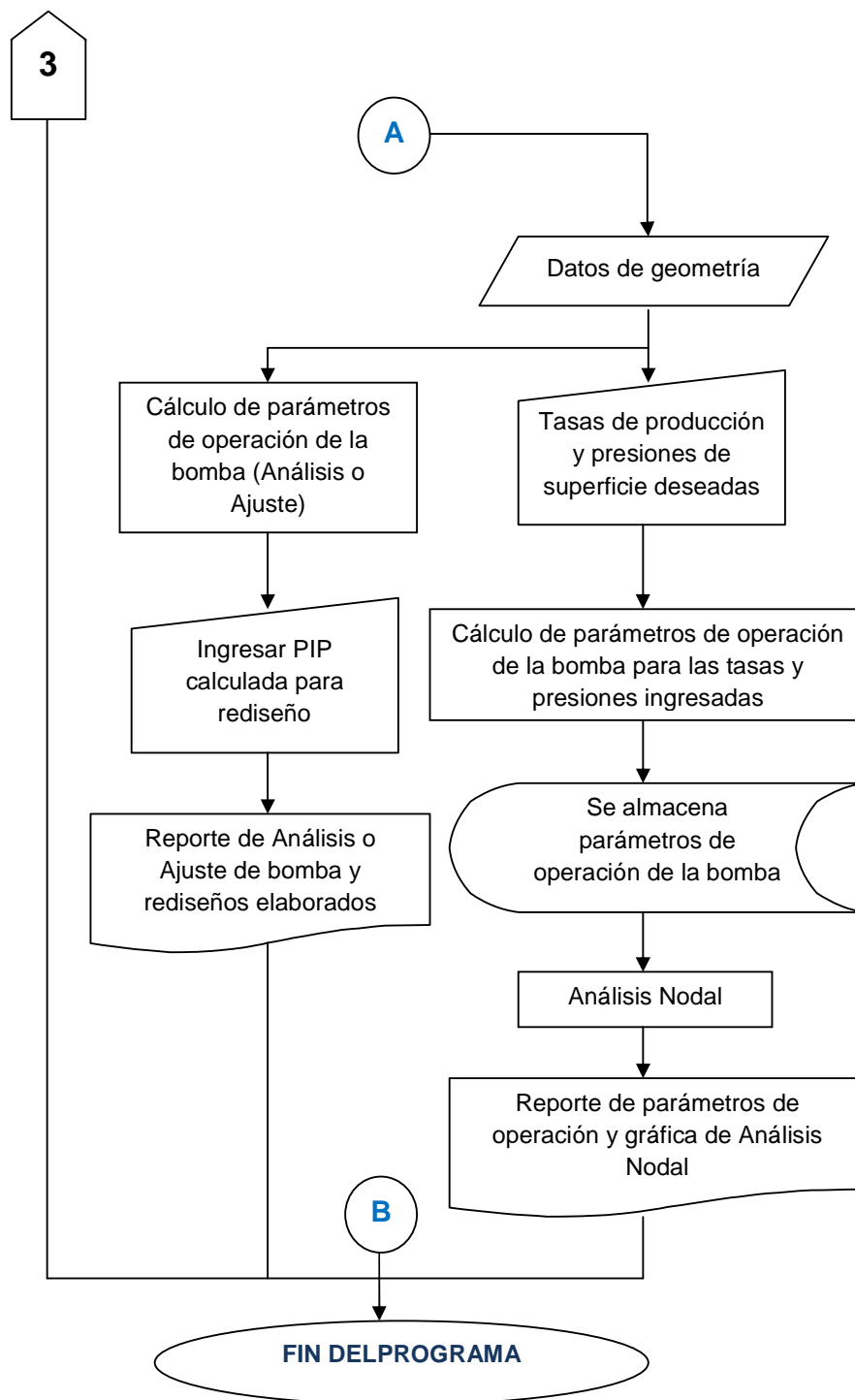


FIGURA 2.1 CONTINUACIÓN



2.3.3 LIMITACIONES DEL PROGRAMA

Incluso hasta las aplicaciones más poderosas creadas por programadores expertos presentan ciertas limitaciones, es así que el HydraPump también está sujeto a ciertos problemas que serán descritos a continuación y que en futuras versiones podrían ser mejorados.

- Se establece que los fluidos producidos se comportan según los modelos de las correlaciones desarrolladas.
- No se considera transferencia de calor entre los fluidos y el medio por donde estos fluyen, trabaja con un perfil lineal de temperatura (gradiente).
- No considera sistemas cerrados de fluido motriz, solo sistemas abiertos de inyección directa o reversa.

2.4 COMPARACIÓN ENTRE PROGRAMAS

Después de realizar toda la codificación del HydraPump (aproximadamente 8000 líneas de programación) y tenerlo completamente desarrollado, es importante determinar sus principales características de funcionamiento, esto para realizar una evaluación completa del software frente a los demás programas utilizados tanto por las compañías de servicio como por Petroproducción. La siguiente tabla muestra las características de funcionamiento de los programas utilizados para el diseño y rediseño del Bombeo Hidráulico, así como también la superioridad del software elaborado.

TABLA 2.2 COMPARACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LOS PROGRAMAS DE DISEÑO DE B.H.

	PROGRAMAS DE DISEÑO DE BOMBAS HIDRÁULICAS					
CARACTERÍSTICAS	HYDRAPUMP	POWEROIL	PUMPEFF3	JETEVAL	PUMP	CLAW
Compañía		Petroproducción	Kobe	National O.M.	Guiberson	Sertecpet
Lenguaje de codificación	VB 6.0	QB 4.5	QB 3.5	QB 3.5	QB 4.5	VFP 6.0
Buena Interfaz Gráfica de Usuario	Si	No	No	No	No	Si
Diseñar para Jet y Pistón	Si	Si	Si	Si	Si	Solo Jet
Diseñar con otras marcas	Si	Si	Solo Kobe	Solo Oil Master	Solo Guiberson	Solo Claw
Almacenar datos	Si	Si	No	No	Si	Si
Generar Reportes	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Generar gráfica de IPR	Si	No	No	No	No	Si
Generar gráfica de Análisis Nodal	Si	No	No	No	No	No
Calcular propiedades de fluido	Si	No	No	No	Si	Si
Poseer varias correlaciones PVT	Si	No	No	No	No	Si
Calcular gradiente de presión	Si	No	No	No	Si	No

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5 GUÍA TÉCNICA PARA EL USUARIO

En esta sección se discutirá detalladamente todos los componentes del programa HydraPump V 1.0 tales como: barra de títulos, de menús, de herramientas, formularios de datos, formularios de resultados y de gráficas.

2.5.1 PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA

HydraPump realiza su presentación con el siguiente formulario, en el cual se observa la información general del programador y el nombre de la empresa a la cual se autoriza el uso del presente software de diseño y análisis de Bombeo Hidráulico.

FIGURA 2.2 FORMULARIO DE PRESENTACIÓN DEL HYDRAPUMP



FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.2 FORMULARIO DE INICIO

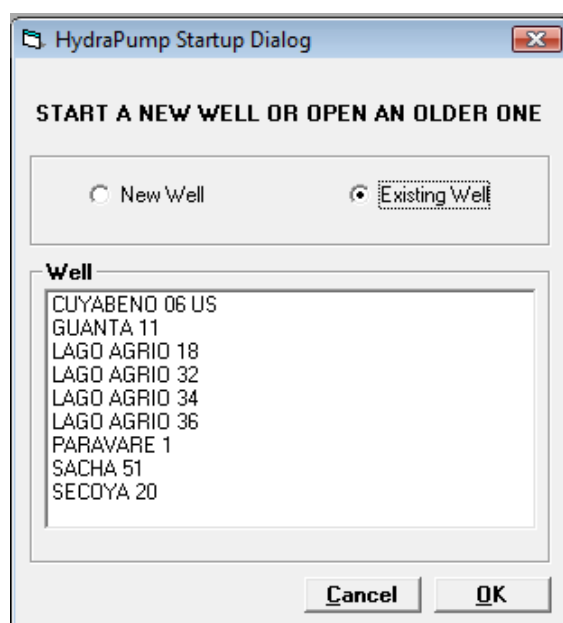
El formulario de inicio principal presenta dos opciones para continuar con la ejecución del programa estas son:

- Iniciar con una nueva aplicación (pozo).

- Iniciar con una aplicación existente (archivo).

La Figura 2.3 indica claramente la interfaz gráfica del formulario de inicio y la facilidad de cómo manipularlo. También se puede observar si existen pozos anteriormente evaluados, estos simplemente pueden ser seleccionados dando un clic en la lista de pozos y presionando el botón **OK**. El botón **CANCEL** termina con la ejecución del HydraPump.

FIGURA 2.3 FORMULARIO DE INICIO

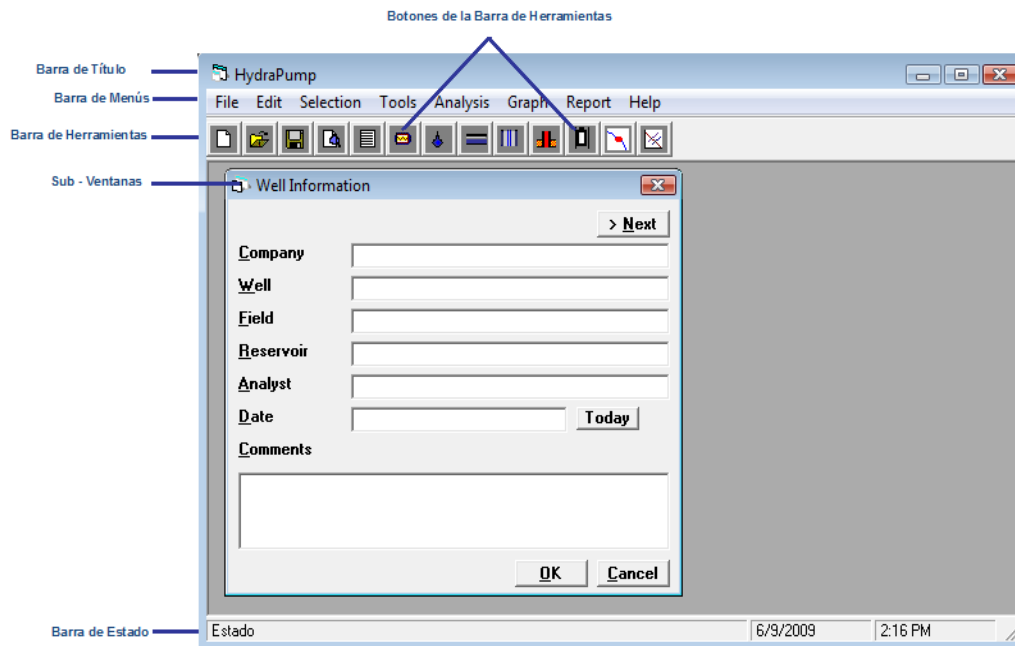


FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.3 FORMULARIO PRINCIPAL DEL HYDRAPUMP Y SUS RESPECTIVOS COMPONENTES

La Figura 2.4 presenta la interfaz gráfica del formulario principal del HydraPump y los distintos componentes que conforman este programa. Para ingresar en cualquiera de las opciones de la barra de herramientas como de la barra de menús basta dar un clic sobre el icono o menú deseado por el usuario y este se ejecutará inmediatamente.

FIGURA 2.4 FORMULARIO PRINCIPAL

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

A continuación se realizará una descripción detallada de cada barra, incluyendo también las opciones que estas poseen.

2.5.3.1 Barra de Títulos

La barra de títulos mostrada en la Figura 2.5 aparece en la parte superior del formulario principal, mostrando la siguiente información:

FIGURA 2.5 BARRA DE TÍTULOS

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

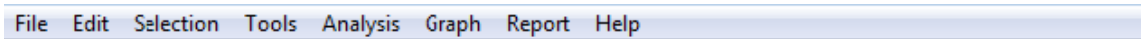
ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

- Nombre del programa
- Nombre del archivo (nombre del pozo)

2.5.3.2 Barra de Menús

La barra de menus aparece debajo de la barra de títulos y muestra las siguientes opciones:

FIGURA 2.6 BARRA DE MENÚS



FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

- **Archivo:** Incluye las siguientes alternativas para un manejo rápido de la aplicación.
 - 1 Nuevo.- Crear nueva aplicación (pozo).
 - 2 Abrir.- Abrir una aplicación existente.
 - 3 Guardar.- Guardar aplicación nueva/existente.
 - 4 Eliminar.- Eliminar aplicación (pozo).
 - 5 Salir

- **Editar:** Permite acceder a los diferentes formularios de ingreso de datos, tales como:
 1. Condiciones de Diseño
 2. Información del Pozo
 3. Datos de Fluido
 4. Líneas de Flujo
 5. Descripción del Pozo
 6. Datos de Afluencia de Fluidos
 7. Selección de Equipos

- **Selección:** Esta opción presenta dos alternativas que son el motivo de la elaboración del programa.
 1. Selección de Bomba Tipo Pistón

2. Selección de Bomba Tipo Jet

- **Herramientas:** Es una opción no muy indispensable pero de gran utilidad para realizar cálculos sencillos y de amplio uso. Las alternativas son:
 1. Cálculo del gradiente de presión
 2. Cálculo de propiedades de los fluidos PVT

- **Análisis:** Esta opción es de mucha importancia en especial cuando se requiere realizar un análisis de una bomba jet que se encuentre en operación en un pozo. Las opciones de análisis son:
 1. Bomba Jet (Ajuste o Análisis)
 2. Bomba Pistón (Ajuste o Análisis)
 3. Análisis Nodal con Bomba Jet

- **Gráficos:** Opción que permite visualizar en el computador las gráficas generadas por el HydraPump, estas son:
 1. Gráfica del IPR
 2. Gráfica del Análisis Nodal con Bomba Jet

- **Reportes:** Permite generar y mostrar los resultados de todos los parámetros calculados durante la ejecución del programa en documentos listos para impresión. Los tipos de reportes generados son los siguientes:
 1. Reporte de IPR
 2. Reporte de Selección de Bomba Jet
 3. Reporte de Selección de Bomba Pistón

- **Ayuda:** Permite obtener ayuda sobre el manejo del programa.

2.5.3.3 Barra de Herramientas

La barra de herramientas presenta iconos que reemplazan las funciones de **Archivo**, **Editar** y **Graficar** de la barra de menús. Los iconos y su respectiva función se detallan en la Figura 2.7.

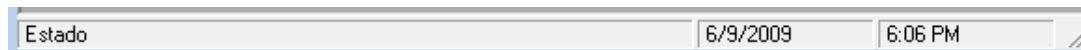
FIGURA 2.7 ICONOS DE LA BARRA DE HERRAMIENTAS

ICONO		FUNCIÓN
	→	Nuevo
	→	Abrir
	→	Guardar
	→	Ver Reporte
	→	Información general del Pozo
	→	Datos de Diseño
	→	Datos de Fluido
	→	Líneas de Flujo
	→	Descripción del Pozo
	→	Datos de Afluencia de Fluidos
	→	Selección de Equipo
	→	IPR
	→	Análisis Nodal

2.5.3.4 Barra de Estado

Esta barra únicamente muestra la hora y fecha del computador; está ubicada debajo del formulario principal.

FIGURA 2.8 BARRA DE ESTADO



FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.4 FORMULARIOS DE INGRESO DE DATOS

Una vez que se ha iniciado el programa de Bombeo Hidráulico, la primera etapa esencial es el ingreso de toda la información requerida para la ejecución correcta del HydraPump. Los datos pueden ser ingresados por el mismo usuario, ejecutando cada uno de los formularios de ingreso o cargando la información que anteriormente fue almacenada en la base de datos del programa.

Los datos de entrada tienen que ser agrupados de tal manera que cada grupo tenga su respectivo formulario de ingreso, esto ayudará a identificar si algún dato ha sido omitido. Por consiguiente se ha definido los siguientes grupos de datos.

- Información general del pozo
- Datos principales de diseño
- Datos de fluidos producidos y correlaciones PVT
- Datos referentes a líneas de flujo
- Datos de completación del pozo y temperaturas del sistema
- Datos de pruebas de pozos (Afluencia de fluidos de la formación)
- Datos de equipo de fondo (Tipo de bomba hidráulica)

Para continuar con la explicación de los formularios de entrada de datos se utilizará información real de campo que ha sido proporcionada por Petroproducción; el Anexo (2.1) muestra el formato de datos que se provee a las

compañías de servicios para el diseño del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico sea tipo Jet o Pistón.

Es muy fácil acceder a los formularios de ingreso de datos, simplemente se debe clicar sobre los iconos de la barra de herramientas o ir a la barra de menús en la opción **EDITAR**. Los formularios existentes van a ser discutidos a continuación.

2.5.4.1 Información General del Pozo

Este formulario permite el ingreso de datos referentes a la identificación del pozo, estos son:

- Nombre de la compañía
- **Nombre del Pozo**
- Nombre del Campo
- Nombre de la Arena
- Analista
- Fecha
- Comentarios

Nombre del pozo es un dato indispensable cuando se requiere almacenar la información digitada, debido a que es la identificación de la aplicación ejecutada y servirá para cargar posteriormente la información que se encuentra almacenada en la base de datos del HydraPump.

La Figura 2.9 permite visualizar el formulario en el cual se ingresa la información general del pozo.

FIGURA 2.9 FORMULARIO DE INFORMACIÓN GENERAL

The image shows a software dialog box titled "Well Information". It contains several input fields and a text area. The fields are: "Company" with the value "PETROPRODUCCION", "Well" with "AUCA 01", "Field" with "AUCA", "Reservoir" with "BASAL TENA", "Analyst" with "ING. DIEGO CHANATASIG", and "Date" with "7/1/2009 9:54:27 PM" and a "Today" button. Below these is a "Comments" text area containing the text "JET C5 - GUIBERSON". At the bottom right are "OK" and "Cancel" buttons.

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.4.2 Datos de Diseño

Los datos referentes al diseño son parte del grupo de información más indispensable para iniciar la etapa de diseño o rediseño del bombeo hidráulico.

