





**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL REDISEÑO DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO  
LIBERTADOR OPERADO POR EP-PETROECUADOR”.**

**TESIS DE GRADO PREVIO LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA  
EN PETRÓLEOS**

**AUTOR:**

**DIANA PATRICIA ARMIJOS BÁEZ**

**DIRECTOR:**

**ING. VINICIO MELO**

**QUITO, JULIO DE 2011**

## DECLARACIÓN

Yo, Diana Patricia Armijos Báez, 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.

-----

Diana Patricia Armijos Báez.

CI. 2100142609

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diana Patricia Armijos Báez bajo mi guía y supervisión.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke extending to the left. The signature is enclosed within a blue oval.

Ing. Vinicio Melo

DIRECTOR DEL PROYECTO

## CERTIFICACIÓN

Por medio del presente certifico que la Tlga. Diana Patricia Armijos Báez estudiante de la Universidad Tecnológica Equinoccial, Facultad de Ingeniería de Petróleos realizó su Tesis de Grado en la Empresa Pública Petroecuador Área Libertador en la Coordinación de Ingeniería de Petróleos, por lo cual autorizo a la interesada hacer uso del presente documento como estime conveniente.

Guarumo, 30 de Mayo de 2011



Ing. Pablo Sánchez M.

**COORDINADOR ING. PETRÓLEOS LIBERTADOR**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por darme salud y vida para poder finalizar mis estudios con éxito.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial por haberme brindado la oportunidad de formarme y educarme en sus aulas.

Al Ingeniero Vinicio Melo por haber dirigido acertadamente el presente proyecto de titulación, a todos mis queridos maestros de la carrera que supieron compartir conmigo toda su experiencia y conocimientos.

A todos mis compañeros de EP Petroecuador Área Libertador, especialmente al Departamento de Ingeniería de Petróleos por permitirme desarrollar mi trabajo de tesis de la mejor manera, gracias por su colaboración y por su amistad.

A todos aquellos amigos los cuales me siguen brindando su amistad y con los que siempre podré contar.

## **DEDICATORIA**

A mi querido esposo Segundo, que con su enorme amor, paciencia y sacrificio me brindó todo su apoyo y comprensión para que el sueño de terminar mi carrera se haga realidad.

A mi pequeño hijo José Andrés que desde el cielo me cuidas y guías mi camino, siempre te llevo en mi corazón.

A mis padres Manuel y Gloria que siempre han estado a mi lado brindándome su ayuda y comprensión en todo momento.

A mis hermanos Tania, Vinicio, Manuel y a mis sobrinos Fabricio y Krista gracias por estar conmigo en las buenas y en las malas.

A mis abuelitos que con su ejemplo y sabiduría supieron apoyarme y brindarme la fortaleza para culminar con este reto y a mi queridas tías Paulina y Rosemary gracias por escucharme y por todos aquellos consejos que siguen forjando mi vida.

Y a todas las personas que durante el transcurso de mi vida me han brindado su apoyo y comprensión gracias por siempre estar a mi lado.

Diana..

## ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA.....	II
DECLARACIÓN.....	III
CERTIFICACION.....	IV
CARTA DE LA EMPRESA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
DEDICATORIA.....	VII
RESUMEN.....	XXI
SUMMARY.....	XXII



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I.....	1
1. GENERALIDADES.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1    GENERAL.....	2
1.2.2    ESPECÍFICOS.....	2
1.3 IDEA A DEFENDER.....	2
1.4 MARCO DE REFERENCIA.....	2
1.5 MARCO CONCEPTUAL.....	3
1.6 METODOLOGÍA.....	4
1.7 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II.....	6
2. DESCRIPCION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	6
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	6
2.1.1    DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	9
2.1.2    COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO.....	9
2.1.2.1 Bomba.....	9
2.1.2.2 Intake.....	10
2.1.2.3 Protector.....	10
2.1.2.4 Separador de Gas.....	11
2.1.2.5 Motor Eléctrico.....	11
2.1.2.6 Sensor de fondo.....	11
2.1.2.7 Cables.....	12
2.1.3    COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE.....	12
2.1.3.1 Árbol de navidad.....	12

2.1.3.2	Tablero de control.....	13
2.1.3.3	Transformador.....	13
2.2	BOMBEO HIDRÁULICO.....	13
2.2.1	PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	13
2.2.1.1	Principales elementos del conjunto de superficie.....	14
2.2.1.2	Principales elementos del conjunto de fondo.....	15
2.2.2	BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET.....	16
2.2.2.1	Funcionamiento.....	16
2.2.3	BOMBA HIDRÁULICA PISTÓN.....	16
2.2.3.1	Funcionamiento.....	17
2.3	BOMBEO NEUMÁTICO O GAS LIFT.....	17
2.3.1	BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.....	18
2.3.2	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.....	18
2.3.3	MECANISMO DE LAS VÁLVULAS SUPERFICIALES DE BOMBEO NEUMÁTICO.....	19
2.4	BOMBEO MECÁNICO.....	19
2.4.1	DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES.....	22
2.4.1.1	Unidad de Bombeo.....	22
2.4.1.2	Motor.....	22
2.4.1.3	Varillas.....	22
2.4.1.4	Bomba de sub-suelo.....	22
CAPÍTULO III.....		23
3.	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR Y SUS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	23
3.1	UBICACIÓN.....	23
3.2	HISTRORIA DEL ÁREA.....	24
3.3	ESTRUCTURA Y ARENAS PRODUCTORAS.....	24

3.3.1	“U SUPERIOR” (Us).....	24
3.3.2	“U MEDIA” (Um).....	25
3.3.3	“U INFERIOR” (Ui).....	25
3.3.4	“BASAL TENA” (BT).....	25
3.3.5	“T SUPERIOR” (Ts).....	25
3.3.6	“T INFERIOR” (Ti).....	25
3.4	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS Y FLUIDOS DEL ÁREA LIBERTADOR.....	26
3.5	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DE ÁREA LIBERTADOR.....	26
3.6	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUALES DEL ÁREA LIBERTADOR.....	28
3.6.1	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	28
3.6.2	BOMBEO HIDRÁULICO.....	34
	3.6.2.1 Estado actual del sistema.....	34
3.6.3	BOMBEO NEUMÁTICO O GAS LIFT.....	38
	3.6.3.1 Estado actual del sistema.....	38
	3.6.3.2 Sistemas de producción por gas lift en las estaciones Shuara,Pichincha, Secoya.....	38
3.6.4	BOMBEO MECÁNICO.....	41
	3.6.4.1 Justificativo de instalación del nuevo Sistema de Levantamiento Artificial.....	41
3.7	DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA LIBERTADOR.....	42
3.7.1	DESHIDRATACIÓN.....	42
3.7.2	TRATAMIENTO ANTIESCALA Y ANTICORROSIVO DE LÍNEAS DE FLUJO.....	44

3.7.3	REINYECCIÓN DE AGUA Y TRATAMIENTO BIOCIDA.....	46
CAPITULO IV.....		49
4.1	DETERMINACIÓN DE LA GEOMETRÍA CORRECTA DE UNA BOMBA JET SEGÚN SMART.....	49
4.2	ANÁLISIS DE LOS POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR SELECCIONADOS PARA CAMBIOS DE GEOMETRÍA.....	54
4.2.1	POZO SHUSHUQUI-13.....	55
4.2.2	POZO SHUSHUQUI-18.....	61
4.3	ANÁLISIS Y CÁLCULO DEL MÉTODO DE SMART.....	66
4.3.1	CAMPO SHUSHUQUI.....	66
4.3.1.1	Pozo Shushuqui-06.....	66
4.3.1.2	Pozo Shushuqui-10.....	73
4.3.1.3	Pozo Shushuqui-12.....	75
4.3.1.4	Pozo Shushuqui-13.....	78
4.3.1.5	Pozo Shushuqui-14.....	85
4.3.1.6	Pozo Shushuqui-18.....	88
4.3.1.7	Pozo Shushuqui-21.....	91
4.3.1.8	Pozo Shushuqui-22.....	93
4.3.2	CAMPO ATACAPI.....	96
4.3.2.1	Pozo Atacapi-14.....	96
4.3.2.2	Pozo Atacapi-16.....	98
4.3.3	CAMPO TAPI.....	100
4.3.3.1	Pozo Tapi-01.....	100
4.3.3.2	Pozo Tapi-04.....	103
4.3.3.3	Pozo Tapi-05.....	105
4.3.4	CAMPO TETETE.....	108

4.3.4.1 Pozo Tetete-03.....	108
4.3.4.2 Pozo Tetete-04.....	111
4.3.4.3 Pozo Tetete-08.....	114
4.3.4.4 Pozo Tetete-09.....	117
4.3.4.5 Pozo Tetete-10.....	120
4.3.4.6 Pozo Tetete-12.....	123
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	126
CAPÍTULO V.....	129
5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	129
5.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	129
5.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	131
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	131
5.3.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	131
5.3.2 INGRESOS.....	133
5.3.3 EGRESOS.....	133
5.3.4 CÁLCULO PARA LA PRIMERA OPCIÓN 100,00 DÓLARES COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.....	134
5.3.5 CÁLCULO PARA LA SEGUNDA OPCIÓN 73,30 DÓLARES COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.....	136
5.3.6 CÁLCULO PARA LA TERCERA OPCIÓN 66,00 DÓLARES COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.....	138
CAPÍTULO VI.....	140
6.1 CONCLUSIONES.....	140
6.2 RECOMENDACIONES.....	142
BIBLIOGRAFÍA.....	143
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	144
ANEXOS.....	149

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3.1 PARÁMETROS PVT DE LAS ARENAS Y FLUIDOS DEL ÁREA LIBERTADOR DESDE 1980 – 1995. ....	26
TABLA 3.2 ESTADO DE LOS POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR AL 31 DE ENERO DE 2011.....	27
TABLA 3.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR CAMPO Y POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL AL 31 DE ENERO DE 2011.....	27
TABLA 3.4 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES REDA-SCHLUMBERGER AL 31 DE ENERO DE 2011.....	29
TABLA 3.5 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES REDA-SCHLUMBERGER AL 31 DE ENERO DE 2011.....	30
TABLA 3.6 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CENTRILIFT-BAKER AL 31 DE ENERO DE 2011.....	31
TABLA 3.7 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CENTRILIFT-BAKER AL 31 DE ENERO DE 2011.....	32
TABLA 3.8 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES ESP-WOOD GROUP AL 31 DE ENERO DE 2011.....	33
TABLA 3.9 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES ESP-WOOD GROUP AL 31 DE ENERO DE 2011.....	33
TABLA 3.10 POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS HIDRÁULICAS JET SERTECPET AL 31 DE ENERO DE 2011.....	36
TABLA 3.11 POZOS QUE OPERAN CON BOMBAS HIDRÁULICAS JET SOLIPET AL 31 DE ENERO DE 2011.....	36
TABLA 3.12 EQUIPOS DEL SISTEMA DE GAS LIFT ESTACIÓN	

SHUARA.....	39
TABLA 3.13 EQUIPOS DEL SISTEMA DE GAS LIFT ESTACIÓN PICHINCHA.....	39
TABLA 3.14 EQUIPOS DEL SISTEMA DE GAS LIFT ESTACIÓN SECOYA.....	39
TABLA 3.15 MENSUAL DE GAS ÁREA LIBERTADOR AL 31 DE ENERO DE 2011.....	40
TABLA 3.16 PERFILES DE TANQUES DE LAVADO.....	42
TABLA 3.17 COSTOS GENERADOS POR EL TRATAMIENTO DE DESHIDRATACIÓN.....	43
TABLA 3.18 TRATAMIENTO ANTIESCALA.....	45
TABLA 3.19 TRATAMIENTO ANTICORROSIVO.....	45
TABLA 3.20 DISTRIBUCIÓN DE SÓLIDOS TOTALES SUSPENDIDOS.....	47
TABLA 3. 21 COSTOS DEL TRATAMIENTO BIOCIDA.....	48
TABLA 4.1 RELACIONES DE ÁREAS ÓPTIMAS.....	53
TABLA 4.2 CAUDAL DE INYECCIÓN ACTUAL Y CON SMART.....	55
TABLA 4.3 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-06.....	66
TABLA 4.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-06.....	71
TABLA 4.5 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-10.....	73
TABLA 4.6 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-10.....	74
TABLA 4.7 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-12.....	75
TABLA 4.8 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-12.....	76
TABLA 4.9 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-13.....	78
TABLA 4.10 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-13.....	83

TABLA 4.11 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-14.....	85
TABLA 4.12 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-14.....	86
TABLA 4.13 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-18.....	88
TABLA 4.14 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-18.....	89
TABLA 4.15 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-21.....	91
TABLA 4.16 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-21.....	92
TABLA 4.17 DATOS PARA EL POZO SHUSHUQUI-22D.....	93
TABLA 4.18 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO SHUSHUQUI-22.....	94
TABLA 4.19 DATOS PARA EL POZO ATACAPI-14.....	96
TABLA 4.20 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO ATACAPI-14.....	97
TABLA 4.21 DATOS PARA EL POZO ATACAPI-16.....	98
TABLA 4.22 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO ATACAPI-16.....	99
TABLA 4.23 DATOS ACTUALES POZO TAPI-01.....	100
TABLA 4.24 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO TAPI-01.....	101
TABLA 4.25 DATOS ACTUALES POZO TAPI-04.....	103
TABLA 4.26 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO TAPI-04.....	104
TABLA 4.27 DATOS ACTUALES POZO TAPI-05.....	105
TABLA 4.28 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO TAPI-05.....	106
TABLA 4.29 DATOS ACTUALES POZO TETETE-03.....	108



TABLA 4.30 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO	
TETETE-03.....	109
TABLA 4.31 DATOS ACTUALES POZO TETETE-04.....	111
TABLA 4.32 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO	
TETETE-04.....	112
TABLA 4.33 DATOS ACTUALES POZO TETETE-08.....	114
TABLA 4.34 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO	
TETETE-08.....	115
TABLA 4.35 DATOS ACTUALES POZO TETETE-09.....	117
TABLA 4.36 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO	
TETETE-09.....	118
TABLA 4.37 DATOS ACTUALES POZO TETETE-10.....	120
TABLA 4.38 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO	
TETETE-10.....	121
TABLA 4.39 DATOS ACTUALES POZO TETETE-12.....	123
TABLA 4.40 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE SMART AL POZO	
TETETE-12.....	124
TABLA 4.41 TAMAÑOS DE GEOMETRÍAS DE BOMBA JET POR	
FABRICANTES.....	126
TABLA 4.42 SELECCIÓN DE BOMBAS POR FABRICANTE.....	127
TABLA 4.43 ESTADO ACTUAL Y RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	
DE SMART PARA LOS POZOS SHUSHUQUI-13 Y	
SHUSHUQUI-18.....	127
TABLA 5.1 COSTOS CAMBIO DE GEOMETRÍA, BOMBA JET CLAW	
GUIBERSON.....	132
TABLA 5.2 COSTOS CAMBIO DE GEOMETRÍA, BOMBA JET KOBE.....	132
TABLA 5.3 COSTOS CAMBIO DE GEOMETRÍA, BOMBA JET	
OILMASTER.....	133

TABLA 5.4 RESULTADOS CÁLCULO ECONÓMICO PARA \$100.....	134
TABLA 5.5 CÁLCULO PARA UN COSTO DE 100,00 DÓLARES POR BARRIL DE PETRÓLEO.....	135
TABLA 5.6 RESULTADOS CÁLCULO ECONÓMICO PARA \$73,30.....	136
TABLA 5.7 CÁLCULO PARA UN COSTO DE 73,30 DÓLARES POR BARRIL DE PETRÓLEO.....	137
TABLA 5.8 RESULTADOS CÁLCULO ECONÓMICO PARA \$66,00.....	138
TABLA 5.9 CÁLCULO PARA UN COSTO DE 66,00 DÓLARES POR BARRIL DE PETRÓLEO.....	139

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 FIGURA ESQUEMÁTICA DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	8
FIGURA 2.2 PRINCIPALES ELEMENTOS DE FONDO Y SUPERFICIE DE BOMBEO HIDRÁULICO.....	14
FIGURA 2.3 INSTALACIÓN TÍPICA DE UNA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	15
FIGURA 3.1 UBICACIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR.....	23
FIGURA 3.2 PORCENTAJE DE PRODUCCIÓN POR TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	28
FIGURA 3.3 BOMBAS BOOSTER, ESTACIÓN ATACAPI.....	34
FIGURA 3.4 BOMBA HORIZONTAL WOOD GROUP.....	35
FIGURA 3.5 DIAGRAMA P&D POWER OIL ESTACIÓN SHUSHUQUI.....	37
FIGURA 4.1 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON.....	52

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.- DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO.....	149
ANEXO 2. FIGURA TÍPICA DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	150
ANEXO 3. MAPA ÁREA LIBERTADOR.....	151
ANEXO 4. GRÁFICO PRODUCCIÓN PROYECTADA 2011 Y PRODUCCIÓN REAL ÁREA LIBERTADOR.....	152
ANEXO 5. CAMBIOS DE BOMBAS JET ÁREA LIBERTADOR A ENERO 2011.....	153
ANEXO 6. FOTOGRAFÍA TANQUE DE ALMACENAMIENTO ESTACIÓN SHUSHUQUI.....	154
ANEXO 7. TASAS FIJADAS POR ARCH A NIVEL DE POZO ÁREA LIBERTADOR.....	155

## RESUMEN

La disminución de la producción de petróleo debido a la depletación natural de las formaciones y la disminución tanto de la presión de reservorio así como el aumento del BSW, han hecho necesaria la utilización de equipos de levantamiento artificial más eficientes, razón por la cual el proceso de selección de equipos se vuelve más difícil. La producción de petróleo con abundante agua en los pozos productores disminuye la capacidad de los sistemas de levantamiento artificial, ocasionando problemas operativos con las consecuentes pérdidas de producción e incremento de costos. Producidos estos inconvenientes, es necesario aplicar un nuevo procedimiento de dimensionamiento de los equipos de Levantamiento Artificial para mejorar y alargar la vida productiva de los pozos.

Teniendo en cuenta que en el Área Libertador la mayoría de los pozos funcionan con el Sistema de Bombeo Electrosumergible (41,04%), Bombeo Hidráulico (15,02%), en menor porcentaje producción con Bombeo Mecánico (0,76%) y Bombeo por Gas Lift (0,76%). Estos antecedentes hacen que el presente proyecto sea una alternativa para el rediseño del Levantamiento Artificial en pozos que producen con Bombeo Hidráulico, describiendo en el Capítulo I las generalidades y objetivos del proyecto, en el Capítulo II una descripción de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, en el Capítulo III una reseña general del Área Libertador. Luego de realizar la respectiva simulación en los 19 pozos hidráulicos del Área Libertador se obtiene que en dos pozos Shushuqui-13 y Shushuqui-18 podemos rediseñar la bomba Jet ya que obtenemos un ahorro de fluido motriz de 1216 BPD. Todo esto demostrado con los cálculos que se describen en el capítulo IV utilizando el método de Eddie E. Smart, el permite conocer si una bomba está funcionando con la geometría correcta o no, tomando en cuenta una serie de condiciones dadas.

Otra parte fundamental del proyecto es el análisis económico el cual indica la viabilidad o no del mismo. Según los resultados obtenidos el proyecto se puede ejecutar de manera confiable ya que obtenemos en los tres casos analizados un VAN positivo, una relación costo beneficio mayor que uno y el TIR mayor que la tasa de actualización, por lo que la ejecución del proyecto es confiable.

## SUMMARY

The decrease of the production of petroleum due to the natural depletación of the formations and the so much decrease of the reservorio pressure as well as the increase of the BSW, they have made necessary the use of more efficient teams of artificial rising, reason for which the process of selection of teams becomes more difficult. The production of petroleum with abundant water in the producing wells diminishes the capacity of the systems of artificial rising, causing operative problems with the consequent production losses and increment of costs. Produced these inconveniences, it is necessary to apply a new procedure of dimensionamiento of the teams of Artificial Rising to improve and to lengthen the productive life of the wells.

Keeping in mind that in the area Libertador most of the wells work with Bombeo Electrosumergible's System (41,04%), I Pump Hydraulic (15,02%), in smaller percentage production with Bombeo Mecánico (0,76%) and I Pump for Gas Lift (0,76%). These antecedents make that the present project is an alternative for the I redraw of the Artificial Rising in wells that take place with Hydraulic Pumping, describing in the Chapter I the generalities and objectives of the project, in the Chapter II a description of the different systems of artificial rising, in the Chapter III the area Libertador general review. After carrying out the respective simulation in the area Libertador 19 hydraulic wells it is obtained that in two wells Shushuqui-13 and Shushuqui-18 we can redraw the bomb Jet since we obtain a saving of motive fluid of 1216 BPD. All this demonstrated with the calculations that are described in the chapter IV using the method of Eddie E. Smart, the one allows to know if a bomb is working with the correct geometry or not, taking into account a series of given conditions.

Another fundamental part of the project is the economic analysis which indicates the viability or not of the same one. According to the obtained results the project you can execute since in a reliable way we obtain in the three analyzed cases a they VAN positive, a relationship cost bigger benefit that one and the biggest TIR that the rate of bring up to date, for what the execution of the project is reliable.



# **CAPÍTULO I**

## **CAPÍTULO I**

### **1 GENERALIDADES**

En la actualidad, debido a la depletación natural de las formaciones, disminución tanto de la presión de reservorio y el aumento del BSW, que en conjunto generan la disminución de la producción de petróleo han obligado a la utilización de equipos de levantamiento artificial y consecuentemente han crecido los problemas, siendo el mayor el proceso de selección de equipos.

Producidos estos inconvenientes, es necesario aplicar un nuevo procedimiento de dimensionamiento de los equipos de Levantamiento Artificial para mejorar y alargar la vida productiva de los pozos y optimizar el costo operativo de los mismos.

#### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

A medida que pasa el tiempo la producción de petróleo va decayendo y por ende se tiene mayor producción de agua y gas, teniendo en cuenta que en los pozos del Área Libertador operados por EP Petroecuador la mayoría de estos trabajan con el Sistema de Bombeo Electrosumergible (41,04%) y Bombeo Hidráulico (15,02%) es de suma importancia tener en cuenta el tipo de levantamiento que se va a utilizar según las características de cada pozo, para controlar de manera óptima la producción de petróleo, agua y gas y así evitar problemas como el aumento de BSW y la disminución de la presión del reservorio.

La producción de petróleo con abundante agua en los pozos productores disminuye la eficiencia en el sistema de levantamiento artificial, ocasionando problemas operativos con las consecuentes pérdidas de producción e incrementando los costos, por lo que amerita un análisis completo y preciso antes de realizar un diseño de un equipo de levantamiento artificial.



## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

Utilizar procedimientos adecuados de diseño y dimensionamiento del tipo de levantamiento artificial necesario para lograr mejores producciones, tomando en cuenta el aspecto técnico y económico, para poder realizar el reacondicionamiento necesario y así aumentar la productividad de los pozos.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

**1.2.2.1** Determinar los factores técnicos y económicos que involucran el procedimiento de diseño de un pozo.

**1.2.2.2** Explicar el diseño de los equipos de acuerdo a la aplicación y características de los pozos.

**1.2.2.3** Analizar el tamaño y la profundidad óptima de operación de los equipos de Levantamiento Artificial para obtener la producción deseada.

## **1.3 IDEA A DEFENDER**

Cuando se implementa nuevas tecnologías en la industria petrolera especialmente en el área de Levantamiento Artificial es posible hoy en día solucionar problemas de producción que años atrás era un limitante, el aumento de la producción de agua, la disminución de la presión de reservorio hace que el proceso de selección del equipo sea más complicado.

Es por esto que teniendo en cuenta todos estos factores las consideraciones de diseño de los equipos se convierten en parte fundamental en la toma de decisiones al momento de utilizar un equipo.

## **1.4 MARCO DE REFERENCIA**

Las BES (Bombas Electrosumergibles) son usadas para producir fluidos con caudales tan bajos como 250 BFPD y tan altos como 50.000 BFPD y realizar levantamientos superiores a 12000 pies.

Una típica unidad de bombeo electrosumergible consiste de un motor eléctrico, un protector, una succión, una o varias bombas multi-etapas, cable electrosumergible;

equipos de superficie como: caja de empalmes y venteo, un tablero de control y transformadores reductores y elevadores de acuerdo a la aplicación.

Se puede colocar equipos opcionales como sensores de presión y temperatura, separadores de gas, manejadores de gas, empacaduras especiales, capilares para tratamiento químico, conectores para empacaduras y conectores para cabezales.

Las BES o Bombas Electrosumergibles son también usadas en la producción de fluidos de alta viscosidad, pozos con relación gas/ petróleo altas y pozos con altas temperaturas. El correcto diseño de las bombas, proveerá de una operación larga y relativamente libre de mantenimiento.

Hay varios aspectos que serán considerados en el diseño de las instalaciones BES, como el tamaño de la bomba para la producción deseada, cada bomba tiene su propio rango de flujo dentro del cual es más eficiente. Otro aspecto a considerar es, que serán diseñadas para levantar el caudal requerido para empujar el fluido a superficie y que llegue a la estación de producción, esto tiene que ver con el cálculo correcto del número de etapas (Bombas centrífugas).

La eficiencia de las bombas y los requerimientos de potencia se ven afectados por las características de los fluidos del pozo, esto tiene que ver con la densidad, viscosidad, cantidad de gas, fluidos corrosivos, etc.

## 1.5 MARCO CONCEPTUAL

- **POZO.-** Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer petróleo o gas. Los pozos petrolíferos más antiguos que se conocen fueron perforados en China y tenían una profundidad de alrededor de 250 m y funcionaban mediante brocas fijadas a cañas de bambú.
- **YACIMIENTO.-** Un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

El petróleo crudo encontrado en depósitos de petróleo se forma en la litosfera a partir de los restos de organismos del pasado (fósiles), depositados en grandes

cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico y cubiertos por espesas capas de sedimentos.

- **FALLAS EN EL EQUIPO.-** Muchas veces las fallas mecánicas están asociadas con el equipo del pozo instalado, tales como: filtraciones en la tubería y la empacadura; fallas del revestimiento y la tubería y el mal funcionamiento del levantamiento artificial. Las indicaciones de la presión de superficie generalmente indicarán la fuente del problema, pero los estudios de presión y temperatura son útiles donde se puedan aplicar.
- **BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.-** Son del tipo centrífugo de múltiples etapas, cada etapa consiste de un impulsor (dinámico) y un difusor (estático). El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida.
- **PRESIÓN DE BURBUJA (PB).-** La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas.  
Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido.  
El gas y el petróleo conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas-petróleo están determinadas por un equilibrio gas-líquido.

## 1.6 METODOLOGÍA

Los siguientes métodos serán utilizados para la elaboración de la presente tesis:

- ✓ **Analítico.-** Revisión y evaluación de cada uno de los parámetros que interfieren en el diseño de las Bombas hidráulicas y eléctricas.
- ✓ **Sintético.-** Recolección de todos y cada uno de los datos necesarios para el desarrollo del proyecto de Tesis.
- ✓ **Deductivo.-** Análisis de datos estadísticos y matemáticos que contribuyan con el diseño de las Bombas Eléctricas Sumergibles

## 1.7 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

- ✓ Revisión de documentación, manuales referentes a Levantamiento Artificial.

- ✓ Visitas técnicas al campo para recopilar información referente al lugar en donde se va a desarrollar el proyecto (Área Libertador).
- ✓ Información en Internet.
- ✓ Consultas personales con técnicos experimentados en el Tema.

# **CAPÍTULO II**

## **CAPÍTULO II**

### **2 DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

En los yacimientos los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: fuerzas de presión, fuerzas de fricción por viscosidad, de gravedad de energía y fuerzas capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento. Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que "el pozo fluye naturalmente", es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo. La producción por flujo natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del yacimiento. Al realizar la explotación del yacimiento la presión de este disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual el pozo deja de producir por si mismo, de allí surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo lo que llamamos levantamiento artificial.

La mayoría de los pozos son capaces de producir por flujo natural en la primera etapa de su vida productiva, no obstante una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente el yacimiento.

#### **2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosurgible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosurgible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

Su tecnología es la más complicada y cara pero son preferidas en caso de tener que elevar grandes caudales. La desventaja es que son difíciles de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.

En cuanto al costo de instalación, es el más alto, pero el mantenimiento de superficie es mínimo y limitado a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y protecciones eléctricas.

El Bombeo Electrosumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. Tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la Bomba Electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

Su ventaja principal es que realmente no tiene casi instalaciones de superficie a excepción de un control de velocidad del motor. La motorización es eléctrica exclusivamente y el motor se encuentra en la bomba misma al fondo del pozo.

La desventaja es que son difíciles de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales.

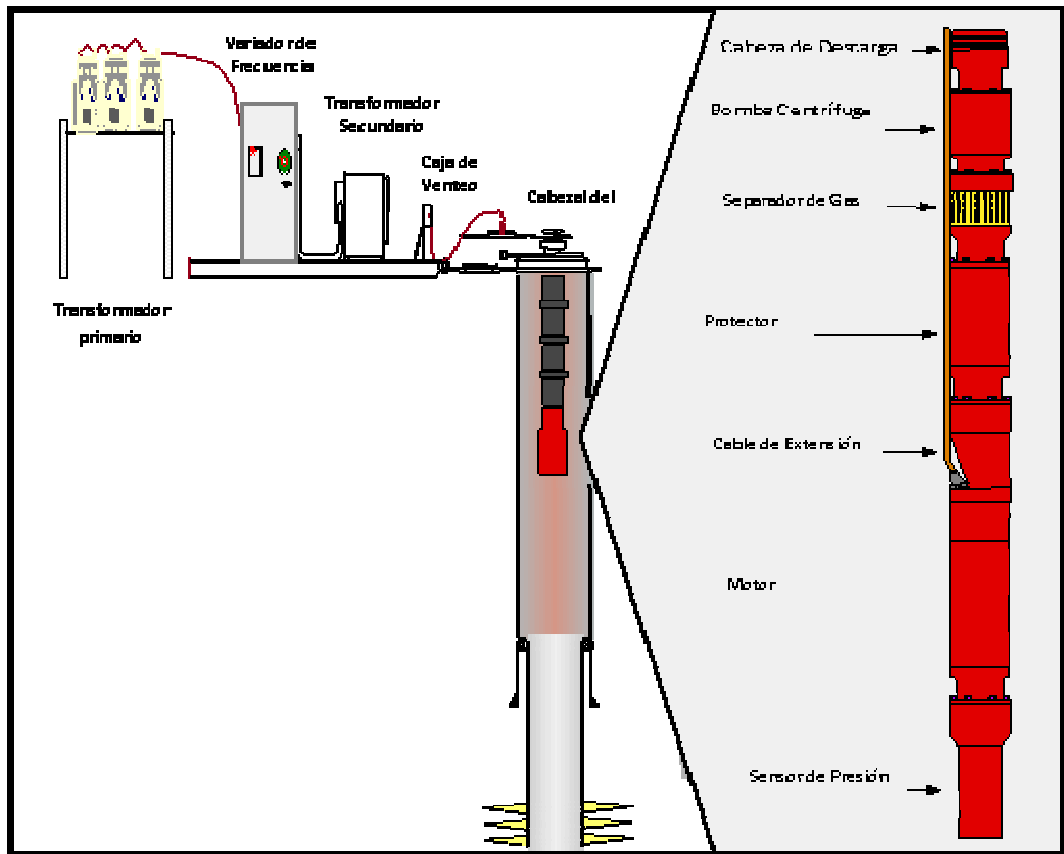
La figura 2.1 muestra un diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo. El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico.

