

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO
PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO (PBH) PARA DETERMINAR EL
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL CAMBIO DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

TEOTY ALEXANDRA ANGULO LUDEÑA

DIRECTOR: CARLOS ROMÁN

Quito

DECLARACIÓN

Yo, Teoty Alexandra Angulo Ludeña declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Teoty Alexandra Angulo Ludeña

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue desarrollado por Teoty Alexandra Angulo Ludeña, bajo mi supervisión.

Ing. Carlos Román
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En la manera mas sincera agradezco a mis Tíos, Víctor Hugo Vega y Teoty Ludeña, quienes han confiado en mi y siempre me han apoyado incondicionalmente.

A mi madre que ha estado a mi lado brindarme todo su apoyo moral y espiritual, en cada paso de mi vida, quien me ha transmitido sus valores y principios, y es por ella que soy quien soy.

A mi padre y a todos mis hermanos que de una u otra manera han estado a mi lado.

A mis compañeros, mis amigos: Bayron Astudillo, Ricardo López, Verónica Díaz y en particular a quien fue mi novio Armando Chancay, por estar a mi lado compartiendo cada momento, en cada etapa de nuestra carrera, y ayudarme a seguir adelante aun en los peores momentos y por que no en los mejores.

Al Ingeniero Carlos Román por haber aceptado ser Director de mi Proyecto de Titulación y por haberme ayudado y despejado todas mis dudas referente al mismo, y por ser siempre paciente ante mis falencias.

Y como olvidar a la empresa que me abrió las puertas y confió en mi capacidad para desarrollar en ella mi Proyecto de Titulación, **Sociedad Internacional Petrolera S. A.** conjuntamente con todo su personal, y cave recalcar el agradecimiento a: Ing. Roberto McLeod, Ing. Lupercio Arteaga, Ing. Stalin Bustillos, Ing. Fernando Velasco, Ing. Byron Sánchez, Ing. Enrique Ramón, Ing. J. Carlos Bonilla, Ing. Pablo Moreno, y al tan querido Don Washington Andrade, que siempre estuvieron dispuestos a brindarme sus conocimientos y de la manera mas desinteresada me ayudaron.

Y finalmente pero no con menos importancia, a la **Escuela Politécnica Nacional** y especialmente a la **Carrera de Ingeniería en Petróleos**, institución que me ha preparado suficientemente bien para enfrentarme a nuevos retos.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de Titulación a la persona más importante, quien ha estado presente en cada etapa de mi vida y la de mis hermanos, y ha sido por ella por quien me he sostenido y he logrado culminar mi carrera, solo tu mi Madre querida, Yolanda Ludeña.

CONTENIDO

RESUMEN	10
PRESENTACIÓN	11
CAPITULO 1	12
ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO	12
1.1 CAMPOS PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO (PBH)	12
1.1.1 UBICACIÓN	12
1.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	13
1.1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS	13
1.1.3.1 Estructura	13
1.1.4 RESERVORIOS DE PRODUCCIÓN	13
1.1.4.1 Formación Tena	13
1.1.4.2 Formación Napo	15
1.1.4.3 Formación Hollín	15
1.1.5 PRODUCCIÓN	16
1.1.5.1 Pruebas de B'UP	16
1.1.5.2 Reservas Remanentes	16
1.1.6 FACILIDADES CENTRALES DE SUPERFICIE	18
1.1.6.1 Área de Manifold	18
1.1.6.2 Área de Separadores	18
1.1.6.3 Bota de Gas	18
1.1.6.4 Área de Tanques de almacenamiento y proceso	19
1.1.6.5 Sistema de tratamiento de Gas	19
1.1.6.6 Sistema de Reinyección de Agua	19
1.1.6.7 Sistema Hidráulico Centralizado	20
1.1.6.8 Sistema de transferencia	20
1.1.6.9 Otros tanques	21
1.1.6.10 Sistema contra incendios	21
1.1.7 LOCACIONES Y COMPLETACIONES	23
1.1.8 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	24
CAPITULO 2	26
ANÁLISIS NODAL Y DE PRUEBAS DE PRESIÓN	26
2.1 SISTEMA DEL YACIMIENTO	26
2.2 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	26
2.2.1 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	27
2.2.1.1 Pruebas de Restauración de Presión	27
2.2.1.1.1 <i>Métodos de análisis</i>	27
2.2.1.2 Pruebas de decremento de presión	28
2.2.1.3 Fall off Test	28
2.2.1.4 Pruebas de Interferencia	28
2.3 ANÁLISIS NODAL	29
2.3.1 INTRODUCCIÓN	29
2.3.2 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP, IPR)	30

2.3.2.1	Índice de Productividad (IP)	31
2.3.3	DESARROLLO DE CURVAS IPR	31
2.3.3.1	Ecuación de Vogel	31
2.3.3.2	Standing	32
2.3.3.3	Fetkovich	33
2.3.4	FUNDAMENTO TEÓRICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN LOS CAMPOS PARAÍSO, BIGUNO Y HUACHITO	34
2.3.4.1	Sistema de Producción por Bombeo Hidráulico	34
2.3.4.1.1	<i>Descripción del equipo</i>	35
2.3.4.1.2	<i>Sistema del Fluido Motriz</i>	36
2.3.4.1.3	<i>Tipos de Bombeo Hidráulico</i>	36
2.3.4.2	Sistema de Producción por Bombeo Electro Sumergible	38
2.3.4.2.1	<i>Elementos de superficie</i>	38
2.3.4.2.2	<i>Elementos de subsuelo</i>	40
2.3.4.2.3	<i>Curvas características de las bombas centrífugas</i>	45
2.3.5	ANÁLISIS NODAL DE POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO	48
2.3.5.1	Diseño para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BHP)	48
2.3.5.1.1	<i>Relación P/E</i>	48
2.3.5.1.2	<i>Desplazamiento de la bomba</i>	50
2.3.5.1.3	<i>Desplazamiento del Motor</i>	50
2.3.5.1.4	<i>Fricción de la bomba</i>	51
2.3.5.1.5	<i>Cálculos de presión</i>	51
2.3.5.2	Curvas de Succión para Bombas Tipo Pistón	52
2.3.5.2.1	<i>Procedimiento para la preparación de curvas de succión en la tubería de producción para Bombas Tipo Pistón</i>	54
2.3.5.3	Diseño para Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ)	56
2.3.5.3.1	<i>Área Adimensional</i>	56
2.3.5.3.2	<i>Flujo Adimensional</i>	56
2.3.5.3.3	<i>Levantamiento Adimensional</i>	57
2.3.5.3.4	<i>Eficiencia</i>	57
2.3.5.3.5	<i>Curvas de comportamiento adimensionales.</i>	57
2.3.5.3.6	<i>Cavitación</i>	58
2.3.5.3.7	<i>Fluido Motriz y Presión</i>	59
2.3.5.4	Curvas de succión para Bombeo Tipo Jet	60
2.3.5.4.1	<i>Procedimiento para la preparación de curvas de succión en el tubing para Bombas Jet</i>	62
2.3.6	ANÁLISIS NODAL DE POZOS CON BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	64
2.3.6.1	Curvas de Succión de la bomba	64
2.3.6.1.1	<i>Procedimiento para determinar las curvas de succión o "intake" de la tubería de producción</i>	65
CAPITULO 3		68
PROPUESTA TÉCNICA PARA REALIZAR EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL		68
3.1	RECOPIACIÓN DE DATOS DE CADA POZO	68
3.1.1	HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO	68
3.1.2	HISTORIALES DE INTERVENCIONES QUÍMICAS	69

3.2	POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	69
3.2.1	ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS	70
3.2.2	ANÁLISIS TÉCNICO EN EL CAMPO PARAISO	73
3.2.2.1	Paraíso 01	73
3.2.2.1.1	<i>Historial del Paraíso 01</i>	73
3.2.2.1.2	<i>Análisis del Paraíso 01</i>	75
3.2.2.1.3	<i>Análisis con BES</i>	76
3.2.2.2	Paraíso 02	77
3.2.2.2.1	<i>Historial del Paraíso 02</i>	77
3.2.2.2.2	<i>Análisis del Paraíso 02</i>	78
3.2.2.2.3	<i>Análisis con BES</i>	80
3.2.2.3	Paraíso 03	81
3.2.2.3.1	<i>Historial del Paraíso 03</i>	81
3.2.2.3.2	<i>Análisis del Paraíso 03</i>	83
3.2.2.3.3	<i>Análisis con BES</i>	83
3.2.2.4	Paraíso 06	84
3.2.2.4.1	<i>Historial del Paraíso 06</i>	84
3.2.2.4.2	<i>Análisis del Paraíso 06</i>	85
3.2.2.4.3	<i>Análisis con BES</i>	86
3.2.2.5	Paraíso 07	88
3.2.2.5.1	<i>Análisis con BES</i>	88
3.2.2.5.2	<i>Análisis del Paraíso 07</i>	89
3.2.2.5.3	<i>Análisis con BES</i>	91
3.2.2.6	Paraíso 08	92
3.2.2.6.1	<i>Historial del Paraíso 08</i>	92
3.2.2.6.2	<i>Análisis del Paraíso 08</i>	93
3.2.2.6.3	<i>Análisis con BES</i>	94
3.2.2.7	Paraíso 09	96
3.2.2.7.1	<i>Historial del Paraíso 09</i>	96
3.2.2.8	Paraíso 10	97
3.2.2.8.1	<i>Historial del Paraíso 10</i>	97
3.2.2.8.2	<i>Análisis del Paraíso 10 en Napo T</i>	98
3.2.2.8.3	<i>Análisis del Paraíso 10 en Hollín Superior</i>	99
3.2.2.8.4	<i>Análisis con BES</i>	100
3.2.2.9	Paraíso 11	101
3.2.2.9.1	<i>Historial del Paraíso 11</i>	101
3.2.2.9.2	<i>Análisis del Paraíso 11</i>	102
3.2.2.10	Paraíso 12	103
3.2.2.10.1	<i>Historial del Paraíso 12</i>	103
3.2.2.10.2	<i>Análisis del Paraíso 12</i>	105
3.2.2.10.3	<i>Análisis con BES</i>	107
3.2.2.11	Paraíso 13	108
3.2.2.11.1	<i>Historial del Paraíso 13</i>	108
3.2.2.12	Paraíso 17	108
3.2.2.12.1	<i>Historial del Paraíso 17</i>	108
3.2.2.12.2	<i>Análisis del Paraíso 17</i>	109
3.2.2.13	Paraíso 18	110
3.2.2.13.1	<i>Historial del Paraíso 18</i>	110

3.2.2.13.2	<i>Análisis del Paraíso 18</i>	111
3.2.2.14	Paraíso 19	115
3.2.2.14.1	<i>Historial del Paraíso 19</i>	115
3.2.2.14.2	<i>Análisis del Paraíso 19</i>	115
3.2.2.15	Paraíso 20	118
3.2.2.15.1	<i>Historial del Paraíso 20</i>	118
3.2.2.15.2	<i>Análisis del Paraíso 20</i>	119
3.2.2.16	Paraíso 21	121
3.2.2.16.1	<i>Historial del Paraíso 21</i>	121
3.2.2.16.2	<i>Análisis del Paraíso 21</i>	122
3.2.2.17	Paraíso 22	122
3.2.2.17.1	<i>Historial del Paraíso 22</i>	122
3.2.2.18	Paraíso 23	123
3.2.2.18.1	<i>Historial del Paraíso 23</i>	123
3.2.2.18.2	<i>Análisis del Paraíso 23</i>	123
3.2.3	ANÁLISIS TECNICO EN EL CAMPO BIGUNO	125
3.2.3.1	Biguno 01	125
3.2.3.1.1	<i>Historial del Biguno 01</i>	125
3.2.3.1.2	<i>Análisis del Biguno 01</i>	126
3.2.3.2	Biguno 02	127
3.2.3.2.1	<i>Historial del Biguno 02</i>	127
3.2.3.2.2	<i>Análisis del Biguno 02</i>	128
3.2.4	ANÁLISIS TECNICO EN EL CAMPO HUACHITO	128
3.2.4.1	Huachito 01	128
3.2.4.1.1	<i>Historial del Huachito 01</i>	128
3.2.4.1.2	<i>Análisis del Huachito 01</i>	130
3.2.4.2	Huachito 02	133
3.2.4.2.1	<i>Historial del Huachito 02</i>	133
3.2.4.2.2	<i>Análisis del Huachito 02</i>	133
CAPITULO 4		135
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO		135
4.1	ANÁLISIS TECNICO	135
4.2	ANÁLISIS ECONOMICO	137
CAPITULO 5		160
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		160
5.1	CONCLUSIONES	160
5.2	RECOMENDACIONES	161
BIBLIOGRAFIA		165

RESUMEN

El presente proyecto es un análisis del sistema de producción existente en los Campos Paraíso, Biguno y Huachito operados por SIPEC S. A., para incrementar la producción mediante el cambio del levantamiento artificial.

En este proyecto se hace un análisis de las facilidades que presentan estos tres campos, además se recopila información de los reservorios productores, tanto de presiones como de las características de los fluidos y de la roca para tener un mayor entendimiento del comportamiento de los pozos y también se detalla un historial de reacondicionamiento y de intervenciones químicas para observar como han reaccionado ante los diferentes sistemas de levantamiento y estimulaciones.

Se presenta un análisis descriptivo de los sistemas de levantamiento que actualmente operan en los campos Paraíso, Biguno y Huachito, para determinar las características mas importantes para la factibilidad del incremento de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial, además se presenta la metodología para el cálculo del diseño de bombeo hidráulico y electrosumergible.

Se analiza en que pozos es técnicamente factible realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial, se realiza un rediseño de sistema de producción en los mismos, y se realiza el estudio económico del proyecto. Finalmente se da un conjunto de conclusiones referente a los pozos donde se debe efectuar el cambio y recomendaciones para su mejor ejecución.

PRESENTACIÓN

En el presente proyecto se tiene como objetivo evaluar los sistemas de producción actual en los campos Paraíso, Biguno y Huachito con el propósito de incrementar su producción donde además se sugiere el cambio del Sistema de Levantamiento Artificial en aquellos pozos donde es factible.

En el Capítulo 1 se presentan los aspectos generales de los Campos, su ubicación, los reservorios productores presentes, y las facilidades de producción de las que se dispone.

En el Capítulo 2, se presentan guías tanto para el análisis de las pruebas de presión, así como para un correcto análisis Nodal de los pozos, adicionalmente se presenta metodologías para el diseño de los sistemas en estudio.

En el Capítulo 3, se hace referencia al historial de las intervenciones tanto con torre como sin torre que se han realizado en los pozos de los campos en estudio, los cuales se presentan en los Anexos N° 9 y N° 10. Estos datos fueron tomados del archivo existente que anteriormente pertenecía a PETROECUADOR y en la actualidad pertenece a SIPEC S. A. Además se realiza una descripción de los sistemas de levantamiento artificial actuales, y se procede a desarrollar el análisis técnico que justifique el cambio del sistema de levantamiento artificial.

Dentro del Capítulo 4 se realiza el Análisis Técnico-Económico para determinar la factibilidad del proyecto.

Finalmente el Capítulo 5 presenta las Conclusiones y Recomendaciones obtenidas en este estudio y que podrían ser consideradas por el departamento de operaciones de SIPEC S. A.

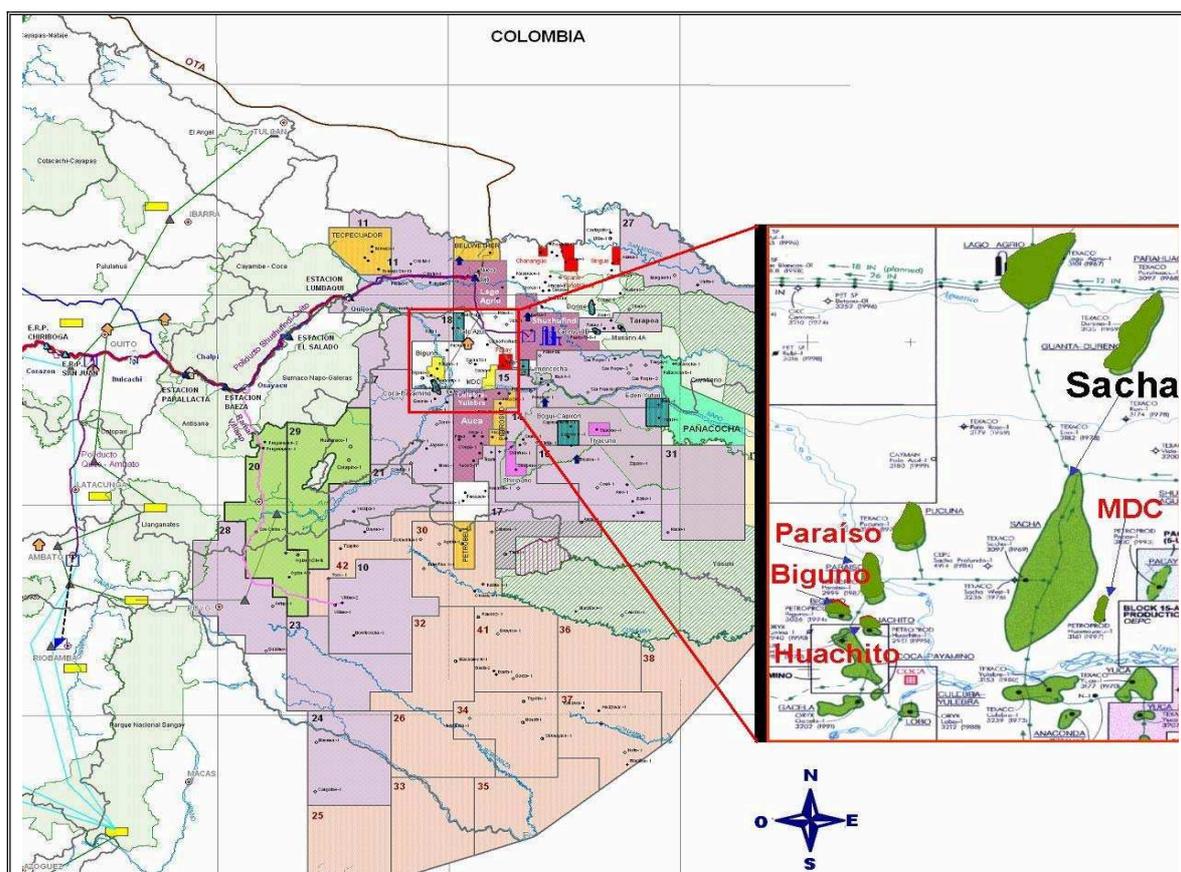
CAPITULO 1

ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO

1.1 CAMPOS PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO (PBH)

1.1.1 UBICACIÓN

Los campos Paraíso, Biguno y Huachito están localizados al Oeste del campo Sacha, 17 km. Al nor-oeste de la ciudad del Coca en la provincia de Francisco de Orellana, como se indica en el Mapa N° 1.1. La topografía es relativamente plana, con una cota media de 250 msnm. El acceso es a través de carretera y caminos transitables todo el año. El clima es tropical, con temperaturas entre 25 y 35 °C y estación de lluvias entre Febrero y Mayo.



Mapa N°1.1 – Ubicación del Campo PBH

Fuente: Ficha de Proyectos - Gerencia de Producción y Desarrollo SIPEC

1.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

Los Campos PBH fueron descubiertos en 1987, 1994 y 1999 respectivamente por PETROPRODUCCION. Actualmente los campos se encuentran en etapa de desarrollo y son explotados por SIPEC bajo el contrato de Servicios Específicos suscrito entre PETROPRODUCCION y ENAP. Se ha descubierto petróleo comercial en los reservorios correspondientes a las areniscas Napo U y Napo T, en las Formaciones Hollín Superior (HS) y Hollín Inferior (HI).

1.1.3 ASPECTOS GEOLÓGICOS

1.1.3.1 Estructura

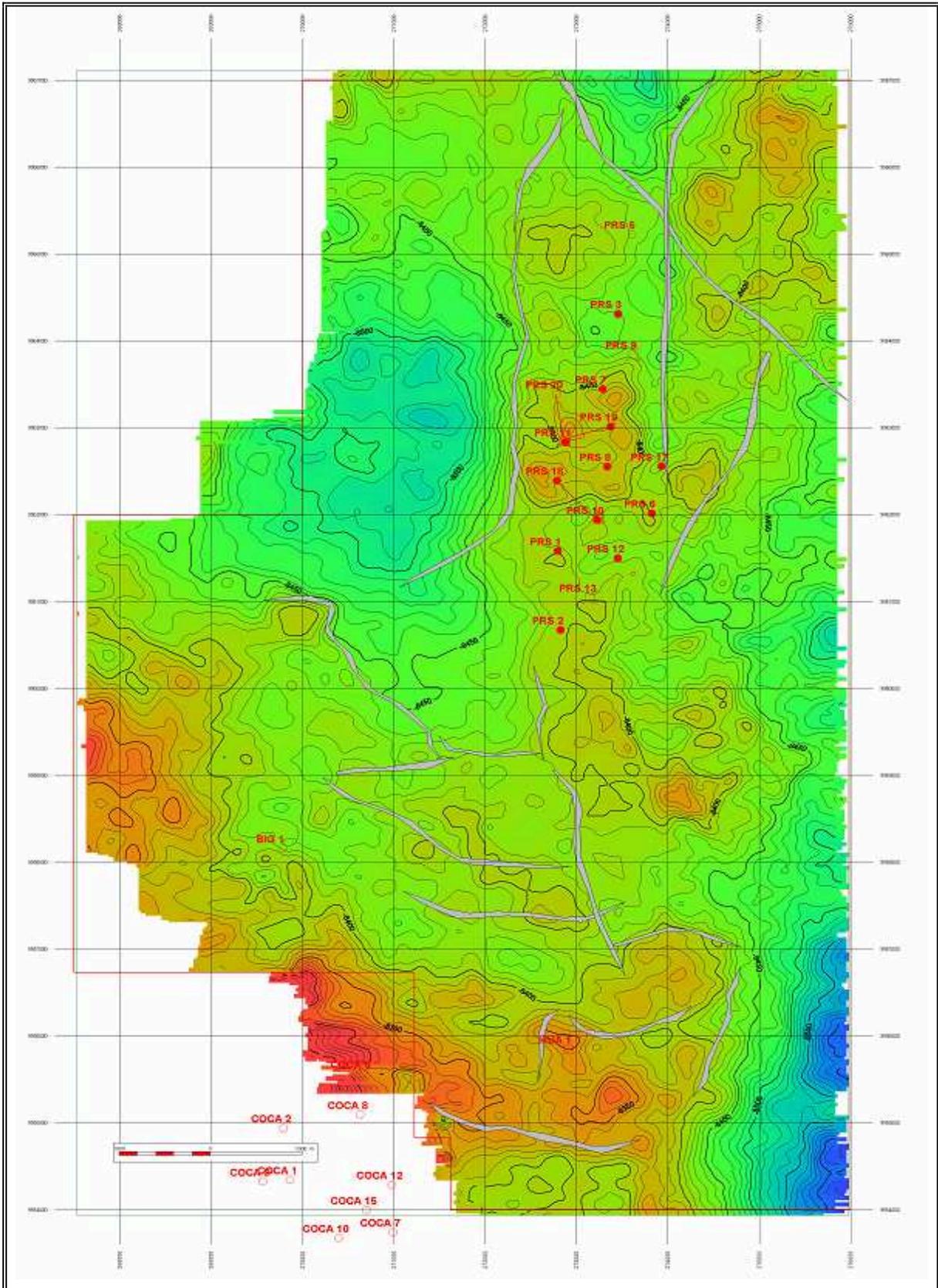
Las estructuras de Paraíso, Biguno y Huachito son anticlinales orientados NNE-SSW y asociados posiblemente a la propagación de fallas inversas a lo largo de sus flancos producto de la inversión tectónica de estructuras preexistentes extensionales pre-Cretácicas que controlaron el basamento. Las estructuras Paraíso, Biguno y Huachito se formaron en el Cretácico Superior-Paleoceno durante la primera fase de inversión tectónica en la cuenca Oriente. Se evidencia la existencia de tres dominios estructurales (Ver Anexo 1).

1.1.4 RESERVORIOS DE PRODUCCIÓN

Los reservorios de producción de los Campos Paraíso, Biguno, Huachito son:

1.1.4.1 Formación Tena

La formación Tena está constituida por arcillolitas predominantemente de color café, gris amarillento, firmes a moderadamente duras, localmente sublaminares, micro-micáceas y con inclusiones de granos de cuarzo gradando a limolitas de



Mapa N° 1.2 Estructural del Techo de Napo T del Campo PBH

Fuente: Departamento de Geociencias y Reservorios SIPEC.

Escala, 1:25000

color café oscuro, moderadamente firmes a firmes, micro-micáceas con inclusiones arenosas con cemento ligeramente calcáreo.

1.1.4.2 Formación Napo

Esta conformada, del tope a la base, por una secuencia alternada de lutitas, calizas y areniscas. Al tope lutitas de color gris claro, levemente calcárea, intercalada con calizas de color blanco a gris. Subyaciendo a la secuencia anterior se presenta un nivel calcáreo intercalado con pequeños niveles de lutita. Bajo la caliza "A" se presenta una secuencia alternada de lutitas y areniscas, la "Arenisca U" separada de la caliza "A". La Arenisca U, se separa de la denominada "Arenisca T" por la "Caliza B". La Arenisca T está constituida básicamente de cuarzo, feldespatos, glauconita, micas, materia orgánica carbonosa. Esta arenisca tiene una edad Albiano Superior - Cenomaniano Inferior. En el Mapa N° 2.2 se presenta el Estructural del Techo de la arenisca T*.

1.1.4.3 Formación Hollín

Arenisca cuarzosa sub-translúcida a cristalina de grano fino a medio, con glauconita e intercalaciones arcillosas hacia el techo. Esta arenisca corresponde a una edad Aptiano Medio en la base, y Albiano Temprano Tardío a Albiano Medio Tardío al tope (Jaillard et al., 1997).

*Ver mapas estructurales al tope de las areniscas en el Anexo N° 2

(Fuente: Ficha de Proyectos - Gerencia de Producción y Desarrollo SIPEC, Jaillard et al, 1997)

Tabla 1.1 Parámetros de los Fluidos y Parámetros Petrofísicos

Arena	Parámetros de los Fluidos								Parámetros Petrofísicos					
	β_o bbl/BF	β_w bbl/BF	μ_o cp	μ_w cp	GOR PCS/BF	API @60°F	γ_g	P_b PSIa	\emptyset %	h_o ft	S_o %	T_f °F	C_f	C_t
U	1.20	1.04	1.59		250	26	1.13	971	15	17	83.40	219	3.83E-06	8.65E-03
T	1.22	1.10	1.20	0.23	287	28	1.25	1400	16	23		225		8.99E-04
HS	1.10	1.36	4.03	0.26	73	27	1	391	13	31	53.60	227	6.40E-06	1.28E-05
HI	1.10	1.04	5.94	0.25	22	27	1	136	17	31	53.67	227	4.99E-06	8.82E-05

Biguno

Arena	Parámetros de los Fluidos								Parámetros Petrofísicos					
	β_o bbl/BF	β_w bbl/BF	μ_o cp	μ_w cp	GOR PCS/BF	API @60°F	γ_g	P_b PSIa	\emptyset %	h_o ft	S_o %	T_f °F	C_f	C_t
BT	1.09					20								8.60E-06
CB					300	34.1	0.9	1464	20			230		
U						25.2		690	16					

Huachito

Arena	Parámetros de los Fluidos								Parámetros Petrofísicos					
	β_o b/BF	β_w b/BF	μ_o cp	μ_w cp	GOR PCS/BF	API @60°F	γ_g	P_b PSIa	\emptyset %	h_o ft	S_o %	T_f °F	C_f	C_t
U	1.17	1.04	2.99	0.28	233	22	1	1279	14	34		212	4.29E-06	1.53E-05
HI	1.05	1.05	2.37	0.22	39.67	26.3		78	6					

Nota: Todos los datos que se presentan en la tabla han sido promediados de la información existente.
Los espacios vacíos corresponden a información no disponible en archivo.

β_o = factor volumétrico del petróleo
 β_w = factor volumétrico del agua
 μ_o = viscosidad del petróleo
 μ_w = viscosidad del agua
GOR = Relación gas petróleo
 γ_g = gravedad del gas
 P_b = Presión de burbuja

\emptyset = porosidad
 h_o = espesor neto
 S_o = saturación de petróleo
 T_f = temperatura del yacimiento
 C_f = compresibilidad de la formación
 C_t = compresibilidad total
 Dada en $1/v/v/psi^{-1}$

Elaborado por: Teoty Angulo.

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, SIPEC.

1.1.5 PRODUCCIÓN

1.1.5.1 Pruebas de B'UP

Las pruebas de B'UP se realizan con el objetivo de determinar las presiones: P_{wf} (presión de fondo fluente), P_r (presión de reservorio), P_i (presión inicial); para determinar los límites del reservorio, y además para determinar el daño de formación (S). Como resultado de las pruebas de B'UP se presenta un historial de las presiones en el Anexo N° 3, En el siguiente capítulo se presenta en detalle el análisis de este tipo de pruebas de presión.

1.1.5.2 Reservas Remanentes

Las reservas remanentes (probada + probable) a partir de volumetrías de los campos en estudio se presentan en la Tabla 1.2

Tabla 1.2 Reservas en Bbl de los Campos Paraíso-Biguno-Huachito

Campo: PARAISO

Arena	POES MMBbls	Factor recobro	Reservas probadas Bbl	Reservas probables Bbl	Reservas posibles Bbl	Reservas totales Bbl	Np Bbl Dic-04	Res rem Bbl Dic-04	°API
BT	1.13	0.06	-	225 719	-	225 719	-	159 481	13.3
Ui	15.17	0.25	1 489 747	2 303 735	-	3 793 482	1 156 622	333 125	23.4
Ti	14.80	0.22	1 999 909	1 255 162	-	3 255 071	-	342 107	24.0
HS	32.84	0.25	4 378 561	3 831 241	-	8 209 801	3 538 548	840 013	26.0
HI	141.35	0.25	18 379 455	16 958 616	-	35 338 072	8 020 111	10 359 344	26.9
Total	205.29		26 247 673	24 574 473	-	50 822 145	12 715 281	12 034 071	

Campo: BIGUNO

Arena	POES MMBbls	Factor recobro	Reservas probadas Bbl	Reservas probables Bbl	Reservas posibles Bbl	Reservas totales Bbl	Np Bbl Dic-04	Res rem Bbl Dic-04	°API
BT	19.55	0.20	682 511	3 228 294	-	3 910 804	34 567	647 944	24
Ui	8.69	0.20	1 341 946	396 793	-	1 738 739	431 326	910 620	20.0
Ti	6.66	0.27	-	-	1 798 343	1 798 343	-	-	
HS	59.26	0.26	-	-	15 407 771	15 407 771	-	-	
HI	59.26	0.26	-	-	15 407 771	15 407 771	-	-	
Total	153.43		2 024 457	3 625 087	32 613 886	38 263 429	465 893	1 558 564	

Campo: HUACHITO

Arena	POES MMBbls	Factor recobro	Reservas probadas Bbl	Reservas probables Bbl	Reservas posibles Bbl	Reservas totales Bbl	Np Bbl Dic-04	Res rem Bbl Dic-04	°API
BT	5.56	0.20	-	1 111 227	-	1 111 227	-	1 111 227	13.3
Ui	8.70	0.22	1 036 883	877 692	-	1 914 575	176 739	860 144	23.4
Ti	4.90	0.22	714 042	363 142	-	1 077 184	-	714 042	24.0
HS	8.97	0.20	-	1 793 666	-	1 793 666	238 000	1 555 666	26.0
HI	12.15	0.20	-	2 430 809	-	2 430 809	589 000	-	26.9
Total	40.28		1 750 926	6 576 535	-	8 327 461	1 003 739	4 241 079	

TOTAL	399		30 023 055	34 776 095	32 613 886	97 413 036	14 184 913	17 833 714	
--------------	------------	--	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	--

Fuente: Ingeniería de Reservorios de SIPEC S.A.
Estudio realizado en Diciembre de 2004.

POES = Petróleo Original en Sitio
Np = Petróleo producido acumulado

1.1.6 FACILIDADES CENTRALES DE SUPERFICIE

Los Campos Paraíso, Biguno y Huachito cuentan con la Estación de Producción Paraíso, que está ubicada a 10 km. de la ciudad Francisco de Orellana (El Coca). La Estación Paraíso es una planta, en la cual se trata (deshidrata y desgasifica) el crudo proveniente de los distintos pozos productores de los Campos Paraíso, Biguno y Huachito. El petróleo ya tratado es enviado a la Estación Sacha Central. El agua producida es reinyectada en las formaciones Tiyuyacu y Orteguaza. La estación maneja actualmente 26,500 BFPD. (Fuente: Departamento de Producción).

La Estación Paraíso consiste de los siguientes equipos:

1.1.6.1 Área de Manifold

Esta compuesta de tres cuerpos con 15 entradas activas. Recibe el fluido con una presión que varía entre 28 y 34 PSI.

1.1.6.2 Área de Separadores

Se tiene instalados tres separadores bifásicos, uno de prueba de 4,000 BFPD de capacidad y dos de producción de 8,000 BFPD cada uno, siendo esta la capacidad nominal con la que fueron diseñados inicialmente, actualmente el tiempo de residencia de los fluidos dentro del separador ha sido modificado, alterando así su capacidad de procesamiento inicial, permitiendo así procesar el fluido producido de los tres campos. Presión de trabajo de 21 a 25 PSI.

1.1.6.3 Bota de Gas

Recibe el crudo caliente proveniente de los separadores. En la bota se desgasifica el crudo a presión atmosférica, el gas separado es enviado al Sistema de tratamiento de Gas y el crudo es direccionado hacia el tanque de lavado.

1.1.6.4 Área de Tanques de almacenamiento y proceso

Se tiene un tanque de lavado de 12,500 Bbl (capacidad de construcción), y dos tanques de almacenamiento también de 12,500 Bbl.

Tabla 1.3 Tanques de almacenamiento

TANQUES	1 de Lavado	2 de Surgencia
Capacidad Operativa	10 000 Bbl	20 000 Bbl
Norma	API 650	API 650

1.1.6.5 Sistema de tratamiento de Gas

Parte del gas separado proveniente de los separadores bifásicos es procesado en el Scruber, que esta dentro de la Estación Paraíso, luego el gas es dirigido a la locación del Paraíso 12, donde pasa por un condensador vertical, posterior a este tratamiento el gas es dirigido al generador Waukesha para utilizarse como combustible en la generación de energía eléctrica. Otra cantidad de gas proveniente de los separadores se emplea para elevar la temperatura del agua del tanque de lavado mediante dos calentadores artesanales, y el gas restante se quema en el mechero.

1.1.6.6 Sistema de Reinyección de Agua

El agua proveniente del tanque de lavado y del de surgencia es almacenada en dos tanques donde son añadidos los químicos requeridos para dar el tratamiento adecuado al agua de manera que esta cumpla con los parámetros ambientales establecidos para ser reinyectada, para lo cual el agua pasa por dos bombas Booster y posteriormente pasa a las bombas centrifugas horizontales obteniendo una presión de 1,500 PSI. El 100% del agua producida es reinyectada en los pozos Paraíso 9 y Paraíso 13 en las formaciones Tiyuyacu y Hollín Superior respectivamente. El sistema de reinyección de agua esta constituido por:

- Dos tanques pulmón, capacidad de cada uno 500 Bbl (Provisionales).
- Dos bombas Booster, presión de descarga 60 PSI.

- Dos bombas horizontales Reda, presión de descarga normal 2,700 PSI (presión máxima de descarga 3,000 PSI, presión mínima de succión 50 PSI).

La capacidad de cada bomba es de 14,000 BFPD. Al momento las bombas procesan alrededor de 7,230 BFPD, que es la cantidad de agua producida diariamente por los campos Paraíso, Biguno, Huachito y además del Campo Mauro Dávalos Cordero (MDC).

1.1.6.7 Sistema Hidráulico Centralizado

Este sistema esta constituido por:

Dos bombas Booster, presión de descarga de 40 PSI. Motor: CAT 3304/Potencia: 90 HP \approx 67 KW.

Cinco bombas reciprocantes, presión de descarga de 4,000 PSI.

Tabla 1.4 Características de las Unidades Power Oil

Fuente: Descripción de Equipo, Departamento de Producción SIPEC.

Unidad Power oil	Motor Caterpillar		Bomba National de Transferencia		Acumulador Hydrill
	Motor	Potencia HP	Rating	Capacidad	Modelo
1	CAT 3406	322	275 HP	3,5 GLS US	IP2 1/2 - 6000
2	CAT 3406	-	275 HP	3,5 GLS US	3000-5H
3	CAT 3406	368	275 HP	3,5 GLS US	IP2 1/2 - 6000
4	CAT 3406	300	275 HP	3,5 GLS US	IP2 1/2 - 6000
5	CAT 3406	342	275 HP	3,5 GLS US	Sin placa

1.1.6.8 Sistema de transferencia

Dos bombas Booster

Dos bombas de transferencia

Dos contadores ACT

Tabla 1.5.- Características de las unidades de transferencia

Fuente: Descripción de Equipo, Departamento de Producción SIPEC.

N°	Motor General Electric				Worthington Plunger Pump			Bomba Booster de Oleoducto Worthington		
	HP	RPM	Vol	Amp	Capacidad	P _{succión}	P _{trabajo}	Modelo	Tamaño	Implr Dia
1	100	1780	230 / 460	238 / 119	39.7 M3/H	Flooded	41,4 bar	D1011	3 X 2 X 13	11,8
2	100	1780	460	120	39,7 M3/H	Flooded	41,4 bar	D1012	4 X 2 X 13	11,8

1.1.6.9 Otros tanquesTanques para combustible:

Tanque 1 capacidad máxima de 25,260 gls

Tanque 2 capacidad máxima de 19,552 gls.

Tanque para agua (Sist. Contra-incendios): Capacidad máxima: 1,500 bblsTanque para enfriamiento de agua: Capacidad máxima de 4,600 gls.Tanques para químicos: Tienen capacidades de 55, 120 y 330 gls.**1.1.6.10 Sistema contra incendios**

El sistema esta constituido a su vez por un sistema de espuma y un sistema de agua. A continuación se detalla las zonas de riesgo y el método contra incendio para cada caso.

Tabla 1.6.- Sistema contra incendios

Fuente: Sistema Contra incendio. Por VSOP / Región Andina Gerencia de Proyectos-Ingeniería SIPEC

Zonas de riesgo	Método contra incendio
Manifold	Aplicación de agua/espuma con hidrantes/monitores
Área de Separadores	Aplicación de agua/espuma con hidrantes/monitores
Área de tanques	Aplicación de agua/espuma con hidrantes/monitores + Enfriamiento con boquillas aspersoras
Área del Sistema de Transferencia	Extintores portátiles, eventualmente monitores
Planta de tratamiento de agua de formación	Aplicación de agua/espuma con hidrantes/monitores + Enfriamiento con boquillas aspersoras
Planta de generación de energía	Extintores de uso general
Edificio de supervisión y control	Extintores de uso general
Almacén y Taller mecánico	Extintores de uso general

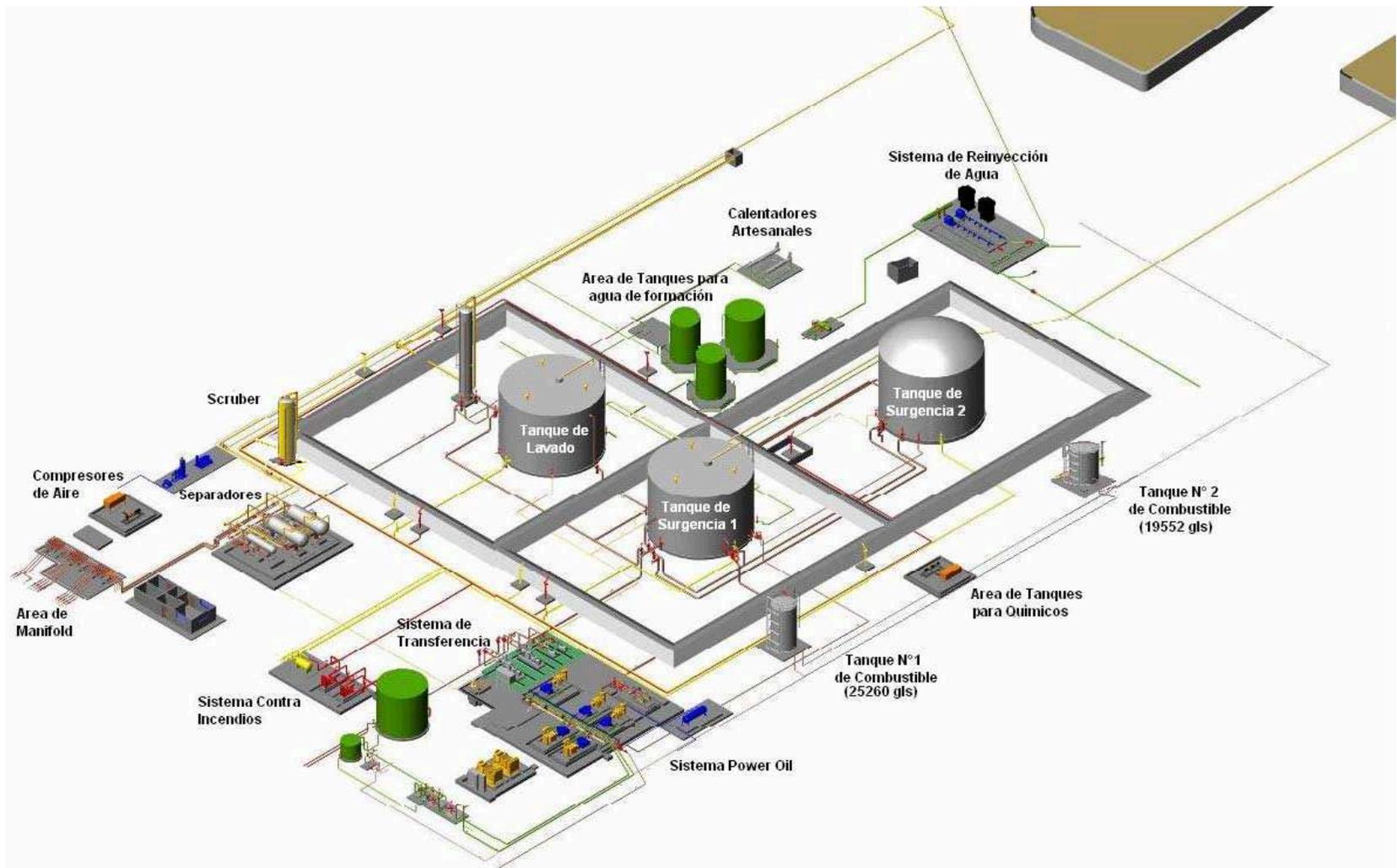


Fig. 1.1 - Facilidades de producción de la Estación Paraíso.

Fuente: Departamento de Producción

1.1.7 LOCACIONES Y COMPLETACIONES

Locación se refiere a las facilidades de producción que están en la plataforma de cada pozo; y Completación se refiere al equipo de fondo del pozo, el cual ayuda al levantamiento de fluidos hacia la superficie de una manera segura y eficiente.

En la tabla se presenta los datos de la locación y tipo de Bomba. Los diagramas de Completación se presentan en el Anexo N° 4.

Es importante notar que:

En la locación del PSO-7, se encuentran además los pozos PSO -21 y PSO -22.

En la locación del PSO -10, se encuentra además el pozo PSO - 18

En la locación del PSO -11, se encuentran además los pozos PSO -20, PSO -23

Tabla 1.7 Generalidades de cada pozo por Campo, (condiciones al 16 – Jul – 2005)

CAMPO PARAÍSO			
POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	EQUIPO DE SUPERFICIE	TIPO DE BOMBA
PSO-1	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías, Val. block	Jet B+5
PSO-2	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías, Val. block	Jet 8A
PSO-3	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías, Val. block	Jet 8A
PSO-5	Pozo abandonado		
PSO-6	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías, Val. block	Pistón 3x48
PSO-7	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías, Val. Block	Jet 8A
PSO-21	En evaluación		
PSO-22	Bombeo Electro-sumergible		Generador 569 KVA + Transformador + variador de frecuencia + caja de venteo + Tanque almacenamiento diesel
PSO-9	Reinyector	Val. Block	
PSO-10	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías	Jet 8A
PSO-18	Bombeo Electro-sumergible	Generador + Transformador + tablero de control + caja de venteo + Tanque de almacenamiento diesel	GN-3200
PSO-11	Bombeo Electro-sumergible	Generador + Transformador + variador de frecuencia + caja de venteo	GN-4100
PSO-19	Bombeo Electro-sumergible	Generador + Transformador + variador de frecuencia + caja de venteo	GN-4100
PSO-20	Bombeo Electro-sumergible	Transformador + variador de frecuencia + caja de venteo + Tanque de almacenamiento diesel 12,000 gls	GN-3200
PSO-23	En perforación		
PSO-13	Reinyector		
PSO-17	Bombeo Hidráulico	VRF + Val. de Cuatro vías	

Continuación de Tabla 1.7			
CAMPO HUACHITO			
HUA-01	Bombeo Electro-sumergible	Generador + Transformador + variador de frecuencia + caja de venteo + tanque almacenamiento de proceso de crudo de 500 Bbl con bota de gas incorporada + bomba de transferencia + Tanque de almacenamiento diesel.	ND-450
HUA-02	Bombeo Electro-sumergible	Generador + Transformador + variador de frecuencia + caja de venteo + Tanque de almacenamiento diesel	ND-451
CAMPO BIGUNO			
BIG-01	Bombeo Hidráulico	VRF + val. block	Jet 8A

Elaborado por: Teoty Angulo

1.1.8 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la tabla 1.8 se presenta como esta el sistema de generación eléctrica actual del Campo, siendo diesel el combustible utilizado en los diferentes generadores existentes. En la misma tabla se señala los cambios a futuro en donde se centraliza la generación de la energía eléctrica en la plataforma del PSO-12, mediante la incorporación de cuatro generadores (tres operativos y uno en stand by). Uno de ellos será alimentado con el gas producido (generador Waukesha de 1,200 Kw.). De esta locación se distribuirá la energía hacia la Estación Paraíso, y las plataformas PSO-07, PSO-10, y PSO-11.

Tabla 1.8 Generación Campos PBH

Fuente: Departamento de Producción SIPEC.

GENERACIÓN CAMPOS PBH @ Ago - 2005				
Item	Locación	Tipo	Potencia Instalada	Potencia Consumo
1	CPF / Stand by	3406	354	205
2	CPF / Stand by	3408	365	
3	Sistema de reinyección de agua	3412	545	259
			1264	464
4	Locación Paraíso 11	3412	750	260
5	Huachito	3406	354	57
			2368	781

Continuación de la Tabla 1.8				
GENERACIÓN CAMPO PBH: FUTURA (Enero 2006)				
Item	Locación	Tipo	Potencia Instalada	Potencia Consumo
1	CPF	Waukesha	1200	1148
2	CPF	3412	545	
3	CPF	3408	365	
4	CPF	3406	325	492
			2435	1640
4	Biguno	3412	750	260
5	Huachito	3406	354	57
			3539	1957

**Tabla 1.9 Características de los Generadores Actuales
(Ago-05) de la Estación Paraíso**

Fuente: Descripción de Equipo, Departamento de Producción SIPEC.