Los datos a considerar son:

- Tasa de producción deseada - [BPD]
- Presión de entrada a la bomba - [psi]
- Profundidad de asentamiento de la bomba TVD - [ft]
- Longitud de Tubing hasta la bomba, MD - [ft]
- Máxima presión de la bomba triplex - [psi]
- Tipo de fluido motriz - (petróleo / agua)
- Gravedad específica del fluido motriz elegido.
- Retorno de la producción. (anular o tubing)
- Método de cálculo de la eficiencia volumétrica de la bomba:
 1. Kobe.
 2. Guiberson.
- Modo de cálculo:
 1. Cálculo riguroso (todas las correlaciones).

2. Cálculo rápido (correlaciones Guiberson para Eficiencia Volumétrica).
- Opción de presión a ser fija:
 1. Presión de la bomba triplex. (Para calcular PIP)
 2. Presión de entrada a la bomba. (Para calcular Presión de Triplex)

Este formulario es muy fácil de manipular, esto se puede visualizar con la siguiente figura.

FIGURA 2.10 FORMULARIO DE DATOS DE DISEÑO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.4.3 Datos de Fluidos Producidos y Correlaciones PVT

La información referente a los fluidos producidos estos sean gas, petróleo y agua es de vital importancia para los cálculos que realiza el programa, así como también la selección de las correlaciones PVT que determinan el comportamiento de estos fluidos en el proceso de producción. Este formulario consta de dos pestañas que permiten elegir entre las opciones mencionadas, ver Figura 2.11.

FIGURA 2.11 FORMULARIO DE DATOS DE FLUIDOS

The screenshot shows a software window titled "Fluid Data" with two tabs: "Produced Fluids" (active) and "PVT Correlations". The "Produced Fluids" tab contains the following fields:

- Oil Gravity:** 27 API
- Gas Gravity:** 0.98 (Air=1)
- Water Cut:** 20.4 % (0 - 100)
- Water Gravity:** 1.03 (selected with a radio button)
- Salinity:** 0 ppm (radio button is unselected)
- GOR:** 59 scf/bbl
- CO2:** 0 mole %
- N2:** 0 mole %
- H2S:** 0 mole %

Buttons for "Cancel" and "OK" are located at the bottom right of the window.

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Los datos a ingresar en la pestaña **Fluidos Producidos** son:

- Gravedad específica del petróleo - [API]
- Corte de agua (BSW) - [%]
- Gravedad específica del agua - [Agua pura = 1]
- Salinidad - [ppm]
- Relación gas petróleo (GOR) - [scf/bbl]
- Gravedad específica del gas - [Aire = 1]
- Moles de CO₂, N₂ y H₂S (en caso de existir) - [%]

FIGURA 2.12 FORMULARIO DE DATOS DE FLUIDOS - CORRELACIONES

PVT

The screenshot shows the "PVT Correlations" tab in the "Fluid Data" window. It features two columns of dropdown menus:

- Viscosity:**
 - Dead Oil: Beggs & Robinson
 - Saturated: Chew & Connally
 - Undersaturated: Beal
 - Gas: Lee
 - Water: Gottfried
- Oil Density:** Standing
- Bubble Pres./ GOR:** Vazquez & Beggs
- Oil Compressibility:** Vazquez & Beggs
- Oil FVF:** Vazquez & Beggs
- Z Factor:** Handbook National

Buttons for "< Prev" and "> Next" are at the top right, and "Cancel" and "OK" are at the bottom right.

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Como se observa en la Figura 2.12 en la pestaña **Correlaciones PVT** se puede seleccionar las ecuaciones más usuales a ser utilizadas por el programa. Estas son:

- Viscosidad del petróleo muerto
 1. Guiberson
 2. Beal
 3. Beal polinómica (modificada)
 4. Beggs & Robinson
 5. Glaso
 6. Kartoadmodjo
 7. Beincir Franlab - SOTE

- Viscosidad del petróleo saturado
 1. Beggs & Robinson
 2. Chew & Connally
 3. Kartoadmodjo
 4. Khan

- Viscosidad del petróleo subsaturado
 1. Beal
 2. Kartoadmodjo
 3. Khan
 4. Vazquez & Beggs

- Viscosidad del gas
 1. Lee

- Viscosidad del agua
 1. Brill & Beggs.
 2. Gottfried

- Densidad del petróleo
 1. Standing

- Presión de burbuja y Relación Gas - Petróleo
 1. De Ghetto
 2. Glaso
 3. Vazquez & Beggs
 4. Kartoadmodjo
 5. Standing

- Compresibilidad del petróleo subsaturado
 1. De Ghetto
 2. Petrosky & Farshad
 3. Vazquez & Beggs

- Factor volumétrico del petróleo
 1. Glaso
 2. Kartoadmodjo
 3. Standing
 4. Vazquez & Beggs

- Factor de desviación del gas (Z)
 1. Brill & Beggs.
 2. Handbook National.
 3. Guiberson
 4. Papay
 5. Drankun, Purvis & Robinson

2.5.4.4 Datos de Líneas de Flujo

Aquí se reúnen los datos necesarios para calcular las pérdidas de presión en el recorrido del fluido desde el cabezal hasta el separador. Las pestañas a elegir son datos de línea de flujo y perfiles de elevación, en la siguiente versión del

HydraPump se acoplará estas opciones. La Figura 2.13 permite visualizar el formulario de datos de líneas de flujo.

FIGURA 2.13 FORMULARIO DE DATOS DE LÍNEAS DE FLUJO

The screenshot shows the 'Flowline' software window with the 'Flowline Data' tab selected. At the top, there are 'Flowline Data' and 'Elevation Profile' tabs, along with '< Prev' and '> Next' navigation buttons. Below the tabs is a diagram of a wellhead on the left and a separator on the right, connected by a flowline. The diagram is labeled 'All distances measured from the wellhead.' and includes 'Flowline Length' and 'Flowline ID' labels. Below the diagram, there is a 'Flowline Correlation' dropdown menu set to 'Beggs & Brill'. Underneath is a 'Pipe' section with a table that is mostly empty. To the right of the pipe table is a 'Separator Conditions' section with input fields for 'Temperatura' (90 F) and 'Presion' (80 psig). At the bottom right of the window are 'Cancel' and 'OK' buttons.

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

En la pestaña **Datos de líneas de flujo** se puede ingresar la siguiente información:

- Correlación para gradiente de presión en líneas
 1. Beggs & Brill
- Diámetro nominal - [in]
- Diámetro interior. [in]
- Schedule
- Rugosidad. [in]
- Temperatura en el separador - [°F]
- Presión en el separador - [psi]

2.5.4.5 Datos del Pozo

En esta etapa es esencial ingresar toda la información necesaria para caracterizar al pozo, tanto datos de completación como datos de temperaturas y correlaciones matemáticas a usarse en el mismo.

La Figura 2.14 ayuda a visualizar las pestañas del formulario y los datos a ser ingresados en el mismo.

FIGURA 2.14 FORMULARIO DE DATOS DE DESCRIPCIÓN DEL POZO

Wellbore Description

Wellbore Data Directional Survey

Wellbore Correlation Hagerdorn & Brown

Well
 Vertical Well Directional Well

Wellhead Pressure 110 psi
 Reservoir Depth - TVD 9050 ft

Diameters

Tubing

Bottom ft MD	OD in	Weight lb/ft	ID in	Rough in
2.875	6.5	2.441	0.00065	

Casing

Bottom ft MD	OD in	Weight lb/ft	ID in	Rough in
5.5	17	4.892	0.00065	

Average Temperature
 Estimate Temperature

Wellhead Temperature 100 F
 Bottom Hole Temperature 180 F

Cancel OK

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

En la opción **Datos del pozo** se debe ingresar la siguiente información:

- Correlación para las pérdidas de presión :
 1. Brill & Beggs.
 2. Hagerdorn & Brown
- Tipo de pozo:
 1. Vertical

FIGURA 2.16 FORMULARIO DE DIÁMETROS DE TUBING Y CASING

	OD	WEIGHT	ID
	1.050	1.200	0.824
	1.050	1.500	0.742
	1.315	1.800	1.049
	1.315	2.250	0.957
	1.660	2.100	1.410
	1.660	2.300	1.380
	1.660	2.400	1.380
	1.660	3.020	1.278
	1.660	3.240	1.264
	1.900	2.400	1.650
	1.900	2.750	1.610
	1.900	2.900	1.610
	1.900	3.640	1.500
	1.900	4.190	1.462
	2.063	3.250	1.751
	2.063	4.500	1.613
	2.375	4.00	2.041
	2.375	4.100	2.041

Tubing Rough

New Middle Old

Cancel OK

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.4.6 Datos de Afluencia de Fluidos

Si se requiere tomar en consideración la afluencia de fluidos que presenta el pozo, este formulario es el indicado para poder determinar el comportamiento que existe entre las presiones de fondo con sus respectivas tasas de producción.

La Figura 2.17 muestra que datos deben ser ingresados en el formulario dependiendo de que método se haya escogido para graficar el comportamiento de la afluencia de fluidos del pozo.

FIGURA 2.17 FORMULARIO DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO

The screenshot shows a software window titled "Well Inflow Performance". It contains the following elements:

- Performance Method:** A dropdown menu set to "Modified Vogel for Wc".
- Location:** Two checkboxes, "At Reservoir" (checked) and "At Pump" (unchecked).
- Buttons:** "Cancel", "OK", and "Plot IPR".
- Test Data:**
 - Test BHP: 600 psia
 - Test Liquid Rate: 200 bbl/d
 - Test Water Cut: 20.4 %
- Reservoir Data:**
 - Static Pressure: 3000 psia
 - Bubble Pressure: 630 psia
 - Estimate Pb: (unchecked)

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Los datos a ingresar en este formulario son:

- Presión estática del reservorio - [psia]
- Presión en el punto de burbuja - [psia]
 1. Ingresada
 2. Calculada (clicar en la casilla de verificación estimar PB)

Métodos seleccionados para graficar la IPR:

- **Método del IP**
 1. Índice de Productividad - [bpd/psi]
- **Método de Vogel:** Si se posee datos de prueba de pozo (Build up)
 1. Presión de fondo de prueba - [psia]
 2. Tasa de producción de prueba - [bpd]
- **Método de Vogel corregido por agua:** Si se posee datos de prueba de pozo
 1. Presión de fondo de prueba - [psia]
 2. Tasa de producción de prueba - [bpd]
 3. Corte de agua de prueba - [%]

En este formulario se encuentra un botón llamado *Trazar IPR* (Plot IPR), el cual permite observar la gráfica generada por el HydraPump.

2.5.4.7 Equipo de Fondo

El HydraPump presenta dos tipos de bombas hidráulicas que pueden ser escogidas o seleccionadas en el formulario Selección de Equipo de Fondo, los tipos de bombas así como también la información requerida se describen a continuación:

- **Bombas Tipo Pistón:** Información requerida
 1. Fabricante (Marca)
 - (a) Kobe
 - (b) National Oilmaster
 - (c) Guiberson
 - (d) Oilwell Hydraulics Inc.
 2. Eficiencia mecánica de la sección motor - [Fracción]
 3. Eficiencia mecánica de la sección bomba - [Fracción]
 4. Tipo de bomba pistón (Según cada fabricante)
 5. Correlación para determinar la pérdida de presión por fricción en la bomba
 - (a) Kobe - National - Oilwell Hydraulics Inc
 - (b) Guiberson
 - (c) Correlación General (Aplicable a todas las marcas)

- **Bombas Tipo Jet:** Información requerida
 1. Fabricante (Marca)
 - (a) Kobe
 - (b) National Oilmaster
 - (c) Guiberson

- (d) Oilwell Hydraulics Inc.
- (e) Claw
- (f) Parker Co

Cuando se accede a este formulario es imprescindible seleccionar e ingresar la información correspondiente, para luego ejecutar las opciones de selección de bombas. Para bombas tipo pistón se debe seleccionar la correlación de fricción en la bomba de acuerdo a su respectivo fabricante.

La Figura 2.18 indica el formulario de selección de equipo de fondo y la facilidad de manejo del mismo.

FIGURA 2.18 FORMULARIO DE SELECCIÓN DE EQUIPO DE FONDO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5 FORMULARIOS DE VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS

Una vez que se ha ingresado toda la información requerida para la selección de bombas pistón y jet es importante conocer cuáles son los formularios que permiten visualizar los resultados obtenidos de la ejecución del HydraPump V 1.0.

Acceder a estos formularios es muy fácil, simplemente se selecciona las opciones de la barra de menús de acuerdo a que resultados se desea observar. Estos menús y sus respectivas funciones se discutieron anteriormente, así que no representará un problema para el usuario cuando desee utilizar estos formularios.

2.5.5.1 Bombas Tipo Pistón

Este formulario presenta los cálculos de los parámetros de operación de las bombas tipo pistón que pueden ser utilizadas para producir la tasa deseada. A este formulario se ingresa por la opción *Bomba Pistón* del menú **Selección** de la barra de menús, los resultados que se muestran corresponden al fabricante y al tipo de bomba que se seleccionó en el formulario de selección de **Equipo de Fondo**.

Para poder utilizar esta opción existe un botón denominado *Seleccionar bombas* y que al clicar sobre este, inmediatamente los resultados son presentados en el formulario. Lo expuesto arriba se ilustra en la Figura 2.19.

FIGURA 2.19 FORMULARIO DE BOMBAS PISTÓN SELECCIONADAS

Reciprocating Pump

Calculations for all pumps having a pump displacement greater than minimum recommended pump displacement are calculated
Pumps that require Triplex Pressure greater than Maximum Triplex Pressure are not calculated

P/E max. Ratio : 0.9090 adm.
Maximum Pump Efficiency : 0.9285 fraction
Minimum recommended pump displacement : 426.2942 bl/d
Manufacturer : Guiberson

Options
Select Pumps Unload OK

Pump	PumpF	EngineF	PumpDisp	EngineDisp	TotalDisp	PE	MaxSpeed
1 PL II 2x1 9/16 [PPR]	30.0	26.36	1560	1370	2930	1.147	52
2 PL II 2 1/2 x 1 1/4 [PPR]	8.8	17.47	924	1834	2758	0.503	105
3 PL II 2 1/2 x 1 1/2 [PPR]	12.67	17.47	1330	1834	3164	0.725	105
4 PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	49.91	43.57	2495	2179	4674	1.146	50
5 PL II 2 x 1 9/16	12.85	15.08	450	528	978	1.03	35
6 PL II 2 1/2 x 1 1/4	11.96	14.04	478	561	1040	1.16	40
7 PL II 2 1/2 x 2 1/2	15.08	15.08	528	528	1056	1.21	35
8 PL II 2 1/2 x 1 7/8	14.04	14.04	561	561	1122	1.36	40

Pump Size	Power Press. psi	Pwr. Fluid R. bl/d	Speed Pump SPM - 75 %	Prod. Rate bl/d	P.I.P. psi	Disch. Press. psi	Max. Prod. bl/d	Pump Frict. psi	Horsepower hp
1 PL II 2x1 9/16 [PPR]	3572	333	11.4 - 22 %	265	485	3450	1108	124	22
2 PL II 2 1/2 x 1 1/4 [PPR]	1737	752	38.8 - 37 %	265	485	3412	656	252	25
3 PL II 2 1/2 x 1 1/2 [PPR]	2336	522	26.9 - 26 %	265	485	3441	945	154	23
4 PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	3511	331	6.8 - 14 %	265	485	3450	1773	66	22

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5.2 Bombas Jet

De idéntica manera es posible acceder a este formulario por la opción *Bomba Jet* del menú **Selección** de la barra de menús, los resultados que se presentan son los parámetros de operación de la bomba para producir la tasa deseada. También se presenta un listado de bombas que pueden ser aplicadas así como también el criterio de selección que se utiliza para desplegar los resultados.

El manejo de este formulario es muy sencillo, simplemente hay que clicar sobre el botón denominado *Seleccionar Bombas* para que los resultados se visualicen. La Figura 2.20 demuestra lo descrito anteriormente.

FIGURA 2.20 FORMULARIO DE BOMBAS JET SELECCIONADAS

Jet Pump

Calculations for all pumps having an annular area great enough to avoid cavitation are presented
Pumps that require Triplex Pressure greater than Maximum Triplex Pressure plus 100 psi are not calculated

Options
Select Pumps Unload OK

ASM : 0.0129 sq. in.
Manufacturer : Guberson

Pump Size	Power Press. psi	Power Fluid R. bl/d	Max Non-Cav bl/d	Prod. Rate bl/d	P.I.P. psi	Discharge Pre psi	Nozzle Press psi	Horsepower hp	Efficiency %	Nozzle Area sq in.	Throat Area sq in.
1 B-3	3463	1016	321	285	485	3434	6859	66	26.8	0.0095	0.0241
5 B+3	2988	1186	291	285	485	3433	6381	67	26.7	0.0109	0.0241
6 B+4	3583	1176	451	285	485	3433	6976	80	22.4	0.0109	0.0314
9 C-4	3135	1281	421	285	485	3434	6527	76	23.6	0.0123	0.0314
10 C-5	3700	1340	566	285	485	3434	7090	94	19.1	0.0123	0.0380
13 C+4	2600	1482	363	285	485	3435	5988	73	24.8	0.0149	0.0314
14 C+5	2958	1530	509	285	485	3435	6344	85	21.1	0.0149	0.0380
15 C+6	3491	1598	667	285	485	3435	6876	105	17.0	0.0149	0.0452
18 D-4	2311	1715	302	285	485	3435	5693	75	24.3	0.0177	0.0314
19 D-5	2450	1737	447	285	485	3436	5831	80	22.6	0.0177	0.0380
20 D-6	2832	1799	605	285	485	3435	6213	96	18.9	0.0177	0.0452
21 D-7	3347	1877	779	285	485	3436	6726	119	15.2	0.0177	0.0531
23 E-5	1973	2259	306	285	485	3421	5341	84	21.7	0.0241	0.0380
24 E-6	1995	2264	465	285	485	3421	5364	85	21.4	0.0241	0.0452
25 E-7	2257	2324	638	285	485	3422	5624	99	18.4	0.0241	0.0531
26 E-8	2869	2459	925	285	485	3423	6231	133	13.6	0.0241	0.0661
27 F-6	1803	2894	304	285	485	3426	5152	99	19.0	0.0314	0.0452
28 F-7	1734	2872	478	285	485	3426	5083	94	19.9	0.0314	0.0531
29 F-8	2047	2969	764	285	485	3427	5393	115	16.3	0.0314	0.0661
30 G-8	1523	4045	460	285	485	3439	4826	116	17.2	0.0452	0.0661

Copyright 2009, Diego Chanatasig - Petroleum Engineer. All Rights Reserved

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5.3 Cálculo del Gradiente Vertical de Presión

A pesar que este formulario no presenta resultados indispensables para la selección de bombas hidráulicas, es una herramienta muy útil para determinar presiones, gradientes de presión, patrones de flujo, velocidades, etc. esto en pozos verticales. Acceder a este formulario es muy sencillo, simplemente se

deberá dirigir al menú **Herramientas** de la barra de menús, seleccionar la opción *Calcular gradiente vertical* y una vez en el formulario clicar en el botón *Computar*, finalmente se observa los resultados calculados así como también los datos que se cargan automáticamente de la aplicación actual. La figura a continuación describe lo mencionado.