Entre los cables tenemos: el cable conductor eléctrico, el cable de conexión al motor y el sensor de fondo.

Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo y por el conjunto de transformadores.

Entre los componentes de accesorios se pueden listar la válvula de drenaje, la válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores y las bandas de cable.

Figura 2.1.- Figura esquemática de los equipos de superficie y subsuelo.



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador



### **2.1.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Una unidad típica de bombeo electro centrífugo sumergible está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electro centrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes para cable, cable de motor, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable. La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

### **2.1.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUBSUELO**

#### **2.1.2.1 Bomba**

La bomba es una Bomba Centrífuga Sumergible, su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo. Las bombas centrífugas son de múltiples etapas, y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido energía cinética. El difusor cambia esta energía cinética en energía potencial (Altura de elevación o cabeza). 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.

Una bomba operando un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75 % al 95% del gasto de mayor eficiencia de la bomba.

La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible, depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado.

Fenómeno de Cavitación: Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan.

La implosión de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como Cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración.

La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

#### **2.1.2.2 Intake**

Esta es la puerta de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie.

Existen dos tipos básicos de succiones o intakes de bombas:

- Las succiones estándar
- Los separadores de Gas

Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.

#### **2.1.2.3 Protector**

Se localiza entre el motor y la bomba: está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo. Además, permite la igualación de presión entre el motor y el anular, absorbe la carga axial desarrollada por la bomba a través del cojinete de empuje, impidiendo que estas se reflejen en el motor eléctrico, previene la entrada de fluido del pozo hacia el motor, provee al motor de un depósito de petróleo para compensar la

expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico, y transmite el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

#### **2.1.2.4 Separador de Gas**

Es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

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 gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

#### **2.1.2.5 Motor Eléctrico**

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, 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 se alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia.

#### **2.1.2.6 Sensor de fondo**

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permiten enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en el controlador, convirtiendo estas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador, para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba.

El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura, a intervalos específicos. Durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas, permitiendo la realización de registros manuales.

#### **2.1.2.7 Cables**

La unión eléctrica entre los equipos descritos, instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie son los cables. Existen varios tipos de cables en una instalación de Bombeo Electrosurgible: Extensión de Cable Plano, Cable de Potencia y Conectores de Superficie.

La extensión de cable plano, es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor. En el otro extremo éste se empalma al cable de potencia.

La diferencia entre ambos es que el cable de extensión del motor posee las mismas propiedades mecánicas y eléctricas que los cables de potencia pero son de un tamaño inferior.

Conector para el motor (POTHEAD) La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos, y al final empalma este cable al conector del motor.

### **2.1.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE**

#### **2.1.3.1 Árbol de navidad**

Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Su 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.

### **2.1.3.2 Tablero de control**

Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción 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.

### **2.1.3.3 Transformador**

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores “taps” que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

## **2.2 BOMBEO HIDRÁULICO**

El Bombeo Hidráulico ha sido un sistema muy utilizado desde épocas pasadas; su aplicación data de los tiempos en los que los egipcios utilizaban este principio por acción de un sistema de varillas y un balancín para bombear el agua destinada para su consumo.

El principio fundamental aplicado al BOMBEO HIDRÁULICO en el subsuelo es la **LEY DE PASCAL**, el mismo que dice:

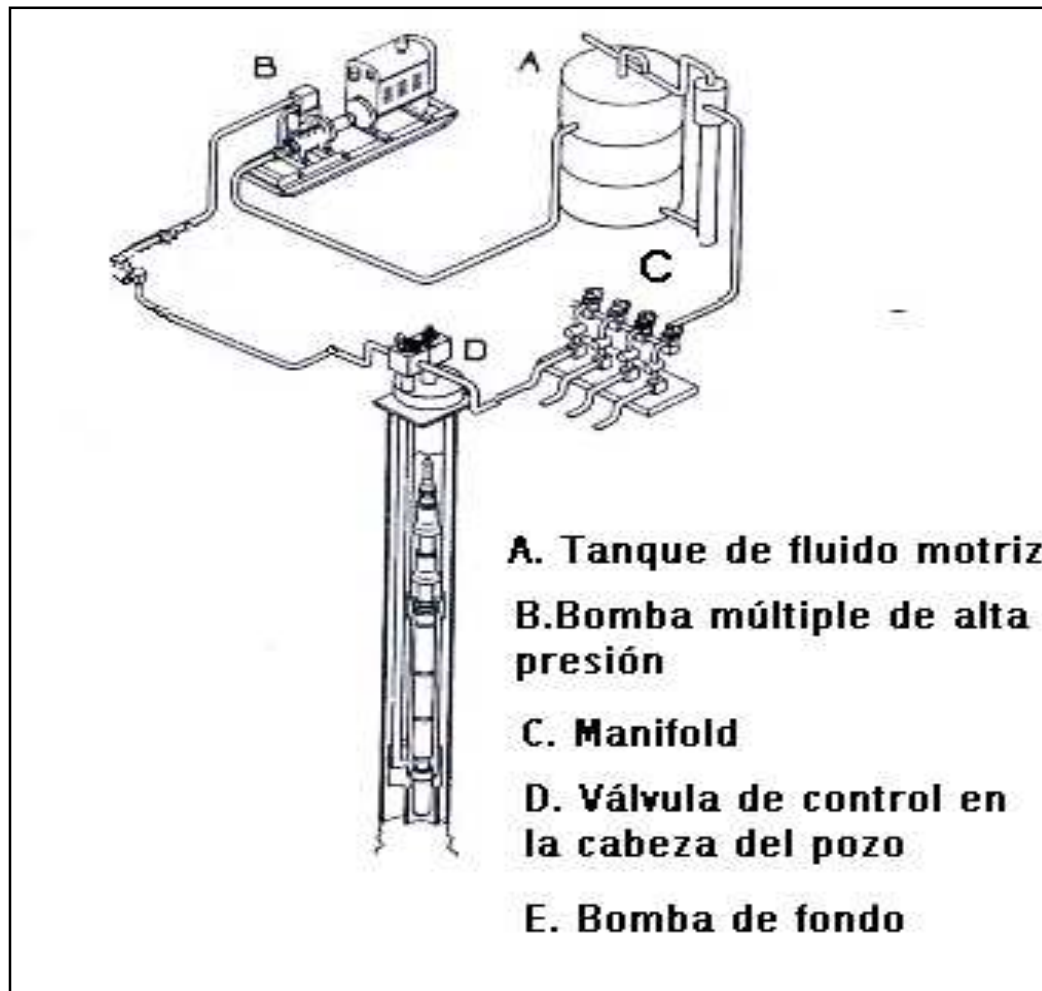
“Si se ejerce una presión sobre una superficie líquida esta se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad”. (Solipet, 2007, p 5)

La aplicación de este principio permite transmitir presión desde una estación centralizada situada en la superficie, mediante una tubería llena de fluido, hasta cualquier número de puntos (pozos) dentro del sistema.

### **2.2.1 PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO.**

Un sistema de Bombeo Hidráulico debe contar con un conjunto de elementos tanto en la superficie, la locación, como en el fondo del pozo; a continuación en la figura 2.2 se detalla en forma breve cada uno de ellos.

Figura 2.2.- Principales elementos de fondo y superficie de Bombeo Hidráulico



Fuente: Solipet. Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico

Elaborado por: Solipet. Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico

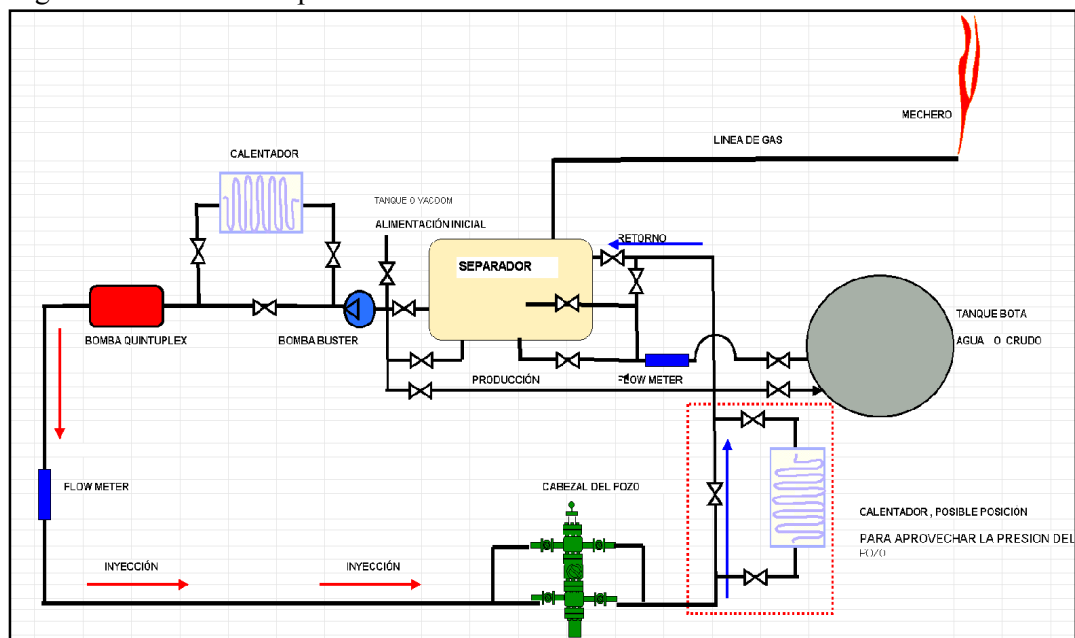
### 2.2.1.1 Principales elementos del conjunto de superficie.

El equipo de superficie consta de diferentes elementos importantes, los que desempeñarán un papel preponderante en el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, entre los cuales tenemos:

- Tanques de almacenamiento del fluido motriz y facilidades de deshidratación.
- Bombas de alta presión.

- Línea principal de Fluido Motriz y derivación a los diferentes pozos.
- Línea de retorno o de baja presión.
- Cabezal del pozo.
- Válvula Reguladora de Flujo (VRF).
- Válvulas de paso (BLOCK).
- Turbina.
- Analizador de Flujo (MCII),
- Instrumentos para medir presión (MANÓMETROS Y/O BARTON).

Figura 2.3 Instalación típica de una Estación de Producción



Fuente: Solipet. Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico

Elaborado por: Solipet. Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico

### 2.2.1.2 Principales elementos del conjunto de fondo

El diseño de la completación de fondo se realizará para cada pozo, dependiendo del número de arenas productoras y del diámetro exterior del equipo que va a trabajar.

A continuación se muestra el conjunto de fondo necesario para Bombeo Hidráulico.

- Tuberías (casing y tubing)
- Cavidad
- Aisladores de Zonas o Empacaduras (packer)
- Camisas
- Válvula de pie (Standing Valve)

En el Anexo 1 se muestra un diseño de una completación de fondo para Bombeo Hidráulico.

## **2.2.2 BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET.**

Una bomba tipo jet no posee partes móviles, las bombas jet son resistentes a la abrasión de los fluidos del pozo. Las bombas jet dan altos volúmenes de capacidad y maneja gas libre.

### **2.2.2.1 Funcionamiento**

El fluido motriz se bombea a un caudal determinado hasta la bomba jet, donde llega hasta la tobera a una alta presión. Este fluido a presión alta se dirige a través de la tobera, lo que hace que la corriente de fluido tenga alta velocidad y baja presión.

La presión baja permite que los fluidos del pozo fluyan en la bomba y tubería al caudal de producción deseado. Entonces, se mezcla el fluido motriz, que está moviéndose con un impulso fuerte, con la producción que tiene poco impulso, en un tubo de mezcla de área constante (garganta). En este proceso de mezcla, la energía se transfiere desde el fluido motriz a la producción.

Cuando los fluidos llegan al final del tubo de mezcla, tienen presión baja y velocidad alta. Entonces, el fluido sale de la bomba de una sección difusora que convierte el fluido en un estado de alta presión y velocidad baja. Esta alta presión de descarga debe ser suficiente para levantar los fluidos combinados al caudal deseado hasta la superficie.

## **2.2.3 BOMBEO HIDRÁULICO PISTÓN**

Las bombas hidráulicas se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la



superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.

### **2.2.3.1 Funcionamiento**

Las bombas pistón están formadas por un conjunto de pequeños pistones que van subiendo y bajando de forma alternativa de un modo parecido a los pistones de un motor a partir de un movimiento rotativo del eje. Estas bombas disponen de varios conjuntos pistón-cilindro de forma que mientras unos pistones están aspirando líquido, otros lo están impulsando, consiguiendo así un flujo menos pulsante; siendo más continuo cuantos más pistones haya en la bomba; el líquido pasa al interior del cilindro en su carrera de expansión y posteriormente es expulsado en su carrera de compresión produciendo así el caudal.

La eficiencia de las bombas de pistones es, en general, mayor que cualquier otro tipo, venciendo, generalmente, presiones de trabajo más elevadas que las bombas de Engranajes o de paletas.

Las tolerancias muy ajustadas de estas bombas las hacen muy sensibles a la contaminación del líquido.

Según la disposición de los pistones con relación al eje que los acciona, estas bombas pueden clasificarse en tres tipos:

- Bombas Axiales: los pistones son paralelos entre si y también paralelos al eje.
- Bombas Radiales: los pistones son perpendiculares al eje, en forma de radios.
- Bombas Transversales: los pistones, perpendiculares al eje, son accionados por bielas.

## **2.3 BOMBEO NEUMÁTICO O GAS LIFT**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático (Gas Lift) está considerado uno de los sistemas más flexibles y de mayor capacidad extractiva en la industria de la explotación de hidrocarburos. “En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 psi como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie (alivianar y arrastrar)”. (Gómez, 2009)

La inyección del gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran el gas automáticamente.

Existen dos métodos de gas lift que son los siguientes:

### **2.3.1 BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para airear o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca al gasto deseado. Para realizar esto se usa una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad ( $IP > 0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y presión de fondo fluyendo relativamente alta, (columna hidrostática del orden del 50% o más en relación con la profundidad del pozo).

En pozos de este tipo la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, es posible obtener aún más de 80000 bl/día. El diámetro interior de la Tubería de Producción influye en la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean ideales.

### **2.3.2 BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE**

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de petróleo impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la tubería de producción a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de petróleo a causa de la energía del gas, Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, sólo una parte del volumen de petróleo inicial se recupera en superficie, mientras que el

resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de petróleo en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de petróleo con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo neumático intermitente es usado en pozos con las siguientes características:

Bajo índice de productividad, baja RGL de yacimiento, baja presión de yacimiento, bajas tasas de producción, pozos sin producción de arena, en pozos con baja presión de fondo, columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad. En el Ecuador las características de los yacimientos del campo Ancón cumplen con los requisitos necesarios para la aplicación del sistema de bombeo neumático intermitente.

### **2.3.3 MECANISMO DE LAS VÁLVULAS SUBSUPERFICIALES DE BOMBEO NEUMÁTICO.**

Los diversos fabricantes han categorizado a las válvulas de Bombeo Neumático dependiendo de qué tan sensible es una válvula a una determinada presión actuando en la tubería de producción o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

“Normalmente la presión a la que se expone una válvula la determina el área del asiento de dicha válvula”. (Gómez, 2009).

Los principales mecanismos de las válvulas para ambos casos, es decir, en la tubería de revestimiento y en la tubería de producción, son los mismos, y sólo la nomenclatura cambia. Las válvulas de Bombeo Neumático operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión.

## **2.4 BOMBEO MECÁNICO**

El bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y

principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción a cierta profundidad del fondo del pozo. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educación. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

Como en el bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela. Otra modalidad es el balanceo neumático, cuya construcción y funcionamiento de la recámara se asemeja a un amortiguador neumático; generalmente va ubicado en la parte delantera del balancín. Este tipo de balanceo se utiliza para bombeo profundo.

Los diámetros de la bomba varían de 25,4 a 120 milímetros. El desplazamiento de fluido por cada diámetro de bomba depende del número de emboladas por minuto y de la longitud de la embolada, que puede ser de varios centímetros hasta 9 metros. Por tanto, el bombeo puede ser de fracciones de metro cúbico hasta unos 470 metros cúbicos/día. Las bombas son del tipo llamado de tubería de educación, ya que el cilindro o pistón de la bomba va conectado a la tubería de educación y se mete en el pozo como parte integral de la sarta a la profundidad deseada de bombeo. El émbolo de la bomba, que lleva la válvula viajera, constituye la parte extrema inferior de la sarta de varillas de succión. La sarta de varillas se mete en la tubería de educación hasta llegar a la válvula fija, ubicada en el fondo del cilindro. Luego se sube la sarta de varillas cierta distancia y por medio del vástago pulido, colgador y cables se fijan en el balancín, de manera que en la carrera descendente no golpee la válvula fija. Otro tipo de bomba es la integral, en la cual todos sus elementos conforman una sola pieza, que utilizando la sarta de varillas se puede colocar o extraer, sin necesidad de sacar la sarta de educación, para cambiarle algunos de sus componentes o reemplazarla por otra del mismo diseño. Este tipo requiere que la sarta de educación sea provista de un niple adecuado o dispositivo similar

para encajarla. Como las válvulas fija y viajera deben ser resistentes a la corrosión y a la abrasión, sus esferas y asientos se fabrican de acero inoxidable, acero templado, metal monel, aleaciones de cobalto, acero tungsteno o bronce. Las varillas de succión son hechas de varias aleaciones de metales. Están sujetas a un funcionamiento mecánico que le impone esfuerzos de estiramiento, encogimiento y vibración; fatiga, corrosión, erosión. Cada varilla tiene en un extremo una espiga (macho) redonda, sólida y roscada, y más abajo del hombrillo, en forma cuadrada, una muesca para encajar la llave para el enrosque y desenrosque. En el otro extremo lleva la caja o conexión hembra, internamente roscada, con muesca exterior o con muesca por debajo de la caja, para otra llave que facilita el enrosque o desenrosque de la varillas una tras otra. Las varillas se fabrican, generalmente, en diámetros de 15,9; 19; 22,2; 25,4 y 28,6 milímetros, con sus correspondientes dimensiones para la espiga, hombrillo, caja, muesca, etc.

La longitud de las varillas es de 7,6 y 9,15 metros. El peso de las varillas, en kg/30 metros de longitud, va desde 32,7 a 167,3 kilogramos. Para cada diámetro de tubería de educación existe un diámetro adecuado de varillas, para mayor efectividad de funcionamiento.

Es el sistema más reconocido de bombeo. Utiliza un movimiento vertical transmitido por contrapesos y un brazo mecánico que sube y baja.

La bomba en sí misma se encuentra en el fondo y se le transmite el movimiento a través de varillas que hacen su recorrido por dentro del tubing. Al descender, la válvula inferior se cierra y el pistón de la bomba baja llenándose de petróleo. Al subir, la válvula inferior se abre y mientras el pistón jala el petróleo que tiene dentro hacia arriba, a la vez llena la parte inferior por succión con una nueva carga que posteriormente elevará.

Así opera en forma alternativa o batch. Dado el gran brazo de torque que tienen, son el tipo de bomba preferido en caso de tener que generar grandes presiones. La motorización puede ser eléctrica o con motor a explosión.

Este es un método muy difundido en nuestro país y uno de los más antiguos.

Fue de hecho el primer sistema artificial de bombeo. Los equipos actuales poco tienen que ver con sus antecesores desde el punto de vista materiales, pero el concepto

operativo es idéntico. No es el más económico ni en su costo inicial ni operativo ya que poseen una estructura relativamente grande en la superficie y esto unido a la inclemencia del clima, implica un mantenimiento importante para asegurar su funcionamiento.

## **2.4.1 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES.**

### **2.4.1.1 Unidad de Bombeo**

Es una unidad integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a reciproco vertical, a la velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de cabillas y bomba de subsuelo.

### **2.4.1.2 Motor**

Equipo que suministra el movimiento y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos de los pozos. Este puede ser un equipo de combustión interna o eléctrica siendo este último el de mayor utilización en la industria.

### **2.4.1.3 Varillas**

Elemento de conexión entre la unidad de bombeo, instalada en la superficie y la bomba de sub-suelo. Mediante estas se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento del fluido generalmente son productos de acero y por lo tanto poseen propiedades de masa y elasticidad.

### **2.4.1.4 Bomba de sub-suelo**

Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funciona por diferenciales de presión mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluido en ciclos periódicos sincronizados. El Anexo 2 muestra una instalación típica de Bombeo Mecánico.

# **CAPÍTULO III**

## CAPÍTULO III

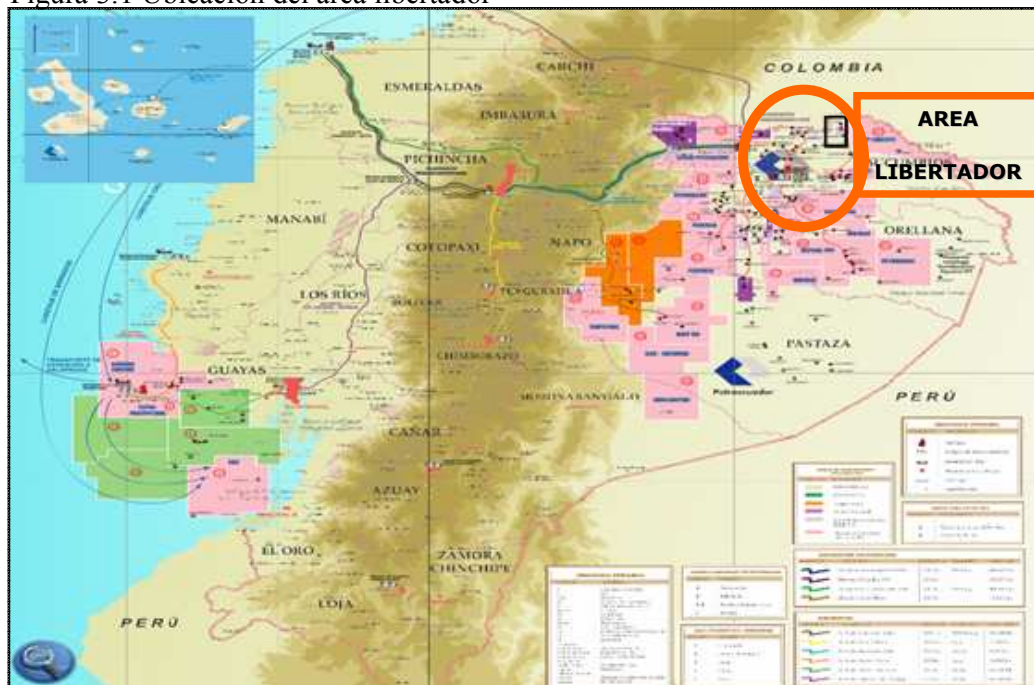
### 3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA LIBERTADOR Y SUS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El Área Libertador se encuentra operada actualmente por la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, también conocida como EP Petroecuador, es una de las áreas productoras de petróleo más importantes del Distrito Amazónico. Actualmente cuenta con tres diferentes sistemas de Levantamiento Artificial: Bombeo electrosumergible, Bombeo hidráulico y Bombeo mecánico.

#### 3.1 UBICACIÓN

Está ubicada en la Región Amazónica, provincia de Sucumbíos a unos 250 Km al Este del Distrito Metropolitano de Quito, y alrededor de 25 Km al sur de la frontera con Colombia. Geográficamente se encuentra localizado en las siguientes coordenadas: Latitud 00 06' 00" Norte y 00 04' 00" Sur. Longitud: 76 33' 00" a 76 36' 30" Oeste, tiene un área aproximada de 100 km. En la figura 3.1 se presenta de forma esquemática la ubicación del Área Libertador.

Figura 3.1 Ubicación del área libertador



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador



### **3.2 HISTORIA DEL ÁREA**

En el año de 1980, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perfora las estructuras Secoya, Shuara y Shushuqui, con los pozos Secoya 1 desde Enero a Febrero, Shuara 1 entre Febrero y Marzo, y Shushuqui 1 desde Octubre a Noviembre. Las primeras interpretaciones sísmicas mostraban a las tres estructuras nombradas inicialmente como independientes, sin embargo, interpretaciones posteriores, sustentadas en la información aportada por los pozos perforados, así como nuevos datos de estructuras Shushuqui, Pacayacu, Shuara y Secoya en un solo campo. Esta hipótesis se confirmó en 1983 con el pozo Guarumo 1, rebautizado posteriormente como Pichincha I. perforado en el periclinal sur del gran campo Libertador.

La producción del campo inició en julio de 1982, el promedio máximo de producción diaria fue de 56651 BPPD en agosto de 1992, luego del cual comenzó a su declinación normal.

El Área Libertador se encuentra conformada por los siguientes campos: Shuara, Pichincha, Secoya, Shushuqui, Atacapi, Tetete, Tapi, Frontera, Pacayacu, los campos que se detallan a continuación se encuentran cerrados por alto BSW: Carabobo, Ocano, Peña Blanca y Chanangue, por alto BSW.

Actualmente el área Libertador tiene una producción promedio de alrededor de 18000 BPPD, y el BSW promedio del campo bordea el 80%.

### **3.3 ESTRUCTURA Y ARENAS PRODUCTORAS**

La estructura o columna estratigráfica del área tiene una litología interna en el subsuelo formada por capas o arenas productoras de diferentes espesores y composiciones las cuales se detallan a continuación.

#### **3.3.1 “U SUPERIOR” (Us)**

En dos pozos Labogeo (1995) describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita. A la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano decrecientes, en el Área Libertador esta arenisca tiene un rango de presiones de reservorio que va desde 1000 a 4970 psi.

### **3.3.2 “U MEDIA” (Um),**

Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base (Shuara 26), con delgadas intercalaciones lutáceas. Hacia el tope se encuentra bioturbación.

### **3.3.3 “U INFERIOR” (Ui)**

Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea (Labogeo, 1995), grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base laminada al techo. La presión de reservorio varía entre 1600 a 4600 psi.

### **3.3.4 “BASAL TENA” (BT)**

Información sísmica y de reservorio definen que esta fue depositada rellenando canales erosionados, tiene un ancho entre 140’ – 250, y un rango de presión de reservorio que va desde 1100 a 2900 psi’.

### **3.3.5 “T SUPERIOR” (Ts)**

Labogeo (1995), define areniscas cuarzo-glaucóníticas en bancos métricos de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo, además la presión de reservorio oscila entre 1450 a 3700 psi.

### **3.3.6 “T INFERIOR” (Ti).**

Es una arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas (Labogeo, 1995). Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo “T inferior”, la presión de reservorio de esta arenisca va desde 3100 hasta 3400 psi.

Las arcillas presentes en las areniscas se describen a continuación por reservorios y en orden de importancia:

- Arenisca “T “: caolinita, illita, clorita y esmectita
- Arenisca “U” Inf.: caolinita, enectita, clorita e illita
- Arenisca “U” Sup.: caolinita, esmectita, illita y clorita.

La producción de este campo proviene de los reservorios “U”, “T” y marginalmente de Basal Tena. El crudo tiene en promedio 30° API.

### 3.4 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS Y FLUIDOS DEL ÁREA LIBERTADOR

En la tabla 3.1 se describe las propiedades petrofísicas de cada una de las arenas y de los campos del área, además podemos apreciar los parámetros PVT de los fluidos, se observan valores máximos y mínimos de API, temperatura del yacimiento, presión de burbuja, GOR, Bo y gravedad del gas.

Tabla 3.1 Parámetros PVT de las arenas y fluidos del Área Libertador desde 1980 – 1995.

ANÁLISIS PVT CAMPO LIBERTADOR							
CAMPO	ARENA	API	TEMPERATURA YACIMIENTO	PRESION DE BURBUJA	GOR	Bo	GRAVEDAD DE GAS (AIRE=1.0)
ATACAPI	U	29.2	209	1116	326	1.2310	1.620
	G-2	31.0	208	1308	442	1.3380	1.071
	T INF	33.4	238	1100	453	1.4770	1.669
	T	31.4	205	1312	355	1.2500	1.409
CARABOBO	Us	29.4	205	795	250	1.2202	1.064
CHANANGE	T	35.8	222	860	289	1.2583	1.615
FRONTERA	T	34.7	221	640	179	1.2266	1.436
	U	34.2	220	685	225	1.3480	1.440
PICHINCHA	T	31.4	208	773	274	1.2470	1.645
	Uinf	28.0	227	1243	281	1.2240	1.247
SECOYA	U	28.3	205	1085	272	1.1790	1.129
	T	34.2	208	555	444	1.3350	1.539
SHUARA	T	31.7	216	1120	383	1.3150	1.620
	U	28.0	217	1100	274	1.2910	1.218
	U <sub>sup</sub>	29.5	232	595	162	1.2120	1.420
SHUSHUQUI	T	33.5	237	1368	532	1.4820	1.550
	Uinf	32.5	213	1157	268	1.2990	1.071
	U <sub>sup</sub>	31.4	226	1075	333	1.3120	1.354
TAPI	Tinf	28.7	217	1980	673	1.3980	1.645
TTT	Uinf	29.9	213	313	84	1.1486	1.544

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador

### 3.5 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR

Actualmente el área Libertador cuenta con 76 Pozos en producción, 59 Cerrados, 13 Abandonados, 2 Esperando Solicitud de Abandono, 16 Reinyectores, 5 Cerrados

Reinyectores, y 1 pozo en completación y Pruebas, lo que da un total de 172 pozos, que se muestran en el Anexo 3.

La Tabla 3.2 describe el estado actual de los pozos del Área Libertador.

Tabla 3.2 Estado de los pozos del área Libertador al 31 de Enero de 2011

<b>PRODUCIENDO</b>	<b>76</b>
<b>CERRADOS PRODUCTORES</b>	<b>59</b>
<b>ABANDONADOS</b>	<b>13</b>
<b>ESPERANDO ABANDONO</b>	<b>2</b>
<b>INYECTORES</b>	<b>0</b>
<b>CERRADO INYECTORES</b>	<b>0</b>
<b>REINYECTORES</b>	<b>16</b>
<b>CERRADOS REINYECTORES</b>	<b>5</b>
<b>EN C&amp;PI</b>	<b>1</b>
<b>ESPERA C&amp;PI</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>172</b>

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

En el Anexo 4 se muestra la producción proyectada del año 2011 y la producción real hasta Abril del mismo año.

En la tabla 3.3 se presenta la producción de petróleo por campo y por método de levantamiento artificial.

Tabla 3.3 Producción de petróleo por campo y por método de levantamiento artificial al 31 de Enero de 2011.