Generador	Motor Caterpillar		Generador Kato Industries		
	Motor	Potencia HP	KVA	RPM	Voltaje
1	CAT 3406 B	475	343,75	1800	277 / 480
2	CAT 3406	475	343,75	1800	277 / 480

CAPITULO 2

ANÁLISIS NODAL Y DE PRUEBAS DE PRESIÓN

2.1 SISTEMA DEL YACIMIENTO

Para realizar un estudio sobre el potencial de los Campos se debe tener información suficiente sobre el yacimiento en si para analizar adecuadamente el desempeño de los pozos y predecir su producción futura bajo varios modos de operación. Gran parte de la información requerida para hacer ingeniería tanto de yacimientos como de producción, es obtenida de las pruebas de presión transitoria, y a partir de esta información proceder a realizar el análisis nodal a los pozos.

2.2 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión consisten en generar y medir variaciones de presión en el tiempo en los pozos y subsecuentemente estimar propiedades de la roca, del fluido y del pozo. La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluye: presión del reservorio, permeabilidad, daño a la formación, estimulación, volumen de reservas, discontinuidades del reservorio, etc. Toda esta información es utilizada para ayudar a analizar, mejorar y pronosticar el desempeño del reservorio.

La prueba de presión transitoria es una de las herramientas mas importantes de diagnostico, y podría resultar indispensable para un correcto análisis del pozo y/o del reservorio.

Es muy importante tener en cuenta que si se observa que está declinando rápidamente la producción en un pozo, previo a tomar una prueba de presión que requiere su cierre se debe evaluar el estado mecánico del pozo, y si este está en buenas condiciones, entonces proceder a tomar la prueba de presión para determinar con precisión el problema del pozo.

2.2.1 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

2.2.1.1 Pruebas de Restauración de Presión

Estas pruebas son conocidas como pruebas de Build up (B'UP). Esta es una de las pruebas más utilizadas en la industria petrolera. El análisis de esta prueba se facilita si el tiempo de producción es suficiente para que se alcance un drenaje adecuado y es más confiable. El proceso de estas pruebas es: tener el pozo en producción constante por un tiempo específico y luego cerrarlo hasta alcanzar el periodo de pseudoestabilización. Durante este periodo de producción y de cierre las presiones son grabadas con un elemento electrónico, el cual es asentado en el fondo del pozo, ya sea en una camisa o en un No-go.

Las pruebas de B'UP se recomienda tomar antes y después de realizar una estimulación al pozo, para verificar si ha dado buenos resultados; también se recomienda hacer esta prueba cuando el pozo debe ser cerrado para reparaciones o por motivos externos, de manera que se aprovecha este cierre de producción, lo cual no causaría pérdidas de producción, que es la razón más común por la cual no se realizan pruebas de B'UP.

2.2.1.1.1 Métodos de análisis

Convencionales: Horner, MDH, MBH, Muskat.

Curvas tipo: All Hussainy *et al*, Gringarten *et al*, Bourdet *et al* (derivada).

El método de Horner se lo analiza en un gráfico semi-log, P_{ws} vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$

El método de MDH (Miller, Dyes y Hutchinson) se analiza con el gráfico semi-logarítmico P_w vs. Δt .

La técnica de MBH (Matthews, Brons, Hazebroek) proporciona una forma de estimar la presión promedio de un pozo, este método considera la forma del área de drenaje.

El método de Muskat, sirve para determinar la presión promedio del yacimiento mediante el gráfico log-semi $P - P_{ws}$ vs. Δt , en la LTR (región de tiempos tardíos).

Con una prueba de B'UP se pueden obtener los siguientes datos:

- Permeabilidad promedio de la formación, k (Horner, MDH)
- Efecto de almacenamiento, C (derivada)
- Radio de investigación, r_i (MDH)
- Daño o estimulación, S (Horner, MDH, derivada)
- Presión del área de drenaje, P_r
- Presión inicial del yacimiento, P_i . (Horner)
- Heterogeneidades o límites del reservorio.

2.2.1.2 Pruebas de decremento de presión

Conocidas como *Draw Down*. En esta prueba se miden y graban las presiones en un periodo de flujo constante. Si esta prueba, se la realiza por un periodo largo este se convierte en una prueba conocida como "reservoir limit test" que permite determinar el volumen de hidrocarburo en sitio.

2.2.1.3 Fall off Test

Se realiza en pozos inyectoros, en los cuales se ha estado inyectando en un periodo de tiempo a una tasa constante. En esta prueba de manera similar al B'UP, después de un periodo de inyección, se cierra el pozo y se monitorean y graban las presiones.

2.2.1.4 Pruebas de Interferencia

Esta prueba se realiza en dos o mas pozos, de los cuales, uno es productor o inyector, y los otros permanecen cerrados, se miden las presiones en los dos

pozos simultáneamente. Esta prueba se usa para probar comunicación entre el pozo inyector o productor, y los pozos cerrados.

Datos requeridos para el análisis de las pruebas de presión transitoria:

- Propiedades de los fluidos: viscosidad, densidad, compresibilidad.
- Propiedades de la roca: porosidad, compresibilidad de la roca.
- Datos del yacimiento: Espesor, gradiente de presión, profundidad, geología, área del reservorio.
- Datos de producción: producción de cada fluido, completación del pozo.

En el proyecto en estudio se han realizado análisis de las últimas pruebas de B'UP tomadas en las diferentes arenas productoras de los pozos de los Campos Paraíso, Biguno, Huachito, dicho análisis se desarrolló en el Software de Fekete WellTest. Un ejemplo de cálculo se presenta en el Anexo N° 5.

2.3 ANÁLISIS NODAL

2.3.1 INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de la ingeniería de producción es diseñar y fijar los parámetros de operación de un pozo, ya sea nuevo, o se encuentre en producción y se requiera cambiar su tipo de completación, de una manera segura y eficiente, generalmente relacionada a lograr la máxima producción. Otro objetivo es hacer un seguimiento a los pozos que ya están en producción de manera que se pueda evaluar si el sistema de levantamiento que está usando el pozo está actuando de la manera como se esperaba. De modo que si el sistema no actúa de la manera esperada se debe fijar nuevos parámetros para obtener un mejor estado del sistema de producción. Esto es posible con el análisis del sistema nodal, por medio del cual se toma varios sectores o nodos del sistema de producción del

pozo para analizar su comportamiento y determinar aquellas áreas donde se necesita realizar cambios o mejoras para optimizar su producción.

Una vez perforado un pozo productor, el principal propósito es sacar los fluidos desde el yacimiento y llevarlos hasta el lugar en superficie donde se los pueda separar y tratar.

Para que los fluidos lleguen hasta el separador con la presión necesaria para que este pueda cumplir su función, primero debe:

- Atravesar el medio poroso (flujo de fluidos en medios porosos)
- Atravesar un conducto vertical o direccional, sea por flujo radial o anular (flujo multifásico vertical, FMV).
- Atravesar una línea de flujo horizontal o inclinada (flujo multifásico horizontal, FMH).

Esto implica una pérdida de presión en cada uno de estos trayectos, y esta pérdida de presión debe ser tal que al llegar al separador se tenga la presión que se requiere para llegar hasta el tanque de lavado.

El análisis nodal se lo realiza para cada tipo de levantamiento, sea natural o artificial.

2.3.2 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP, IPR)

En el diseño de un sistema de producción, el caudal y la presión de fondo fluyente son variables que se deben determinar tomando en cuenta parámetros como el diámetro de la tubería de producción, el choque en el cabezal, diámetros de las líneas de flujo y presión del separador. Para analizar el comportamiento se grafica en un plano cartesiano la presión de fondo fluyente en función del caudal. Cuando se presentan yacimientos subsaturados o con empuje hidráulico se puede usar la ecuación del Índice de productividad, Ec. 2.1.

$$q = IP(P_r - P_{wf}) \quad 2.1$$

Donde:

q = caudal

IP = Índice de productividad

P_r = presión de reservorio

P_{wf} = presión de fondo fluuyente

2.3.2.1 Índice de Productividad (IP)

El índice de productividad o IP, es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo (reservorio).

2.3.3 DESARROLLO DE CURVAS IPR

2.3.3.1 Ecuación de Vogel

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para el flujo de dos fases (líquido y gas) en un yacimiento de petróleo saturado mediante el montaje de una curva sobre los resultados de una multiplicidad de simulaciones de yacimientos con gas en solución. Su correlación fue de la forma:

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad 2.2$$

Donde $q_{o,\max}$, esta dado por

$$q_{o,\max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad 2.3$$

Si realizamos el cálculo de diferentes caudales a diferentes P_{wf} , entonces podremos graficar la curva IPR.

2.3.3.2 Standing

El desarrollo de la ecuación de Vogel permitió a Standing crear una relación matemática para cuando la $EF \neq 1$. Donde EF (Eficiencia de Flujo) es una medida cuantitativa de la condición del pozo y se define:

$$EF = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}} = \frac{IP_a}{IP_i} \quad 2.4$$

Donde:

P'_{wf} = Presión de fondo fluyente sin daño

P_{wf} = Presión de fondo fluyente actual

P_r = Presión de reservorio

IP_a = Índice de productividad actual

IP_i = Índice de productividad ideal

Primero se determina el q_{Omax} para una $EF = 1$, y resolviendo la ecuación 2.4 se obtiene:

$$P'_{wf} = P_r - (P_r - P_{wf})EF \quad 2.5$$

Luego aplicando la expresión de Vogel (ecuación 2.2), se obtiene

$$\frac{q_O}{q_{O,max}} = 1 - 0.2 \frac{P'_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad 2.6$$

Donde q_{Omax} @ $EF = 1$, y con esta ecuación graficar la IPR.

2.3.3.3 Fetkovich

Partiendo de las pruebas isocronales para pozos de gas y basado en cientos de observaciones de datos de pozos de petróleo, se determinó que la IPR para pozos de petróleo podría ser mejor descrita por la ecuación:

$$q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad 2.7$$

Donde:

C = constante de estabilización.

n = factor de turbulencia que puede variar entre 0.57 y 1. Este factor n es igual a $1/m$, donde m es la pendiente del gráfico $\log(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs. $\log(q)$.

Ambos valores son característicos de cada pozo.

El valor de C se encuentra de extrapolar la curva hasta interceptar con el eje de las ordenadas en el punto en que $P_r^2 - P_{wf}^2 = 1$. También es posible calcularlo de la ecuación 2.8, conociendo previamente el valor de n, que se lo determina del gráfico $\log(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs. $\log q_o$

$$C = \frac{q_{dato}}{(P_r^2 - P_{wfdato}^2)^n} \quad 2.8$$

Conocidas estas dos variables se puede tener una tabla con la resolución de la ecuación 2.7 para diferentes valores de P_{wf} y se grafica en un plano cartesiano, obteniendo la IPR.

El uso del método de Fetkovich es beneficioso debido a que mediante una pequeña modificación de la ecuación se puede determinar las curvas IPR a futuro las cuales son muy importantes sobre todo para cuando se va a implementar un sistema de levantamiento artificial en el pozo, puesto que con estas curvas

podemos proyectar la producción a futuro en los diferentes tipos de levantamiento y comparar, para finalmente decidir que método será mas conveniente.

Para determinar la IPR futura se debe calcular C' , que es el valor de la constante a futuro.

$$C' = C \frac{P_r}{P_{ri}} \quad 2.9$$

El valor obtenido es sustituido en la ecuación 2.7

$$q = C'(P_r^2 - P_{wf}^2)^n = C_i \left(\frac{P_r}{P_{ri}} \right) (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad 2.10$$

Donde P_{ri} y C_i están dadas en un tiempo inicial t_1 , y P_r , P_{wf} están dadas a un tiempo mayor a t_1 , mientras que n es una constante del pozo a cualquier tiempo.

Ejemplos de cálculo para determinar la IPR por los métodos descritos se presenta en el Anexo N° 6.

2.3.4 FUNDAMENTO TEÓRICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EXISTENTES EN LOS CAMPOS PARAÍSO, BIGUNO Y HUACHITO

2.3.4.1 Sistema de Producción por Bombeo Hidráulico

El principio fundamental en el que se basa el bombeo hidráulico es la ley de Pascal, que indica: "la presión aplicada en cualquier punto sobre un líquido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a cada porción del líquido y a las paredes del recipiente que lo contiene". El uso de este principio permite transmitir la presión desde un sistema superficial central a través de una tubería llena de líquido a cualquier número de puntos debajo de la superficie en un pozo.

El líquido presurizado conocido como fluido motriz, es enviado al motor que esta en el fondo del pozo, a través de una tubería, al llegar el fluido motriz al motor le transmite energía, permitiendo que este se active y funcione.

2.3.4.1.1 Descripción del equipo

Los sistemas de bombeo hidráulico para levantamiento artificial consisten de: un fluido en la superficie pudiendo ser este petróleo o agua, llamado fluido motriz, (en la Estación Paraíso se utiliza petróleo); unidades de potencia en superficie capaces de elevar la presión hasta 4 000 psi para manejar alta presión que permite inyectar el fluido motriz al fondo del pozo, y una unidad de bombeo en el fondo del pozo (tipo pistón o tipo jet) operada por el fluido motriz inyectado a alta presión. La unidad de fondo actúa como un transformador para convertir la energía del fluido motriz a energía potencial o presión en los fluidos producidos, que permiten que el fluido motriz y el fluido producido fluyan hacia la superficie después de pasar a través de la unidad de fondo; los fluidos pueden retornar mezclados a través de una misma tubería, o si el sistema es cerrado ambos fluidos retornan a superficie pero por diferentes tuberías.

Equipo de Superficie

Unidad de Potencia.- Las bombas que se utilizan para impulsar al fluido motriz normalmente son triplex o quíntuplex de desplazamiento positivo o acción reciprocante del tipo vertical, que puede ser accionada por un motor eléctrico o de combustión interna, y su selección depende de: el número de pozos, los volúmenes a manejar, las características del fluido a bombear, y las facilidades de Producción. En la Estación Paraíso se utiliza bombas quíntuplex de desplazamiento positivo.

Cabezal de Distribución.- Son múltiples constituidos por válvulas y medidores de desplazamiento positivo, los cuales permiten calcular la eficiencia de la unidad de bombeo. El tipo de válvulas instaladas, pueden ser reguladoras de flujo (controlan el volumen del fluido motriz inyectado), o bien válvulas

reguladoras de presión (controlan automáticamente la presión a la que es inyectado el fluido motriz).

Cabezal de Pozo.- Esta diseñado para permitir la instalación de bombas fijas y libres, en este caso se tiene instalación de bombas libres; lo cual depende de la instalación de subsuelo y del sistema de inyección que se tenga. La sección del árbol es la correspondiente a la última tubería de revestimiento, en donde van alojadas tuberías, válvulas, y el retorno (by pass), que es la línea que comunica la tubería de inyección con la de descarga del fluido producido o de la mezcla.

Válvula de cuatro vías.- Es un dispositivo acoplado al cabezal, cuya función es direccionar el flujo, tiene cuatro posiciones las cuales permiten la introducción, operación, cierre y extracción de la unidad de bombeo.

2.3.4.1.2 Sistema del Fluido Motriz

Se tienen dos tipos de sistemas de fluido motriz:

- a) Sistema Cerrado de Fluido Motriz es aquel en el cual tanto en superficie como en el fondo del pozo el fluido motriz recorre a través de una tubería en un sistema cerrado y no se mezcla con el fluido producido.
- b) Sistema Abierto de Fluido Motriz es aquel en el cual el fluido motriz se mezcla en el fondo del pozo con el fluido producido, siendo este el sistema usado en los campos en estudio.

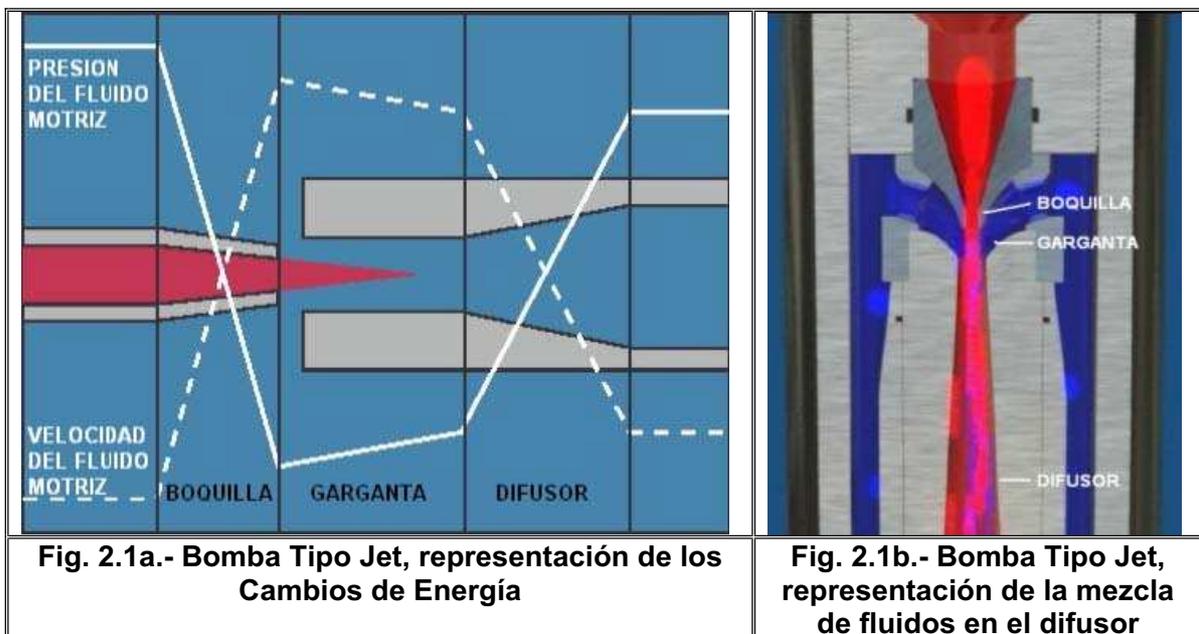
2.3.4.1.3 Tipos de Bombeo Hidráulico

Dentro del sistema por bombeo hidráulico se usan dos tipos de bombas, tipo Jet y tipo Pistón.

Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.- En este tipo de bombeo se inyecta el fluido motriz, accionando los pistones tanto del motor como de la bomba, instalada abajo del

nivel de trabajo del fluido producido por el pozo. La bomba tipo pistón es la bomba hidráulica de fondo más común utilizada, que consiste de un grupo de pistones recíprocos acoplados, uno accionado por la presión del fluido motriz, el pistón motor y que transmite el movimiento al otro pistón que bombea los fluidos del pozo hacia la superficie, el pistón bomba.

Bombeo hidráulico Tipo Jet.- Las bombas del tipo "Jet" operan bajo la acción de un fluido a alta presión y el efecto venturi que este provoca al pasar a través de un orificio. El fluido motriz a alta presión y baja velocidad es convertido a un fluido de baja presión y alta velocidad al pasar por un orificio o boquilla (*nozzle*). La presión a la entrada de la garganta (*throat*) disminuye logrando que el fluido proveniente del reservorio ingrese a la succión de la bomba (cámara de mezcla) debido a la mayor presión del mismo (Figura 2.1a). Luego de efectuarse la mezcla en la cámara (Figura 2.1b), comienza la acción de bombeo de la mezcla entre el fluido del reservorio y el fluido motriz. Cuando la mezcla entra en la zona del difusor se produce una disminución en la velocidad y un aumento en la presión de descarga, lo suficientemente alto como para levantar los fluidos hacia la superficie.



Un gran número de combinaciones de "orificios-garganta" se encuentran disponibles en el mercado, las cuales serán seleccionadas en función del caudal a extraer y la disponibilidad de caudal y presión en superficie.

2.3.4.2 Sistema de Producción por Bombeo Electro Sumergible

El sistema se basa en el principio del movimiento rotatorio de una bomba centrífuga conectada a un motor eléctrico sumergible, el equipo es colocado a una profundidad determinada en el pozo, la cual debe estar bajo el nivel dinámico del fluido. La bomba sumergible debido a la acción del movimiento rotatorio de los impulsores da energía al fluido, aumentando su presión.

El sistema integrado de bombeo electro sumergible consta de dos secciones principales: el equipo de fondo y el de superficie.

El bombeo electro sumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un método económico y efectivo para producir altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades, en una amplia variedad de condiciones de pozos. Este tipo de levantamiento es más aplicable en yacimientos con altos volúmenes de fluido, altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo. Sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos con altas temperaturas y de diámetros reducidos, entre otros.

Por lo tanto una de sus características principales es la adaptabilidad que tiene este sistema para cualquier yacimiento y bajo circunstancias determinadas.

2.3.4.2.1 Elementos de superficie

El equipo típico de superficie comprende de un transformador primario, un panel de control del motor (Switchboard o variador de frecuencia), un transformador secundario (en caso de que se use un variador de frecuencia), una caja de venteo y un cabezal de pozo.

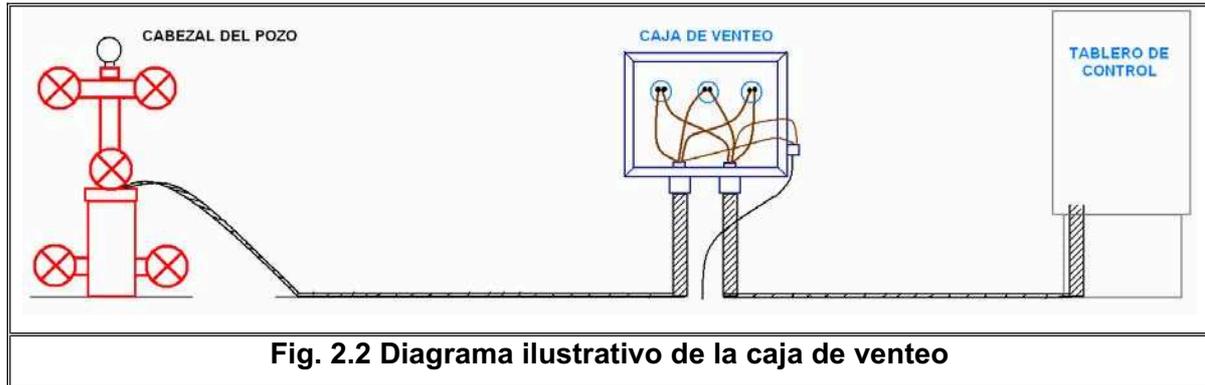
Transformador primario.- Este componente se utiliza para reducir el voltaje de la fuente primaria a un voltaje que pueda ser manejado por el panel de control o por el variador de frecuencia. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

Panel de Control.- Es el componente desde el que se gobierna la operación del motor en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede consistir en un arrancador de motor, protección por sobrecarga y baja carga, una llave manual para desconectarlo, retardo en el tiempo y un amperímetro registrador. Este panel entrega el voltaje requerido por el motor de fondo.

Variador de frecuencia.- Es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente que alimenta al motor, por lo tanto modificar su velocidad angular para obtener un rendimiento óptimo del equipo electro sumergible. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de caudales que es posible manejar con un mismo equipo de fondo. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el caudal; una baja frecuencia, los disminuye. Si se utiliza un variador, un transformador secundario será requerido, puesto que el voltaje entregado no es el que requiere el motor de fondo.

Transformador secundario.- Se lo utiliza si se instala un variador de Frecuencia, para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor. Puede ser un solo transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos.

Caja de venteo.- Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero y ocasionar una explosión. En la caja de venteo o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad (Figura 2.2).



Cabezal del pozo.- El cabezal del pozo está seleccionado en base al diámetro del *casing* y *tubing*, carga máxima recomendada, presión de superficie y profundidad máxima de fijación. En el cabezal se tiene un dispositivo, denominado bola colgadora cuya función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento para evitar fuga de fluidos a la superficie.

2.3.4.2.2 Elementos de subsuelo

Los elementos de subsuelo tienen la función de levantar la columna de fluido con la presión necesaria para que el pozo produzca. Consta de: un motor eléctrico, un sello, un separador de gas, una bomba electrocentrífuga y el cable de potencia, y enlistándolos desde el fondo hacia arriba se tiene.

Sensor de fondo.- Este sensor va conectado a la parte inferior del motor y proporciona los datos de presión y temperatura de fondo. Esta unidad no requiere de instalaciones especiales, ya que toda la información es enviada a superficie a través del cable de energía.

Motor.- El motor eléctrico va colocado sobre el sensor, este recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de

operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia. (Figura 2.3a)

Los motores están llenos de aceite mineral altamente refinado que provee alta resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia el *housing* del motor, este calor es transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor.

La longitud de la sección del motor puede tener aproximadamente 30 pies de largo cuando éste es sencillo, y desarrollar de 200 a 250 caballos de fuerza (hp), mientras que otros integrados alcanzan hasta 100 pies de largo y desarrollan 1000 (hp). La profundidad de asentamiento de la bomba es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje. En pozos muy profundos, la economía es un factor importante: con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y más caro.

Sello o protector del motor.- El protector está ubicado entre el *intake* y el motor, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo. Es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Los protectores cumplen las siguientes funciones:

- Sella la parte superior del motor de los fluidos del pozo.
- Provee el volumen necesario para permitir la expansión y contracción del aceite, debidas al calentamiento o enfriamiento de éste, cuando la unidad está trabajando o cuando está sin operar, evitando la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo. Esta función equivale a igualar la presión interna en el motor con la presión externa en el pozo.
- Maneja el empuje ascendente o descendente desarrollado por la bomba.

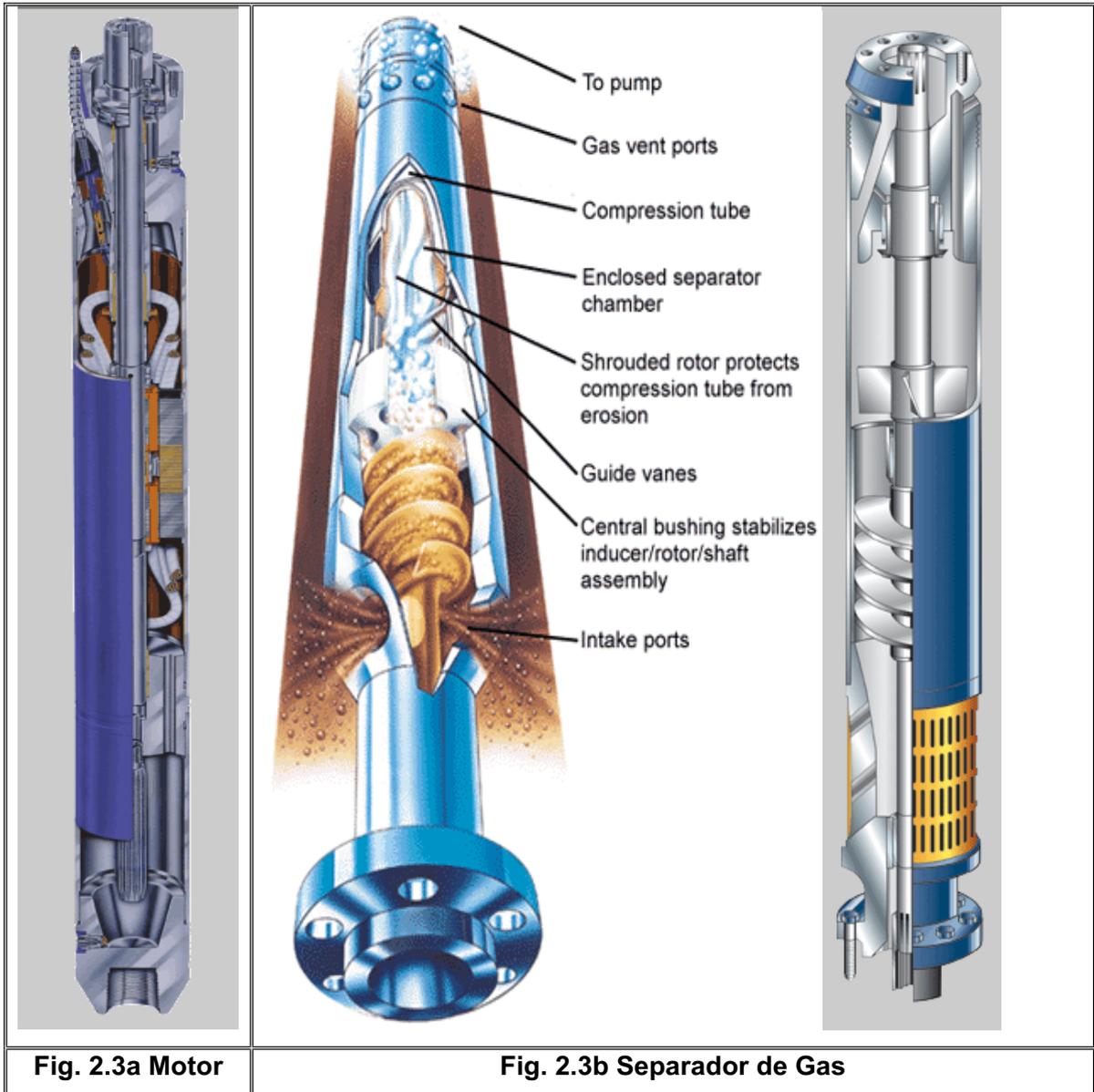


Fig. 2.3a Motor

Fig. 2.3b Separador de Gas

Intake o separador de gas.- El separador de gas (Figura 2.3b) es un componente opcional construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. El separador es requerido cuando estamos produciendo a una presión menor a la de burbuja puesto que la eficiencia de la bomba es afectada notablemente con la presencia de gas libre.

La capacidad de la bomba centrífuga para el manejo eficiente del gas es limitada con el uso de una sección de entrada simple, el "intake", por esta razón en las instalaciones de bombeo electro sumergible para pozos con elevada relación gas-petróleo, es necesario emplear separadores de gas para evitar que el gas libre

dentro de la bomba no supere el 12 %. El gas libre se desvía de la succión hacia el espacio anular, de manera que el uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos caudales.

Pero si el gas presente en la bomba está en solución, es decir que la presión existente se encuentra por encima del punto de burbuja, la bomba opera normalmente como si estuviese bombeando un líquido de baja densidad, y no requiere de un separador de gas.

Bomba Centrífuga Sumergible.- Su función básica es dar a los fluidos del pozo el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el caudal requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas (Figura 2.4), y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

Dependiendo del tipo de etapa el impulsor tiene de 7 a 9 álabes, los cuales proveen un movimiento suave al fluido pasando a través del impulsor. El número de álabes siempre es diferente en el difusor que en el impulsor para prevenir vibración.



Fig. 2.4 Bomba Centrífuga

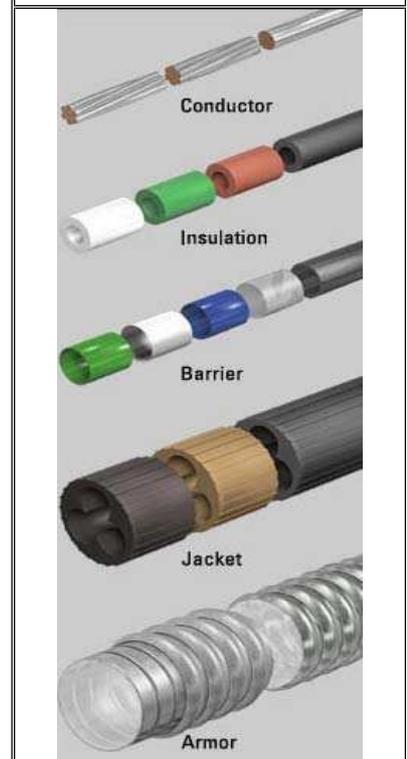
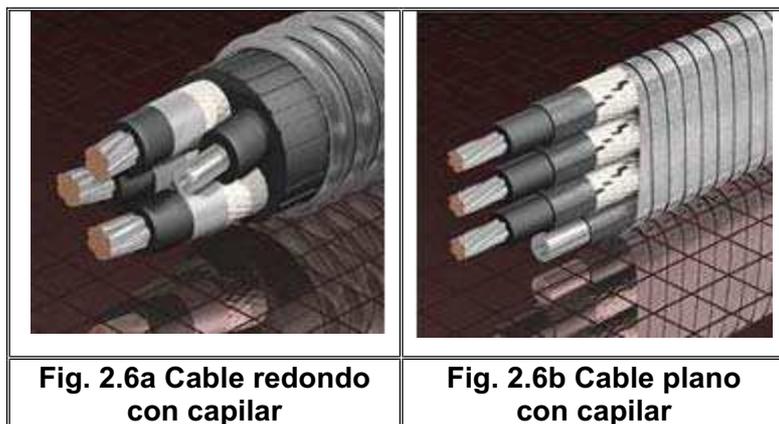


Fig. 2.5 Cable Eléctrico

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. La presión desarrollada convertida a longitud de columna hidráulica que levanta la bomba, es la misma.

Cable eléctrico.- Éste es el encargado de transmitir la energía necesaria hacia el motor y debe ser diseñado específicamente para cada aplicación (Figura 2.5). Los cables eléctricos son cuidadosamente aislados y pueden ser de tipo plano o redondo, para trabajar en temperaturas que pasan los 300 °F. Es sin duda uno de los componentes fundamentales del bombeo Electro sumergible por su función y costo.

Todos los cables cumplen con estrictas especificaciones y se ofrecen en distintos tamaños de conductor y materiales, tanto en configuraciones redondas como planas, con o sin capilar. El tamaño apropiado depende del amperaje, caída de voltaje y el espacio disponible entre el *tubing* y el *casing*. El cable mejor seleccionado está en función de la temperatura de fondo y el tipo de fluido del pozo.

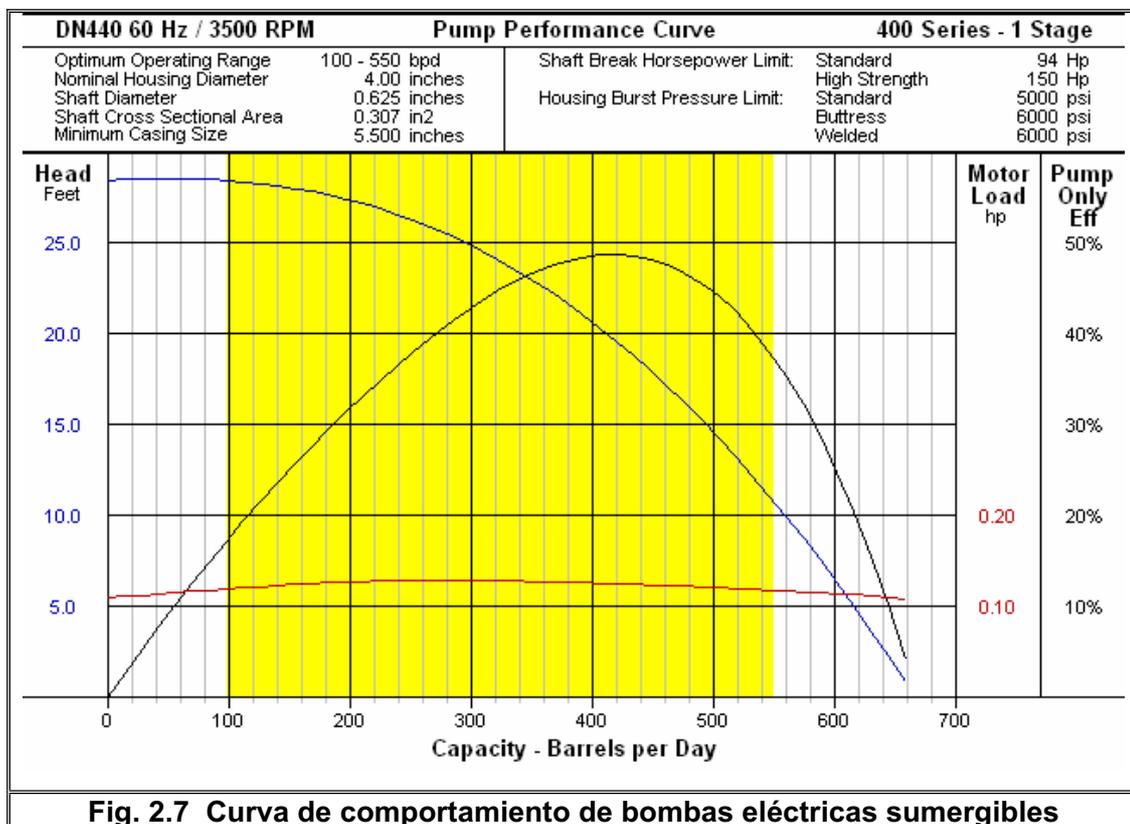


El típico material para el armazón en los cables para BES es de acero galvanizado. Otros materiales como acero inoxidable, monel o bronce se usan regularmente en medios corrosivos. Cuando se requiere inyectar químicos para prevenir la corrosión, escala, demulsificantes y otros, se emplea cable con capilar para llevar el químico hasta la succión de la bomba (Figura 2.6a y 2.6b).

Considerando la longitud de un conductor para la aplicación de un voltaje dado, los voltios por pie disminuyen conforme el alambre es más largo, como consecuencia la velocidad del electrón disminuye lo que resulta en una reducción de corriente, en otras palabras, "la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor".

2.3.4.2.3 Curvas características de las bombas centrífugas

Las curvas de comportamiento de varios modelos de bombas fueron presentadas por Brown *et al.* Las bombas son divididas en grupos de acuerdo al mínimo tamaño de *casing* dentro del cual la bomba puede correr. Pero aun dentro del mismo grupo cada comportamiento de la bomba es diferente. Las curvas de comportamiento (Figura 2.7, cortesía de REDA) representan la variación de la altura de la columna (*head*), la potencia, y eficiencia vs. capacidad. La capacidad se refiere al volumen de caudal producido. Estas curvas son graficadas para 60 o 50 Hz, y pueden ser cambiadas con un variador de frecuencia.



Curva de levantamiento (Head).- El levantamiento desarrollado por una bomba centrífuga es indiferente del tipo y de la gravedad específica del fluido bombeado. Pero cuando se convierte la altura a presión, esta debe ser multiplicada por el gradiente del fluido en cuestión. Entonces la siguiente formula puede ser usada:

Presión desarrollada por la bomba = (levantamiento por etapa)(gradiente del fluido)*(numero de etapas)*

$$dP = h \times Gr \times N \quad 2.11$$

Donde

dP = diferencial de presión desarrollado por la bomba, psi

h = levantamiento por etapa, ft/etapa

Gf = gradiente del fluido bombeado, psi/ft

N = numero de etapas.

Esta curva se traza utilizando datos reales de desempeño. Cuando la capacidad de flujo aumenta, el levantamiento total se reduce.

Curva de Potencia (BHP).- Las curvas de comportamiento de las bombas dan la potencia por etapa basadas en una gravedad específica del fluido igual a 1. Esta potencia debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido.

Potencia requerida = (potencia por etapa)(gravedad específica del fluido)*(numero de etapas)*

$$HP = hp \times \gamma_f \times N \quad 2.12$$

De acuerdo con el diseño de la bomba, puede la curva de potencia tener variaciones en su forma a partir del punto de máximo rendimiento, si la potencia disminuye la curva disminuye sin sobrecarga, de lo contrario aumenta a partir de dicho punto con el aumento de caudal, por lo cual la curva será de sobrecarga.

Curva de eficiencia de la bomba.- Esta no se puede medir directamente y debe ser calculada de los datos de la prueba ya medidos. La formula para calcular el porcentaje de eficiencia es:

$$\text{Eficiencia (\%)} = \frac{\text{Altura de columna} * \text{Capacidad} * \text{Gravedad Especifica} * 100}{3.960 * \text{BHP}}$$

2.13

Donde:

Altura de la columna = Pies

Capacidad = Galones/minuto

BHP = Potencia al freno (HP)

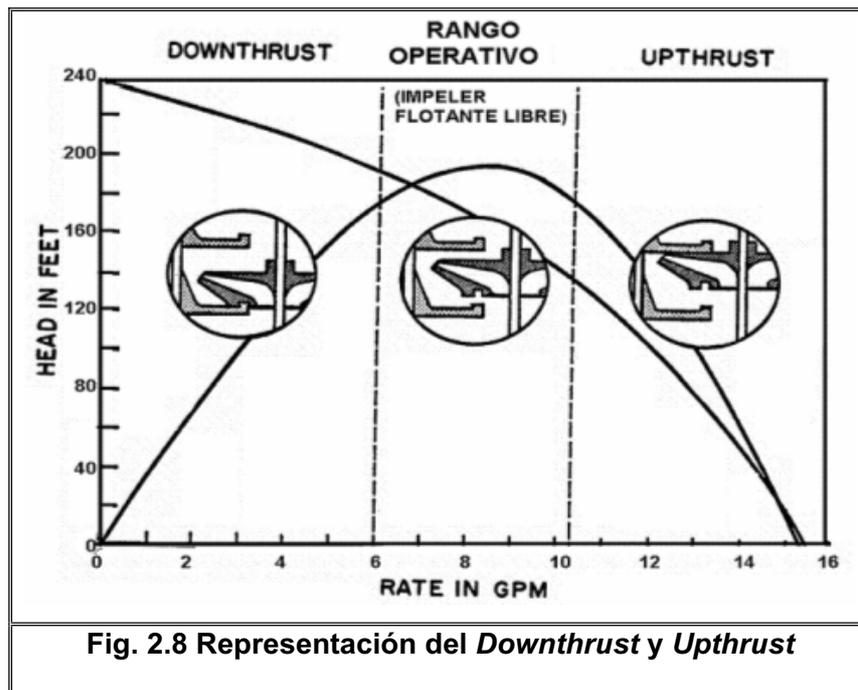


Fig. 2.8 Representación del *Downthrust* y *Upthrust*

Los valores de la curva de eficiencia son variables con el diseño y tamaño de la bomba; en general puede manifestarse que aumenta con el tamaño de la bomba, debido a que hay menores pérdidas por la fricción del fluido.

Rango de operación.- En este rango de operación la bomba opera con mayor eficiencia, en la Fig. 2.7 se puede observar este rango en la zona pintada de amarillo. Si la bomba se opera a la izquierda del rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba sufrirá desgaste por empuje descendente conocido como *downthrust*. Si la bomba opera a la derecha del rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente conocido como *Upthrust*. (Figura 2.8)

Columna dinámica total.- Se define como la altura total requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia a los pies de líquido bombeado y se obtiene a partir de la suma del levantamiento neto, la pérdida de carga por fricción en la tubería y la presión de descarga en la cabeza del pozo.

$$TDH = Hd + F_t + P_d \quad 2.14$$

Donde:

Hd: Levantamiento neto, que es la distancia vertical en pies o metros, entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción (ver figura 2.8)

F_t: Columna requerida para vencer las pérdidas por fricción en la tubería.

P_d: Presión de descarga en la cabeza del pozo, es la presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo, dado en pies.

2.3.5 ANÁLISIS NODAL DE POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO

2.3.5.1 Diseño para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (BHP)

En la Tabla 2.1 se presenta las especificaciones de algunas de las bombas que actualmente se encuentran operando en los Campos Paraíso y Biguno.

2.3.5.1.1 Relación P/E

En las bombas tipo pistón se llama relación P/E, a la relación de la bomba/motor y se determina por:

$$P/E = \frac{A_p - A_r}{A_e - A_r} \quad 2.15$$

Donde:

A_p = Área del pistón bomba, en plg²

A_e = Área del pistón motor, en plg²

A_r = Área de la barra, en plg²

La relación P/E es relacionada a la presión de superficie requerida para un levantamiento dado. Al límite la presión de superficie máxima aceptable es 4000 PSI, y el siguiente valor máximo recomendado es:

$$(P/E)_{MAX} = 10000/NL$$

Donde:

NL = levantamiento neto dado por:

$$NL = D_p - (P_3 / G_f) \quad 2.16$$

D_p = Profundidad de la bomba, ft

P_3 = Presión de succión o *intake* de la bomba, psi

G_f = gradiente fluyente del fluido de producción, psi/ft

Tabla 2.1 Especificaciones de Bombas tipo Pistón

UNIT MODEL	P/E	STROKE LENGTH (inches)	SPM	DISPLACEMENT				APPROX. PUMP LENGTH (inches)	APPROX. PUMP WEIGHT (lbs.)
				Per SPM		AT RATED SPEED			
				ENGINE	PUMP	ENGINE	PUMP		
Fits in 2-3/8" O.D. Tubing or Larger									
F201311	0.710	22	68	4.20	3.00	286	204	151.47	110
F201313	1.000	22	68	4.20	4.20	286	286	151.47	104
F201611	0.470	22	68	6.40	3.00	435	204	150.94	70
F201613	0.660	22	68	6.40	4.20	435	286	153.28	90
FEB201613	0.660	22	55	9.40	6.20	517	340	186.80	80
FEB201616	1.000	22	55	9.40	9.40	517	517	186.80	145
330-201612	0.630	30	100	8.94	5.45	894	546	217.31	160
530-201615	0.890	30	100	8.94	7.86	894	786	217.31	160
Fits in 2-7/8" O.D. Tubing or Larger									
F251611	0.470	24	65	7.00	3.30	455	214	164.10	111
F251613	0.660	24	65	7.00	4.60	455	299	161.54	117
F251616	1.000	24	65	7.00	7.00	455	455	161.54	100
FE251613	0.660	34	53	10.00	6.60	530	350	191.54	120
FE251616	1.000	34	53	10.00	10.00	530	530	191.54	116
FE252011	0.300	36	51	16.50	4.95	843	252	195.00	133
FE252013	0.420	36	51	16.50	6.98	843	355	195.00	160
FE252016	0.640	36	51	16.50	10.60	843	540	195.00	160
V25-11-063	0.630	15	170	10.00	6.31	1,700	1,073	213.06	140
V25-21-75	0.750	15	186	8.38	6.31	1,559	1,174	213.06	142
V25-11-095	0.950	15	206	6.68	6.31	1,371	1,300	213.06	160
V25-11-118	1.180	15	225	5.33	6.31	1,199	1,420	213.06	138
348-252012	0.400	48	72	22.35	8.73	1,609	629	275.72	212
348-252015	0.570	48	72	22.35	12.57	1,609	905	275.72	205
548-252017	0.780	48	72	22.35	17.11	1,609	1,232	275.68	189
548-252019	0.930	48	72	22.35	20.17	1,609	1,452	275.68	197
Fits in 3-1/2" O.D. Tubing or Larger									
548-302419	0.643	48	72	32.18	20.17	2,317	1,452	280.91	285
554-302419	0.624	54	72	37.31	22.69	2,685	1,634	291.48	291
548-302422	0.914	48	72	32.18	28.70	2,317	2,063	281.10	298
554-302423	0.961	54	72	37.31	34.96	2,686	2,517	299.10	314

2.3.5.1.2 Desplazamiento de la bomba

La octava columna de la tabla de especificaciones enumera el máximo desplazamiento de la bomba basado en la máxima tasa de velocidad (cuarta columna). La sexta columna muestra el desplazamiento de la bomba en bl/día/gmp. El caudal de producción esta dado en bl/día, entonces:

$$q_3'' = q_3' N \quad 2.17$$

Donde:

q_3' = desplazamiento de la bomba, bl/día/gpm

N = velocidad de la bomba, gpm

Normalmente q_3'' se refiere a la producción teórica. Esta es igual a la tasa de producción solo cuando la eficiencia de la bomba es del 100%. En la práctica se usa 85% de la eficiencia de la bomba y se selecciona una bomba que opere bajo el 85% de esta velocidad.

2.3.5.1.3 Desplazamiento del Motor

Como el motor es acoplado a la bomba el pistón motor mueve a la misma velocidad del pistón bomba. La cantidad teórica de fluido motriz esta dada por:

$$q_1'' = q_1' N \quad 2.18$$

Donde q_1' es el desplazamiento del motor en bl/día/gpm (columna 5 en la tabla de especificaciones).

Finalmente la eficiencia del motor es la relación del caudal teórico, al caudal real, o:

$$\eta_e = q_1'' / q_1 \quad 2.19$$

Sustituyendo en la ecuación 2.18 se tiene:

$$q_1 = q_1' N / \eta_e \quad 2.20$$

Donde:

q_1 = caudal actual o real de fluido motriz requerido para producir un volumen determinado.