FIGURA 2.21 FORMULARIO DE CÁLCULO DEL GRADIENTE VERTICAL

	Lenght feet	Pressure psi	Gradient psi/ft	Flow Pattern	VSL ft/s	VSG ft/s	Hold up
1	352	233	0.3488	Bubble	0.22	0.116	0.89
2	704	364	0.3734	Bubble	0.22	0.046	0.96
3	1056	499	0.3831	Bubble	0.22	0.018	0.98
4	1408	636	0.3875	Bubble	0.23	0.004	1.00
5	1760	772	0.3886	Liquid	0.23	0.000	1.00
6	2112	909	0.3886	Liquid	0.23	0.000	1.00
7	2464	1046	0.3886	Liquid	0.23	0.000	1.00
8	2816	1183	0.3886	Liquid	0.23	0.000	1.00
9	3168	1320	0.3886	Liquid	0.23	0.000	1.00
10	3520	1456	0.3886	Liquid	0.23	0.000	1.00
11	3872	1593	0.3887	Liquid	0.23	0.000	1.00
12	4224	1730	0.3887	Liquid	0.23	0.000	1.00
13	4577	1867	0.3887	Liquid	0.23	0.000	1.00
14	4929	2004	0.3887	Liquid	0.23	0.000	1.00
15	5281	2141	0.3888	Liquid	0.23	0.000	1.00
16	5633	2277	0.3888	Liquid	0.23	0.000	1.00
17	5985	2414	0.3888	Liquid	0.23	0.000	1.00
18	6337	2551	0.3889	Liquid	0.23	0.000	1.00
19	6689	2688	0.3889	Liquid	0.23	0.000	1.00
20	7041	2825	0.3890	Liquid	0.23	0.000	1.00
21	7393	2962	0.3890	Liquid	0.23	0.000	1.00
22	7745	3099	0.3890	Liquid	0.23	0.000	1.00
23	8097	3236	0.3891	Liquid	0.23	0.000	1.00
24	8449	3373	0.3891	Liquid	0.23	0.000	1.00
25	8801	3510	0.3891	Liquid	0.23	0.000	1.00

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5.4 Cálculo de las Propiedades de los Fluidos PVT

Este formulario es una herramienta muy útil si se desea determinar las propiedades de los fluidos a distintas condiciones de presión y temperatura; las propiedades de los fluidos son calculadas con las correlaciones elegidas en el formulario **Datos de Fluido**, además se puede ingresar a este formulario a través del menú **Herramientas** y de la opción *Calcular Propiedades de Fluidos*. Un ejemplo de ejecución del formulario descrito se muestra con la Figura 2.22.

FIGURA 2.22 FORMULARIO DE CÁLCULO DE PROPIEDADES DE FLUIDOS

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5.5 Análisis de Bomba Pistón

A este formulario se ingresa por el menú **Análisis** en la opción **Bomba Pistón**. Aquí se puede realizar la simulación de una bomba pistón que ya esté operando, esto incluye determinar la PIP (Presión de entrada a la bomba) para realizar el respectivo rediseño.

La bomba que será evaluada puede ser escogida de la lista de bombas que se muestra en el formulario según el fabricante y el tipo que se haya escogido en el formulario de ingreso **Equipo de Fondo**. Para realizar la ejecución de esta opción simplemente se debe clicar en el botón **Analizar** que es muy visible como se muestra en la Figura 2.23 presentada a continuación.

FIGURA 2.23 FORMULARIO DE ANÁLISIS DE BOMBA PISTÓN

Pump Size	Power Press. (psi)	Power Fluid Rate (bl/d)	Speed Pump (SPM - %)	Prod. Rate (bl/d)	Pumping BHP (psi)	Discharge Pre (psi)	Max. Prod. (bl/d)	Pump Friction (psi)	Horsepower (hp)
1 B 3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8 [PPR - 3B2x2]	3900	1146	47.5 - 54 %	1390	1876	3649	1911	290	84

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5.6 Análisis de Bomba Jet

Cuando se requiere realizar un rediseño de una instalación hidráulica que se encuentra operando con bomba jet, es necesario realizar un análisis de la geometría que se está utilizando para determinar los parámetros de operación en especial la PIP (Presión de entrada a la bomba) la cual debe ser reingresada para una nueva ejecución.

El acceso a este formulario es mediante el menú **Análisis** en la opción **Bomba Jet**, su ejecución es a través del botón **Analizar**, pero para esto previamente debe ser seleccionada una determinada geometría del listado presentado en el mismo formulario. Lo expuesto se describe seguidamente con la Figura 2.24.

FIGURA 2.24 FORMULARIO DE ANÁLISIS DE BOMBA JET

Pump Size	Power Press. (psi)	Power Fluid R. (bl/d)	Max Non-Cav (bl/d)	Prod. Rate (bl/d)	P.I.P. (psi)	Discharge Pre (psi)	Nozzle Press (psi)	Horsepower (hp)	Efficiency (%)
1 C:5	3700	1341	558	285	473	3434	7090	94	18.7

Copyright 2009. Diego Chanatasig - Petroleum Engineer. All Rights Reserved

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.5.7 Análisis Nodal con Bomba Jet

El HydraPump tiene la opción de realizar Análisis Nodal con Bomba Jet, esto con una determinada geometría que puede ser seleccionada del listado que se observa en el formulario, además para este análisis se debe ingresar (3) presiones triplex y (3) tasas de producción. El programa realiza todos los cálculos para estas distintas condiciones las cuales podrán luego ser graficadas si se tiene una curva IPR.

Si se ha graficado se puede determinar los puntos óptimos de operación, es decir los puntos de intersección entre la curva IPR (Inflow) y las curvas que se generan de los cálculos realizados (Outflow).

Este formulario cuenta también con un botón denominado Plot (gráfico) el cual permite generar las curvas resultantes del Análisis Nodal, es decir, las gráficas correspondientes a esta aplicación.

Un ejemplo típico de análisis nodal con bomba jet se visualiza en la Figura 2.25.

FIGURA 2.25 FORMULARIO DE ANÁLISIS NODAL CON BOMBA JET

Pump Size	Power Press. (psi)	Power Fluid R. (bl/d)	Max Non-Cav. (bl/d)	Prod. Rate (bl/d)	Pumping BHP (psi)	Discharge Pre (psi)	Nozzle Press (psi)	Horsepower (hp)	Efficiency (%)
B:3	2000	815	542	120	1288	3418	5399	31	18.7
B:3	2000	759	653	220	1838	3406	5399	29	28.6
B:3	2000	686	766	320	2492	3414	5400	26	29.4
B:3	2500	924	367	120	620	3419	5897	44	16.1
B:3	2500	867	533	220	1250	3429	5898	41	26.2
B:3	2500	804	666	320	1906	3415	5899	38	30.6
B:3	3000	1010	127	120	93	3419	6396	57	16.8
B:3	3000	970	356	220	587	3428	6396	55	23.7
B:3	3000	907	548	320	1315	3437	6397	51	29.8

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.6 FORMULARIOS DE VISUALIZACIÓN DE GRÁFICOS

El HydraPump permite generar gráficas que pueden ser utilizadas para realizar un correcto y apropiado diseño o rediseño de instalaciones hidráulicas. Las gráficas que se pueden obtener del programa se describen a continuación.

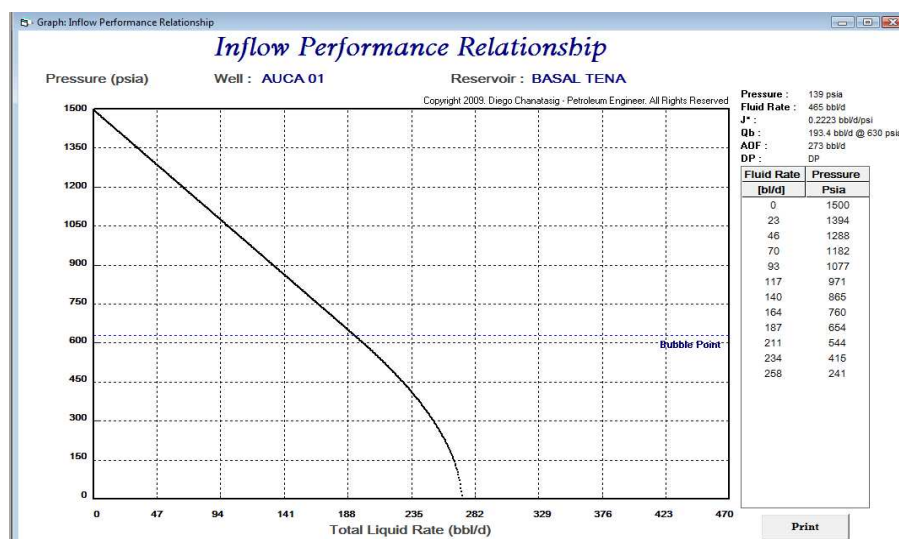
2.5.6.1 Gráfica de la IPR

Para poder graficar la IPR se debe verificar si en el formulario de ingreso **Datos de Afluencia** se posee datos de prueba de pozo y si se ha seleccionado algún método de comportamiento, de lo contrario se hace imposible graficar esta curva.

A este formulario se puede ingresar a través de la opción **IPR** del menú **Gráficas** o del icono correspondiente de la barra de herramientas ya anteriormente descrito o por el botón **Trazar IPR** del formulario Datos de Afluencia.

Si se cumple con las condiciones expuestas el formulario que se observará es el que se presenta en la Figura 2.26.

FIGURA 2.26 FORMULARIO DE LA GRÁFICA DEL IPR



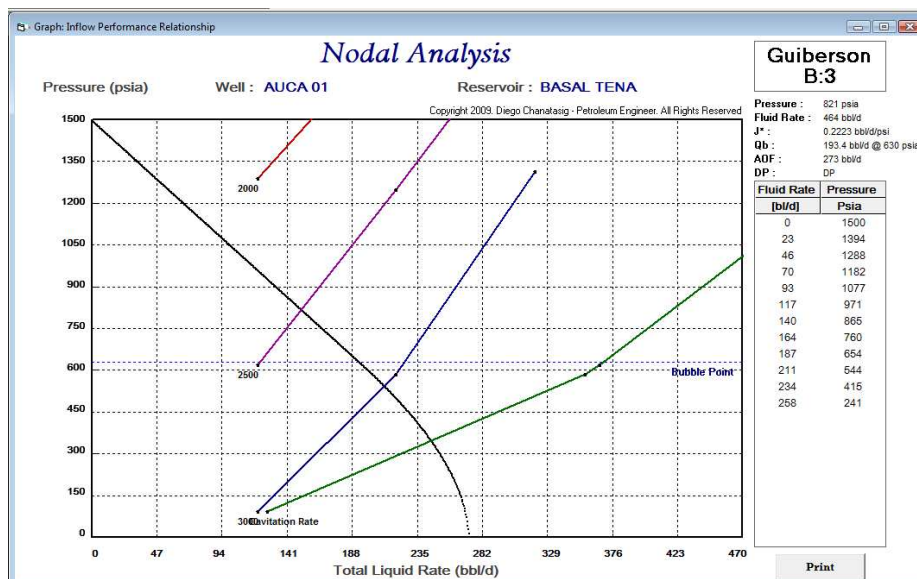
FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.6.2 Gráfica de Análisis Nodal con Bomba Jet

Se puede acceder a este tipo de gráfica a través del menú **Gráficas** y la opción *Análisis Nodal* o por el icono correspondiente de la barra de herramientas. Los requerimientos para utilizar este formulario son haber ejecutado el formulario *Análisis Nodal con Bomba Jet* y poseer datos de prueba de pozo para generar la curva IPR. En esta gráfica se puede observar los puntos óptimos de operación que resultan de la intersección de las curvas de Inflow y Outflow. Un ejemplo de este tipo de gráfica se observa en la Figura 2.27.

FIGURA 2.27 FORMULARIO DE LA GRÁFICA DE ANÁLISIS NODAL



FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

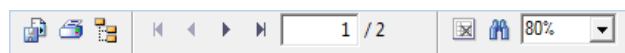
2.5.7 FORMULARIOS DE VISUALIZACIÓN DE REPORTES

Como se ha mencionado el HydraPump tiene la capacidad de generar reportes de las bombas tipo pistón seleccionadas, de las geometrías más óptimas a ser aplicadas y de datos de presión y tasas de producción que se obtienen de la IPR.

Estos reportes son documentos listos para impresión los cuales contienen toda la información que caracteriza a un pozo tal como: datos de información general, datos de fluidos producidos, datos de completación, mejores bombas, etc. Todo esto dependiendo del tipo de reporte seleccionado.

Es importante describir una barra que contiene opciones muy elementales del reporte que facilitan el uso del mismo. Esta barra se presenta en la Figura 2.28.

FIGURA 2.28 BARRA DE HERRAMIENTAS DEL REPORTE



FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Los iconos según el orden en que se presentan en esta barra permiten realizar las siguientes funciones:

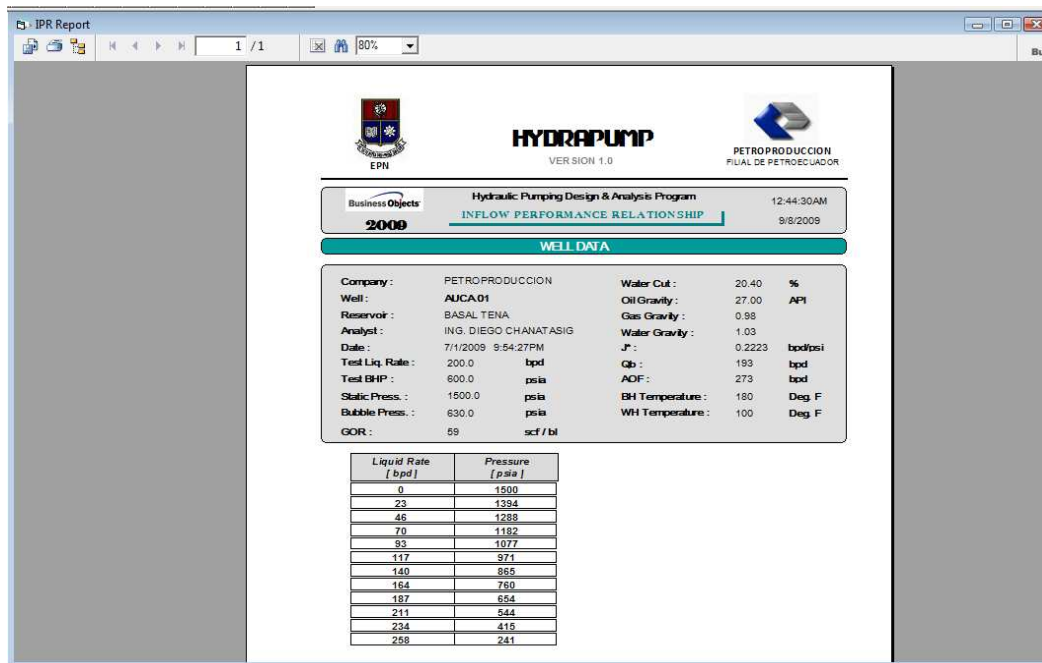
- Exportar el reporte a un formato de archivo escogido por el usuario.
- Imprimir inmediatamente el reporte
- Observar grupo de datos
- Navegar por las páginas del reporte
- Cancelar la ejecución del reporte
- Buscar un texto determinado
- Zoom

2.5.6.3 Reporte de la IPR

Después de ejecutar los formularios correspondientes para generar la curva IPR se puede realizar un documento listo para impresión de los resultados obtenidos así como también de la información involucrada en esta sección del programa. Es muy sencillo ingresar a este tipo de aplicación, esto se lo hace a través del menú **Reporte** y con su respectiva opción **IPR**.

La Figura 2.29 muestra el formulario en el cual se puede visualizar el reporte elaborado por el programa.

FIGURA 2.29 FORMULARIO DEL REPORTE DE LA IPR



FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.6.4 Reporte de la Selección de Bombas Tipo Pistón

Una vez que se ha concluido con la selección de bombas tipo pistón con su respectivo formulario de cálculos, se procede con la elaboración del reporte el cual presenta toda la información correspondiente a bombas hidráulicas tipo pistón. A este formulario de visualización del reporte se puede acceder por medio del menú **Reporte** con su respectiva opción *Bombas Pistón*.

Un típico reporte de la selección de bombas pistón generado por el HydraPump se presenta en la Figura 2.30 exhibida a continuación.