<b>ESTACIONES</b>	<b>PPF (BPPD)</b>	<b>PPS (BPPD)</b>	<b>PPH (BPPD)</b>	<b>PPG (BPPD)</b>	<b>PPM (BPPD)</b>	<b>TOTAL (BPPD)</b>
<b>ATACAPI</b>	0	2,551	277	0	0	<b>2,828</b>
<b>FRONTERA</b>	0	408	0	0	0	<b>408</b>
<b>PICHINCHA</b>	0	3,562	0	0	0	<b>3,562</b>
<b>SECOYA</b>	0	4,585	0	0	85	<b>4,670</b>
<b>SHUARA</b>	0	1,980	0	152	0	<b>2,132</b>
<b>SHUSHUQUI</b>	0	217	2,068	0	0	<b>2,285</b>
<b>TAPI</b>	0	0	350	0	0	<b>350</b>
<b>TETETE</b>	0	685	1,125	0	0	<b>1,810</b>
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>13,988</b>	<b>3,820</b>	<b>152</b>	<b>85</b>	<b>18,045</b>

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

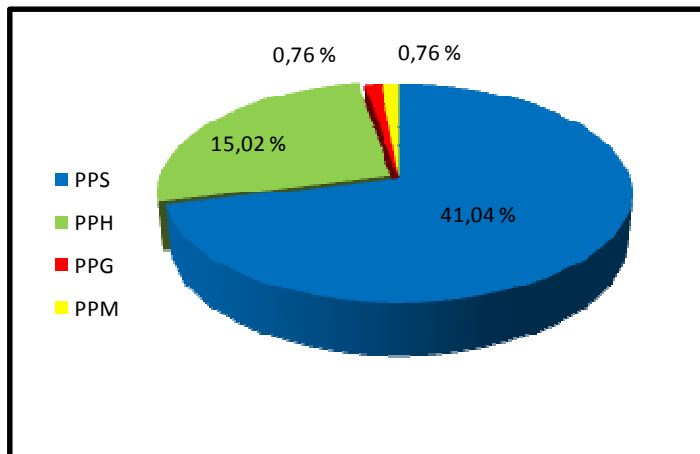
### 3.6 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUALES DEL ÁREA LIBERTADOR

En el área Libertador la producción de petróleo se la realiza por medio de tres métodos de levantamiento artificial:

- Bombeo Electrosumergible.
- Bombeo Hidráulico.
- Bombeo Neumático o Gas Lift
- Bombeo Mecánico

Como se observa en la figura 3.2 el 41,04% de los pozos (54 pozos) trabaja con Bombeo Eléctricosumergible, el 15,02 % (20 pozos) con Bombeo Hidráulico, el 0,76% (1 pozo) con Gas Lift y el 0,76% (1 pozo) con Bombeo Mecánico.

Figura 3.2 Porcentaje de producción por tipos de Levantamiento Artificial.



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

#### 3.6.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Actualmente en el área se tiene tres tipos de marcas de Bombas eléctricas que son: Reda-Schlumberger con 22 pozos en funcionamiento, Centrilift-Baker con 25 pozos, ESP-Wood Group con 7 pozos, todos los pozos cuentan con líneas de flujo hacia la estación, algunos de los pozos cuentan con línea de alta y otros con generador.

A continuación en las tablas 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 se describe cada uno de los parámetros tanto de superficie como de fondo de todos los pozos que funcionan con Bombeo Electrosumergible.

Tabla 3.4 Parámetros de producción de los pozos que operan con bombas electrosumergibles Reda-Schlumberger al 31 de Enero de 2011

ITEM	POZO	NUM	Run Life		Placa de Bomba			Rango Opt.		ARENA	Prueba de Produccion											
			FECHA Instalacion	OPERAC Dias	Bomba	STG	Hz	min	max		PRODUCCION			BSW	API grados	GOR	Pc psi	P Intake Referencia	P Intake Actual	Pdescarga psi	Ti F	Tm F
											FECHA	BFPD	BPPD									
1	ATACAPI	7	11-may-10	265	DN-1100(2)	306	60	600	1350	Ui	22-Jan	545	218	60,0	29,9	399	65	974	1391	Descalibra	238	293
2	ATACAPI	15	20-abr-10	286	DN-1100(2)	252	60	600	1350	Us	18-Jan	862	172	80,0	29,2	387	225	1994	1953	N/A	234	272
3	FRONTERA	2	01-nov-10	91	GN-1300(1)	120	60	800	1800	T	24-Jan	895	233	74,0	31,8	321	70	1712	1667	N/A	225	271
4	PICHINCHA	2	01-jul-10	214	D475N(2)	408	53	177	552	Ui	21-Jan	300	270	10,0	30,0	481	50	615	855	N/A	229	248
5	PICHINCHA	10	28-abr-10	278	DN 1100(2)	309	60	600	1350	Ui	22-Jan	1160	93	92	27	710	70	1503	2304	N/A	225	230
6	PACAYACU	6D	22-mar-10	315	D725N(2)	312	60	350	925	Bt	22-Jan	321	270	16	18,3	233	82	726	703	N/A	219	283
7	ARAZA	1	17-ene-09	744	DN1750(3)	340	60	1200	2050	Ui	25-Jan	1879	150	92	24,5	402	140	2202	N/R	N/A	N/R	N/R
8	ARAZA	2D	03-jul-10	212	D725N(2)	272	60	350	925	Ui	27-Jan	306	208	32,0	31,5	274	120	1062	1225	3200	238	279
9	SECOYA	1	13-abr-10	293	GN1600(1)	120	60	1200	2050	Ui	18-Jan	1441	331	77,0	29,5	347	Descalibra	1668	1745	N/R	240	299
10	SECOYA	5	08-nov-10	84	D725N(2)	273	60	350	925	Ui	20-Jan	557	111	80,0	26,6	810	82	1098	1180	3278	233	299
11	SECOYA	14	13-mar-09	689	GN 4000(3)	222	60	3200	4800	Ui	22-Jan	4292	687	84,0	29,0	428	350	2095	Echome-170	N/A	N/R	N/R
12	SECOYA	16	22-feb-10	343	DC-1100(2)	308	60	600	1350	Ui	18-Jan	1005	181	82,0	29,0	481	Descalibra	1741	1745	N/A	234	295
13	SECOYA	17	03-oct-09	485	DC-1100(3)	436	60	600	1350	Ui	22-Jan	876	245	72,0	28,0	376	220	1460	Echome-138	N/A	N/R	N/R
14	SECOYA	18	07-sep-08	876	D1100N	328	60	600	1350	Ui	21-Jan	1090	240	78,0	30,0	224	371	1408	N/R	N/A	N/R	N/R
15	SECOYA	19	28-abr-09	643	D725N(3)	409	60	350	925	Ui	23-Jan	276	199	28,0	33,7	352	150	550	N/R	N/A	N/R	N/R
16	SECOYA	22	25-jul-10	190	DN-1750 (3)	328	60	1200	2050	Ui	22-Jan	1776	284	84,0	27,0	426	300	1532	1601	3800	238	301
17	SECOYA	27	16-jul-10	199	SN-2600	127	60	1600	3200	Ui	21-Jan	1952	195	90,0	30,2	564	100	1742	1845	3863	236	318
18	SECOYA	31	19-may-09	622	DN1100(2)	309	60	600	1350	Ui	23-Jan	537	204	62,0	27,6	172	324	1461	Ecome-1237	N/A	225	244
19	SHUARA	6	29-nov-10	63	DC-1100(2)	327	60	600	1350	Ui+Us	19-Jan	717	172	76,0	29,6	438	180	1088	1264	3784	237	301
20	SHUARA	8	08-abr-10	298	DN-1750 (3)	306	60	1200	2050	Ui	24-Jan	2211	88	96,0	24,6	511	82	2509	2519	N/A	235	Decal
21	SHUARA	22	05-dic-10	57	D725N(2)	312	60	350	925	Ui	27-Jan	365	29	92,0	23,8	1103	150	1023	1283	3847	235,9	307
22	SHUARA	25	29-nov-10	63	D725N	373	60	350	925	Us	24-Jan	663	133	80,0	29,5	598	30	945	797	3707	242	282

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.5 Parámetros eléctricos de los pozos que operan con bombas electrosumergibles Reda-Schlumberger al 31 de Enero de 2011

POZO	NUM	Parametros de Funcionamiento Electrico															Datos de los Equipos de Superficie												
		Datos de Placa del Motor			Display VSD / UniConn					VOLTAJES DEL MOTOR					CORRIENTES MOTOR					Transformador Incrementador					VSD		XFMR REDUCTOR		
		HP	V	A	Ia	Ib	Ic	HZ	Volt	AB	BC	CA	A-G	B-G	C-G	IA	IB	IC	RAT-T	TAP	Volt	I ent.	V ent.	I sal.	V sal.	KVA	KVA	TAP	KVA
ATACAPI	7	175	2393	46		27,0		54	422	2383	2380	2385	1364	1380	1381	26	28	27	0,18	2 Y 2	2739	140	422	27	2383	520	390-12P	C	400-12P
ATACAPI	15	144	1174	78,5		41,0		60	461	1361	1362	1360	783	782	795	40	37	41	0,37	2 C Δ	1439	116	461	39	1361	300	518-12P	C	520-12P
FRONTERA	2	150	2300	39,5		21,0		56	437	2226	2223	2224	1280	1288	1284	20	21	21	0,21	1E-Y	2492	100	412	21	2224	400	390-12P	C	400
PICHINCHA	2	180	1771	65,2		25,0		54	447	1493	1506	1497	852	866	869	26	25	25	0,4	1 A Δ	1608	83	447	25	1499	520	390-12P	1B Y	400-12P
PICHINCHA	10	175	2200	48		26,5		60	471	2383	2396	2387	1384	1389	1375	27	28	26	0,21	2 C Y	2461	140	471	27	2389	400	390-12P	C	600-12P
PACAYACU	6 D	150	2300	39,5		25,0		53	444	2222	2219	2219	1277	1298	1290	23	24	25	0,21	E 1 Y	2492	116	444	24	2220	400	390-12P	C	400-12P
ARAZA	1	150	2300	39,5		28,0		55	427	2254	2253	2250	1312	1314	1302	28	27	27	0,18	2 3 Y	2589	134	427	27	2252	225	600KVA	C	520-12P
ARAZA	2D	125-150	1917-2300	39,5		14,0		51	415	1887	1887	1888	1088	1104	1098	15	15	14	0,29	C 1 Y	2198	111	416	15	1887	400	390-12P	C	520-12P
SECOYA	1	150	2300	39,5		27,0		59	454	2440	2443	2443	1396	1407	1396	27	28	26	0,2	2-E Δ	2030	143	454	27	2442	500	518-12P	C	300-12P
SECOYA	5	150	2300	39,5		24,0		60	480	2500	2506	2503	1440	1438	1460	23	23	22	0,23	4- G Δ	2560	123	480	23	2503	400	390-12P	C	400-12P
SECOYA	14	450	2062	131		98,0		60	466	2290	2288	2275	1317	1330	1319	97	92	104	0,19	1-A Y	2425	485	466	98	2284	850	815-12P	C	850-12P
SECOYA	16	150	2300	39,5		25,0		60	459	2487	2491	2493	1425	1423	1438	26	27	25	0,19	1 B Y	2638	131	421	26	2489	520	390-12P	C	400-12P
SECOYA	17	150	2300	39,5		29,0		54,0	446	2346	2347	2344	1361	1364	1361	31	29	31	0,18	1E-Y	2581	155	446	30	2346	600	390-12P	C	520-12P
SECOYA	18	150	2575	36,6		27,0		60	478	2767	2768	2763	1595	1587	1574	28	26	26	0,2	3-B Y	2699	160	478	27	2766	400	518-12P	C	520-12P
SECOYA	19	125 / 150	1480	55		32,0		51	409	1421	1421	1419	819	821	822	33	32	34	0,30	A-2 Δ	1692	102	409	33	1420	600	390-12P	C	600-12P
SECOYA	22	210	1213	104		52,0		59	458	1803	1812	1813	1042	1055	1057	48	52	47	0,28	2-D Δ	1946	193	458	49	1809	400	518-12P	C	520-12P
SECOYA	27	210	2468	51		41,0		55	443	2402	2410	2408	1403	1395	1399	41	42	39	0,18	1FY	2702	211	443	41	2407	520	390-12P	C	520-12P
SECOYA	31	150	3200	39,5		29,0		60	464	2523	2520	2518	1451	1449	1469	28	27	29	0,20	F-1 Y	2638	153	464	28	2520	400	390-12P	C	400-12P
SHUARA	6	150	2300	39,5		27,0		58	469	2312	2314	2312	1325	1333	1349	28	27	29	0,28	A-4-Y	94	436	436	28	2313	390	390-12P	E	520-12P
SHUARA	8	120/150	2460/2520	30,5		30,0		64	466	2637	2637	2633	1527	1534	1530	31	30	31	0,18	C-1 Y	2491	136	445	31	2636	400	390-12P	E	400-12P
SHUARA	22	150	2300	39,5		26,0		62,0	450	2558	2565	2561	1476	1486	1475	27	26	26	0,19	2-B-Y	2679	119	447	26	2561	400	390-12P	C	400-6P
SHUARA	25	156	1535	65		37,0		58,0	459	1587	1584	1586	913	927	922	37	39	41	0,31	A-2 Δ	1692	122	441	39	1586	400	390-12P	C	400-12P

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.6 Parámetros de producción de los pozos que operan con bombas electrosumergibles Centrilift-Baker al 31 de Enero de 2011

ITEM	CAMPO	POZO	FECHA INST	RUN LIFE 31-ene-11	BOMBA		FREC HZ	DATOS DE PRODUCCION										PRESIONES (P S I)				
					ETPS	TIPO		ARENA	FECHA	BFPD	%BSW	BPPD	BAPD	T°Fondo	API@60F	%CH. CERRA	GOR	PIP_PDIS	TEM MTR	Pb	CABEZA	
1	ATA	17	18-oct-09	470	226	PX	12	56,0	Ti	19-Jan-11	780	90%	78	702	230	31,6	N/A	1256	1780	279	1100	220
2	ATA	20	16-oct-10	107	226	PX	12	50,0	Ti	29-Jan-11	523	10%	471	52	222	31,0	N/A	281	N/R	N/R	1312	110
3	ATA	23	21-nov-10	71	226	PX	12	60,0	Ti	26-Jan-11	894	60%	358	536	222	32,2	N/A	365	1716	280		180
4	ATA	24	10-nov-10	82	226	PX	12	50,0	Ui	26-Jan-11	1200	16%	1008	192	222	31,0	N/A	131	1690_2485	281		180
5	ATA	25	20-jul-10	195	226	PX	12	50,0	Ti	20-Jan-11	710	65%	249	462	222	33,0	N/A	2161	2055	267	1116	210
6	FRT	4	15-sep-10	138	104	PX	23	54,0	Ui	23-Jan-11	2187	92%	175	2012	228	27,5	N/A	617	2276_3349	268	640	65
7	PCY	4	27-ene-11	4	293	PX	8	53,0	T	29-Jan-11	1017	80%	203	814	220	18,6	N/A	462	1192	264	1120	200
8	PCY	5	17-ene-09	744	223	PX	12	58,0	Ui	22-Jan-11	735	78%	162	573	220	24,6	50,0%	506	N/R	N/R	980	150
9	PIC	7	16-ene-11	15	144	PX	47	50,0	T	20-Jan-11	4457	80%	891	3566	219	29,1	N/A	140	2279	279	773	350
10	PIC	8	12-abr-10	294	170	PX	62	56,0	Ui	24-Jan-11	6350	96%	254	6096	220	28,0	N/A	350	1807	N/R	1243	200
11	PIC	9	09-oct-09	479	268	PX	18	52,0	Ui	25-Jan-11	1650	90%	165	1485	231	27,1	N/A	382	2498	247	1100	100
12	SEC	3	09-ene-10	387	136	PX	23	50,0	Ui	19-Jan-11	1770	90%	177	1593	215	29,0	N/A	593	1600	267	1085	120
13	SEC	8	05-may-09	636	172	PX	23	55,0	Ts	21-Jan-11	2181	84%	349	1832	225	30,0	N/A	739	2032	253	210	215
14	SEC	10	13-sep-10	140	226	PX	12	53,0	Ti	19-Jan-11	1017	88%	122	895	210	32,8	N/A	639	1735_3807	277	555	170
15	SEC	11	04-dic-10	58	464	PX	18	53,2	Ui	28-Jan-11	1870	82%	337	1533	227	28,3	N/A	341	1906 / 3665	261	555	100
16	SEC	21	26-ago-07	1254	172	PX	11	58,2	Ui	21-Jan-11	1239	78%	273	966	230	30,0	N/A	326	N/R	N/A	1065	100
17	SEC	24	04-ene-10	392	332	PX	6	50,0	Us	21-Jan-11	337	40%	202	135	210	31,0	N/A	262	N/R	N/R	1062	100
18	SEC	30	31-mar-10	306	293	PX	6	57,0	Ts	23-Jan-11	400	44%	224	176	233	30,0	N/A	393	848	266	555	70
19	SEC	33B	24-mar-10	313	226	PX	12	53,0	Ui	23-Jan-11	1082	84%	173	909	230	28,0	N/A	526	1438	257	1085	80
20	SEC	37	18-feb-10	347	268	PX	18	51,0	Ti	25-Jan-11	506	1%	501	5	240	31,0	N/A	287	553	247	566	90
21	SEC	38D	09-ago-10	175	360	PX	6	60,0	Ui	25-Jan-11	318	60%	127	191	240	29,9	N/A	520	908_3571	284	1100	110
22	SHU	4	30-jul-10	185	136	PX	23	50,0	Ts	24-Jan-11	1899	92%	152	1747	237	29,0	N/A	553	1727_3586	262	1150	270
23	SHU	9	28-dic-10	34	104	PX	23	54,0	Ui	21-Jan-11	1817	92%	145	1672	230	27,0	N/A	531	1298	275	1100	33
24	SHU	12	18-ene-07	1474	138	PX	47	58,0	Ui	22-Jan-11	4248	92%	340	3908	233	27,0	N/A	391	N/R	275	1100	310
25	TTT	11	18-nov-10	74	83	PX	47	54,0	Ui	22-Jan-11	5186	85%	778	4408	213	29,0	N/A	983	2266	261	313	130

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez



Tabla 3.7 Parámetros eléctricos de los pozos que operan con bombas electrosumergibles Centrilift- Baker al 31 de Enero de 2011

ITEM	CAMPO	POZO	HZ	PLACA NOMINAL MOTOR			PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE FONDO - MOTOR									PARÁMETROS SALIDA DEL VSD									PARÁMETROS ENTRADA DEL VARIADOR								
				VOLT	AMP	H.P	VOLTS FASE - FASE			VOLTS FASE - TIERRA			CORRIENTES			VOLTS FASE-FASE			VOLTS FASE-TIERRA			CORRIENTES			VOLTS ENTRADA			VOLTS F-TIERRA			AMPERAJE		
							VAB	VCA	VBC	VAG	VBG	VCG	IA	IB	IC	VAB	VCA	VBC	VAG	VBG	VCG	IA	IB	IC	Vab	Vca	Vbc	Vag	Vbb	Vcg	Ia	Ib	Ic
1	ATA	17	56,0	2325	40	152	1786	1785	1793	995	998	954	28	30	28	369	372	370	236	237	237	121	130	129	482	483	483	301	266	293	134	135	131
2	ATA	20	50,0	2325	40	152	1646	1638	1643	1603	1595	88	18	21	19	469	472	475	223	221	230	205	215	202	485	493	487	290	292	285	210	218	209
3	ATA	23D	60,0	2325	40	152	1557	1554	1565	897	909	894	26	26	28	465	472	480	304	305	302	101	109	109	480	486	482	220	223	226	106	114	114
4	ATA	24D	50,0	2325	40	152	1557	1554	1565	897	909	894	26	26	28	465	472	480	304	305	302	101	109	109	480	486	482	220	223	226	106	114	114
5	ATA	25D	50,0	2330	30	114	1909	1905	1910	1103	1100	1105	27	26	26	359	352	350	236	237	237	129	123	123	482	483	483	301	266	293	130	133	133
6	FRT	4	54,0	2305	60	228	2329	2333	2333	1173	1174	1179	50	49	50	444	448	449	298	290	298	227	243	211	479	483	481	270	279	280	285	289	290
7	PCY	4	53,0	2325	40	152	2218	2224	2229	1283	1298	1298	35	33	30	436	438	437	281	287	288	176	182	179	486	487	484	277	277	278	169	170	171
8	PCY	5	58,0	2325	40	152	2235	2228	2228	1282	1284	1283	35	34	35	436	438	437	281	287	288	176	182	179	486	487	484	277	277	278	169	170	171
9	PIC	7	50,0	2850	98	228	2196	2198	2213	1263	1269	1280	67	76	69	438	435	437	268	271	272	434	400	414	470	469	469	278	308	296	192	189	193
10	PIC	8	56,0	3800	98	608	3285	3290	3292	1900	1915	1904	70	75	66	432	433	432	250	251	249	592	554	558	480	481	478	281	281	280	589	542	554
11	PIC	9	52,0	2325	40	152	1740	1755	1760	1013	1017	1015	26	28	29	386	386	386	275	275	275	118	123	126	471	474	470	303	290	292	121	123	126
12	SEC	3	50,0	2305	60	228	1998	2024	1998	1165	1154	1162	47	53	44	465	472	480	304	305	302	200	229	211	467	470	468	203	225	234	623	609	631
13	SEC	8	56,0	2370	98	380	2190	2184	2183	1162	1183	1182	73	68	78	456	458	455	269	265	264	331	339	362	480	481	480	278	277	278	342	358	379
14	SEC	10	53,0	2325	40	152	1949	1959	1956	1108	1100	1004	32	31	33	452	456	458	299	297	290	148	142	149	485	488	489	226	229	252	190	189	186
15	SEC	11	53,2	2112	45	144	2301	2261	2240	1289	1283	1295	33	35	35	474	476	477	323	319	318	218	234	200	479	478	479	275	277	276	181	174	172
16	SEC	21	58,2	2325	40	152	2304	2304	2314	1267	1284	1281	39	38	38	436	435	432	287	288	287	192	193	195	480	481	480	277	277	278	170	172	170
17	SEC	24	50,0	1210	64	116	1222	1215	1213	695	694	693	58	54	59	448	446	447	295	295	295	372	374	373	480	481	480	280	274	278	174	175	173
18	SEC	30	57,0	2325	40	152	1921	1920	1917	1117	1115	1118	24	27	25	428	430	430	273	272	260	108	122	112	480	481	480	280	274	278	105	108	109
19	SEC	33B	53,0	2133	46	165	1874	1860	1861	1094	1071	1073	42	38	39	448	447	446	268	268	270	170	184	180	480	480	480	277	277	278	156	158	157
20	SEC	37	51,0	2330	30	114	1234	1237	1236	705	713	708	20	19	18	462	466	460	267	268	265	77	77	72	478	479	482	304	244	290	69	70	71
21	SEC	38D	60,0	2325	40	152	2110	2115	2120	1260	1270	1275	30	31	31	402	401	403	265	266	264	150	160	158	478	479	482	304	244	290	155	163	162
22	SHU	4	50,0	2193	75	275	1861	1864	1866	1075	1073	1084	53	57	48	402	401	403	265	266	264	225	260	248	480	481	480	277	277	278	228	262	252
23	SHU	9	54,0	2305	60	228	1777	1776	1777	1031	1034	1020	37	42	38	434	433	432	260	265	259	160	181	164	464	465	464	272	299	314	89	90	90
24	SHU	12	58,0	3518	75	440	3382	3385	3387	1919	1931	1937	72	72	70	465	466	464	280	281	279	530	494	508	486	485	487	279	279	279	492	491	492
25	TTT	11	54,0	2370	98	380	2065	2046	2051	1180	1190	1180	65	60	67	415	416	414	275	273	276	384	338	350	462	462	463	272	272	273	386	340	354

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.8 Parámetros de producción de los pozos que operan con bombas electrosumergibles ESP-Wood Group al 31 de Enero de 2011

ITEM	POZO	FECHA INST.	RUN LIFE	BOMBA		FREC HZ	DATOS DE PRODUCCION							PRESIONES			SENSOR		
				ETPS	TIPO		ARENA	BFPD	% BSW	BPPD	BAPD	T. FONDO	API@ 60F	P b	CABEZA	P. INTAKE	T. Intk.	T. Motor	
1	ATA-18	20-jul-10	195	98	TE-2700	54	Ti	1940	92	155	1785	220	33.1	1312	140	2300	238	245	
2	PIC-13D	22-ene-09	739	468	TD-300	54	Us	133	1	132	1	223	30	1200	40	N/R	N/R	N/R	
3	SEC-02	17-may-10	259	143	TE-2700	52	Ts	2396	78	527	1869	237	30	555	80	1132	241	245	
4	SEC-15	26-ene-11	5	226	TD-460	55	Ui	370	50	185	185	205	28	1085	130	814	205	234	
5	SEC-32	23-mar-09	679	98	TE-1500	57	Ti	1517	80	303	1214	221	32.4	555	150	N/R	N/R	N/R	
6	SHU-15	01-ene-11	30	464	TD-150	56	Ui	283	1	280	3	220	29.2	1100	20	1160	231	239	
7	SHU-20	27-oct-10	96	98	TE-1500	52	Ts + Ui	1488	92	119	1369	222	28.5	1120	240	1518	233	240	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.9 Parámetros eléctricos de los pozos que operan con bombas electrosumergibles ESP-Wood Group al 31 de Enero de 2011

ITEM	POZO	HZ	PLACA MOTOR			PARAMETROS ELÉCTRICOS DE FONDO									%	PARAMETROS SALIDA DE VSD									PARAMETROS ENTRADA DE VSD									DISPLAY VSD	TRANS. ELEV.	VARIADOR									
			VOLT	AMP	ILP.	V FASE-FASE			V FASE-TIERRA			CORRIENTES				CARGA	V FASE-FASE			V FASE-TIERRA			CORRIENTES			V FASE-FASE			V FASE-TIERRA			CORRIENTES				VOLIS	AMPS	VOLIS	KVA	TIPO	KVA	%CARGA	KVAOUT	KVA.IN	
						VAB	VBC	VCA	VAG	VBG	VCG	IA	IB	IC			MIR	VAB	VBC	VCA	VAG	VBG	VCG	IA	IB	IC	VAB	VBC	VCA	VAG	VBG	VCG	IA												IB
1	ATA-18	54	2230	88.5	320	2171	2183	2184	1250	1249	1270	41	39	38	44	430	432	431	277	276	277	218	202	210	494	494	492	282	282	282	153	149	149	430	199	2492	400	VECTORIV	435	40%	156.76	128.45			
2	PIC-13D	54	2245	35	120	2172	2179	2176	1253	1253	1254	14	14	14	40	441	440	441	276	275	275	86	82	96	475	474	475	272	273	272	45	50	54	431	70	2382	300	VECTORIV	435	17%	67.16	40.83			
3	SEC-02	52	2230	88.5	320	2264	2265	2255	1297	1312	1325	47	46	49	53	426	430	431	270	270	270	275	258	262	480	479	479	275	275	275	196	192	193	427	258	2638	500	VECTORIV	435	52%	196.90	160.78			
4	SEC-15	55	1310	35	70	1332	1329	1331	773	764	771	24	26	28	74	449	450	449	281	280	280	80	79	75	477	476	476	273	274	274	69	66	71	442	77	1439	300	VECTORIV	435	15%	60.70	56.65			
5	SEC-32	57	1115	88.5	160	1312	1315	1309	753	755	751	66	58	64	71	451	452	449	279	280	279	199	174	192	490	492	491	287	285	288	170	170	171	456	200	1387	400	VECTORIII	435	36%	147.00	144.85			
6	SHU-15	56	1310	35	70	1309	1314	1315	760	751	755	17	18	17	50	444	444	445	266	266	263	51	50	50	474	474	474	276	252	289	37	38	36	448	37	1451	260	VECTORVII	435	10%	38.74	30.38			
7	SHU-20	52	2165	33	120	1894	1895	1895	1085	1095	1085	26	28	28	83	421	421	422	271	271	271	128	133	128	478	478	476	274	272	274	108	105	104	416	128	2198	300	VECTORIV	435	25%	94.62	87.36			

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### **3.6.2 BOMBEO HIDRÁULICO**

#### **3.6.2.1 Estado actual del sistema.**

En el área Libertador cuatro campos operan median el sistema de Bombeo Hidráulico: Atacapi, Shushuqui, Tapi y Tetete.

#### **CAMPO ATACAPI**

Cuenta con un sistema centralizado desde la estación hacia los pozos Ata-14 y Ata-16. El sistema es alimentado por el fluido motriz que es el petróleo almacenado en el tanque de surgencia el cual tiene una capacidad de 5000 bls y un BSW de 0,2%, este fluido viaja a través de una línea de descarga de 12” de diámetro, la cual tiene una conexión a 3’ sobre la base del tanque, llega a dos bombas Booster una es eléctrica y funciona regularmente y la segunda es mecánica, funciona cuando hay cortes de energía se la utiliza como reserva, estas bombas alimentan a una bomba horizontal Wood Group (4160 Vol, 99 Amp), que es la que se encarga de la inyección del fluido hacia los pozos con una presión que varía entre 3850-3900 psi, cuenta con una válvula de descarga de presión automática (Fisher) seteada a 4000 psi y un variador de frecuencia de 60 Hz, además un enfriador de petróleo para evitar el calentamiento de la cámara de empuje. El sistema también cuenta con una línea de inyección de químico (demulsificante) el cual está conectado después de la salida de las bombas Booster.

De las dos bombas Booster con las que se cuenta una permanece encendida las 24 horas y la segunda se tiene como reserva. La Figura 3.3 muestra las dos bombas eléctrica y mecánica de la estación Atacapi, las mismas que alimentan de fluido motriz a la bomba horizontal de Wood Group.

Figura 3.3 Bombas Booster, Estación Atacapi



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

La figura 3.4 indica la bomba horizontal de Wood Group utilizada para la inyección del fluido motriz hacia los pozos Ata-14 y Ata-16.

Figura 3.4 Bomba Horizontal Wood Group



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### **CAMPO SHUSHUQUI**

El fluido motriz se obtiene del Tanque de Surgencia desde una toma ubicada a 9' desde la base del tanque, utilizando una línea de 8" con un BSW de 0,2%, químicos tales como: demulsificante, anticorrosivo, antiparafínico y anti-escala son inyectados al fluido que luego llega a un filtro y pasa por una de las dos Bombas Booster marca Derco que tiene el sistema, una es eléctrica y funciona regularmente, la segunda es mecánica, funciona cuando hay cortes de energía y es utilizada como reserva, estas bombas transforman la presión de 10 a 60 psi que es la presión con la que se alimenta la succión de las bombas Triplex, obteniéndose una presión de descarga de 3800 psi, con la cual el fluido motriz es inyectando a cada uno de los pozos que funcionan con Power Oil. El campo Shushuqui cuenta en sus instalaciones con cuatro bombas Triplex marca Gardner Dember, cuya presión de trabajo es de 3800 psi a 215 GPM, todas las bombas cuentan con un motor de 540 Hp los cuales dan impulso a cada una de estas.

El sistema funciona con dos bombas de las cuatro con las que se cuenta, las dos restantes funcionan de reserva.

Las bombas Tríplex bombean en su conjunto un total de 14000 bls por día, es decir 7000 bls cada una. Luego de la inyección del fluido motriz hacia los pozos, la producción total regresa hacia los separadores de producción, pasa por la bota y se

almacena en el Tanque de surgencia que tiene una capacidad de 32000 bls, para finalmente ser bombeado al SOTE.

El sistema Power Oil que funciona en el campo Tetete es similar al que se tiene en Shushuqui, con la diferencia que Tetete bombea el fluido motriz hacia los pozos de Tapi.