η_e = eficiencia del motor, estimada en 90%

2.3.5.1.4 Fricción de la bomba

La presión requerida para operar una bomba hidráulica bajo condiciones de no carga es mostrada en el Anexo N° 7. La carta muestra la fricción hidráulica y mecánica en la bomba. Esta fricción depende del tipo de bomba, porcentaje de velocidad y viscosidad del fluido motriz.

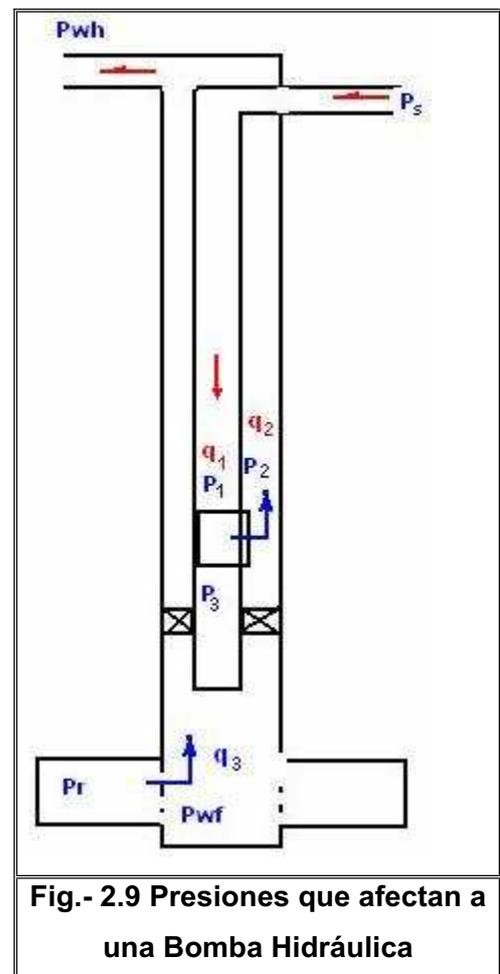
2.3.5.1.5 Cálculos de presión

Varias presiones envuelven a un sistema abierto de fluido motriz como se muestra en la Figura 2.9.

La presión disponible para manejar el motor es P_1 , mientras que la presión de descarga es P_4 .

$$P_1 - P_4 - (P_2 - P_3) \left(\frac{A_p - A_r}{A_e - A_r} \right) = 0 \quad 2.21$$

La fricción de la bomba debe ser sustraída de la última ecuación.



$$P_1 - P_4 - (P_2 - P_3) \left(\frac{A_p - A_r}{A_e - A_r} \right) - F_p = 0 \quad 2.22$$

Para un sistema abierto de producción, donde los fluidos de la formación se mezclan con el fluido motriz la P_2 va a ser igual a P_4 .

$$P_1 - P_2 - (P_2 - P_3) (P/E) - F_p = 0 \quad 2.23$$

Potencia.- La potencia requerida se estima por:

$$Hp = 1.7 \times 10^{-5} q_1 P_s \quad 2.24$$

2.3.5.2 Curvas de Succión para Bombas Tipo Pistón

En el procedimiento para predecir las curvas de succión se asume que el diámetro y la presión de cabeza son definidas, y que la bomba va a operar a su eficiencia máxima.

1) *Bombeo de líquido.* Debido a que los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen producido se considera constante:

$$q_{sc} = q_3' N \eta_p$$

o

$$N = q_{sc} / q_3' \eta_p \quad 2.25$$

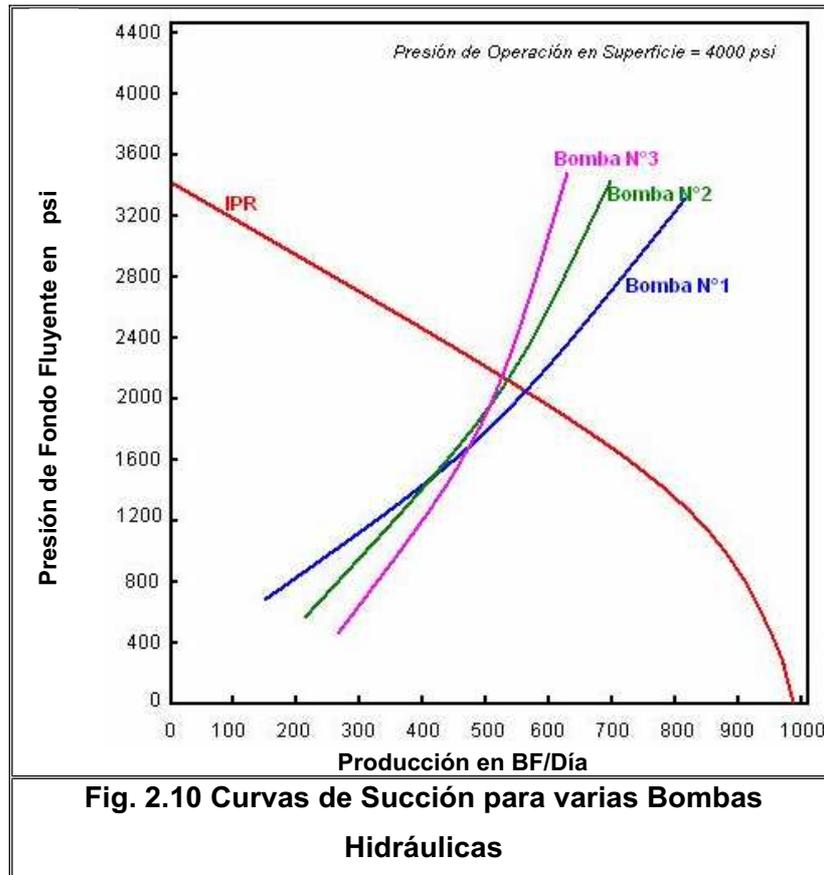
Resolviendo la ecuación 2.23 para determinar P_3

$$P_3 = \left[P_2 + \frac{P_2 + F_p}{P/E} \right] - \frac{P_1}{P/E} \quad 2.26$$

2) *Selección de la Bomba*. El tamaño de la bomba esta limitado por el tamaño del tubing. Otra restricción es que la relación P/E no debe exceder a la P/E_{\max} . Se recomienda el siguiente procedimiento para seleccionar la bomba:

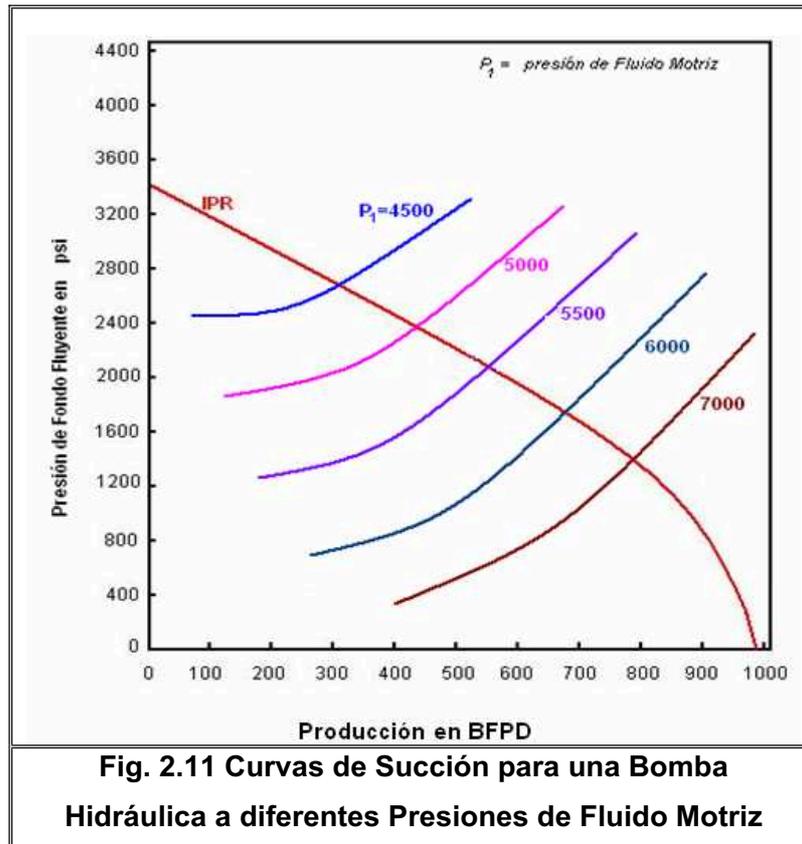
- 1) Para cada bomba asumir un caudal de producción y hacer lo siguiente:
 - a) Calcular N de la ecuación 2.25. Luego calcular q_1 de la ecuación 2.20.
 - b) Determinar la presión del fluido motriz y la presión de descarga de una correlación de gradiente de presión.
 - c) Determinar F_p de la Figura que se presenta en el Anexo N° 7.
 - d) Calcular P_3 de la ecuación 2.26.
 - e) Repetir los pasos a-d para otros caudales asumidos.
- 2) Graficar P_3 vs. el caudal para cada bomba. Graficar la IPR en BF/día (BF = barriles fiscales), en la misma escala y en el mismo grafico, tal como se indica en la Figura 2.10.
- 3) Leer el caudal en la intersección de las curvas de succión con la IPR.
- 4) Para cada caudal, calcular N de la ecuación 2.25, q_1 de la ecuación 2.20, y HP de la ecuación 2.24.
- 5) Seleccionar la bomba más conveniente.

Nota: El caudal para la selección de la bomba no debe exceder el 85% de su desplazamiento.

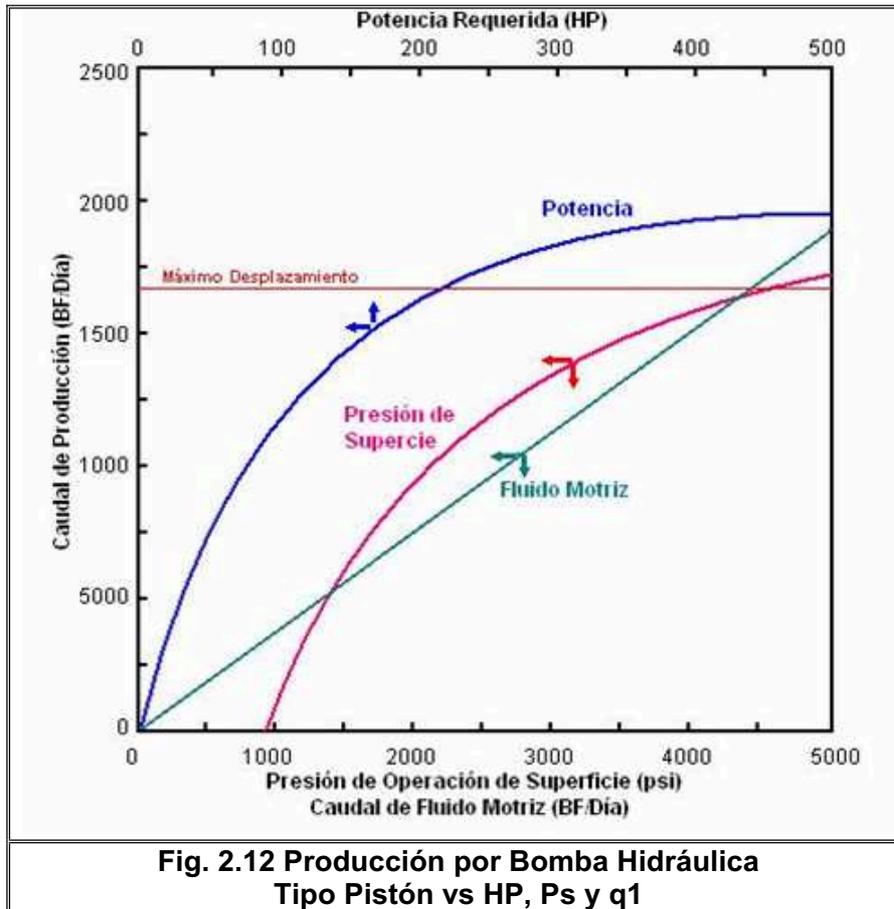


2.3.5.2.1 Procedimiento para la preparación de curvas de succión en la tubería de producción para Bombas Tipo Pistón

- 1) Seleccionar una relación de bomba conveniente.
- 2) Asumir un caudal de producción y hacer lo siguiente:
 - a) Calcular N de la ecuación 2.25. Luego calcular q_1 de la ecuación 2.20.
 - b) Determinar la presión requerida en la descarga, de una correlación de gradiente de presión.
 - c) Determinar F_p de la Figura que se presenta en el anexo N° 7.
 - d) Asumir varias presiones de fluido motriz y calcular P_3 de la ecuación 2.26.
 - e) Repetir los pasos a-d para otros caudales asumidos.
- 3) Graficar P_3 vs. caudal para cada presión de fluido motriz asumida. Graficar la IPR en BF/día en la misma escala y en el mismo grafico como se indica en la Figura 2.11.



- 4) Leer los caudales posibles en la intersección de cada curva de succión con la IPR.
- 5) Para cada caudal posible, calcular q_1 . Luego determinar la presión de operación de superficie. Calcular HP de la ecuación 2.24.
- 6) Graficar el caudal vs. q_1 , P_s , y HP. Imponer el 85% del desplazamiento de la bomba a la tasa de velocidad en el mismo gráfico, como se indica en la Figura 2.12.
- 7) Seleccionar el caudal óptimo.



2.3.5.3 Diseño para Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ)

2.3.5.3.1 Área Adimensional

La relación del área de la boquilla con respecto al área de la garganta se conoce como relación de áreas, o:

$$R = A_j / A_t \quad 2.27$$

2.3.5.3.2 Flujo Adimensional

El flujo adimensional esta dado por:

$$M = V / q_1 \quad 2.28$$

Donde:

V = volumen de caudal producido (líquido mas gas)

q_1 = caudal de fluido motriz

V es determinado a la presión de succión de la ecuación 2.21.

2.3.5.3.3 *Levantamiento Adimensional*

Es expresado como la relación del incremento de presión del fluido producido con respecto a la pérdida de presión que sufre el fluido motriz.

$$H = (P_2 - P_3)/(P_1 - P_2) \quad 2.29$$

Donde:

P_1 = presión del fluido motriz

P_2 = presión de descarga de la bomba

P_3 = presión de succión de la bomba

2.3.5.3.4 *Eficiencia*

Es definida como la relación de la potencia incrementada del fluido producido respecto a la pérdida de potencia del fluido motriz. La eficiencia es:

$$\eta_p = \left(\frac{V}{q_1} \right) \left(\frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \right) \quad 2.30$$

$$\text{o } \eta_p = MH \quad 2.31$$

2.3.5.3.5 *Curvas de comportamiento adimensionales.*

El comportamiento de las bombas jet similares geométricamente operando al mismo numero de Reynolds es descrito por las ecuaciones 2.27 y 2.28. El grafico de estas ecuaciones en un plano se observa en el Anexo N° 8. Es una práctica de campo tratar de operar la bomba en su eficiencia máxima. Para este caso las relaciones de M y H serán encontradas entonces en:

$$q_1 = V / M_p \quad 2.32$$

y

$$P_3 = (1 + H_p)P_2 - H_p P_1 \quad 2.33$$

Donde M_p y H_p son la eficiencia máxima y la relación de levantamiento máxima, respectivamente.

2.3.5.3.6 Cavitación

Si la presión P_3 a la entrada de la garganta es reducida por debajo de la presión de vapor del fluido inicialmente bombeado, resultará en cavitación. Disminuir P_3 por debajo de la presión de vapor, al incrementar la presión del fluido motriz, simplemente conducirá a mayores volúmenes del vapor de líquido en la succión. Cavitación en la garganta de la bomba puede causar severos daños debido a los choques de ondas y la gran velocidad microjet resultando del colapso de las burbujas asimétricas. Por estas razones, predecir el límite de cavitación es importante en la aplicación de las bombas jet.

Si la presión de vapor es considerada cero, el límite de cavitación puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1+K_j} \sqrt{\frac{P_3}{I_c(P_1 - P_3) + P_3}} \quad 2.34$$

Donde:

K_j = coeficiente de pérdida en la boquilla, se utiliza un valor de 0.15

I_c = Índice de cavitación, varia entre 0.8 y 1.67, y se toma normalmente un valor de 1.35. De donde la ecuación anterior se convierte en:

$$M_c = 1.0724 \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3}{1.35(P_1 - P_3) + P_3}} \quad 2.35$$

La operación a M valores bajo M_c sería sin cavitación, donde para el diseño se requiere valores menores a M_c .

Como se verá más adelante, la construcción de una curva de succión para bombeo jet será basado en la asunción de P_1 y cálculo de P_3 de la ecuación 2.33, para encontrar el valor de P_2 . Como M_c es independiente de P_2 , cuando P_1 incrementa y consecuentemente P_3 disminuye, M_c disminuirá hasta alcanzar el M de operación, el cual en este caso es igual a M_p . Por lo tanto la ecuación 2.35 puede ser resuelta por el valor mínimo de P_3 bajo del cual la cavitación toma lugar. Entonces la ecuación 2.35 es escrita como:

$$\frac{P_3}{1.35(P_1 - P_3) + P_3} = \left[\frac{RM_p}{1.0724(1 - R)} \right]^2 \quad 2.36$$

$$B = \left[\frac{RM_p}{1.0724(1 - R)} \right]^2 \quad 2.37$$

Luego:

$$P_c = \left(\frac{1.35B}{1 + 1.35B - B} \right) P_1 \quad 2.38$$

Donde P_c es la presión de cavitación en la succión.

El coeficiente de P_1 en la anterior ecuación es constante y será denotado como C :

$$C = \left(\frac{1.35B}{1 + 1.35B - B} \right) \quad 2.39$$

Luego

$$P_c = CP_1 \quad 2.40$$

2.3.5.3.7 Fluido Motriz y Presión

Similar a las bombas hidráulicas tipo pistón, las bombas jet pueden usar agua o petróleo como fluido motriz. El caudal real de fluido motriz es función de la presión P_1 y P_3 el área de flujo de la boquilla A_j , y la gravedad específica del fluido motriz

γ_1 . Cuando todo es medido en unidades comunes de campo, el caudal del fluido motriz puede ser estimado de la siguiente ecuación:

$$q_1 = 1214.5 A_j \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\gamma_1}} \quad 2.41$$

Donde:

q_1 en BF/día

P_1 y P_3 en psi

A_j en pulg².

Debido a que q_1 es normalmente conocido de la relación de M (Ec. 2.28), entonces:

$$A_j = \frac{q_1}{1214.5} \sqrt{\frac{\gamma_1}{P_1 - P_3}} \quad 2.42$$

Una vez que A_j es determinado este debe ser corregido para un tamaño de boquilla disponible.

Potencia.- La potencia requerida es estimada de la siguiente ecuación:

$$HP = 1.7 \times 10^{-5} q_1 P_s \quad 2.43$$

Donde P_s es la presión de operación en superficie, en psi.

2.3.5.4 Curvas de succión para Bombeo Tipo Jet

En el procedimiento para predecir las curvas de succión se asume que la bomba está asentada en el fondo del pozo, que el diámetro y la presión de cabeza son definidas, y que la bomba opera a su eficiencia máxima.

Si se bombea un fluido ligeramente compresible entonces el volumen se considera como constante:

$$q_1 = q_{sc} / M_p \quad 2.44$$

Se debe recordar que debido a que la bomba está en el fondo del pozo, la presión de succión será igual a la presión de fondo fluyente.

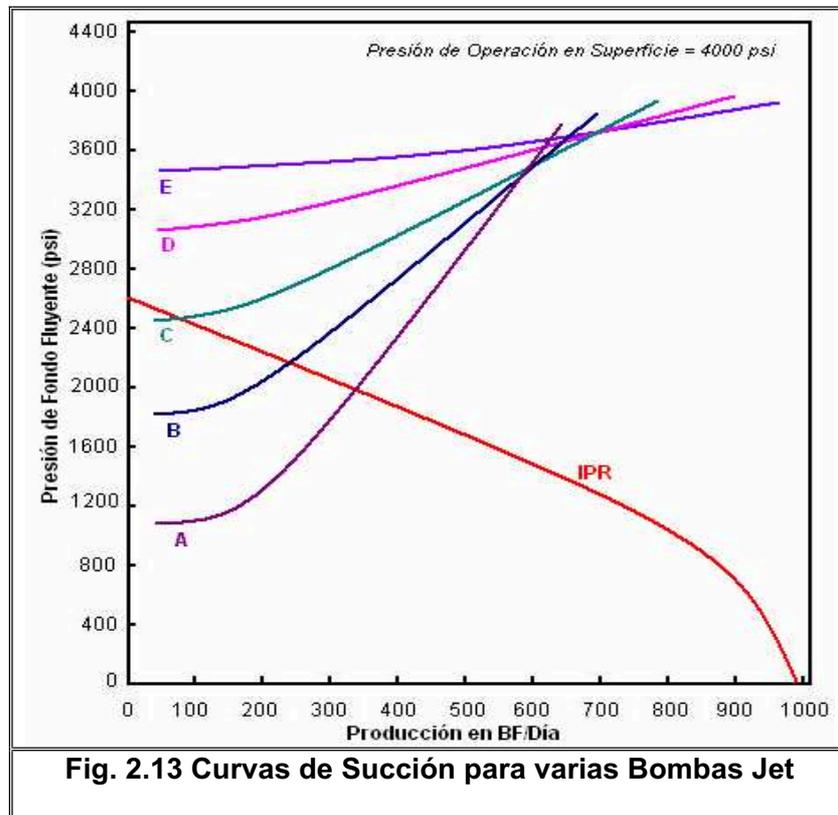
Al asumir una producción en superficie, q_1 puede ser calculado de la ecuación 2.44, luego se puede calcular el caudal total de líquido en la columna de producción, lo cual es necesario para determinar P_2 y asumir valores de presiones del fluido motriz, la presión de succión puede ser determinada de la ecuación 2.33. Estas son las bases para construir curvas de succión de las bombas jet.

Selección de la bomba: generalmente hablando, para altos levantamientos las relaciones A y B podrían ser empleadas en pozos profundos, con alto levantamiento. Por otro lado, las bombas para caudales elevados son las asociadas con las relaciones D o E, podrían ser empleadas en pozos someros con bajo levantamiento.

El procedimiento para seleccionar la bomba se da a continuación:

- 1) Establecer una presión de operación de superficie.
- 2) Leer R , M_p , y H_p para varias relaciones de bombas del Anexo N° 8. Para cada relación de bomba, hacer lo siguiente:
 - a) Asumir un caudal de producción.
 - b) Calcular q_1 de la ecuación 2.44.
 - c) Determinar la presión del fluido motriz y la presión de la descarga de una correlación del gradiente de presión.
 - d) Calcular la presión de succión de la ecuación 2.33.
 - e) Repetir los pasos b-d para otros caudales de producción asumidos.
- 3) Graficar la presión de succión vs. el caudal para cada relación de bomba. Graficar la curva IPR en BF/día en la misma escala en el mismo gráfico como se indica en la Figura 2.13.

- 4) Leer los caudales posibles para cada bomba en las intersecciones de las curvas de succión con la curva IPR.
- 5) Para cada caudal posible calcular q_1 de la ecuación 2.44, luego determinar la potencia requerida de la ecuación 2.43.
- 6) Seleccionar la bomba deseada basándose en consideraciones económicas.



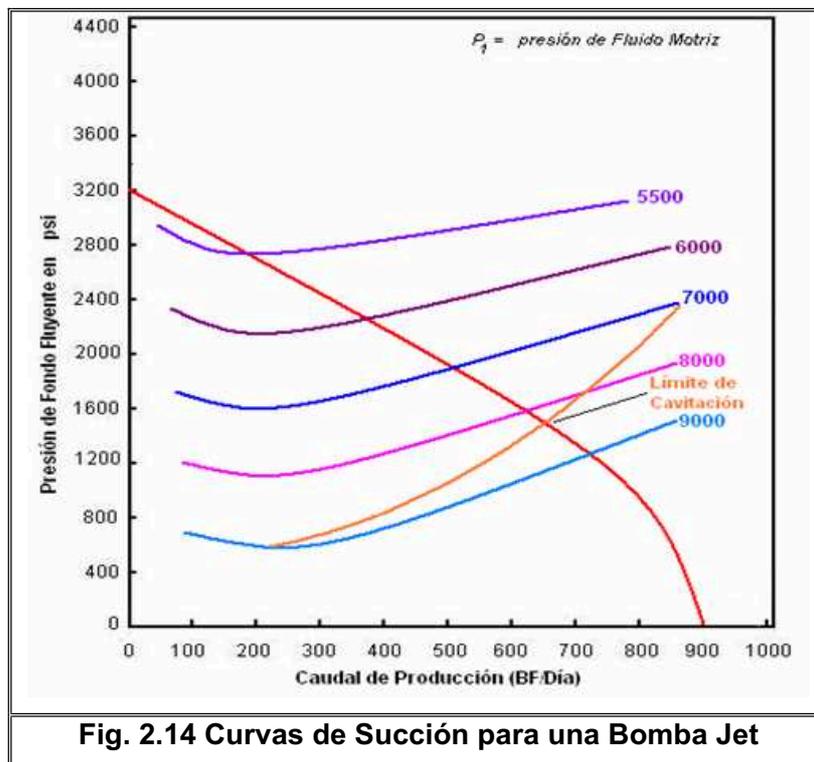
Debido a la diferencia en las relaciones M_p y H_p , las curvas preparadas en el paso 3 anterior estarán en sobre posición, entonces la selección de la bomba dependerá de la posición en la curva IPR. Otra limitación que podría influenciar en la elección de la bomba es la disponibilidad de fluido motriz y/o la potencia.

2.3.5.4.1 Procedimiento para la preparación de curvas de succión en el tubing para Bombas Jet

Para indicar el efecto de fricción relajar el límite de la presión de operación.

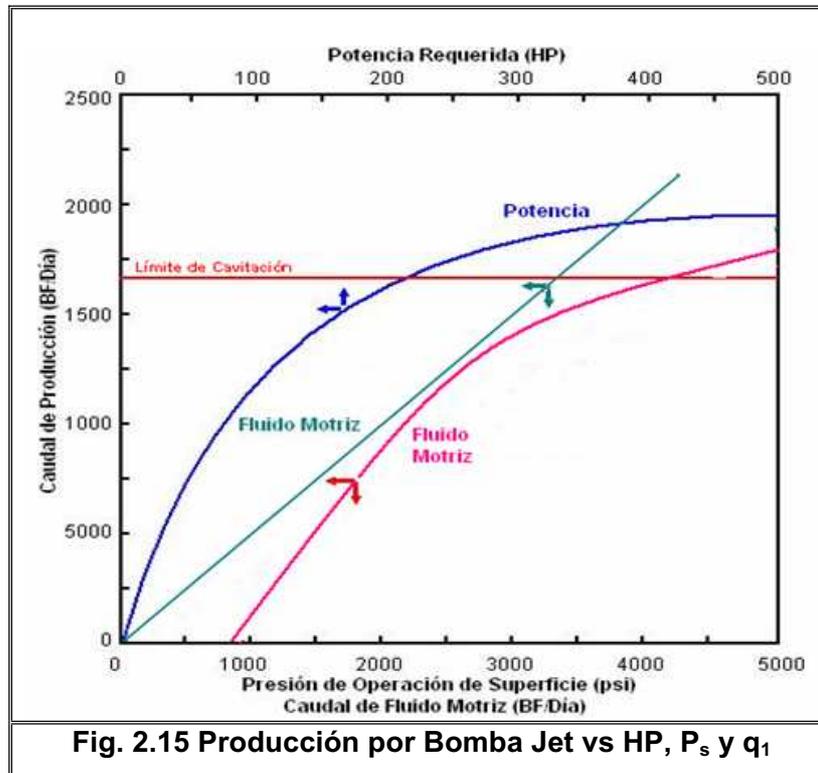
- 1) Seleccionar una relación de bomba conveniente.
- 2) Leer M_p y H_p del Anexo N° 8 de la bomba.
- 3) Asumir un caudal de producción y hacer lo siguiente:

- a) Calcular q_1 de la ecuación 2.44.
 - b) Determinar P_2 de una correlación de gradiente de presión.
 - c) Asumir varias presiones de fluido motriz, y para cada una de estas presiones, calcular P_3 de la ecuación 2.33.
 - d) Repetir los pasos a-c para otras producciones asumidas.
- 4) Graficar P_3 vs. caudal para varias presiones de fluido motriz asumidas. Graficar la curva IPR en BF/día en la misma escala en el mismo gráfico, ver Figura 2.14.



- 5) Calcular B de la ecuación 2.37 luego calcular C de la ecuación 2.39. Determinar la cavitación en la presión de succión de la ecuación 2.40. Marcar la cavitación en los puntos de intersección de la presión de cavitación de succión con la respectiva curva de succión. Graficar una curva suave a través de estos puntos.
- 6) Leer los posibles caudales en las intersecciones de cada curva de succión de la bomba con la curva IPR. Leer el caudal límite de cavitación en la intersección de la curva de cavitación con la IPR.
- 7) Para cada caudal posible, calcular el caudal de fluido motriz, luego determinar P_s y calcular HP de la ecuación 2.43.

- 8) Graficar los caudales posibles vs. P_s , HP, y q_1 . Imponer el límite de cavitación en el mismo grafico, ver Figura 2.15.
- 9) Seleccionar el caudal adecuado.



2.3.6 ANÁLISIS NODAL DE POZOS CON BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

2.3.6.1 Curvas de Succión de la bomba

La predicción de las curvas de succión para bombas sumergibles considera dos casos: 1) bombear solo líquido, 2) bombear líquido y gas. Para ambos casos la profundidad de la bomba, el diámetro del *casing* y del *tubing*, y la presión de cabeza están definidos, para el caso dos se asume que todo el gas asociado es bombeado con el líquido.

- 1) Bombeo de líquido.- Puesto que los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen de producción se puede considerar constante e igual al caudal que llega

a superficie. Entonces el levantamiento por etapa se considera constante y se tiene:

$$P_3 = P_2 - \left(\frac{\rho_{fcs} h}{808.31} \right) St \quad 2.45$$

$$HP = hp \gamma_{fsc} St \quad 2.46$$

Selección de la bomba.- Para seleccionar la bomba se debe tomar en cuenta el diámetro del *casing* y caudal deseado. Si el objetivo es aumentar la producción al máximo se debe escoger una bomba cuyo rango de eficiencia contenga el caudal deseado.

2.3.6.1.1 Procedimiento para determinar las curvas de succión o “intake” de la tubería de producción

El procedimiento para la predicción de curvas de succión se da a continuación.

- 1) Seleccionar una bomba apropiada de acuerdo al tamaño del *casing* y la capacidad del pozo.
- 2) Calcular ρ_{fsc} de la ecuación 2.47 y γ_{fsc} de la ecuación 2.48

$$\rho_{fsc} = 350BSW\gamma_{wsc} + 350(1 - BSW)\gamma_{osc} + (GIP)(GLR)\rho_{gsc} \quad 2.47$$

$$\gamma_{fsc} = \frac{q_{sc}\rho_{fsc}}{350V} \quad 2.48$$

Donde ρ_{fsc} es el peso de 1 bl de líquido mas gas bombeado a condiciones estándar, ρ_{gsc} es la densidad del gas a condiciones estándar.

- 3) Asumir varios caudales de producción y para cada uno de estos desarrollar los siguientes pasos:
 - a) Leer el levantamiento por etapa de las curvas de comportamiento de las bombas y calcular el valor de: $\rho_{fsc} h/808.31$
 - b) Determinar la presión de descarga requerida, de una correlación de gradiente de presión.
 - c) Asumir varios números de etapas, y para cada uno de estos números calcular la presión de succión de la ecuación 2.45.

- 4) Graficar las presiones de succión vs. caudal para cada número de etapas asumidas, en el mismo grafico donde se grafica la curva IPR y para la misma escala (Fig. 2.16).

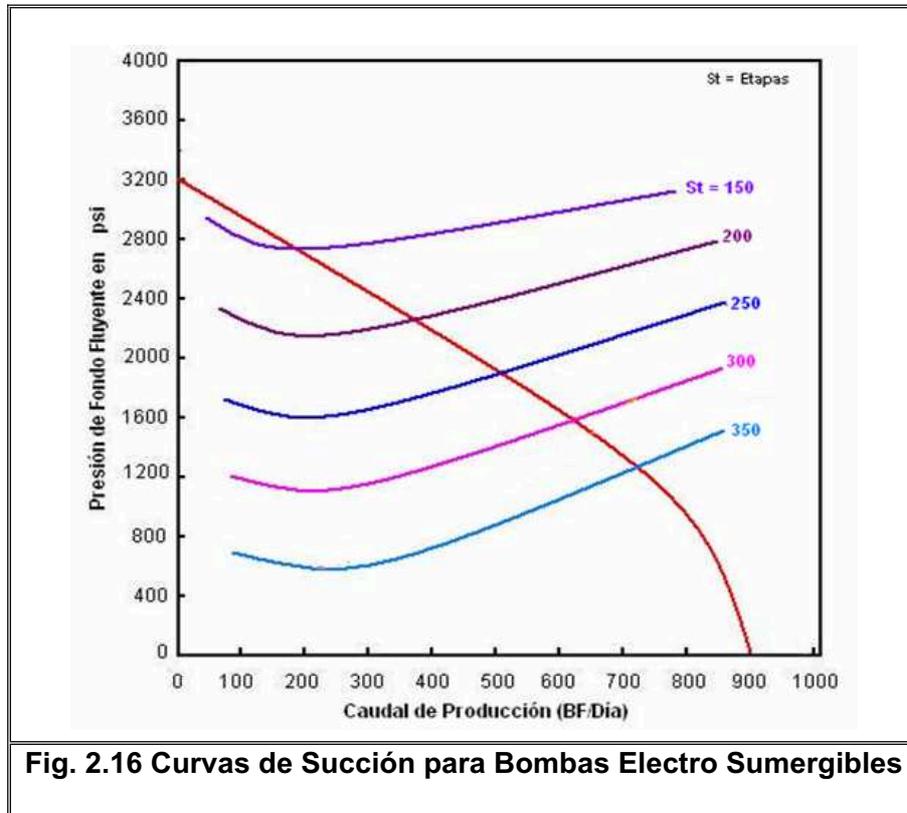


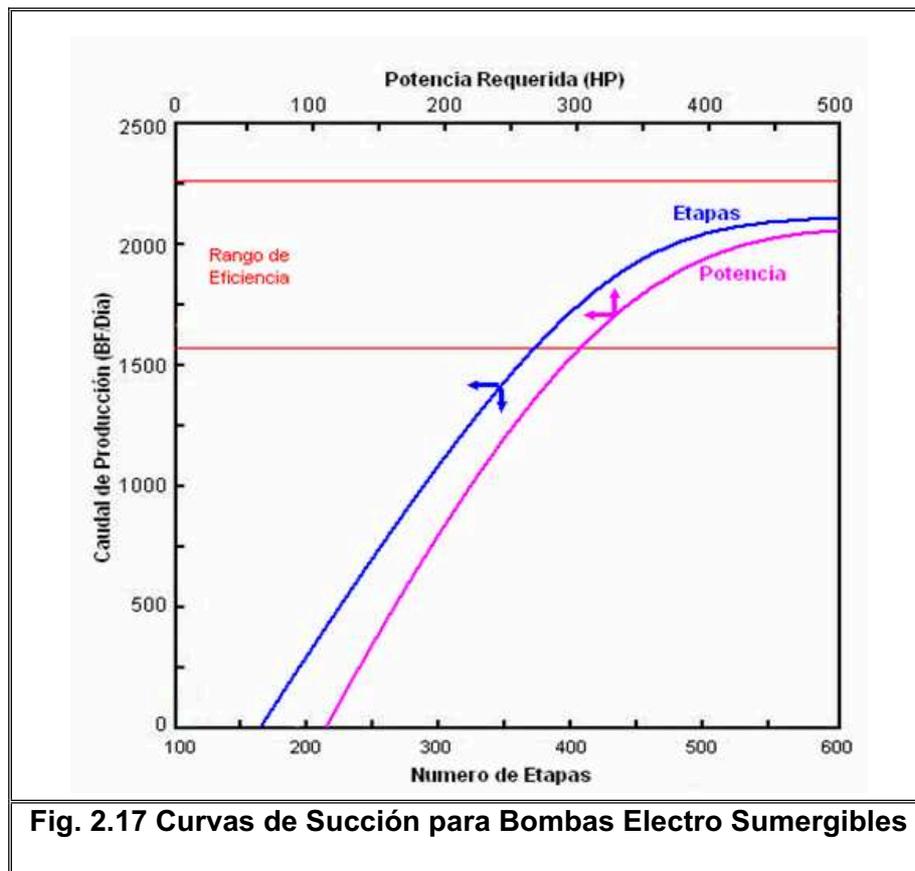
Fig. 2.16 Curvas de Succión para Bombas Electro Sumergibles

- 5) Leer los caudales a la intersección de las succiones de la bomba con la curva IPR.
- 6) Para cada caudal leer la potencia por etapa de las curvas de comportamiento de la bomba (Fig. 2.7), luego calcular la potencia total requerida de la ecuación 2.46.
- 7) Graficar los caudales vs. el número de etapas y la potencia requerida. Poner el rango de eficiencia de la bomba en el mismo gráfico (Fig. 2.17).
- 8) Seleccionar el caudal mas adecuado.

Selección del caudal Si se bombea solo líquido o gas con líquido el caudal seleccionado debe cumplir con los siguientes requerimientos

- 1) El rango de volumen entre la presión de succión y la de descarga deben permanecer dentro del rango de eficiencia de la bomba.
- 2) Debe ser económicamente rentable.

Así como incrementa el número de etapas también incrementa el caudal.



CAPITULO 3

PROPUESTA TÉCNICA PARA REALIZAR EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para realizar el análisis de los pozos se requiere de la información de cada uno de estos, para lo cual se ha recopilado los datos de todos los trabajos que se han hecho para mantener la producción o a su vez incrementarla, estos trabajos pueden ser con torre o simplemente con el uso de cable. También se dispone de trabajos de estimulación a la formación, trabajos de limpieza a la tubería de producción o limpieza de las bombas que están en el fondo del pozo.

Con el objeto de determinar el comportamiento de cada uno de los pozos y ver su respuesta ante cada trabajo, se ha recopilado toda esta información en forma de historiales o tablas con los parámetros de cada pozo, los cuales son presentados en los Anexos N° 3, N° 9 y N° 10; además se considera la configuración del pozo y su posición en el anticlinal (Anexos N° 2 y N° 4).

3.1 RECOPIACIÓN DE DATOS DE CADA POZO

3.1.1 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

Los historiales de reacondicionamiento son archivos con información de los problemas que ha presentado un pozo desde su completación inicial, hasta octubre de 2005, lo cual permite actuar de una manera mas acertada cuando se repiten los problemas en un pozo, también es importante verificar los datos de completación en los pozos, para conocer que zonas productoras han sido evaluadas y su estado. Todo este análisis permitirá establecer acciones de monitoreo del pozo para evitar los problemas o dificultades pasadas.

El reacondicionamiento es generalmente llamado *Work Over*, razón por la cual en los diagramas de completación se presenta con esta nomenclatura y de una manera abreviada como “**W.O. #**” lo cual indica el numero de

reacondicionamientos realizados. Los Historiales de reacondicionamiento de los pozos se presentan en el Anexo N° 9.

3.1.2 HISTORIALES DE INTERVENCIONES QUÍMICAS

Las intervenciones químicas, pueden ser trabajos de estimulación o de limpieza que se aplican al pozo con el fin de mantener o incrementar la producción. Un historial de intervenciones químicas es un registro de todo trabajo realizado en el pozo por arena, de una manera detallada, donde se especifica las mezclas y el orden de aplicación de las mismas, por ejemplo en un tratamiento ácido se puede disminuir el daño de una formación, y al tener un historial analizaremos que tipo de tratamiento da mejores resultados en determinada arenisca. En el Anexo N° 10 se presentan las intervenciones químicas realizadas en los Campos en estudio.

3.2 POZOS SELECCIONADOS PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la Tabla 3.1 se presentan los pozos seleccionados para el cambio de sistema de Levantamiento Artificial, donde se indica las condiciones de producción al tiempo en que el estudio fue realizado, con su correspondiente zona productora, y en la parte derecha de la tabla se presenta la arena de la cual se extraería el hidrocarburo, y las producciones proyectadas con el sistema de levantamiento propuesto.

Tabla 3.1 Pozos propuestos para el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial, en base a Aspectos Técnicos

Pozos	ACTUAL					PROYECTADA					
	Arena	% BSW	Qt BFPD	qo BPPD	Método	Arena	Qt BFPD	qo BPPD	Método	qo ganado BPPD	Incremento %
Paraíso 1	HS	34.41	462	303	BH	HS	730	479	BES	176	58
Paraíso 3	HS	10.41	288	258	BH	HS	370	331	BES	73	28
Paraíso 6	HS	1.09	366	362	BH	HS	535	529	BES	167	46
Paraíso 7	U	3.90	142	136	BH	U	400	384	BES	248	182
Paraíso 10	T	7.29	96	88	BH	HS	180	170	BES	82	93
Paraíso 12	HS	10.41	192	172	BH	HS	550	493	BES	321	186

Se presenta también el porcentaje de incremento de producción de hidrocarburo para cada pozo (Ec. 3.1). Nótese que el porcentaje de incremento solo se basa en la producción de hidrocarburo.

$$\%Incremento = \frac{(qo_{proyectada} - qo_{actual})}{qo_{actual}} \cdot 100\% \quad 3.1$$

A continuación se presenta detalladamente por que se seleccionaron los pozos y en base a que se determinaron estos incrementos de producción para cada uno de ellos.

3.2.1 ASPECTOS TÉCNICOS CONSIDERADOS

Previo a la selección de los pozos para realizar un cambio de sistema de levantamiento es necesario notar cuales son los posibles sistemas de levantamiento artificial que se pueden emplear en los Campos Paraíso, Biguno y Huachito, estas consideraciones se realizan en base a las facilidades de superficie y la disponibilidad de equipos en el mercado local.

Los Campos en estudio actualmente cuentan con dos sistemas de producción: Bombeo Hidráulico y Bombeo Electro Sumergible, y los sistemas de producción existentes en el mercado son: Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático (Gas Lift), Bombeo Hidráulico y Bombeo Electro Sumergible.

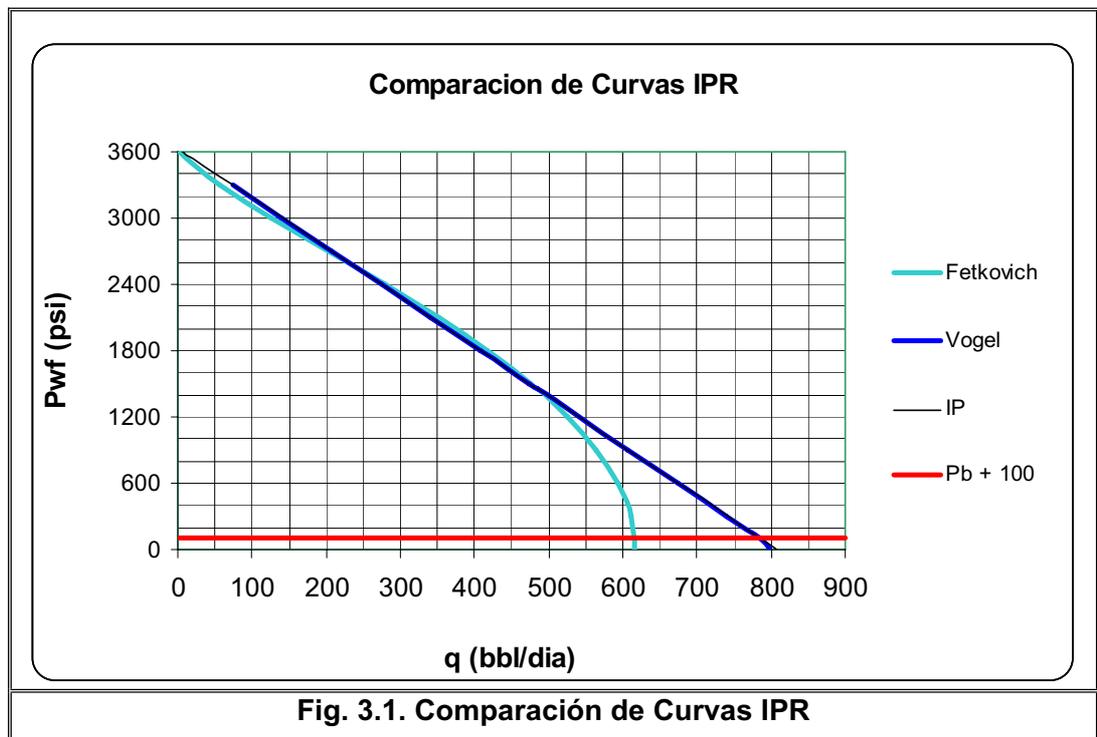
Haciendo un breve análisis de los sistemas de bombeo enumerados anteriormente podemos notar que no se puede implementar bombeo mecánico debido a que el objetivo es incrementar la producción y este sistema es frecuentemente empleado a bajos niveles de producción.

Para cambiar a bombeo neumático se requiere implementar facilidades en superficie, como compresores y líneas de alta presión para manejar este sistema, además que la producción de gas de estos tres campos no abastecería el sistema.

Para realizar la propuesta del cambio de sistema de levantamiento artificial se ha considerado el incremento de producción de petróleo, y también se ha tomado en cuenta la optimización del sistema de *power oil* en la Estación Paraíso.

Para realizar el análisis además se han tomado las siguientes consideraciones:

- Para el caso de los pozos recientemente perforados, es decir en el año 2005, se presenta un análisis de su sistema de producción actual, mas no se presenta propuesta para cambio del mismo, puesto que este sistema fue recientemente diseñado.
- La selección de la ecuación a utilizar para crear la curva IPR y realizar los análisis del tipo de levantamiento artificial, se la hizo por observación de cual de estas curvas se ajusta mas al modelo del pozo, para lo cual en la mayoría de pozos se desarrolló la curva con la ecuación de Vogel que es la que mayor aproximación tiene, y en otros con la ecuación de Fetkovich.



Por ejemplo en el pozo Paraíso 01 en la arenisca Hollín Superior, en este pozo se observa claramente que la curva de Fetkovich presenta

una deflexión muy por encima de la presión de burbuja de HS, la cual es de 100 PSI. Con la curva en base a la IP se tiene una recta, la cual no describe el comportamiento bajo la presión de burbuja (P_b), concluyendo que con la curva de Vogel se tiene un mejor ajuste para este pozo, esto se puede observar en la figura 3.1.

- En los pozos que se ajusta la ecuación de Fetkovich se ha desarrollado una proyección de la curva a futuro conociendo la caída de presión del reservorio por año. La proyección realizada se estima para septiembre del año 2007.
- Se asume que la bomba electro-sumergible es asentada a la misma profundidad que la bomba hidráulica (ver Anexo N° 4), sin embargo es importante tener en cuenta que mientras mas al fondo sea asentada una bomba mayor es la producción que puede lograr.
- La caída de presión por año ha sido estimada de los resultados de las pruebas de presión realizadas por dos ocasiones o más en cada arena.
- Para los pozos en los que solo se tiene una prueba de presión por arena en estudio se ha considerado una caída de presión por año igual a la del pozo más cercano.
- El análisis de bombas electro sumergibles se ha realizado en base al software de REDA, por lo tanto las bombas que se presentan a continuación son de REDA.
- La selección de las bombas eléctricas sumergibles se las hizo basándose en el caudal producido, debido a que por capacidad del *casing* se podría instalar bombas que manejen caudales mucho mayores a los que presentan los pozos en estudio, pero como son yacimientos ya depletados, la producción que se puede lograr es baja.
- En este capítulo solo se presentaran los resultados del tipo de bomba que se podría instalar y además el caudal de petróleo por día que se podría incrementar al implementar otro tipo de levantamiento. El análisis económico se presenta en el siguiente capítulo.