FIGURA 2.30 FORMULARIO DEL REPORTE DE LAS BOMBAS PISTÓN

Report [Reciprocating Pump] 1 / 1 75%

EPN HYDRAPUMP VERSION 1.0 PETROPRODUCCION FILIAL DE PETROEQUADOR

Business Objects: 2009 Hydraulic Pumping Design & Analysis Program 12:27:19AM
 RECIPROCATING PUMP 9/8/2009

WELL DATA

Company: PETROPRODUCCION GOR: 59 scf / bl
 Well: AJICA 01 Water Cut: 20.40 %
 Reservoir: BASAL TENA Oil Gravity: 27.00 API
 Analyst: ING. DIEGO CHANATASIG Gas Gravity: 0.98
 Date: 7/1/2009 9:54:27PM Water Gravity: 1.03
 Prod. Rate: 285 bpd Flowing WHP: 110 psi
 Pumping BHP: 485 psi Tubing OD: 2.880 in.
 Pump Depth: 8801 Feet Tubing ID: 2.441 in.
 TBG. Length: 8801 Feet Casing ID: 4.892 in.
 Surf. Hyd. Press: 3700 psi BH Temperature: 180 Deg. F
 Power Fluid: Oil WH Temperature: 100 Deg. F

Manufacturer: Guiberson Method: Guiberson

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [bpd]	SPM	% SPM max. 75	HP	Prod. Rate [bpd]	P.F.P. [psi]	Max. Prod. Rate [bpd]	Dischar. Press. [psi]	Pump Friction [psi]
PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR1]	3511	331	7	14	22	285	485	1773	3450	66
PL II 2 x 1 9/16 [PPR1]	3572	333	11	22	22	285	485	1108	3450	124
PL II 2 1/2 x 1 1/2 [PPR1]	2326	522	27	26	23	285	485	945	3441	154
PL II 2 1/2 x 1 1/4 [PPR1]	1737	752	39	37	25	285	485	656	3412	252

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

2.5.6.5 Reporte de la Selección de Bombas Tipo Jet

Como el propósito del programa es seleccionar las mejores geometrías a ser aplicadas en un pozo, el HydraPump también genera reportes de las bombas jet seleccionadas que mejores resultados presentan. De idéntica manera que los otros tipos de reportes se puede acceder a este mediante el menú **Reporte** y la opción **Bomba Jet**.

En la Figura 2.31 se muestra un reporte generado de las mejores geometrías a ser aplicadas en un determinado pozo.

FIGURA 2.31 FORMULARIO DEL REPORTE DE LAS BOMBAS JET

Report [Jet Pump]

Hydrapump VERSION 1.0 PETROPRODUCCION FLIA. DE PETROECUADOR

Business Objects: 2009 Hydraulic Pumping Design & Analysis Program JET PUMP 12:25:52AM 9/9/2009

WELL DATA

Company :	PETROPRODUCCION	GOR :	59	scf / bbl
Well :	AUCAD01	Water Out :	20.40	%
Reservoir :	BASAL TENA	Oil Gravity :	27.00	API
Analyst :	ING. DIEGO CHANATASIG	Gas Gravity :	0.98	
Date :	7/1/2009 9:54:27PM	Water Gravity :	1.03	
Prod. Rate :	235	Flowing WHP :	110	psi
Pumping BHP :	485	Tubing OD :	2.875	in.
Pump Depth :	8801	Tubing ID :	2.441	in.
TBG. Length :	8801	Casing ID :	4.892	in.
Surf. Hyd. Press. :	3700	BH Temperature :	180	Deg. F
Power Fluid :	Oil	WH Temperature :	100	Deg. F
Prod. Return :	Annulus			
Manufacturer :	Guiberson	Method :	Guiberson	

Pump Size	Power Pressure (psi)	Pair. Fluid Rate (bbl/d)	HP	Non Cav. Rate (bbl/d)	Produce. Rate (bbl/d)	P.I.P. Press. (psi)	Dischar. Press. (psi)	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
B-3	3463	1016	66	321	285	485	3434	26.80	0.0095	0.0241
B+4	3583	1176	80	451	285	485	3433	22.40	0.0109	0.0314
B+3	2968	1186	67	291	285	485	3433	26.70	0.0109	0.0241
C-4	3135	1281	76	421	285	485	3434	23.60	0.0123	0.0314
C-5	3700	1340	94	566	285	485	3434	19.10	0.0123	0.0380

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

En este reporte también se puede cargar los resultados de un análisis nodal con bomba jet ya que su presentación no es un impedimento y los cálculos son los mismos.

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN Y PARÁMETROS OPERATIVOS PARA EL DISEÑO DE 20 POZOS QUE PRODUCEN POR BOMBEO HIDRÁULICO EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

3.1 ANTECEDENTES

EL sistema de levantamiento por bombeo hidráulico es muy utilizado por Petroproducción, alrededor de 200 pozos (+/- 50% del levantamiento artificial) del Distrito Amazónico utilizan bombas hidráulicas para la producción de petróleo crudo.

El propósito de este capítulo es recopilar toda la información disponible para realizar las actividades de diseño y rediseño de este tipo de levantamiento artificial en 20 pozos del D.A.

3.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA DISEÑO Y REDISEÑO DE POZOS

La información que se requiere para realizar un diseño o rediseño apropiado es tal que sea capaz de caracterizar a todo el sistema de producción; en el Capítulo 2 se describió todos los datos que deben ser ingresados para ejecutar el programa.

A continuación se presenta un resumen de la información más importante que se debe recopilar de los pozos a ser evaluados:

- **Datos referentes a las condiciones de diseño.**

1. Tasa de producción actual - [bbl/d]
2. Presión de inyección - [psia]
3. Tasa de inyección - [bbl/d]
4. Tipo de bomba hidráulica en operación
5. Tasa de producción deseada - [bbl/d]
6. Presión de entrada a la bomba (PIP) - [psia]
7. Máxima presión triplex - [psia]
8. Tipo de fluido motriz - [Agua o Petróleo]

- **Datos referentes a la caracterización del reservorio y de los fluidos producidos.**

1. Gravedad API
2. Gravedad Específica del Gas medida en el Separador
3. Presión en el Separador - [psia]
4. Temperatura en el Separador - [°F]
5. Relación Gas-Petróleo Producido - [scf/stb]
6. Corte de Agua Producido - [%]
7. Concentración de Sólidos en Suspensión en el agua - [ppm]
8. Presión del Reservorio - [psia]
9. Temperatura del Reservorio - [°F]
10. Presión de burbujeo - [psia]

- **Datos referentes a la completación del pozo.**

1. Profundidad vertical del pozo hasta el reservorio (TVD) - [ft]
2. Diámetro Nominal del Casing - [in]
3. Diámetro Interno del Casing - [in]
4. Rugosidad Absoluta del Casing - [ft]
5. Profundidad de Asentamiento de la Bomba - [ft]
6. Diámetro Nominal del Tubing - [in]

7. Diámetro Interno del Tubing - [in]
8. Rugosidad Absoluta del Tubing - [ft]
9. Presión del Anular en el cabezal del Pozo - [psia]
10. Temperatura en el fondo del pozo - [°F]
11. Temperatura en el Cabezal del Pozo - [°F]

3.3 PROCESO DE SELECCIÓN DE POZOS

Como se ha mencionado anteriormente el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico es muy utilizado en todo el Distrito Amazónico, es por eso que se seleccionará 20 pozos para ser evaluados de las áreas: Auca, Lago Agrio, Libertador, Sacha y Shushufindi.

Los pozos a ser seleccionados utilizan bombas hidráulicas para la producción, especialmente bombas tipo Jet. Por tanto, el objetivo es seleccionar ciertos pozos que operan con este tipo de bomba, debido a que la tasa de inyección requerida de fluido motriz por la bomba Jet es muy elevada, generando así mayores costos operativos para Petroproducción.

La distribución de fabricantes o marcas de las bombas seleccionadas se indica a continuación:

- **Kobe** - 4 pozos
- **National O.M.** - 4 pozos
- **Guiberson** - 6 pozos
- **Claw** - 6 pozos

3.4 POZOS SELECCIONADOS

La siguiente tabla describe la información general de los pozos que han sido seleccionados para las actividades de diseño y rediseño del bombeo hidráulico del Distrito Amazónico.

TABLA 3.1 POZOS SELECCIONADOS

Nro.	POZO Y ARENA	ÁREA	CAMPO	MARCA o FABRICANTE
1	Guanta 03 H	Lago Agrio	Lago Agrio	Kobe
2	Sacha 33 T	Sacha	Sacha	Kobe
3	Sacha 88 T	Sacha	Sacha	Kobe
4	Sacha 98 U	Sacha	Sacha	Kobe
5	Lago Agrio 36	Lago Agrio	Lago Agrio	National O.M.
6	Sacha 25 U	Sacha	Sacha	National O.M.
7	Sacha 91 T	Sacha	Sacha	National O.M.
8	Shushuqui 21 Us	Libertador	Shushuqui	National O.M.
9	Auca 01 BT	Auca	Auca	Guiberson
10	Cuyabeno 21 Us	Libertador	Cuyabeno	Guiberson
11	Lago Agrio 32	Lago Agrio	Lago Agrio	Guiberson
12	Parahuacu 02 Ui	Libertador	Parahuacu	Guiberson
13	Sacha 83 Hs	Sacha	Sacha	Guiberson
14	Sacha 87 U	Sacha	Sacha	Guiberson
15	Auca 49 T	Auca	Auca	Claw
16	Guanta 11 U	Lago Agrio	Guanta	Claw
17	Cuyabeno 02 Ui	Libertador	Cuyabeno	Claw
18	Parahuacu 05 Ti	Libertador	Parahuacu	Claw
19	Parahuacu 08 Ti	Libertador	Parahuacu	Claw
20	Shushuqui 17 Ui	Libertador	Shushuqui	Claw

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

3.5 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS SELECCIONADOS

Una vez que se ha terminado con la selección de los pozos a ser rediseñados, se debe recopilar la información necesaria y disponible de cada uno de estos para continuar con el proceso de evaluación.

Para este proceso se contó con el apoyo eficiente y oportuno de los Departamentos de Ingeniería en Petróleos, Ingeniería de Producción y la Sección de Bombeo Hidráulico de Levantamiento Artificial del Distrito Amazónico, así

como también de los archivos almacenados que actualmente posee Petroproducción de todas sus operaciones.

Además, se tomó como base la información del estudio “ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL HIDRÁULICO DEL D.A. realizado en el año 2007; sin embargo es importante mencionar que el mejor diseño es aquel que se lo realiza con criterio técnico operativo, usando toda la información disponible de campo como: GOR de separadores, presión de entrada a la bomba referentes a Build Ups, existencia de problemas en la completación, salinidades de las arenas, bajas de producción por presencia de daño de formación, capacidad de inyección de fluido disponible por los equipos de superficie, estadísticas de comportamiento de bombas, historiales de producción y Workover, etc. De lo anterior se deduce que todo este conjunto de datos es imprescindible para realizar un proceso de análisis del levantamiento por bombeo hidráulico.

Toda la información antes expuesta se encuentra detallada en hojas de datos que fueron realizadas para cada uno de los pozos seleccionados y son presentadas en el Anexo (3.1).

3.6 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información obtenida para el diseño y rediseño del bombeo hidráulico en 20 pozos del D.A fue totalmente adquirida de los distintos Departamentos de Petroproducción, así que su total validez es garantizada por estos mismos departamentos y en relación a su calidad y veracidad es totalmente relativa ya que las propiedades de los fluidos contenidos en los yacimientos varían de sección a sección, imposibilitando describir el comportamiento real de estos mismos fluidos.

El Anexo (3.2) muestra la información referente a los fluidos presentes en los campos de Petroproducción, datos muy valiosos para el proceso de análisis del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.

CAPÍTULO 4

AJUSTE DEL PROGRAMA CON LA OPERACIÓN REAL DE LOS POZOS Y REDISEÑO DE POZOS DE BOMBEO HIDRÁULICO DEL DISTRITO AMAZÓNICO. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE RESULTADOS.

4.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos anteriores se elaboró el programa HydraPump V 1.0. Ha llegado el momento de ejecutarlo para demostrar que dicho software es una herramienta innovadora capaz de realizar el análisis y simulación del Bombeo Hidráulico del Distrito Amazónico.

En este capítulo se demostrará que los cálculos realizados por el software elaborado satisfacen los requerimientos por los cuales se inició este proyecto. La confiabilidad del HydraPump también será puesta a prueba, al comparar los resultados obtenidos de éste con los del Poweroil (Software utilizado por Petroproducción) y del Pump (Software profesional utilizado por Guiberson).

Además, se procederá con el diseño y rediseño de los pozos seleccionados anteriormente, es decir se determinará la bomba que utilice la menor cantidad de fluido motriz sea esta Jet o Pistón.

4.2 PRUEBA DEL SOFTWARE ELABORADO HYDRAPUMP V 1.0

Con la finalidad de evaluar el desenvolvimiento del software desarrollado se procederá a realizar la comparación de resultados entre los tres programas mencionados arriba. De esta manera se comprobará que el funcionamiento del HydraPump V 1.0 es confiable y de mucha calidad.

Para la evaluación de resultados se usará la información del pozo seleccionado **Auca 01 BT**, del cual se posee ejecuciones previas realizadas con el Poweroil y con el Pump. Asimismo, se podrá verificar que los resultados arrojados por estos programas son muy similares.

4.2.1 COMPARACIÓN DE PARÁMETROS OPERATIVOS CALCULADOS

A continuación se muestra los resultados que se obtuvieron en típicas ejecuciones de los programas de diseño de bombeo hidráulico con más credibilidad. La información requerida de cada pozo para las ejecuciones de los programas está detallada en el Anexo (3.1).

La tabla 4.1 indica los parámetros operativos calculados de la bomba que actualmente está funcionando en el pozo **AUC-01 (Ajuste)**.

TABLA 4.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DURANTE EL AJUSTE

POZO	AUC-01		
BOMBA ACTUAL	C5		
PROGRAMA	Pump	Poweroil	HydraPump
PT - psi	3700	3700	3700
QN - bpd	1358	1309	1341
HP - hp	95	92	94
QS - bpd	285	285	285
PIP - psi	431	708	473
Q CAV. - bpd	531	694	558
PD - psi	NPP	3511	3434
EFF - %	NPP	19	18.7

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

NPP: No Proporciona el Programa

Las tablas 4.2 y 4.3 muestran las bombas hidráulicas más óptimas a ser utilizadas en el pozo **AUC-01 (Rediseño)**.

TABLA 4.2 REDISEÑO CON BOMBA PISTÓN DEL POZO AUC-01

PROGRAMA	BOMBA PISTÓN	PT	QN	HP	SPM	QS	PIP	Q MAX.	PD	FP
		psi	bpd	hp	SPM - %	bpd	psi	bpd	psi	psi
Pump	PL I 2 1/2 x 2 x 1 3/4	3337	486	31	14.2 - 41	285	431	NPP	NPP	NPP
Poweroil	PL I 2 1/2 x 2 x 1 3/4+	3302	452	28	14 - 41	285	708	713	3475	280
HydraPump	PL I 2 1/2 x 2 x 1 3/4+	3413	494	32	14.5 - 41	285	473	586	3409	294

ELABORACIÓN: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

TABLA 4.3 REDISEÑO CON BOMBA JET DEL POZO AUC-01

PROGRAMA	BOMBA JET	PT	QN	HP	QS	PIP	Q CAV.	PD	EFF.
		psi	bpd	hp	bpd	psi	bpd	psi	%
Pump	B+4	3568	1193	80	285	431	423	NPP	NPP
Poweroil	B+3	3115	1107	65	285	708	356	3504	26.7
HydraPump	B+4	3501	1170	77	285	473	445	3387	22.5

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: PETROPRODUCCIÓN

NPP: No Proporciona el Programa

Los procedimientos de ajuste y rediseño serán explicados cuando se efectúe el diseño y rediseño de los 20 pozos seleccionados.

4.2.2 DISCUSIÓN DE DIFERENCIAS ENTRE RESULTADOS

Es importante comparar los resultados que se obtienen de estos programas para determinar las diferencias y similitudes entre los valores calculados, por ende explicar el origen de las diferencias encontradas y establecer cuáles son los resultados correctos y con más credibilidad.

4.2.2.1 Bombas seleccionadas

Observando las tablas 4.2 y 4.3 de rediseño, se establece que los programas arrojan prácticamente las mismas bombas a ser utilizadas. Pero el HydraPump posee criterios de selección más superiores como:

1. Descarta bombas que necesitan Presiones Triplex mayores a la máxima presión disponible en superficie, para jet y pistón.
2. Suprime bombas que necesitan operar a más del 80% de SPM máximos, esto en bombas tipo pistón.
3. Posee una base de datos con bombas de todas las marcas, tanto jet como pistón.

4.2.2.2 Presión de entrada a la bomba

Cuando se trata de un rediseño este parámetro es muy influyente en los resultados del resto de variables que se puede obtener, como un ejemplo están las propiedades de los fluidos que son completamente dependientes de la presión. Además se puede observar en la tabla 4.1 que este valor es el más diferente entre los programas durante el ajuste, provocando que todos los demás parámetros operativos sean diferentes.

Esto es entendible, pues la presión de intake determinada por el HydraPump usa flujo multifásico, distribuido en 25 intervalos en su longitud total, resultando en un valor más preciso e incidiendo en el resto de parámetros operativos en superficie.

4.2.2.3 Presión triplex

Prestando atención a las tablas 4.2 y 4.3 se establece que hay una considerable diferencia entre las presiones triplex calculadas, la causa principal radica en que esta presión es completamente dependiente de la presión de descarga y de la presión de entrada a la bomba, las cuales tienen valores diferentes conforme a cada programa utilizado.

4.2.2.4 Tasa de fluido motriz

La discrepancia en estos resultados se debe a que los programas tienen asunciones matemáticas diferentes al momento de calcular presiones, propiedades de los fluidos, etc.

4.2.2.5 Potencia

La potencia requerida en superficie es directamente proporcional a la tasa de fluido motriz y a la presión triplex, así que automáticamente se explica las diferencias entre las potencias calculadas por los programas.

4.2.2.6 SPM

Para las bombas tipo pistón es necesario determinar los SPM a los cuales está funcionando la bomba, este parámetro operativo es dependiente de las propiedades de los fluidos por ende de presión y temperatura, así que en ciertas ejecuciones podría existir variación de resultados.

4.2.2.7 Producción máxima

Si se tiene bombas a pistón la diferencia entre estos valores es originada, debido a que el HydraPump calcula una producción máxima con un 85 % de los SPM máximo mientras que el Poweroil lo hace al 100%. En bombas tipo jet la diferencia radica en que la presión de entrada a la bomba es distinta en los programas.