Las compañías que proveen de bombas hidráulicas tanto jet como pistón para la recuperación del fluido del pozo son: Sertecpet (Guiberson, Claw), que tiene instaladas 16 bombas en los pozos de los cuales 1 es con bomba pistón y los restantes funcionan con bomba jet. La compañía Solipet (Kobe, Oilmaster) cuenta con 5 pozos que operan con bomba jet en su totalidad. Las tablas 3.10 y 3.11 describen cada una de los pozos hidráulicos con las características de cada una de las bombas.

Tabla 3.10 Pozos que operan con bombas hidráulicas jet Sertecpet al 31 de Enero de 2011

ITEM	CAMPO	POZO	TIPO BOMBA	No. BOMBA	TAMAÑO	TUBING	F/INSTAL	D/VIDA	ZONA
1	LIBERTADOR	ATACAPI 14	JET SL-SL	C-087-SSL	10 J	3 1/2	19-May-10	257	US
2	LIBERTADOR	ATACAPI 16	JET PL-II	C-128-PL2	11 K	3 1/2	6-Oct-10	117	TI
3	LIBERTADOR	SSQ 06	JET PL-II	C-099-PL2	10 K	3 1/2	5-Ene-11	26	UI
4	LIBERTADOR	SSQ 10	JET PL-II	G-049-PL2	9 I	3 1/2	8-May-10	268	UI
5	LIBERTADOR	SSQ 12	JET PL-II	C-108-PL2	9 I	3 1/2	4-Ene-11	27	UI
6	LIBERTADOR	SSQ 13	JET PL-II	C-083-PL2	9 I	3 1/2	7-Ene-11	24	BT
7	LIBERTADOR	SSQ 14	JET PL-II	C-092-PL2	11 L	3 1/2	5-Ene-11	26	UI
8	LIBERTADOR	SSQ 18	JET PL-II	G-007-PL2	10 J	3 1/2	4-Ene-11	27	UI
9	LIBERTADOR	SSQ 22 D	JET PL-II	G-062-PL2	11 K	3 1/2	20-Ene-11	11	TS
10	LIBERTADOR	TAPI 01	JET PL-II	G-024-PL2	10 J	3 1/2	16-Dic-10	46	TI
11	LIBERTADOR	TTT 01	PISTON PL-II	B-32	2 1/2" x 1 7/8"	3 1/2	27-Sep-10	126	T
12	LIBERTADOR	TTT 03	JET PL-II	G-045-PL2	10 K	3 1/2	16-Jul-10	199	UI
13	LIBERTADOR	TTT 04	JET PL-II	G-042-PL2	8 K	3 1/2	12-Jul-10	203	T
14	LIBERTADOR	TTT 08	JET PL-II	G-025-PL2	7 H	3 1/2	5-Jul-10	210	UI
15	LIBERTADOR	TTT 10	JET PL-II	C-102-PL2	10 K	3 1/2	31-Ene-11	0	UI
16	LIBERTADOR	TTT 12	JET PL-II	G-001-PL2	9 K	3 1/2	26-Ene-11	5	UI

Fuente: Taller Bombeo Hidráulico EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.11 Pozos que operan con bombas hidráulicas jet Solipet al 31 de Enero de 2011

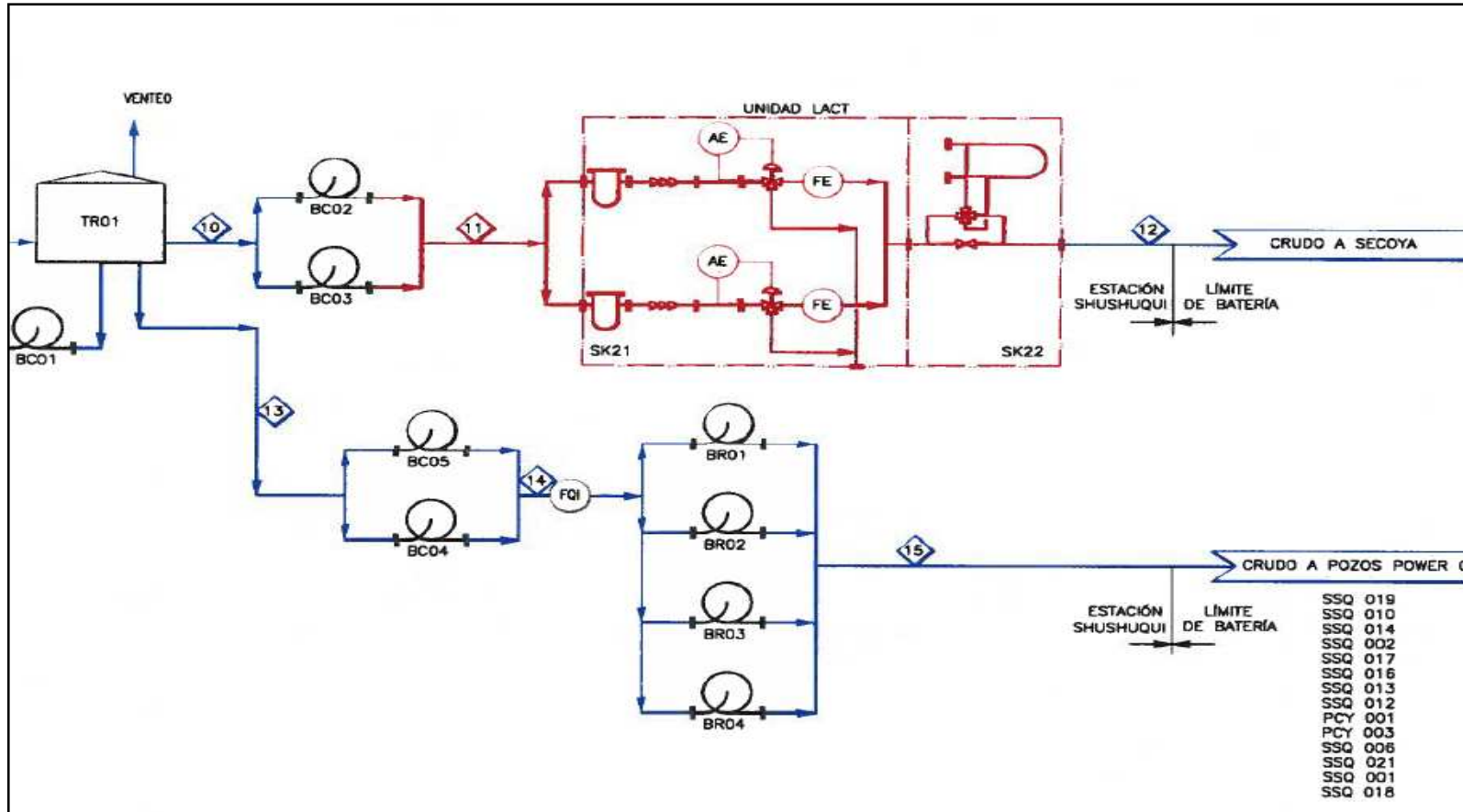
ITEM	CAMPO	POZO	TIPO BOMBA	No. BOMBA	TAMAÑO	TUBING	F/INSTAL	IDA BOM	ZONA
1	LIBERTADOR	TTT 09	JET KOBE	1503	9A	3 1/2	26-Dic-10	36	Us
2	LIBERTADOR	SSQ-21	JET KOBE	1533	9A	3 1/2	12-Ene-11	19	Us
3	LIBERTADOR	TAP4	JET OILMASTER	8464	7C	3 1/2	2-Jun-10	243	Ui
4	LIBERTADOR	TAP5	JET OILMASTER	8558	8A	3 1/2	10-Nov-10	82	Ui

Fuente: Taller Bombeo Hidráulico EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

El Anexo 5 muestra los cambios de bombas jet realizados en Enero de 2011

Figura 3.5 Diagrama P&D Power Oil estación Shushuqui.



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### **3.6.3 BOMBEO NEUMÁTICO O GAS LIFT**

#### **3.6.3.1 Estado actual del sistema**

En la actualidad en el área Libertador se cuenta con 4 Pozos que tienen completación para Gas Lift de los cuales 1 se encuentra en producción (Shu-03) y los 3 restantes están cerrados (Sec-04, Sec-06, Sec-20). Los campos Shuara, Secoya y Pichincha cuentan con facilidades de producción para gas lift pero su mantenimiento es demasiado costoso debido a que son instalaciones demasiado antiguas, diseñadas inicialmente para un período de vida de 15 años y que en la actualidad estas han sobrepasado las dos décadas de funcionamiento, lo cual ha conllevado a que los costos de operación sean demasiado altos y no sea rentable la producción por medio de este método. Cabe recalcar también que en su diseño original estas iban a soportar producciones de petróleo con un bajo BSW, sin embargo en la actualidad las condiciones han cambiado y el promedio de BSW del área es de alrededor del 80.64%, razón por la cual un rediseño del método de Levantamiento Artificial por Gas Lift se ve como la mejor opción a seguir, tomando en cuenta que es una alternativa económica y técnicamente viable para los intereses de la Empresa Pública Petroecuador.

La disminución paulatina de pozos productores con Gas Lift y el bajo aporte de gas de los yacimientos ha obligado a que de cinco unidades existentes, únicamente una de ellas se encuentre operando.

#### **3.6.3.2 Sistemas de producción por gas lift en las estaciones Shuara, Pichincha, Secoya.**

Una parte del gas que se capta tanto en la estación Shuara como en Pichincha y Secoya se envía en conjunto a esta última estación de Producción y Bombeo (Secoya). La captación del gas se realiza dentro de un rango de entre 30 y 35 psi y la Presión de Descarga varía entre 1200 a 1500 psi una parte del gas es succionado por Petroindustrial en donde se lo somete a un procedimiento de eliminación del CO<sub>2</sub>, vapor de agua y condensados que acompañan al gas de formación, estos últimos son almacenados y enviados a Shushufindi, para finalizar el ciclo de refinación.

Al final de todo el proceso obtenemos el gas residual o gas seco, el cual es utilizado como combustible en los generadores eléctricos, compresores y alguna parte a Wartsila.

Tabla 3.12 Equipos del Sistema de Gas Lift estación Shuara

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL	TRABAJOS REALIZADOS EN EL PERIODO
AREA DE GAS LIFT	2 COMPRESORES AJAX SIZE 15X11400 MWP	COMPRESORES DE GAS	O. K.	NINGUNO
	COMPRESOR SULLAIR ELECT. COMPRESOR MECANICO LISTER	COMPRESORES DE AIRE	O. K.	NINGUNO
	BOMBAS MAX	BOMBAS DE INYECCION DE QUÍMICO	O.K.	NINGUNO
	MOTOR ELECTRICO 1/4 HP			
	DESHIDRATADOR ELECTRICO. 1028 LIBRS. ARANAUE ELECTRICO.	DESHIDRATADOR DE GAS	FUERA DE SERVICIO	
	TANQUE DE AGUA 200 BLS. CON BOMBA DE 5 HP	SISTEMA DE LIMPIEZA DE COMPRESOR	O. K.	NINGUNO

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.13 Equipos del Sistema de Gas Lift estación Pichincha

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL	TRABAJOS REALIZADOS EN EL PERIODO
SISTEMA DE GAS LIFT	BOMBA ELECTRICA MOTOR HP 7-1/2	REFRIGERACION DE COMPRES AJAX 101 Y 102	OPERANDO NORMAL	NINGUNO
	DESHIDRATADORES DE GAS	GAS COMBUSTIBLES AJAX	FUERA DE SERVICIO	NINGUNO
	COMPRESOR ELECTRICO	COMPRESORES AJAX 101 Y		
	MOTOR HP-20	102	FUERA DE SERVICIO	NINGUNO
	COMPRESORES AJAX U- 101 Y U-102	COMPRESORES AJAX U- 101/U102	U-102 NO TRABAJA/ NO HAY	NINGUNO
	PLANTA DE GLICOL 2 MOTORES	SECADOR DE GAS	FUERA DE SERVICIO	
	ELECTRICO 10 HP C/U			
	SECADOR DE GAS MOTOR			
	ELECTRICO HP-15	GAS LIFT	FUERA DE SERVICIO	
	COMPRESOR ELECTRICO	GENERAL ELECTRIC 20 HP	FUERA DE SERVICIO	
	SULLAIR	DE WHITE SUPERIOR	OPERANDO NORMAL	NINGUNO
	MOTOR HP-40			
	COMPRESOR WHITE SUPERIOR	COMPRESOR DE GAS	FUERA DE SERVICIO	NINGUNO

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 3.14 Equipos del Sistema de Gas Lift estación Secoya

UBICACIÓN	ELEMENTO EQUIPO O COMPONENTE	DESCRIPCION GENERAL	ESTADO ACTUAL	TRABAJOS REALIZADOS EN EL PERIODO
SISTEMA DE GAS LIFT	05 COMPRESORES WHITE SUPERIOR DE 4 ETAPAS	COMPRESOR DE GAS 01	OPERANDO	NINGUNO
		COMPRESOR DE GAS 02	REGULAR	NINGUNO
		COMPRESOR DE GAS 03	OPERANDO	NINGUNO
		COMPRESOR DE GAS 04	OPERANDO	NINGUNO
		COMPRESOR DE GAS 05	OPERANDO	NINGUNO

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez



Tabla 3.15 Mensual de Gas área Libertador al 31 de Enero de 2011

DIA	CAPTAC. SUCCION (Mscfd)	CAPTAC. COMPRESIDO (Mscfd)	SUCUMB. SUCCION (Mscfd)	SUCUMB. COMPRESIDO (Mscfd)	INYE. A POZOS (Mscfd)	SUCCION P. INDUSTRIAL (Mscfd)	GAS COMBUST. (Mscfd)	GAS RESIDUAL (Mscfd)	GAS WAUKESHA (Mscfd)	LIQUIDOS P. INDUST (Gal.)	GAS QUEMADO (Mscfd)	COMPRES HORAS	PSI SECOYA	PSI PCH	PSI SHUARA	POZOS GAS LIFT
1	6.314	5.907	2.772	2.004	1.182	2.940	0.703	0.280	0.200	4320	0.981	24.00	1440	1420	1400	1
2	6.272	5.923	2.772	2.004	1.165	2.940	0.696	0.258	0.190	4320	0.900	24.00	1380	1360	1340	1
3	6.001	5.923	2.772	2.004	1.165	2.940	0.691	0.269	0.183	4320	0.900	24.00	1380	1360	1340	1
4	5.894	5.795	3.350	2.004	1.165	2.250	0.667	0.280	0.183	4320	0.887	24.00	1380	1360	1340	1
5	6.120	5.710	3.148	2.004	1.182	2.300	0.697	0.285	0.190	4320	0.876	24.00	1440	1420	1400	1
6	6.233	5.722	2.772	2.009	1.165	2.700	0.736	0.280	0.198	4320	0.844	24.00	1400	1380	1360	1
7	5.072	4.740	2.772	2.009	1.182	1.761	0.643	0.291	0.190	4320	0.860	24.00	1450	1430	1410	1
8	6.038	5.652	2.842	2.009	1.215	2.604	0.656	0.301	0.198	4140	0.865	24.00	1450	1430	1410	1
9	6.287	5.712	2.868	2.066	1.215	2.592	0.659	0.291	0.190	4140	0.888	22.00	1450	1430	1410	1
10	6.042	5.845	3.003	2.014	1.215	2.650	0.622	0.291	0.190	4140	0.888	24.00	1450	1430	1410	1
11	5.505	5.537	3.003	2.014	1.215	2.320	0.645	0.291	0.198	4320	0.891	24.00	1450	1430	1410	1
12	5.916	5.966	3.003	2.014	1.199	2.757	0.608	0.312	0.190	4320	0.894	24.00	1450	1430	1410	1
13	6.075	6.054	2.842	1.933	1.199	3.025	0.548	0.301	0.183	7500	0.917	24.00	1450	1430	1410	1
14	4.455	4.389	2.044	2.044	1.199	1.685	0.645	0.301	0.183	3780	0.917	21.00	1450	1430	1410	1
15	4.896	4.872	2.611	2.014	1.199	2.067	0.688	0.323	0.198	3600	0.911	20.00	1450	1430	1410	1
16	3.814	3.772	1.155	1.142	0.984	2.397	0.684	0.323	0.198	7440	0.911	8.00	1450	1430	1410	1
17	3.854	3.839	2.512	1.939	0.984	1.039	0.690	0.323	0.198	3240	0.911	18.00	1450	1430	1410	1
18	4.513	4.505	2.663	2.124	0.984	1.592	0.705	0.323	0.198	3420	0.911	19.00	1450	1430	1410	1
19	4.948	4.922	2.772	2.014	0.984	1.828	0.715	0.323	0.198	3420	0.911	20.00	1450	1430	1410	1
20	5.218	4.922	2.772	2.014	0.984	1.887	0.715	0.323	0.198	3600	0.911	20.00	1450	1430	1410	1
21	5.215	4.862	2.781	2.078	1.135	1.900	0.796	0.334	0.190	4320	0.860	24.00	1420	1410	1380	1
22	4.958	4.760	2.562	1.976	1.135	2.005	0.725	0.213	0.168	3960	0.885	22.00	1430	1410	1390	1
23	4.756	4.852	2.674	2.389	1.120	1.960	0.768	0.334	0.183	4320	0.885	24.00	1430	1410	1390	1
24	5.089	4.650	2.634	2.127	1.120	1.850	0.765	0.323	0.184	4320	0.933	24.00	1450	1430	1410	1
25	5.089	4.650	2.634	2.127	1.120	1.850	0.765	0.323	0.184	4320	0.933	24.00	1450	1430	1410	1
26	4.983	4.748	2.720	2.231	1.165	1.840	0.735	0.301	0.190	4320	0.933	23.00	1450	1430	1410	1
27	4.786	4.468	2.940	2.231	1.165	1.350	0.726	0.301	0.190	4320	0.933	23.00	1450	1430	1410	1
28	4.761	4.556	2.940	2.231	1.165	1.350	0.638	0.301	0.190	4320	0.933	23.00	1450	1430	1410	1
29	6.809	6.624	2.940	2.231	1.199	3.460	0.625	0.291	0.183	4320	0.945	23.00	1450	1430	1410	1
30	4.382	4.194	2.310	2.285	1.165	1.691	0.650	0.280	0.175	1723	0.902	20.00	1450	1430	1410	1
31	5.715	5.488	2.259	2.285	1.182	3.005	0.687	0.269	0.198	1723	0.934	16.00	1450	1430	1410	1
<b>TOTAL</b>	<b>166.010</b>	<b>159.559</b>	<b>83.842</b>	<b>63.570</b>	<b>35.453</b>	<b>68.535</b>	<b>21.293</b>	<b>9.239</b>	<b>5.889</b>	<b>129266</b>	<b>28.050</b>	<b>682.00</b>	<b>44600</b>	<b>43990</b>	<b>43360</b>	
<b>PROM.</b>	<b>5.355</b>	<b>5.147</b>	<b>2.705</b>	<b>2.051</b>	<b>1.144</b>	<b>2.211</b>	<b>0.687</b>	<b>0.298</b>	<b>0.190</b>	<b>4170</b>	<b>0.905</b>	<b>22.00</b>	<b>1439</b>	<b>1419</b>	<b>1399</b>	<b>1</b>

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### **3.6.4 BOMBEO MECÁNICO**

En el Área Libertador tenemos 1 pozo (SEC-04) que funciona con este tipo de método de Levantamiento Artificial, este pozo inicialmente producía con el método de Bombeo Neumático.

A continuación se detalla el procedimiento utilizado para instalar el Sistema de Bombeo Mecánico.

- Reversar bomba jet D-6 de camisa de 3 1/2" de circulación @ 8712' utilizando unidad MTU.
- Con unidad de slick line abrir camisa de 2 3/8" @ 8906'.
- Con unidad de slick line cerrar camisa de circulación de 3 1/2" @ 8712'.
- Con unidad skytop bajar bomba mecánica de 1,75" en varillas de bombeo mecánico hasta neplo de asiento de 2 7/8" @ +/- 8809'. Asentar, coger carrera y poner en funcionamiento el balancín.
- Realizar prueba de producción estabilizada por +/- 24 horas a estación secoya y continuar produciendo arena "Ui" con bombeo mecánico.
- Finalizar operaciones.

#### **3.6.4.1 Justificativo de instalación del nuevo Sistema de Levantamiento Artificial**

- Incorporar a la producción del campo Secoya una producción sostenida de +/- 110 bppd con el cambio de sistema de Gas lift a Bombeo Mecánico, debido a que las presiones de fondo fluyente de la arena "U inf" son bajas ( $P_{wf} = 540$  psi,  $P_{ws} = 2619$  psi,  $P_b(u) = 1085$  psi). Siendo no efectivo el método de producción por Gas Lift.
- En el último Work Over. N° 13, realizado el 01-oct-2010 se completó para Bombeo Hidráulico con camisa de circulación y neplo de asiento con el objeto de cambiar de sistema de levantamiento a bombeo mecánico sin necesidad de intervenir con Work Over para cambio de completación. El trabajo para evaluar sin torre fue propuesto, analizado y aprobado en el comité de reacondicionamiento de febrero de 2010.
- Con la implementación del Sistema Mecánico existe un total de 1100 mpcd de gas de inyección el cual será captado por Petroindustrial para la elaboración de GLP y como combustible para la central de generación Wartsila.

- Optimizar recursos económicos ya que no es rentable producir únicamente con dos pozos de Gas Lift (SEC-04, SHU-03), estos genera un excesivo consumo en combustibles y mantenimiento de compresores.

### 3.7 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL ÁREA

#### LIBERTADOR

##### 3.7.1 DESHIDRATACIÓN

A partir del mes de enero de 2009, la compañía Champion Technologies ha estado a cargo del tratamiento de deshidratación, cumpliendo, en la mayoría de los meses, los metrix o parámetros y rendimientos económicos establecidos por la Gerencia de Exploración y Producción.

Todas las estaciones del campo Libertador, a excepción de Shushuqui, han presentado perfiles estables en los tanques de lavado, siendo los valores promedios los siguientes:

La tabla 3.16 describe los perfiles en los tanques de lavado de las estaciones.

Tabla 3.16 Perfiles de tanques de lavado

ESTACIÓN	NIVELES						
	10'	15'	20'	25'	D	ACT	OLD
SHUARA	0,9	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	
SHUSHUQUI	5,4	2,3	1,3	0,6	0,4	0,2	
SECOYA	1,0	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
PICHINCHA	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Elaborado por: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Como se indicó anteriormente, los perfiles de la estación Shushuqui han sido inestables debido a la presencia de sólidos en la interface crudo-agua que interfieren en el tratamiento de deshidratación. De acuerdo a los análisis de laboratorio, básicamente los sólidos son sulfuro de hierro que se forman por la actividad bacteriana en el sistema de producción y en los tanques de lavado y reposo. Como estos sólidos son finos y no tienen densidad alta, no decantan fácilmente y más bien pasan al sistema de fluido

motriz ocasionando frecuentes taponamientos en las válvulas reguladoras de flujo y en las bombas hidráulicas instaladas en los diferentes pozos. El proceso para superar este problema consiste en realizar el retiro mecánico de los sólidos y, simultáneamente, tratamiento batch con biocida al sistema de fluido motriz. Se prevé que estas acciones se deberán efectuar durante varias semanas, pudiendo tomar algunos meses, hasta que se elimine la mayor cantidad de sólidos posible. Se debe señalar que en la estación Shushuqui se dispone de calentador de agua, el cual se encuentra en operación. En la estación Pichincha no se requiere ya que la temperatura del colchón de agua es elevada. En el Anexo 6 se muestra una fotografía de uno de los tanques de almacenamiento de la estación Shushuqui.

Otra novedad es que en la estación Pichincha los separadores trifásicos de producción y prueba se encuentran fuera de servicio. En la estación Shuara, el separador de prueba trifásico se encuentra en proceso de calibración y pruebas.

A continuación la tabla 3.17 indica los costos que se han generado en este tratamiento en los últimos 6 meses

Tabla 3.17 Costos generados por el Tratamiento de deshidratación.

MES	BFTM	COSTOS	RENDIMIENTO (BFT/US\$)		Δ COSTOS
			REAL	PROP.	
<b>AGOSTO-2010</b>	3834853	70892	54,1	50,6	-4961,20
<b>SEPTIEMBRE-2010</b>	3666528	67312	54,6	50,6	-5212,40
<b>OCTUBRE-2010</b>	3884224	73716	52,7	50,6	-3113,59
<b>NOVIEMBRE-2010</b>	3680717	71605	51,4	50,6	-1199,52
<b>DICIEMBRE-2010</b>	3998855	73881	54,1	50,6	-5216,45
<b>ENERO-2011</b>	4040687	75852	53,27	50,6	-4072,36

Nota: negativo significa ahorro.

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Elaborado por: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

### **3.7.2 TRATAMIENTO ANTIESCALA Y ANTICORROSIVO DE LÍNEAS DE FLUJO**

En los últimos dos años, la compañía Quimipac ha sido la responsable de efectuar este tratamiento.

Actualmente, se dispone de 59 puntos de inyección de químico antiescala (12 no operan por pozos que no están produciendo) y 36 puntos de inyección de químico inhibidor de corrosión (2 no operan por estar los pozos cerrados), estos puntos de inyección tenemos tanto en pozos con Bombeo Electrosumergible como en sistemas de Bombeo Hidráulico (Shushuqui).

En general, en este tratamiento no se ha tenido mayores dificultades, el control y la regulación de dosis de los diferentes químicos se efectúa de acuerdo a los resultados de los análisis de laboratorio para determinar dureza, residuales de fosfonatos, residuales de hierro, índices de saturación e inspecciones de cupones de corrosión y escala.

Algunos problemas que se han presentado en pozos no se relacionan directamente con la eficiencia de los productos químicos empleados, más bien han dependido de ciertas condiciones como manejo de tubería (tubing) en los reacondicionamientos, especialmente de la tubería Tenaris tipo SEC, que han ocasionado su desprendimiento, principalmente en caja-pin, y consecuentemente han obligado a operaciones de pesca durante los reacondicionamientos.

Otro de los problemas que se han generado es la presencia de incrustaciones en sitios de la completación de fondo en donde no llega el químico (generalmente llega al intake), tal es el caso de depósitos de escala a la altura del motor y restricción de la producción por taponamiento de la arena productora y, adicionalmente, problemas de tipo mecánico y/o eléctricos en el equipo.

La tabla 3.18 describe el costo del tratamiento antiescala en los últimos 6 meses.

Tabla 3.18 Tratamiento Antiescala

MES	BFTM	COSTOS	RENDIMIENTO (BFT/US\$)		Δ COSTOS
			REAL	PROP.	
<b>AGOSTO-2010</b>	2106825	19837	106,2	109,5	601,80
<b>SEPTIEMBRE-2010</b>	1991917	18811	105,9	109,5	624,9
<b>OCTUBRE-2010</b>	2170621	19846	109,4	109,5	28,76
<b>NOVIEMBRE-2010</b>	2084507	18923	110,2	109,5	-108,44
<b>DICIEMBRE-2010</b>	2218219	19366	114,5	109,5	-886,61
<b>ENERO-2011</b>	2630032	20918	125,7	109,5	-3093,3

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Elaborado por: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

La Tabla 3.19 describe los costos del tratamiento anticorrosivo en los últimos 6 meses.

Tabla 3.19 Tratamiento Anticorrosivo

MES	BFTM	COSTOS	RENDIMIENTO (BFT/US\$)		Δ COSTOS
			REAL	PROP.	
<b>AGOSTO-2010</b>	2406922	19728	122,0	148,8	3553,5
<b>SEPTIEMBRE-2010</b>	2323714	18360	126,6	148,8	2744,6
<b>OCTUBRE-2010</b>	2508099	17696	141,7	148,8	841,6
<b>NOVIEMBRE-2010</b>	2369290	19144	123,8	148,8	3222,4
<b>DICIEMBRE-2010</b>	2642089	18808	133,4	148,8	-2053,9
<b>ENERO-2011</b>	2610958	17112	152,6	148,8	-433,6

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Elaborado por: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

### **3.7.3 REINYECCIÓN DE AGUA Y TRATAMIENTO BIOCIDA**

Este tratamiento ha estado a cargo de la compañía Quimipac y luego del último proceso de adjudicación ha sido designada esta misma compañía para continuar con este tratamiento.

En general este proceso no ha tenido dificultades desde el punto de vista de de tratamiento químico, sin embargo existe una deficiencia operacional en cuanto a facilidades ya que lo adecuado para un sistema de reinyección de agua es que éste sea cerrado para evitar el ingreso de oxígeno, esto se consigue con la incorporación de manto de gas.

Los sistemas de reinyección de agua que existen en el área carecen de esta facilidad. Si en un sistema de reinyección de agua ingresa oxígeno se produce dos consecuencias, la primera es que se genera oxidación de ciertas sustancias que se encuentran en solución, provocando su precipitación (tal es el caso de sulfuro de hierro). Esto unido al hecho de que existe presencia de aceite en el agua, incrementa la probabilidad de taponamiento de la arena productora por la formación de lo que se conoce como “schmooth” (especie de lodo que permite la adherencia de sólidos a la cara de la formación receptora).

La segunda consecuencia es que, al ser el oxígeno el principal agente corrosivo, en un ambiente propicio para las reacciones electroquímicas, la velocidad de corrosión se incrementa de manera exponencial. Como se puede observar en la tabla 3.20 en las diferentes estaciones deben considerarse la distribución de los sólidos totales suspendidos en el agua de reinyección, esto es: hidrocarburos, solubles en HCl e insolubles en HCl, para proponer las diferentes facilidades que permitan tener una calidad de agua óptima para la reinyección.

Tabla 3.20 Distribución de sólidos totales suspendidos

<b>PUNTO DE MUESTREO</b>	<b>SÓLIDOS TOTALES SUSPENDIDOS (mg/l)</b>	<b>HIDROCARBUROS (mg/l)</b>	<b>SÓLIDOS SOLUBLES EN HCl (mg/l)</b>	<b>SÓLIDOS INSOLUBLES (mg/l)</b>
<b>SSQ-WASH</b>	<b>90,0</b>	<b>53,3</b>	<b>12,7</b>	<b>24,0</b>
SSQ-05 (1)	16,0	7,5	2,6	5,8
SSQ-05 (2)	15,0	8,6	5,6	0,8
<b>Promedio</b>	<b>15,5</b>	<b>8,1</b>	<b>4,1</b>	<b>3,3</b>
<b>PICH-01</b>	<b>14,0</b>	<b>8,7</b>	<b>0,3</b>	<b>5,0</b>
SHU-WASH (1)	91,0	79,8	5,2	6,0
SHU-WASH (2)	134,7	121,9	5,6	7,2
<b>Promedio</b>	<b>112,8</b>	<b>100,8</b>	<b>5,4</b>	<b>6,6</b>
SHU-21 (1)	48,5	41,2	3,5	3,8
SHU-21 (2)	30,5	25,3	2,0	3,3
<b>Promedio</b>	<b>39,5</b>	<b>33,2</b>	<b>2,7</b>	<b>3,6</b>
SCY-WASH (1)	69,4	46,3	19,1	4,1
SCY-WASH (2)	61,7	48,7	11,7	1,3
<b>Promedio</b>	<b>65,5</b>	<b>47,5</b>	<b>15,4</b>	<b>2,7</b>
SCY-01 (1)	33,2	25,8	6,8	0,7
SCY-01 (2)	38,6	31,5	3,6	3,4
<b>Promedio</b>	<b>35,9</b>	<b>28,7</b>	<b>5,2</b>	<b>2,1</b>

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Elaborado por: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Al igual que en el tratamiento antiescala y anticorrosivo de líneas de flujo, la dosificación de los productos químicos se fundamenta en los resultados de los análisis de laboratorio e inspecciones de cupones de corrosión y escala que se encuentran instalados en los diferentes sistemas.