3.2.2 ANÁLISIS TÉCNICO EN EL CAMPO PARAISO

3.2.2.1 Paraíso 01

3.2.2.1.1 *Historial del Paraíso 01*

El pozo Paraíso 01 es vertical, fue completado inicialmente en Abril de 1987 y se probaron las arenas HI y HS (tabla 3.2), pero no se registraron datos de presión de ninguna de las arenas, (Ver Anexo N° 3 y N° 9).

Tabla 3.2 Pruebas iniciales de producción, Paraíso 01

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	Método
HI	9586'-9592' 9600'-9606'	19-Mar-87	500	50	FN
HS	9538'-9558'	26-Mar-87	315	35	FN

En noviembre de 1990 se hace una cementación forzada para aislar la entrada de agua en HI, y se redispasa el mismo intervalo (9586'-9592'; 9600'-9606'), logrando disminuir el BSW de 50% a 4%. En Diciembre de 1992 se baja Completación para producir independientemente de HI, HS y Napo T con bombeo hidráulico, y queda produciendo de HI con 691 BPPD y un 4% de BSW, en abril de 1994 se realiza estimulación con acido a HI debido a que la producción cayó a 282 BPPD y 2.2% de BSW, y se logró incrementar la producción a 587 BPPD y 10.65% de BSW (Ver Anexo N° 10).

En 1995 cae la producción a 0 BFPD, se detecta hueco en tubería por encima de la cavidad, por lo cual en Marzo de 1995 se cambia de Completación, recuperándose 652 BPPD y 1.2% de BSW con bomba tipo pistón; en junio de 1995 y en septiembre de 1996 se tuvo disminuciones de producción por lo cual se cambió de bomba y se la sacó taponada por escala, debido a esto en agosto de 1997 se realiza tratamiento anti-incrustante. El 19 de agosto de 1997 se realiza estimulación con acido clorhídrico (HCl) al 15% a HI, incrementando la producción de 224 BPPD y 2.4% de BSW a 571 BPPD y 30.7% de BSW en septiembre de 1997 (Ver Anexo N° 10). El corte de agua fue incrementando gradualmente hasta llegar a 90%, con una producción de 98 BPPD en noviembre de 2000, por lo cual se cambia a HS.

En noviembre de 2000 se realiza prueba de producción a HS teniendo 247 BPPD y un BSW de 74.2%, se toma B'UP obteniéndose una presión de reservorio de 4056 PSI, un IP de 0.67 bbl/PSI y un daño severo de 54.2, el cual provoca una caída de presión por daño en la cara de la formación de 1284 PSI. En abril de 2001 se prueba arena T, obteniendo 319 BPPD y 75% de BSW. El 15 de abril de 2001 se realiza una prueba a la completación de fondo (BHA) con 1500 PSI y la presión cae 150 PSI/min, indicando posible hueco bajo el *packer* de HI, queda el pozo cerrado. La prueba realizada al BHA es una evidencia de la comunicación existente de la arena HI con las arenas HS y T, lo cual explicaría el porque del corte de agua tan elevado observado en las pruebas de producción realizadas en estas areniscas.

En mayo de 2003 se realiza cambio de completación por comunicación *tubing – casing* y se redispara HI incrementando la producción a 680 BPPD y 21% de BSW, en junio de 2004 cae la producción a 54 BPPD y 92% de BSW, por lo cual se cambia de arena a HS con 549 BPPD y 23% de BSW, en octubre de 2004 se toma prueba de B'UP con una presión de reservorio de 3707 PSI, IP de 0.21 bbl/PSI, daño de 24 con una caída de presión por daño de 1760 PSI (Ver Anexo N° 3). Como se puede notar existe un incremento de producción y una disminución del BSW en HS, además una disminución del IP y del daño a la formación pero no se encuentra registro de ningún trabajo de estimulación o cementación forzada sobre esta arena, lo cual indica que en noviembre de 2000 cuando se realizo prueba de producción y de B'UP en HS posiblemente ya existía comunicación entre HS y HI por debajo del *packer* de HI, como se indica en el párrafo anterior.

Observando los datos de producción y las intervenciones químicas presentadas en los Anexos N° 9 y N° 10 se puede concluir que la estimulación química a HI inicialmente produce un incremento de producción pero acelera el incremento del BSW debido a que en este caso se pudo haber causado un cambio de mojabilidad de la roca produciendo una conificación del agua por capilaridad, por lo cual el incremento del BSW se evidenció inmediatamente después de la estimulación, e incrementa gradualmente de 2.6% en 1997 a 90.7% en el 2000,

mientras que previo a la estimulación el incremento del BSW fue de 0.5% en 1991 a 2.6% en 1997, es decir en un mayor lapso de tiempo.

3.2.2.1.2 Análisis del Paraíso 01

Hollín Superior (HS) es la arena productora actual. El pozo produce mediante bombeo hidráulico tipo jet presentando las siguientes condiciones:

Tabla 3.3 Datos de producción del Paraíso 01

Condición del Paraíso 1 @ 12-sep-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1150	462	291.58	3650	2327

Donde:

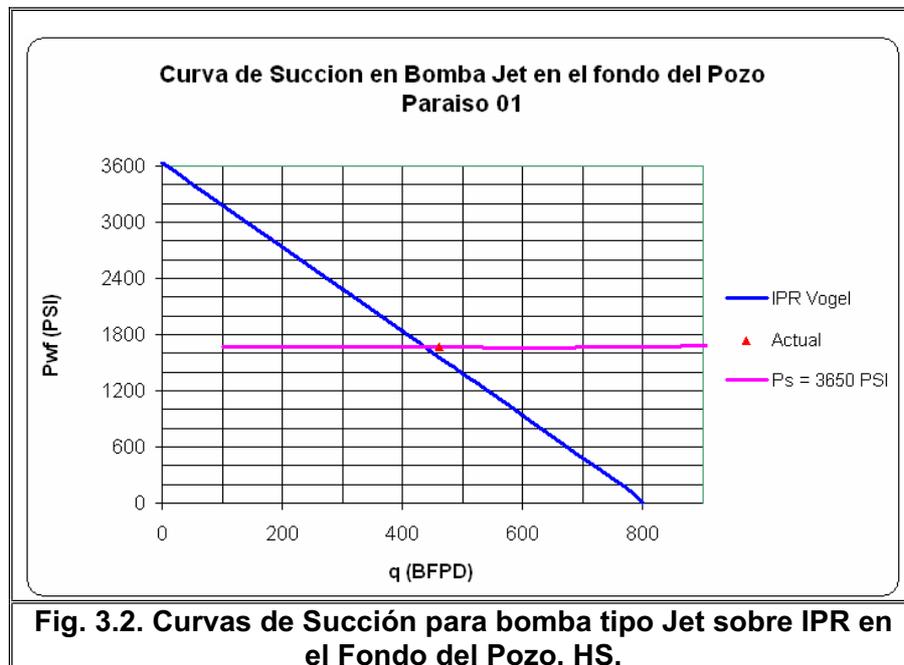
$q_{iny} = q_1$ = caudal de inyección del fluido motriz, barriles inyectados por día.

$q_{sc} = q_3$ = caudal de producción, barriles de fluido por día.

q_o = caudal de petróleo, barriles de petróleo por día.

$P_{iny} = P_s$ = presión de inyección.

P_{wf} = presión de fondo fluyente.



Del análisis de acuerdo a la relación de la curva de comportamiento de afluencia (IPR) para esta arena se encuentra que el punto de producción actual esta ligeramente por encima de la IPR (Fig. 3.2), lo que indica que es posible que

exista comunicación con otra arena. Esta comunicación entre las arenas puede ser por detrás del *casing*, puesto que de los registros CBL (Control de Adherencia del Cemento), VDL (Registro de Densidad Variable), se determinó que no existe un buen cemento entre HI-HS-T (*referencia Tesis de Lenín Pozo Cruz, E.P.N.*).

Del análisis se tiene que la bomba esta trabajando a 22% de eficiencia que es un valor muy cercano a la eficiencia máxima de este tipo de bomba, el caudal inyectado es el óptimo y la recuperación con esta bomba es la máxima que se puede lograr con este tipo de levantamiento.

3.2.2.1.3 Análisis con BES

Se ha determinado que se podría recuperar 479 BPPD (730 BFPD), los cuales pueden ser levantados al colocar una bomba electro sumergible, y produciendo 100 PSI sobre la presión de burbuja, incrementando 176 BPPD, que es equivalente a 58% mas de la producción actual del hidrocarburo, como se observa en la Fig. 3.3, donde P_s es la Presión de succión de la bomba y P_d es la presión de descarga de la bomba, en el grafico se observa claramente que la bomba debe incrementar la presión del fluido en 2835 PSI para que este llegue a superficie con una presión de cabeza de 50 PSI, para lo cual se presenta los resultados con la propuesta de dos bombas en la Tabla 3.4.

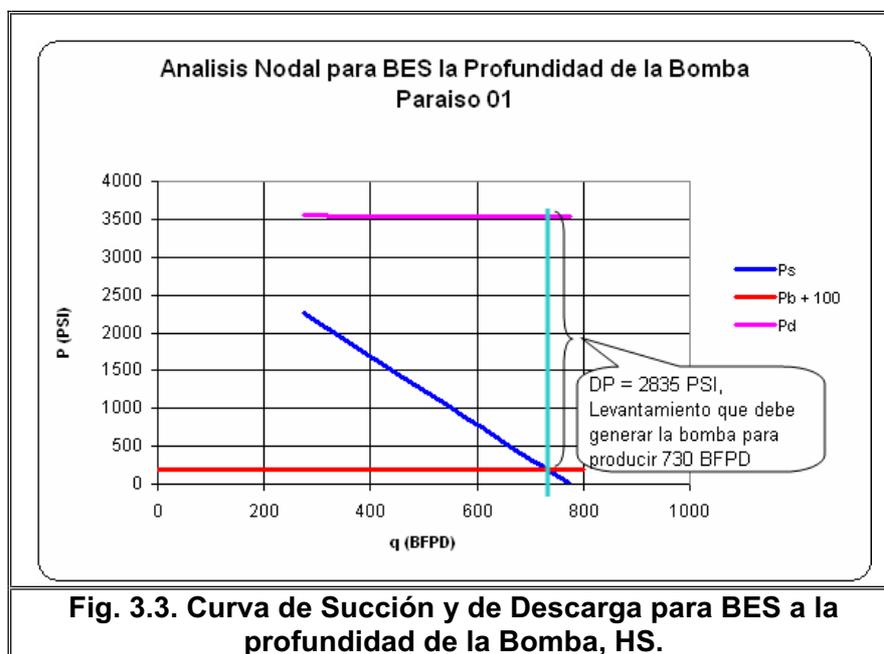
Tabla 3.4 Bombas propuestas para Paraíso 01

Bomba @ 730 BFPD	D 950	DN 675
Rango operativo (BFPD)	600-1150	320-830
Ef %	58	59
hp	0.21	0.187
h	25	22
H (ft)	7278	7278
N	291	331
HP (hp)	61	62

Donde:

- Ef* = eficiencia de la bomba
- hp* = potencia por etapa
- h* = levantamiento por etapa
- H* = levantamiento total
- N* = numero de etapas
- HP* = potencia total

De estas bombas se recomienda implementar la D 950 por que requiere menor potencia y numero de etapas.



3.2.2.2 Paraíso 02

3.2.2.2.1 Historial del Paraíso 02

El pozo tiene una configuración vertical, y esta ubicado en una parte baja de la estructura, en junio de 1988 se realiza la completación inicial del pozo, se prueban a flujo natural las arenas HI, HS y T, de HI solo se obtiene agua (Tabla 3.5).

Tabla 3.5 Pruebas iniciales de producción en el Paraíso 02

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9608'-9614'	04-Jun-88	15		100		FN
HS	9540'-9562'	06-Jun-88	30	302	1	30	FN
T	9390'-9400'	09-Jun-88		no fluye			BHP

El pozo produce de HS hasta mayo de 1991, donde se prueba nuevamente HI y se realiza cementación forzada para disminuir el corte de agua de HI, logrando disminuir el BSW de 100% a 2% con 85 BPPD, además el pozo queda completado para producir independientemente por flujo natural de las arenas HI, HS y T, pero HS ya no aporta. En junio de 1991 se realiza estimulación química a

HS con ácido clorhídrico al 15%, los resultados son satisfactorios, pero no se presentan valores de producción en archivo.

En octubre de 1991 se redispara en HS (9540'-9562') y se realiza cambio de completación por Bombeo Mecánico, incrementando la producción a 115 BPPD en HS y 0.2% de BSW. En diciembre de 1992 se cambia de completación para producir independientemente de HI, HS y T mediante bombeo hidráulico. Se incrementa la producción a 334 BPPD y 0.6% de BSW en HS; en marzo de 1995 se detecta comunicación *tubing - casing*, el pozo queda cerrado por esta razón en abril de 1995 se hace cambio de completación, y se recupera 340 BPPD con 0.9% de BSW en HS. En mayo de 1995 se realiza prueba de B'UP a HS, obteniéndose una presión de reservorio de 2981 PSI y un IP de 0.2 bbl/PSI, en agosto de 1995 se estimula con ácido clorhídrico a HS, e incrementa producción a 673 BPPD con 0.3% de BSW, posteriormente la producción va declinando hasta 34 BPPD y 10.5% de BSW en julio de 1997 y se detecta comunicación *tubing - casing*, por lo cual en agosto de 1997 se realiza nuevamente cambio de completación por hueco en tubería, en este reacondicionamiento se hace limpieza a los punzados a HS con ácido clorhídrico al 15%, se redispara T (9390'-9400'; 9362'-9372') y se dispara U (9112'-9120'), se recupera 140 BPPD de HS con 21.4% de BSW, se realiza prueba de B'UP en agosto de 1997 a HS, pero se obtienen resultados sobre estimados o erróneos ($P_r = 3344$ PSI, $IP = 0.08$ bbl/PSI) debido a que no se alcanzó la estabilización en la prueba.

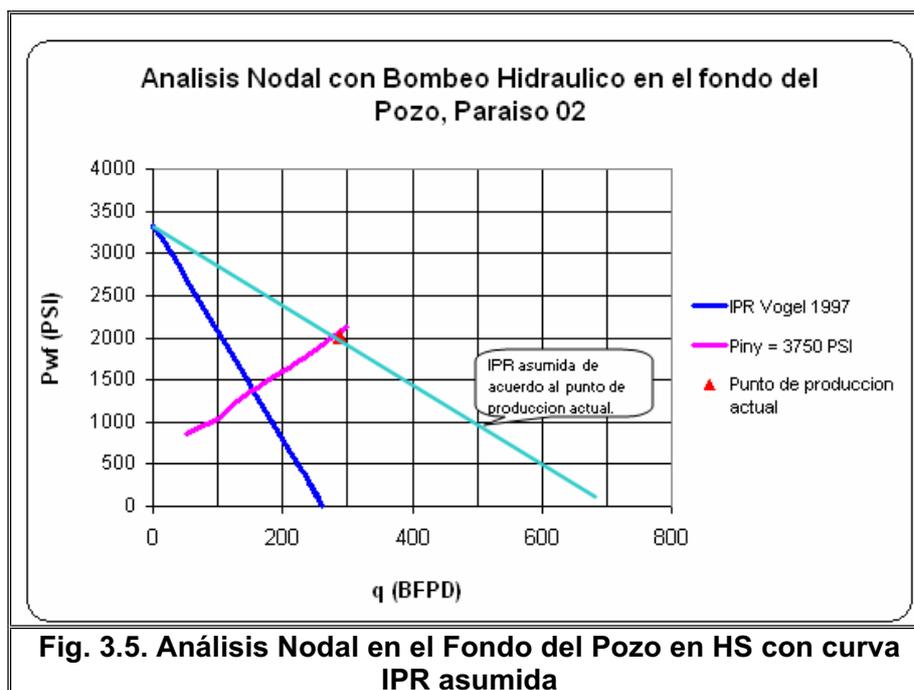
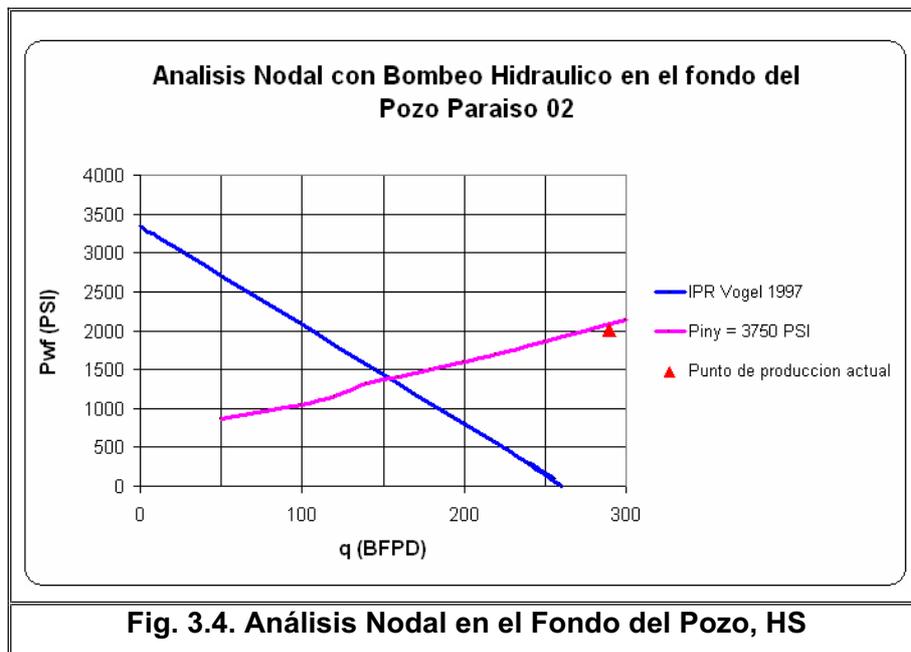
3.2.2.2.2 *Análisis del Paraíso 02*

El pozo queda produciendo de HS. Del análisis del sistema de producción se encuentra que el punto de producción actual está totalmente fuera de rango respecto a la IPR graficada con datos de la prueba de B'UP tomada en 1997, y la producción actual excede la máxima producción de acuerdo a la curva (Fig. 3.4), a continuación se presenta la condición del pozo.

Tabla 3.6 Datos de producción del Paraíso 02

Condición del Paraíso 2 @ 12-sep-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1390	290	256	3750	2000

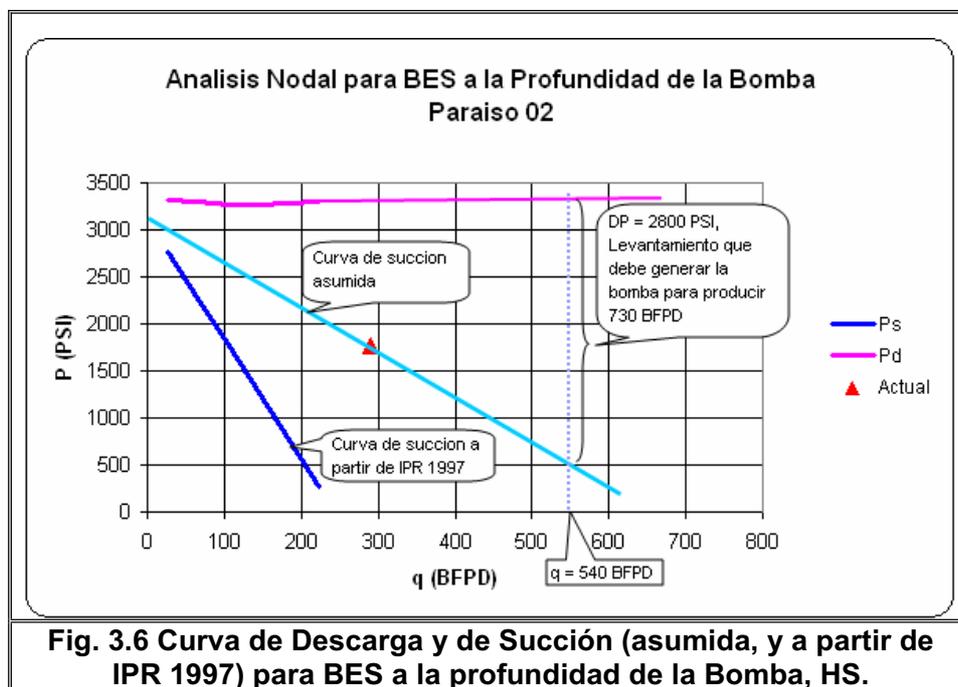
La Figura 3.4 muestra claramente que existe un error muy significativo al tomar la prueba de presión, o a su vez que existe comunicación con otra arena, puesto que el punto de producción actual no solo esta sobre la IPR (1997), sino que durante 8 años de producción la presión de reservorio de HS debe presentar una disminución, lo cual da un mayor porcentaje de error, por lo tanto es muy importante revisar los registros CBL y VDL de este pozo, y además tomar pruebas de salinidad al fluido producido.



La producción actual excede la máxima producción que puede alcanzar el pozo (de acuerdo a la IPR obtenida en B'UP 1997), por lo tanto no es posible realizar un análisis técnico basándose en una IPR que da un valor de producción menor al actual; motivo por el cual se asume una nueva curva IPR, en el supuesto caso de que el punto de producción actual represente un punto de la curva IPR real del pozo y asumiendo que la presión de reservorio determinada en la prueba de B'UP de 1997, es correcta; de donde con estos dos puntos se traza la IPR asumida, como se observa en la Figura 3.5.

3.2.2.2.3 Análisis con BES

Basándose en la curva IPR asumida se ha realizado un análisis con bombeo electro-sumergible para HS (Fig. 3.6). Del análisis se tiene que se podría recuperar un total de 523 BPPD (540 BFPD), que representa un incremento del 86% de la producción de este pozo, es decir 242 BPPD mas de la producción actual de este pozo.



En la Tabla 3.7 se presentan las bombas que se pueden instalar en este pozo, en el caso de que la curva asumida caracterice la IPR del Paraíso 02 en HS, de las bombas que se proponen se recomienda la DN 525 por tener requerir un menor

numero de etapas, y menor potencia, su rango operativo es mayor, al igual que su eficiencia.

Tabla 3.7 Bombas Propuestas para el Paraíso 02

Bomba @ 540 BFPD	AN 550	DN 525
Rango operativo (BFPD)	400 - 700	300 - 625
Ef (%)	47	52
hp	0.13	0.13
h	15	16
H (ft)	7225	7225
N	482	452
HP (hp)	63	59

Debido a la incertidumbre de las expectativas de producción de este pozo, no se lo toma en cuenta en el análisis técnico económico que se presenta el capítulo siguiente.

3.2.2.3 Paraíso 03

3.2.2.3.1 Historial del Paraíso 03

En septiembre de 1988 se realiza la completación inicial del pozo, tiene una configuración vertical y se prueban a flujo natural las arenas HI, HS, T y U (Tabla 3.8).

Tabla 3.8 Pruebas iniciales de producción en el Paraíso 03

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	Método
HI	9638'-9648'	23-Sep-88	645	80	FN
HS	9582'-9606'	25-Sep-88	197	6	FN
T	9448'-9456'	27-Sep-88	No fluye		
U	9160'-9178'	29-Sep-88	810	1.2	FN
HI	9638'-9648'	07-Nov-90	12	85	FN

El pozo queda produciendo de HI con alto corte de agua por lo cual en noviembre de 1990 se realiza cementación forzada, pero no se logra aislar entrada de agua (no se presentan resultados de evaluación en el archivo), se prueba arena U y queda produciendo con 250 BPPD y 0.8% de BSW a flujo natural, en mayo de 1991 se realiza limpieza a los punzados de U, e incrementa la producción de 49

BPPD a 180 BPPD, pero se desasienta la empacadura, por lo cual en Junio de 1991 se baja nueva completación pero el pozo no aporta y queda cerrado.

En octubre de 1991 se implementa bombeo mecánico para producir de la arena U logrando un aporte de 423 BPPD y 0.3% de BSW, posteriormente cae producción a 52 BPPD y 2% de BSW, en diciembre de 1992 se realiza cambio de completación para producir de areniscas HI, HS y Napo U independientemente con bombeo hidráulico, incrementando la producción de Napo U a 243 BPPD con 1.22% de BSW (Ene-93), en octubre de 1993 se realiza prueba de B'UP en la arenisca Napo U, obteniéndose una presión de reservorio de 2903 PSI y un IP 0.4 bbl/PSI con 17.8 de daño, posterior a esto se realiza cementación forzada a la arena U, redisparan (9160'-9174'), y realizan acidificación (RMA) para disminuir el daño, logrando incrementar la producción a 439 BPPD con 2.6% de BSW; realizan cementación forzada a las arenas HI + HS y redisparan intervalos 9582' – 9602' y 9609' – 9619'. Se realiza acidificación a arena U en mayo de 1995, el pozo queda produciendo de la arena U hasta septiembre de 2004, donde declina la producción a 53 BPPD, y se cambia a HS, que aporta 182 BPPD y 4.21% de BSW, lo que indica que la cementación forzada realizada en 1993 logró aislar la entrada de agua.

En noviembre de 2004 se realiza prueba de B'UP a HS, pero los datos son erróneos, por lo cual los resultados son producto de una prueba con bomba hidráulica obteniendo una presión de reservorio de 2444 PSI y un IP de 0.19 bbl/PSI. En octubre de 2004 se realizó prueba de B'UP a la arena U, de donde se tiene una presión de reservorio de 1045 PSI y un IP de 0.33 bbl/PSI con un daño de -3.1, como producto de las estimulaciones químicas realizadas anteriormente en octubre de 1993, y en mayo de 1995 (ver Anexo N° 3 y N° 10).

En este pozo se ha producido casi de todas las zonas productoras, a excepción de Napo T, la cual fue probada a flujo natural, pero no aportó; por lo tanto es posible que se tenga reservas recuperables en esta zona, las cuales podrían ser recuperadas mediante levantamiento artificial (las reservas remanentes de Napo T en el Campo Paraíso son de 342,107 Bbl).

3.2.2.3.2 Análisis del Paraíso 03

La arena productora actual es HS, el punto de producción esta sobre la curva IPR como se ve en la Figura 3.7, por lo tanto es posible que el resultado de la prueba de presión con bombeo hidráulico sea erróneo o su vez que exista comunicación con otra arena, ya sea detrás del *casing* o porque la camisa que conecta a la arenisca U este mal cerrada.

Tabla 3.9 Datos de producción del Paraíso 03

Condición del Paraíso 03 @ 20-sep-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} psi	P_{wf} psi
1400	288	258	3800	1950

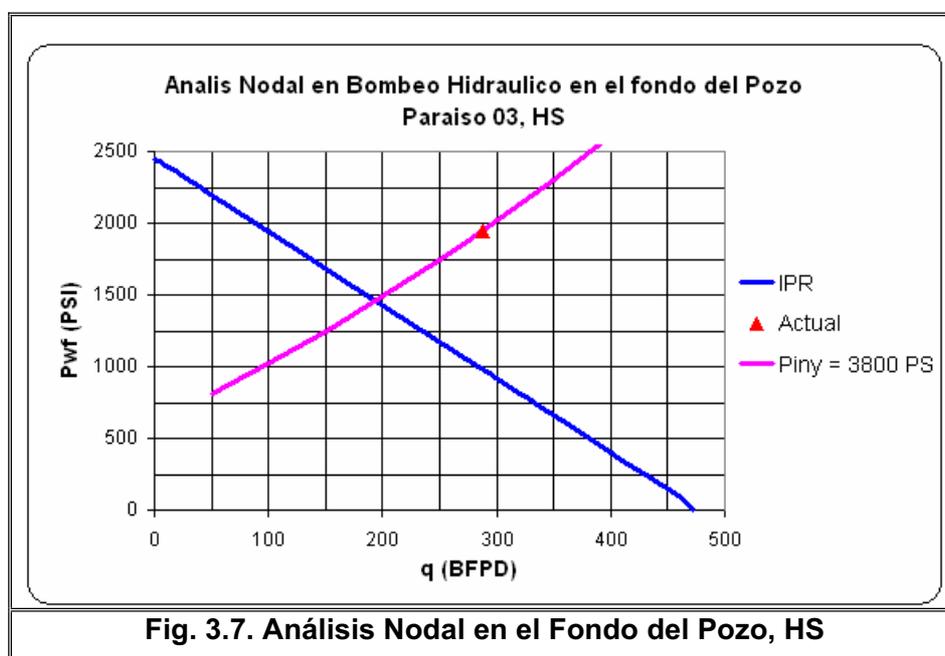


Fig. 3.7. Análisis Nodal en el Fondo del Pozo, HS

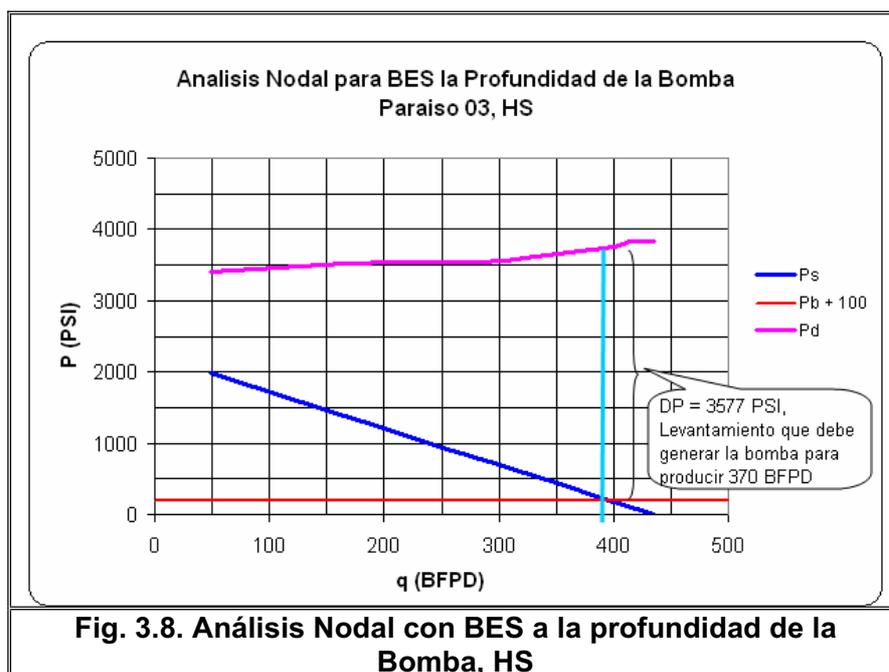
3.2.2.3.3 Análisis con BES

Se ha realizado un análisis con bombeo electro-sumergible en base a las presiones obtenidas de la prueba con la bomba hidráulica, y de la IPR que se determinó por Vogel, de donde se obtiene que se lograría un incremento de 73 BPPD, lo cual representa 28% más de la producción de hidrocarburo actual. En la Tabla 3.10 se presentan las bombas propuestas para este pozo.

De estas bombas se recomienda usar la D 400, la cual maneja un menor número de etapas y requiere menor potencia.

Tabla 3.10 Bombas propuestas para Paraíso 03

Bomba @370 BFPD	D 400	DN 440
Rango operativo BFPD	200-550	100-550
Ef %	53	48
hp	0.12	0.12
h	24	21
H (ft)	9212.59	9212.59
N	384	439
HP (hp)	46.06	52.64



3.2.2.4 Paraíso 06

3.2.2.4.1 Historial del Paraíso 06

El pozo es vertical y fue completado inicialmente en marzo de 1997, probándose con bombeo hidráulico las arenas HI, y HS y se observó un alto potencial de las areniscas (Tabla 3.11).

Tabla 3.11 Pruebas iniciales de producción en el Paraíso 06

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9602'-9610'	07-Mar-97	1451	7	25.6	BH
HS	9557'-9577'	Mar-97	1310	16		BH
HI	9602'-9610'	05-May-97	14	98.9	27	BH

En marzo de 1997 se tomó prueba de B'UP a HI determinándose una presión de reservorio de 4148 PSI, un IP de 0.84 y un factor de daño de -2. Se deja en producción con bombeo hidráulico a HI pero en poco tiempo se inunda por agua debido a que este pozo está ubicado en la parte baja de la estructura (ver Anexo N° 2), también es posible que exista una mala cementación, motivo por cual se cambia de arena productora a HS.

En junio de 1997 se aísla con CIBP a HI, y se prueba arena T (9367'-9371', 9374'-9384', 9396'-9406') con 244 BPPD y 25.6% de BSW, se toma prueba de B'UP determinándose una presión de reservorio en la arena T de 1418 PSI, IP de 0.45 bbl/PSI y un daño de 19, que produce una caída de presión de 727 PSI; el pozo queda produciendo de esta arena hasta febrero de 1999, donde se atasca la bomba hidráulica tipo pistón y el pozo queda cerrado, hasta que en abril de 2000 se cambia de completación, y el pozo continua produciendo de la arena T hasta julio de 2000, donde la producción disminuye a 88 BPPD y 7.9% de BSW; por lo cual se cambia a la arena HS que aportó 243 BPPD y 2.01% de BSW.

En agosto de 2000 se realiza prueba de B'UP a HS determinándose una presión de reservorio de 3413 PSI, un IP de 1.35 bbl/PSI, con un factor de daño de -3.4, posteriormente con el objetivo de determinar la presión de reservorio actual se realiza una prueba en octubre de 2005 con una bomba hidráulica tipo pistón a diferente número de golpes, y se encontró que la presión del reservorio a declinado aproximadamente, en 1190 PSI durante estos cinco años, teniendo una presión de reservorio actual de 2223 PSI, lo cual implica una caída de presión de 238 PSI/año. El pozo queda produciendo de HS.

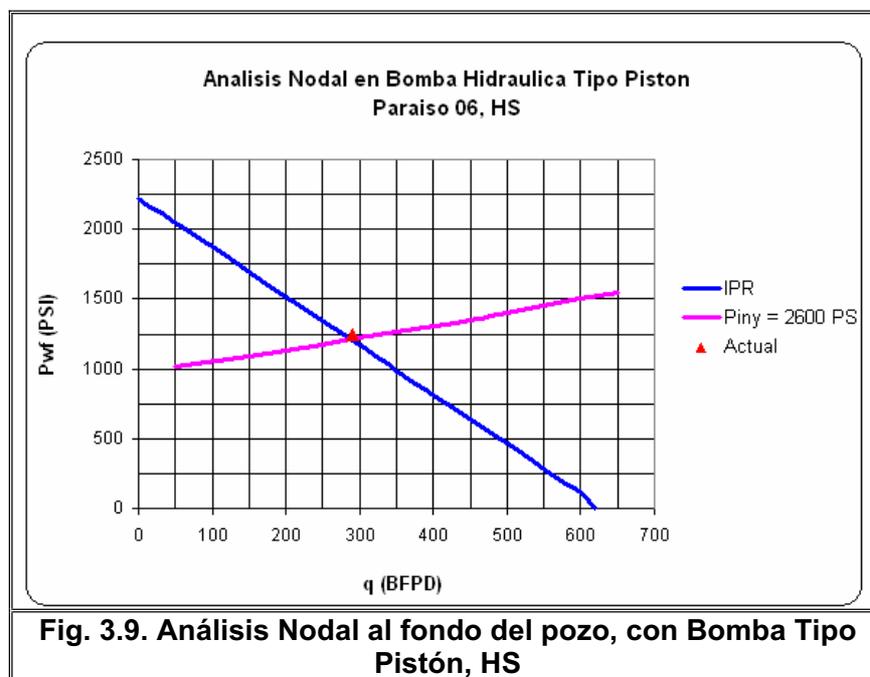
3.2.2.4.2 *Análisis del Paraíso 06*

Con los datos de la última prueba con la bomba hidráulica a HS se construyó la IPR con la ecuación de Vogel, y se observa que el pozo esta en buenas condiciones tanto la IPR como en el flujo multifásico vertical (Fig. 3.9).

A continuación se presenta las condiciones de producción en HS.

Tabla 3.12 Datos de producción del Paraíso 03

Condición del Paraíso 6 @ oct-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
860	290	288	2600	1250



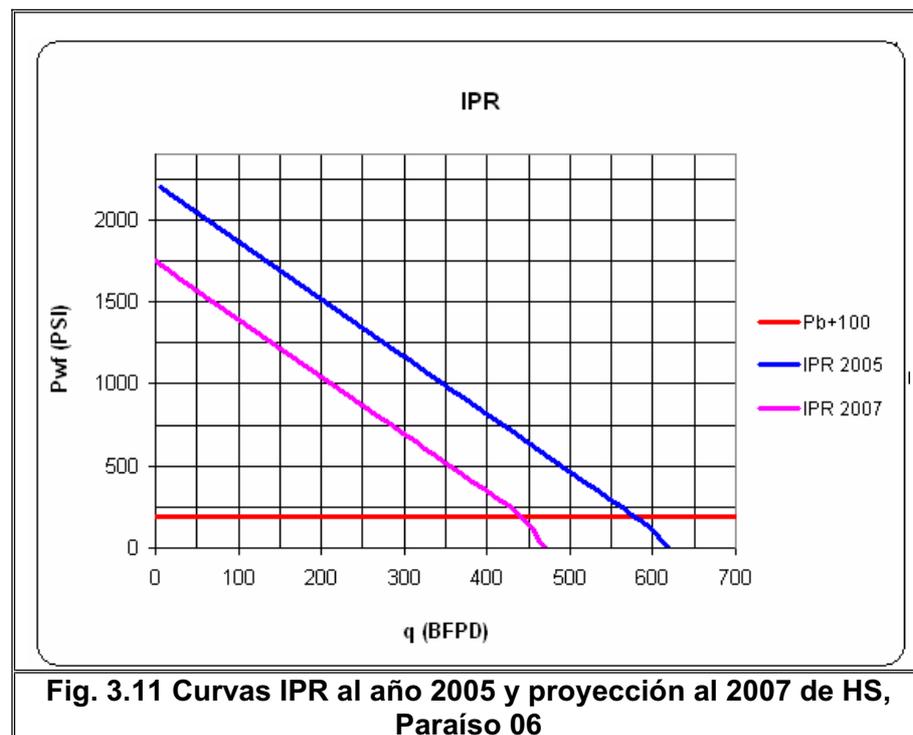
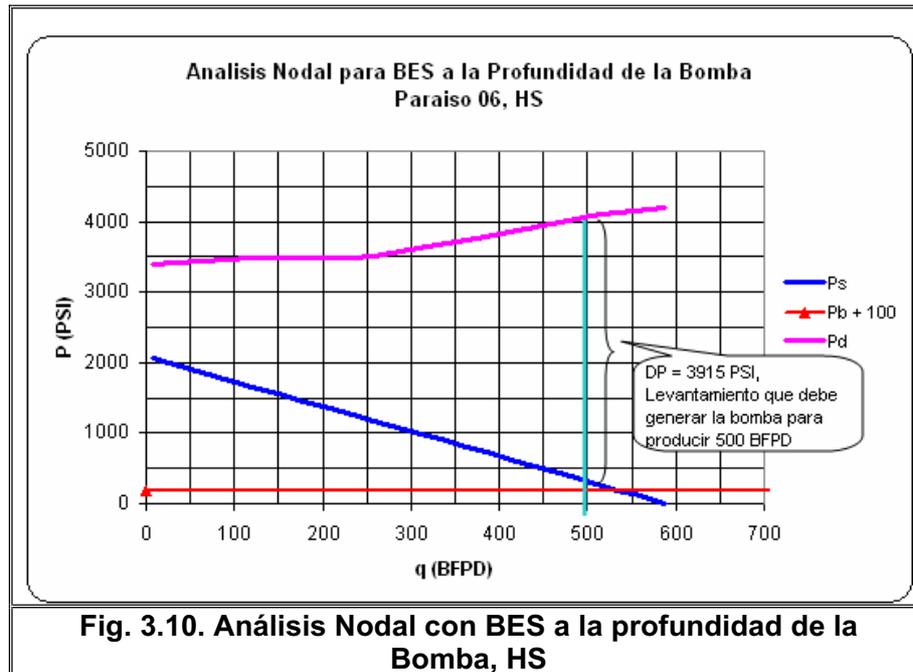
3.2.2.4.3 Análisis con BES

Del análisis de la arena con bombeo electro sumergible se tiene un incremento del 46 % de producción del hidrocarburo. En la Tabla 3.13 se presentan las bombas que se recomiendan.

En la Figura 3.10 se observa el incremento de presión que requiere el fluido para ser levantado, además en el gráfico también se observa que este pozo en HS no tiene potencia suficiente para producir por flujo natural.

Tabla 3.13 Bombas propuestas para Paraíso 06

Bomba @ 500 BFPD	DN 525	D 400
Rango operativo (BFPD)	300-625	200-550
Ef %	52	50
hp	0.12	0.112
h	17.5	18
H (ft)	10102.28	10102.28
N	577	561
HP (hp)	69	63



Para este pozo se presentan dos bombas, la DN 525 que operaría en su eficiencia máxima al producir el caudal que se podría recuperar actualmente del pozo, y se presenta la bomba D 400, que es de menor capacidad, pero dentro de su rango operativo puede producir el caudal máximo actual, el objetivo de tomar una bomba de menor capacidad es debido a que el pozo presenta una disminución de

presión, la cual se refleja en una declinación de producción; si proyectamos la IPR para octubre de 2007 se tendría una producción 437 BFPD a una presión de fondo fluyente de 200 PSI (Fig. 3.11), lo cual indica que dentro de dos años podemos continuar produciendo con la bomba D 400, y aun tendríamos un incremento de producción del 19% respecto a la actual con bombeo hidráulico.

De estas dos bombas se recomienda instalar la D 400 puesto que esta requiere un menor número de etapas y potencia.

3.2.2.5 Paraíso 07

3.2.2.5.1 Análisis con BES

El Paraíso 07 es un pozo vertical, fue completado inicialmente en julio de 1989, probándose las arenas HI, HS, y T que no aportó.

Tabla 3.13 Pruebas iniciales de producción en el Paraíso 07

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9584'-9620'	16-Jul-89	2802	0.4	28	FN
HS	9536'-9548' 9560'-9572'	19-Jul-89	527	4	27.1	FN
HS	igual	19-Jul-90	549	4		FN

El pozo queda produciendo de HI a flujo natural, poco a poco va disminuyendo la producción y va incrementando el BSW, en diciembre de 1992 llegó a 924 BPPD con 30% de BSW, y se bajó completación para producir independientemente de HI, HS y T por bombeo hidráulico, queda produciendo de HI con 1159 BPPD con 27.11% de BSW, hasta que en junio de 1998 incrementa el BSW hasta 91.5%, produciendo 137 BPPD y se cierra el pozo para aislar entrada de agua de HI con cementación forzada, logrando recuperar 526 BPPD y disminuir el BSW a 51.9%, se toma prueba de B'UP determinando una presión de reservorio de 4204 PSI, IP de 0.61 bbl/PSI y un daño de 6; en poco tiempo el BSW aumenta hasta 72.4% y 287 BPPD en noviembre de 1999, donde se cambia de arena a HS con 233 BPPD y 15.9% de BSW, para disminuir la producción de agua puesto que la producción de hidrocarburo de la arena HI es mayor que la de HS.

En diciembre de 2004 cuando se pretendía aislar HI y evaluar HS, se generó un pescado, por lo cual se asentó EZ-Drill a 9454' aislando HI y HS, es importante notar que sin presentarse datos de evaluación con levantamiento artificial en la arena T en ninguno de los trabajos de reacondicionamiento, se aisló también esta arena con el asentamiento de otro EZ-Drill a 9300'. Se dispara U (9106'-9111'; 9120'-9134'; 9162'-9176'), aporta 700 BPPD con 0.5% de BSW, el pozo queda produciendo de esta arena, en enero de 2005 se toma prueba de B'UP a U, determinándose una presión de reservorio de 2000 PSI, IP de 0.24 bbl/PSI y una caída de presión por daño de 336 PSI.

Es importante notar que en la arena U se tienen 333,125 Bbl en reservas remanentes en el campo Paraíso (Tabla 1.2), y además el pozo se encuentra ubicado en la parte mas alta del anticlinal (Ver Anexo N° 2).

3.2.2.5.2 *Análisis del Paraíso 07*

Actualmente (30-sep-06) el pozo produce de la arena U, presentando un mínimo incremento del corte de agua en la arena, pero una disminución de la producción del 79.8% en menos de un año, (ver Tablas 3.15 y 3.16).

Tabla 3.15 Datos de producción del Paraíso 07

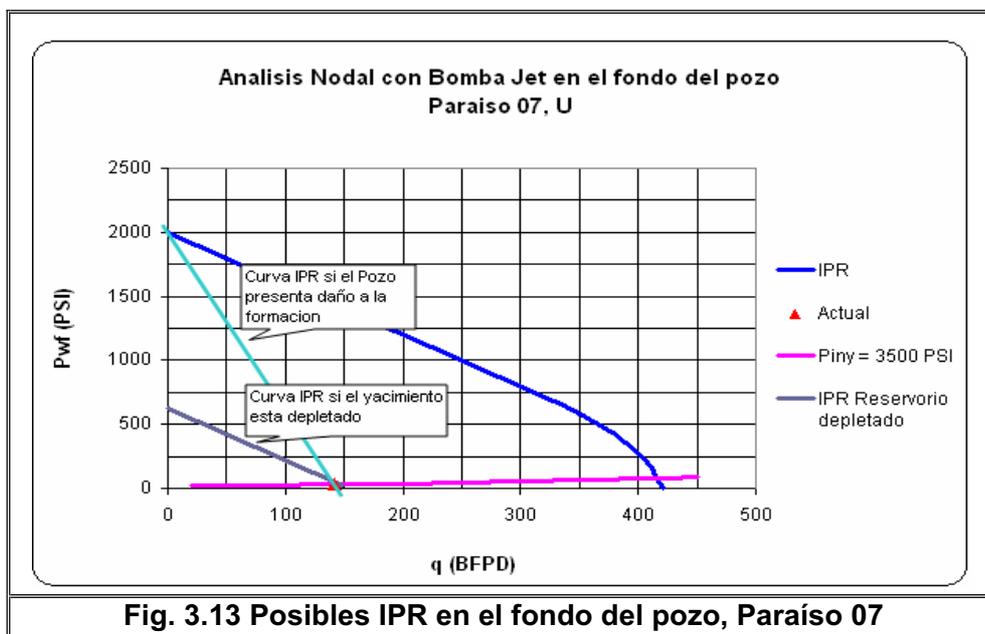
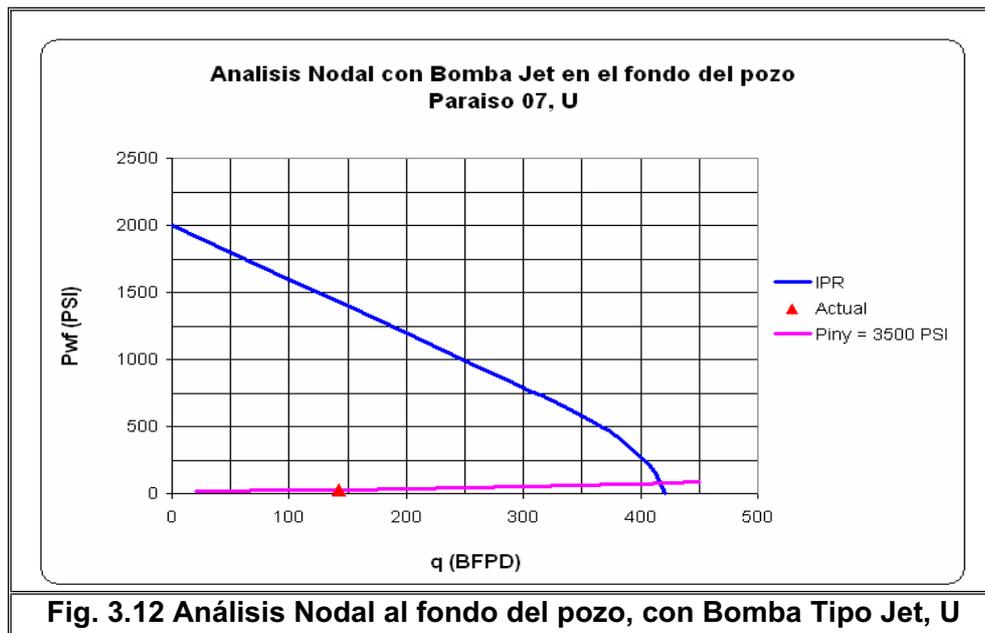
Condición del Paraíso 07 @ sep-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1440	142	136	3500	30

Tabla 3.16 Tabla comparativa de producción 2004 vs. 2005

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método	Piny	BIPD
U	9106'-9111' 9120'-9134' 9162'-9176'	09-Dic-04	699	0.5	26.7	BHJ	3650	1344
U	Igual	10-Sep-05	136	0.86	26.7	BHJ	3500	1440

Como se puede observar en la Figura 3.12, el punto de producción actual esta muy por debajo de la IPR, la cual fue determinada de la prueba de presión tomada en enero de 2005. La caída de presión que se presenta en el pozo puede ser debido a que exista un daño severo, el cual provoque una caída de presión de

1380 PSI aproximadamente, o a su vez que el reservorio se esté depletando, es decir que su presión haya disminuido. Disminuciones drásticas de presión en el reservorio se suelen presentar cuando se tienen pequeños lentes de arenas, es decir el espesor de la arena disminuye o se acuña, teniendo una mínima área de drenaje; ambos casos se grafican en la Figura 3.13.