4.2.2.8 Presión de descarga

La diferencia de la presión de descarga es la principal causa que origina distintos resultados en especial cuando se evalúa las bombas tipo jet, ya que en el algoritmo utilizado se procede iterativamente para encontrar la solución más apropiada. Por tanto, se asegura que el software desarrollado es el que determina con mayor exactitud la presión de descarga ya que utiliza correlaciones de flujo multifásico para dicho propósito.

4.2.2.9 Fricción en la bomba

Es necesario mencionar que para bombas a pistón los programas arrojan valores muy parecidos de pérdida de presión por fricción en la bomba, debido a que este parámetro operativo principalmente depende de los SPM a los cuales se está operando.

4.2.2.10 Eficiencia

La eficiencia de la bomba Jet es muy dependiente de las presiones que actúan en la bomba, tales como: la presión de entrada a la bomba, la presión de descarga y la presión en la boquilla, por tanto distintos valores de estas presiones provoca que las eficiencias calculadas por los programas tengan valores diferentes.

4.3 DISEÑO Y REDISEÑO DE POZOS SELECCIONADOS

Después de obtener la información requerida para ejecutar el HydraPump y comprobar que es un software capaz de realizar el análisis y la simulación del bombeo hidráulico al igual que Poweroil y el Pump, se procederá con las actividades de diseño y rediseño de instalaciones hidráulicas de los pozos seleccionados.

Cuando se trata de un diseño es evidente que se habla de una nueva aplicación, es decir probablemente se está cambiando de tipo de levantamiento artificial o posiblemente es un pozo nuevo, en este tipo de actividad simplemente hay que recopilar la información necesaria, ejecutar el programa desarrollado y determinar cuál sería la mejor bomba sea esta pistón o jet a ser aplicada en un pozo. Una actividad de diseño también es cambiar de una marca de bomba a otra, esto se hará en especial cuando se diseñe los pozos seleccionados para la compañía Oilwell Hydraulics Inc. que está por calificar en Petroproducción.

La actividad de rediseño implica que el pozo ya está con levantamiento artificial de tipo hidráulico, entonces es importante operar con la bomba que requiera el menor volumen de fluido motriz y la menor presión de superficie. Esta actividad es de mucha jerarquía en especial cuando se utiliza bombas jet en un pozo ya que estas utilizan una gran cantidad de volumen de fluido motriz para operar, recayendo en mayores costos operativos para Petroproducción.

Antes de un rediseño se realiza el denominado **ajuste**, que simplemente es la simulación del pozo ajustado a campo cuando está trabajando con una determinada geometría de bomba jet y una presión de inyección de superficie conocida, de este proceso se determina un parámetro operativo esencial para continuar con el rediseño el cual es la presión de entrada a la bomba (PIP).

Todos los pasos aquí mencionados se realizarán utilizando el método de diseño y solución que aplica Guiberson.

4.3.1 AJUSTE DE LOS 20 POZOS SELECTOS

Para el rediseño y diseño se toma como base el estudio “ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL HIDRÁULICO DEL D.A. realizado en el año 2007 y se asume que todos los pozos seleccionados tienen cavidades sin daños mecánicos.

Las corridas tiene el objetivo de comparar resultados con este estudio realizado, mostrar la versatilidad del software en el diseño y no necesariamente refleja el comportamiento actual en campo.

Todos los pozos elegidos están operando con bombas jet de las diferentes marcas, por tanto se puede realizar el ajuste para establecer cuál es la PIP requerida para la producción deseada de cada pozo y proceder así con el respectivo rediseño.

La tabla 4.4 contiene los parámetros operativos calculados durante el ajuste de cada uno de los pozos seleccionados.

En el Anexo (4.4) se puede observar los reportes generados durante el ajuste de los 20 pozos selectos.

TABLA 4.4 AJUSTE DE LOS 20 POZOS SELECCIONADOS

Nro.	POZO	BOMBA ACTUAL	PT	QN	HP	QS	PIP	Q CAV.	PD	EFF.
			psi	bpd	hp	bpd	psi	bpd	psi	%
1	Guanta 03	9B	3500	1848	122	792	1629	1688	3585	30.0
2	Sacha 33	8A	3700	1473	102	619	1473	817	3657	30.0
3	Sacha 88	9A	3600	1986	135	464	915	626	3505	30.1
4	Sacha 98	9A	3750	1978	140	688	1024	725	3489	30.4
5	Lago Agrio 36	8A	3600	1375	93	380	851	499	3345	29.8
6	Sacha 25	8A	3750	1383	97	485	1009	593	3551	30.2
7	Sacha 91	8A	3700	1418	99	243	728	397	3542	28.4
8	Shushuqui 21	8B	3700	1324	92	560	1436	969	3413	29.9
9	Auca 01	C5	3700	1344	93	285	485	566	3402	19.4
10	Cuyabeno 21	D7	3500	1823	120	436	467	689	2984	24.6
11	Lago Agrio 32	D6	3350	1845	116	460	711	614	3297	28.0
12	Parahuacu 02	C5	3350	1262	79	211	751	450	3097	26.6
13	Sacha 83	C5	3690	1315	91	331	850	751	3597	22.5
14	Sacha 87	C+5	3600	1550	105	569	1149	643	3479	30.5
15	Auca 49	9H	3800	1584	113	600	1174	716	3730	30.3
16	Guanta 11	10I	3500	1714	113	890	1735	996	3343	29.0
17	Cuyabeno 02	9J	3600	1250	85	1464	2551	1928	3145	24
18	Parahuacu 05	9H	3350	1492	94	300	564	362	2665	30.6
19	Parahuacu 08	9I	3500	1522	100	430	1290	712	3428	30
20	Shushuqui 17	10J	3750	1884	133	456	759	787	3358	27.1

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

4.3.2 REDISEÑO DE LOS 20 POZOS SELECTOS

Una vez concluido con el proceso de ajuste y haber determinado la presión de entrada a la bomba para la producción deseada, entonces se puede comenzar con el rediseño de los pozos seleccionados.

Es importante mencionar que el rediseño de bombas hidráulicas debe ser realizado continuamente por el Departamento de Ingeniería en Petróleos, especialmente cuando se efectúa un cambio de bomba o en aquellos pozos que tienen un porcentaje de BSW menor al 60% y que permiten trabajar con bombas tipo pistón las cuales utilizan menor volumen de fluido motriz.

La tabla 4.5 presenta las bombas más óptimas propuestas por el HydraPump para ser utilizadas en los pozos escogidos. Para este proceso de rediseño se cumplió con todos los criterios técnicos de selección de bombas hidráulicas expuestos en el capítulo 1 del presente proyecto.

TABLA 4.5 BOMBAS PROPUESTAS EN EL REDISEÑO

Nro.	POZO	BOMBA ACTUAL	BOMBAS PROPUESTAS	
			JET	PISTÓN
1	Guanta 03	9B	9A	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8 [PPR - 3B1x1]
2	Sacha 33	8A	8A	ALTO BSW
3	Sacha 88	9A	9A	D 3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8 [PPR 3D2x2]
4	Sacha 98	9A	9A	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8 [PPR - 3B1x1]
5	Lago Agrio 36	8A	8A	548 - 302022 [PPR]
6	Sacha 25	8A	8A	548 - 302022 [PPR]
7	Sacha 91	8A	8A	554 - 302423 [PPR]
8	Shushuqui 21	8B	8B	548 - 302022 [PPR]
9	Auca 01	C5	B+4	PL I 2 1/2 x 2 x 1 3/4 [PPR]
10	Cuyabeno 21	D7	D6	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
11	Lago Agrio 32	D6	D6	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
12	Parahuacu 02	C5	C4	PL II 2 x 1 9/16 [PPR]
13	Sacha 83	C5	B+4	PL II 2 x 1 9/16 [PPR]
14	Sacha 87	C+5	C+5	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
15	Auca 49	9H	9H	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
16	Guanta 11	10I	10J	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
17	Cuyabeno 02	9J	9J	ALTO BSW
18	Parahuacu 05	9H	9H	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
19	Parahuacu 08	9I	9H	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]
20	Shushuqui 17	10J	10I	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla 4.5 más del 50% de los pozos se encuentran operando con la geometría de bomba jet adecuada, pero en ciertos pozos es posible disminuir la cantidad de fluido inyectado, la tabla 4.6 presenta los parámetros operativos de las bombas jet con geometrías que hacen posible la reducción del fluido motriz.

TABLA 4.6 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS JET PROPUESTAS

Nro.	POZO	BOMBA PROPUESTA	PT	QN	HP	QS	PIP	Q CAV.	PD	EFF.
		JET	psi	bpd	hp	bpd	psi	bpd	psi	%
1	Guanta 03	9A	3474	1843	120	792	1629	1136	3585	30.0
2	Sacha 33	8A	3713	1474	103	619	1473	817	3657	30.5
3	Sacha 88	9A	3603	1987	135	464	915	625	3505	30.1
4	Sacha 98	9A	3754	1979	140	688	1024	725	3489	30.4
5	Lago Agrio 36	8A	3600	1375	93	380	851	499	3345	29.8
6	Sacha 25	8A	3750	1383	97	485	1009	593	3551	30.2
7	Sacha 91	8A	3704	1419	99	243	728	397	3542	28.4
8	Shushuqui 21	8A	3603	1313	89	560	1436	672	3414	31
9	Auca 01	B+4	3578	1179	79	285	485	451	3403	22.7
10	Cuyabeno 21	D6	3295	1791	111	436	467	535	2984	28.3
11	Lago Agrio 32	D6	3352	1845	116	460	711	614	3297	29.0
12	Parahuacu 02	C4	3083	1233	71	211	751	334	3097	29.5
13	Sacha 83	B+4	3674	1163	80	331	850	599	3601	25.8
14	Sacha 87	C+5	3601	1551	105	569	1149	642	3479	30.5
15	Auca 49	9H	3807	1585	113	600	1174	716	3730	30.3
16	Guanta 11	10J	3253	1673	102	890	1735	1285	3343	31.9
17	Cuyabeno 02	9J	3546	1241	83	1464	2551	1928	3145	24
18	Parahuacu 05	9H	3353	1492	94	300	564	362	2665	30.6
19	Parahuacu 08	9H	3450	1516	98	430	1289	543	3432	30.6
20	Shushuqui 17	10I	3514	1849	122	456	759	610	3358	29.5

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

La siguiente tabla ilustra los parámetros operativos de las bombas tipo pistón propuestas para cada uno de los pozos seleccionados.

TABLA 4.7 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS PISTÓN PROPUESTAS

Nro.	POZO	BOMBA PROPUESTA	PT	QN	HP	SPM	QS	PIP	Q MAX.	PD	FP
		PISTÓN	psi	bpd	hp	SPM - %	bpd	psi	bpd	psi	psi
1	Guanta 03	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8 [PPR - 3B1x1]	3097	790	46	33 - 37	792	1629	1791	3630	166.0
2	Sacha 33	ALTO BSW									
3	Sacha 88	D 3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8 [PPR 3D2x2]	3061	874	50	22 - 25	464	915	1557	3508	114
4	Sacha 98	B 3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8 [PPR - 3B1x1]	3644	782	53	32 - 37	688	1024	1571	3489	163
5	Lago Agrio 36	548 - 302022 [PPR]	3387	546	34	22 - 30	380	851	1057	3371	91
6	Sacha 25	548 - 302022 [PPR]	3454	571	37	23 - 31	485	1009	1290	3590	97
7	Sacha 91	554 - 302423 [PPR]	2767	692	36	17 - 23	243	728	889	3543	75
8	Shushuqui 21	548 - 302022 [PPR]	2749	687	35	28 - 38	560	1436	1237	3425	129
9	Auca 01	PL I 2 1/2 x 2 x 1 3/4 [PPR]	3181	498	29	15 - 54	285	485	448	3421	422
10	Cuyabeno 21	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	3254	630	38	13 - 26	436	467	1421	3039	157
11	Lago Agrio 32	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	3134	726	43	15 - 30	460	711	1301	3318	190
12	Parahuacu 02	PL II 2 x 1 9/16 [PPR]	2803	549	29	19 - 36	211	751	497	3098	244
13	Sacha 83	PL II 2 x 1 9/16 [PPR]	3458	405	26	14 - 26	331	850	1056	3098	161
14	Sacha 87	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	2822	770	41	16 - 31	569	1149	1519	3478	206
15	Auca 49	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	3149	745	44	15 - 30	600	1174	1655	3748	197
16	Guanta 11	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	2036	1214	46	25 - 50	890	1735	1507	3343	382.0
17	Cuyabeno 02	ALTO BSW									
18	Parahuacu 05	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	2628	760	37	31 - 37	300	564	811	2673	202
19	Parahuacu 08	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	2603	814	40	17 - 33	430	1289	1086	3428	222
20	Shushuqui 17	PL II 2 1/2 x 1 7/8 [PPR]	3180	767	46	16 - 31	456	759	1222	3380	205

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

Como se observa en las tablas anteriormente presentadas el rediseño debe ser realizado para la misma marca de bomba que está siendo aplicada en cada uno de los pozos, debido a que estos son acreditados a compañías de servicio y estas a su vez son representantes de las diferentes marcas de bombas hidráulicas, impidiendo así que se seleccione la mejor de entre las existentes. Sin embargo, solamente se puede cambiar de marca siempre y cuando estas sean representadas por la misma compañía.

El Anexo (4.5) revela los reportes generados por el HydraPump del rediseño de los pozos seleccionados.

4.3.3 DISEÑO DE LOS 20 POZOS CON OILWELL HYDRAULICS INC.

Se ha mencionado la existencia de varias marcas de bombas hidráulicas tanto jet como pistón que se emplean en Ecuador, Petroproducción está aplicando para sus pozos con bombeo hidráulico bombas de las marcas Kobe, National Oil Master, Guiberson, Claw y Parker Co. Para realizar el diseño de nuevas instalaciones hidráulicas en los 20 pozos seleccionados se procederá a ejecutar el software desarrollado con la marca Oilwell Hydraulics Inc., compañía que tiene bombas tanto jet como pistón a su disposición y además está calificando para prestar sus servicios a Petroproducción. .

De idéntica manera que se hizo en el rediseño, aquí se evaluará posibles bombas jet y pistón a ser aplicadas en los pozos. Los mismos criterios de selección serán aplicados para determinar cuál bomba hidráulica de Oilwell Hydraulics Inc. (OHI) es la apropiada o más óptima.

La tabla 4.8 muestra las bombas propuestas de la marca OHI para cada uno de los pozos escogidos. Las bombas Jet y Pistón contenidas en esta tabla son aquellas que permiten utilizar la menor cantidad de fluido motriz.

TABLA 4.8 BOMBAS PROPUESTAS EN EL DISEÑO CON OHI

Nro.	POZO	BOMBA PROPUESTA	
		JET	PISTÓN
1	Guanta 03	9I	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8
2	Sacha 33	8H	ALTO BSW
3	Sacha 88	9I	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8
4	Sacha 98	9I	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8
5	Lago Agrio 36	8H	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8
6	Sacha 25	8H	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8
7	Sacha 91	8H	2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4
8	Shushuqui 21	8H	3 BM - 2 1/8 x 1 7/8
9	Auca 01	8H	ALP 2 - 1 3/16 x 1 3/16
10	Cuyabeno 21	9I	2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4
11	Lago Agrio 32	9I	2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4
12	Parahuacu 02	8H	AM 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2
13	Sacha 83	8H	2 DM - 1 3/8 x 1 3/8
14	Sacha 87	9I	2 1/2 BM - 1 1/2 x 1 1/2
15	Auca 49	9I	AM 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2
16	Guanta 11	10J	3 BM - 2 1/8 x 1 7/8
17	Cuyabeno 02	8J	ALTO BSW
18	Parahuacu 05	9I	AM 3 x 1 1/2 - 1 3/4
19	Parahuacu 08	9I	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8
20	Shushuqui 17	9I	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

Es de importancia conocer cuáles son los parámetros operativos de las bombas de la marca OHI para realizar algún tipo de comparación con las bombas de las marcas ya utilizadas por Petroproducción, para esto las tablas 4.15 y 4.16 contienen esta información tanto de las bombas jet y pistón propuestas durante la ejecución del HydraPump.

TABLA 4.9 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS JET PROPUESTAS DE OHI

Nro.	POZO	BOMBA PROPUESTA	PT	QN	HP	QS	PIP	Q CAV.	PD	EFF.
		JET	psi	bpd	hp	bpd	psi	bpd	psi	%
1	Guanta 03	9I	3536	1803	120	792	1629	1124	3586	30.4
2	Sacha 33	8H	3741	1393	98	619	1473	824	3630	30.8
3	Sacha 88	9I	3665	1942	134	464	915	619	3505	30.2
4	Sacha 98	9I	3817	1935	139	688	1024	717	3489	30.5
5	Lago Agrio 36	8H	3508	1417	93	380	851	503	3345	29.7
6	Sacha 25	8H	3652	1425	98	485	1009	599	3550	30.0
7	Sacha 91	8H	3607	1462	99	243	728	400	3542	28.4
8	Shushuqui 21	8H	3514	1351	89	560	1436	678	3413	30.8
9	Auca 01	8H	3077	1414	82	285	485	477	3401	22.2
10	Cuyabeno 21	9I	3209	1816	110	436	467	535	2974	28.3
11	Lago Agrio 32	9I	3295	1878	116	460	711	614	3297	28.9
12	Parahuacu 02	8H	2920	1343	74	211	751	380	3097	28.6
13	Sacha 83	8H	3123	1387	81	331	850	634	3585	25.2
14	Sacha 87	9I	3201	1821	110	569	1149	765	3480	29.6
15	Auca 49	9I	3361	1869	118	600	1174	863	3727	29.2
16	Guanta 11	10J	3205	2181	132	890	1735	1332	3487	30.7
17	Cuyabeno 02	8J	3390	1118	71	1464	2551	2331	3160	29.4
18	Parahuacu 05	9I	2891	1747	95	300	564	436	2589	30.2
19	Parahuacu 08	9I	3002	1779	100	430	1290	655	3432	30.0
20	Shushuqui 17	10I	3432	1899	123	456	759	617	3358	29.3

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

Toda la información contenida en las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 referente a las corridas del HydraPump con la marca de OHI se puede apreciar en el Anexo (4.6.)