La tabla 3.21 describe los costos del tratamiento biocida en los últimos seis meses.



Tabla 3. 21 Costos del tratamiento Biocida

MES	BFTM	COSTOS	RENDIMIENTO (BFT/US\$)		Δ COSTOS
			REAL	PROP.	
<b>AGOSTO-2010</b>	2264265	81341,7	27,8	27,3	-1507,8
<b>SEPTIEMBRE-2010</b>	2164625	78040,7	27,7	27,3	-1162,9
<b>OCTUBRE-2010</b>	2255074	80578,0	28,0	27,3	-1935,2
<b>NOVIEMBRE-2010</b>	2093092	78466,3	26,7	27,3	1880,1
<b>DICIEMBRE-2010</b>	2309173	84794,6	27,2	27,3	301,9
<b>ENERO-2011</b>	2382403	86617,6	27,5	27,3	-554,49

Nota: negativo significa ahorro.

Fuente: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

Elaborado por: Departamento de Tratamiento Químico Área Libertador

# **CAPÍTULO IV**

## CAPÍTULO IV

### **4 SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA JET Y OPTIMIZACIÓN DE FLUIDO MOTRIZ**

El método que se presenta en esta sección es el propuesto por Eddie E. Smart, de la división Guiberson. El bombeo tipo jet es una variante del bombeo hidráulico, el cual ha incrementado su aplicación debido a su flexibilidad y durabilidad. El principio básico de este sistema de levantamiento artificial, es inyectar un fluido a alta presión hacia el fondo del pozo (fluido motriz), para transferir energía a la bomba de fondo y de esta manera poder operarla. Para una selección óptima de la bomba Jet se deben tomar en cuenta muchos aspectos tanto de superficie como de fondo de pozo.

#### **4.1 DETERMINACIÓN DE LA GEOMETRÍA CORRECTA DE UNA BOMBA JET SEGÚN SMART.**

Un método directo de cálculo es el propuesto por Eddie E. Smart, de la división Guiberson, mediante el cual se tiene la posibilidad de calcular directamente la geometría óptima de una bomba tipo Jet tomando en cuenta una serie de condiciones dadas.

Cuando una bomba jet es seleccionada de manera correcta es posible levantar el fluido del pozo con menores requerimientos de potencia y se puede evitar cavitación en dicha bomba la cual ocurre cuando existe un diferencial entre la presión estática del fluido producido dentro de la cámara de mezclado y la presión de saturación del fluido producido.

La siguiente secuencia de cálculo propuesta por Smart para determinar la geometría óptima de la bomba jet, describe cada uno de los pasos que se debe seguir para seleccionar de manera correcta la geometría de una bomba Jet.

1. Fijar la presión de operación superficial deseada, PT
2. Asumir una relación de flujo adimensional igual a 1 de manera inicial. Se utiliza únicamente para calcular pérdidas de presión causada por fricciones iniciales.

$$M = 1$$

3. Obtener el gradiente de presión del petróleo producido a partir de su gravedad API.

$$G_o = \frac{0,4433 * 141,5}{131,5 + API} \quad Ec. 4.1$$

4. Obtener el gradiente de presión del fluido producido, basado en los gradientes de petróleo y agua.

$$G_s = F_w * G_w + F_o * G_o \quad Ec. 4.2$$

Donde,  $F_o = 1 - F_w$

5. Obtener el factor de volumen de formación para el petróleo y el agua.

$$\left[ B_T = 1 + 2,8 \left( \frac{GOR}{P_s} \right)^{1,2} \right] F_o + F_w \quad Ec. 4.3$$

6. Calcular la tasa del fluido motriz, con base en la producción deseada y la relación de flujo adimensional, M.

$$Q_N = \frac{G_s * Q_s * B_T}{G_N * M} \quad Ec. 4.4$$

Donde,  $G_N =$  Gradiente del fluido motriz que pasa sobre la tobera

$Q_s =$  Producción en BFPD

7. Utilizando la ecuación:

$$P_F = \left[ \frac{2,02 * 10^{-6} * L * ((D_1 - D_2) * \mu_o)^{0,21}}{C * G_N^{0,21}} \right] G_N * Q_N^{1,79} \quad Ec. 4.5$$

$$\text{Donde, } C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2) \left( \frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

	<b>FLUJO ANULAR</b>	<b>FLUJO TUBERÍA DE PRODUCCIÓN</b>
$D_1$	$ID_{CASING}$	$ID_{T.BG.PROD.}$
$D_2$	$OD_{T.BG.PROD.}$	0

Obtener las pérdidas de presión por fricción en la tubería por la que fluye el fluido motriz, ya sea a través de una sección anular o circular y considerar que:

$P_{FN}$  = Pérdida de presión por fricción del fluido motriz.

$P_{FD}$  = Pérdida de presión por fricción del fluido de retorno.

8. Obtener la presión del fluido motriz en la tobera PN, como la suma de la presión de operación más la presión hidrostática del fluido motriz, menos la pérdida de presión por fricción de éste, en la tubería.

$$P_N = P_T + G_N * D - P_{FN} \quad \text{Ec. 4.6}$$

$D$  = Profundidad vertical en pies

9. Obtener la tasa del fluido de retorno QD, como la suma de la tasa de producción y la tasa del fluido motriz.

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad \text{Ec. 4.7}$$

10. Obtener el gradiente del fluido de retorno GD, como un promedio ponderado del gradiente del fluido motriz y el gradiente del fluido producido.

$$G_D = \frac{G_S * Q_S * Q_N}{Q_D} \quad \text{Ec. 4.8}$$

11. Obtener la fracción de agua del fluido de retorno FWD, dependiendo si el fluido motriz es petróleo o agua, con las siguientes ecuaciones:

- Si el fluido motriz es petróleo:

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D} \quad \text{Ec. 4.9 a}$$

- Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_N * Q_S * F_W}{Q_D} \quad \text{Ec. 4.9 b}$$

12. Calcular la relación gas – líquido del fluido de retorno GLR.

$$GLR = \frac{Q_S * F_O * GOR}{Q_D} \quad \text{Ec. 4.10}$$

13. Calcular la viscosidad del fluido de retorno  $\mu_D$  como un promedio ponderado de las viscosidades del agua y del petróleo.

$$\mu_D = F_{WD} * \mu_W + (1 - F_{WD}) * \mu_O \quad \text{Ec. 4.11}$$

14. Calcular la presión de descarga de la bomba PD, como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en el conducto de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que 10 pie<sup>3</sup>/bl, determinar PFD.

$$P_D = P_{WN} + G_D * D + P_{FD} \quad \text{Ec. 4.12}$$

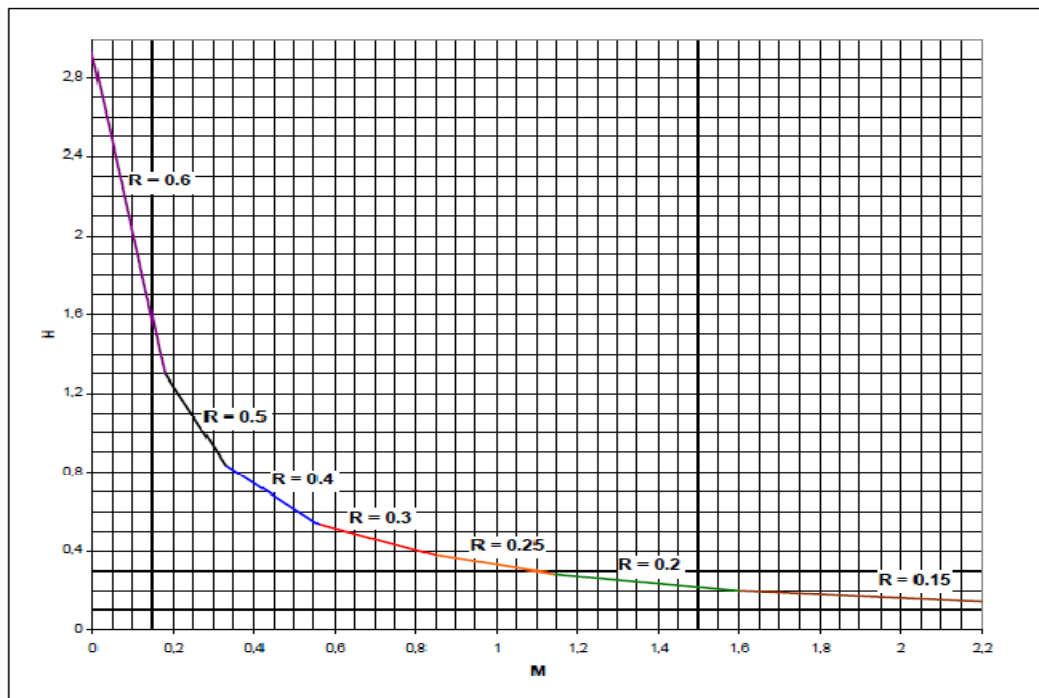
Si la GLR es mayor o igual que 10 pie<sup>3</sup>/bl, se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

15. Obtener un nuevo valor de la relación de presiones H.

$$H = \frac{P_D - P_s}{P_N - P_D} \quad \text{Ec. 4.13}$$

16. Basado en este valor de H y con la figura 4.1 o la tabla 4.1, las cuales se detallan a continuación, se determina la relación de áreas óptima, R

Figura 4.1 Curva de comportamiento de diseño Guiberson.



Fuente: Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo Jet. Ing. Vinicio

Melo. 2007.

Elaborado por: Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo Jet. Ing.

Vinicio Melo. 2007.

Tabla 4.1 Relaciones de áreas óptimas.

Relación de Áreas, R	Rango de relación de presiones, H
0,60	2,930-1,300
0,50	1,300-0,839
0,40	0,839-0,538
0,30	0,538-0,380
0,25	0,380-0,286
0,20	0,286-0,160
0,15	0,160

Fuente: Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo Jet. Ing. Vinicio Melo. 2007

Elaborado por: Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo Jet. Ing. Vinicio Melo. 2007

17. Utilizando la Curva de Comportamiento de Diseño de la Figura 4.1, se encuentra un nuevo valor para M correspondiente al valor de H del paso 15. También se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular M, usando el valor de R obtenido en el paso anterior.

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_1 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3} \quad Ec. 4.14$$

Donde:

$$C_1 = 2R \quad Ec. 4.15$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2R)R^2}{(1 - R)^2} \quad Ec. 4.16$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2 \quad Ec. 4.17$$

$$C_4 = 1 + K_N \quad Ec. 4.18$$

- $K_{TD}=0,20$
- $K_N = 0,03$

18. Comparar el nuevo valor de M con el anterior, si la variación de M es menor del 1%, se considera que se ha obtenido la convergencia y se continúa en el paso 19. Caso contrario regresar al paso 6 usando el nuevo valor de M.

19. Obtener la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación, ML

$$M_L = \frac{(1-R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1,3(P_N - P_S)}} \quad \text{Ec. 4.19}$$

20. Si  $M < M_L$ , no existe problema de cavitación, en tal caso continuar en el paso 22. Si  $M > M_L$ , entonces se tendrán problemas de cavitación, por lo que se requiere un ajuste y se debe continuar en el .paso que se describe a continuación.

21. Fijar  $M = M_L$  y utilizar el valor de la relación de áreas seleccionada para calcular un nuevo valor de la relación de presiones H. La curva de comportamiento de la figura 4.1 se puede también utilizar para encontrar el valor de H correspondiente a  $M_L$ .

22. Obtener el área de la tobera requerida, para manejar la tasa del fluido motriz calculada en el paso 6.

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}} \quad \text{Ec. 4.20}$$

#### **4.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS DEL ÁREA LIBERTADOR SELECCIONADOS PARA CAMBIOS DE GEOMETRÍA**

Luego de realizar los cálculos y analizar los pasos anteriormente descritos los siguientes pozos cumplen con las condiciones necesarias para realizar un rediseño de las bombas Jet que se encuentran instaladas actualmente en el área Libertador, lo que se verá reflejado en una optimización del fluido motriz que se inyecta a los pozos.



La tabla 4.2 demuestra que el caudal de inyección requerido por Smart es menor que el caudal de inyección con el que el pozo opera en la actualidad lo que se refleja en un ahorro de fluido motriz de 1216 bl/día.

Tabla 4.2 Caudal de inyección actual y con Smart.

<b>POZO</b>	<b><math>Q_N</math> Actual (bl/día)</b>	<b><math>Q_N</math> Smart (bl/día)</b>
SHUSHUQUI-13	1480	553
SHUSHUQUI-18	1730	1441
TOTAL	3210	1994

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

#### 4.2.1 POZO SHUSHUQUI-13

**Completación original:** 10 –mayo-1990

**Completación y pruebas iniciales:**

- Toman registros de cementación CBL, VDL, CCL, GR y PET. Cemento bueno en zona de interés.
- Punzonan los siguientes intervalos con cañón Improved DML XX III de 4”:  
 Arena “T” a 4 DPP (9296’-9320’) (24’).  
 Arena “Ui” a 4DPP (9104’-9118’) (14’).
- Bajan completación definitiva para producir a flujo natural, abren camisa de arena “T”.
- Pistonean arena “T”: Ni = 800’, Nf = 2000’, NC = 181, BSW = 100%, TR = 383 bls., Salinidad = 13000 ppm Cl-.
- Pistonean arena “Ui”: Ni = 3900’, Nf = 4400’, NC = 20, BSW = 14%, TR = 58 bls, Salinidad = 15000 ppm. Cl-,  $^{\circ}$ API = 25 a 80  $^{\circ}$ F.
- Punzonan tubería a 9116’.
- Pistonean arena “Ui”: Ni = 3600’, Nf = 4200’, NC = 55, TR = 112 bls, BSWf = 60 %, Salinidad = 50000 ppm Cl.
- Abren camisa de “Ui”.

- Finalizan operaciones.  
**(W.O. N° 01) (08 –noviembre-1991):**  
**Aislar arena “T”, tratamiento demulsificante y evaluación de arena Ui”.**  
**Bajar completación para producir por bombeo neumático (Gas lift).**
- Sacan completación de fondo, presencia de escala en camisa y tubería de zona de interés arena “Ui”. Tubing punch a 9115’, solo existe huellas de disparos, no fue perforada.
- Aíslan arena “T” con tapón CIBP a 9200’.
- Evalúan arena “Ui”, sin éxito.
- Realizan limpieza de punzados a arena “Ui” con 8 bls. De HCl al 15%.
- Realizan tratamiento químico a arena “Ui” con 25 bls. De mezcla de JP-1 al 18 % + 25 gls. De F-46 y 25 gls. De XT – 47.
- Cierran pozo para acción de químicos.
- Pistonean arena “Ui”: Ni = 800’, Nf = 50’, BSW = 2 %, TR = 350 bls.  
°API = 27.5 a 86 °F.
- Bajaron completación definitiva para producir por bombeo neumático, abren camisa de producción de arena “Ui”.
- Finalizan operaciones.  
**(W.O. N° 02) (25 –marzo-1994): Punzonar arenas “Us” y “BT”. Evaluar “Ui”, “Us” y “BT”. Bajar completación para bombeo neumático (Gas lift).**
- Sacan tubería con completación de fondo.
- Punzonan los siguientes intervalos con cañones de 5”:  
Arena “Us” a 4 DPP (9034’-9044’) (10’).  
  
Arena “BT” a 4 DPP (8410’-8424’) (14’).
- Evalúan arena “Ui” con bomba jet y elementos de presión, formación no aporta.
- Realizan limpieza de punzados a arena “Ui”, bombean 13 bls. De diesel + 13 bls. De mezcla ácida + 54 bls. De crudo limpio.
- Evalúan arena “Ui” con bomba jet y elementos de presión:  
BFPD = 998, BSWf = 30 %, TE = 28 horas, Salinidad = 4000 ppm Cl.
- Cierran pozo por 14 horas para prueba de restauración de presión.

- Evalúan arena “Us” con bomba jet HI-RE Guiberson y elementos de presión, formación no aporta.
  - Realizan Regular Mud Acid en arena “Us”, con 63 bls. De mezcla ácida (24 bls. De JP-1 + 36 bls. De HCl al 15% + aditivos).
  - Evalúan arena “Us” con bomba jet:  
BFPD = 744, BSWf = 39 %, TE = 28 horas, Salinidad = 7500 ppm Cl.
  - Cierran pozo para prueba de restauración de presión.
  - Evalúan arena “BT” con bomba jet y elementos de presión:  
BFPD = 720, BSWf = 30 %, TE = 27 horas, Salinidad = 4500 ppm Cl.
  - Cierran pozo por 14 horas para prueba de restauración de presión.
  - Baján completación definitiva para producir por bombeo neumático de arena U”.
  - Finalizan operaciones.
- (W.O. N° 03) (16 – Febrero – 1996): Evaluar arena “Us”. Realizar SQZ. A arena “Ui”, punzonar, estimular, evaluar.**
- Realizan corte químico a  $\pm 8355'$ , sacan tubería, presencia de poca escala y corrosión.
  - Sacan pescado a 8355’.
  - Punzonan el siguiente intervalo para cementación forzada, con cañón de 5”:  
Arena “Ui” a 4 DPP (9121’-9123’) (2’).
  - Realizan cementación forzada en arena “Ui” con 100 sxs. De cemento tipo “G” + aditivos, 20 bls. De densidad 15.8 LPG. , bls. A la formación = 5.4, bls. En el casing = 1.6, bls. Reversados = 13, Pf = 3500 psi.
  - Evalúan arena “Us” con bomba jet-E8, luego cambian a jet-D6, formación no aporta.
  - Toman registros de cementación CBL, GR, desde fondo hasta 2000’, buena cementación.
  - Repunzonan el siguiente intervalo con cañón de 5”:  
Arena “Ui” a 4 DPP (9104’-9114’) (10’).
  - Evalúan arena “Ui” con bomba jet-C5:  
BFPD = 72, BPPD = 31, BSWf = 57 %, TE = 28 horas, TR = 334 bls.

- Realizan tratamiento de estimulación a arena “Ui” con 1000 gls. De JP-1+110 gls. Xileno + 5 gls. J-10 + 500 gls. HCl al 15% + 25 gls. J-40 + 5gls. NE-80 + 3 gls. C-15, al forzar los 2 últimos barriles observan comunicación casing-tubing.
- Evalúan arena “Ui” con bomba jet-D7:  
BFPD = 72, BSWf = 100 %, TE = 9 horas.
- Repunzonan el siguiente intervalo:  
Arena “Ui” a 6 DPP (9104’-9114’) (10’).
- Realizan tratamiento de estimulación en arena “Ui” con 1000 gls. De JP-1+220 gls. Xileno + 5 gls. J-10.
- Cierran pozo por 2 horas para acción de químicos.
- Evalúan arena “Ui” con bomba jet-D7:  
BFPD = 72, BSWf = 100 %, TR = 63 bls., TE = 5 horas.
- Evalúan arena “Ui” con bomba jet-C5, no existe aporte.
- Evalúan nuevamente arena “Ui” con bomba jet-D7:  
BFPD = 72, BSWf = 100 %, TE = 11 horas.
- Bajan completación definitiva para producir por bombeo neumático, abren camisa de arena “Ui”.
- Finalizan operaciones.  
**(W.O. N° 04) (15 –diciembre-1996): Cambio de completación de Gas Lift a sistema de bombeo hidráulico.**
- Sacan completación definitiva de bombeo neumático.
- Bajan completación definitiva para producir por bombeo hidráulico.
- Evalúan arena “BT” con bomba jet Guiberson:  
BFPD = 936, BSWf = 73%, TR = 189 bls.
- Finalizan operaciones.

**(W.O. N° 06) (21 –febrero-2008): Cambio de completación por daño en cavidad.**

- Rig Saxon-07 inicia operaciones de reacondicionamiento en el pozo SSQ-13 el 03-Feb-2008 a las 22H00.
- Controlan el pozo a la Estación, con agua fresca, filtrada y tratada con 16 gls de Clay Stab + 16 gls de Aquafree + 0.5 gl de Kill-13. Densidad = 8.3 LPG.
- Retiran cabezal, arman BOPs y prueban con 1500 psi, OK.
- Sacan. Se recupera 100 %. Tubería de 2-7/8” con leve corrosión exterior.
- Bajan broca 6-1/8” y scraper de 7” en tubing de 3-1/2”, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9200’. Circulan. Limpian. Sacan.
- Halliburton repunzona el siguiente intervalo con cañones 4-5/8”:  
Arena “BT” 8410’ – 8424’ (14’) a 5 DPP
- Arman completación de producción para PPH con 2 Packer FHL, 1 Packer Arrow y cavidad Guiberson. Bajan en tubing de 3-1/2”, midiendo calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9154’. Retiran BOP. Arman cabezal. Asientan packers a 8345’, 8946’ y 9082’.
- Realizan prueba de producción de “BT” con sistema power oil. Sin éxito. Poco aporte. Se realiza prueba a tanque bota, con resultados similares. Desplazan bomba falsa, prueban packer Arrow por debajo, existe comunicación.
- Controlan pozo a la estación. Retiran cabezal. Arman BOP. Sacan.
- Cia. Halliburton con unidad de cable eléctrico asienta 7” EZ Drill a 9080’.
- Con cañones convencionales de 4-5/8” repunzona el siguiente intervalo:  
Arena “U Sup.” 9032’ – 9044’ ( 12’) a 5 DPP
- Bajan nueva completación de producción para PPH con packer HS + packer FH + cavidad Guiberson PLII, en tubing de 3-1/2”, midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9049’. Retiran BOP arman cabezal. Asientan packers a 8946’ y 8345’. Prueban anular con 800 psi, OK:
- Wire Line abre camisa de “BT” a 8381’. Desplazan bomba falsa hasta cavidad a 8265’. Prueban anular con 800 psi, OK. Prueban tubing con 2000 psi, existe comunicación tubing – casing. Controlan el pozo, Retiran cabezal.

- Arman BOP. Sacan. Packers salen trabajados normalmente.
- Cía. Halliburton registra CCL-DZTS Gamma, CAST-V, desde 6930' hasta 9050'. Resultado casing OK.
- Bajan casing roller de 6-1/8" en tubing de 3-1/2". Acondicionando casing: 8320' – 8360' y 8920'-8960'. Sacan.
- Bajan completación para PPH con Packer FHL + Packer HS + Cavidad Guiberson PLII, en tubing de 3-1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9052'. Retiran BOP, arman cabezal. Asientan packers a 8947' y 8225'. Prueban anular con 800 psi, OK. Abren camisa de "BT". Intentan realizar prueba de producción, pozo no aporta. W/L abre camisa de 2-7/8" de "BT" a 8383', desplazan bomba falsa, prueban packer por debajo con 1500 psi, existe comunicación tubing-casing. Retiran cabezal. Arman BOP. Sacan tubing de 3-1/2", packers salen trabajados.
- Bajan conjunto de evaluación con RBP, PHD Packer, Compression Packer, en tubing de 3-1/2" hasta 8956'. Asientan RBP a 8953', PHD Packer a 8329' y C Packer a 7669'. Realizan prueba de admisión a "BT" con 1500 psi, presión cae 400 psi/min.
- Evalúan arena "BT" con jet 10J y unidad MTU al tanque bota en la locación:  
TBR = 559, BFPD = 192, BSW = 72 %, BPPD = 54, THE = 57, Pi = 3600 psi, BIPD = 1368
- Reversan jet. Controlan el pozo. Desasientan packers. Sacan.
- Bajan completación para PPH con 1 packer FHL + 1 packer HS1 + Cavidad Guiberson PLII, en tubing de 3-1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9049'. Retiran BOP, arman cabezal. Asientan packers a 8343' y 8945'. Prueban anular con 800 psi, OK. Abren camisa de "BT" a 8381'. Prueban packer HS1 por debajo con 1500 psi. OK, presión cae 1000 psi / min.
- Desplazan bomba jet 10J. Realizan prueba de producción de arena "BT" con sistema power oil a la Estación:  
TBR = 70, BFPD = 312, BSW = 97 %, BPPD = 9, THE = 6, Pi = 3700 psi, BIPD = 1488

- Finalizan operaciones de reacondicionamiento en el pozo Shushuqui – 13 a las 12H00 del 21-feb-2008.

#### 4.2.2 POZO SHUSHUQUI-18

**Completación inicial:** 10 –septiembre–2004

**Completación y pruebas iniciales:**

- Toman registros de control de cemento CBL, CCL, VDL y GR, cemento bueno en zona de interés.
- Con TCP punzonan el siguiente intervalo: 9285’ – 9294’ (9’) a 5 DPP de arena “Ts” con carga tipo 51B cañón de 4 ½”. Soplo moderado
- Evalúan arena “Ts” con bomba jet:  
BFPD=216, BPPD=203, BSWf=6 %, TR=428 bls., Salinidad=7000 ppm Cl.
- Realizan estimulación a arena “Ts” con RMA.
- Evalúan arena “Ts” con bomba jet:  
BFPD=1080, BPPD=134, BSWf=88 %, TR=1721 bls., Sal=7000 ppm Cl.
- Con TCP punzonan el siguiente intervalo:  
Arena “Ui” a 5 DPP (9136’ – 9146’) (10’).
- Evalúan arena “Ui” con bomba National Jet-9A:  
BFPD = 1128, BPPD = 461, BSW = 59 %, TR = 2959 bls., THE = 68 horas,  
Salinidad = 2600 ppm Cl
- Asientan CIBP a 9122’.
- Con TCP punzonan el siguiente intervalo:  
Arena “Um” a 5 DPP (9100’ – 9110’) (10’).
- Evalúan arena “Um” con bomba jet:  
BFPD=240, BPPD=0, BSWf=100 %, TR=210 bls.,
- Muelen CIBP desde 9122’ a 9124’
- Bajan completación de fondo con dos packers “FH”.
- Bajan equipo BES ESP: 2 Bombas TE-2700 (45 + 98 etapas), Motor: 160 HP, 1115 V, 88.5 Amp
- Realizan prueba de rotación, ok
- Realizan prueba de producción de arena “Us” a la estación Shushuqui:

BFPD = 2232, BPPD = 45, BSW = 98 %, TE = 6 horas, Hz= 50, Amp= 49

- Terminan operaciones.

**(W.O. No. 1: 18-octubre-2005):      Evaluar arena “Ui”. Rediseñar BES.**

- Sacan BES TE-2700, técnico desarma equipo: Dos bombas taponadas con sólidos, separador de gas con giro muy duro, sello inferior con aceite limpio. Motores eléctricamente en buen estado, sensor .Ok. Ánodos de sacrificio presentan un desgaste de un 30% varias partes tiene puntos profundos. La parte exterior de los equipos no presentan corrosión.

- Baján BHA de prueba con ON-OFF campana hasta 9010'. Conectan campana ON-OFF. W/line abre camisa de circulación + bajan elementos de presión. Desplazan bomba hasta a 8973'. Evalúan arena “Ui”:

TR = 1700, BFPD = 912, BPPD = 228, BSWF = 75%, Sal = 16000 ppm Cl,

- Reversan Jet, cambian de geometría a 11K, W/line recupera elementos de presión (Pwf = 1786 psi a 9008'). Desplazan bomba jet. Continúan evaluando “Ui”:

TR = 2334, BFPD = 1056, BPPD = 338, BSW = 68 %, Salinidad = 28200 ppm Cl, THE = 53.

- Reversan Jet. Sacan tubería.
- Baján BES Centrilift FC-1200 (262 etapas), motor 130 HP, 2145 V, 35 Amp. Hasta 8877'.
- Realizan prueba de rotación. OK. Realizan prueba de producción de “Ui” a la estación:

BFPD = 1488, BSW = 100 %, AMP = 29, Volt. = 2174. HZ = 57.5,

THE = 10

**(W.O. No. 2: 11-enero-2006):      Cambio de completación por comunicación TBG-CSG.**

- Sacan BES FC-1200, técnico desarma equipo: Dos bombas limpias, con giro duro. Protectores con giro normal. Corrosión localizada en la segunda cámara del protector inferior, motor limpio y con giro normal.



- Bajan overshot, enganchan completación de fondo, desasientan 2 packers “FH”, Sacan.
- Bajan BHA de evaluación con PHD packer y C-packer, asientan empacaduras, abren camisa, evalúan arena “Ui” : BFPD= 864, BPPD= 199, BSW=77%, sal. 32.000 ppm Cl. TE= 44 hrs.
- Reversan Bomba Jet, bajan Std. Valve con elementos, desplazan nuevamente Jet, toman prueba multiratas: BFPD= 624, BPPD= 400, BSW=36%, sal. 37.150 ppm Cl. TE= 57 hrs, Pwf= 1763 psi @ 9080’.
- Bajan BHA de fondo con 2 packers FHL, asientan empacaduras a 9116’ y 9047’.
- Bajan BES Centrilift FC-1200, (209 + 68) etapas + bomba compresora (16 etapas), motor 190 HP / 2415 V / 48 Amp.
- Terminan operaciones el 11 de enero del 2006.
- Trabajo Exitoso.

**(W.O. No. 3: 12-febrero-2007): Cambio de completación por posible eje roto de la BES.**

- Sacan BES FC-1200, desarman equipo: Bombas y separador de gas con giro normal. Giro en la cabeza del sello superior normal, pero en la base de sello inferior sin giro (posible eje roto). Housing de sello inferior y motor presentan una fina capa de escala. Motor y sensor eléctricamente OK.
- Bajan overshot , enganchan completación de fondo, desasientan 2 packers “FH”, Sacan corriendo registro electromagnético de corrosión (No se detectan tubos con corrosión severa).
- Bajan BHA de fondo con 2 packers FH, asientan empacaduras a 9118’ y 9048’.
- Bajan BES Centrilift P8XH6, (91 + 91) etapas + bomba compresora (16 etapas), motor 152 HP / 2325V / 40 Amp.
- Terminan operaciones el 12 de Febrero del 2007.

**(W.O. No. 4: 03-junio-2007): Reparar BES.**

- Equipo SAXON-07 inicia operaciones el 27 de Mayo de 2007 a las 00:00.
- Sacan y desarman equipo P8X en tubería 3½”: Bomba superior con giro duro, Taper con arena interna, giro duro; sello con las 63 cámaras con aceite trabajado y agua en la cámara superior; Motor con aceite trabajado, con bajo aislamiento, Sensor con aceite quemado; Separador con químico en la base.