En la Figura 3.12 también se observa que el pozo está produciendo bajo la presión de burbuja de la arena U, la cual se estima está alrededor de 970 PSI

(Tabla 1.1), es decir que en el fondo del pozo se esta liberando gas, lo cual produce cavitación en las bombas hidráulicas, disminuyendo su eficiencia y además la vida útil de la bomba.

Se recomienda analizar los registros eléctricos de la arena T y evaluarla, puesto que no registra ninguna prueba de producción con levantamiento artificial, y fue cerrada, se debe considerar esto ya que el pozo esta ubicado en un punto alto de la estructura de esta arena, además que ninguno de los pozos (Paraíso 11, Paraíso 19, Paraíso 20) ubicados al rededor de éste a producido de esta arena, por lo cual, tiene una buena área de drenaje.

3.2.2.5.3 *Análisis con BES*

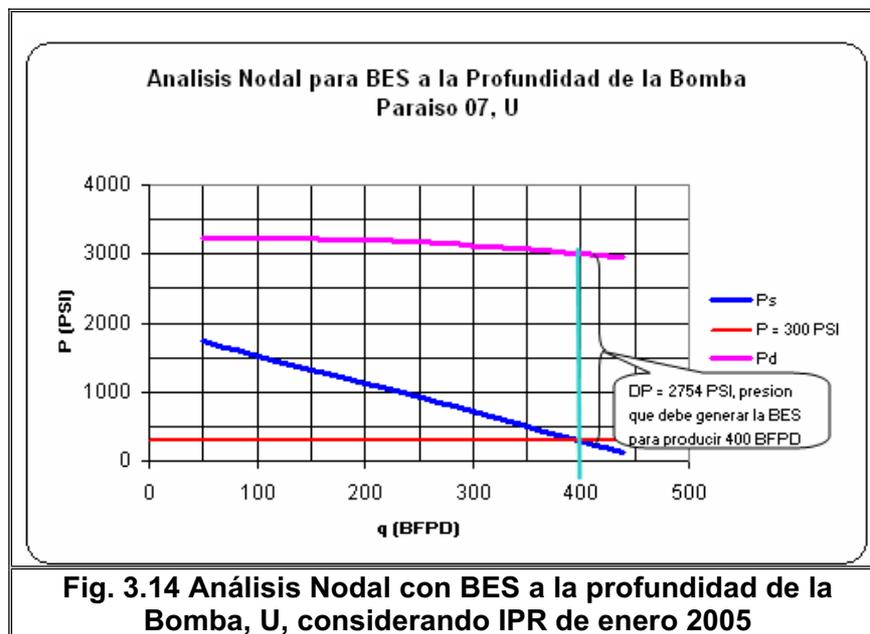
El análisis con este sistema se ha realizado considerando que la IPR tomada en enero de 2005 da una curva que caracteriza al reservorio, o asumiendo que el pozo presenta un daño, el cual puede ser removido. Del análisis del pozo con el implemento de bombeo electro-sumergible se tiene que al producir la bomba 100 PSI sobre la presión de burbuja, es decir 800 PSI en la succión de la bomba, se recuperaría 91% mas de la producción actual del hidrocarburo; sin embargo si se ingresa una bomba con separador de gas y se produce a 300 PSI en la succión, se recuperaría 384 BPPD, lo cual representa un 183% mas de la producción de hidrocarburo actual (Fig. 3.14).

A continuación se presenta dos bombas, las cuales pueden ser utilizadas en cualquier caso, ya sea para producir por encima o por debajo de la presión de burbuja.

Tabla 3.17 Bombas propuestas para Paraíso 07

Bomba @ 400 BFPD	DN 280	A 400
Rango operativo (BFPD)	100-500	200-550
Ef (%)	46	47
hp	0.08	0.1
h	12.6	16
H (ft)	7097	7097
N	563	444
HP (hp)	45	44

De estas bombas se instalaría la bomba A400, puesto que requiere un menor número de etapas y además tiene mayor eficiencia y requiere menor potencia.



Se debe tener muy en cuenta que la producción estimada en este pozo sería en el supuesto caso que la IPR determinada con el B'UP de enero de 2005 caracteriza el reservorio, sin embargo la condición actual de producción del pozo indica que el máximo caudal a recuperarse de acuerdo a las curvas IPR que podría presentar actualmente el pozo, es de 150 BFPD, como se indica en la Figura 3.11; por lo cual se requiere hacer una nueva prueba de presión en arena U, la cual indique cual es la condición real actual del pozo, y en el caso de que la disminución de producción se deba un alto daño, entonces al realizar una estimulación química se podría recuperar producción; pero si se determina que realmente la presión de reservorio ha disminuido entonces se comprueba que el área de drenaje de esta arena es limitada, y no es posible incrementar la producción mediante recuperación primaria.

3.2.2.6 Paraíso 08

3.2.2.6.1 Historial del Paraíso 08

Es un pozo vertical, fue completado inicialmente en octubre de 1991, cuando se probó la arena HI, HS y T.

Tabla 3.18 Pruebas iniciales de producción del Paraíso 08

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9605'-9618'	07-Oct-91		586	2	24.8	BHP
HS	9522'-9540'	10-Oct-91	50	98	0.4	27.5	FN
Tp	9367'-9381'	12-Oct-91	150	2030	0.5	33.3	FN
Tp	9367'-9381'	22-Sep-92		0			BHP

El pozo queda produciendo de la arena T y en menos de 1 año la producción declina por posible daño a la formación, por lo cual se realiza RMA con resultados poco satisfactorios; fue completado en diciembre de 1992 para producir independientemente de las arenas HI, HS y T, con bombeo hidráulico, el pozo queda produciendo de la arena T, en marzo de 1994 se toma prueba de B'UP a Napo T determinándose una presión de reservorio de 917 PSI a la profundidad de la electrónica, la cual no es especificada, se determina un IP de 0.57 bbl/PSI.

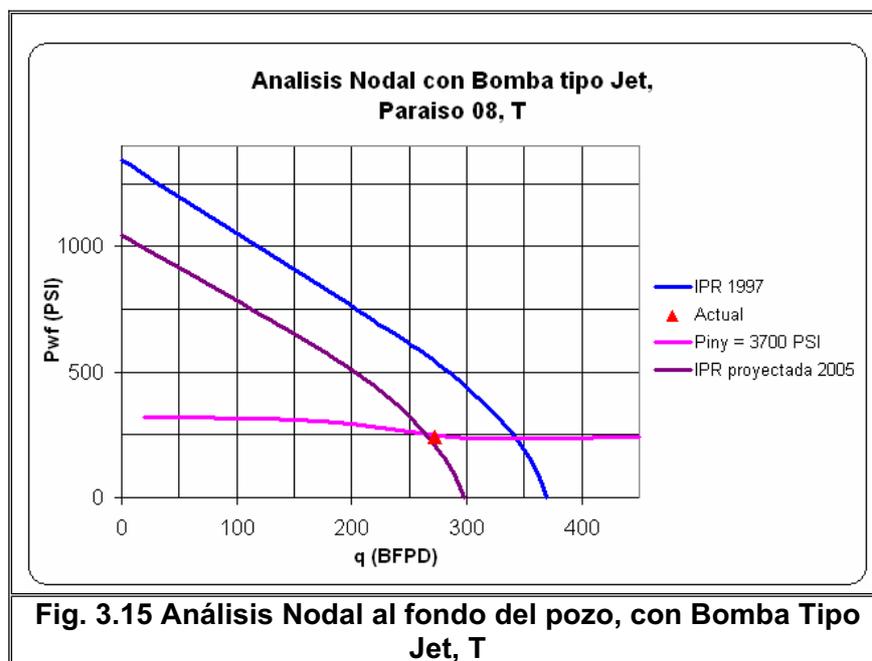
En abril de 1997 y en abril de 2000 se cambia de completación por bomba atascada en cavidad. El pozo queda produciendo de la arenisca T. En Septiembre de 1997 se toma prueba de B'UP a la arenisca T determinándose una presión de reservorio de 1341 PSI, un IP de 0.42 bbl/PSI y un daño de 14.3.

3.2.2.6.2 *Análisis del Paraíso 08*

Del análisis de la arena T con el sistema de producción actual se encuentra que esta produciendo bajo la IPR (desarrollada con datos de presión de 1997), con 300 PSI aproximadamente, lo cual es un comportamiento normal debido a que el análisis se lo hizo en base a la prueba de presión tomada 8 años atrás (Fig. 3.15). No se puede correlacionar esta caída de presión de la arena puesto que en la primera prueba de B'UP tomada no se determinó la presión de reservorio, y tampoco existen datos de caída de presión por año de esta arena en otros pozos con los cuales se pueda correlacionar. Por lo tanto si se asume que la caída de presión se debe a la disminución de presión del reservorio, se tendría una curva de la IPR tal como se muestra en la Figura 3.15. De acuerdo a la producción actual (Tabla 3.19) se observa que el flujo multifásico vertical esta sin obstrucciones.

Tabla 3.19 Datos de producción del Paraíso 08

Condición del Paraíso 08 @ sep-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1440	272	251	3700	242.5



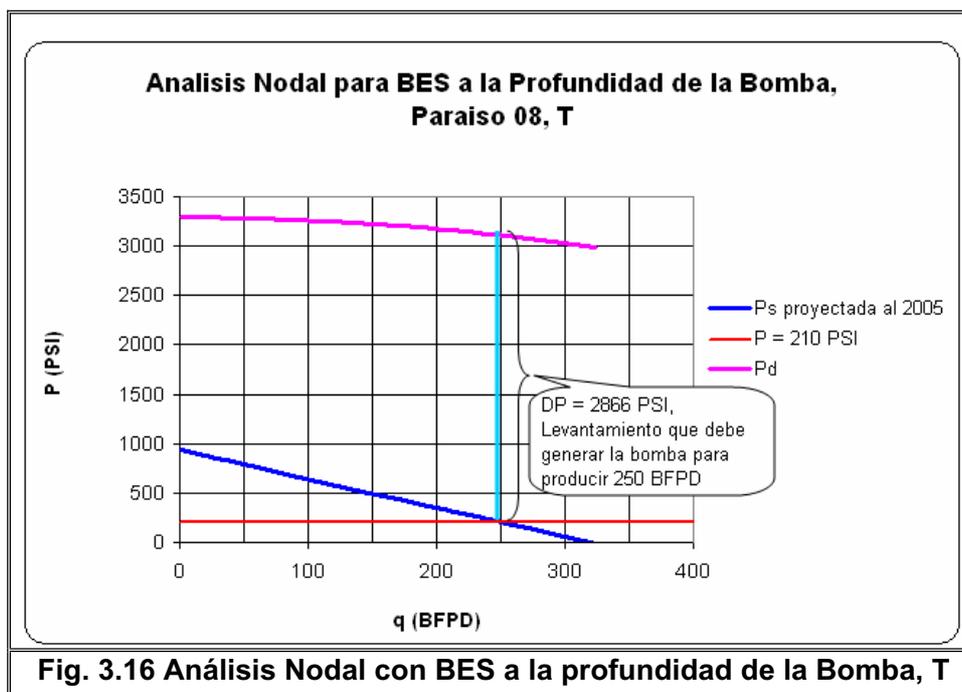
Se debe tomar en cuenta que HI y HS no han sido explotada aun, y las pruebas iniciales dieron resultados altos de producción en la arenisca HI (586 BPPD), además el cálculo de las reservas iniciales en HI dio un estimado de 803,639 Bbl (*Referencia: Tesis Lenín Pozo Cruz, EPN*), por lo cual es recomendable hacer nuevas pruebas de producción en HI y en HS, tomar un B'UP y en base a estos resultados hacer el diseño del sistema de producción para producir de la arenisca HI.

3.2.2.6.3 Análisis con BES

Asumiendo que la presión de reservorio ha disminuido en 300 PSI, y que la IP no ha variado desde la última prueba de presión se ha realizado un análisis con BES de donde debido a que la arena T tiene una presión de burbuja alta, es necesario instalar un separador de gas en fondo para producir un caudal representativo. La presión que requiere el fluido para llegar desde el fondo (9374') hasta la profundidad de la bomba (9091') es de 110 PSI, entonces si se produce 100 PSI

por encima de la presión requerida para que el fluido llegue a la bomba ($P_{wf} = 210$ PSI), se tiene un incremento del 9% de producción de hidrocarburo.

El Paraíso 08 esta ubicado en una parte alta del anticlinal y ha probado reservas en HI, HS y T, de estas zonas el pozo solo ha producido de Napo T hasta la actualidad. Napo U no ha sido evaluada.



Si se implementaría bombeo electro-sumergible en este pozo las bombas que podrían ser instaladas se presentan en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20 Bombas propuestas para Paraíso 08

Bomba @ 250 BFPD	DN 280	A 400
Rango operativo (BFPD)	100-450	200-500
Ef %	41	41
hp	0.08	0.09
h	18	19.6
H (ft)	7391	7391
N	411	377
HP (hp)	33	34

De estas bombas se recomienda la A400, por requerir menor número de etapas, menor potencia y tener mayor eficiencia.

3.2.2.7 Paraíso 09

3.2.2.7.1 *Historial del Paraíso 09*

El pozo fue completado inicialmente en Julio de 1993, se probaron a flujo natural las areniscas HI, HS; realizan cementación forzada a HS, posterior a esto no aporta HS ni HI, posiblemente punzados taponados con cemento se redispara HI y el pozo queda produciendo de HI; en noviembre de 1995 se completa para producir por cavidad progresiva de la arena HI, cuya presión se va perdiendo y el BSW va incrementando. El resultado de las pruebas se presenta en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21 Pruebas iniciales de Producción del Paraíso 09

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9614'-9626'	03-Jul-93	1110	3	27	FN
HS	9589'-9597'	10-Jul-93	1288	26	27	FN
HS	9589'-9597'	18-Jul-93	0		27	FN
HI	9614'-9626'	20-Jul-93	568	9	27	FN
HI	9614'-9626'	06-Nov-95	110	60	19.5	

En diciembre de 1996 se cierra el pozo por 100% de BSW en HI. Este comportamiento se debe a la ubicación del pozo dentro de la estructura, pues esta en los flancos del anticlinal. Motivo por el cual se asienta CIBP para aislar HI, se evalúa HS y U (9156'-9168'), pero no aportan, el pozo queda cerrado.

Finalmente en enero de 2002 el pozo se completa para ser reinjector de agua de formación, en Tiyuyacu, quedando cerradas todas las areniscas productoras.

En este pozo se debe considerar la posibilidad de reevaluar la arenisca HS, debido a que las pruebas iniciales de producción dieron buenos resultados (1288 BPPD) y posterior a la cementación forzada que se hizo no se redisparo HS para evaluarla. En este pozo no se realiza propuesta para implementar algún sistema de levantamiento debido a que HI ya fue inundada por agua y a que no se dispone de datos de presión de reservorio en ninguna otra de las arenas productoras.

3.2.2.8 Paraíso 10

3.2.2.8.1 *Historial del Paraíso 10*

El pozo es vertical, fue completado inicialmente en Octubre de 1994, con bombeo hidráulico tipo jet se probó HI. El pozo queda produciendo de la arena HI, en octubre de 1994 se realiza prueba de B'UP determinándose una presión de reservorio de 3775 PSI, un IP de 1.6 Bbl/PSI, pero no se presentan resultados de evaluación de prueba de presión. En mayo de 1995 se realiza RMA a HI obteniéndose un incremento de 363 BPPD a 606 BPPD, es decir del 167%. En septiembre de 1997 se cambia a la arena HS, y el pozo queda produciendo de HS. Los resultados de estas pruebas se presentan en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22 Pruebas de producción previas al WO # 1 en el Paraíso 10

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9621'-9631'	07-Oct-94	812	0.5	28	BHJ
HI	9621'-9631'	21-May-95	363	28		BHJ
HI	9621'-9631'	08-Jun-95	606	10		
HI	9621'-9631'	23-Jun-95	563	11		BHJ
HI	9621'-9631'	21-Jul-96	334	46		BHJ
HS	9551'-9556' 9574'-9600'	15-Sep-97	526	3.7		BHP
HS	igual	16-Dic-98	475	1.04		BH
HS	igual	25-Mar-00	305	1.6		BH
HS	igual	09-Ago-01	209	4.56		BH
HS	igual	10-Feb-02	87	5.9		BH

En junio de 2000 se realiza B'UP en HS obteniéndose una presión de reservorio de 2223 PSI, un IP de 0.292 Bbl/PSI, un daño de -2.96 (Ver Anexo N° 3). En abril de 2003 se redispara HS (el mismo intervalo), logrando incrementar la producción de 29 BPPD a 358 BPPD, que representa el 1234% de incremento, en Mayo de 2003 se toma prueba de presión a HS, determinándose una presión de reservorio de 2370 PSI, presión fondo fluyente de 256 PSI, IP de 0.14 bbl/PSI, daño de -1, una permeabilidad de 12 md, porosidad de 15% (Ver Anexo N° 3); el pozo continua produciendo de HS hasta junio de 2005, por decremento de producción en julio de 2005 se dispara en la arenisca Napo T, obteniéndose una producción de 253 BPPD y un BSW de 4%, se toma prueba de B'UP, determinándose una

presión de reservorio de 2599 PSI, un IP de 0.12 bbl/PSI, un daño de 7 y una caída de presión por daño de 1315 PSI, y el pozo queda produciendo de Napo T.

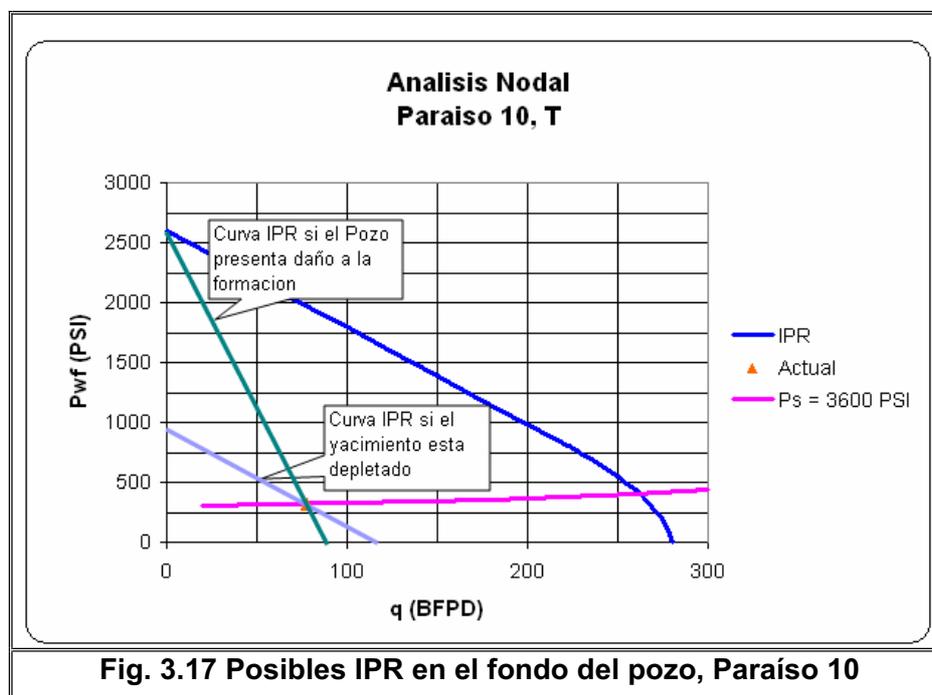
En este pozo aun no se ha probado Napo U, por lo cual en base a los resultados de la evaluación de los registros eléctricos, si dan resultados positivos, durante reacondicionamiento se puede disparar y evaluar esta arenisca.

3.2.2.8.2 *Análisis del Paraíso 10 en Napo T*

Actualmente el pozo esta produciendo de la arena T, con bombeo hidráulico tipo jet, cuyo espesor disparado es de 22 ft. Las reservas remanentes de esta arenisca para el Campo Paraíso son de 342,107 Bbl (Tabla 1.2).

Tabla 3.23 Datos de producción del Paraíso 10

Condición del Paraíso 10 @ oct - 05 (Arena T)				
q_{inv} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{inv} PSI	P_{wf} PSI
1780	78	70	3600	257



Esta arena fue probada recientemente pero ha sufrido una declinación de producción muy alta; del análisis a partir del B'UP tomado en Julio de 2005 se puede observar que esta disminución de producción es debido a la baja eficiencia

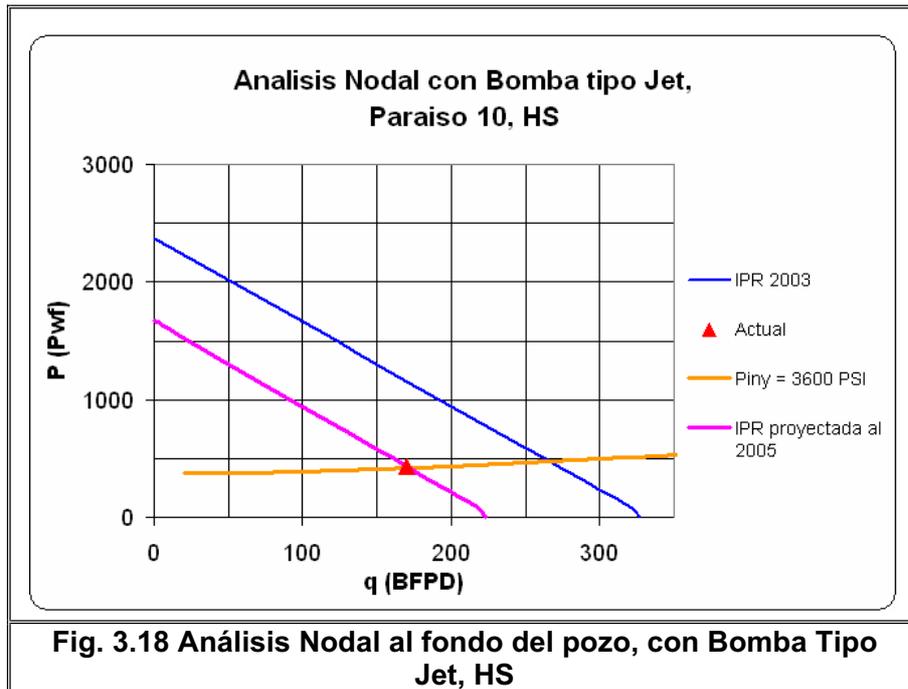
de la bomba, además es posible que la presión del reservorio haya caído significativamente, o que el daño a la cara de la formación ha incrementado provocando una caída de presión de 1600 PSI aproximadamente (En la Figura 3.18 se presentan los posibles casos).

La caída de presión del reservorio se explicaría debido a que el pozo se encuentra en los flancos de la arena, es decir en una de las zonas mas bajas (Ver Anexo N° 2); analizando también los pozos vecinos se tiene que solo el Paraíso 6 produjo de esta arena, en la cual se encontró una presión de reservorio de 1418 PSI, permeabilidad de 182 md, IP de 0.45 Bbl/PSI, por lo tanto la arena T en este pozo ya no tiene energía suficiente para fluir, estos casos se presentan cuando se tienen lentes de arena, es decir una mínima área de drenaje para el pozo, lo cual impide una posible producción con bombeo electro-sumergible, por lo cual no se presenta el análisis del mismo.

3.2.2.8.3 *Análisis del Paraíso 10 en Hollín Superior*

Para el análisis de la bomba hidráulica cuando se producía de HS, a partir de la curva IPR obtenida en el 2003 se hace una proyección al 2005 (Fig. 3.18), tomando una caída de presión por año de 360 PSI, decremento que se aproxima a lo observado en otros pozos; también es posible que el daño haya incrementado; además se puede notar que la bomba jet estaba operando con una eficiencia del 12%, es decir es decir una baja recuperación de fluido producido con alta cantidad de fluido motriz, por lo cual se tenía una baja recuperación, (la eficiencia se la determina calculando M de la Ecuación 2.28, e ingresando con este valor a la gráfica del Anexo N° 8).

En HS se tiene 840,013 Bls de hidrocarburo en reservas remanentes para el Campo Paraíso, en el cual se ha producido un total de 3,538,548 Bbl de petróleo (de acuerdo al estudio realizado en diciembre de 2004, Tabla 2.1), de donde se observa que esta arenisca aun tiene una cantidad muy representativa de hidrocarburo a ser recuperado.



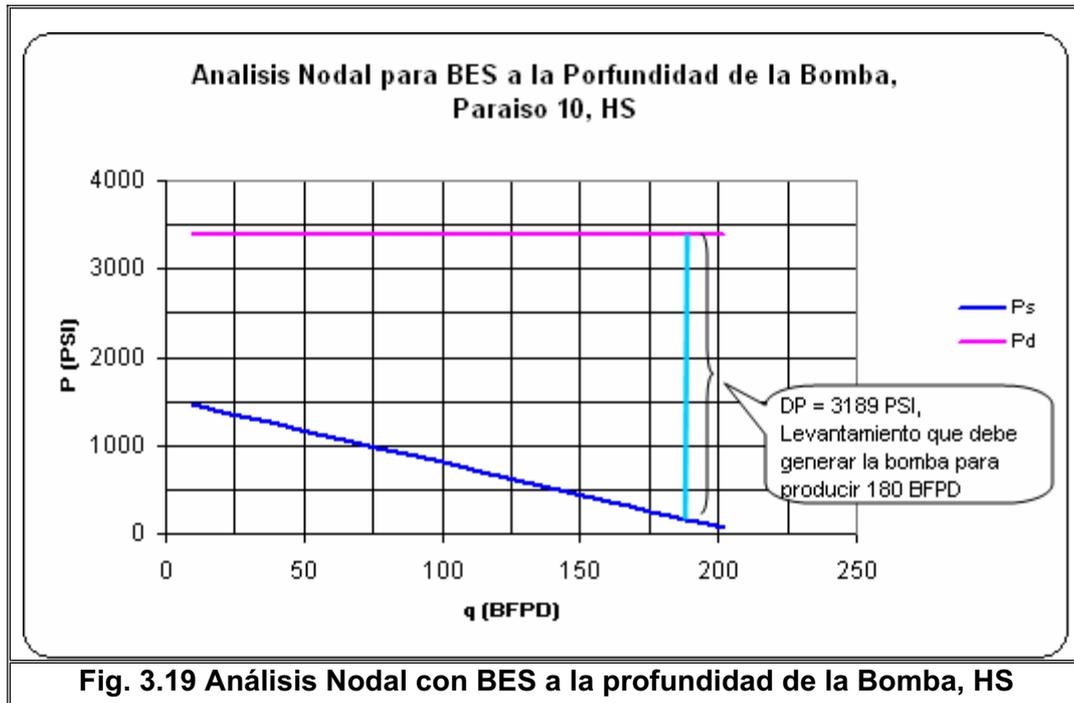
En la Tabla 3.24 se presentan las condiciones del último dato de producción de HS.

Tabla 3.24 Datos de la última prueba de producción del Paraíso 10 en HS

Condición del Paraíso 10 en HS				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1470	170	161	3600	433

3.2.2.8.4 Análisis con BES

Se realizó un análisis para determinar el incremento de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo electro-sumergible en HS, con el cual se tendría un incremento de hidrocarburo del 9% con respecto a la última producción de HS; y con respecto a la producción en la arena T, se tendría un 177% de incremento de hidrocarburo. El análisis se lo realiza en base a la IPR proyectada al 2005, y asumiendo una presión de succión en la bomba que tenga 100 PSI sobre la presión de burbuja, la cual es de 100 PSI (Fig. 3.19).



Se presentan las bombas propuestas y los parámetros que se manejarían a 60Hz.

Tabla 3.25 Bombas propuestas para el Paraiso 10

Bomba @180 BFPD	DN280	DN440
Rango operativo (BFPD)	100-450	100-550
Ef %	33.5	29.5
hp	0.08	0.13
h	19.5	27.5
H (ft)	8234	8234
N	422	299
HP (hp)	34	39

De estas bombas se podría usar la DN280 por requerir menor potencia. Para que la bomba trabaje a una mayor eficiencia se la podría operar con una menor frecuencia.

3.2.2.9 Paraiso 11

3.2.2.9.1 Historial del Paraiso 11

El pozo fue completado inicialmente en febrero de 2001 para producir de la arena HI (9589'-9606'), con una producción inicial de 1608 BPPD y un BSW de 0.5% a flujo natural, teniendo una presión inicial de reservorio de 4240 PSI y un IP de 6.2

bb/PSI, indicando ser un excelente candidato para bombeo electro-sumergible, por lo cual en Mayo de 2002 (WO #1) se baja bomba electro-sumergible para incrementar la producción.

Tabla 3.26 Pruebas de producción posteriores a WO # 1

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BPPD	BSW %	API	GOR	Método	HZ
HI	9589'-9606'	19-Jun-02		2333	45	27.8		BES	
HI	9589'-9606'	11-Jul-03	70	822	76	24	18	BES	
HI	9589'-9606'	14-Abr-04	65	659	84	24	25	BES	58.5

En mayo de 2004 se dispara nuevo intervalo (9570'-9580') en HI y se asienta CIBP a 9600', para disminuir la producción de agua, logrando un BSW de 70% con 1024 BPPD, el pozo queda con una bomba electro-sumergible, GC4100. En el Paraíso 11 solo se ha probado y explotado la arena HI.

3.2.2.9.2 *Análisis del Paraíso 11*

El pozo en la arena HI es capaz de producir a flujo natural alrededor de 500 BFPD (50 BPPD), en la Figura 3.20 se observa el alto potencial de esta arena, el cual se debe al empuje hidráulico que tiene, sin embargo debido a este empuje hidráulico no es recomendable incrementar la frecuencia de la bomba para producir una mayor cantidad de fluido, debido a que por capilaridad se produciría una conificación del agua y disminuiría la producción total de hidrocarburo. En la Tabla 3.27 se presentan las condiciones de producción del pozo.

Tabla 3.27 Datos de producción del Paraíso 11

Condición Actual del Paraíso 11			
q _t BFPD	q _o BPPD	P _{succión} PSI	Frecuencia Hz
3607	361	3000	48

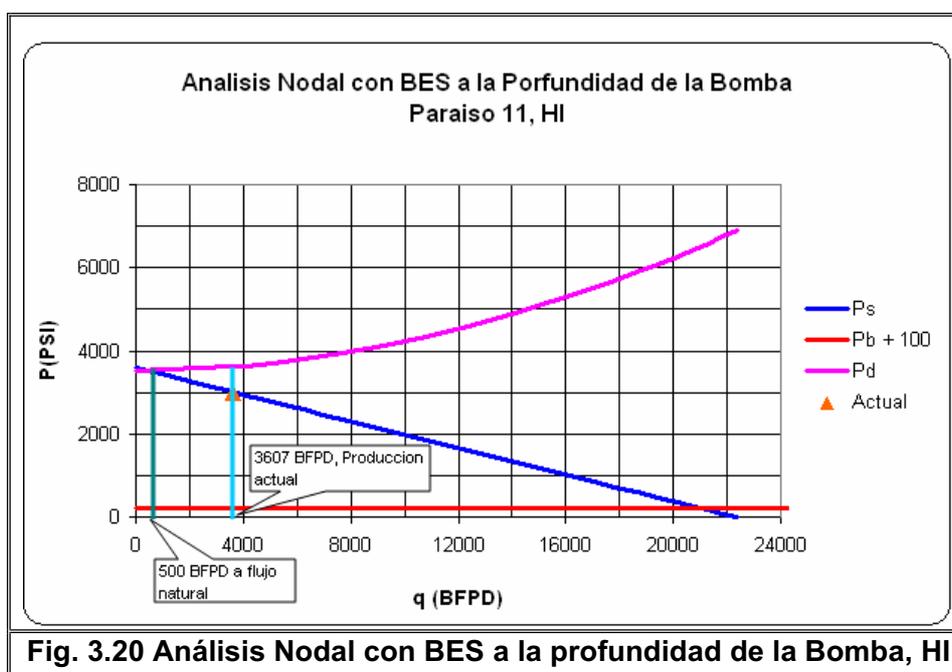
La bomba GC4100 se encuentra trabajando dentro de su rango operativo a una alta eficiencia, con los siguientes valores aproximados para cada parámetro.

Del análisis de este pozo se encuentra que no es posible incrementar la producción mediante el cambio de sistema de levantamiento puesto que el pozo ya cuenta con el sistema de levantamiento con el que mayor producción se puede

obtener. Se debería revisar los registros CBL y VDL y en caso de existir una mala cementación se recomienda hacer una cementación forzada para evitar que el agua fluya por detrás del *casing*.

Tabla 3.28 Parámetros de Bomba electro-sumergible instalada en el Paraíso 11

Bomba	GC 4100
Frecuencia (Hz)	48
Rango operativo (BFPD)	2560-3840
Ef (%)	66
H (ft)	1350
N	71
HP (hp)	53



3.2.2.10 Paraíso 12

3.2.2.10.1 Historial del Paraíso 12

El pozo fue completado inicialmente en marzo de 2001, se probó a flujo natural y se dejó en producción la arena HI, en la Tabla 3.29 se presentan las pruebas de producción, en febrero de 2001 se tomó prueba de B'UP determinándose una presión de reservorio de 4326 PSI, IP de 2.23 bbl/PSI, un factor de daño de -2.65, mostrando ser un buen candidato para Bombeo electro-sumergible, por lo cual en

enero de 2002 se implementa este sistema de levantamiento, y se toma nueva prueba de B'UP encontrando una presión de reservorio de 4237 PSI, IP de 1.88 bbl/PSI y un daño de 5.86; es decir se tiene una caída de presión de 89.4 PSI/año, además el daño se ha incrementado, lo cual pudo haber ocurrido por taponamiento de los disparos con escala; en el pozo se realizaron cuatro trabajos de reacondicionamiento en el lapso de 2 años debido a problemas con la bomba (ejes rotos), el pozo queda produciendo de esta arena con bombeo electro-sumergible hasta junio de 2004, donde el BSW sube hasta 92% con 472 BPPD; y se procede a asentar CIBP para aislar HI, se dispara HS, se realiza prueba de B'UP a HS determinándose una presión de reservorio de 2923 PSI, un IP de 0.27 bbl/PSI. En HI es posible que se haya tenido una mala cementación, por lo cual se debería revisar los registros de cementación en la zona de HI y en caso de ser necesario hacer una cementación forzada para continuar produciendo de HI que tiene un valor significativo de reservas remanentes.

Tabla 3.28 Pruebas de producción en el Paraíso 12

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BFPD	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9605'-9615'	27-Abr-01			1674	7	26.5	FN
HI	9605'-9615'	24-Feb-02			2403	50	26.6	BES
HI	9605'-9615'	09-Jun-02		5211	2086	60		BES
HI	9605'-9615'	04-Ago-02			1718	65	26.5	BES
HI	9605'-9615'	23-Jun-03	45	5484	713	87	24	BES
HI	9605'-9615'	02-Jul-03	45	4896	294	94	21.8	BES
HI	9605'-9615'	27-May-04	52	5902	472	92	24	BES
HS	9570'-9594'	16-Jun-04	60	528	522.7	1		BH

El pozo queda produciendo de HS con bombeo hidráulico en junio de 2004, pero el BSW va incrementando hasta el 47% (febrero de 2005), indicando posible mal asentamiento de CIBP, por lo cual se asienta otra empacadura sobre HI, y el pozo continua produciendo de HS. Es probable que se tengan malas condiciones de cemento desde el contacto agua-petróleo de HI hasta HS, por lo tanto es posible que el agua producida provenga HI, siendo muy necesario revisar los registros de cementación y además analizar la salinidad del agua producida.

A continuación se presenta un análisis del Paraíso 12 con bombeo hidráulico y con bombeo electro-sumergible en base a las condiciones actuales en HS, sin

embargo en caso de confirmarse comunicación entre HI y HS se recomienda primero hacer una cementación forzada, evaluar las areniscas HI y HS y de acuerdo a esto hacer nuevo diseño del sistema de producción a utilizarse.

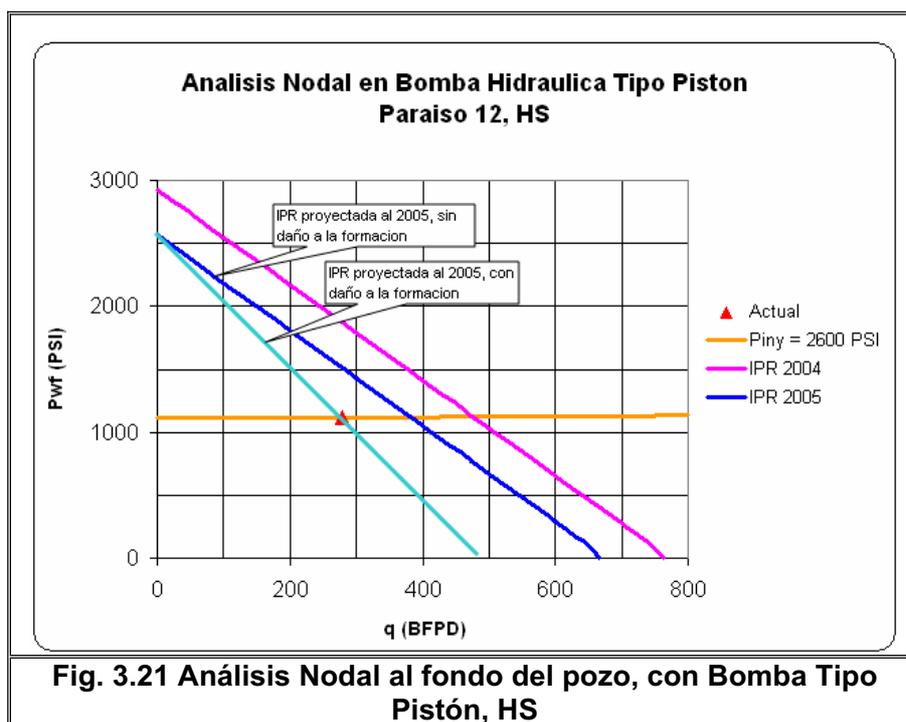
3.2.2.10.2 Análisis del Paraíso 12

El pozo se encuentra produciendo con una bomba hidráulica tipo pistón. En base a las siguientes condiciones se realizó el análisis de producción en HS.

Tabla 3.30 Datos de producción del Paraíso 12

Condición del Paraíso 12 @ sep-05				
q_{iny} BIPD	q_o BPPD	N gpm	P_{iny} psi	P_{wf} psi
600	204	27	2600	1117

N = numero de golpes por minuto



En la Figura 3.21 se observan tres IPR's, la primera (curva rosada) se realizó con los datos de presión tomados en junio de 2004, la segunda (curva azul) es la que se proyecta al año 2005, tomando una caída de presión de 360 PSI/año. Y la tercera curva (verde) se la hace asumiendo que el daño ha incrementado causando una caída de presión por daño de 380 PSI respecto a la IPR asumida para el 2005.

Al realizar el análisis del comportamiento de este pozo con bombeo hidráulico tipo pistón, se encontró que su producción puede ser incrementada optimizando este sistema, por lo cual solo para este pozo se presentará el análisis completo. Se toma como base la curva IPR proyectada al 2005 asumiendo que presenta un daño a la formación, y sobre esta curva se han trazado varias curvas de succión a diferentes presiones de inyección, como se indica en la Figura 3.22, de donde se obtiene la Tabla 3.31, de acuerdo a lo estudiado en el Capítulo 2.

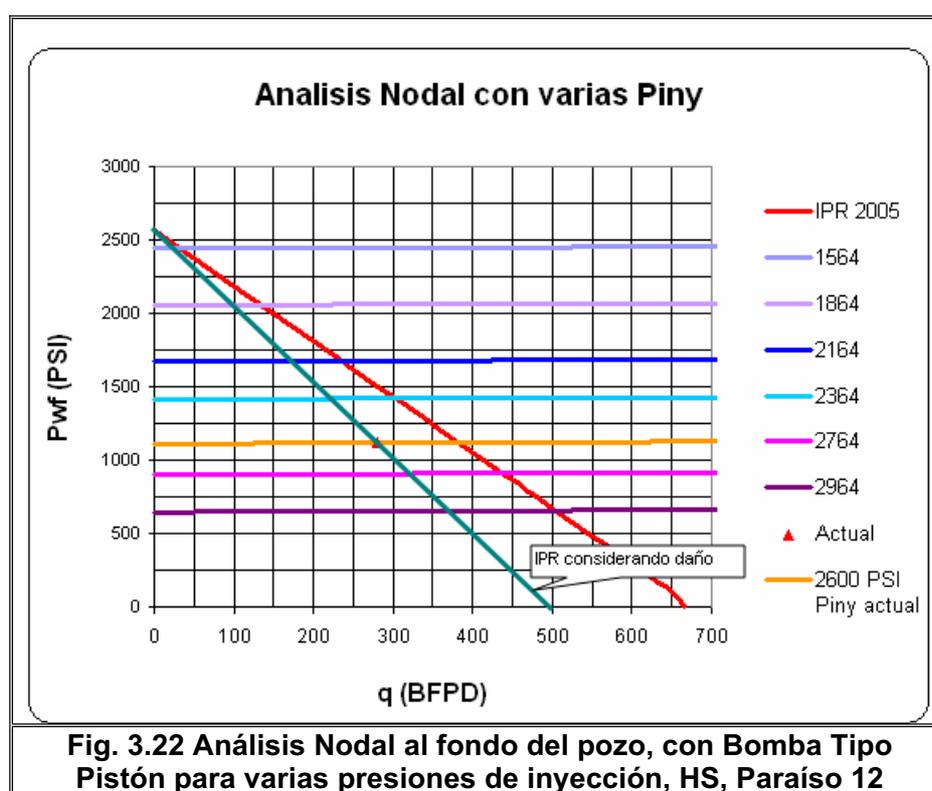


Tabla 3.31 Resultados de análisis con bomba tipo Pistón

q (BFPD)	P ₁ (PSI)	N (gpm)	q ₁ (BIPD)	q (BTPD)	HP (hp)	P _s (PSI)
365	6600	30	623	988	31	2964
320	6400	27	546	866	26	2764
220	6000	18	376	596	15	2364
170	5800	14	290	460	11	2164
100	5500	8	171	271	5	1864

En la Tabla 3.31 se puede observar que con este mismo sistema de producción se puede incrementar la producción a 365 BFPD (268 BPPD); esto se lograría

aumentando la presión de inyección en superficie a 2964 PSI, un caudal de inyección de 623 BIPD, y un número de golpes por minuto de 30.

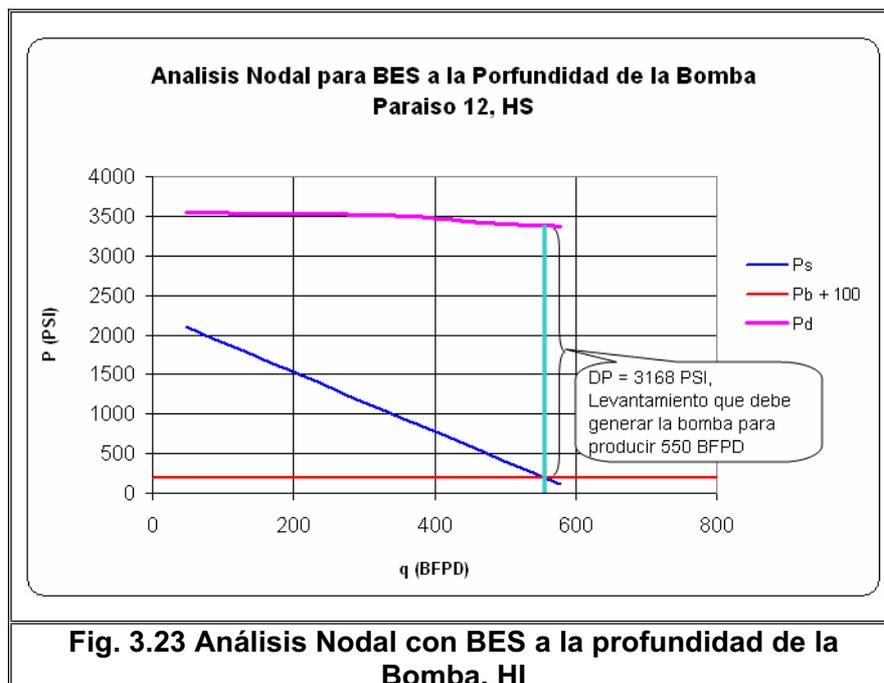
3.2.2.10.3 Análisis con BES

Para realizar este análisis asumimos que la presión de reservorio a disminuido en 360 PSI/año, y considerando que el Índice de productividad es la mismo, hemos construido la IPR del Paraíso 12 en HS, de donde se tiene que con bombeo electro-sumergible, produciendo 100 PSI sobre la presión de burbuja a la profundidad de la bomba (Fig. 3.23), se incrementaría la producción en 186%, es decir se tendría una producción de 493 BPPD. Para esto se proponen las siguientes bombas.

Tabla 3.32 Bombas propuestas para el Paraíso 12

Bomba @ 550 BFPD	AN550	DN525
Rango operativo BFPD	400-700	300-625
Ef %	47.5	52
hp	0.12	0.12
h	15	16
H (ft)	8169.55	8169.55
N	545	511
HP (hp)	65.356	61.272

De estas bombas se recomienda la DN525, por requerir menor número de etapas, menor potencia y tener una mayor eficiencia.



3.2.2.11 Paraíso 13

3.2.2.11.1 Historial del Paraíso 13

El pozo esta ubicado en una de las partes mas bajas de la estructura, fue completado en diciembre de 2001, para producir de Basal Tena (BT), pero el aporte fue bajo, de 134 BPPD y con un alto BSW de 72.37%, el cual incrementó gradualmente, y en mayo de 2003 se probó arena T, con bajo aporte; por lo cual el pozo queda completado para ser reinjector en HI, probándose una tasa de admisibilidad de 5.3 bbl/min, es decir una capacidad diaria de inyección de 7632 bbl/día.

Tabla 3.33 Pruebas de Producción Paraíso 13

Yacimiento	Fecha:	BFPD	BPPD	BSW %	API	Método
BT	02-Nov-02	485	134	72.37	21.8	BHJ
BT	29-Ene-03	485	16	96.7	22	BHJ
T	28-May-03	96	67	30	26.2	BHJ

3.2.2.12 Paraíso 17

3.2.2.12.1 Historial del Paraíso 17

El Paraíso 17 es un pozo vertical, esta ubicado en un punto bajo de la estructura y junto a una falla vertical; fue completado en enero de 2002 probándose la arena HI con un alto BSW.