TABLA 4.10 PARÁMETROS OPERATIVOS DE BOMBAS PISTÓN PROPUESTAS DE OHI

Nro.	POZO	BOMBA PROPUESTA	PT	QN	HP	SPM	QS	PIP	Q MAX.	PD	FP
		PISTON	psi	bpd	hp	SPM - %	bpd	psi	bpd	psi	psi
1	Guanta 03	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	3125	790	46	33 - 37	792	1629	1791	3630	166.0
2	Sacha 33	ALTO BSW									
3	Sacha 88	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8	3521	797	53	50 - 49	464	915	794	3508	251
4	Sacha 98	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	3678	782	54	32 - 37	688	1024	1571	3489	163
5	Lago Agrio 36	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8	3474	536	35	33 - 33	380	851	967	3372	138
6	Sacha 25	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8	3545	560	37	35 - 34	485	1009	1181	3591	148
7	Sacha 91	2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4	3484	546	35	27 - 27	243	728	755	3544	128
8	Shushuqui 21	3 BM - 2 1/8 x 1 7/8	3544	518	34	22 - 24	560	1436	1928	3431	88
9	Auca 01	ALP 2 - 1 3/16 x 1 3/16	3311	367	23	53 - 43	285	485	554	3430	207
10	Cuyabeno 21	2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4	3346	607	38	30 - 30	436	467	1219	3026	150
11	Lago Agrio 32	2 1/2 DM - 1 3/4 x 1 3/4	3263	701	43	35 - 35	460	711	1114	3318	187
12	Parahuacu 02	AM 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	3154	469	27	30 - 34	211	751	523	3098	117
13	Sacha 83	2 DM - 1 3/8 x 1 3/8	3480	403	26	47 - 38	331	850	729	3631	215
14	Sacha 87	2 1/2 BM - 1 1/2 x 1 1/2	3345	666	42	55 - 54	569	1149	883	3478	291
15	Auca 49	AM 3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	3673	641	44	41 - 46	600	1174	1089	3752	187
16	Guanta 11	3 BM - 2 1/8 x 1 7/8	3148	881	52	37 - 41	890	1735	1803	3488	195
17	Cuyabeno 02	ALTO BSW									
18	Parahuacu 05	AM 3 x 1 1/2 - 1 3/4	3280	632	39	59 - 68	300	564	374	2603	327
19	Parahuacu 08	3 BM - 1 7/8 x 1 7/8	3167	645	38	27 - 30	430	1290	1191	3432	122
20	Shushuqui 17	ALP 2 1/2 - 1 5/8 x 1 5/8	3621	673	46	42 - 42	456	759	925	3384	195

ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

FUENTE: HYDRAPUMP V 1.0

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL DISEÑO Y REDISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

A continuación se evaluará los parámetros más importantes que resultan del diseño y rediseño de los pozos seleccionados, es decir se analizará: las bombas más óptimas propuestas por el software, tasas de fluido motriz y presiones de superficie.

4.4.1 BOMBAS PROPUESTAS

En la tabla 4.7 se puede apreciar que para los pozos: Guanta 03, Shushuqui 21, Auca 01, Cuyabeno 21, Parahuacu 02, Sacha 33, Guanta 11, Parahuacu 08 y Shushuqui 17 el HydraPump propone geometrías que requieren menor volumen de fluido motriz comparado con las que actualmente están siendo aplicadas en los pozos.

Además, el software elaborado permite el rediseño con bombas pistón esto se puede apreciar en la misma tabla 4.7, la cual también muestra que para todos los pozos con excepción del Sacha 33 y Cuyabeno 02 es posible cambiar de bombas jet a pistón influyendo notablemente en la cantidad de fluido motriz inyectado.

La compañía Oilwell Hydraulics Inc. tiene a su disposición bombas jet y pistón que pueden ser aplicadas en los pozos que han sido rediseñados, puesto que estas bombas aun no son aplicadas por Petroproducción esto en realidad es un diseño de nuevas instalaciones hidráulicas. El HydraPump propone las mejores geometrías de jet y los mejores tipos de bombas pistón correspondientes a esta marca como se ilustra en la tabla 4.10.

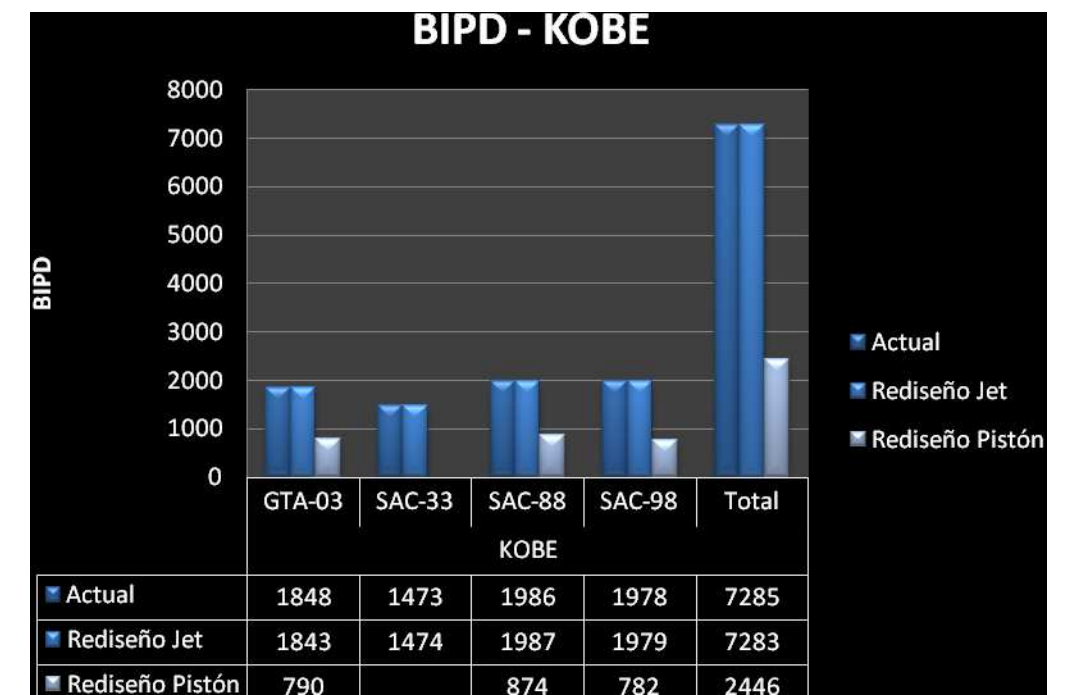
También se puede usar la bomba Tipo "M" para bajar pistón en cavidades con cortes de fluido, en vista de su forma es similar a una bomba jet.

4.4.2 FLUIDO MOTRIZ

Para realizar un análisis sobre el fluido motriz requerido por las bombas hidráulicas propuestas por el HydraPump, se usará gráficas que permitirán visualizar la reducción de este fluido una vez efectuado el diseño y rediseño de los pozos. Además, para esta evaluación se considera que la tasa calculada de fluido motriz durante el ajuste es la inyectada actualmente en el pozo, debido a que éstas son muy similares y por cuestión de rapidez así se ha decidido. Las tablas de resultados presentadas anteriormente también serán de utilidad para este análisis.

La figura 4.1 muestra el volumen de fluido motriz inyectado en cada uno de los pozos que utilizan bombas jet de marca Kobe, al mismo tiempo se observa que el volumen actual de fluido inyectado es prácticamente igual al determinado durante el rediseño, es decir, las geometrías utilizadas en estos pozos son las apropiadas.

FIGURA 4.1 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS KOBE



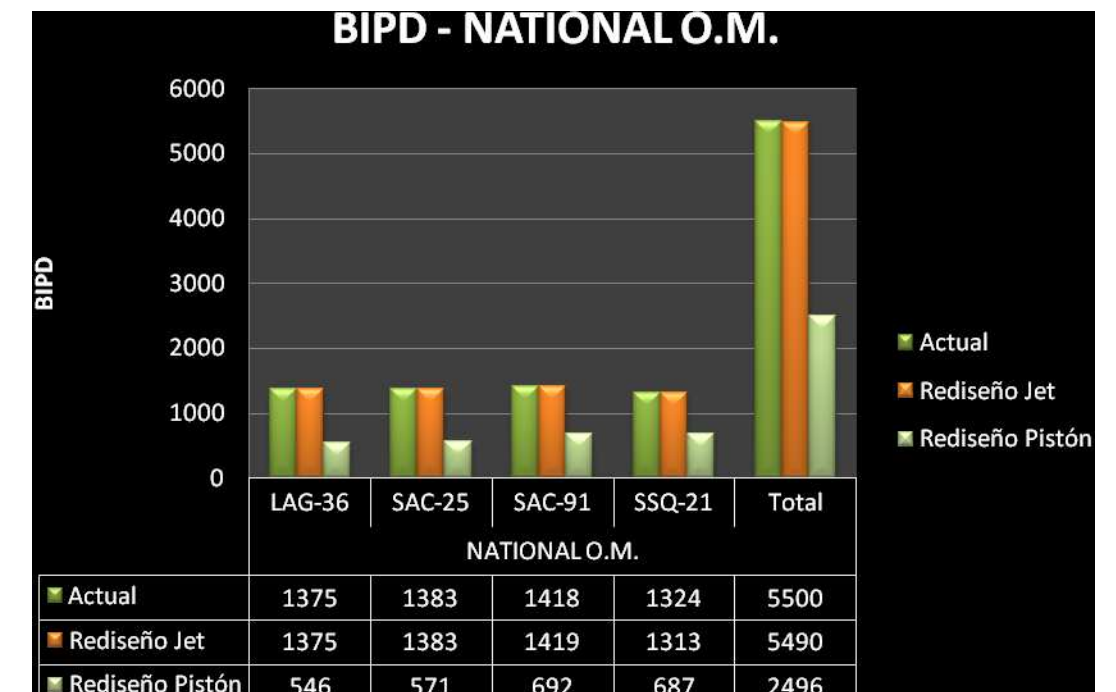
ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

La figura 4.1 además indica que es posible cambiar de bombas jet a bombas pistón en los pozos Guanta 03, Sacha 88 y Sacha 98, consiguiendo una reducción de 4839 barriles de fluido motriz.

En los pozos con bombas de la marca National Oil Master se comprueba que las geometrías utilizadas son las adecuadas, esto se explica fácilmente ya que en el rediseño de bombas jet tan solo se consigue reducir 11 barriles diarios de fluido motriz. En estos pozos también es factible utilizar bombas pistón en especial porque se reduce aproximadamente 3004 barriles de fluido inyectado cada día.

La figura 4.2 ayuda a comprender de mejor manera lo arriba expuesto.

FIGURA 4.2 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS NATIONAL O.M.

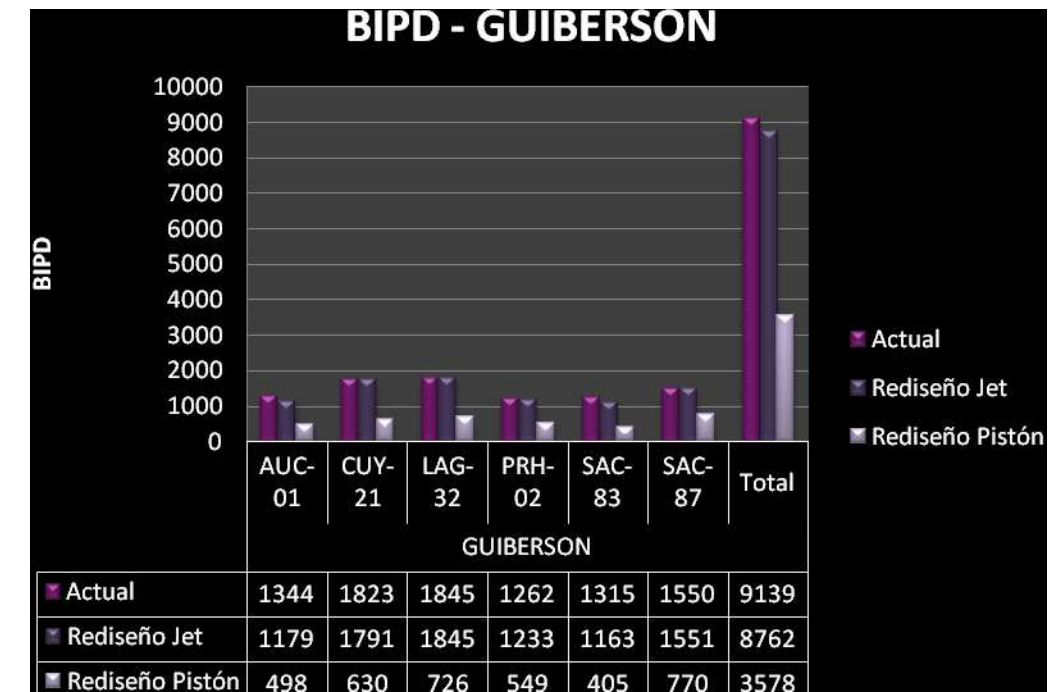


ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Mientras que los pozos con bombas de las marcas National O.M. y Kobe operan con las geometrías jet adecuadas, los pozos con bombas pertenecientes a Guiberson no lo hacen, tal vez debido a un mal proceso de diseño. Durante el rediseño de bombas jet se determinó que las geometrías propuestas por el

HydraPump consiguen una reducción de 377 barriles diarios de fluido motriz, esto se puede estimar de mejor manera en la figura 4.3 presentada a continuación.

FIGURA 4.3 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS GUIBERSON

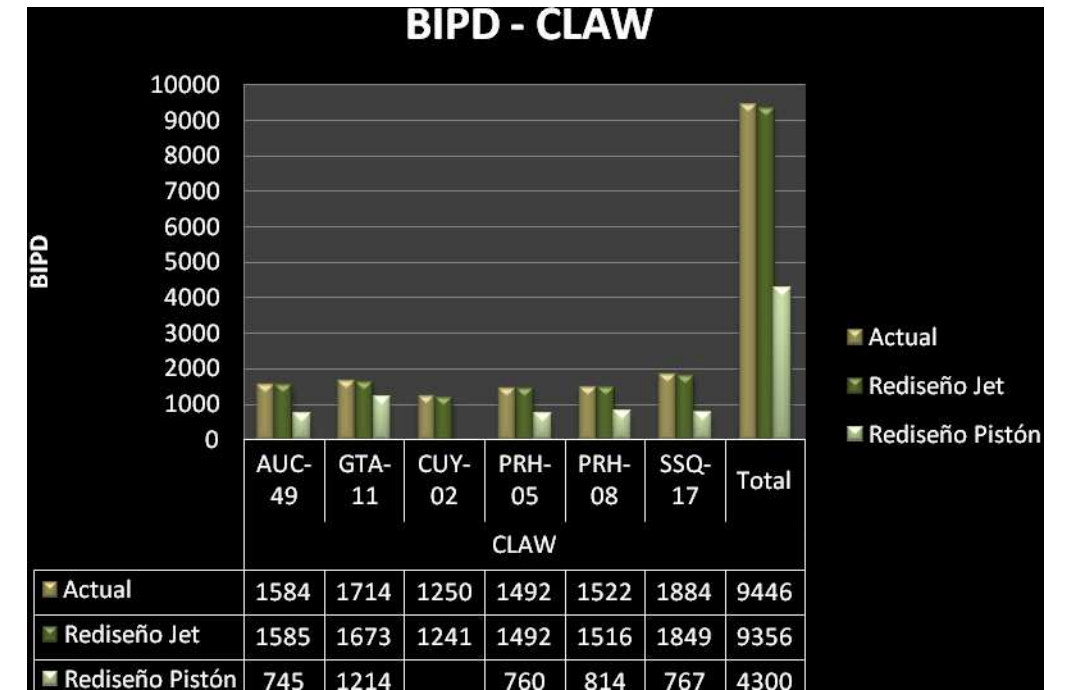


ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Guiberson de igual forma que las otras marcas posee bombas a pistón, es por eso que el HydraPump también selecciono las bombas de este tipo que menor volumen de fluido motriz requieran para operar en cada uno de los pozos contenidos en la figura 4.3, logrando además reducir **5561** barriles diarios de fluido inyectado.

Bombas jet de la marca Claw también son utilizadas en varios pozos de Petroproducción, por tanto es conveniente evaluar si las geometrías jet actualmente utilizadas son las apropiadas o posiblemente pueden ser cambiadas conforme a la ejecución del software desarrollado.

FIGURA 4.4 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS CLAW

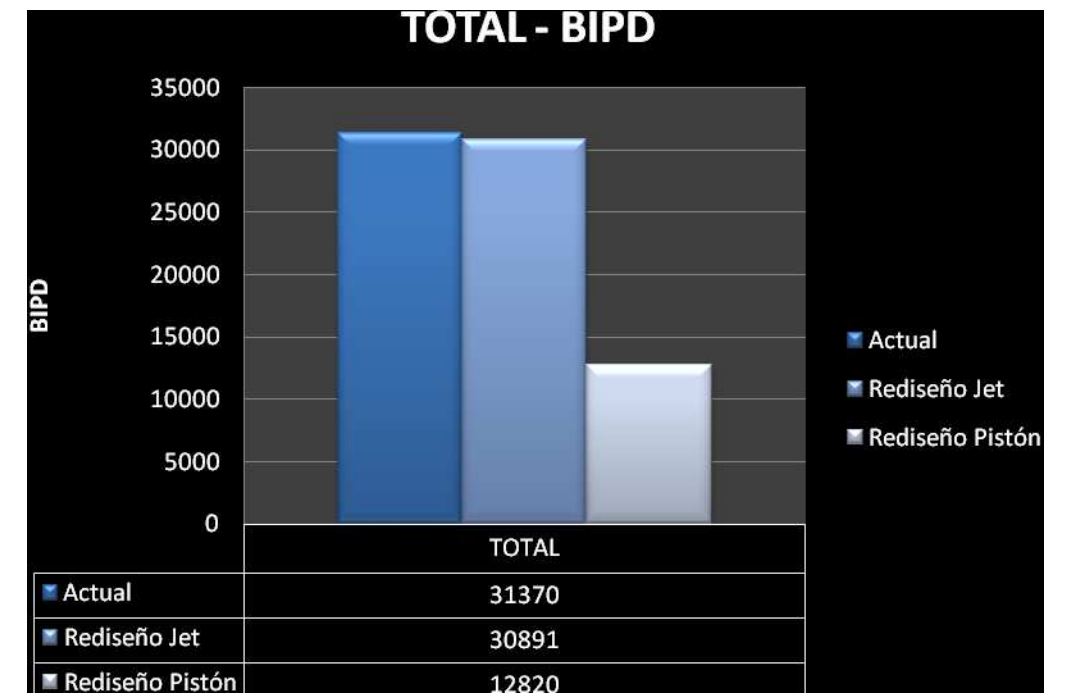


ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

La figura 4.4 ayuda a explicar que es posible cambiar de geometría jet en algunos pozos, por ende disminuir alrededor de 90 barriles diarios de fluido motriz. La marca Claw no posee bombas a pistón, pero existe una compañía que representa tanto a Guiberson como Claw, permitiendo así realizar el rediseño de los pozos con bombas a pistón y que según los resultados arrojados por el HydraPump se consigue reducir aproximadamente **5146** barriles de fluido inyectado cada día.