- Bajan BHA de pesca con ON-OFF campana hasta 9013'. Circulan. Enganchan conector ON-OFF. Tensionan con 145000 lbs. Desasientan empacaduras "FH". Sacan completación de fondo. Tubo bajo ON-OFF con corrosión severa (Huecos )
- Bajan completación de fondo con 2 empacaduras "FH" hasta 9193'. Asientan empacaduras @ 9119' y 9049'.
- Bajan BES Centrilit P8XH6 en tubería 3½", midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 16 paradas hasta 8904'. Realizan empates de cable a 3902' y 7438'. Equipo BES bajado: Centralizador 7". Sensor Centinel serie 450. Motor: 190 HP, 2415 V, 48 A serie 562. Sello serie 513. Separador de gas serie 513. Bombas: (2) P8H6 (73 + 147 etapas) serie 400.
- Realizan prueba de Producción de arena "Ui" con BES P8XH6 a la estación: BFPD = 912, BSW = 100%, PC = 35 psi, Hz = 50, Amp = 32/30/28, Volt = 1790/1785/1780, Pwf = 2280, THE = 6
- Trabajo Exitoso

**(W.O. No. 5)(16-julio-2007): Cambio de completación por comunicación TBG-CSG**

- Inicia operaciones equipo CEPE-02 el 11 de Julio del 2007, a las 06:00 hrs.
- Sacan equipo BES P8XH6 en tubing de 3 1/2". Desarman BES Reda: equipo en general sale sin presencia escala ni corrosión, motor y sensor de fondo eléctricamente y mecánicamente en buen estado, protectores e Intake salen con giro normal y suave, bombas presentan giro normal, cable eléctricamente en buen estado
- Bajan 2 bombas electrosumergibles P8XH6 (147+73 etapas) en TBG de 3 1/2", en tubería de 3 ½" clase "A", hasta 8909'. Se realiza prueba de rotación, OK.
- Realizan prueba de producción de la arena "U inf" hacia la estación:  
BFPD=984, BSW=100%, Pc=30 psi, Pintake=2130 psi, Amp=27-26-26,  
Frec=52 Hz.

**(W.O. No. 6 08-octubre-2007) Cambio de completación por Comunicación TBG-CSG**

- Inicia operaciones equipo CPEB-01 el 03 de Octubre del 2007, a las 19:00 hrs.
- Sacan Equipo BES P8XH6 en tubing de 3 1/2". Desarman BES Reda: Equipo sale sin presencia de escala ni corrosión, motor y sensor de fondo eléctricamente y mecánicamente en buen estado, protector con giro normal, separador de gas presenta giro duro y bomba upper giro suave y bomba lower giro trabajado, cable eléctricamente en buen estado.
- Bajan equipo BES P8X (147 + 73 etapas) tipo "ferrítico" en TBG de 3 1/2" clase "A", hasta 8915'. Se realiza prueba de rotación, ok.
- Se realiza prueba de producción de la arena "U inf" hacia la estación:  
BFPD=912, BSW=100%, Pc=64 psi, Pintake=2013, Amp=26-27-26,

Frec=55Hz

**(W.O. NO. 7) (11-enero-2008): Cambio de sistema de levantamiento de Bombeo eléctrico a Bombeo hidráulico por aporte de arena de formación.**

- Sacan BES Centrilift P8X en tubería de 3 1/2". Estado del Equipo : Bomba superior giro duro, housing limpio. Bomba inferior no presenta giro (atascada), housing limpio, coupling presenta sólidos de granulometría fina (arena). Separador de Gas, giro normal, housing limpio. Sellos giro normal, housing limpios, cámaras del sello superior con agua, cámaras del sello inferior con aceite trabajado. Motor y sensor eléctricamente Ok, aceite trabajado, housing limpio. Cable eléctricamente Ok.
- Cía. Schlumberger con cable eléctrico baja cañones de 4 5/8" con cargas Ultrapack (control de arena), repunzona el siguiente intervalo:  
Arena "Ui" : 9136' – 9146' ( 10' ) a 12 DPP
- Evalúan arena "Ui" al tanque bota de la locación:  
TBR=734, BFPD=1032, BPPD=124, BSW =88%, THE=17(ELEMENT.),
- Reversan Jet-11K. Wireline recupera elementos de presión (PWF=1767 psi). Desplazan Jet-11K. Continúan Evaluando arena "Ui" a la estación:  
TBR=954, BFPD=744, BPPD=253, BSW =66%, THE=18, Piny=3500

- Bajan. BHA definitivo para producir por bombeo hidráulico. Desplazan bomba Jet-10J a cavidad a 8927'. Realizan prueba de producción de arena “Ui” a la estación, con Unidad MTU:  
TRB=296, BFPD=888, BSW =100%, THE=8, Piny=3500, BIPD=1248

### 4.3 ANÁLISIS Y CÁLCULO DEL MÉTODO SMART

Para cumplir con el objetivo de este estudio se procedió a realizar el análisis con el método de Smart de los siguientes pozos y campos en orden de importancia:

#### 4.3.1 CAMPO SHUSHUQUI

##### 4.3.1.1 Pozo Shushuqui-06

Tabla 4.3 Datos para el pozo Shushuqui-06

<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1147	psi
<b>Profundidad</b>	8935	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	28,4	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	454	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	80	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4449	psi/pie
<b>L</b>	8935	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,6908	
<b>Q<sub>s</sub></b>	1132	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,68	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3832	
<b>Salinidad</b>	38200	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

El valor de PT es tomado del valor Forecast del mes de Enero de 2011, asumimos M=1.

$$G_o = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

$$G_o = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + 28,4}$$

$$G_o = 0,3832 \text{ psi/pie}$$

$$G_s = F_w * G_w + F_o * G_o$$

$$G_s = 0,6908 * 0,4449 + (1 - 0,6908) * 0,3832$$

$$G_s = 0,4258 \text{ psi/pie}$$

$$B_T = \left[ 1 + 2,8 \left( \frac{GOR}{P_s} \right)^{1,2} \right] F_o + F_w$$

$$B_T = \left[ 1 + 2,8 \left( \frac{454}{1147} \right)^{1,2} \right] (1 - 0,6908) + 0,6908$$

$$B_T = 1,2847$$

$$Q_N = \frac{G_s * Q_s * B_T}{G_N * M}$$

$$\text{Donde, } G_N = G_o$$

$$Q_N = \frac{0,4258 * 1132 * 1,2847}{0,3832 * 1}$$

$$Q_N = 1616,11 \text{ bls/día}$$

$$P_{FN} = \frac{2,02 * 10^{-6} * L * ((D_1 - D_2) * \mu_o)^{0,21}}{C * (G_N)^{0,21}} * G_N * Q_N^{1,79}$$

$$\text{Donde,}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left( \frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

$$C = (2,992 - 0)(2,992^2 - 0^2)^2 \left( \frac{2,992}{2,992 - 0} \right)^{0,1}$$

$$C = 239,7772$$

$$P_{FN} = \frac{2,02 * 10^{-6} * 8935 * ((2,992 - 0) * 0,68)^{0,21}}{239,7772 * (0,3832)^{0,21}} * (0,3832) * 1616,11^{1,79}$$

$$P_{FN} = 22,67 \text{ psi}$$

$$P_N = P_T + G_N * D - P_{FN}$$

$$P_N = 3600 + 0,3832 * 8935 - 22,67$$

$$P_N = 7000,98 \text{ psi}$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 1616,11 + 1132$$

$$Q_D = 2748,11 \text{ bl/día}$$

$$G_D = \frac{(G_S * Q_S) + (G_N * Q_N)}{Q_D}$$

$$G_D = \frac{(0,4258 * 1132) + (0,3832 * 1616,11)}{2748,11}$$

$$G_D = 0,4007 \text{ psi/día}$$

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D}$$

$$F_{WD} = \frac{1132 * 0,6908}{2748,11}$$

$$F_{WD} = 0,2846$$

$$GLR = \frac{Q_S * F_O * GOR}{Q_D}$$

$$GLR = \frac{1132 * (1 - 0,6908) * 454}{2748,11}$$

$$GLR = 57,8237 \text{ ft}^3/\text{bl}$$

$$\mu_D = F_{WD} * \mu_W + (1 - F_{WD}) * \mu_O$$

$$\mu_D = 0,2846 * 0,255 + (1 - 0,2846) * 0,68$$

$$\mu_D = 0,5591 \text{ cp}$$

$$P_{FD} = \frac{2,02 * 10^{-6} * L((D_1 - D_2) * \mu_0)^{0,21}}{C * (G_D)^{0,21}} * G_D * Q_D^{1,79}$$

Donde,

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left( \frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

$$C = (6,276 - 3,5)(6,276^2 - 3,5^2)^2 \left( \frac{6,276}{6,276 - 3,5} \right)^{0,1}$$

$$C = 2218,2328$$

$$P_{FD} = \frac{2,02 * 10^{-6} * 8935((6,276 - 3,5) * 0,68)^{0,21}}{2218,2328 * (0,4007)^{0,21}} * 0,4007 * 2748,11^{1,79}$$

$$P_{FD} = 8,08 \text{ psi}$$

$$P_D = P_{WH} + G_D * D + P_{FD}$$

$$P_D = 80 + 0,4007 * 8935 + 8,08$$

$$P_D = 3668,67 \text{ psi}$$

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

$$H = \frac{3668,67 - 1147}{7000,98 - 3668,67}$$

$$H = 0.7567$$

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es,

$$R = 0,4$$

$$C_1 = 2R$$

$$C_1 = 2 * 0,4$$

$$C_1 = 0,8$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2R) * R^2}{(1 - 2R)}$$

$$C_2 = \frac{(1 - (2 * 0,4)) * 0,4^2}{(1 - (2 * 0,4))}$$

$$C_2 = 0.0889$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2$$

$$K_{TD} = 0,20$$

$$K_N = 0,03$$

$$C_3 = (1 + 0,20)0,4^2$$

$$C_3 = 0,1920$$

$$C_4 = 1 + K_N$$

$$C_4 = 1 + 0,03$$

$$C_4 = 1,0300$$

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3}$$

$$M = \frac{0,192 - \sqrt{0,088 * 0,192 + 0,192 * 0,8 - 0,088 * 0,8 + \frac{1,03(0,088 - 0,192)0,75}{0,75 + 1}}}{0,088 - 0,192}$$

$$M = 0,3876$$

$$\%ERROR = \left| \frac{M_{CALCULADO} - M_{ASUMIDO}}{M_{ASUMIDO}} \right| * 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,3876 - 1}{1} \right| * 100$$

$$\%ERROR = 61,24 \%$$

Puesto que no se obtiene la convergencia con los cálculos realizados, es decir un error menor a 1%, se realiza nuevamente los procedimientos utilizando nuevos valores de  $M=0,3876$ , para la segunda iteración y  $M=0,3929$  para la tercera iteración este procedimiento se realiza hasta obtener los datos deseados, por lo que es posible tener varias iteraciones tal como se describe en la Tabla 4.4



Tabla 4.4 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-06

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi	3600	psi	3600	psi
<b>M</b>	1,0000		0,3876		0,3929	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3832	psi/pie	0,3832	psi/pie	0,3832	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4258	psi/pie	0,42581	psi/pie	0,42581	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,2847		1,2847		1,2847	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1616,1167	bl/día	4169,8804	bl/día	4113,2045	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	22,6707	psi	123,6861	psi	120,6931	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	7000,9877	psi	6899,9724	psi	6902,9654	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	2748,1167	bl/día	5301,8804	bl/día	5245,2045	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4007	psi/día	0,3923	psi/día	0,3924	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,2846		0,1475		0,1491	
<b>GLR</b>	57,82379576		29,97173157		30,29558485	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,5591	cp	0,6173	cp	0,6166	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	8,0811	psi	26,3056	psi	25,8035	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3668,6773	psi	3611,3093	psi	3611,6862	psi
<b>H</b>	0,7567		0,7493		0,7489	
<b>R</b>	0,4		0,4		0,4	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,8		0,8		0,8	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0889		0,0889		0,0889	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1920		0,1920		0,1920	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,3876		0,3929		0,3933	
<b>%ERROR</b>	61,2431		1,3779		0,0886	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,5823		0,5874		0,5873	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Realizando los cálculos para la tercera iteración se obtiene error menor a 1%

El valor de H calculado es 0,7489

$$M = \frac{0,192 - \sqrt{0,088 * 0,192 + 0,192 * 0,8 - 0,088 * 0,8 + \frac{1,03(0,088 - 0,192)0,7489}{0,7489 + 1}}}{0,088 - 0,192}$$

$$M = 0,3933$$

$$\%ERROR = \left| \frac{M_{CALCULADO} - M_{ASUMIDO}}{M_{ASUMIDO}} \right| * 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,3933 - 0,3929}{0,3929} \right| * 100$$

$$\%ERROR = 0,088 \%$$

Por lo que se obtiene convergencia y se puede continuar con los cálculos

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,4$$

$$M_L = \frac{(1 - R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1,3(P_N - P_S)}}$$

$$M_L = \frac{(1 - 0,4)}{0,4} \sqrt{\frac{1147}{1,3(6902,96 - 1147)}}$$

$$M_L = 0,5873$$

Entonces:

$$M < M_L$$

$$0,3933 < 0,5873$$

Debido a que se cumple  $M < M_L$  no existirán problemas de cavitación.

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{4113,2045}{832 \sqrt{\frac{6902,9654 - 1147}{0,3832}}}$$

$$A_N = 0,04077738 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,04077738 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,10194345 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3600 * 4113,2045}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 280$$

El pozo Shushuqui-06 debe tener un área de tobera de  $0,04077738 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 4113,2045 bl/día, con una bomba de superficie de 280 Hp de potencia, para poder producir 1132 bl/día con una presión de inyección de 3600 psi.

#### 4.3.1.2 Pozo Shushuqui-10

Tabla 4.5 Datos para el pozo Shushuqui-10

<b>P<sub>T</sub></b>	3650	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1792	psi
<b>Profundidad</b>	8290	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	21,9	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	261	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	60	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,445	psi/pie
<b>L</b>	8290	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,7412	
<b>Q<sub>s</sub></b>	1352	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,35	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,254	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3994	
<b>Salinidad</b>	38400	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.6 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-10

Variables	Primera Iteración		Segunda Iteración		Tercera Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3650	psi	3650	psi	3650	psi
<b>M</b>	1,0000		0,6232		0,6345	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3994	psi/pie	0,3994	psi/pie	0,3994	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4332	psi/pie	0,43320	psi/pie	0,43320	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0718		1,0718		1,0718	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1571,6601	bl/día	2522,0189	bl/día	2476,8611	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	23,8794	psi	55,6763	psi	53,9045	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6937,2299	psi	6905,4329	psi	6907,2047	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	2923,6601	bl/día	3874,0189	bl/día	3828,8611	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4150	psi/día	0,4112	psi/día	0,4113	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,3428		0,2587		0,2617	
<b>GLR</b>	31,23594121		23,57326492		23,85128936	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,9743	cp	1,0665	cp	1,0632	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	9,6774	psi	16,2038	psi	15,8611	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3510,3281	psi	3485,0760	psi	3485,8862	psi
<b>H</b>	0,5014		0,4950		0,4951	
<b>R</b>	0,3		0,3		0,3	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,6		0,6		0,6	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0735		0,0735		0,0735	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1080		0,1080		0,1080	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,6232		0,6345		0,6344	
<b>%ERROR</b>	37,6825		1,8232		0,0273	
<b>M<sub>L</sub></b>	1,2077		1,2115		1,2113	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.6 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,3$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{2476,8611}{832 \sqrt{\frac{6907,2047 - 1792}{0,3994}}}$$

$$A_N = 0,02659376 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,02659376 \text{ plg}^2}{0,3}$$

$$A_T = 0,08864588 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3650 * 2476,8611}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 171$$

El pozo Shushuqui-10 debe tener un área de tobera de  $0,02659376 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 2476,8611 bl/día, con una bomba de superficie de 171 Hp de potencia, para poder producir 1352 bl/día con una presión de inyección de 3650 psi.

#### 4.3.1.3 Pozo Shushuqui-12

Tabla 4.7 Datos para el pozo Shushuqui-12

<b>P<sub>T</sub></b>	3550	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1240	psi
<b>Profundidad</b>	8856	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	26,9	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	246	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	60	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4444	psi/pie
<b>L</b>	8856	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,447	
<b>Q<sub>s</sub></b>	723	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,98	Cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,245	Cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3868	
<b>Salinidad</b>	36450	Ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.8 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-12

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3550	psi	3550	psi	3550	psi
<b>M</b>	1,0000		0,4331		0,4418	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3868	psi/pie	0,3868	psi/pie	0,3868	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4125	psi/pie	0,41255	psi/pie	0,41255	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,2223		1,2223		1,2223	
<b>Q<sub>N</sub></b>	942,5289	bl/día	2176,2799	bl/día	2133,4235	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	9,3110	psi	41,6405	psi	40,1842	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6966,2111	psi	6933,8815	psi	6935,3379	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	1665,5289	bl/día	2899,2799	bl/día	2856,4235	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,3980	psi/día	0,3932	psi/día	0,3933	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,1940		0,1115		0,1131	
<b>GLR</b>	59,05359752		33,92410434		34,43308542	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,8374	cp	0,8981	cp	0,8968	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	3,5383	psi	9,5934	psi	9,3402	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3588,0377	psi	3551,9743	psi	3552,5741	psi
<b>H</b>	0,6951		0,6836		0,6836	
<b>R</b>	0,4		0,4		0,4	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,8		0,8		0,8	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0889		0,0889		0,0889	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1920		0,1920		0,1920	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,4331		0,4418		0,4418	
<b>%ERROR</b>	56,6908		2,0088		0,0007	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,6122		0,6139		0,6139	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.8 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,4$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{2133,4235}{832 \sqrt{\frac{6935,3379 - 1240}{0.3868}}}$$

$$A_N = 0,02136299 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,02136299 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,05340748 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3550 * 2133,4235}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 143 \text{ Hp}$$

El pozo Shushuqui-12 debe tener un área de tobera de  $0,02136299 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 2133,4235 Bl/día, con una bomba de superficie de 143 Hp de potencia, para poder producir 723 bl/día con una presión de inyección de 3550 psi.

#### 4.3.1.4 Pozo Shushuqui-13

Tabla 4.9 Datos para el pozo Shushuqui-13

<b>P<sub>T</sub></b>	3550	Psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2112	Psi
<b>Profundidad</b>	8270	Pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 Plg
	<b>ID</b>	2,992 Plg
<b>API</b>	26	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	107	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	84	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4459	psi/pie
<b>L</b>	8270	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,3152	
<b>Q<sub>s</sub></b>	438,08	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,73	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,271	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,389	
<b>Salinidad</b>	41400	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

El valor de PT es tomado del valor Forecast del mes de Enero de 2011, asumimos M=1.

$$G_o = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

$$G_o = \frac{0,433 * 141,5}{131,5 + 26}$$

$$G_o = 0,3890 \text{ Psi/pie}$$

$$G_s = F_w * G_w + F_o * G_o$$

$$G_s = 0,3152 * 0,4459 + (1 - 0,3152) * 0,3890$$

$$G_s = 0,4069 \text{ Psi/pie}$$



$$B_T = \left[ 1 + 2,8 \left( \frac{GOR}{P_s} \right)^{1,2} \right] F_o + F_w$$

$$B_T = \left[ 1 + 2,8 \left( \frac{107}{2112} \right)^{1,2} \right] (1 - 0,3152) + 0,3152$$

$$B_T = 1,0535$$

$$Q_N = \frac{G_S * Q_S * B_T}{G_N * M}$$

$$\text{Donde, } G_N = G_O$$

$$Q_N = \frac{0,4069 * 438,0841 * 1,0535}{0,3890 * 1}$$

$$Q_N = 482,7994 \text{ bls/día}$$

$$P_{FN} = \frac{2,02 * 10^{-6} * L((D_1 - D_2) * \mu_O)^{0,21}}{C * (G_N)^{0,21}} G_N * Q_N^{1,79}$$

$$\text{Donde,}$$

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left( \frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

$$C = (2,992 - 0)(2,992^2 - 0^2)^2 \left( \frac{2,992}{2,992 - 0} \right)^{0,1}$$

$$C = 239,7772$$

$$P_{FN} = \frac{2,02 * 10^{-6} * 8270((2,992 - 0) * 1,73)^{0,21}}{239,7772 * (0,3890)^{0,21}} (0,3890) * 482,7994^{1,79}$$

$$P_{FN} = 2,9716 \text{ Psi}$$

$$P_N = P_T + G_N * D - P_{FN}$$

$$P_N = 3550 + 0,3890 * 8270 - 2,9716$$

$$P_N = 6764,1634 \text{ Psi}$$

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

$$Q_D = 482,7994 + 438,0841$$

$$Q_D = 920,8785 \text{ Bl/día}$$

$$G_D = \frac{(G_S * Q_S) + (G_N * Q_N)}{Q_D}$$

$$G_D = \frac{(0,4069 * 438,08411) + (0,3890 * 482,7994)}{920,8785}$$

$$G_D = 0,3975 \text{ Psi/día}$$

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D}$$

$$F_{WD} = \frac{438,08411 * 0,3152}{920,8785}$$

$$F_{WD} = 0,1499$$

$$GLR = \frac{Q_S * F_O * GOR}{Q_D}$$

$$GLR = \frac{438,08411 * (1 - 0,3152) * 107}{920,8785}$$

$$GLR = 34,8580 \text{ ft}^3/\text{Bl}$$

$$\mu_D = F_{WD} * \mu_W + (1 - F_{WD}) * \mu_O$$

$$\mu_D = 0,1499 * 0,271 + (1 - 0,1499) * 1,73$$

$$\mu_D = 1,5112 \text{ cp}$$

$$P_{FD} = \frac{2,02 * 10^{-6} * L * ((D_1 - D_2) * \mu_O)^{0,21}}{C * (G_D)^{0,21}} * G_D * Q_D^{1,79}$$

Donde,

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left( \frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0,1}$$

$$C = (6,276 - 3,5)(6,276^2 - 3,5^2)^2 \left( \frac{6,276}{6,276 - 3,5} \right)^{0,1}$$

$$C = 2218,2328$$

$$P_{FD} = \frac{2,02 * 10^{-6} * 8270((6,276 - 3,5) * 1,73)^{0,21}}{2218,2328 * (0,3975)^{0,21}} 0,3975 * 920,8785^{1,79}$$

$$P_{FD} = 1,2938$$

$$P_D = P_{WH} + G_D * D + P_{FD}$$

$$P_D = 84 + 0,3975 * 8270 + 1,2938$$

$$P_D = 3372,9732$$

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

$$H = \frac{3372,9732 - 2112}{6764,1634 - 3372,9732}$$

$$H = 0,3718$$

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,25$$

$$C_1 = 2R$$

$$C_1 = 2 * 0,25$$

$$C_1 = 0,5$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2R) * R^2}{(1 - 2R)}$$

$$C_2 = \frac{(1 - (2 * 0,25)) * 0,25^2}{(1 - (2 * 0,25))}$$

$$C_2 = 0,0556$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2$$

$$K_{TD} = 0,20$$

$$K_N = 0,03$$

$$C_3 = (1 + 0,20)0,25^2$$

$$C_3 = 0,0750$$

$$C_4 = 1 + K_N$$

$$C_4 = 1 + 0,03$$

$$C_4 = 1,0300$$

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3}$$

$$M = \frac{0,075 - \sqrt{0,055 * 0,075 + 0,075 * 0,5 - 0,055 * 0,5 + \frac{1,030(0,055 - 0,075)0,371}{0,371 + 1}}}{0,055 - 0,075}$$

$$M = 0,873$$

$$\%ERROR = \left| \frac{M_{CALCULADO} - M_{ASUMIDO}}{M_{ASUMIDO}} \right| * 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,8733 - 1}{1} \right| * 100$$

$$\%ERROR = 12,67 \%$$

Puesto que no se obtiene la convergencia con los cálculos realizados, es decir un error menor a 1%, se realiza nuevamente los procedimientos utilizando un nuevo valor de  $M=0,8733$  para la segunda iteración este procedimiento se realiza hasta obtener los datos deseados, tal como se describe en la Tabla 4.10

Tabla 4.10 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-13

<b>Variab</b> les	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3550	psi	3550	psi
<b>M</b>	1.0000		0.8733	
<b>G<sub>o</sub></b>	0.3890	psi/pie	0.3890	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0.4069	psi/pie	0.40694	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1.0535		1.0535	
<b>Q<sub>N</sub></b>	482.7944	bl/día	552.8626	bl/día
<b>C</b>	239.7772		239.7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	2.9716	psi	3.7874	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6764.1634	psi	6763.3476	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	920.8785	bl/día	990.9467	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0.3975	psi/día	0.3969	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0.1499		0.1393	
<b>GLR</b>	34.85801715		32.39326535	
<b>μ<sub>D</sub></b>	1.5112	cp	1.5267	cp
<b>C</b>	2218.2328		2218.2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	1.2938	psi	1.4767	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3372.9732	psi	3368.1680	psi
<b>H</b>	0.3718		0.3700	
<b>R</b>	0.25		0.25	
<b>C<sub>1</sub></b>	0.5		0.5	
<b>C<sub>2</sub></b>	0.0556		0.0556	
<b>C<sub>3</sub></b>	0.0750		0.0750	
<b>C<sub>4</sub></b>	1.0300		1.0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0.2000		0.2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0.0300		0.0300	
<b>M</b>	0.8733		0.8788	
<b>%ERROR</b>	12.6737		0.6315	
<b>M<sub>L</sub></b>	1.7728		1.7730	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Realizando los cálculos para la Segunda Iteración se obtiene error menor a 1%  
El valor de H calculado es 0,3700

$$M = \frac{0,075 - \sqrt{0,055 * 0,075 + 0,075 * 0,5 - 0,055 * 0,5 + \frac{1,030(0,055 - 0,075)0,370}{0,370 + 1}}}{0,055 - 0,075}$$

$$M = 0,8788$$

$$\%ERROR = \left| \frac{M_{CALCULADO} - M_{ASUMIDO}}{M_{ASUMIDO}} \right| * 100$$

$$\%ERROR = \left| \frac{0,8788 - 0,8733}{0,8733} \right| * 100$$

$$\%ERROR = 0,6315$$

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es,

$$R = 0,25$$

$$M_L = \frac{(1 - R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1,3(P_N - P_S)}}$$

$$M_L = \frac{(1 - 0,25)}{0,25} \sqrt{\frac{2112}{1,3(6763,34 - 2112)}}$$

$$M_L = 1,7730$$

Entonces:

$$M < M_L$$

$$0,8788 < 1,7730$$

Debido a que se cumple  $M < M_L$  no existirán problemas de cavitación.

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{552,8626}{832 \sqrt{\frac{6763,3476 - 2112}{0,3890}}}$$

$$A_N = 0,00614342 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,00614342 \text{ plg}^2}{0,25}$$

$$A_T = 0,02457366 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3550 * 552,8626}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 37,07$$

El pozo Shushuqui-13 debe tener un área de tobera de  $0,00614342 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de  $552,8626 \text{ bl/día}$ , con una bomba de superficie de  $37,07 \text{ Hp}$  de potencia, para poder producir  $438 \text{ bl/día}$  con una presión de inyección de  $3550 \text{ psi}$ .

#### 4.3.1.5 Pozo Shushuqui-14

Tabla 4.11 Datos para el pozo Shushuqui-14

<b>P<sub>T</sub></b>	3650	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2165	psi
<b>Profundidad</b>	8855	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3.5 plg
	<b>ID</b>	2.992 plg
<b>API</b>	28	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6.276 plg
<b>GOR</b>	80	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	90	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0.4389	psi/pie
<b>L</b>	8855	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0.8141	
<b>Q<sub>s</sub></b>	2421	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1.52	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0.255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0.3841	
<b>Salinidad</b>	19150	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.12 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-14

Variables	Primera Iteración		Segunda Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3650	psi	3650	psi
<b>M</b>	1.0000		0.7350	
<b>G<sub>o</sub></b>	0.3841	psi/pie	0.3841	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0.4287	psi/pie	0.42872	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1.0094		1.0094	
<b>Q<sub>N</sub></b>	2727.4588	bl/día	3710.8384	bl/día
<b>C</b>	239.7772		239.7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	68.0174	psi	118.0234	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6983.4962	psi	6933.4902	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	5148.4588	bl/día	6131.8384	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0.4051	psi/día	0.4017	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0.3828		0.3214	
<b>GLR</b>	6.99337678		5.871829926	
<b>μ<sub>D</sub></b>	1.0357	cp	1.1134	cp
<b>C</b>	2218.2328		2218.2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	28.2843	psi	39.0090	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3705.4452	psi	3686.3972	psi
<b>H</b>	0.4397		0.4381	
<b>R</b>	0.3		0.3	
<b>C<sub>1</sub></b>	0.6		0.6	
<b>C<sub>2</sub></b>	0.0735		0.0735	
<b>C<sub>3</sub></b>	0.1080		0.1080	
<b>C<sub>4</sub></b>	1.0300		1.0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0.2000		0.2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0.0300		0.0300	
<b>M</b>	0.7350		0.7381	
<b>%ERROR</b>	26.5002		0.4245	
<b>M<sub>L</sub></b>	1.4174		1.4250	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.12 se obtiene convergencia en la segunda Iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,3$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$



$$A_N = \frac{3710,8384}{832 \sqrt{\frac{6933.4902 - 2165}{0.3842}}}$$

$$A_N = 0,04089585 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,04089585 \text{ plg}^2}{0,3}$$

$$A_T = 0,13631952 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3650 * 3710,8384}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 255,84$$

El pozo Shushuqui-14 debe tener un área de tobera de  $0,04089585 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de  $3710.8384 \text{ bl/día}$ , con una bomba de superficie de  $255,84 \text{ Hp}$  de potencia, para poder producir  $2421 \text{ bl/día}$  con una presión de inyección de  $3650 \text{ psi}$ .

#### 4.3.1.6 Pozo Shushuqui-18

Tabla 4.13 Datos para el pozo Shushuqui-18

<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2190	psi
<b>Profundidad</b>	8946	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3.5 plg
	<b>ID</b>	2.992 plg
<b>API</b>	30	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6.276 plg
<b>GOR</b>	120	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	75	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0.4426	psi/pie
<b>L</b>	8946	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0.6077	
<b>Q<sub>s</sub></b>	968.6464	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1.16	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0.255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0.3794	
<b>Salinidad</b>	31000	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.14 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-18

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi	3600	psi	3600	psi
<b>M</b>	1.0000		0.7497		0.7657	
<b>G<sub>o</sub></b>	0.3794	psi/pie	0.3794	psi/pie	0.3794	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0.4178	psi/pie	0.41780	psi/pie	0.41780	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1.0337		1.0337		1.0337	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1103.0640	bl/día	1471.2507	bl/día	1440.6886	bl/día
<b>C</b>	239.7772		239.7772		239.7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	12.7169	psi	21.2954	psi	20.5101	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6981.1961	psi	6972.6176	psi	6973.4029	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	2072.0640	bl/día	2440.2507	bl/día	2409.6886	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0.3973	psi/día	0.3946	psi/día	0.3948	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0.2842		0.2413		0.2444	
<b>GLR</b>	22.01507495		18.69342556		18.93051423	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0.9028	cp	0.9416	cp	0.9388	cp
<b>C</b>	2218.2328		2218.2328		2218.2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	5.3615	psi	7.2098	psi	7.0473	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3635.0089	psi	3612.6055	psi	3614.1740	psi
<b>H</b>	0.4318		0.4234		0.4240	
<b>R</b>	0.3		0.3		0.3	
<b>C<sub>1</sub></b>	0.6		0.6		0.6	
<b>C<sub>2</sub></b>	0.0735		0.0735		0.0735	
<b>C<sub>3</sub></b>	0.1080		0.1080		0.1080	
<b>C<sub>4</sub></b>	1.0300		1.0300		1.0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0.2000		0.2000		0.2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0.0300		0.0300		0.0300	
<b>M</b>	0.7497		0.7657		0.7646	
<b>%ERROR</b>	25.0254		2.1214		0.1397	
<b>M<sub>L</sub></b>	1.3836		1.3848		1.3847	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.14 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,3$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{1440,6886}{832 \sqrt{\frac{6973,402 - 2190}{0,3794}}}$$

$$A_N = 0,01558970 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,01558970 \text{ plg}^2}{0,3}$$

$$A_T = 0,051965660 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3600 * 1440,6886}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 97,96$$

El pozo Shushuqui-18 debe tener un área de tobera de  $0,01558970 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 1440,6886 bl/día, con una bomba de superficie de 97,96Hp de potencia, para poder producir 969 bl/día con una presión de inyección de 3600 psi.