Tabla 3.34 Pruebas iniciales de Producción Paraíso 17

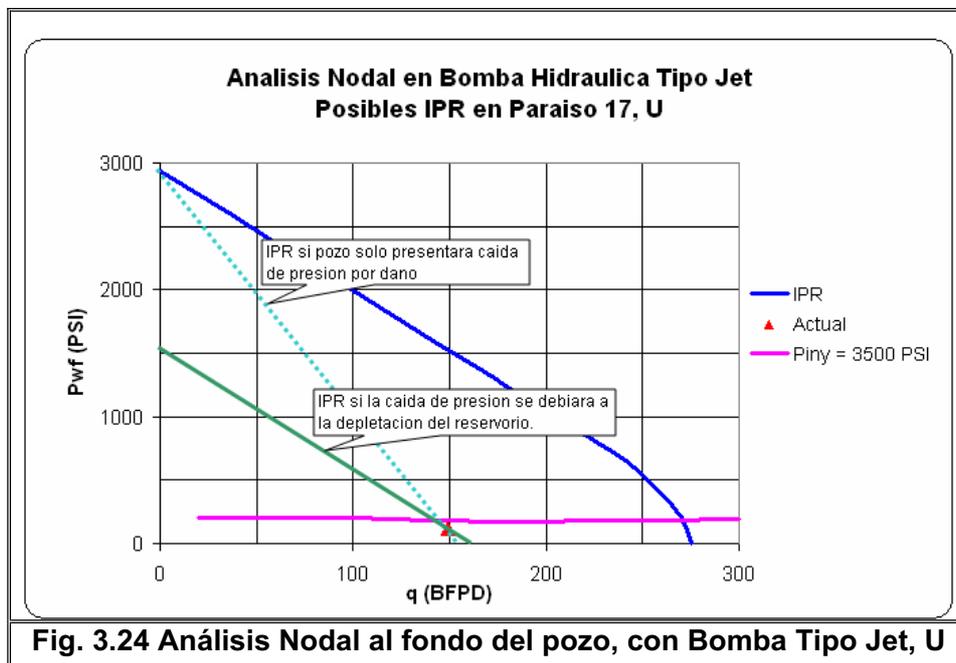
Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	Método
HI	9632'-9644'	09-Ene-02	752	73	BH
HI	9632'-9644'	15-Ene-02	376	84	BH
HI	9632'-9644'	06-Ago-02	752	73	BH

Se realizó prueba de B'UP a HI determinándose una presión de reservorio de 4241 PSI, IP de 6.61 bbl/PSI, lo cual podía indicar ser un buen candidato para la instalación de una bomba electro-sumergible pero debido a la posición del pozo respecto a la estructura, y por estar muy cercano al contacto agua petróleo no se instaló este sistema. Sin embargo se completó el pozo con bombeo hidráulico pero el BSW incrementa por lo que en junio de 2003 se aísla con CIBP a HI, se cambia a HS (9578'-9588') y en el lapso de un mes sube el BSW de 38% a 84%,

en este pozo es muy probable que se tenga una mala cementación entre HI y HS, siendo esta la explicación para tal incremento del BSW en HS, por lo cual se debe revisar los registros de CBL, VDL. En abril de 2004 se cambia a la arena U (9138'-9144'; 9158'-9162'; 9196'-9206') con 276 BPPD y 4% de BSW, se aísla la arena HS, y el pozo queda produciendo de la arena U.

3.2.2.12.2 Análisis del Paraíso 17

En la arena U se tiene datos de una prueba de presión tomada en mayo de 2004, pero no se presenta la profundidad de la electrónica, por lo cual se realiza un estimativo asumiendo que esta fue asentada en el no-go, y con esto se calcula una presión de formación y además se hace el análisis con el sistema de producción actual, encontrándose aparentemente una caída de presión de 1380 PSI en 17 meses, que sería equivalente a 974 PSI/año, si la disminución de presión se debiera a la depletación del reservorio, como se indica en la Figura 3.24.



También es posible que se tenga un incremento del daño a la formación (curva punteada Fig. 3.24); sin embargo lo más probable es que la presión del reservorio haya disminuido, pues en el pozo Paraíso 07, que también produce de la arena U, ha presentado una gran disminución de la presión de reservorio en un corto

periodo, además la posición desfavorable del Paraíso 17 respecto a la estructura y la falla, es una razón mas para que la presión de reservorio tenga este comportamiento.

Observando la Figura 3.24 también se encuentra que se presenta una leve obstrucción en el flujo multifásico vertical, pues el punto de producción actual esta ligeramente bajo la curva de succión correspondiente a la presión de inyección del pozo, la cual puede ser causada por la presencia de escala o parafina en la tubería.

A continuación se presentan los datos de producción de la arena U.

Tabla 3.35 Datos de producción del Paraíso 17

Condición del Paraíso 17 @ sep-05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1500	149	144	3500	114.5

A causa de la ubicación de este pozo respecto al anticlinal y respecto a la falla vertical, no se puede tener buenas expectativas de producción, ya que las presiones de reservorio tienen alta tendencia a depletarse en cualquiera de las zonas productoras debido al limitado radio de drenaje del pozo; y además por la falta de datos confiables de presión en esta arena, no se realiza propuesta técnica para el cambio de sistema de levantamiento.

3.2.2.13 Paraíso 18

3.2.2.13.1 Historial del Paraíso 18

El pozo tiene una configuración direccional con un angulo máximo de 24°, esta ubicado en un punto alto de la estructura y aproximadamente 500 metros al este de una falla vertical (norte a sur, ver Anexo N° 2), el pozo fue completado inicialmente en febrero de 2004, donde se prueba a flujo natural y se deja en producción a la arena HI, en abril de 2004 se realiza prueba de presión a HI, determinándose una presión de reservorio de 4228 PSI, un IP de 2.78 bbl/PSI, y una caída de presión por daño de 155 PSI. El pozo continua produciendo de HI

pero el BSW incrementa gradualmente como se ve en la Tabla 3.36, por lo cual en WO #1, en marzo de 2005 se aísla 14' de esta arena con EZ-Drill, se redispara intervalo 9547'-9566' y se baja bomba electro-sumergible, el pozo queda produciendo de HI.

Tabla 3.37 Pruebas de producción en Paraíso 18

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BFPD	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9557'-9579'	04-Sep-04		1338	1294	3.3	26.5	FN
HI	9557'-9579'	25-Feb-05	55	1206	458	62	27.1	FN
HI	9557'-9579'	28-Feb-05	48	982	196	80	27.1	FN
WO # 1								
HI	9547'-9566'	09-Mar-05	65	1104	773	30	20.3	BH
HI	9547'-9566'	13-Mar-05	14	1128	857	24	22.6	BES

3.2.2.13.2 Análisis del Paraíso 18

Al graficar la IPR para HI de acuerdo al B'UP tomado en abril de 2004 (ver Anexo N° 3) se obtiene una curva como se observa en la Figura 3.25, sobre ésta se grafica el punto de producción actual, es decir la presión de fondo fluyente (obtenida de la ecuación 3.1) con su respectiva producción, de donde se encuentra que el punto de producción esta 600 PSI bajo la IPR, lo cual puede indicar una disminución de la presión del reservorio o un daño a la formación, en la Figura 3.23 se grafican estas dos posibilidades, sin embargo se puede asumir que la caída de presión se debe a un daño pues este reservorio tiene un empuje hidráulico activo, es decir tiende a mantener la presión del yacimiento, por lo cual para el análisis tomaremos como referencia la curva punteada.

$$P_{wf} = P_s + 0.433 * (H_{yac} - H_{bomba}) * \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} \quad 3.1$$

Donde

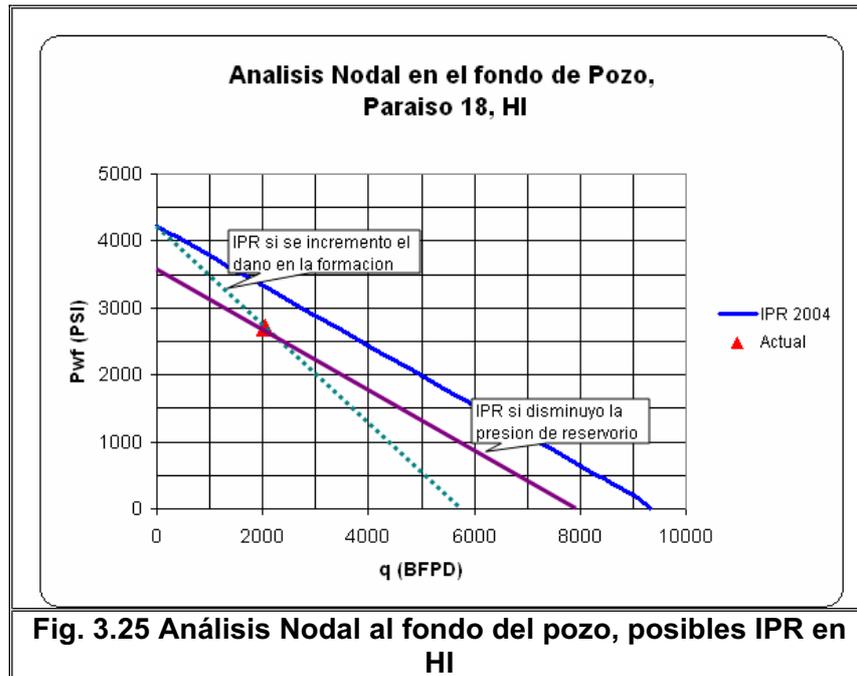
P_{wf} = presión de fondo fluyente (PSI)

P_s = presión de succión de la bomba, obtenida del sensor de fondo (PSI)

H_{yac} = profundidad del yacimiento, en TVD (pies)

H_{bomba} = profundidad de la bomba, en TVD (pies)

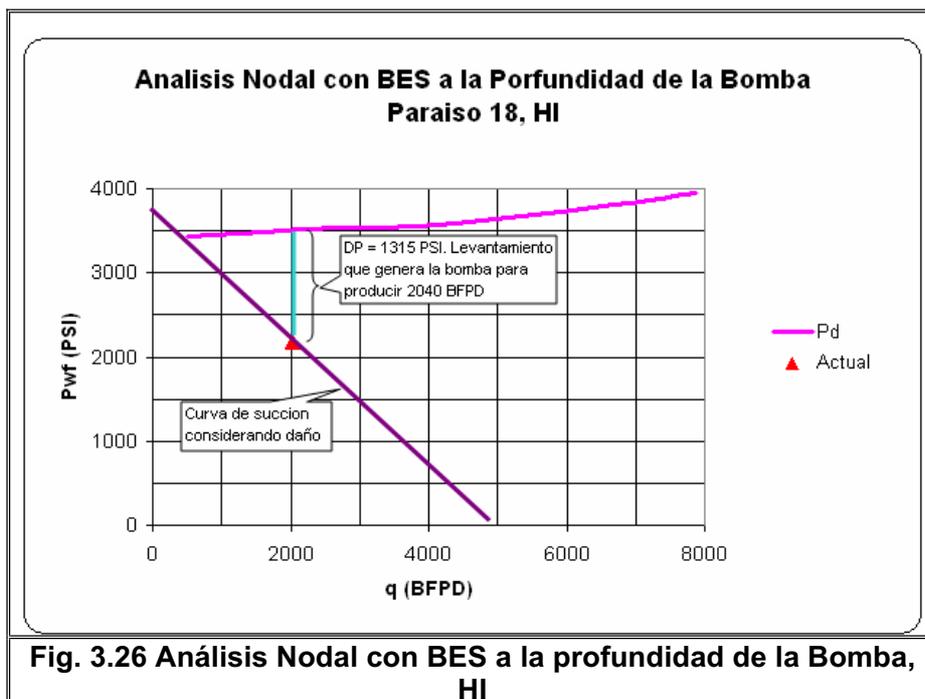
API = densidad del fluido (grados API)



El Paraíso 18 esta produciendo de HI y tiene instalada una bomba electrosumergible, GN 3200, a continuación se presenta la condición del pozo.

Tabla 3.37 Datos de producción del Paraíso 18

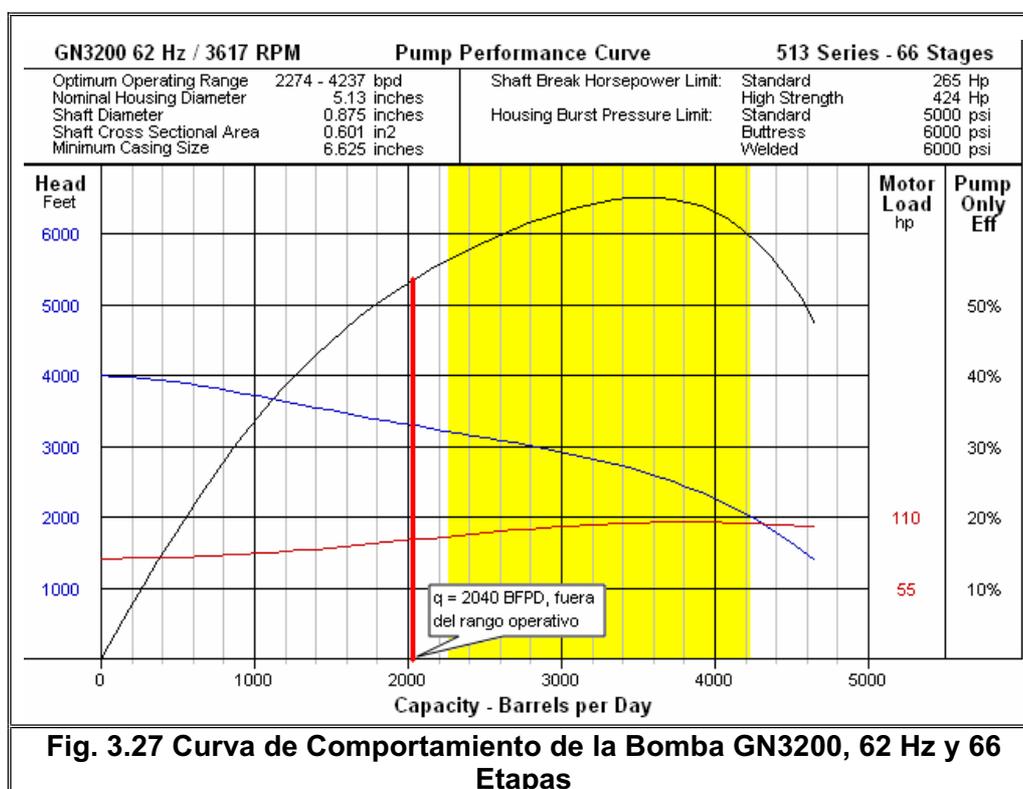
Condición de Paraiso 18 @ ago - 05			
q_t BFPD	q_o BPPD	P_{succion} PSI	Frecuencia Hz
2040	286	2187	62

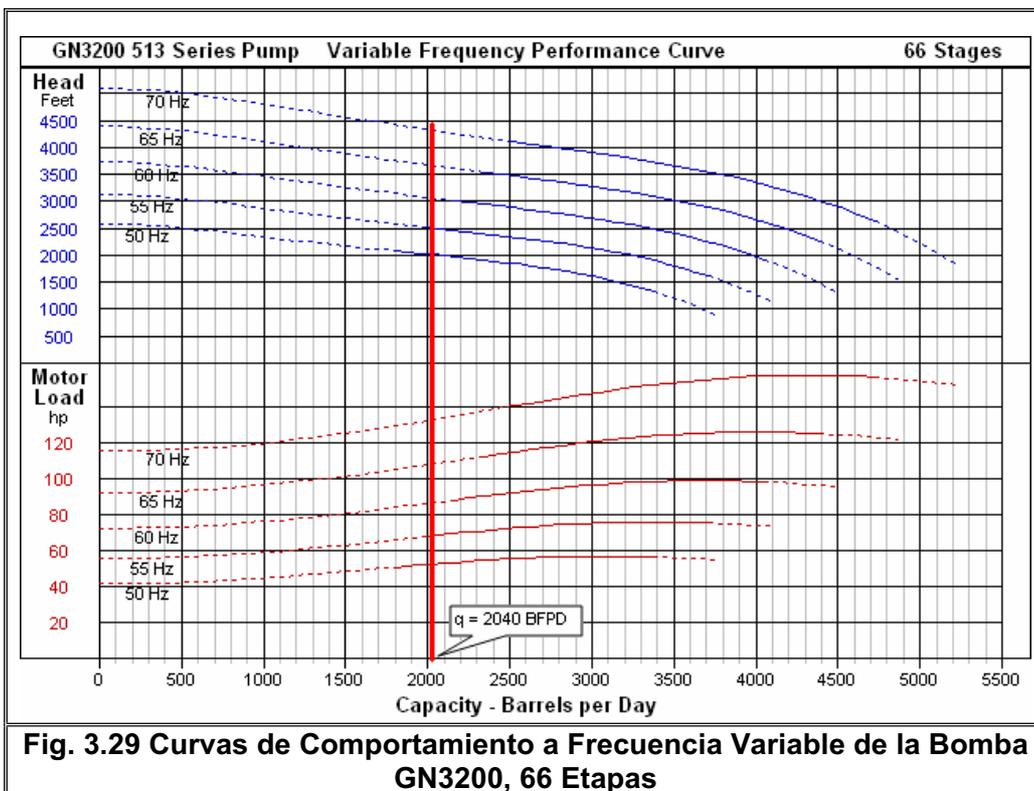
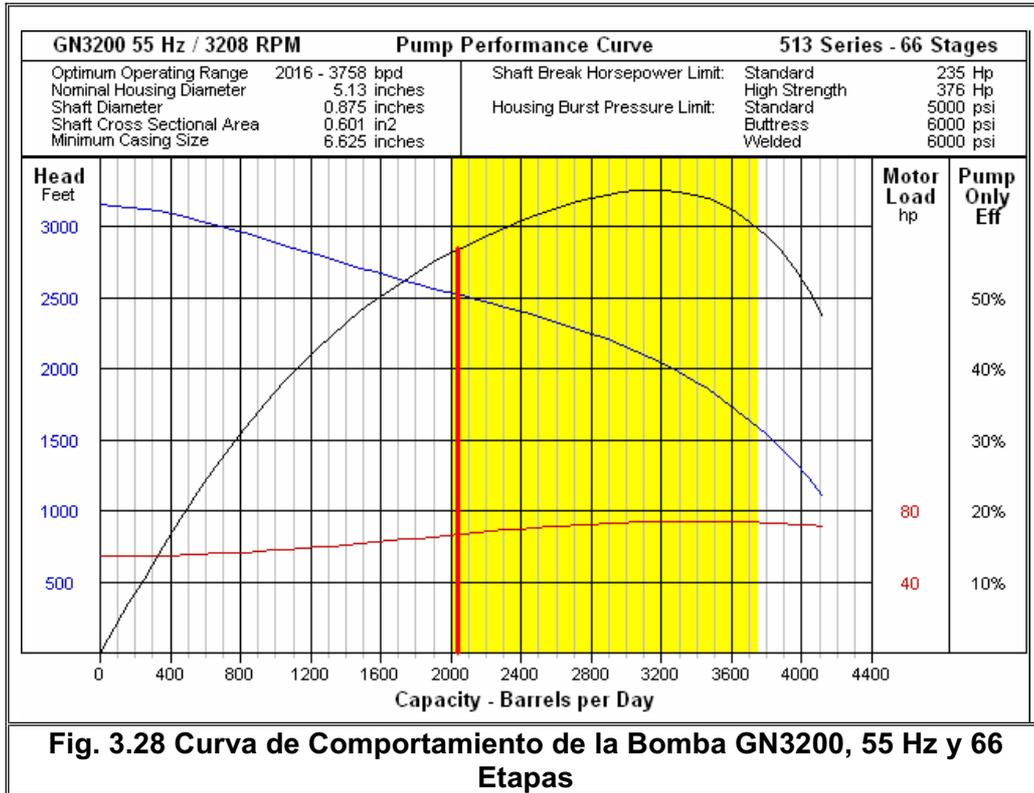


Al realizar el análisis nodal a la profundidad de la bomba (Fig. 3.26), se encuentra que el flujo multifásico esta en buenas condiciones. Pero la bomba electrosumergible esta trabajando fuera de su rango de operación como se ve en la Figura 3.27, lo cual produce un desgaste por empuje descendente en la bomba, para lo cual se propone que la bomba trabaje a 55 Hz (ver Figura 3.28), en la Tabla 3.38 se presenta un cuadro comparativo del estado actual de la bomba (62Hz) y de cómo trabajaría a 55 Hz, y con el mismo caudal de producción actual.

Tabla 3.38 Parámetros de Bomba GN3200 a diferentes frecuencias

Bomba @ 2040 BFPD	GN 3200	
Frecuencia Hz	62	55
Rango operativo (BFPD)	2274-4237	2016-3758
Ef %	53	57
H (ft)	3200	2560
N	66	66
HP (hp)	77	70





3.2.2.14 Paraíso 19

3.2.2.14.1 *Historial del Paraíso 19*

El pozo tiene una configuración direccional, tiene un ángulo máximo de desviación de 18.7°, esta ubicado en la parte más alta de la estructura de HI. Este pozo fue perforado desde el Pad del Paraíso 11. El pozo fue completado inicialmente el 10 de Mayo de 2004, se prueba a flujo natural HI, se realiza prueba de B'UP y se determina una presión de reservorio de 4151 PSI, un IP de 1.29 bbl/PSI, y una caída de presión por daño de 304 PSI. Por las condiciones y ubicación de este pozo en el mismo mes de mayo se baja una bomba electro-sumergible queda con la producción indicada en la Tabla 3.39.

Tabla 3.39 Pruebas de Producción del Paraíso 19

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BPPD	BSW %	API	Método	Frecuencia
HI	9564'-9580' 9586'-9592'	27-May-04	44	708	0.5	27.6	FN	na
HI	9564'-9580' 9586'-9592'	29-May-04	86	1491	0.5	27.6	BES	47
HI	9564'-9580' 9586'-9592'	08-Jun-04	55	1408	9	25.7	BES	48

El Paraíso 19 tiene una muy buena ubicación en la estructura, por lo cual se espera tener una alta recuperación de fluido de todas las zonas productoras que muestren una buena saturación de hidrocarburo.

3.2.2.14.2 *Análisis del Paraíso 19*

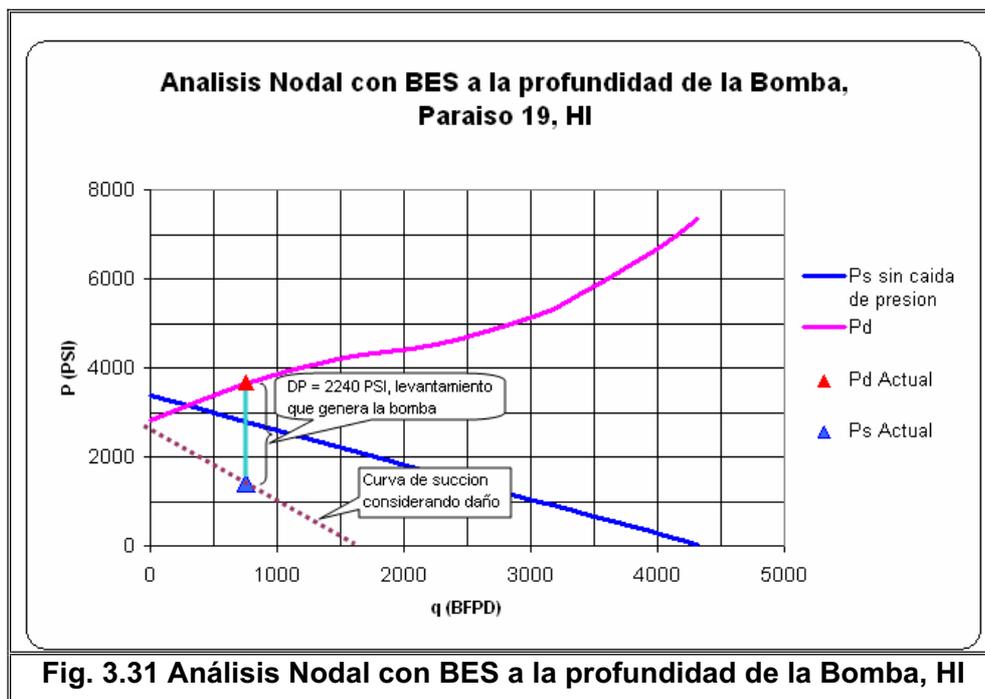
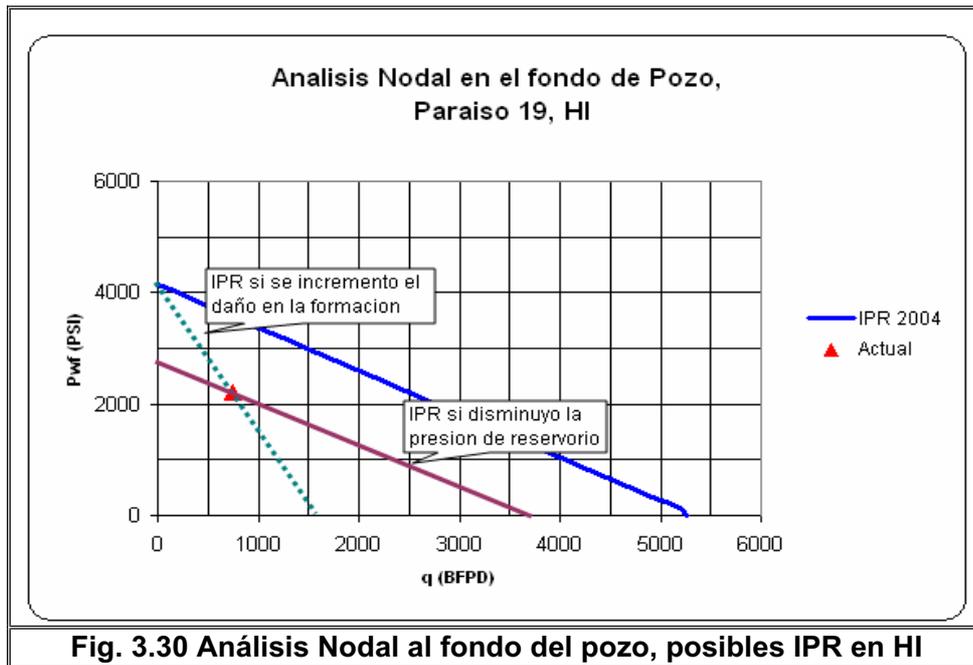
Analizando las condiciones de producción en el fondo del pozo tal como se realizó en el Paraíso 18, se obtiene la Figura 3.30, donde se encuentra que la producción actual esta 1400 PSI bajo la IPR obtenida en el 2004, lo cual podría ser causa de una disminución de presión de reservorio, o de un incremento del daño a la formación, sin embargo como se explicó anteriormente, HI tiene empuje hidráulico activo y tiende a mantener la presión del reservorio; por lo tanto se atribuye esta pérdida de presión al incremento del daño en la formación, como lo describe la curva punteada de la Figura 3.30.

El pozo esta produciendo de HI con bombeo electro-sumergible y la bomba esta trabajando con las siguientes condiciones.

Tabla 3.40 Datos de producción del Paraíso 19

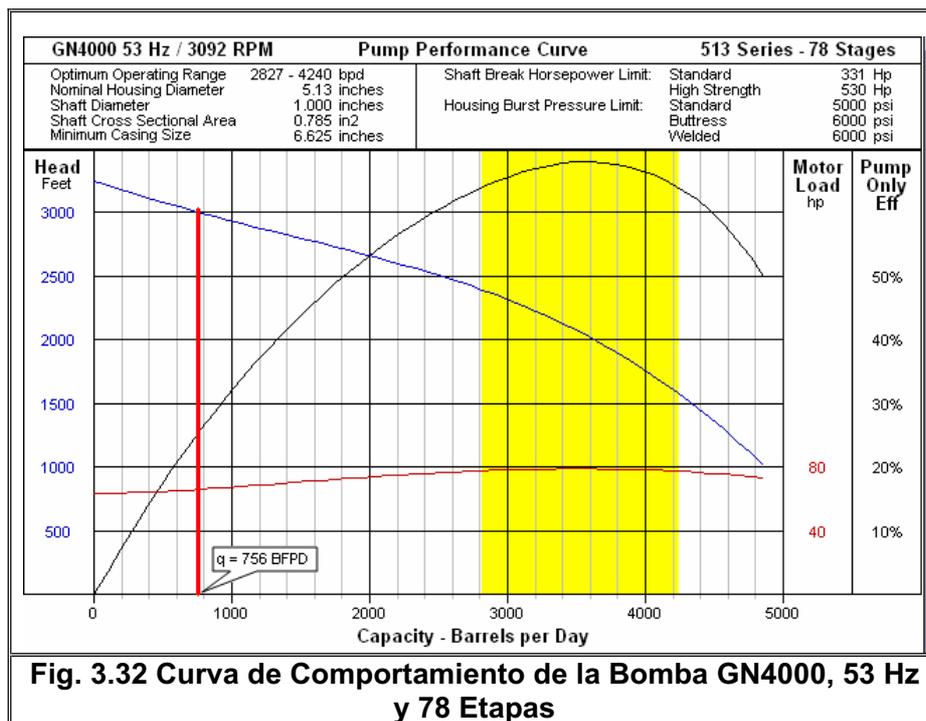
Condición del Paraíso 19 @ ago - 06			
q_t BFPD	q_o BPPD	$P_{succion}$ PSI	Frecuencia Hz
756	575	1422	53

Nota: La presión de succión indicada en la tabla es la leída del tablero de control, es decir es un parámetro medido por un sensor.



En la Figura 3.31 presentamos las condiciones a la profundidad de la bomba, considerando que la caída de presión se debe al incremento del daño (línea punteada). El flujo multifásico vertical no presenta obstrucciones y está en buenas condiciones.

Para realizar el análisis del funcionamiento de la bomba se ha considerado que el pozo esta produciendo con una bomba GN4000 de Reda, que es una bomba con características muy similares a la GC4100 de Centrilift. La bomba al trabajar a 53 Hz tiene un rango operativo de 2827-4240 BFPD, lo cual indica claramente que esta bomba esta trabajando a baja carga, implicando un desgaste por empuje descendente, como se lo indica la línea vertical roja trazada en la Figura 3.32. También se puede notar que la bomba esta trabajando a baja eficiencia.



Se ha realizado un análisis de la bomba con una frecuencia de 30 Hz, y se encuentra que al producir 756 BFPD la bomba aun continuaría sufriendo desgaste por baja carga, por estar fuera del rango operativo como se ve en la Figura 3.33 y en la Tabla 3.41, es decir la bomba esta sobredimensionada.

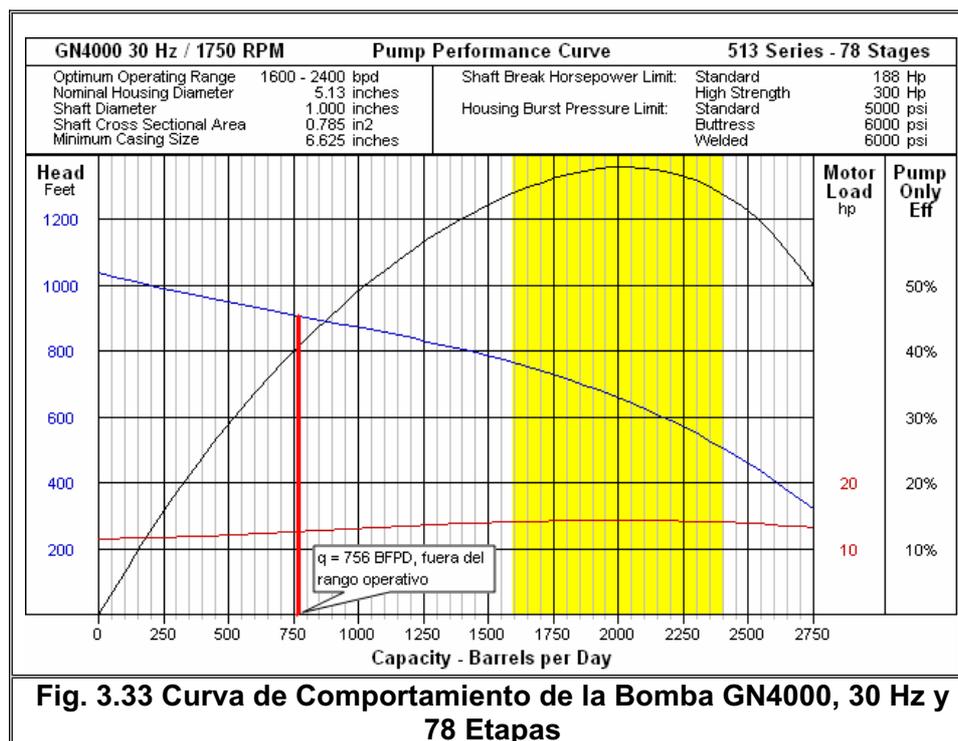


Tabla 3.41 Parámetros de Bomba GC4100 a diferentes frecuencias

Bomba @ 756 BFPD	GC 4100	
Hz	53	30
Rango operativo BFPD	2827-4240	1600-2400
Ef %	23	40
H (ft)	3000	900
N	78	78
HP (hp)	68	13

3.2.2.15 Paraíso 20

3.2.2.15.1 Historial del Paraíso 20

El pozo tiene una configuración direccional con una desviación máxima de 32°, está ubicado al este, aproximadamente a 500 metros de una falla norte-sur, fue perforado en una parte alta del anticlinal. Se completó inicialmente en marzo de 2005, se probó la arena HI (9578'-9594') y se realizó prueba de B'UP, obteniéndose una presión de reservorio de 4202 PSI, un IP de 3.4 bbl/PSI por lo cual se baja una bomba electro-sumergible, el pozo queda produciendo 3133 BPPD con 4% de BSW de HI.

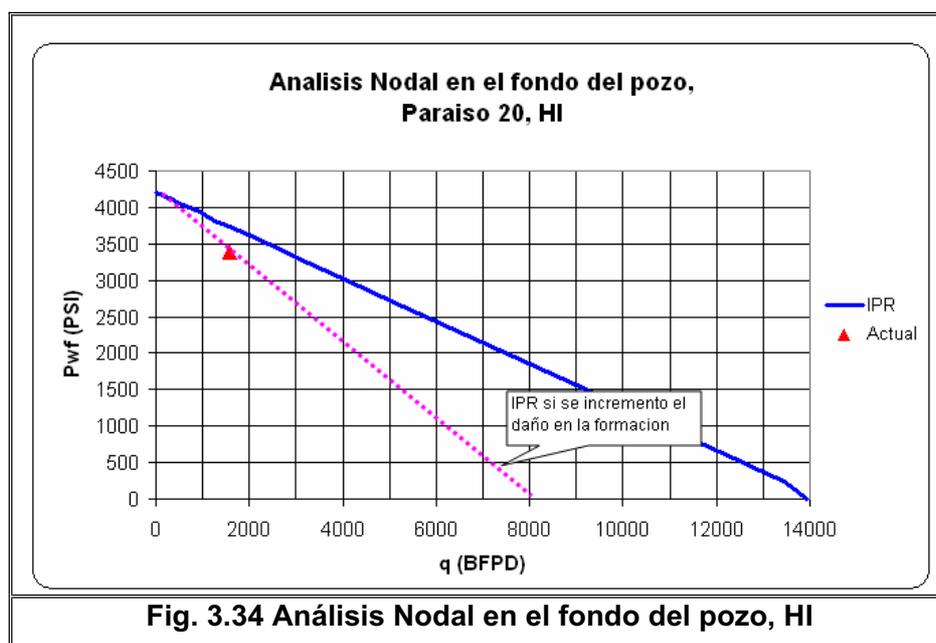
3.2.2.15.2 Análisis del Paraíso 20

Para determinar el punto de producción actual en el fondo del pozo, se toma la presión de succión de la bomba (leída en el tablero de control, Tabla 3.42), y se la pasa a condiciones de fondo de acuerdo al gradiente hidrostático y se grafica junto con la producción del fluido. De donde se encuentra que el punto de producción actual esta 300 PSI bajo la IPR, disminución que se atribuye a un daño en la formación como se indica en la Figura 3.34. El pozo esta produciendo bajo las siguientes condiciones.

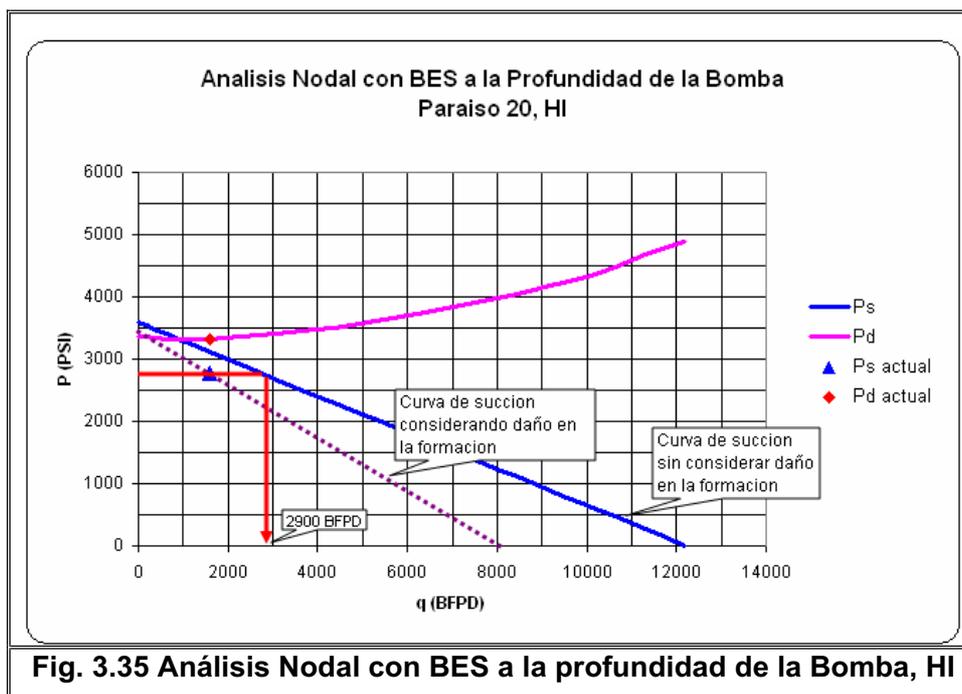
Tabla 3.42 Datos de producción de Paraíso 20

Condición del Paraíso 20 @ ago - 05			
q_t BFPD	q_o BPPD	$P_{\text{succión}}$ PSI	Frecuencia Hz
1596	638	2764	45.5

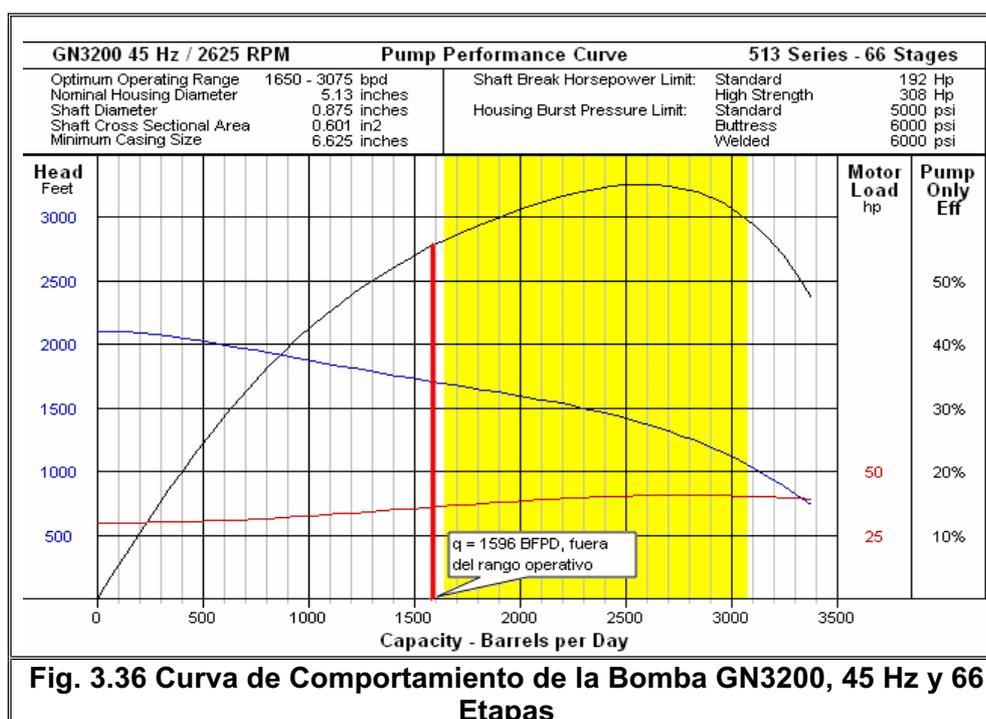
Nota: La presión de succión indicada en la tabla es la leída del tablero de control, es decir es un parámetro medido por un sensor.



En la Figura 3.35 se observa que el flujo multifásico vertical esta en buenas condiciones, y se puede ver también que a la presión de succión de 2764 PSI si el pozo no presentara la caída de presión, se recuperaría 2900 BFPD es decir 1300 BFPD mas de lo producido actualmente.



La bomba eléctrica-sumergible esta trabajando con 45 Hz, como se observa en la Figura 3.36 y en la Tabla 3.42, pero al trabajar con este valor se determina que esta fuera del rango operativo de la bomba y por tanto esta sufriendo un desgaste por baja carga. En la Tabla 3.42 también se presenta las condiciones bajo las cuales trabajaría la bomba en caso de disminuir la frecuencia a 30 Hz.



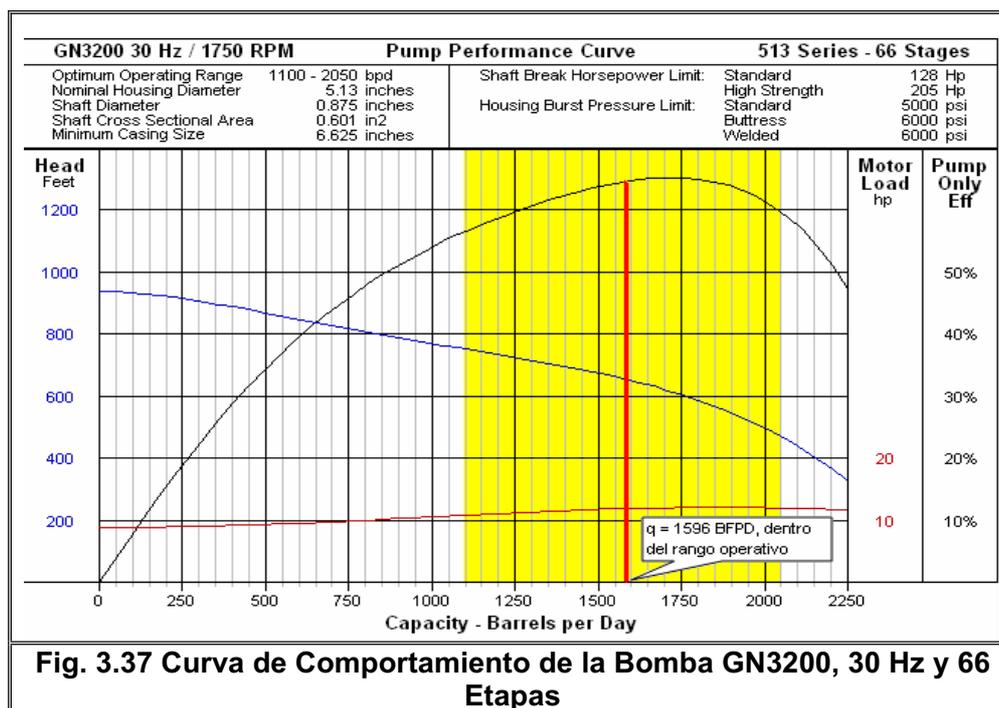


Tabla 3.42 Parámetros Bomba GN3200 a diferentes frecuencias

Bomba @ 1596 BFPD	GN 3200	
Frecuencia Hz	45	30
Rango operativo(BFPD)	1650-3075	1100-2050
Ef %	56	64
H (ft)	1600	1380
N	66	66
HP (hp)	27	12

3.2.2.16 Paraíso 21

3.2.2.16.1 Historial del Paraíso 21

El pozo tiene una configuración direccional, con una desviación máxima de 24.6°, fue completado inicialmente en abril de 2005, probándose con bombeo electrosumergible las arenas Napo T, y Napo U, que solo aportó agua como se ve en la Tabla 3.43. En Mayo de 2005 se cambia a bombeo hidráulico para probar las arenas por un tiempo mayor, pero el aporte es muy bajo, se toma prueba de B'UP a la arena U, determinándose una presión de reservorio de 3030 PSI, un IP de 0.0412 bbl/día/PSI y un daño de 6.3, el pozo queda cerrado. En Julio de 2005 se

recañonea con disparos de alta penetración la arena U, pero se tiene bajo aporte, por lo cual se dispara arena Hollín (9582'-9588'; 9592'-9595'; 9603'-9607'; 9615'-9624', TVD), con 360 BPPD y 40% de BSW, en agosto de 2005 se realiza prueba de B'UP a Hollín obteniéndose una presión de reservorio de 3644 PSI, un IP de 0.375 PSI/bbl, y se encontró un daño de 23.3.

Tabla 3.43 Pruebas de producción en Paraíso 21

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BFPD	BPPD	BSW %	Método
T	9836'-9858'	03-Abr-05	240	187	22	
T	9836'-9858'	04-Abr-05	192	75	61	BH
U	9590'-9610'	10-Abr-05	250	0	100	BES
T	9836'-9858'	21-May-05	48	0	100	BHJ
U	9590'-9610'	27-May-05	72	22	70	BHJ
U	9590'-9610'	13-Jul-05	192	135	30	BHJ
Hollín	9998'-10004' 10008'-10012' 10019'-10023' 10032'-10040'	18-Jul-05	600	360	40	BHJ

Nota: Todas las profundidades de Tabla 3.43 están dadas en profundidad medida (MD)

3.2.2.16.2 *Análisis del Paraíso 21*

En el pozo cuando recién se cambio de zona productora se tuvo una producción significativa de hidrocarburo, pero esta producción va declinando hasta que se cierra el pozo por bajo aporte (menor a 50 BPPD) y para ahorrar fluido motriz, por lo cual es posible que se tenga un a daño mecánico en el pozo, o a su vez que haya incrementado el daño a la formación.

En el pozo no se presenta el análisis con bombeo electro-sumergible debido a que la producción de este pozo no justifica bajar este sistema de producción.

3.2.2.17 **Paraíso 22**

3.2.2.17.1 *Historial del Paraíso 22*

El pozo fue completado en Abril de 2005, tiene una configuración direccional, con un ángulo máximo de desviación de 24.6°, se probó y evaluó con Bombeo electro-sumergible la arena Hollín, en poco tiempo incrementa el BSW a 95% como se ve en la Tabla 3.44 por lo cual en septiembre de 2005 se realiza cementación forzada a Hollín para detener incremento de BSW, pero los resultados no son

satisfactorios, por lo cual se dispara arena U y se prueba con bombeo hidráulico, pero el pozo no aporta, se bajó elementos de presión para tomar prueba de B'UP, pero quedan pescados, el pozo queda cerrado esperando pesca de elementos de presión.

Tabla 3.44 Pruebas de Producción del Paraíso 22

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	Pc	BFPD	BPPD	BSW %	API	Método
Hollín	9796'- 9804'	13-May-05	15	1248	1123	10	22.7	BES
Hollín	9796'- 9804'	14-May-05	35	1032	939.1	9	22.9	BES
Hollín	9796'- 9804'	01-Ago-05	40		55	95	22.9	BES
U	9338'-9342' 9352'-9361' 9378'-9382' 9386'-9392'	25-Sep-05	10	24	24	0		BHJ

Debido a que no se tienen datos de presión disponibles para hacer un análisis del reservorio, y a que la prueba de producción indica que se tiene un pozo con muy baja capacidad de producción, no se realiza propuesta técnica para cambio de sistema de levantamiento en este pozo.