La figura 4.5 simplemente muestra lo revelado durante el rediseño de los 20 pozos seleccionados, indicando que con bombas tipo pistón se logra reducir cuantiosamente la cantidad de fluido motriz.

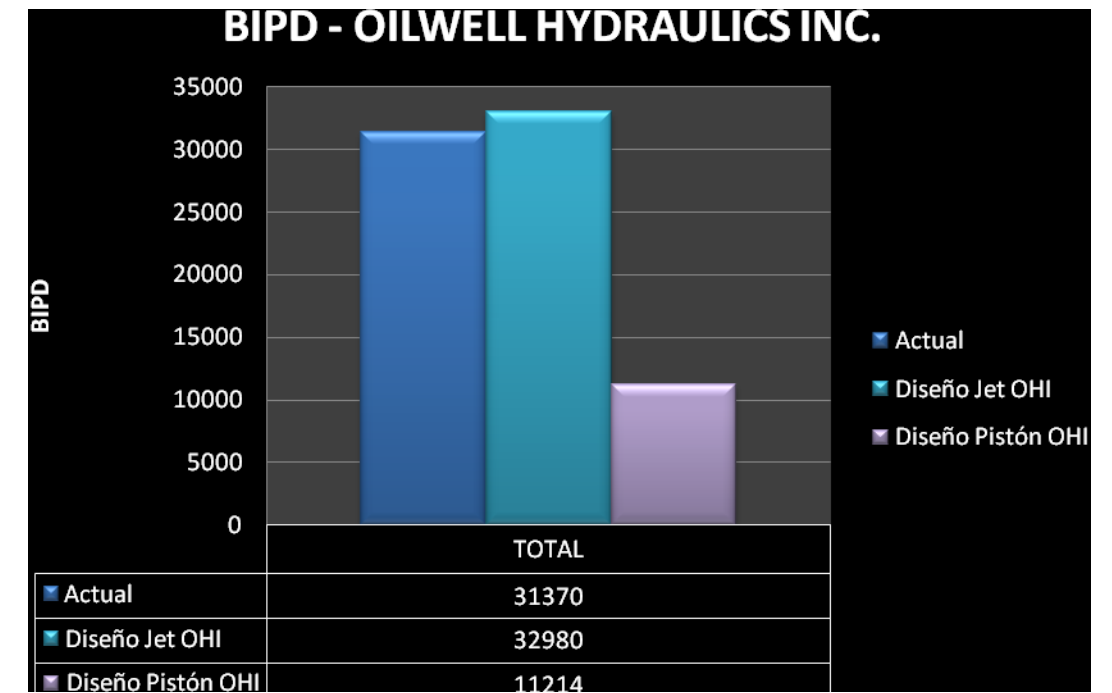
FIGURA 4.5 TOTAL DE BIPD EN LOS 20 POZOS



ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

A continuación se realizará el análisis del fluido motriz requerido por las bombas propuestas por el HydraPump pertenecientes a OHI. Como se puede valorar en las tablas de resultados el diseño con bombas de OHI se efectuó para los 20 pozos seleccionados estableciendo las geometrías jet y las bombas pistón más idóneas a ser aplicadas. La figura 4.6 muestra que utilizando bombas jet de esta marca se aumenta en 1610 barriles diarios de fluido motriz con respecto al volumen de inyección actual, mientras que con bombas pistón se disminuye en 1606 barriles comparados con los resultados del rediseño.

FIGURA 4.6 BIPD POR BOMBAS HIDRÁULICAS OHI



ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

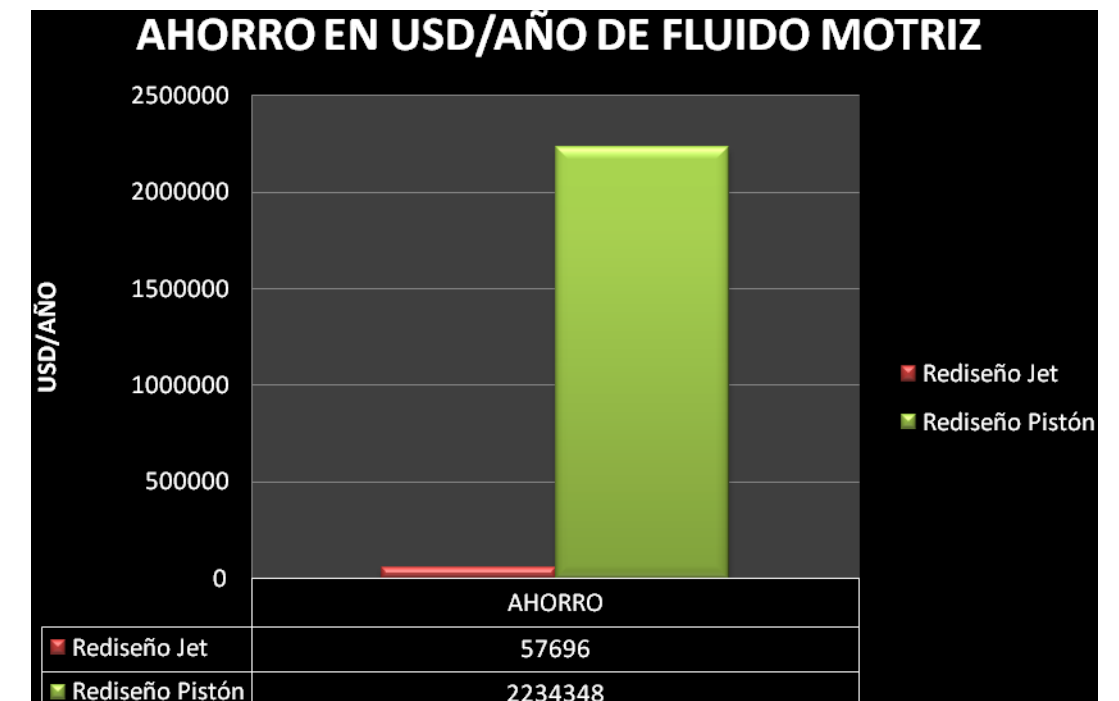
El lector del presente proyecto se preguntará: ¿por qué es importante reducir el volumen de fluido motriz en el bombeo hidráulico?

La respuesta es muy fácil, en el año 2007 Petroproducción efectuó un Análisis Técnico Económico Integral del Levantamiento Artificial Hidráulico del D.A., determinando por medio de este estudio un costo de \$ 0.33 USD/Barril Inyectado para la época. Considerando que este precio se mantiene, actualmente con el rediseño de pozos es posible disminuir los costos operativos que están a cargo de la Empresa.

Las figuras presentadas a continuación reflejan el ahorro de fluido motriz que se puede obtener si se aplicara en los pozos las bombas propuestas por el HydraPump.

Además se puede observar en la figura 4.7 que el rediseño de jets disminuye 479 barriles diarios de fluido motriz representa anualmente un ahorro de 57.696 dólares con las geometrías propuestas por el programa y que una disminución de 18.550 barriles de fluido inyectado con las bombas pistón arrojadas por el HydraPump conduce a un ahorro de 2'234.348 dólares por año para Petroproducción. Todo lo anterior se compara con la inyección actual que como se dijo es la tasa de fluido motriz resultante en el ajuste.

FIGURA 4.7 AHORRO EN USD/AÑO DE FLUIDO MOTRIZ EN EL REDISEÑO

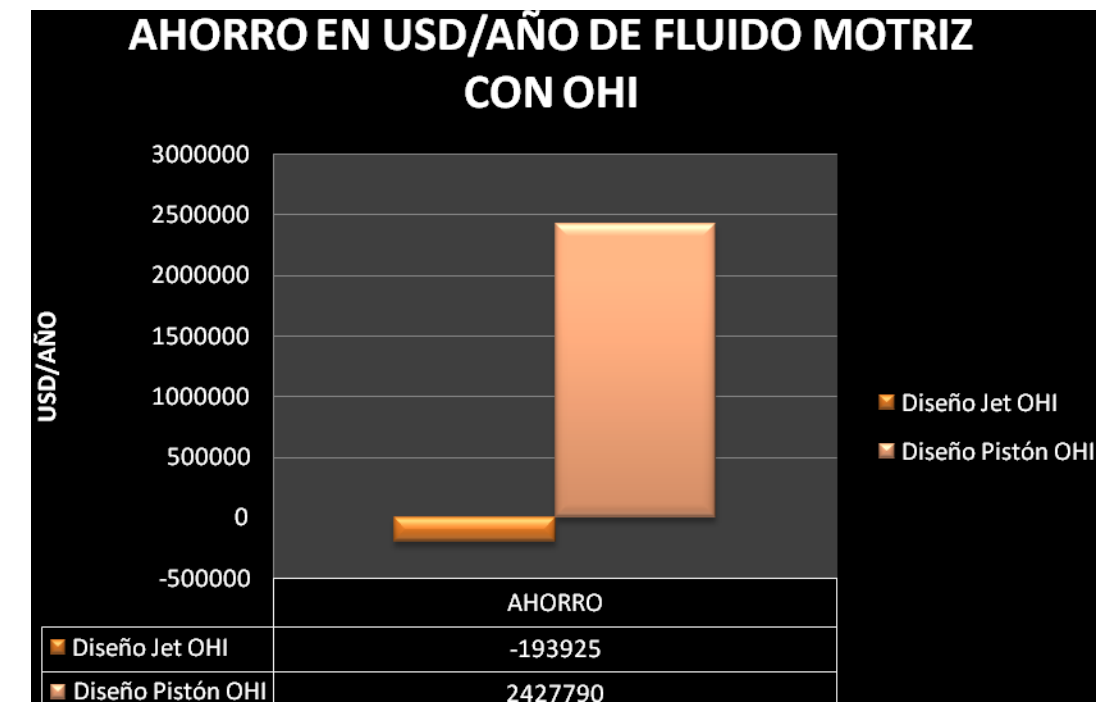


ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Si se implementara en los 20 pozos seleccionados las bombas jet pertenecientes a OHI no se logra ningún tipo de ahorro global de fluido motriz, sino más bien un aumento de 1.610 barriles diarios, esto significa que anualmente los costos se acrecientan en 193.925 dólares. Cuando se trata de bombas pistón de esta marca el resultado es completamente diferente ya que hay bombas que permiten reducir aún más la cantidad de fluido motriz presentada en el rediseño, la reducción de fluido inyectado con este tipo de bombas es aproximadamente de 20.156 barriles

por cada día, provocando un ahorro de 2'427.790 dólares por año de costos operativos. Lo expuesto se puede apreciar con más claridad en la figura 4.7.

FIGURA 4.8 AHORRO EN USD/AÑO DE FLUIDO MOTRIZ EN EL DISEÑO CON OHI



ELABORADO POR: AMAYA FRANCISCO Y CHANATASIG DIEGO

Para el análisis anterior no se toma en cuenta cambios de bomba, problemas de completación, disponibilidad de fluido motriz, etc.

4.4.3 PRESIONES DE SUPERFICIE

De acuerdo a las tablas de resultados presentadas del diseño y rediseño de los pozos selectos se observa que cuando se cambia de bombas jet a pistón las presiones de superficie calculadas por el HydraPump disminuyen notablemente, tan solo unas cuantas sobrepasan los 3000 psi, esto principalmente se debe a que una bomba tipo pistón requiere una menor cantidad de fluido motriz y una menor presión de superficie para operar.

Las bombas tipo pistón de OHI permiten reducir aún más la cantidad de fluido motriz pero al mismo tiempo necesitan una presión de superficie mayor, esto se puede verificar en la tabla 4.16 en la cual se observa que en todas las bombas propuestas por el software desarrollado, la presión requerida por estas sobrepasa los 3000 psi, estos valores de presión de superficie se pueden comparar con los requeridos por bombas jet.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El novedoso programa de diseño y análisis de bombeo hidráulico HydraPump funciona satisfactoriamente conforme a las pruebas realizadas.
- La interfaz gráfica de usuario del software desarrollado supera notablemente a la que poseen los diferentes programas.
- En el HydraPump se han unificado los criterios de diseño técnico de los otros programas de Bombeo Hidráulico y existentes en la literatura.
- El uso de correlaciones para determinar propiedades de fluidos y gradientes de presión (monofásico y bifásico) ayudan a predecir de mejor manera el comportamiento del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico, especialmente PIP.
- El programa elaborado selecciona las bombas jet y pistón más óptimas (menor cantidad de fluido motriz y presión de inyección razonable) a ser aplicadas en el pozo analizado.
- En los pozos seleccionados se ha comprobado que aproximadamente el 50% de estos está operando con la geometría jet adecuada, en el resto se puede rediseñar y determinar una nueva geometría o a su vez se debe cambiar a bombas pistón.

- El rediseño de las bombas hidráulicas disminuye la cantidad de fluido motriz inyectado, por ende los costos operativos a cargo de Petroproducción.
- Efectuando el rediseño de los pozos seleccionados con bombas pistón, Petroproducción ahorraría aproximadamente 2'234.348 dólares por año en costos operativos.
- Sí se utilizara las bombas pistón de Oilwell Hydraulics Inc. se conseguirá una reducción de 1606 BIPD en comparación al rediseño con las otras marcas.
- Con el HydraPump se incrementa la precisión, disminuye el tiempo de diseño y se aumenta la calidad en informes elaborados.
- Este programa es de fácil manejo como se observa en las figuras presentadas de sus formularios y prueba la capacidad técnica de la Escuela Politécnica Nacional para aportar con soluciones a la industria petrolera del país.

5.2 RECOMENDACIONES

- Antes de ejecutar el software desarrollado se recomienda revisar por completo el presente proyecto y guías técnicas o contactarse con el programador del HydraPump.
- Instalar las bombas pistón resultantes del rediseño siempre y cuando la completación lo permita, así se reducirá los costos operativos que genera el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.
- Cuando se requiera realizar algún diseño o rediseño de un pozo se recomienda obtener toda la información disponible y realizar una evaluación minuciosa de ésta, para posteriormente ingresarla al programa.
- Cuando el BSW de un pozo sea menor al 60% se debe preferiblemente emplear bombas pistón, caso contrario se debería utilizar bombas jet.
- Es recomendable realizar el rediseño de todos los pozos con bombeo hidráulico del Distrito Amazónico para lograr reducir los costos operativos de Petroproducción.
- Se recomienda realizar una evaluación minuciosa de la completación actual de los pozos, ya que es importante determinar cuáles bombas resultantes del rediseño pueden ser aplicadas sin necesidad de workover.
- Para la asignación por concurso de pozos nuevos o que cambian de levantamiento artificial se recomienda utilizar el HydraPump para analizar las propuestas presentadas por las compañías de servicios.

- Es aconsejable que Petroproducción utilice bombas hidráulicas de la compañía Oilwell Hydraulics Inc. (OHI), para disminuir la cantidad de fluido motriz inyectado usando bombas tipo “M”, donde las otras empresas usan jets por tener las tener las cavidades dañadas que no permiten el uso de pistón. Se recomienda también evaluar otros tipos de pistón, para conocer su performance (OHI).

- Es recomendable efectuar un estudio de las correlaciones que mejor se adapten al comportamiento de los fluidos producidos del Distrito Amazónico.

BIBLIOGRAFÍA

- Referencia: Curso de Diseño de Oleoductos – Petroproducción.
- Brown, Kermit, E. (1980). “The technology of Artificial Lift Methods”, Volumen 2b, Publishing. Co.
- Smart, E. (1985). “Jet Pump Geometry Selection”, Southwestern Petroleum Short Course, April, 23-25, Texas Tech University.
- Petrie, H.L., Wilson, P.E., Smart, E. (1983). “Jet Pumping Oil Wells”, November 1983, December 1983, January 1984, World Oil.
- Bradley, H.C. (1992). “Petroleum Engineering Handbook”, Society of Petroleum Engineers.
- Molina, Freddy. (2004). “Desarrollo de software para el diseño de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico, tipo Pistón y Jet”.
- Cueva, Luis. (2001). “Estudio de la optimización del fluido motriz para Bombeo Hidráulico en el campo Sacha”.
- Martínez, Ángel. (2002). “Análisis técnico del comportamiento del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico y Electrosumergible del campo Coca - Payamino”.