#### 4.3.1.7 Pozo Shushuqui-21

Tabla 4.15 Datos para el pozo Shushuqui-21

<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1168	psi
<b>Profundidad</b>	8910	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b> 3,5	plg
	<b>ID</b> 2,992	plg
<b>API</b>	31,7	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b> 7	plg
	<b>ID</b> 6,276	plg
<b>GOR</b>	184	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	110	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4589	psi/pie
<b>L</b>	8910	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,8638	
<b>Q<sub>s</sub></b>	4405	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,89	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,256	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3755	
<b>Salinidad</b>	80950	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.16 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-21

Variable	Primera Iteración		Segunda Iteración		Tercera Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi	3500	psi	3500	psi
<b>M</b>	1,0000		0,2905		0,0049	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3754	psi/pie	0,3754	psi/pie	0,3754	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4475	psi/pie	0,44753	psi/pie	0,44753	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0415		1,0415		1,0415	
<b>Q<sub>N</sub></b>	5469,0188	bl/día	18828,6621	bl/día	1123827,0116	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	208,6781	psi	1907,8574	psi	2879858,2443	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6636,3663	psi	4937,1870	psi	-2873013,1999	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	9874,0188	bls/día	23233,6621	bl/día	1128232,0116	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4076	psi/día	0,3891	psi/día	0,3757	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,3854		0,1638		0,0034	
<b>GLR</b>	11,18013103		4,7514173		0,097845853	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,6457	cp	0,7862	cp	0,8879	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	83,0775	psi	386,1091	psi	402006,2306	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3824,7342	psi	3962,9602	psi	405463,7834	psi
<b>H</b>	0,9449		2,8689		<b>-0,1233</b>	
<b>R</b>	0,5		0,6			
<b>C<sub>1</sub></b>	1		1,2			
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0000		-0,4500			
<b>C<sub>3</sub></b>	0,3000		0,4320			
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300			
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000			
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300			
<b>M</b>	0,2905		0,0049			
<b>%ERROR</b>	70,9538		98,3246			
<b>M<sub>L</sub></b>	0,4053		0,3255		<b>NO CONVERGE</b>	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.16 el valor de  $Q_s$  es de 4405 bls/día por lo que no se tiene convergencia.

#### 4.3.1.8 Pozo Shushuqui-22D

Tabla 4.17 Datos para el pozo Shushuqui-22D

<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	907	psi
<b>Profundidad</b>	9117	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b> 3,5	plg
	<b>ID</b> 2,992	plg
<b>API</b>	29,6	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b> 7	plg
	<b>ID</b> 6,276	plg
<b>GOR</b>	384	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	135	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,435	psi/pie
<b>L</b>	9502	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,1094	
<b>Q<sub>s</sub></b>	539	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,86	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,263	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3803	
<b>Salinidad</b>	6300	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.18 Resultados de la simulación de Smart al pozo Shushuqui-22D

<b>Variabes</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi	3600	psi	3600	psi
<b>M</b>	1,0000		0,3627		0,3532	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3803	psi/pie	0,3803	psi/pie	0,3803	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,3863	psi/pie	0,38630	psi/pie	0,38630	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,8890		1,8890		1,8890	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1034,1944	bl/día	2851,6798	bl/día	2927,8692	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	11,3243	psi	69,5830	psi	72,9458	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	7056,0502	psi	6997,7915	psi	6994,4287	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	1573,1944	bl/día	3390,6798	bl/día	3466,8692	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,3824	psi/día	0,3813	psi/día	0,3812	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,0375		0,0174		0,0170	
<b>GLR</b>	117,1710433		54,36456296		53,16982384	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,8376	cp	0,8496	cp	0,8498	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	3,3215	psi	13,1407	psi	13,6741	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3624,3816	psi	3624,1848	psi	3624,5277	psi
<b>H</b>	0,7919		0,8054		0,8064	
<b>R</b>	0,4		0,4		0,4	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,8		0,8		0,8	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0889		0,0889		0,0889	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1920		0,1920		0,1920	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,3627		0,3532		0,3525	
<b>%ERROR</b>	63,7339		2,6022		0,1933	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,5053		0,5077		0,5078	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.18 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,4$$



$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{2927,8692}{832 \sqrt{\frac{6994,4287 - 907}{0,3803}}}$$

$$A_N = 0,0281196 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,0281196 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,07029902 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3600 * 2927,8692}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 199$$

El pozo Shushuqui-22D debe tener un área de tobera de  $0,0281196 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 2927,8692 bl/día, con una bomba de superficie de 199 Hp de potencia, para poder producir 539 bl/día con una presión de inyección de 3600 psi.

## 4.3.2 CAMPO ATACAPI

### 4.3.2.1 Pozo Atacapi-14

Tabla 4.19 Datos para el pozo Atacapi-14

<b>P<sub>T</sub></b>	3200	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	367	psi
<b>Profundidad</b>	9155	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	31,5	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	448	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	150	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4561	psi/pie
<b>L</b>	9155	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,081	
<b>Q<sub>s</sub></b>	163	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,6	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,259	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3759	
<b>Salinidad</b>	72500	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.20 Resultados de la simulación de Smart al pozo Atacapi-14

<b>Variabes</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3200	psi	3200	psi	3200	psi
<b>M</b>	1,0000		0,2494		0,2429	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3759	psi/pie	0,3759	psi/pie	0,3759	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,3824	psi/pie	0,38238	psi/pie	0,38238	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	4,2689		4,2689		4,2689	
<b>Q<sub>N</sub></b>	707,8661	bl/día	2838,7089	bl/día	2914,7609	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	5,0848	psi	61,0867	psi	64,0471	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6636,1561	psi	6580,1542	psi	6577,1938	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	870,8661	bl/día	3001,7089	bl/día	3077,7609	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,3771	psi/día	0,3762	psi/día	0,3762	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,0152		0,0044		0,0043	
<b>GLR</b>	77,06013068		22,35695011		21,80450626	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,5948	cp	0,5985	cp	0,5985	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	1,0221	psi	9,3589	psi	9,7876	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3603,3964	psi	3603,8299	psi	3604,1787	psi
<b>H</b>	1,0671		1,0875		1,0889	
<b>R</b>	0,5		0,5		0,5	
<b>C<sub>1</sub></b>	1		1		1	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0000		0,0000		0,0000	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,3000		0,3000		0,3000	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,2494		0,2429		0,2424	
<b>%ERROR</b>	75,0638		2,6092		0,1732	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,2122		0,2132		0,2132	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.20 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,5$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = 0,02755 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,02755 \text{ plg}^2}{0,5}$$

$$A_T = 0,05510727 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3200 * 2914,7609}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 176$$

El pozo Atacapi-14 debe tener un área de tobera de  $0,02755 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 2914,7609 bl/día, con una bomba de superficie de 176 Hp de potencia, para poder producir 163 bl/día con una presión de inyección de 3200 psi.

#### 4.3.2.2 Pozo Atacapi-16

Tabla 4.21 Datos para el pozo Atacapi-16

<b>P<sub>T</sub></b>	3800	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1487	psi
<b>Profundidad</b>	9030	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	34,8	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	1281	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	170	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4354	psi/pie
<b>L</b>	9030	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,9189	
<b>Q<sub>s</sub></b>	9864	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,32	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,274	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3684	
<b>Salinidad</b>	7600	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.22 Resultados de la simulación de Smart al pozo Atacapi-16

Variables	Primera Iteración		Segunda Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3800	psi	3800	psi
<b>M</b>	1,0000		0,2168	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3684	psi/pie	0,3684	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4300	psi/pie	0,42997	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,1899		1,1899	
<b>Q<sub>N</sub></b>	13697,4112	bl/día	63176,9461	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	869,4921	psi	13417,8427	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6257,4086	psi	-6290,9420	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	23561,4112	bl/día	73040,9461	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,3942	psi/día	0,3767	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,3847		0,1241	
<b>GLR</b>	43,49323871		14,02996726	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,3023	cp	0,3143	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	331,6716	psi	2444,9005	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	4061,2228	psi	6016,8491	psi
<b>H</b>	1,1721		<b>-0,3680</b>	
<b>R</b>	0,5			
<b>C<sub>1</sub></b>	1			
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0000			
<b>C<sub>3</sub></b>	0,3000			
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300			
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000			
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300			
<b>M</b>	0,2168			
<b>%ERROR</b>	78,3190			
<b>M<sub>L</sub></b>	0,4897		NO CONVERGE	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.22 el valor de  $Q_s$  es de 9864 bls/día por lo que no se tiene convergencia.

### 4.3.3 CAMPO TAPI

#### 4.3.3.1 Pozo Tapi-01

Tabla 4.23 Datos actuales pozo Tapi-01

<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1414	psi
<b>Profundidad</b>	8882	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	28	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	304	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	62	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4355	psi/pie
<b>L</b>	8882	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,6515	
<b>Q<sub>s</sub></b>	1435	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,96	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,277	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3841	
<b>Salinidad</b>	7950	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.24 Resultados de la simulación de Smart al pozo Tapi-01

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi	3600	psi
<b>M</b>	1,0000		0,4642	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3841	psi/pie	0,3841	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4176	psi/pie	0,41760	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,1543		1,1543	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1800,6686	bl/día	3878,9352	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	29,4613	psi	116,3645	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6982,4240	psi	6895,5207	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	3235,6686	bl/día	5313,9352	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,3990	psi/día	0,3932	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,2889		0,1759	
<b>GLR</b>	46,9855413		28,60961495	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,7627	cp	0,8398	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	11,4462	psi	28,0598	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3617,1517	psi	3582,2108	psi
<b>H</b>	0,6547		0,6544	
<b>R</b>	0,4		0,4	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,8		0,8	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0889		0,0889	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1920		0,1920	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,4642		0,4644	
<b>%ERROR</b>	53,5783		0,0470	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,6629		0,6682	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.24 se obtiene convergencia en la segunda iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,4$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{3878,9352}{832 \sqrt{\frac{6895,5207 - 1414}{0,3841}}}$$

$$A_N = 0,03945518 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,03945518 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,09863794 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3600 * 3878,9352}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 264$$

El pozo Tapi-01 debe tener un área de tobera de  $0,03945518 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de  $3878,9352 \text{ Bl/día}$ , con una bomba de superficie de  $264 \text{ Hp}$  de potencia, para poder producir  $1435 \text{ bl/día}$  con una presión de inyección de  $3600 \text{ psi}$ .



### 4.3.3.2 Pozo Tapi-04

Tabla 4.25 Datos actuales pozo Tapi-04

<b>P<sub>T</sub></b>	3550	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2608	psi
<b>Profundidad</b>	8841	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	26,9	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	245	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	76	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4354	psi/pie
<b>L</b>	8841	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,9203	
<b>Q<sub>s</sub></b>	7528	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,03	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3868	
<b>Salinidad</b>	7600	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.26 Resultados de la simulación de Smart al pozo Tapi-04

<b>Variabes</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3550	psi	3550	psi	3550	psi
<b>M</b>	1,0000		0,6464		0,4373	
<b>Go</b>	0,3868	psi/pie	0,3868	psi/pie	0,3868	psi/pie
<b>Gs</b>	0,4315	psi/pie	0,43153	psi/pie	0,43153	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0131		1,0131		1,0131	
<b>Q<sub>N</sub></b>	8508,1413	bl/día	13161,6461	bl/día	19454,6269	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	482,1843	psi	1052,8688	psi	2119,1417	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6487,5357	psi	5916,8512	psi	4850,5783	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	16036,1413	bl/día	20689,6461	bl/día	26982,6269	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4078	psi/día	0,4031	psi/día	0,3993	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,4320		0,3349		0,2568	
<b>GLR</b>	9,166512622		7,104785244		5,447782853	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,6952	cp	0,7705	cp	0,8310	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	199,5263	psi	318,7525	psi	517,0676	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3880,8666	psi	3958,3431	psi	4123,1042	psi
<b>H</b>	0,4883		0,6895		2,0827	
<b>R</b>	0,3		0,4		0,6	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,6		0,8		1,2	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0735		0,0889		-0,4500	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1080		0,1920		0,4320	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,6464		0,4373		0,0774	
<b>%ERROR</b>	35,3566		32,3470		82,3095	
<b>M<sub>L</sub></b>	1,6779		1,1680		0,6305	NO CONVERGE

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.26 el valor de  $Q_s$  es de 9864 bls/día por lo que no se tiene convergencia.

### 4.3.3.3 Pozo Tapi-05

Tabla 4.27 Datos actuales pozo Tapi-05

<b>P<sub>T</sub></b>	3580	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	693	psi
<b>Profundidad</b>	8843	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	26	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	44	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	140	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4364	psi/pie
<b>L</b>	8843	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,8778	
<b>Q<sub>s</sub></b>	1637	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	2,07	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,389	
<b>Salinidad</b>	10900	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.28 Resultados de la simulación de Smart al pozo Tapi-05

Variables	Primera Iteración		Segunda Iteración		Tercera Iteración		Cuarta Iteración		Quinta Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3580	psi	3580	Psi	3580	psi	3580	psi	3580	psi
<b>M</b>	1,0000		0,2865		0,2633		0,2560		0,2532	
<b>Go</b>	0,3890	psi/pie	0,3890	psi/pie	0,3890	psi/pie	0,3890	psi/pie	0,3890	psi/pie
<b>Gs</b>	0,4306	psi/pie	0,43061	psi/pie	0,43061	psi/pie	0,43061	psi/pie	0,43061	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0125		1,0125		1,0125		1,0125		1,0125	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1834,7230	bl/día	6404,5541	bl/día	6967,5344	bl/día	7166,8095	bl/día	7246,0552	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	36,0007	psi	337,3924	Psi	392,3122	psi	412,6230	psi	420,8255	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6984,0386	psi	6682,6469	Psi	6627,7271	psi	6607,4163	psi	6599,2138	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	3471,7230	bl/día	8041,5541	bl/día	8604,5344	bl/día	8803,8095	bl/día	8883,0552	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4086	psi/día	0,3975	psi/día	0,3969	psi/día	0,3967	psi/día	0,3967	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,4139		0,1787		0,1670		0,1632		0,1618	
<b>GLR</b>	2,5352891		1,0945424		1,02292828		0,9997742		0,99085522	
<b>μ<sub>D</sub></b>	1,3188	cp	1,7457	Cp	1,7669	cp	1,7738	cp	1,7764	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	14,7787	psi	68,9776	Psi	77,9713	psi	81,2703	psi	82,5989	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3768,2626	psi	3723,8969	Psi	3727,9913	psi	3729,7063	psi	3730,4247	psi
<b>H</b>	0,9563		1,0244		1,0466		1,0553		1,0588	
<b>R</b>	0,5		0,5		0,5		0,5		0,5	
<b>C<sub>1</sub></b>	1		1		1		1		1	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0000		0,0000		0,0000		0,0000		0,0000	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,3000		0,3000		0,3000		0,3000		0,3000	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,2865		0,2633		0,2560		0,2532		0,2521	
<b>%ERROR</b>	71,3528		8,0801		2,7805		1,0936		0,4518	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,2911		0,2983		0,2997		0,3002		0,3004	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.28 se obtiene convergencia en la quinta iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,5$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$
$$A_N = \frac{7246,05}{832 \sqrt{\frac{6599,2138 - 693}{0,3890}}}$$
$$A_N = 0,07145442 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$
$$A_T = \frac{0,07145442 \text{ plg}^2}{0,5}$$
$$A_T = 0,1429088 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$
$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3580 * 7246,05}{0,9}$$
$$HP_{TRIPLEX} = 490$$

El pozo Tapi-05 debe tener un área de tobera de  $0,07145442 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 7246,05 Bl/día, con una bomba de superficie de 490 Hp de potencia, para poder producir 1637 bl/día con una presión de inyección de 3580 psi.

#### 4.3.4 CAMPO TETETE

##### 4.3.4.1 Pozo Tetete-03

Tabla 4.29 Datos actuales pozo Tetete-03

<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2256	psi
<b>Profundidad</b>	8885	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	28	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	79	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	130	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4352	psi/pie
<b>L</b>	8885	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,8667	
<b>Q<sub>s</sub></b>	2626	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,6	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,263	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3841	
<b>Salinidad</b>	6900	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.30 Resultados de la simulación de Smart al pozoTetete-03

<b>Variabes</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi	3500	psi	3500	psi
<b>M</b>	1,0000		0,6437		0,6355	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3841	psi/pie	0,3841	psi/pie	0,3841	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4284	psi/pie	0,42839	psi/pie	0,42839	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0067		1,0067		1,0067	
<b>Q<sub>N</sub></b>	2948,1343	bl/día	4580,0400	bl/día	4638,7815	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	79,2957	psi	174,4681	psi	178,4938	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6833,7420	psi	6738,5695	psi	6734,5439	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	5574,1343	bl/día	7206,0400	bl/día	7264,7815	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4050	psi/día	0,4003	psi/día	0,4001	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,4083		0,3158		0,3133	
<b>GLR</b>	4,96106065		3,837561001		3,806531313	
<b>μ<sub>D</sub></b>	1,0541	cp	1,1777	cp	1,1811	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	32,8303	psi	52,7211	psi	53,5116	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3761,1224	psi	3739,0598	psi	3738,6916	psi
<b>H</b>	0,4898		0,4944		0,4949	
<b>R</b>	0,3		0,3		0,3	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,6		0,6		0,6	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0735		0,0735		0,0735	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1080		0,1080		0,1080	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,6437		0,6355		0,6347	
<b>%ERROR</b>	35,6308		1,2663		0,1342	
<b>M<sub>L</sub></b>	1,4366		1,4518		1,4525	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.30 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,3$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{4638,7815}{832 \sqrt{\frac{6734,5439 - 2256}{0,3841}}}$$

$$A_N = 0,05220084 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,05220084 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,1740028 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3500 * 4638,7815}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 307$$

El pozo Tetete-03 debe tener un área de tobera de  $0,05220084 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 4638,7815 bl/día, con una bomba de superficie de 307 Hp de potencia, para poder producir 2626 bl/día con una presión de inyección de 3500 psi.



#### 4.3.4.2 Pozo Tetete-04

Tabla 4.31 Datos actuales pozo Tetete-04

<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2159	psi
<b>Profundidad</b>	8912	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	25,2	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	812	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	180	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4354	psi/pie
<b>L</b>	8912	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,8484	
<b>Q<sub>s</sub></b>	1299	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,69	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,391	
<b>Salinidad</b>	7500	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.32 Resultados de la simulación de Smart al pozo Tetete-04

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi	3600	psi	3600	psi
<b>M</b>	1,0000		0,6012		0,6191	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3910	psi/pie	0,3910	psi/pie	0,3910	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4287	psi/pie	0,42867	psi/pie	0,42867	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,1313		1,1313		1,1313	
<b>Q<sub>N</sub></b>	1611,1219	bl/día	2679,9803	bl/día	2602,4540	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	22,9196	psi	56,9906	psi	54,0733	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	7061,6610	psi	7027,5901	psi	7030,5073	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	2910,1219	bl/día	3978,9803	bl/día	3901,4540	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4078	psi/día	0,4033	psi/día	0,4035	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,3787		0,2770		0,2825	
<b>GLR</b>	54,94816596		40,18764792		40,98622254	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,5253	cp	0,5695	cp	0,5671	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	8,9371	psi	15,7741	psi	15,2220	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3823,3721	psi	3789,9542	psi	3791,5800	psi
<b>H</b>	0,5140		0,5037		0,5040	
<b>R</b>	0,3		0,3		0,3	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,6		0,6		0,6	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0735		0,0735		0,0735	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1080		0,1080		0,1080	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,6012		0,6191		0,6185	
<b>%ERROR</b>	39,8831		2,9790		0,0856	
<b>M<sub>L</sub></b>	1,3580		1,3628		1,3624	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.32 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,3$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{2602,4540}{832 \sqrt{\frac{7030,5073 - 2159}{0,3910}}}$$

$$A_N = 0,02832952 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,02832952 \text{ plg}^2}{0,3}$$

$$A_T = 0,094431733 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{Iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3600 * 2602,4540}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 177$$

El pozo Tetete-04 debe tener un área de tobera de  $0,02832952 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 2602,4540 bl/día, con una bomba de superficie de 177 Hp de potencia, para poder producir 1299 bl/día con una presión de inyección de 3600 psi.

#### 4.3.4.3 Pozo Tetete-08

Tabla 4.33 Datos actuales pozo Tetete-08

<b>P<sub>T</sub></b>	3450	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	1150	psi
<b>Profundidad</b>	8232	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	27,9	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	26	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	32	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4351	psi/pie
<b>L</b>	8232	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,7611	
<b>Q<sub>s</sub></b>	837	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,92	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,251	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3844	
<b>Salinidad</b>	6500	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.34 Resultados de la simulación de Smart al pozo Tetete-08

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>		<b>Tercera Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3450	psi	3450	psi	3450	psi
<b>M</b>	1,0000		0,4473		0,4635	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3844	psi/pie	0,3844	psi/pie	0,3844	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4230	psi/pie	0,42298	psi/pie	0,42298	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0071		1,0071		1,0071	
<b>Q<sub>N</sub></b>	927,5954	bl/día	2073,8741	bl/día	2001,4010	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	9,6388	psi	40,6904	psi	38,1803	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6604,5427	psi	6573,4911	psi	6576,0012	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	1764,5954	bl/día	2910,8741	bl/día	2838,4010	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4027	psi/día	0,3955	psi/día	0,3958	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,3610		0,2188		0,2244	
<b>GLR</b>	2,946251434		1,786041457		1,831644584	
<b>μ<sub>D</sub></b>	1,3175	cp	1,5547	cp	1,5454	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	4,0490	psi	10,1242	psi	9,6707	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3350,9754	psi	3297,6884	psi	3299,5682	psi
<b>H</b>	0,6765		0,6556		0,6561	
<b>R</b>	0,4		0,4		0,4	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,8		0,8		0,8	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0889		0,0889		0,0889	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1920		0,1920		0,1920	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,4473		0,4635		0,4631	
<b>%ERROR</b>	55,2723		3,6211		0,0757	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,6041		0,6058		0,6057	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la Tabla 4.34 se obtiene convergencia en la tercera iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,4$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{2001,4010}{832 \sqrt{\frac{6576,0012 - 1150}{0,3844}}}$$

$$A_N = 0,02121393 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,02046786 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,05116964 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3450 * 2001,4010}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 130$$

El pozo Tetete-08 debe tener un área de tobera de  $0,02121393 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de 2001,4010 Bl/día, con una bomba de superficie de 130 Hp de potencia, para poder producir 837 bl/día con una presión de inyección de 3450 psi.

#### 4.3.4.4 Pozo Tetete-09

Tabla 4.35 Datos actuales pozo Tetete-09

<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2899	psi
<b>Profundidad</b>	8844	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	28	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	750	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	186	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4352	psi/pie
<b>L</b>	8844	pies
<b>F<sub>w</sub></b>	0,9203	
<b>Q<sub>s</sub></b>	2509	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,92	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,52	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3841	
<b>Salinidad</b>	6800	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.36 Resultados de la simulación de Smart al pozoTetete-09

<b>Variables</b>	<b>Primera Iteración</b>		<b>Segunda Iteración</b>	
<b>P<sub>T</sub></b>	3600	psi	3600	psi
<b>M</b>	1,0000		1,1307	
<b>Go</b>	0,3841	psi/pie	0,3841	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4311	psi/pie	0,43113	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0441		1,0441	
<b>Q<sub>N</sub></b>	2940,0086	bl/día	2600,1323	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	62,0284	psi	49,7839	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6935,2597	psi	6947,5043	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	5449,0086	bl/día	5109,1323	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4058	psi/día	0,4072	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,4238		0,4519	
<b>GLR</b>	27,52344243		29,35439279	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,4077	cp	0,4002	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	25,7426	psi	22,9147	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3800,4063	psi	3810,3093	psi
<b>H</b>	0,2875		0,2905	
<b>R</b>	0,2		0,25	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,4		0,5	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0375		0,0556	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,0480		0,0750	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300	
<b>M</b>	1,1307		1,1239	
<b>%ERROR</b>	13,0715		0,6013	
<b>M<sub>L</sub></b>	2,9732		2,2265	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.36 se obtiene convergencia en la segunda iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:



$$R = 0,25$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{2600,1323}{832 \sqrt{\frac{6947,5043 - 2899}{0,3841}}}$$

$$A_N = 0,03077444 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,03077444 \text{ plg}^2}{0,25}$$

$$A_T = 0,12309775 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3450 * 2600,1323}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 177$$

El pozo Tetete-09 debe tener un área de tobera de  $0,03077444 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de  $2600,1323 \text{ bl/día}$ , con una bomba de superficie de  $177 \text{ Hp}$  de potencia, para poder producir  $2509 \text{ bl/día}$  con una presión de inyección de  $3600 \text{ psi}$ .

#### 4.3.4.5 Pozo Tetete-10

Tabla 4.37 Datos actuales pozo Tetete-10

<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2564	psi
<b>Profundidad</b>	8903	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	27,2	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	334	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	230	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4352	psi/pie
<b>L</b>	8903	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,9096	
<b>Q<sub>s</sub></b>	3872	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	0,86	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3861	
<b>Salinidad</b>	6800	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.38 Resultados de la simulación de Smart al pozoTetete-10

Variables	Primera Iteración		Segunda Iteración		Tercera Iteración		Cuarta Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3500	Psi	3500	psi	3500	psi	3500	psi
<b>M</b>	1,0000		0,6824		0,6458		0,6355	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3861	psi/pie	0,3861	psi/pie	0,3861	psi/pie	0,3861	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4308	psi/pie	0,43076	psi/pie	0,43076	psi/pie	0,43076	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0219		1,0219		1,0219		1,0219	
<b>Q<sub>N</sub></b>	4414,9416	bl/día	6469,5206	bl/día	6836,8402	bl/día	6947,2844	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	144,2645	Psi	285,8938	psi	315,5985	psi	324,7825	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6792,9275	Psi	6651,2981	psi	6621,5935	psi	6612,4094	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	8286,941	bl/día	10341,520	bl/día	10708,840	bl/día	10819,284	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4070	psi/día	0,4028	psi/día	0,4022	psi/día	0,4021	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,4250		0,3406		0,3289		0,3255	
<b>GLR</b>	14,10769		11,304877		10,917113		10,80567	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,6029	Cp	0,6540	cp	0,6610	cp	0,6631	cp
<b>C</b>	2218,2328		2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	59,7209	Psi	89,5796	psi	95,4626	psi	97,2632	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3912,8062	Psi	3905,7330	psi	3906,5065	psi	3906,8387	psi
<b>H</b>	0,4683		0,4887		0,4945		0,4963	
<b>R</b>	0,3		0,3		0,3		0,3	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,6		0,6		0,6		0,6	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0735		0,0735		0,0735		0,0735	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1080		0,1080		0,1080		0,1080	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,6824		0,6458		0,6355		0,6322	
<b>%ERROR</b>	31,7578		5,3727		1,5897		0,5195	
<b>M<sub>L</sub></b>	1,5935		1,6209		1,6268		1,6286	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.38 se obtiene convergencia en la cuarta iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,3$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{6947,2844}{832 \sqrt{\frac{6612,4094 - 2564}{0,3861}}}$$

$$A_N = 0,08243407 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,08243407 \text{ plg}^2}{0,3}$$

$$A_T = 0,27478023 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3500 * 6947,2844}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 459$$

El pozo Tetete-10 debe tener un área de tobera de  $0,08243407 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de  $6947,2844 \text{ bl/día}$ , con una bomba de superficie de  $459 \text{ Hp}$  de potencia, para poder producir  $3872 \text{ bl/día}$  con una presión de inyección de  $3500 \text{ psi}$ .

#### 4.3.4.6 Pozo Tetete-12

Tabla 4.39 Datos actuales pozo Tetete-12

<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi
<b>P<sub>wf</sub></b>	2142	psi
<b>Profundidad</b>	8878	pies
<b>Tubería</b>	<b>OD</b>	3,5 plg
	<b>ID</b>	2,992 plg
<b>API</b>	27,2	° API
<b>CSG</b>	<b>OD</b>	7 plg
	<b>ID</b>	6,276 plg
<b>GOR</b>	150	pcs/bl
<b>P<sub>wh</sub></b>	140	psi
<b>G<sub>w</sub></b>	0,4353	psi/pie
<b>L</b>	8878	psi
<b>F<sub>w</sub></b>	0,9245	
<b>Q<sub>s</sub></b>	3179	bl/día
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,27	cp
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,255	cp
<b>G<sub>N</sub></b>	0,3861	
<b>Salinidad</b>	7150	ppm

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Tabla 4.40 Resultados de la simulación de Smart al pozo Tetete-12

Variables	Primera Iteración		Segunda Iteración		Tercera Iteración		Cuarta Iteración	
<b>P<sub>T</sub></b>	3500	psi	3500	psi	3500	psi	3500	psi
<b>M</b>	1,0000		0,5503		0,5237		0,5181	
<b>G<sub>o</sub></b>	0,3861	psi/pie	0,3861	psi/pie	0,3861	psi/pie	0,3861	psi/pie
<b>G<sub>s</sub></b>	0,4316	psi/pie	0,43158	psi/pie	0,43158	psi/pie	0,43158	psi/pie
<b>B<sub>T</sub></b>	1,0087		1,0087		1,0087		1,0087	
<b>Q<sub>N</sub></b>	3584,668	bl/día	6513,661	bl/día	6845,0512	bl/día	6918,3257	bl/día
<b>C</b>	239,7772		239,7772		239,7772		239,7772	
<b>P<sub>FN</sub></b>	107,5326	psi	313,2013	psi	342,2952	psi	348,8818	psi
<b>P<sub>N</sub></b>	6820,007	psi	6614,338	psi	6585,2449	psi	6578,6583	psi
<b>Q<sub>D</sub></b>	6763,668	bl/día	9692,661	bl/día	10024,0512	bl/día	10097,3257	bl/día
<b>G<sub>D</sub></b>	0,4075	psi/día	0,4010	psi/día	0,4005	psi/día	0,4004	psi/día
<b>F<sub>WD</sub></b>	0,4345		0,3032		0,2932		0,2911	
<b>GLR</b>	5,322877		3,7143746		3,591579337		3,56551588	
<b>μ<sub>D</sub></b>	0,8290	cp	0,9622	cp	0,9724	cp	0,9746	cp
<b>C</b>	2218,232		2218,2328		2218,2328		2218,2328	
<b>P<sub>FD</sub></b>	44,3078	psi	85,9603	psi	91,4048	psi	92,6283	psi
<b>P<sub>D</sub></b>	3801,758	psi	3786,022	psi	3787,086	psi	3787,379	psi
<b>H</b>	0,5499		0,5813		0,5879		0,5895	
<b>R</b>	0,4		0,4		0,4		0,4	
<b>C<sub>1</sub></b>	0,8		0,8		0,8		0,8	
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0889		0,0889		0,0889		0,0889	
<b>C<sub>3</sub></b>	0,1920		0,1920		0,1920		0,1920	
<b>C<sub>4</sub></b>	1,0300		1,0300		1,0300		1,0300	
<b>K<sub>TD</sub></b>	0,2000		0,2000		0,2000		0,2000	
<b>K<sub>N</sub></b>	0,0300		0,0300		0,0300		0,0300	
<b>M</b>	0,5503		0,5237		0,5181		0,5168	
<b>%ERROR</b>	44,9669		4,8413		1,0591		0,2495	
<b>M<sub>L</sub></b>	0,8902		0,9105		0,9134		0,9141	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se observa en la tabla 4.40 se obtiene convergencia en la cuarta iteración y  $M < M_L$  por lo que se puede continuar con los cálculos restantes.