3.2.2.18 Paraíso 23

3.2.2.18.1 Historial del Paraíso 23

El pozo tiene una configuración direccional, con un ángulo máximo de desviación de 22°, fue completado en Julio de 2005, y se probó la arena HI (Tabla 3.45). Se toma prueba de B'UP determinándose una presión de reservorio de 4210 PSI, IP de 1.45 bbl/PSI y una caída de presión por daño de 68 PSI.

Tabla 3.45 Pruebas de Producción del Paraíso 23

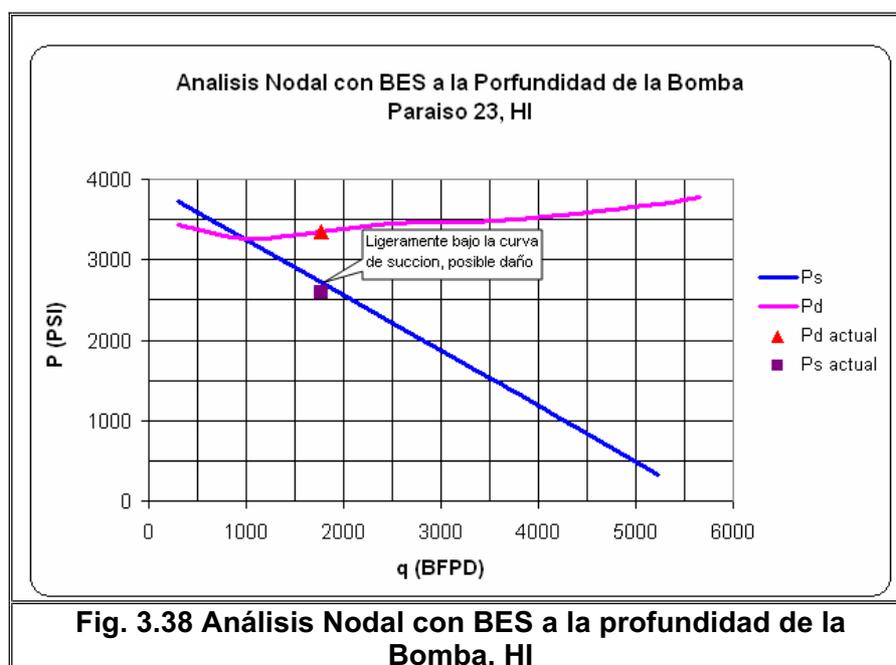
Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BFPD	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9780'-9800'	24-Jul-05	912	912	0	28	FN
HI	9780'-9800'	28-Jul-05	1584	1394	12	28	BES

3.2.2.18.2 Análisis del Paraíso 23

El pozo queda produciendo con bombeo electro-sumergible con las siguientes condiciones.

Tabla 3.46 Datos de Producción del Paraíso 23

Condición del Paraíso 23 @ oct-05			
q_t BFPD	q_o BPPD	$P_{\text{succión}}$ PSI	Frecuencia Hz
1772	1763	2598	56

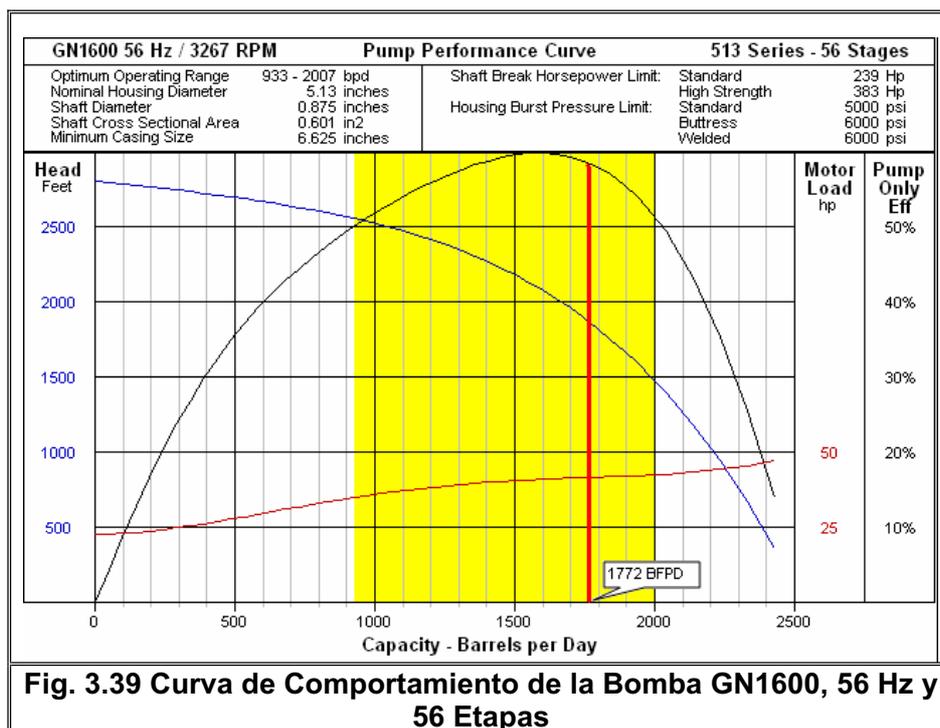


Del análisis de la producción de este pozo se tiene que no se tiene restricciones en el flujo multifásico vertical, ya que la caída de presión es normal, mas bien se encuentra una ligera caída de la presión de succión, la cual podría indicar que a incrementado el daño a la formación (Fig. 3.38).

De acuerdo a la Figura 3.39 se tiene que la bomba esta operando casi a su máxima eficiencia, bajo las siguientes condiciones.

Tabla 3.47 Parámetros actuales de la Bomba GN1600

Bomba @ 1770 BFPD	GN 1600
Frecuencia (Hz)	56
Rango operativo BFPD	933 - 2007
Ef %	58
H (ft)	2500
N	56
HP (hp)	54



3.2.3 ANÁLISIS TECNICO EN EL CAMPO BIGUNO

3.2.3.1 Biguno 01

3.2.3.1.1 Historial del Biguno 01

El pozo esta ubicado en una parte baja de la estructura, tiene una configuración vertical, fue completado inicialmente en diciembre de 1994, se probaron con bombeo hidráulico las arenas: HS, T, la Caliza "B" (CB), U Inferior, U superior con 100% de BSW por lo que se la deja con tapón balanceado, se probó finalmente Basal Tena (BT) como se detalla en Tabla 3.48, en diciembre de 1994 se realiza prueba de presión a BT, obteniéndose una presión de reservorio de 3460 PSI, IP de 0.53 bbl/PSI, y un daño de 30.2.

El pozo queda produciendo de la Caliza B hasta marzo de 1998 donde se cambia a la arena U por bajo aporte de CB, en marzo de 1999 se realiza tratamiento químico a arena U, con HCl al 15% a los punzados incrementando la producción de 107 a 194 BPPD con 7.5% de BSW, en abril de 2004 se cambia a Basal Tena (BT) con una producción de 339 BPPD y 50.2% de BSW, el pozo queda

produciendo de BT. Durante reacondicionamiento queda un pescado: *packer*, un XO, y medio tubo; por lo cual se asienta CIBP a 9188', quedando aislada la Caliza B, y las otras formaciones productoras (Ver Anexo N° 4).

Tabla 3.48 Pruebas iniciales de producción del Biguno 01

Arena	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método
HS	9530'-9556'	1-Oct-94	0	100		BH
Ti	9383'-9405'	31-Oct-94	0	100		BH
Ts	9334'-9358'	08-Nov-94	0	100		BH
CB	9300'-9310'	11-Nov-94	323	4	37.5	BH
Ui	9136'-9141' 9146'-9158'	14-Nov-94	245	15	23.5	BH
Us	9088'-9107' 9116'-9122'	24-Nov-94	0	0	0	BH
BT	8428'-8440'	26-Nov-94	184	87	26.6	BH
BT	8428'-8440'	14-Dic-94	552	50	26.6	BH

3.2.3.1.2 *Análisis del Biguno 01*

El pozo esta produciendo con bombeo hidráulico tipo Jet de Basal Tena (BT), a continuación se presenta la condición del pozo.

Tabla 3.49 Datos de producción en BT del Biguno 01

Condición del Biguno 01 @ oct - 05				
q_{iny} BIPD	q_{sc} BFPD	q_o BPPD	P_{iny} PSI	P_{wf} PSI
1340	292	182	3800	55

Con el objetivo de hacer el análisis nodal de este pozo en BT, hemos tomado como referencia los datos del B'UP tomado en diciembre de 1994 (Anexo N° 3), y al graficar el punto de producción actual sobre la IPR se nota una caída de presión de 2400 PSI aproximadamente (Fig. 3.39), tal diferencia puede ser dada por dos factores: una disminución de presión del reservorio, y/o un incremento del daño a la formación. Se tiene una disminución de la producción gradual, la cual se podría atribuir al daño en la formación, el cual pudo haber incrementado debido a la emulsión que se forma entre el petróleo y el agua producida por esta arenisca, también podría existir un taponamiento en las perforaciones. Además es posible que la presión del reservorio haya declinado debido a que en la prueba de presión se encontró un yacimiento pequeño, en el reservorio de BT se tiene 647,944 Bbl

en reservas remanentes a diciembre de 2004, donde ya se había producido un total de 34,567 Bbl (Tabla 1.2).

Es posible que el pozo presente una curva IPR semejante a la línea entrecortada que se indica en la Figura 3.40; sin embargo esto es solo una asunción, ya que no se tiene un historial de presión de BT en ningún pozo y no es posible correlacionar, motivo por el cual no se puede hacer un análisis del sistema actual, ni presentar una propuesta técnica en el pozo.

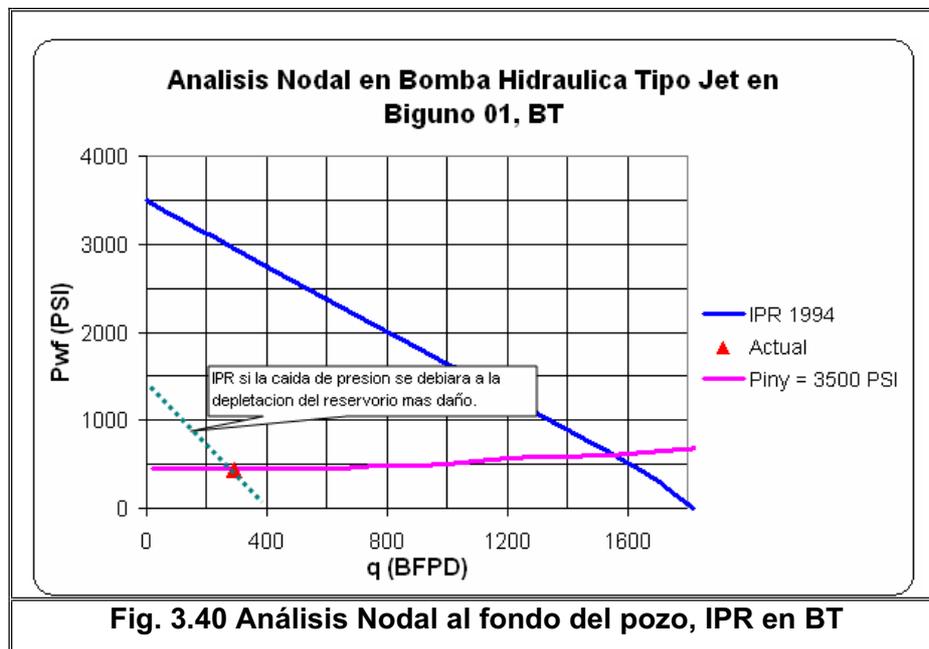


Fig. 3.40 Análisis Nodal al fondo del pozo, IPR en BT

3.2.3.2 Biguno 02

3.2.3.2.1 Historial del Biguno 02

El pozo tiene una configuración direccional, con un ángulo de desviación máximo de 30.7°, fue completado inicialmente en marzo de 2005, probándose la arenisca U inferior, el pozo queda completado con bomba electro-sumergible, con una producción de 727 BPPD y 2% de BSW en septiembre de 2005, en octubre de 2005 manejando la misma frecuencia en la bomba se tiene una disminución de producción del 96%.

Tabla 3.50 Pruebas iniciales de producción en Biguno 02

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BFPD	BPPD	BSW %	API	Método
U	9118'-9138'	23-Sep-05	742	727	2	19.6	BES
U	9118'-9138'	31-Oct-05	93.6	84	10	23.9	BH

3.2.3.2.2 *Análisis del Biguno 02*

El pozo esta produciendo de la arena U con bombeo electro-sumergible. En la Tabla 3.51 se presentan los datos de producción para el Biguno 02.

Tabla 3.51 Datos de producción en Biguno 02 en U

Condición del Biguno 02 @ ago - 05			
q _t BFPD	q _o BPPD	P _{succión} PSI	Frecuencia Hz
190	188	916	62

Como se observa en la Tabla 3.51 el pozo ha declinado su producción, lo cual puede ser a causa de una alta disminución en la presión del reservorio, o un alto daño a la formación.

A pesar de que el Biguno 02 fue completado recientemente, ha sufrido una disminución drástica en la producción lo cual podría indicar que existe una obstrucción en la cara de la formación o a su vez que se tiene un reservorio depletado, la única manera de corroborar estas asunciones es mediante una nueva prueba de presión, por lo tanto al no disponer de las presiones del reservorio, y además por tener un pozo que ya fue probado con bombeo electro-sumergible y no dio resultados satisfactorios; no se realiza propuesta técnica para cambio de sistema de levantamiento artificial en este pozo.

3.2.4 ANÁLISIS TECNICO EN EL CAMPO HUACHITO

3.2.4.1 **Huachito 01**

3.2.4.1.1 *Historial del Huachito 01*

El Huachito 1 es un pozo vertical, ubicado en una de las partes mas altas del anticlinal, fue completado inicialmente en abril de 1995, y ha sido el único pozo en la estructura durante 10 años, inicialmente se probaron las areniscas: HI, HS, U, y

BT. En mayo de 1995 se toma prueba de B'UP a HI determinándose una presión de reservorio de 4409 PSI y un IP de 0.67 bbl/PSI. El pozo queda completado con bomba electro-sumergible para producir de HI, al año de producción incrementa el BSW a 90%, por lo cual en marzo de 1996 (WO #1) se asienta CIBP para aislar la parte inferior de HI, y se dispara en la misma arenisca nuevo intervalo mas arriba (9484'-9492'), logrando una producción de 851 BPPD y 0.5% de BSW, en esta intervención se evaluó HS sin éxito. Se toma prueba de B'UP a HI en este nuevo intervalo, encontrando una presión de reservorio de 4010 PSI, un IP de 0.53 bbl/día/PSI.

Tabla 3.52 Pruebas de producción del Huachito 01

Yacimiento	Intervalo:	Fecha:	BPPD	BSW %	API	Método
HI	9504'-9514'	29-Mar-95	508	8	26.9	FN
HS	9454'-9464'	05-Abr-95	1191	32	26	BHJ
HI	9504'-9514'	11-Abr-95	1296	10	26.9	BHJ
U	9046'-9054' 9090'-9098'	12-Abr-95	541	3	21.2	BHJ
BT	8386'-8400'	16-Abr-95	665	1	13.3	BHJ
HI	9504'-9514'	04-Mar-96	95	90	18	BES
W.O. # 01 27-Mar-96						
HI	9484'-9492'	22-Abr-96	851	0.5	26.6	BES
HI	9484'-9492'	27-Mar-97	688	10		BES
HI	9484'-9492'	02-Abr-97	Bomba REDA off			BES

En abril de 1997 se repara bomba eléctrica-sumergible, y se limpia con solventes el fondo del pozo debido a que por baja carga la bomba se apagaba, con esta intervención química se logra recuperar la producción. En septiembre de 1999 se toma B'UP a HI, obteniéndose una presión de reservorio de 3933 PSI, una IP de 0.1 bbl/día/PSI, un daño de 5.6; es decir se tiene una disminución de la productividad de HI. En octubre de 1999 se cambia de zona a HS incrementando la producción de 178 BPPD a 431 BPPD con 30% de BSW; quedando aislada con CIBP la arena HI.

En mayo de 2002 se repara bomba electro-sumergible y se evalúan HS, T, U, BT. Se redispara T y U, pero T no da buenos resultados; el pozo queda produciendo de HS con 221 BPPD y 45% de BSW. En mayo de 2003 se cambia de zona productora, y se prueba T con 91 BPPD y 27% de BSW, U con 358 BPPD y 4.6%

de BSW. Queda produciendo de la arena U, y se aísla con CIBP arena T. En mayo de 2005 se realiza B'UP en la arena U, determinándose una presión de reservorio de 3528 PSI y una IP de 0.28 bbl/día/PSI, un daño de -0.88, es decir ligeramente estimulado.

3.2.4.1.2 Análisis del Huachito 01

El pozo esta produciendo de U, con una bomba electro-sumergible, (DN450), y en fondo se tiene instalado un separador de gas; a continuación se presenta los datos de producción.

Tabla 3.53 Datos de producción del Huachito 01

Condición del Huachito 01 @ oct – 05			
q _t BFPD	q _o BPPD	P _{succión} PSI	Frecuencia Hz
109	108	-	60

Nota: En la Tabla no se presenta valor de presión de succión debido a que el sensor de presión de fondo esta dañado y no se dispone de una presión medida.

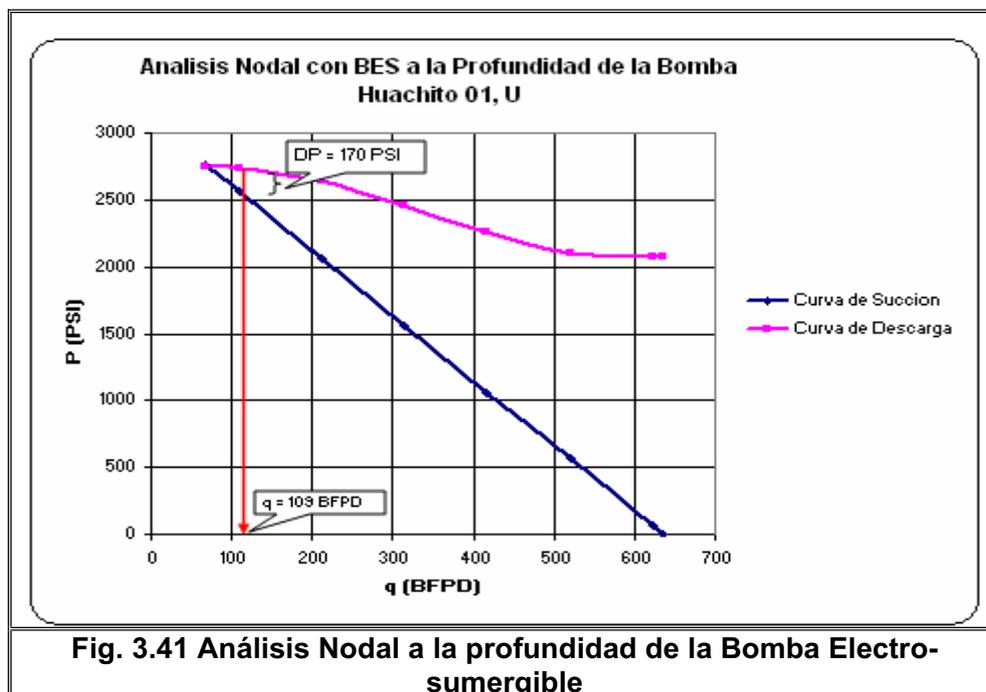
Tabla 3.54 Parámetros comparativos de la bomba DN450 a diferentes caudales

Bomba	DN 450	
	Frecuencia (Hz)	60
Q (BFPD)	109	417
Rango operativo (BFPD)	100 - 550	100 - 550
Ef %	19	49
H (ft)	8600	6000
N	306	306
HP (hp)	37	39

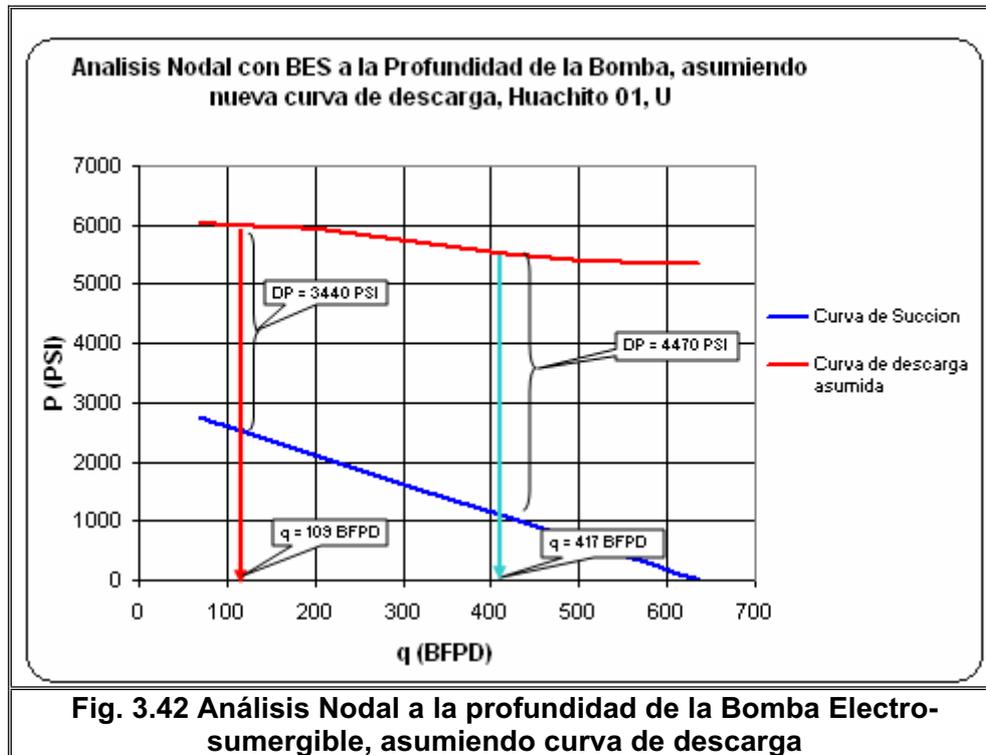
Del análisis del sistema actual se tiene que la bomba esta operando a baja eficiencia de acuerdo al caudal que produce, ya que es muy probable que exista una alta obstrucción en el flujo multifásico vertical, lo cual hace que disminuya la presión de cabeza, e incremente la presión de descarga de la bomba, requiriendo un mayor levantamiento por etapa. En el pozo Huachito 1 en superficie (tablero de control) no se tiene datos de presión de succión de la bomba por lo cual no se tiene absoluta certeza de que exista dicha obstrucción. También es posible que se tenga una disminución de la presión de reservorio, aunque esto se descarta debido a que la prueba de presión fue tomada recientemente, es decir se tiene

datos actualizados. En la segunda columna de la Tabla 3.54, se presenta los parámetros con los que esta trabajando la bomba, y en la tercera columna se presenta los parámetros con los cuales trabajaría si estuviera operando a su eficiencia máxima, es decir si no existieran obstrucciones en el flujo multifásico.

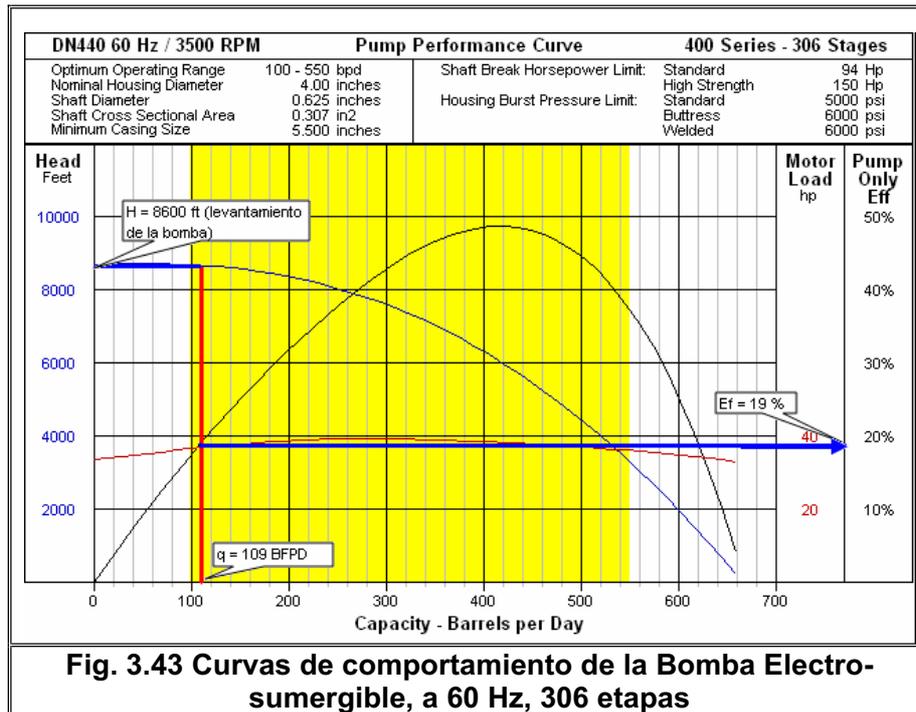
En la Figura 3.41 se realiza un análisis a la profundidad de la bomba eléctrica-sumergible, en donde al ingresar con el caudal de producción actual (109 BFPD), se observa que la bomba estaría incrementando la presión del fluido en 170 PSI, sin embargo, por otro lado al ingresar en el grafico de la bomba (Fig. 3.43), se encuentra que la bomba esta generando un levantamiento de 8600 pies, que es equivalente a dar un incremento de presión de 3440 PSI (Ec. 2.11) desde la succión hasta la descarga, motivo por el cual se deduce que en este pozo se tiene una alta obstrucción en el flujo multifásico vertical. Por este motivo se asume que existe una mayor pérdida de presión en el flujo multifásico a partir de la descarga de la bomba hasta superficie, por lo cual en la Figura 3.42 se asume una nueva curva de descarga de la bomba.



En la Figura 3.42 también se hace un grafico para el caso de producir 417 BFPD, y se representa también el la variación de presión que debe generar la bomba para producir este caudal asumiendo la nueva curva de descarga.



De acuerdo a las condiciones del sistema (frecuencia, número de etapas, levantamiento por etapa, presión de cabeza), para que la bomba trabaje a su eficiencia máxima debe levantar 417 BFPD, lo cual sería equivalente a tener una presión de succión de 1063 PSI, que representa 1500 PSI de presión de fondo fluyente, con este valor estaríamos produciendo bajo la presión de burbuja, sin embargo esto no es un impedimento debido a que la completación de fondo presenta un separador de gas, como se indicó anteriormente. Para producir este caudal de 417 BFPD se debe primero identificar la causa de la disminución de producción, y si se comprueba que se trata de una obstrucción, se debe limpiar la tubería para recuperar producción, e incrementar la eficiencia de la bomba. También es posible que la bomba esté taponada por escala o parafina, o a su vez que exista una emulsión agua petróleo, la cual disminuya su eficiencia.



3.2.4.2 Huachito 02

3.2.4.2.1 Historial del Huachito 02

El pozo fue completado inicialmente en junio de 2005, se prueba arenisca U, se toma prueba de B'UP a U, obteniéndose una presión de reservorio de 3183 PSI, un IP de 1.5 bbl/PSI, un daño de -0.5; se baja completación para producir por bombeo electro-sumergible, (bomba GN1300).

3.2.4.2.2 Análisis del Huachito 02

El pozo esta produciendo de la arena U con bombeo electro-sumergible. A continuación se presenta la condición actual del pozo.

Tabla 3.55 Datos de producción de Huachito 02

Condición del Huachito 02 @ oct - 05			
q _t BFPD	q _o BPPD	P _{succión} PSI	Frecuencia Hz
972	968	1115	62.5

Nota: La presión de succión indicada en la tabla es la leída del tablero de control, es decir es un parámetro medido por un sensor.

CAPITULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

4.1 ANÁLISIS TECNICO

El objetivo principal de este proyecto es incrementar la producción de los Campos Paraíso, Biguno y Huachito mediante el cambio del sistema de levantamiento artificial, lo cual implica una inversión inicial considerable, por lo que se determina cual sería la rentabilidad económica. En el presente proyecto se consideran dos propuestas que se presentan en las Tablas 4.2 y 4.3 las cuales son basadas en el análisis técnico de cada uno de los pozos y las probabilidades de que estos pozos respondan a las proyecciones realizadas, además se realiza un análisis económico en caso de que en los pozos no se realice cambio de sistema de producción, es decir continúen produciendo el mismo caudal (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Producción de los pozos seleccionados con el Sistema de Levantamiento Actual

ACTUAL					
Pozos	Arena	% BSW	Qt BFPD	qo BPPD	Método
Paraíso 1	HS	34.41	462	303	BH
Paraíso 3	HS	10.41	288	258	BH
Paraíso 6	HS	1.09	366	362	BH
Paraíso 7	U	3.90	142	136	BH
Paraíso 10	T	7.29	96	88	BH
Paraíso 12	HS	10.41	192	172	BH
TOTAL				1319	

En la Propuesta N° 1 se considera el cambio de sistema de levantamiento artificial en seis pozos, la selección de estos pozos se basa en el incremento determinado en la propuesta técnica analizada en el capítulo anterior, en esta propuesta se asume que el Paraíso 7 disminuyó su producción debido a un alto daño a la formación y que al remover el daño se recuperaría el 50% de lo proyectado con la IPR, es decir de lo estimado en el Capítulo 3 para el Paraíso 7 en la Tabla 3.1, $q_o = 384$ BPPD, se tendría una producción de 192 BPPD como se indica en la Tabla 4.2, donde se presenta la producción considerando el incremento.

Tabla 4.2 Pozos seleccionados y Producción Proyectada para la Propuesta N° 1

PRODUCCION PROYECTADA						
Pozos	Arena	Qt BFPD	qo BPPD	Método	qo ganado BPPD	% Incremento
Paraíso 1	HS	730	479	BES	176	58
Paraíso 3	HS	370	331	BES	73	28
Paraíso 6	HS	535	529	BES	167	46
Paraíso 7	U	200	192	BES	56	41
Paraíso 10	HS	180	170	BES	82	93
Paraíso 12	HS	550	493	BES	321	186
TOTAL			2194		875	66.347

La Propuesta N° 2 considera los pozos en los cuales se tiene mayor certeza de que producirán el caudal proyectado, es decir en aquellos que la curva IPR no ha sufrido una gran variación, y además los pozos que presentan un mayor porcentaje incremental de producción de hidrocarburo, además para esta propuesta se toma en cuenta las consideraciones en base a la observación en campo de los pozos, realizada por el departamento de producción de SIPEC S. A., por lo cual se descarta el Paraíso 07 y el Paraíso 03.

Tabla 4.3 Pozos seleccionados y Producción Proyectada para la Propuesta N° 2

PRODUCCION PROYECTADA						
Pozos	Arena	Qt BFPD	qo BPPD	Método	qo ganado BPPD	% Incremento
Paraíso 1	HS	730	479	BES	176	58
Paraíso 6	HS	535	529	BES	167	46
Paraíso 10	HS	180	170	BES	82	93
Paraíso 12	HS	550	493	BES	321	186
TOTAL			1671		746	80.6

De acuerdo a las Producciones Proyectadas se tendría un incremento total de producción diario de 875 BPPD para la Propuesta N° 1, en un tiempo de 150 días; mientras que para la Propuesta N° 2 se tendría un incremento total de producción diario de 746 BPPD, en un tiempo de 40 días.

En cualquiera de los casos (Propuesta N° 1 o Propuesta N° 2), se requiere la implementación de un generador, el cual sería ubicado en la plataforma del Paraíso 12, donde están los otros generadores, para determinar el generador a

instalarse se toma en cuenta la potencia requerida por cada pozo propuesto, en la Tabla 4.4 y 4.5 se detallan estos valores, asumiendo que en cada pozo se instalara la bomba que mayor potencia requiere, y considerando un 30% de seguridad, se determina que para la Propuesta N° 1 se requiere un generador de alrededor de 322 Kw, mientras que para la Propuesta N° 2 se requiere un generador de alrededor de 228 Kw.

Tabla 4.4 Potencia requerida por pozo en Propuesta N° 1

Pozo	Bomba	Potencia (HP)	Kw
Paraíso 01	DN650	62	46
Paraíso 03	DN440	52	39
Paraíso 06	DN525	69	51
Paraíso 07	DN280	45	34
Paraíso 10	DN280	39	29
Paraíso 12	AN550	65	48
30% Seguridad		100	74
TOTAL		432	322

Tabla 4.5 Potencia requerida por pozo en Propuesta N° 2

Pozo	Bomba	Potencia (HP)	Kw
Paraíso 01	DN650	62	46
Paraíso 06	DN525	69	51
Paraíso 10	DN280	39	29
Paraíso 12	AN550	65	48
30% Seguridad		71	53
TOTAL		306	228

4.2 ANÁLISIS ECONOMICO

El análisis económico se realizó para un periodo de vida de la BES de 790 días, debido a que SIPEC S. A. tiene un convenio con la compañía dueña de las bombas electro-sumergibles, para que si se requiere hacer reacondicionamiento por falla de la bomba antes de este tiempo, los gastos corren por cuenta de dicha compañía.

Para realizar el presente análisis hemos tomado las siguientes consideraciones:

- El tiempo estimado de reacondicionamiento para cambiar de sistema de levantamiento artificial se considera será de 10 días (fuente: Departamento de Producción SIPEC S. A.).
- Se considera utilizar la energía generada en la locación del pozo Paraíso 12, con la implementación de un nuevo generador en esta misma locación.
- En el Campo Paraíso se tiene tendido de cable hasta el pozo Paraíso 08, por lo cual a partir de este punto se considera la longitud de cable requerido para alimentar energéticamente a los pozos para las propuestas presentadas (interconexión).
- Todos los costos estimados para los reacondicionamientos han sido entregados por SIPEC S. A., y su fuente es confidencial.
- El análisis económico se lo realiza por periodos de 10 días, en un total de 79 periodos, (tiempo de garantía de la bomba electro-sumergible).
- Se estima un porcentaje de contingencias igual al 10%.
- Se estima una tasa de actualización anual de 14% (tasa de actualización mensual igual a 1.1%, tasa de actualización por periodo igual a 0.35%) de acuerdo a lo estimado en SIPEC S. A.
- No se considera depreciación contable de los equipos por cuanto no intervienen los impuestos fiscales.
- En el costo operativo no está incluido el costo de reparación de los pozos en el evento de que algunos de éstos se paren antes del tiempo previsto para su reacondicionamiento. Se estima un costo operativo de USD 1.60 por barril para los pozos que producen por bombeo electro-sumergible, y de USD 2.37 a los pozos que producen por bombeo hidráulico. (Fuente: SIPEC S. A.).
- De acuerdo con los historiales de producción se estima una declinación de producción del 20% anual. Por lo cual para el proyecto se establece una declinación mensual de 1.67%, siendo el período mensual considerado equivalente a 30.4 días.
- Para el caso de que los pozos continúen produciendo con bombeo hidráulico, se considera que cada cuatro meses el pozo debe ser intervenido para cambio de bomba hidráulica (sin torre de reacondicionamiento), determinándose un

costo aproximado de USD 15,000 por intervención. (Fuente: Departamento de Producción, SIPEC S. A.).

- El precio de venta del petróleo producido por los Campos Paraíso, Biguno y Huachito se considera de 50.00 USD./bbl. No se considera devaluación monetaria durante el proyecto. (Fuente: SIPEC).
- De acuerdo al departamento de Producción de SIPEC S. A., se considera que cada dos años se realiza reacondicionamiento con torre en los pozos que producen por bombeo hidráulico.
- Para hacer la comparación económica de las propuestas presentadas con el sistema de producción actual, se asume que para el periodo cero los pozos que producen mediante bombeo hidráulico deben entrar en reacondicionamiento.
- Se considera que cada pozo empieza a producir inmediatamente después de su reacondicionamiento, es decir se considera que en la locación de cada pozo se tiene las facilidades necesarias para la producción.
- Para el análisis económico se tomará en cuenta los indicadores: Tasa Interna de Retorno, y el Valor Actual Neto.
- De la producción total de SIPEC S. A. el 73% le corresponde al Estado Ecuatoriano, es decir el 27% de la recuperación de hidrocarburo generará la ganancia para este proyecto, por lo tanto los cálculos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del Valor Actual Neto (VAN), se los realizó considerando el 27% del precio del barril de petróleo, que corresponde al ingreso por venta del hidrocarburo para SIPEC S. A.

El cronograma de actividades se presenta en las Tablas 4.6 y 4.7, el orden de los pozos a ser reacondicionados se basa en la producción, es decir se inicia el trabajo en los pozos que tienen mayores expectativas de producción. En los cronogramas solo se presenta hasta el periodo 20, puesto que las condiciones a partir del periodo séptimo y quinto (Propuesta N° 1 y Propuesta N° 2 respectivamente), son iguales hasta llegar al periodo 79, es decir todos los pozos continúan produciendo.

Continuación de Tabla 4.7												
Paraíso 12												
Obra Civil	■											
Tendido de Cable	■											
Reacondicionamiento		■										
Produciendo												
Paraíso 01												
Obra Civil		■										
Tendido de Cable		■										
Reacondicionamiento			■									
Produciendo												
Paraíso 10												
Obra Civil			■									
Tendido de Cable			■									
Reacondicionamiento				■								
Produciendo												

Los costos estimados por reacondicionamiento para cambiar de sistema de levantamiento artificial se presentan en la Tabla 4.8, y los costos estimados para reacondicionamiento en los pozos que continúan produciendo por bombeo hidráulico se presentan en la Tabla 4.9.

Tabla. 4.8 Costos Estimados de Reacondicionamiento para Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial por Pozo

PARAÍSO 01		PARAÍSO 03	
Operación - Material	Costos \$ USD.	Operación - Material	Costos \$ USD.
Movilización de la Torre	10 000	Movilización de la Torre	10 000
Trabajo de la Torre (10días)	60 480	Trabajo de la Torre (10días)	60 480
Transporte	1 200	Transporte	1 200
Tablero	25 000	Tablero	25 000
Equipo BES	220 000	Equipo BES	220 000
Transformador	25 500	Unidad de Wire Line	3 000
Unidad de Wire Line	3 000	Transformador	25 500
Interconexión	9 080	Interconexión	98 760
Fluido de Completación	15 000	Fluido de Completación	15 000
Conector superficie	10 000	Conector superficie	10 000
Obras Civiles (Plataforma)	10 000	Obras Civiles (Plataforma)	10 000
Obra Mecánica	3 000	Obra Mecánica	3 000
Protectores de cable	25 000	Protectores de cable	25 000
Contingencias (+/- 10%)	41 726	Contingencias (+/- 10%)	50 694
	458 986		557 634

Continuación de Tabla 4.8

PARAÍSO 06		PARAÍSO 07	
Operación - Material	Costos \$ USD.	Operación - Material	Costos \$ USD.
Movilización de la Torre	14 000	Movilización de la Torre	10 000
Desmovilización de la Torre	10 000	Trabajo de la Torre (10días)	60 480
Trabajo de la Torre (10días)	60 480	Transporte	1 200
Transporte	1 200	Tablero	25 000
Tablero	25 000	Equipo BES	220 000
Equipo BES	220 000	Transformador	25 500
Transformador	25 500	Unidad de Wire Line	3 000
Unidad de Wire Line	3 000	Interconexión	4 360
Interconexión	4 000	Fluido de Completación	15 000
Fluido de Completación	15 000	Conector superficie	10 000
Conector superficie	10 000	Obras Civiles (Plataforma)	10 000
Obras Civiles (Plataforma)	10 000	Obra Mecánica	3 000
Obra Mecánica	3 000	Protectores de cable	25 000
Protectores de cable	25 000	Contingencias (+/- 10%)	41 254
Contingencias (+/- 10%)	42 618		453 794
	468 798		
PARAÍSO 10		PARAÍSO 12	
Operación - Material	Costos \$ USD.	Operación - Material	Costos \$ USD.
Movilización de la Torre	14 000	Movilización de la Torre	10 000
Trabajo de la Torre (10días)	60 480	Trabajo de la Torre (10días)	60 480
Transporte	1 200	Transporte	1 200
Equipo BES	220 000	Generador	180 000
Unidad de Wire Line	3 000	Equipo BES	220 000
Transformador	25 500	Unidad de Wire Line	3 000
Interconexión	26 360	Fluido de Completación	15 000
Fluido de Completación	15 000	Conector superficie	10 000
Conector superficie	10 000	Obras Civiles (Plataforma)	10 000
Obras Civiles (Plataforma)	10 000	Obra Mecánica	3 000
Obra Mecánica	3 000	Protectores de cable	25 000
Protectores de cable	25 000	Contingencias (+/- 10%)	53 768
Contingencias (+/- 10%)	41 354		591 448
	454 894		

Tabla. 4.9 Costos Estimados de Reacondicionamiento para continuar produciendo con Bombeo Hidráulico

PARAÍSO 01		PARAÍSO 03	
Operación - Material	Costos \$ USD.	Operación - Material	Costos \$ USD.
Movilización de la Torre	10 000	Movilización de la Torre	10 000
Trabajo de la Torre (3 días)	18 144	Trabajo de la Torre (3 días)	18 144
Transporte	120	Transporte	120
Fluido de completación	15 000	Fluido de completación	15 000
Unidad de Wire Line	3 000	Unidad de Wire Line	3 000
Contingencias (+/- 10%)	4 626	Contingencias (+/- 10%)	4 626
	50 890		50 890

PARAÍSO 06		PARAÍSO 07	
Operación - Material	Costos \$ USD.	Operación - Material	Costos \$ USD.
Movilización de la Torre	14 000	Movilización de la Torre	10 000
Desmovilización de la Torre	10 000	Trabajo de la Torre (3 días)	18 144
Trabajo de la Torre (3 días)	18 144	Transporte	120
Transporte	120	Fluido de completación	15 000
Fluido de completación	15 000	Unidad de Wire Line	3 000
Unidad de Wire Line	3 000	Contingencias (+/- 10%)	4 626
Contingencias (+/- 10%)	4 626		50 890
	50 890		

PARAÍSO 10		PARAÍSO 12	
Operación - Material	Costos \$ USD.	Operación - Material	Costos \$ USD.
Movilización de la Torre	14 000	Movilización de la Torre	10 000
Trabajo de la Torre (3 días)	18 144	Trabajo de la Torre (3 días)	18 144
Transporte	120	Transporte	120
Fluido de completación	15 000	Fluido de completación	15 000
Unidad de Wire Line	3 000	Unidad de Wire Line	3 000
Contingencias (+/- 10%)	5 026	Contingencias (+/- 10%)	4 626
	55 290		50 890

En las Tabla 4.10 y 4.11 se presenta el costo total, la producción a recuperarse y los días estimados para realizar los reacondicionamientos, en cada propuesta económica.

Tabla 4.10 Pozos a Intervenirse y Objetivo, Propuesta N° 1.

Pozo	Objetivo del Reacondicionamiento	Producción a Recuperarse BPPD	Costo Estimado USD	Tiempo de Reparación Días
Pso-6	Cambio de BH a BES	529	468 798	10
Pso-12	Cambio de BH a BES	493	591 448	10
Pso-1	Cambio de BH a BES	479	458 986	10
Pso-7	Cambio de BH a BES	192	453 794	10
Pso-3	Cambio de BH a BES	331	557 634	10
Pso-10	Cambio de BH a BES	170	454 894	10
TOTAL		2 194	2 985 554	60

Tabla 4.11 Pozos a Intervenirse y Objetivo, Propuesta N° 2

Pozo	Objetivo del Reacondicionamiento	Producción a Recuperarse BPPD	Costo Estimado USD	Tiempo de Reparación Días
Pso-6	Cambio de BH a BES	529	468 798	10
Pso-12	Cambio de BH a BES	493	591 448	10
Pso-1	Cambio de BH a BES	479	458 986	10
Pso-10	Cambio de BH a BES	170	454 894	10
TOTAL		1 671	1 974 126	40

El costo total de la Propuesta N° 1 se estima de USD. 2,985,554. La inversión se realiza con los montos estimados para cada reacondicionamiento en el orden que estos son propuestos por periodo durante dos meses consecutivos, y a los 160 días el proyecto presenta un flujo neto de caja actualizado positivo; mientras que para la Propuesta N° 2 se requiere de USD. 1,974,126, con los montos estimados para cada reacondicionamiento por periodo durante 40 días, y al cabo de 130 días se tendría un flujo neto de caja actualizado positivo, es decir se recuperaría la inversión, el costo de mantener la producción con el sistema de levantamiento actual es de USD. 325,142 con los montos estimados para cada reacondicionamiento cada tres días, durante 18 días consecutivos, y se tendría un flujo de caja actualizado positivo a los 30 días de iniciar los reacondicionamientos. El costo total y los parámetros del proyecto se presentan en la Tabla 4.12, 4.13 y 4.14.

Tabla 4.12 Análisis Económico del Proyecto, Propuesta 1

CAMPO	Número de pozos a repararse	COSTO (USD)	TIEMPO (días)	Producción estimada (BPPD)	
				Producción estimada (BPPD)	2 194
				Costo operativo (dólares/bbl)	1.80
				Declinación de producción (%/año)	20
Paraíso	6	2 985 554	60	Periodo considerado (días)	10
Huachito	0	0	0	Precio estimado de venta del crudo (USD)	50.00
Biguno	0	0	0	Trabajos por periodo/equipo	1
				Número de equipos propuesto	1
TOTAL	6	2 985 554	60	Tasa de actualización estimada periodo	0.0036

Tabla 4.13 Análisis Económico del Proyecto, Propuesta 2

CAMPO	Número de pozos a repararse	COSTO (USD)	TIEMPO (días)	Producción estimada (BPPD)	
				Producción estimada (BPPD)	1 671
				Costo operativo (dólares/bbl)	1.80
				Declinación de producción (%/año)	20
				Periodo considerado (días)	10
Paraíso	4	1 974 126	40	Precio estimado de venta del crudo (USD)	50.00
Huachito	0	0	0	Trabajos por periodo/equipo	1
Biguno	0	0	0	Número de equipos propuesto	1
TOTAL	4	1 974 126	40	Tasa de actualización estimada periodo	0.0036

Tabla 4.14 Análisis Económico con Bombeo Hidráulico

CAMPO	Número de pozos a repararse	COSTO (USD)	TIEMPO (días)	Producción estimada (BPPD)	
				Producción estimada (BPPD)	1 319
				Costo operativo (USD/bbl)	2.37
				Declinación de producción (%/año)	20
				Periodo considerado (días)	10
				Precio estimado de venta del crudo (USD)	50.00
Paraíso	6	325 142	18	Trabajos por periodo/equipo	3
				Número de equipos propuesto	1
TOTAL	6	325 142	18	Tasa de actualización estimada periodo	0.0036

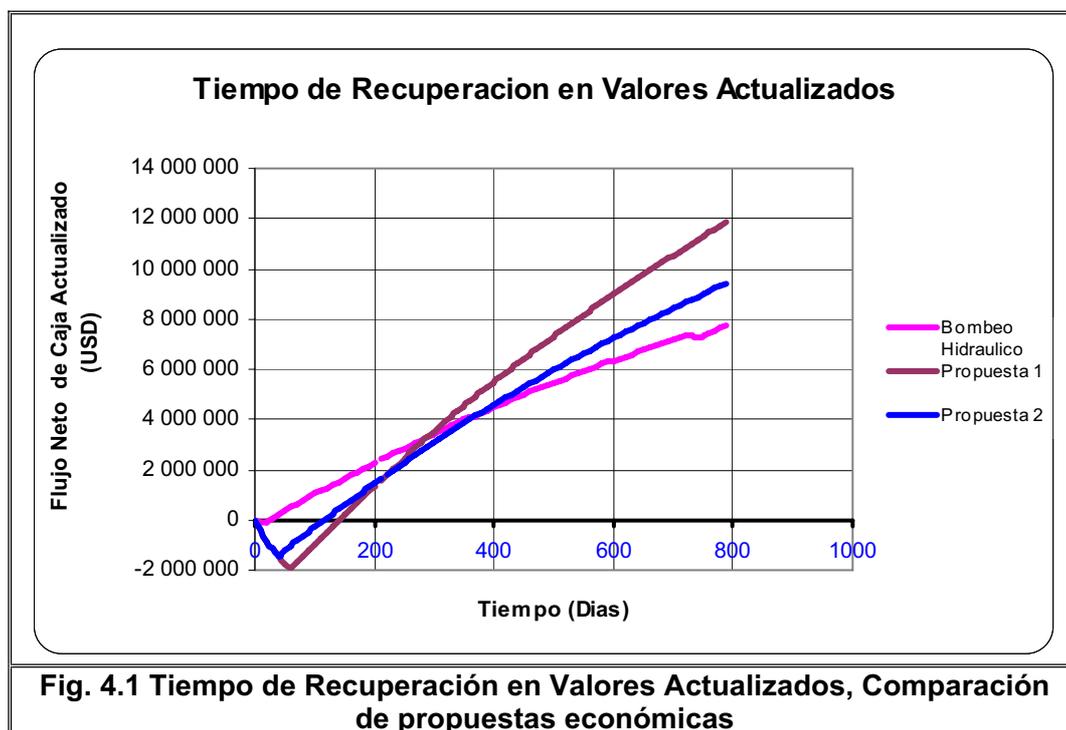
Al término de la evaluación económica, es decir a los 790 días, se tiene un valor actual neto de USD 11,861,022 para la Propuesta N° 1, para la Propuesta N° 2 se tiene un valor actual neto de USD 9,423,935 y para el caso de continuar produciendo con bombeo hidráulico se tiene un valor actual neto de USD. 7,704,872 (Tabla 4.15).