ANEXOS

**ANEXO 1.1 RAZÓN DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE
GEOMETRÍAS DE BOMBAS JET**

KOBE		Relación	NATIONAL		Relación
Boquilla	Garganta	(R)	Boquilla	Garganta	(R)
N	N - 1	0.517 A-	N	N - 1	0.483 X
N	N	0.400 A	N	N	0.380 A
N	N + 1	0.310 B	N	N + 1	0.299 B
N	N + 2	0.240 C	N	N + 2	0.235 C
N	N + 3	0.186 D	N	N + 3	0.184 D
N	N + 4	0.144 E	N	N + 4	0.145 E

KOBE						
ÁREAS ANULARES $A_S=(A_T - A_N)$ [pulg ²]						
Boquilla	A -	A	B	C	D	E
1		0.0035	0.0053	0.0076	0.0105	0.0143
2	0.0029	0.0046	0.0069	0.0098	0.0136	0.0184
3	0.0037	0.006	0.0089	0.0127	0.0175	0.231
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0227	0.0308
5	0.0062	0.01	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.008	0.0129	0.0192	0.0273	0.0378	0.0513
7	0.0104	0.0167	0.0248	0.0353	0.0488	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.032	0.0456	0.0631	0.0856
9	0.0174	0.0278	0.0414	0.0589	0.0814	0.1106
10	0.0224	0.036	0.0534	0.076	0.1051	0.1428
11	0.0289	0.0464	0.069	0.0981	0.1358	0.184
12	0.0374	0.0599	0.891	0.1268	0.1749	0.2382
13	0.0483	0.0774	0.1151	0.1633	0.2265	0.3076
14	0.0624	0.1001	0.1482	0.2115	0.2926	0.3974
15	0.0806	0.1287	0.192	0.2731	0.378	0.5133
16	0.1036	0.1668	0.2479	0.3528	0.4881	0.6629
17	0.1344	0.2155	0.3203	0.4557	0.6304	0.8562
18	0.1735	0.2784	0.4137	0.5885	0.8142	1.1058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.76	1.0516	1.4282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	1.3583	1.8444

NATIONAL						
ÁREAS ANULARES $A_S=(A_T - A_N)$ [pulg ²]						
Boquilla	X	A	B	C	D	E
1		0.004	0.0057	0.008	0.0108	0.0144
2	0.0033	0.005	0.0073	0.0101	0.0137	0.0183
3	0.0042	0.0065	0.0093	0.0129	0.0175	0.0233
4	0.0054	0.0082	0.0118	0.0164	0.0222	0.0296
5	0.0058	0.0104	0.015	0.208	0.0282	0.0377
6	0.0087	0.0133	0.0191	0.0265	0.036	0.0481
7	0.0111	0.0169	0.0243	0.0338	0.0459	0.0612
8	0.0141	0.0215	0.031	0.0431	0.0584	0.0779
9	0.0179	0.0274	0.0395	0.0548	0.0743	0.0992
10	0.0229	0.035	0.0503	0.0698	0.0947	0.1264
11	0.0291	0.0444	0.0639	0.0888	0.1205	0.1608
12	0.0369	0.0564	0.0813	0.113	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0718	0.1035	0.1438	0.1951	0.2605
14	0.0597	0.0914	0.1317	0.183	0.2484	0.3316
15	0.0761	0.1164	0.1677	0.2331	0.3163	0.4223
16	0.0969	0.1482	0.2136	0.2968	0.4028	0.5377
17	0.1234	0.1888	0.272	0.3779	0.5128	
18	0.1571	0.2403	0.3463	0.4812		
19	0.2	0.306	0.4409			
20	0.2546	0.3896				

GUIBERSON									
Boquilla									
DD	Garganta	000	00						
	R	0.36	0.22						
	As	0.0028	0.0056						
CC	Garganta	000	00	0	1				
	R	0.64	0.4	0.27	0.2				
	As	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115				
BB	Garganta	00	0	1	2				
	R	0.54	0.37	0.27	0.2				
	As	0.0032	0.0065	0.0105	0.015				
A	Garganta	0	1	2	3				
	R	0.53	0.39	0.29	0.23				
	As	0.0048	0.0088	0.0133	0.0185				
B	Garganta	0	1	2	3	4	5	6	
	R	0.92	0.66	0.5	0.4	0.3	0.25	0.21	
	As	0.0009	0.0048	0.0094	0.0145	0.0219	0.0285	0.0357	
C	Garganta	1	2	3	4	5	6	7	
	R	0.86	0.65	0.51	0.39	0.32	0.27	0.23	
	As	0.002	0.0066	0.0118	0.0191	0.0257	0.033	0.0408	
D	Garganta	3	4	5	6	7	8	9	
	R	0.74	0.56	0.46	0.39	0.33	0.27	0.22	
	As	0.0064	0.0137	0.0203	0.0276	0.0354	0.0484	0.0628	
E	Garganta	4	5	6	7	8	9	10	11
	R	0.77	0.63	0.53	0.45	0.36	0.3	0.25	0.2
	As	0.0074	0.014	0.0212	0.029	0.042	0.0564	0.0722	0.0954
F	Garganta	6	7	8	9	10	11	12	
	R	0.69	0.59	0.48	0.39	0.33	0.26	0.22	
	As	0.0138	0.0217	0.0346	0.049	0.0648	0.088	0.1138	
G	Garganta	8	9	10	11	12	13	14	

	R	0.68	0.56	0.47	0.38	0.31	0.26	0.21
	As	0.0208	0.0352	0.051	0.0742	0.1	0.132	0.1712
H	Garganta	10	11	12	13	14	15	16
	R	0.69	0.55	0.45	0.37	0.3	0.25	0.21
	As	0.0302	0.0534	0.0792	0.1112	0.1504	0.1945	0.2467
I	Garganta	11	12	13	14	15	16	17
	R	0.72	0.59	0.48	0.4	0.33	0.27	0.23
	As	0.0339	0.0597	0.0917	0.1309	0.175	0.2272	0.2895
J	Garganta	13	14	15	16	17	18	19
	R	0.71	0.58	0.48	0.4	0.34	0.28	0.23
	As	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167
K	Garganta	15	16	17	18	19	20	
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24	
	As	0.1015	0.1537	0.216	0.2922	0.3833	0.4928	
L	Garganta	16	17	18	19	20		
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.3		
	As	0.1164	0.1787	0.2549	0.346	0.4555		
M	Garganta	17	18	19	20			
	R	0.66	0.55	0.45	0.38			
	As	0.1287	0.205	0.2961	0.4055			
N	Garganta	18	19	20				
	R	0.69	0.57	0.48				
	As	0.1395	0.2306	0.3401				
P	Garganta	19	20					
	R	0.71	0.59					
	As	0.1575	0.267					

ANEXO 1.2 RANGO DE APLICACIÓN DE CORRELACIONES PVT

Autor	P (psia)	T (°F)	R _s (scf/STB)	°API	γ _g	P _b (psia)	B _o	C _o	u _{od}	u _o	
										P > P _b	P ≤ P _b
Standing	1700 - 10692	114 - 288	20 - 1425	16.5 - 63.8	0.5781 - 0.8519	200 - 6000	1.024 - 2.15	3.507x10 ⁻⁵ - 2.464x10 ⁻⁵			
Vazquez & Beggs	140.7 - 9514.7			15.3 - 59.5	0.511 - 1.351						
De Ghetto	1038.49 - 7411.54	131.4 - 250.7	17.21 - 640.25	6 - 22.3	0.623 - 1.517	208.86 - 4021.96	1.057 - 1.362	3.02x10 ⁻⁵ - 4.29x10 ⁻⁵	7.7 - 1386.9	2.4 - 354.6	2.1 - 295.9
Glaso	400 - 4000	80 - 280	90 - 2637	22.3 - 48.1	0.650 - 1.276	150 - 7127	1.087 - 2.588				
Al Marhoun		534.668 - 699.668	24 - 1901	14.3 - 44.6	0.752 - 1.367	107 - 4315	1.02 - 2.42				
Petrosky & Farshad	1700 - 10692	114 - 288	217 - 1406	16.3 - 45	0.5781 - 0.8519	1574 - 6523	1.1178 - 1.6229	3.507x10 ⁻⁵ - 2.464x10 ⁻⁵			
Khan	14.7 - 5015	75 - 240	24 - 1901	14.3 - 44.6	0.752 - 1.367	107 - 4315				0.13 - 71	0.13 - 77.4
Beggs & Robinson	0 - 5250	70 - 295	20 - 2070	16 - 58							

ANEXO 2.1 HOJA DE DATOS PARA EL DISEÑO DE B.H.

**ANEXO 3.1 INFORMACIÓN RECOPIADA DE LOS 20 POZOS
SELECCIONADOS**

**ANEXO 3.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL DISTRITO
AMAZÓNICO**

**ANEXO 4.1 REPORTE GENERADO POR EL POWEROIL DEL AUC01
BT**

ANEXO 4.2 REPORTES GENERADOS POR EL HYDRAPUMP



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

11:14:35AM

8/11/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	001	001
Item	JET PUMP		Water Cut	0.00	0.00
Receiver	WELL		Oil Gravity	50.00	50.00
Energy	INTERMEDIATE		Gas Gravity	50.00	50.00
Date	08/11/2009		Water Gravity	1.00	1.00
Flow Rate	1000	gpm	Flowing Well	0.00	0.00
Pumping Rate	1000	gpm	Flowing Well	0.00	0.00
Pump Depth	0.00	ft	Flowing Well	0.00	0.00
Motor Depth	0.00	ft	Flowing Well	0.00	0.00
Operating Pressure	0.00	psi	Well Temperature	0.00	0.00
Motor Pressure	0.00	psi	Well Temperature	0.00	0.00
Annulus					

Manufacturer:

None

Method:

W. Person

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
9:B	3500	1848	122	1688	792	1629	3585	30.00	0.0186	0.0599



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

11:09:38AM
8/11/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	---	Unit
Item	JET PUMP		Water Cut	---	---
Receiver	---		Oil Gravity	---	---
Energy	ELECTRICO		Gas Gravity	---	---
State	---		Water Gravity	---	---
Production Rate	---	---	Flowing Well	---	---
Pumping Rate	---	---	Flowing Well	---	---
Pump Output	---	---	Flowing Well	---	---
Water Output	---	---	Flowing Well	---	---
Water Temperature	---	---	Well Temperature	---	---
Water Rate	---	---	Well Temperature	---	---
Water Density	Annulus				

Manufacturer:

None

Method:

Wilson

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
8:A	3700	1473	102	817	619	1473	3657	30.50	0.0144	0.0359



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

11:00:28AM
8/11/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	00	00000
Item	JET PUMP		Material	000	0
Revision	000000		Oil Density	50.0	50.0
Analysis	INTERFACIAL CHARACTERIZATION		Gas Density	0.0	0.0
Date	11/08/2009		Water Density	62.4	62.4
Flow Rate	1000	gpm	Flowing Well	00	00
Pumping Rate	000	gpm	Flowing Well	0000	000
Pump Output	0000	gpm	Flowing Well	0000	000
Injection Output	0000	gpm	Flowing Well	0000	000
Operating Pressure	0000	psi	Well Temperature	00	0000
Injection Pressure	0000	psi	Well Temperature	00	0000
Annulus					

Manufacturer:

None

Method:

Multiplier

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
9:A	3600	1986	135	626	464	915	3505	30.10	0.0186	0.0464



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

10:29:05AM
8/11/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	00	00000
Item	JET PUMP		Material	000	00000
Receiver	JET PUMP		Oil Density	000	00000
Energy	JET PUMP		Gas Density	000	00000
Date	JET PUMP		Water Density	000	00000
Flow Rate	000	000	Flowing Well	00	00000
Pumping Rate	000	000	Flowing Well	00000	00000
Pump Depth	0000	000	Flowing Well	00000	00000
Water Level	0000	000	Flowing Well	00000	00000
Water Temperature	000	000	Well Temperature	00	00000
Water Level	0000	000	Well Temperature	00	00000
Water Level	Annulus				

Manufacturer: Industrial

Method: Anderson

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
8:A	3700	1418	99	397	243	729	3542	28.40	0.0131	0.0346



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

9:23:13PM

8/10/2009

DA A

Company
Item
Receiver
Energy
Date
Flow Rate
Pumping Size
Pump Power
Flow Diameter
Water Temperature
Oil Temperature
Annulus

Manufacturer: ... Method: ...

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
8:B	3700	1324	92	969	560	1436	3413	29.90	0.0131	0.0441



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

9:15:04PM

8/10/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	...
Item	JET PUMP		Water Cut	...
Receiver	SHELL FIELD		Oil Gravity	...
Analysis	INTER-DIGG SUBMERSION		Gas Gravity	...
Date	2009-08-10		Water Gravity	...
Flow Rate	...	gpm	Flowing Well	...
Pumping Rate	...	gpm	Flowing Well	...
Pump Output	...	gpm	Flowing Well	...
Water Output	...	gpm	Flowing Well	...
Water Temperature	...	°F	Well Temperature	...
Water Density	...	lbm/ft ³	Well Temperature	...
Annulus				

Manufacturer: Method:

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
C:5	3700	1344	93	566	285	486	3402	19.40	0.0123	0.0380



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

9:0 :20PM
8/10/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	00	0000
Item	0000000000		Water Cut	0000	0000
Receiver	0000000000		Oil Gravity	0000	0000
Energy	INTERSECCION		Gas Gravity	0000	0000
Date	0000000000		Water Gravity	0000	0000
Flow Rate	000	000	Flowing Well	00	00
Pumping Rate	000	000	Flowing Well	0000	0000
Pump Depth	000	000	Flowing Well	0000	0000
Water Output	000	000	Flowing Well	0000	0000
Operating Pressure	0000	000	Well Temperature	00	0000
Water Rate	000	000	Well Temperature	00	0000
Annulus					

Manufacturer: Method:

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
D:7	3500	1820	120	703	436	484	2974	25.20	0.0177	0.0531



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

8:58:12PM

8/10/2009

DA A

Company
Item
Receiver
Energy
Rate
Flow rate
Pumping rate
Pump depth
Water depth
Water temperature
Water level
...

Annulus

Manufacturer: ... Method: ...

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
-----------	------------------------	-------------------------	----	------------------------	----------------------	----------------	-------------------------	--------	---------------------	---------------------

D:6	3350	1845	116	614	460	712	3297	29.00	0.0177	0.0452
-----	------	------	-----	-----	-----	-----	------	-------	--------	--------



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

8:44:51PM

8/10/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit
Item	...		Material
Receiver	...		Oil Density
Analysis	...		Gas Density
Date	...		Water Density
Production Rate	Working Point
Pumping Rate	Working Point
Pump Output	Working Point
Motor Output	Working Point
Operating Pressure	Oil Temperature
Water Temperature	Water Temperature
...	Annulus				

Manufacturer :

Person

Method :

Person

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
C:5	3350	1262	79	450	211	751	3097	26.60	0.0123	0.0380



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

8:31:39PM

8/10/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	0000	0000
Area	SUCUMBAY		Water Cut	0000	0000
Receiver	PRODUCER		Oil Gravity	0000	0000
Energy	INTERSECCION		Gas Gravity	0000	0000
Date	2009-08-10		Water Gravity	0000	0000
Production Rate	000	000	Flowing Well	0000	0000
Pumping Rate	000	000	Flowing Oil	0000	0000
Pump Output	000	000	Flowing Gas	0000	0000
Water Output	000	000	Flowing Water	0000	0000
Operating Pressure	000	000	Well Temperature	00	0000
Operating Rate	000	000	Annulus Temperature	00	0000
Operating Area	Annulus				

Manufacturer :

Person

Method :

Person

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
C:5	3690	1316	91	743	331	850	3586	22.60	0.0123	0.0380



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

:01:24PM

8/10/2009

DA A

Company
Item
Receiver
Energy
Date
Flow Rate
Pumping Size
Pump Power
Flow Diameter
Operating Pressure
Temperature
...

Manufacturer: la Method: ui person

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
9:H	3800	1585	114	690	600	1174	3730	30.10	0.0148	0.0376



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

:35:48PM

8/10/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	...
Item	...		Water Cut	...
Receiver	...		Oil Gravity	...
Energy	...		Gas Gravity	...
Date	...		Water Gravity	...
Production Rate	Working Point	...
Pumping Rate	Working Point	...
Pump Depth	Working Point	...
Motor Output	Working Point	...
Operating Pressure	Oil Temperature	...
Water Rate	Water Temperature	...
...	Annulus			

Manufacturer: la Method: ui erson

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
9:J	3600	1240	84	1970	1464	2660	3146	21.50	0.0148	0.0526



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

:13:03PM

8/10/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	00	00
Item	JET PUMP		Water Cut	0.00	0.00
Receiver	WELL BORE		Oil Gravity	0.00	0.00
Energy	ELECTRICITY		Gas Gravity	0.00	0.00
Date	08/10/2009		Water Gravity	0.00	0.00
Flow Rate	0.00	0.00	Flowing Well	0.00	0.00
Pumping Rate	0.00	0.00	Flowing Oil	0.00	0.00
Pump Output	0.00	0.00	Flowing G	0.00	0.00
Water Output	0.00	0.00	Flowing W	0.00	0.00
Operating Pressure	0.00	0.00	Well Temperature	0.00	0.00
Water Temperature	0.00	0.00	Well Temperature	0.00	0.00
Annulus					

Manufacturer: la Method: Well Person

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [b/d]	HP	Non. Cav. Rate [b/d]	Produc. Rate [b/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
9:H	3350	1492	94	361	300	562	2590	30.60	0.0148	0.0376



HYDRAPUMP

VERSION 1.0



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

Business Objects
2009

Hydraulic Pumping Design & Analysis Program
JET PUMP

:40:58AM

8/9/2009

DA A

Company	PETROECUADOR		Unit	00	00000
Item	JET PUMP		Material	00	00000
Receiver	WATER		Oil Density	0000	0000
Energy	ELECTRICITY		Gas Density	0000	0000
Date	08/09/2009		Water Density	0000	0000
Flow Rate	1522	bbl/d	Flowing Well	00	0000
Pumping Rate	1522	bbl/d	Flowing Well	0000	0000
Pump Output	0000	bbl/d	Flowing Well	0000	0000
Water Output	0000	bbl/d	Flowing Well	0000	0000
Water Input	0000	bbl/d	Well Temperature	00	0000
Water Output	0000	bbl/d	Well Temperature	00	0000
Water Input	0000	bbl/d			

Manufacturer:

la

Method:

Person:

Pump Size	Power Pressure [psi]	Pwr. Fluid Rate [bbl/d]	HP	Non. Cav. Rate [bbl/d]	Produc. Rate [bbl/d]	P.I.P. [psi]	Dischar. Press. [psi]	Eff. %	Nozzle Area sq. in.	Throat Area sq. in.
9:1	3500	1522	100	696	430	1290	3432	30.10	0.0148	0.0447