En la Figura 4.1 se puede visualizar el tiempo de recuperación de la inversión para cada caso, de donde se observa que si se continúa produciendo con bombeo hidráulico, después de realizar los reacondicionamientos, la recuperación del capital es casi inmediatamente, posterior a ésta se recupera la Propuesta N°

2, sin embargo se encuentra que a los 790 días el VAN de la Propuesta N° 1 es mucho mayor que el VAN de la Propuesta N° 2 y este a su vez es mayor que si se continua produciendo con bombeo hidráulico, es decir la Propuesta N° 2 presenta una ganancia de USD.1,719,063 con respecto al sistema actual mientras que la Propuesta N° 1 presenta una ganancia de USD. 4,156,150 con respecto al sistema actual. En las Figuras 4.2, 4.3 y 4.4 se presentan cuadros comparativos del VAN, TIR y la relación Beneficio/Costo.

Tabla 4.15 Comparación de Resultados de la Propuesta N° 1, Propuesta N° 2 y Sistema Actual

PROPUESTA	B. Hidráulico	No 1	No 2
TIR en (%)	105.40	9.48	10.89
VAN al 16% USD (total)	7 704 872	11 861 022	9 423 935
BENEFICIO/COSTO	3.8	3.3	3.5



En las tablas 4.16, 4.17 y 4.18 se presentan los resultados del análisis económico para la Propuesta N° 1, Propuesta N°2 y sistema actual respectivamente.

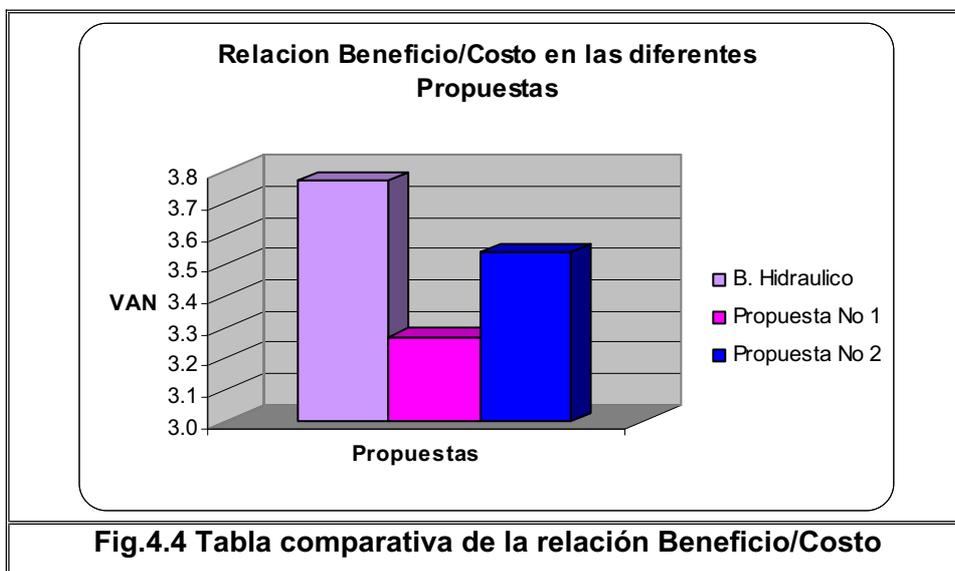
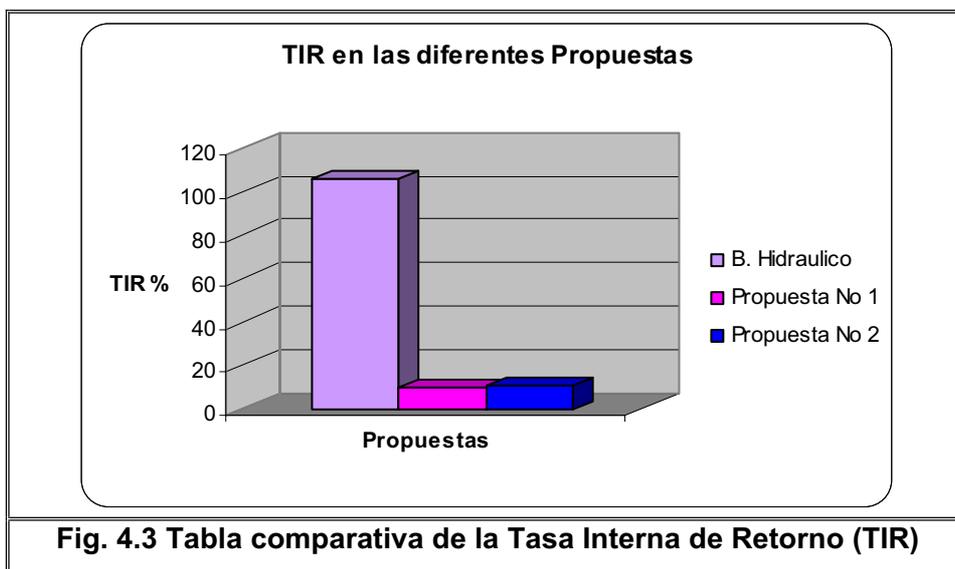
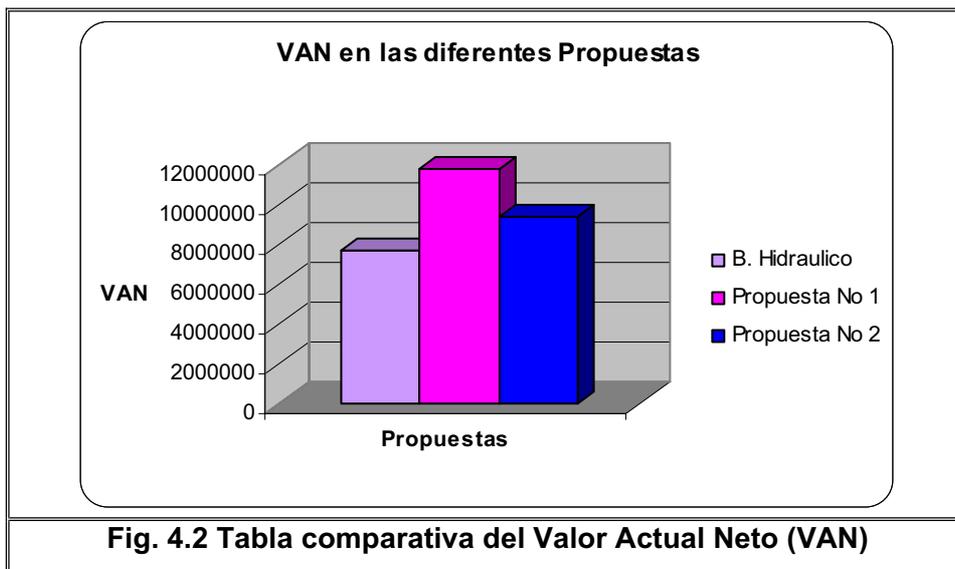


Tabla 4.16 Análisis Económico de la Producción con Bombeo Hidráulico

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPP)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 2.37/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	3	3	923	9 230	124 610	162 571	21 876	184 447	-59 837	124 163	183 786	-59 623	-59 623
2	3	3	1 319	13 190	178 072	162 571	31 261	193 833	-15 761	176 798	192 446	-15 648	-75 271
3	0	6	1 319	13 190	178 072	0	31 261	31 261	146 810	176 164	30 927	145 238	69 966
4	0	6	1 319	13 190	178 072	0	31 261	31 261	146 810	175 533	30 816	144 717	214 684
5	0	6	1 297	12 971	175 104	0	30 740	30 740	144 363	171 989	30 194	141 795	356 479
6	0	6	1 297	12 971	175 104	0	30 740	30 740	144 363	171 373	30 085	141 287	497 766
7	0	6	1 297	12 971	175 104	0	30 740	30 740	144 363	170 758	29 978	140 781	638 547
8	0	6	1 297	12 971	175 104	0	30 740	30 740	144 363	170 147	29 870	140 276	778 823
9	0	6	1 275	12 754	172 185	0	30 228	30 228	141 957	166 711	29 267	137 444	916 268
10	0	6	1 275	12 754	172 185	0	30 228	30 228	141 957	166 114	29 162	136 952	1 053 219
11	0	6	1 275	12 754	172 185	0	30 228	30 228	141 957	165 519	29 058	136 461	1 189 680
12	3	3	1 275	12 754	172 185	45 000	30 228	75 228	96 957	164 926	72 056	92 869	1 282 549
13	3	3	1 254	12 542	169 316	45 000	29 724	74 724	94 591	161 596	71 317	90 278	1 372 828
14	0	6	1 254	12 542	169 316	0	29 724	29 724	139 591	161 017	28 267	132 749	1 505 577
15	0	6	1 254	12 542	169 316	0	29 724	29 724	139 591	160 440	28 166	132 274	1 637 850
16	0	6	1 254	12 542	169 316	0	29 724	29 724	139 591	159 865	28 065	131 800	1 769 650
17	0	6	1 233	12 333	166 494	0	29 229	29 229	137 265	156 637	27 498	129 138	1 898 788
18	0	6	1 233	12 333	166 494	0	29 229	29 229	137 265	156 076	27 400	128 676	2 027 464
19	0	6	1 233	12 333	166 494	0	29 229	29 229	137 265	155 516	27 302	128 215	2 155 679
20	0	6	1 233	12 333	166 494	0	29 229	29 229	137 265	154 959	27 204	127 755	2 283 434

Continuación de Tabla 4.16 Análisis Económico de la Producción con Bombeo Hidráulico

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
21	0	6	1 213	12 127	163 719	0	28 742	28 742	134 977	151 830	26 655	125 176	2 408 610
22	0	6	1 213	12 127	163 719	0	28 742	28 742	134 977	151 286	26 559	124 727	2 533 337
23	0	6	1 213	12 127	163 719	0	28 742	28 742	134 977	150 744	26 464	124 280	2 657 617
24	3	3	1 213	12 127	163 719	45 000	28 742	73 742	89 977	150 204	67 654	82 550	2 740 167
25	3	3	1 193	11 925	160 990	45 000	28 263	73 263	87 727	147 171	66 974	80 197	2 820 364
26	0	6	1 193	11 925	160 990	0	28 263	28 263	132 727	146 644	25 744	120 900	2 941 264
27	0	6	1 193	11 925	160 990	0	28 263	28 263	132 727	146 119	25 652	120 467	3 061 730
28	0	6	1 193	11 925	160 990	0	28 263	28 263	132 727	145 595	25 560	120 035	3 181 765
29	0	6	1 173	11 726	158 307	0	27 792	27 792	130 515	142 655	25 044	117 611	3 299 377
30	0	6	1 173	11 726	158 307	0	27 792	27 792	130 515	142 144	24 954	117 190	3 416 567
31	0	6	1 173	11 726	158 307	0	27 792	27 792	130 515	141 635	24 865	116 770	3 533 337
32	0	6	1 173	11 726	158 307	0	27 792	27 792	130 515	141 127	24 776	116 352	3 649 688
33	0	6	1 153	11 531	155 669	0	27 328	27 328	128 340	138 278	24 275	114 002	3 763 691
34	0	6	1 153	11 531	155 669	0	27 328	27 328	128 340	137 782	24 188	113 594	3 877 285
35	0	6	1 153	11 531	155 669	0	27 328	27 328	128 340	137 289	24 102	113 187	3 990 471
36	3	3	1 153	11 531	155 669	45 000	27 328	72 328	83 340	136 797	63 560	73 237	4 063 708
37	3	3	1 134	11 339	153 074	45 000	26 873	71 873	81 201	134 035	62 933	71 101	4 134 809
38	0	6	1 134	11 339	153 074	0	26 873	26 873	126 201	133 554	23 446	110 108	4 244 918
39	0	6	1 134	11 339	153 074	0	26 873	26 873	126 201	133 076	23 362	109 714	4 354 631
40	0	6	1 134	11 339	153 074	0	26 873	26 873	126 201	132 599	23 278	109 320	4 463 952
41	0	6	1 115	11 150	150 523	0	26 425	26 425	124 098	129 922	22 808	107 113	4 571 065
42	0	6	1 115	11 150	150 523	0	26 425	26 425	124 098	129 456	22 727	106 729	4 677 794

Continuación de Tabla 4.16 Análisis Económico de la Producción con Bombeo Hidráulico

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
43	0	6	1 115	11 150	150 523	0	26 425	26 425	124 098	128 992	22 645	106 347	4 784 141
44	0	6	1 115	11 150	150 523	0	26 425	26 425	124 098	128 530	22 564	105 966	4 890 107
45	0	6	1 096	10 964	148 014	0	25 985	25 985	122 029	125 935	22 109	103 826	4 993 934
46	0	6	1 096	10 964	148 014	0	25 985	25 985	122 029	125 484	22 029	103 454	5 097 388
47	0	6	1 096	10 964	148 014	0	25 985	25 985	122 029	125 034	21 950	103 084	5 200 472
48	3	3	1 096	10 964	148 014	45 000	25 985	70 985	77 029	124 586	59 749	64 837	5 265 309
49	3	3	1 078	10 781	145 547	45 000	25 552	70 552	74 996	122 071	59 172	62 899	5 328 208
50	0	6	1 078	10 781	145 547	0	25 552	25 552	119 996	121 633	21 353	100 280	5 428 487
51	0	6	1 078	10 781	145 547	0	25 552	25 552	119 996	121 197	21 277	99 920	5 528 408
52	0	6	1 078	10 781	145 547	0	25 552	25 552	119 996	120 763	21 201	99 562	5 627 970
53	0	6	1 060	10 602	143 121	0	25 126	25 126	117 996	118 325	20 773	97 552	5 725 522
54	0	6	1 060	10 602	143 121	0	25 126	25 126	117 996	117 901	20 698	97 203	5 822 725
55	0	6	1 060	10 602	143 121	0	25 126	25 126	117 996	117 478	20 624	96 854	5 919 579
56	0	6	1 060	10 602	143 121	0	25 126	25 126	117 996	117 057	20 550	96 507	6 016 087
57	0	6	1 042	10 425	140 736	0	24 707	24 707	116 029	114 694	20 135	94 559	6 110 645
58	0	6	1 042	10 425	140 736	0	24 707	24 707	116 029	114 283	20 063	94 220	6 204 865
59	0	6	1 042	10 425	140 736	0	24 707	24 707	116 029	113 873	19 991	93 882	6 298 748
60	3	3	1 042	10 425	140 736	45 000	24 707	69 707	71 029	113 465	56 200	57 266	6 356 013
61	3	3	1 025	10 251	138 390	45 000	24 295	69 295	69 095	111 174	55 668	55 507	6 411 520
62	0	6	1 025	10 251	138 390	0	24 295	24 295	114 095	110 776	19 447	91 329	6 502 849
63	0	6	1 025	10 251	138 390	0	24 295	24 295	114 095	110 379	19 378	91 001	6 593 850
64	0	6	1 025	10 251	138 390	0	24 295	24 295	114 095	109 984	19 308	90 675	6 684 526

Continuación de Tabla 4.16 Análisis Económico de la Producción con Bombeo Hidráulico

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
65	0	6	1 008	10 080	136 084	0	23 890	23 890	112 194	107 763	18 918	88 845	6 773 370
66	0	6	1 008	10 080	136 084	0	23 890	23 890	112 194	107 377	18 851	88 526	6 861 896
67	0	6	1 008	10 080	136 084	0	23 890	23 890	112 194	106 992	18 783	88 209	6 950 105
68	0	6	1 008	10 080	136 084	0	23 890	23 890	112 194	106 609	18 716	87 893	7 037 998
69	0	6	991	9 912	133 816	0	23 492	23 492	110 324	104 456	18 338	86 118	7 124 117
70	0	6	991	9 912	133 816	0	23 492	23 492	110 324	104 082	18 272	85 810	7 209 926
71	0	6	991	9 912	133 816	0	23 492	23 492	110 324	103 709	18 207	85 502	7 295 429
72	0	6	991	9 912	133 816	0	23 492	23 492	110 324	103 337	18 141	85 196	7 380 624
73	3	3	975	9 747	131 586	162 571	23 101	185 672	-54 086	101 251	142 868	-41 618	7 339 007
74	3	3	975	9 747	131 586	162 571	23 101	185 672	-54 086	100 888	142 356	-41 468	7 297 538
75	0	6	975	9 747	131 586	0	23 101	23 101	108 485	100 527	17 648	82 879	7 380 417
76	0	6	975	9 747	131 586	0	23 101	23 101	108 485	100 166	17 585	82 582	7 462 999
77	0	6	958	9 585	129 393	0	22 716	22 716	106 677	98 144	17 230	80 914	7 543 913
78	0	6	958	9 585	129 393	0	22 716	22 716	106 677	97 792	17 168	80 624	7 624 537
79	0	6	958	9 585	129 393	0	22 716	22 716	106 677	97 442	17 106	80 335	7 704 872
					6 859 299			1 799 330		6 366 241	1 688 447	4 677 794	

Tabla 4.17 Análisis Económico de la Propuesta N° 1.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPP)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	529	5 290	71 415	468 798	9 522	478 320	-406 905	71 159	476 606	-405 447	-405 447
2	1	2	1 022	10 220	137 970	591 448	18 396	609 844	-471 874	136 983	605 481	-468 498	-873 945
3	1	3	1 501	15 010	202 635	458 986	27 018	486 004	-283 369	200 464	480 798	-280 334	-1 154 279
4	1	4	1 693	16 930	228 555	453 794	30 474	484 268	-255 713	225 297	477 364	-252 067	-1 406 346
5	1	5	1 996	19 958	269 431	557 634	35 924	593 558	-324 127	264 638	582 999	-318 361	-1 724 708
6	1	6	2 166	21 658	292 381	454 894	38 984	493 878	-201 497	286 151	483 354	-197 204	-1 921 911
7	0	6	2 166	21 658	292 381	0	38 984	38 984	253 397	285 125	38 017	247 108	-1 674 803
8	0	6	2 166	21 658	292 381	0	38 984	38 984	253 397	284 103	37 880	246 223	-1 428 580
9	0	6	2 130	21 297	287 508	0	38 334	38 334	249 173	278 367	37 116	241 252	-1 187 328
10	0	6	2 130	21 297	287 508	0	38 334	38 334	249 173	277 370	36 983	240 387	-946 941
11	0	6	2 130	21 297	287 508	0	38 334	38 334	249 173	276 376	36 850	239 526	-707 415
12	0	6	2 130	21 297	287 508	0	38 334	38 334	249 173	275 386	36 718	238 667	-468 748
13	0	6	2 094	20 942	282 716	0	37 695	37 695	245 020	269 825	35 977	233 849	-234 899
14	0	6	2 094	20 942	282 716	0	37 695	37 695	245 020	268 859	35 848	233 011	-1 889
15	0	6	2 094	20 942	282 716	0	37 695	37 695	245 020	267 895	35 719	232 176	230 287
16	0	6	2 094	20 942	282 716	0	37 695	37 695	245 020	266 935	35 591	231 344	461 631
17	0	6	2 059	20 593	278 004	0	37 067	37 067	240 937	261 546	34 873	226 673	688 304
18	0	6	2 059	20 593	278 004	0	37 067	37 067	240 937	260 608	34 748	225 861	914 164
19	0	6	2 059	20 593	278 004	0	37 067	37 067	240 937	259 675	34 623	225 051	1 139 216
20	0	6	2 059	20 593	278 004	0	37 067	37 067	240 937	258 744	34 499	224 245	1 363 460

Continuación de la Tabla 4.17 Análisis Económico de la Propuesta N° 1.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
21	0	6	2 025	20 250	273 371	0	36 449	36 449	236 921	253 520	33 803	219 717	1 583 178
22	0	6	2 025	20 250	273 371	0	36 449	36 449	236 921	252 611	33 682	218 930	1 802 108
23	0	6	2 025	20 250	273 371	0	36 449	36 449	236 921	251 706	33 561	218 145	2 020 253
24	0	6	2 025	20 250	273 371	0	36 449	36 449	236 921	250 804	33 441	217 364	2 237 617
25	0	6	1 991	19 912	268 814	0	35 842	35 842	232 973	245 740	32 765	212 975	2 450 592
26	0	6	1 991	19 912	268 814	0	35 842	35 842	232 973	244 860	32 648	212 212	2 662 804
27	0	6	1 991	19 912	268 814	0	35 842	35 842	232 973	243 982	32 531	211 451	2 874 255
28	0	6	1 991	19 912	268 814	0	35 842	35 842	232 973	243 108	32 414	210 694	3 084 949
29	0	6	1 958	19 580	264 334	0	35 245	35 245	229 090	238 200	31 760	206 440	3 291 389
30	0	6	1 958	19 580	264 334	0	35 245	35 245	229 090	237 346	31 646	205 700	3 497 089
31	0	6	1 958	19 580	264 334	0	35 245	35 245	229 090	236 496	31 533	204 963	3 702 052
32	0	6	1 958	19 580	264 334	0	35 245	35 245	229 090	235 648	31 420	204 228	3 906 280
33	0	6	1 925	19 254	259 929	0	34 657	34 657	225 271	230 890	30 785	200 105	4 106 385
34	0	6	1 925	19 254	259 929	0	34 657	34 657	225 271	230 063	30 675	199 388	4 305 773
35	0	6	1 925	19 254	259 929	0	34 657	34 657	225 271	229 239	30 565	198 673	4 504 447
36	0	6	1 925	19 254	259 929	0	34 657	34 657	225 271	228 417	30 456	197 962	4 702 408
37	0	6	1 893	18 933	255 596	0	34 080	34 080	221 517	223 805	29 841	193 965	4 896 373
38	0	6	1 893	18 933	255 596	0	34 080	34 080	221 517	223 003	29 734	193 270	5 089 642
39	0	6	1 893	18 933	255 596	0	34 080	34 080	221 517	222 204	29 627	192 577	5 282 219
40	0	6	1 893	18 933	255 596	0	34 080	34 080	221 517	221 408	29 521	191 887	5 474 106
41	0	6	1 862	18 618	251 337	0	33 512	33 512	217 825	216 938	28 925	188 013	5 662 119
42	0	6	1 862	18 618	251 337	0	33 512	33 512	217 825	216 160	28 821	187 339	5 849 458

Continuación de la Tabla 4.17 Análisis Económico de la Propuesta N° 1.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
43	0	6	1 862	18 618	251 337	0	33 512	33 512	217 825	215 386	28 718	186 668	6 036 126
44	0	6	1 862	18 618	251 337	0	33 512	33 512	217 825	214 614	28 615	185 999	6 222 124
45	0	6	1 831	18 307	247 148	0	32 953	32 953	214 195	210 281	28 037	182 243	6 404 368
46	0	6	1 831	18 307	247 148	0	32 953	32 953	214 195	209 527	27 937	181 590	6 585 958
47	0	6	1 831	18 307	247 148	0	32 953	32 953	214 195	208 777	27 837	180 940	6 766 898
48	0	6	1 831	18 307	247 148	0	32 953	32 953	214 195	208 028	27 737	180 291	6 947 189
49	0	6	1 800	18 002	243 028	0	32 404	32 404	210 625	203 828	27 177	176 651	7 123 840
50	0	6	1 800	18 002	243 028	0	32 404	32 404	210 625	203 098	27 080	176 018	7 299 858
51	0	6	1 800	18 002	243 028	0	32 404	32 404	210 625	202 370	26 983	175 387	7 475 246
52	0	6	1 800	18 002	243 028	0	32 404	32 404	210 625	201 645	26 886	174 759	7 650 005
53	0	6	1 770	17 702	238 978	0	31 864	31 864	207 114	197 574	26 343	171 230	7 821 235
54	0	6	1 770	17 702	238 978	0	31 864	31 864	207 114	196 866	26 249	170 617	7 991 852
55	0	6	1 770	17 702	238 978	0	31 864	31 864	207 114	196 160	26 155	170 005	8 161 858
56	0	6	1 770	17 702	238 978	0	31 864	31 864	207 114	195 457	26 061	169 396	8 331 254
57	0	6	1 741	17 407	234 995	0	31 333	31 333	203 662	191 511	25 535	165 976	8 497 230
58	0	6	1 741	17 407	234 995	0	31 333	31 333	203 662	190 825	25 443	165 381	8 662 611
59	0	6	1 741	17 407	234 995	0	31 333	31 333	203 662	190 141	25 352	164 789	8 827 400
60	0	6	1 741	17 407	234 995	0	31 333	31 333	203 662	189 460	25 261	164 198	8 991 598
61	0	6	1 712	17 117	231 078	0	30 810	30 810	200 268	185 634	24 751	160 883	9 152 481
62	0	6	1 712	17 117	231 078	0	30 810	30 810	200 268	184 969	24 663	160 307	9 312 788

Continuación de la Tabla 4.17 Análisis Económico de la Propuesta N° 1.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
63	0	6	1 712	17 117	231 078	0	30 810	30 810	200 268	184 306	24 574	159 732	9 472 520
64	0	6	1 712	17 117	231 078	0	30 810	30 810	200 268	183 646	24 486	159 160	9 631 680
65	0	6	1 683	16 832	227 227	0	30 297	30 297	196 930	179 938	23 992	155 946	9 787 626
66	0	6	1 683	16 832	227 227	0	30 297	30 297	196 930	179 293	23 906	155 387	9 943 013
67	0	6	1 683	16 832	227 227	0	30 297	30 297	196 930	178 651	23 820	154 831	10 097 844
68	0	6	1 683	16 832	227 227	0	30 297	30 297	196 930	178 011	23 735	154 276	10 252 120
69	0	6	1 655	16 551	223 440	0	29 792	29 792	193 648	174 416	23 256	151 161	10 403 281
70	0	6	1 655	16 551	223 440	0	29 792	29 792	193 648	173 791	23 172	150 619	10 553 900
71	0	6	1 655	16 551	223 440	0	29 792	29 792	193 648	173 169	23 089	150 080	10 703 979
72	0	6	1 655	16 551	223 440	0	29 792	29 792	193 648	172 548	23 006	149 542	10 853 521
73	0	6	1 628	16 275	219 716	0	29 295	29 295	190 421	169 064	22 542	146 522	11 000 044
74	0	6	1 628	16 275	219 716	0	29 295	29 295	190 421	168 459	22 461	145 997	11 146 041
75	0	6	1 628	16 275	219 716	0	29 295	29 295	190 421	167 855	22 381	145 474	11 291 515
76	0	6	1 628	16 275	219 716	0	29 295	29 295	190 421	167 253	22 300	144 953	11 436 468
77	0	6	1 600	16 004	216 054	0	28 807	28 807	187 247	163 876	21 850	142 026	11 578 494
78	0	6	1 600	16 004	216 054	0	28 807	28 807	187 247	163 289	21 772	141 517	11 720 012
79	0	6	1 600	16 004	216 054	0	28 807	28 807	187 247	162 704	21 694	141 010	11 861 022
TOTAL					19 584 187			5 596 779		17 088 076	5 227 054	11 861 022	

Tabla 4.18 Análisis Económico de la Propuesta N° 2.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	1	529	5 290	71 415	468 798	9 522	478 320	-406 905	71 159	476 606	-405 447	-405 447
2	1	2	1 022	10 220	137 970	591 448	18 396	609 844	-471 874	136 983	605 481	-468 498	-873 945
3	1	3	1 501	15 010	202 635	458 986	27 018	486 004	-283 369	200 464	480 798	-280 334	-1 154 279
4	1	4	1 671	16 710	225 585	454 894	30 078	484 972	-259 387	222 369	478 058	-255 689	-1 409 968
5	0	4	1 643	16 432	221 825	0	29 577	29 577	192 249	217 879	29 051	188 829	-1 221 139
6	0	4	1 643	16 432	221 825	0	29 577	29 577	192 249	217 098	28 946	188 152	-1 032 987
7	0	4	1 643	16 432	221 825	0	29 577	29 577	192 249	216 321	28 843	187 478	-845 509
8	0	4	1 643	16 432	221 825	0	29 577	29 577	192 249	215 545	28 739	186 806	-658 703
9	0	4	1 616	16 158	218 128	0	29 084	29 084	189 044	211 193	28 159	183 034	-475 669
10	0	4	1 616	16 158	218 128	0	29 084	29 084	189 044	210 437	28 058	182 378	-293 291
11	0	4	1 616	16 158	218 128	0	29 084	29 084	189 044	209 683	27 958	181 725	-111 566
12	0	4	1 616	16 158	218 128	0	29 084	29 084	189 044	208 931	27 857	181 074	69 508
13	0	4	1 589	15 888	214 493	0	28 599	28 599	185 894	204 713	27 295	177 418	246 926
14	0	4	1 589	15 888	214 493	0	28 599	28 599	185 894	203 979	27 197	176 782	423 708
15	0	4	1 589	15 888	214 493	0	28 599	28 599	185 894	203 248	27 100	176 149	599 856
16	0	4	1 589	15 888	214 493	0	28 599	28 599	185 894	202 520	27 003	175 517	775 374
17	0	4	1 562	15 624	210 918	0	28 122	28 122	182 795	198 431	26 457	171 974	947 347
18	0	4	1 562	15 624	210 918	0	28 122	28 122	182 795	197 720	26 363	171 357	1 118 705
19	0	4	1 562	15 624	210 918	0	28 122	28 122	182 795	197 011	26 268	170 743	1 289 448
20	0	4	1 562	15 624	210 918	0	28 122	28 122	182 795	196 306	26 174	170 131	1 459 579
21	0	4	1 536	15 363	207 403	0	27 654	27 654	179 749	192 342	25 646	166 696	1 626 276

Continuación de la Tabla 4.18 Análisis Económico de la Propuesta N° 2.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
22	0	6	1 536	15 363	207 403	0	27 654	27 654	179 749	191 653	25 554	166 099	1 792 375
23	0	6	1 536	15 363	207 403	0	27 654	27 654	179 749	190 966	25 462	165 504	1 957 879
24	0	6	1 536	15 363	207 403	0	27 654	27 654	179 749	190 282	25 371	164 911	2 122 790
25	0	6	1 511	15 107	203 946	0	27 193	27 193	176 753	186 440	24 859	161 581	2 284 371
26	0	6	1 511	15 107	203 946	0	27 193	27 193	176 753	185 772	24 770	161 002	2 445 373
27	0	6	1 511	15 107	203 946	0	27 193	27 193	176 753	185 106	24 681	160 425	2 605 798
28	0	6	1 511	15 107	203 946	0	27 193	27 193	176 753	184 443	24 592	159 850	2 765 649
29	0	6	1 486	14 855	200 547	0	26 740	26 740	173 807	180 719	24 096	156 623	2 922 272
30	0	6	1 486	14 855	200 547	0	26 740	26 740	173 807	180 071	24 010	156 062	3 078 334
31	0	6	1 486	14 855	200 547	0	26 740	26 740	173 807	179 426	23 923	155 503	3 233 836
32	0	6	1 486	14 855	200 547	0	26 740	26 740	173 807	178 783	23 838	154 945	3 388 781
33	0	6	1 461	14 608	197 204	0	26 294	26 294	170 910	175 173	23 356	151 817	3 540 598
34	0	6	1 461	14 608	197 204	0	26 294	26 294	170 910	174 546	23 273	151 273	3 691 871
35	0	6	1 461	14 608	197 204	0	26 294	26 294	170 910	173 920	23 189	150 731	3 842 602
36	0	6	1 461	14 608	197 204	0	26 294	26 294	170 910	173 297	23 106	150 191	3 992 793
37	0	6	1 436	14 364	193 918	0	25 856	25 856	168 062	169 798	22 640	147 158	4 139 951
38	0	6	1 436	14 364	193 918	0	25 856	25 856	168 062	169 190	22 559	146 631	4 286 582
39	0	6	1 436	14 364	193 918	0	25 856	25 856	168 062	168 583	22 478	146 106	4 432 688
40	0	6	1 436	14 364	193 918	0	25 856	25 856	168 062	167 979	22 397	145 582	4 578 270
41	0	6	1 412	14 125	190 686	0	25 425	25 425	165 261	164 588	21 945	142 643	4 720 912
42	0	6	1 412	14 125	190 686	0	25 425	25 425	165 261	163 998	21 866	142 132	4 863 044

Continuación de la Tabla 4.18 Análisis Económico de la Propuesta N° 2.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
43	0	4	1 412	14 125	190 686	0	25 425	25 425	165 261	163 410	21 788	141 622	5 004 666
44	0	4	1 412	14 125	190 686	0	25 425	25 425	165 261	162 825	21 710	141 115	5 145 781
45	0	4	1 389	13 889	187 507	0	25 001	25 001	162 506	159 537	21 272	138 266	5 284 046
46	0	4	1 389	13 889	187 507	0	25 001	25 001	162 506	158 966	21 195	137 770	5 421 816
47	0	4	1 389	13 889	187 507	0	25 001	25 001	162 506	158 396	21 119	137 276	5 559 093
48	0	4	1 389	13 889	187 507	0	25 001	25 001	162 506	157 828	21 044	136 785	5 695 877
49	0	4	1 366	13 658	184 382	0	24 584	24 584	159 798	154 642	20 619	134 023	5 829 900
50	0	4	1 366	13 658	184 382	0	24 584	24 584	159 798	154 088	20 545	133 543	5 963 443
51	0	4	1 366	13 658	184 382	0	24 584	24 584	159 798	153 535	20 471	133 064	6 096 507
52	0	4	1 366	13 658	184 382	0	24 584	24 584	159 798	152 985	20 398	132 587	6 229 094
53	0	4	1 343	13 430	181 309	0	24 175	24 175	157 135	149 896	19 986	129 910	6 359 004
54	0	4	1 343	13 430	181 309	0	24 175	24 175	157 135	149 359	19 915	129 445	6 488 449
55	0	4	1 343	13 430	181 309	0	24 175	24 175	157 135	148 824	19 843	128 981	6 617 430
56	0	4	1 343	13 430	181 309	0	24 175	24 175	157 135	148 291	19 772	128 519	6 745 948
57	0	4	1 321	13 206	178 287	0	23 772	23 772	154 516	145 297	19 373	125 924	6 871 872
58	0	4	1 321	13 206	178 287	0	23 772	23 772	154 516	144 776	19 303	125 473	6 997 345
59	0	4	1 321	13 206	178 287	0	23 772	23 772	154 516	144 257	19 234	125 023	7 122 368
60	0	4	1 321	13 206	178 287	0	23 772	23 772	154 516	143 740	19 165	124 575	7 246 942
61	0	4	1 299	12 986	175 316	0	23 375	23 375	151 941	140 838	18 778	122 060	7 369 002
62	0	4	1 299	12 986	175 316	0	23 375	23 375	151 941	140 333	18 711	121 622	7 490 625

Continuación de la Tabla 4.18 Análisis Económico de la Propuesta N° 2.

Periodos (10 días)	Número de pozos reparados	Número de pozos produciendo	Recuperación de producción (BPPD) (declina 20%)	Barriles producidos por periodo (BPPM)	27% del Ingreso por venta (USD 50/bbl) (dólares) por periodo	Costo por reparación (dólares)	Costo operativo (USD 1,6/bbl) (dólares/periodo)	Egreso total (cost. repar. + cost. Operativo) (dólares)	Flujo de caja neto (dólares)	Ingreso total actualizado (dólares)	Egreso actualizado (dólares)	Flujo de caja actualizado (dólares)	Sumatorio de Flujos de caja actualizados (dólares)
63	0	4	1 299	12 986	175 316	0	23 375	23 375	151 941	139 831	18 644	121 187	7 611 811
64	0	4	1 299	12 986	175 316	0	23 375	23 375	151 941	139 330	18 577	120 752	7 732 563
65	0	4	1 277	12 770	172 394	0	22 986	22 986	149 408	136 516	18 202	118 314	7 850 878
66	0	4	1 277	12 770	172 394	0	22 986	22 986	149 408	136 027	18 137	117 890	7 968 768
67	0	4	1 277	12 770	172 394	0	22 986	22 986	149 408	135 540	18 072	117 468	8 086 236
68	0	4	1 277	12 770	172 394	0	22 986	22 986	149 408	135 054	18 007	117 047	8 203 283
69	0	4	1 256	12 557	169 521	0	22 603	22 603	146 918	132 327	17 644	114 684	8 317 966
70	0	4	1 256	12 557	169 521	0	22 603	22 603	146 918	131 853	17 580	114 273	8 432 239
71	0	4	1 256	12 557	169 521	0	22 603	22 603	146 918	131 381	17 517	113 863	8 546 102
72	0	4	1 256	12 557	169 521	0	22 603	22 603	146 918	130 910	17 455	113 455	8 659 558
73	0	4	1 235	12 348	166 696	0	22 226	22 226	144 469	128 267	17 102	111 165	8 770 722
74	0	4	1 235	12 348	166 696	0	22 226	22 226	144 469	127 807	17 041	110 766	8 881 488
75	0	4	1 235	12 348	166 696	0	22 226	22 226	144 469	127 349	16 980	110 369	8 991 858
76	0	4	1 235	12 348	166 696	0	22 226	22 226	144 469	126 893	16 919	109 974	9 101 832
77	0	4	1 214	12 142	163 917	0	21 856	21 856	142 062	124 331	16 577	107 753	9 209 585
78	0	4	1 214	12 142	163 917	0	21 856	21 856	142 062	123 885	16 518	107 367	9 316 952
79	0	4	1 214	12 142	163 917	0	21 856	21 856	142 062	123 441	16 459	106 983	9 423 935
TOTAL					15 027 275			3 977 763		13 131 632	3 707 697	9 423 935	

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El incremento total que se tendrá al implementar bombeo electro-sumergible es de 875 BPPD que representa el 11.7% de la producción total del hidrocarburo de los tres campos en estudio, si se pone en práctica la Propuesta N° 1; si se aplica la Propuesta N° 2 se tendrá un incremento de 746 BPPD que representa el 9.9%.
- De las propuestas presentadas la más rentable es la Propuesta N° 1 con un valor actual neto de USD. 11,861,022, dando una ganancia de USD. 4,156,150 con respecto al sistema actual. La Propuesta N° 2 presenta un VAN de USD. 9,423,935; que representa una ganancia de USD. 1,719,063 respecto a la producción con el sistema actual con el cual se obtendría un VAN de USD. 7,704,872.
- La implementación de cualquiera de estas dos propuestas en el Campo Paraíso incrementaría la producción del Campo, y además aliviaría el sistema power oil en la Estación Paraíso.
- Se determinó que para el caso de producir en HI, que tiene un acuífero activo, las bombas electro-sumergibles a utilizar tienen que trabajar a baja carga, pero dentro de su rango operativo, para no incrementar significativamente el BSW durante la vida productiva del pozo.
- En el Paraíso 10 se determinó que se tendría una mayor recuperación de hidrocarburo si de HS, que de Napo T, tanto por bombeo hidráulico como por bombeo electro-sumergible.
- Debido a que la estructura del Campo Huachito es pequeña y esta limitada por cuatro fallas, hace que los pozos en este Campo declinen su producción y que sus presiones disminuyan rápidamente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Previo a poner en practica cualquiera de las dos propuestas se recomienda actualizar y reafirmar los datos de presión de los pozos propuestos, y en base a esto proceder a afirmar la propuesta que se debe implementar en el campo.
- La Propuesta N° 2 de este proyecto tiene altas probabilidades de que los pozos respondan a las proyecciones estimadas, y los indicadores económicos TIR, VAN y relación beneficio/costo positivos, lo que indica que el proyecto es rentable y con altas ganancias.
- La Propuesta N° 1, sería la que teóricamente mayor rentabilidad económica tendría, si es que se verifica el estado del Paraíso 07 y se confirma que es posible recuperar producción mediante una estimulación química.
- Para evitar el desgaste prematuro de una bomba electro-sumergible al incrementar o disminuir su frecuencia es importante revisar previamente si con el caudal de producción se encuentra la bomba operando dentro de su rango operativo.
- Al evaluar las zonas productoras que no han sido probadas, se debe:
 - a) Determinar las reservas remanentes por pozo,
 - b) Si se tiene valores significativos disparar,
 - c) Evaluar con bombeo hidráulico durante trabajo de reacondicionamiento, en especial a los pozos que están ubicados en las partes altas de las estructuras,
 - d) Tomar pruebas de presión y
 - e) Analizar si es factible producir de estas zonas.
- En reservorios con baja permeabilidad, (menor a 50 mD) se recomienda utilizar disparos de alta penetración.
- Actualizar los datos de presión de las arenas productoras en los tres Campos, Paraíso, Biguno y Huachito, de manera que se pueda determinar con mayor exactitud las causas de la disminución de producción, y con esto estudiar la manera de incrementar la producción.

- Revisar o tomar nuevos registros CBL (Control de Adherencia del Cemento), VDL (Registro de Densidad Variable), CET (Evaluación de Cemento) y GR (Radioactividad Gamma Ray), en los pozos Paraiso 01, Paraiso 02, Paraíso 12 y Paraiso 17 y analizar salinidades para corroborar si se tiene o no comunicación entre arenas.
- En los pozos que están produciendo de Hollín Inferior no es recomendable realizar estimulaciones químicas, para evitar que se conifique mas rápidamente el agua, disminuyendo la recuperación total de hidrocarburo.
- Se recomienda revisar la posición de las camisas en el Paraíso 02 y Paraíso 03 debido a que su producción esta sobre la curva IPR.
- Realizar estimulación química para remover el daño en el Paraíso 01 en Hollín Superior que se estima un incremento de 324 BPPD si se remueve el 50% del daño; en el Paraíso 06 en arena T; puesto que los tratamientos químicos en las arenas U, T y HS han dado resultados positivos (Anexo N° 10).
- En los pozos Paraíso 18, Paraíso 19 y Paraíso 20 se recomienda disminuir la frecuencia, para evitar el desgaste prematuro de la bomba por baja carga.
- En el Paraíso 07 se recomienda analizar la posibilidad de evaluar HS, de acuerdo a condiciones y profundidad del pescado generado en WO # 5, debido a que el pozo en las pruebas iniciales en HS presentó un alto potencial de producción a flujo natural.
- En el Paraíso 10 se recomienda cambiar de zona productora a HS, debido a que en esta zona se tiene mayor presión de reservorio y menor presión de burbuja que en Napo T, y daría una mayor producción.
- En el Paraíso 12 en HS, de continuarse con bombeo hidráulico se recomienda incrementar el número de golpes a 31 gpm, para recuperar una mayor cantidad de hidrocarburo, incrementado la producción del mismo al 161%.
- En el Paraíso 17 es posible que se tenga reservas recuperables en HS ya que de los pozos vecinos solo el Paraíso 6 ha producido de HS, por lo cual se debería:

- a) Calcular las reservas remanentes en este pozo para esta arena, y en caso de tener valores positivos, se recomienda que:
 - a. Durante trabajo de reacondicionamiento se mueva CIBP asentado sobre HS,
 - b. Tomar prueba de producción y
 - c. Confirmar la salinidad del agua producida, porque es muy probable que corresponda a HI por posible mal asentamiento de CIBP o mala calidad de cemento;
 - d. En caso de que la salinidad corresponda a HI, bajar otra empacadura para asegurar aislar HI,
 - e. Revisar registros de cementación, y si es necesario hacer cementación forzada y redisparar HS.
- b) Y en el caso de que no se encuentren reservas recuperables en HS, ya que todas las arenas han sido cerradas, y solo queda la arena U, se recomienda:
 - a. Tomar nuevas pruebas de producción en U
 - b. Realizar prueba de B'UP en U para realizar un análisis completo del pozo,
 - c. Y si la producción no justifica el mantenimiento de este pozo, se recomienda convertirlo en reinyector para aliviar el sistema Power Oil y aliviar a los pozos reinyectores Paraíso 9 y Paraíso 13.
- Para actualizar los datos de presión de reservorio de los pozos que producen por bombeo electro-sumergible no es necesario parar la producción puesto que basta con variar la frecuencia para obtener diferentes caudales y presiones de succión, las cuales se llevan a condiciones de fondo fluyente, y se puede graficar los puntos obtenidos al trazar una curva sobre los mismos, esta se puede extrapolar para determinar la presión de reservorio y la IPR, se recomienda hacer este tipo de pruebas en el caso de que no se quiera perder producción.
- En los pozos que tienen bomba hidráulica tipo pistón, para actualizar la presión de reservorio, si no se desea parar la producción para tomar pruebas de B'UP, se puede hacer una prueba tal como se realizó en el

Paraíso 6, es decir bajar elementos de presión y producir con diferente número de golpes, obteniendo diferentes caudales, para con esto proyectar finalmente la presión de reservorio y determinar un nuevo IP, la desventaja de esta prueba es que no se puede estimar el daño a la formación, sin embargo es muy útil cuando no se quiere perder producción.

- En el Campo Paraíso debido a las bajas presiones de reservorio que presentan las arenas Hollín Superior, Napo U, y Napo T, se recomienda analizar la posibilidad de implementar recuperación secundaria para estas arenas, de modo que se puedan recuperar las reservas remanentes.

BIBLIOGRAFIA

ARMIJOS KLÉBER; “Estudio técnico-económico para incrementar la producción en los campos Pichincha y Carabobo”. Tesis EPN, Quito Octubre 2003.

B. C. CRAFT Y M. F. HAWKINS; “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”, Editorial Tecnos S. A.

KERMIT R. BROWN; “The Technology of Artificial Lift Methods”, Oklahoma 1984, Volume 4 of Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis, University of Tulsa.

LUIS GOMEZ AND OVADIA SHOHAM; “Artificial Lift Systems and Nodal Analysis”; Quito, Ecuador, 2003, University of Tulsa.

MAFLA ZOILA Y CARRERA NANCY, “Análisis Técnico Económico para cambio de tipo de sistema de levantamiento artificial para pozos con alto potencial a BES en la área Libertador.”

OilProduction.net; Pagina Web

OilWellHydraulics.com

REDA, Catálogo de Bombas Electrosumergibles, Programa 1999.

TITUAÑA F., PRIETO W., “Factibilidad del incremento de producción en los campos Frontera, Shushuqui, Tapi y Tetete”. Tesis EPN, Quito Julio 2001.