El valor de R obtenido de la tabla 4.1 para H calculado es:

$$R = 0,4$$

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}}$$

$$A_N = \frac{6918,32}{832 \sqrt{\frac{6578,6583 - 2142}{0,3861}}}$$

$$A_N = 0,07841640 \text{ plg}^2$$

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

$$A_T = \frac{0,07841640 \text{ plg}^2}{0,4}$$

$$A_T = 0,196041 \text{ plg}^2$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * P_{iny} * Q_N}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = \frac{1,7 * 10^{-5} * 3500 * 6918,32}{0,9}$$

$$HP_{TRIPLEX} = 457$$

El pozo Tetete-12 debe tener un área de tobera de  $0,07841640 \text{ plg}^2$  e inyectar una tasa de fluido motriz de  $6918,32 \text{ bl/día}$ , con una bomba de superficie de  $457 \text{ Hp}$  de potencia, para poder producir  $3179 \text{ bl/día}$  con una presión de inyección de  $3500 \text{ psi}$ .

El Anexo 7 muestra las tasas fijadas por ARCH a nivel de pozo, con las cuales se ha calculado  $Q_S$

#### 4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se puede observar en los cálculos realizados anteriormente se obtiene 2 pozos en los que se optimiza fluido motriz que son Shushuqi-13 y Shushuqi-18 por lo que únicamente éstos van a ser tomados en cuenta para el rediseño y Análisis Económico.

La selección de una geometría se debe realizar tomando en cuenta algunos aspectos importantes como por ejemplo el fabricante, la cantidad de fluido motriz, que se obtenga una mejor producción y que el tiempo de vida de la bomba sea mayor.

En la Tabla 4.41 se tienen alternativas de varios fabricantes y geometrías para obtener la producción deseada de los pozos analizados.

Tabla 4.41 Tamaños de Geometrías de Bomba Jet por Fabricantes

National				Kobe				Guiberson			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Area	Número	Area	Número	Area	Número	Area	Número	Area	Número	Area
1	0.0024	1	0.0064	1	0.0024	1	0.0060	DD	0.0016	0	0.0044
2	0.0031	2	0.0081	2	0.0031	2	0.0077	CC	0.0020	0	0.0071
3	0.0039	3	0.0104	3	0.0040	3	0.0100	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0050	4	0.0131	4	0.0052	4	0.0129	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0064	5	0.0167	5	0.0067	5	0.0167	D	0.0095	2	0.0189
6	0.0081	6	0.0212	6	0.0086	6	0.0215	C	0.0123	3	0.0241
7	0.0103	7	0.0271	7	0.0111	7	0.0273	D	0.0177	4	0.0314
8	0.0131	8	0.0346	8	0.0144	8	0.0350	E	0.0241	5	0.0380
9	0.0167	9	0.0441	9	0.0186	9	0.0464	F	0.0314	6	0.0452
10	0.0212	10	0.0562	10	0.0240	10	0.0599	G	0.0452	7	0.0531
11	0.0271	11	0.0715	11	0.0310	11	0.0774	H	0.0661	8	0.0661
12	0.0346	12	0.0910	12	0.0400	12	0.1000	I	0.0855	9	0.0804
13	0.0441	13	0.1159	13	0.0517	13	0.1292	J	0.1257	10	0.0962
14	0.0562	14	0.1476	14	0.0668	14	0.1608	K	0.1590	11	0.1195
15	0.0715	15	0.1879	15	0.0863	15	0.2154	L	0.1963	12	0.1452
16	0.0910	16	0.2392	16	0.1114	16	0.2783	M	0.2403	13	0.1772
17	0.1159	17	0.3046	17	0.1439	17	0.3594	N	0.3117	14	0.2165
18	0.1476	18	0.3878	18	0.1858	18	0.4642	P	0.3848	15	0.2606
19	0.1879	19	0.4938	19	0.2400	19	0.5995			16	0.3127
20	0.2392	20	0.6287	20	0.3100	20	0.7743			17	0.3750
						21	1.0000			18	0.4513
						22	1.2910			19	0.5424
						23	1.6601			20	0.6510
						24	2.1544				
Relación			Relación			Las relaciones de Guiberson están indicadas en la tabla 2					
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R						
N	N-1	0.483 X	N	N-1	0.517 A-						
N	N	0.380 A	N	N	0.400 A						
N	N+1	0.290 B	N	N+1	0.310 B						
N	N+2	0.235 C	N	N+2	0.240 C						
N	N+3	0.184 D	N	N+3	0.180 D						
N	N+4	0.145 E	N	N+4	0.144 E						

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez



La tabla 4.42 describe el tipo de bomba seleccionada por fabricante y de acuerdo a las áreas tanto de tobera como de garganta obtenidas en los cálculos realizados anteriormente para los dos pozos seleccionados Shushuqui-13 y Shushuqui-18 en los que se puede realizar un cambio de geometría.

Tabla 4.42 Selección de Bombas por fabricante.

POZO	FABRICANTE	TOBERA		GARGANTA		BOMBA SELECCIONADA
		No	AREA	No	AREA	
SHUSHUQUI-13	KOBE	No	AREA	No	AREA	5-C
		3	0,0067	5	0,0278	
	OILWELL	No	AREA	No	AREA	5-C
		5	0,0064	5	0,0271	
	GUIBERSON	No	AREA	No	AREA	B-4
		B	0,0095	4	0,0314	
CLAW	No	AREA	No	AREA	5-G	
	5	0,0074	G	0,0310		
SHUSHUQUI-18	KOBE	No	AREA	No	AREA	9-B
		9	0,0186	B	0,0599	
	OILWELL	No	AREA	No	AREA	9-B
		9	0,0167	B	0,0562	
	GUIBERSON	No	AREA	No	AREA	D-7
		D	0,0177	7	0,0531	
CLAW	No	AREA	No	AREA	10-J	
	10	0,0175	J	0,0525		

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

La tabla 4.43 describe en resumen de los valores obtenidos de los cálculos realizados para los pozos en los que se optimiza fluido motriz en el Área Libertador.

Tabla 4.43 estado actual y resultados de la simulación de Smart para los pozos Shushuqui-13 y Shushuqui-18.

POZO	ESTADO ACTUAL			ESCENARIO PROPUESTO					
	Qiny (BPD)	(BPPD)	BOMBA JET	Qiny (BPD)	(BPPD)	BOMBA JET SELECCIONADA			
						KOBE	OILWELL	GUIBERSON	CLAW
SHUSHUQUI-13	1480	189	9-I	553	300	5-C	5-C	B-4	5-G
SHUSHUQUI-18	1730	284	10-J	1441	380	9-B	9-B	D-7	10J
TOTAL	3210	473		1994	680				

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Como se puede observar en la tabla 4.43 en los pozos Shushuqui-13 y Shushuqui-18 se tiene un ahorro de fluido motriz, por lo tanto son 2 los pozos seleccionados para hacer un cambio de geometría, ya que en los demás pozos se tiene una inyección de fluido motriz mayor a la actual, por lo que se puede concluir que en estos pozos no es conveniente realizar un cambio de geometría ya que con las condiciones que trabajan actualmente el sistema funciona de manera adecuada.

# **CAPÍTULO V**

## CAPÍTULO V

### 5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Cuando se desarrolla un proyecto, una de las partes más importantes y necesarias que se debe realizar es el estudio económico, ya que este nos va a dar a conocer la factibilidad o no del mismo.

En el análisis económico, se debe tomar muy en cuenta los ingresos, egresos, inversiones, Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN), ya que estos parámetros determinan la rentabilidad y la puesta en marcha de un proyecto.

Para que un proyecto sea económicamente rentable y por ende viable tiene que cumplir con las siguientes condiciones:

- El Valor Actual Neto (VAN) debe ser mayor que cero.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) debe ser mayor a la tasa de actualización.

Actualmente EP Petroecuador utiliza en los distintos proyectos que desarrolla una tasa de actualización del 12% anual, lo que quiere decir que mensualmente utilizan una tasa de 1%, información tomada del departamento financiero de EP Petroecuador.

#### 5.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Valor actual neto procede de la expresión inglesa Net present value. El acrónimo es NPV en inglés y VAN en español. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

La viabilidad o no de un proyecto depende de las siguientes condiciones:

$VAN > 0 \rightarrow$  el proyecto es rentable.

$VAN = 0 \rightarrow$  el proyecto es rentable también, porque ya está incorporado ganancia de la TD.

$VAN < 0 \rightarrow$  el proyecto no es rentable.

Entonces para hallar el VAN es necesario la siguiente información:

- Tamaño de la inversión.
- Flujo de caja neto proyectado.
- Tasa de descuento.

La relación beneficio / costo está representada por la relación:

$$RBC = \text{INGRESOS} / \text{EGRESOS}$$

En donde los ingresos y los egresos deben ser calculados de un modo que no genere pérdidas para la empresa y por el contrario tenga un criterio de ganancias para que uno de los objetivos se cumplan como el de generar beneficios a la empresa y su personal.

El análisis de la relación B/C, toma valores mayores, menores o iguales a 1, lo que implica que:

$B/C > 1$  implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.

$B/C = 1$  implica que los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.

$B/C < 1$  implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

## **5.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. El VAN o VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente.

Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

Entonces para hallar la TIR es necesaria la siguiente información:

- Tamaño de inversión.
- Flujo de caja neto proyectado.

## **5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **5.3.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN**

En los costos de producción se incluyen todos aquellos trabajos que se van a realizar de acuerdo a análisis previo es decir el costo que genera el cambio de geometría propuesto para cada uno de los pozos, en donde se debe tomar en cuenta el tiempo de duración de los trabajos, los materiales a utilizarse y el recurso humano con el que se cuenta.

La Tabla 5.1 muestra al detalle los costos de un trabajo normal de cambio de geometría de una bomba Jet Claw-Guiberson.

Tabla 5.1 Costos cambio de geometría, bomba Jet Claw-Guiberson

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO</b>
SERVICIO DE CAMBIO DE BOMBA	890,09
REPARACION DE BOMBA JET (SERVICIO DE MANO DE OBRA)	257,26
KIT BASICO , TOBERA, GARGANTA	3363,02
SWAB ( 4HRS + MOVILIZACIÓN)	697,82
CONTINGENCIAS (+/- 25%)	1302,04
	6510,23

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

La Tabla 5.2 muestra al detalle los costos de un trabajo normal de cambio de geometría de una bomba Jet Kobe.

Tabla 5.2 Costos cambio de geometría, bomba Jet Kobe

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO</b>
SERVICIO DE CAMBIO DE BOMBA	963,00
REPARACION DE BOMBA JET (SERVICIO DE MANO DE OBRA)	284,00
KIT BASICO , TOBERA, GARGANTA	4927,79
SWAB ( 4HRS + MOVILIZACIÓN)	697,82
CONTINGENCIAS (+/- 25%)	1718,15
	8590,76

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

La Tabla 5.3 muestra al detalle los costos de un trabajo normal de cambio de geometría de una bomba Jet Oilmaster.

Tabla 5.3 Costos cambio de geometría, bomba Jet Oilmaster

DESCRIPCIÓN	COSTO
SERVICIO DE CAMBIO DE BOMBA	963,00
REPARACION DE BOMBA JET (SERVICIO DE MANO DE OBRA)	284,00
KIT BASICO , TOBERA, GARGANTA (NUEVO)	4070,40
SWAB ( 4HRS + MOVILIZACIÓN)	697,82
CONTINGENCIAS (+/- 25%)	1503,80
	7519,02

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### 5.3.2 INGRESOS

El total de ingresos se obtiene de la multiplicación del precio del barril de petróleo por el número de barriles que se va a producir cada mes. Tomando en cuenta que la declinación de producción anual es del 7,5%, por lo tanto la declinación mensual es de 0,625% y se considera un periodo mensual de 30,41 días con un periodo semanal de 7 días, lo que en su conjunto nos lleva a calcular la totalidad de los ingresos que se va a generar en el proyecto.

### 5.3.3 EGRESOS

La suma de los costos de cambios de geometría y el costo de los futuros trabajos que se tenga que realizar al pozo constituyen los egresos mensuales, hay que tomar en cuenta que el costo operativo de producción de cada barril de petróleo es de 10 dólares.

La ejecución del proyecto en su totalidad durante los doce meses del año es de 13.020 dólares, 17.182 dólares y 15.038 dólares, valores que corresponden a las bombas Jet Claw-Guiberson, Jet Kobe y Jet Oilmaster respectivamente.

El análisis económico de este proyecto se concentra en algunos parámetros fundamentales como por ejemplo:



- El costo del barril de petróleo, se tiene tres posibilidades para desarrollar el proyecto:
  - ✓ Considerar un costo por barril de petróleo de 100,00 dólares, que es el valor que se tiene considerado como objetivo para el año 2011.
  - ✓ Considerar un costo por barril de petróleo de 73,30 dólares, valor determinado para el Presupuesto General del Estado del año 2011.
  - ✓ Considerar un costo referencial por barril de petróleo de 66,00 dólares, cantidad constituida en el contrato de crédito que tiene EP Petroecuador con Petrochina.
- Una tasa de actualización anual (12%) y mensual (1%)

#### **5.3.4 CÁLCULO PARA LA PRIMERA OPCIÓN 100,00 DÓLARES COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.**

El primer paso para realizar este análisis económico es calcular la producción acumulada y todos los ingresos que se generan desde enero-2011 hasta diciembre-2011, tomando en cuenta la tasa de actualización bancaria anual y mensual mencionada anteriormente.

Como resultado de los cálculos económicos realizados para los doce meses del año 2011 el proyecto presenta un VAN de 5'713.927,30 un TIR de 2154% y una relación Beneficio costo de 9,61.

Tabla 5.4 Resultados Cálculo Económico para \$ 100,00

COSTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	26.040,00
RELACIÓN BENEFICIO COSTO RBC	9,61
VALOR ACTUAL NETO VAN (USD)	5'713.927,30
TASA INTERNA DE RETORNO TIR (%)	2154%

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Los resultados del análisis económico para un costo de 100 dólares por barril de petróleo se muestran en la tabla 5.5

Tabla 5.5 Cálculo para un costo de 100,00 dólares por barril de petróleo.

MESES (2011)	PERIODO	CAMBIOS GEOMETRÍA	PRODUCCIÓN MENSUAL bl/día	INGRESO TOTAL (\$)	COSTO OPERATIVO (\$)	EGRESO TOTAL (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)	INGRESO TOTAL' (\$)	EGRESO TOTAL' (\$)	FLUJO DE CAJA' (\$)
ENERO	0	2	0,00	0,00	0,00	26.040,00	- 26.040,00	0,00	26.040,00	- 26.040,00
FEBRERO	1		6.294,87	629.487,00	62.948,70	62.948,70	566.538,30	623.570,07	62.357,01	561.213,07
MARZO	2		6.255,53	625.552,71	62.555,27	62.555,27	562.997,44	613.848,09	61.384,81	552.463,28
ABRIL	3		6.216,43	621.643,00	62.164,30	62.164,30	559.478,70	604.277,67	60.427,77	543.849,91
MAYO	4		6.177,58	617.757,73	61.775,77	61.775,77	555.981,96	594.856,47	59.485,65	535.370,82
JUNIO	5		6.138,97	613.896,75	61.389,67	61.389,67	552.507,07	585.582,15	58.558,22	527.023,94
JULIO	6		6.100,60	610.059,89	61.005,99	61.005,99	549.053,90	576.452,43	57.645,24	518.807,18
AGOSTO	7		6.062,47	606.247,02	60.624,70	60.624,70	545.622,32	567.465,04	56.746,50	510.718,54
SEPTIEMBRE	8		6.024,58	602.457,97	60.245,80	60.245,80	542.212,18	558.617,78	55.861,78	502.756,00
OCTUBRE	9		5.986,93	598.692,61	59.869,26	59.869,26	538.823,35	549.908,45	54.990,85	494.917,61
NOVIEMBRE	10		5.949,51	594.950,78	59.495,08	59.495,08	535.455,70	541.334,91	54.133,49	487.201,42
DICIEMBRE	11		5.912,32	591.232,34	59.123,23	59.123,23	532.109,11	532.895,04	53.289,50	479.605,54

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### **5.3.5 CÁLCULO PARA LA SEGUNDA OPCIÓN 73,30 DÓLARES COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.**

Como resultado de los cálculos económicos realizados para los doce meses del año 2011 el proyecto presenta un VAN de 4'018.795,54 un TIR de 1514 % y una relación Beneficio costo de 7,04.

Tabla 5.6 Resultados Cálculo Económico para \$ 73,30

COSTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	26.040,00
RELACIÓN BENEFICIO COSTO RBC	7,04
VALOR ACTUAL NETO VAN (USD)	4'018.795,54
TASA INTERNA DE RETORNO TIR (%)	1514%

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Los resultados del análisis económico para un costo de 73,30 dólares por barril de petróleo se muestran en la tabla 5.7

Tabla 5.7 Cálculo para un costo de 73,30 dólares por barril de petróleo.

MESES (2011)	PERIODO	CAMBIOS GEOMETRÍA	PRODUCCIÓN MENSUAL bl/día	INGRESO TOTAL (\$)	COSTO OPERATIVO (\$)	EGRESO TOTAL (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)	INGRESO TOTAL' (\$)	EGRESO TOTAL' (\$)	FLUJO DE CAJA' (\$)
ENERO	0	2	0,00	0,00	0,00	26.040,00	- 26.040,00	0,00	26.040,00	- 26.040,00
FEBRERO	1		6.294,87	461.413,97	62.948,70	62.948,70	398.465,27	457.076,86	62.357,01	394.719,86
MARZO	2		6.255,53	458.530,13	62.555,27	62.555,27	395.974,86	449.950,65	61.384,81	388.565,84
ABRIL	3		6.216,43	455.664,32	62.164,30	62.164,30	393.500,02	442.935,53	60.427,77	382.507,77
MAYO	4		6.177,58	452.816,42	61.775,77	61.775,77	391.040,65	436.029,79	59.485,65	376.544,15
JUNIO	5		6.138,97	449.986,32	61.389,67	61.389,67	388.596,64	429.231,72	58.558,22	370.673,50
JULIO	6		6.100,60	447.173,90	61.005,99	61.005,99	386.167,91	422.539,63	57.645,24	364.894,39
AGOSTO	7		6.062,47	444.379,06	60.624,70	60.624,70	383.754,36	415.951,88	56.746,50	359.205,37
SEPTIEMBRE	8		6.024,58	441.601,70	60.245,80	60.245,80	381.355,90	409.466,83	55.861,78	353.605,05
OCTUBRE	9		5.986,93	438.841,68	59.869,26	59.869,26	378.972,42	403.082,90	54.990,85	348.092,05
NOVIEMBRE	10		5.949,51	436.098,92	59.495,08	59.495,08	376.603,85	396.798,49	54.133,49	342.665,00
DICIEMBRE	11		5.912,32	433.373,31	59.123,23	59.123,23	374.250,07	390.612,06	53.289,50	337.322,56

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

### **5.3.6 CÁLCULO PARA LA TERCERA OPCIÓN 66,00 DÓLARES COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.**

Como resultado de los cálculos económicos realizados para los doce meses del año 2011 el proyecto presenta un VAN de 3'555.332,54 un TIR de 1339% y una relación Beneficio costo de 6,34.

Tabla 5.8 Resultados Cálculo Económico para \$ 66,00

COSTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	26.040,00
RELACIÓN BENEFICIO COSTO RBC	6,34
VALOR ACTUAL NETO VAN (USD)	3'555.332,54
TASA INTERNA DE RETORNO TIR (%)	1339%

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Los resultados del análisis económico para un costo de 66 dólares por barril de petróleo se muestran en la tabla 5.9

Tabla 5.9 Cálculo para un costo de 66,00 dólares por barril de petróleo.

MESES (2011)	PERIODO	CAMBIOS GEOMETRÍA	PRODUCCIÓN MENSUAL bl/día	INGRESO TOTAL (\$)	COSTO OPERATIVO (\$)	EGRESO TOTAL (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)	INGRESO TOTAL (\$)	EGRESO TOTAL (\$)	FLUJO DE CAJA (\$)
ENERO	0	2	0,00	0,00	0,00	26.040,00	- 26.040,00	0,00	26.040,00	- 26.040,00
FEBRERO	1		6.294,87	415.461,42	62.948,70	62.948,70	352.512,72	411.556,25	62.357,01	349.199,24
MARZO	2		6.255,53	412.864,79	62.555,27	62.555,27	350.309,52	405.139,74	61.384,81	343.754,93
ABRIL	3		6.216,43	410.284,38	62.164,30	62.164,30	348.120,08	398.823,26	60.427,77	338.395,50
MAYO	4		6.177,58	407.720,10	61.775,77	61.775,77	345.944,33	392.605,27	59.485,65	333.119,62
JUNIO	5		6.138,97	405.171,85	61.389,67	61.389,67	343.782,18	386.484,22	58.558,22	327.926,00
JULIO	6		6.100,60	402.639,53	61.005,99	61.005,99	341.633,54	380.458,60	57.645,24	322.813,36
AGOSTO	7		6.062,47	400.123,03	60.624,70	60.624,70	339.498,33	374.526,93	56.746,50	317.780,42
SEPTIEMBRE	8		6.024,58	397.622,26	60.245,80	60.245,80	337.376,47	368.687,73	55.861,78	312.825,96
OCTUBRE	9		5.986,93	395.137,12	59.869,26	59.869,26	335.267,86	362.939,58	54.990,85	307.948,73
NOVIEMBRE	10		5.949,51	392.667,52	59.495,08	59.495,08	333.172,44	357.281,04	54.133,49	303.147,55
DICIEMBRE	11		5.912,32	390.213,34	59.123,23	59.123,23	331.090,11	351.710,73	53.289,50	298.421,22

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

# **CAPÍTULO VI**

## CAPÍTULO VI

### 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES.

- La producción de petróleo del Área Libertador ha ido disminuyendo con el paso del tiempo es así que en lo que va del año se tiene una producción promedio de 18.000 BPPD un valor bastante bajo si se toma en cuenta que la producción inicial del Área era de 56.651 BPPD, es decir tres veces más de lo que se produce actualmente, considerando también que la tasa de declinación anual es del 7,5% y mensual del 0,625%.
- De los 19 pozos que operan con el sistema de Bombeo Hidráulico en el Área Libertador en 2 pozos Shushuqui-13 y Shushuqui-18 se optimiza fluido motriz utilizando el método de Smart, por lo tanto en estos dos pozos es recomendable el cambio de geometría tomando en cuenta costos, mayor durabilidad de la bomba, menor uso de fluido motriz y mayor producción.
- Basándose en el estudio técnico del proyecto, con la implementación de los cambios de geometrías propuestos en los dos pozos mencionados anteriormente se tiene un incremento de producción de 207 BPPD y un ahorro de fluido motriz de 1216 BPD, lo que genera una disminución en los costos operativos de EP Petroecuador.

Los resultados del análisis económico demuestran que el proyecto es viable ya que en las tres propuestas se obtiene un VAN positivo: para un crudo de 100,00 dólares VAN 5'713.927,30 mayor que cero, un TIR de 2154%, que es mayor a la tasa de actualización mensual y una Relación Beneficio-Costo de 9,61 mayor que uno. En el segundo caso para un crudo de 73,30 dólares VAN de 4'018.795,54 dólares, TIR de 1514% y una Relación Beneficio-Costo de 7,04. En el tercer caso para un crudo de 66,00 dólares VAN de 3'555.332,54 dólares un TIR de 1339% Relación Beneficio-Costo de 6,34 requisitos indispensables para la realización o no de un proyecto, por lo tanto la implementación de éste es necesaria tomando en cuenta que la inversión se recuperaría en corto tiempo.



- La presencia de sólidos en la interface crudo-agua en la estación Shushuqui interfieren en el tratamiento de deshidratación. De acuerdo a los análisis de laboratorio, los sólidos son sulfuro de hierro y se forman por la actividad bacteriana en el sistema de producción y en los tanques de lavado y reposo. Como estos sólidos son finos y no tienen densidad alta, no decantan fácilmente y más bien pasan al sistema de fluido motriz ocasionando frecuentes taponamientos en las válvulas reguladoras de flujo y en las bombas hidráulicas instaladas en los diferentes pozos, por lo que estas son cambiadas con bastante frecuencia en el campo Shushuqui es decir, su tiempo de vida es menor.
- Para incrementar el tiempo de vida útil de las bombas hidráulicas instaladas en los pozos del área Libertador es necesario tener en cuenta varios aspectos importantes del pozo como por ejemplo el BSW de inyección que no debe ser mayor al 0,2 %, realizar un chequeo de los parámetros de superficie y limpiezas periódicas de turbinas y Válvulas Reguladoras de Flujo, todo esto con la finalidad de evitar pérdidas de producción por paros repetitivos debido a cambios de bombas hidráulicas.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar los cambios de geometrías recomendados en este proyecto en los pozos Shushuqui-13, Shushuqui-18, ya que con una inversión bastante económica se disminuye el uso de fluido motriz y se incrementa la producción de petróleo, además el análisis económico demuestra que es un proyecto viable.
- Las geometrías seleccionadas para los dos pozos en los que se va a realizar el rediseño deben ser aquellas en las que se requiere menor caudal de fluido motriz y la producción sea mayor, también hay que tomar en cuenta el tiempo de vida de las bombas y el costo de las mismas según fabricante.
- La veracidad de la información es muy importante cuando se corre un programa para rediseño de equipos hidráulicos ya que de esta depende que se obtenga datos confiables y reales, es por esto que es necesario mantener una buena base de datos con información del Área que facilite y agilice la realización de rediseño de equipos.
- De acuerdo al estudio técnico del proyecto es recomendable mantener las geometrías con las que se encuentran trabajando actualmente los 17 pozos restantes que trabajan con Bombeo Hidráulico en el Área Libertador ya que un rediseño en estos implica un incremento bastante grande en la inyección de fluido motriz, por lo que la geometría actual es la adecuada.
- El proceso para superar la presencia de sólidos en la interface crudo-agua en la estación Shushuqui consiste en realizar el retiro mecánico de los sólidos y, simultáneamente, tratamiento batch con biocida al sistema de fluido motriz. Este procedimiento debe efectuarse durante varias semanas, pudiendo tomar algunos meses, hasta que se elimine la mayor cantidad de sólidos posibles.
- Es importante la renovación de los equipos de superficie especialmente lo que concierne a tanques de almacenamiento ya que la mayoría de estos ha cumplido su vida útil y el seguirlos utilizando genera un problema en cuanto al manejo de sólidos de hierro que se forman por el desgaste de estos los cuales afectan al fluido motriz que a su vez genera taponamiento en las bombas hidráulicas.

# **BIBLIOGRAFÍA**

## BIBLIOGRAFÍA

1. Bruzual T. (2005) Evaluación y Planificación de Métodos Artificiales de Producción de Hidrocarburos. Puerto La Cruz. Universidad Metropolitana.
2. Centrilift. (2001) Sumergible Pump Hand Book.
3. Dresser Oil Tools. (2002) Introducción a los Sistemas de Bombeo Hidráulico.
4. EP Petroecuador. (2010) Lista Pública de Precios de Servicios de Bombeo Hidráulico de Sertecpet. Quito
5. EP Petroecuador. (2010) Lista Pública de Precios de Servicios de Bombeo Hidráulico de Solipet. Quito
6. Gómez José. Martes, 08 de Septiembre de 2009 Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. [http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com\\_content&view=article&id=453:bombeo-neumatico-gas-lift-conceptos-y-calculos-de-diseno&catid=83:gas-lift-bombeo-neumatico&Itemid=173](http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=453:bombeo-neumatico-gas-lift-conceptos-y-calculos-de-diseno&catid=83:gas-lift-bombeo-neumatico&Itemid=173).
7. Jaya F. (2009) Cifras Petroleras 2009. Petroecuador. Quito
8. Lopez D. (2006), Cálculo Financiero Aplicado, un Enfoque Profesional (2da ed.). Buenos Aires: Editorial La Ley,
9. Melo V. (2007). Optimización de la Geometría de la Bomba Hidráulica tipo Jet. Quito. Autor.
10. Solipet. (2007). Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico. Fco de Orellana
11. Schlumberger. (1972) Interpretación de Perfiles (1era ed.). New York Edition, Schlumberger Limited.

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

**Agua de formación.-** Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas, en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

**API.-** American Petroleum Institute, organismo estadounidense de la industria petrolera, fundado en 1920, la API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y, de producción petrolera.

**API gravedad.-** Gravedad del petróleo, determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API). A mayor gravedad API, mayor calidad del crudo y viceversa.

**Arcillas.-** Son minerales muy pequeños con una micro estructura en capas y un gran área de superficie, los materiales arcillosos están formados por pequeñas partículas que son clasificadas según su estructura dentro de un grupo específico denominado minerales arcillosos.

**Arenamiento.-** Fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

**Arenisca.-** Roca sedimentaria clástica formada por granos de arena cuyo tamaño varía entre 2 – 0,0625mm.

**Área de exploración.-** Bloque o superficie que se considera para realizar labores de exploración, según lo determina la Ley de Hidrocarburos.

**ARCH.-** Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

**Barril.-** Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60° Fahrenheit (15.5° C).

**BPPD.-** Barriles de Petróleo Por Día.

**Campo petrolero.-** Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

**cp.-** Centipoise

**Completación.-** Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo.

El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición.- Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

**Corte de agua.-** Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

**Densidad API.-** Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Densidad\ API = \frac{141,5}{Densidad\ relativa} - 131,5.$$
 La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

**Estaciones de bombeo.-** Estaciones en las que se aumenta la presión en los ductos, a fin de que el producto fluya hasta alcanzar su destino final en forma homogénea.

**Emulsión.-** Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

**Gas natural.-** Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

**Geología.-** Rama de las Ciencias Naturales que estudia la estructura y el desarrollo de la tierra, analizando particularmente los beneficios económicos que pueden obtenerse de la explotación del suelo y subsuelo.

**Gradiente de presión.-** Esta es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido.

**Hidrocarburos.-** Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

**ppm.-** Partes por millón.

**Petróleo.-** Mezcla de hidrocarburo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Su viscosidad es menor a 10,000 centipoises.

**Pozos de desarrollo.-** Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero.

**Pozo petrolero.-** Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos. El método más utilizado es el rotatorio, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo.

**Presión.-** El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se define como la relación fuerza entre área.

**Producción Bruta.-** Producción petrolera que incluye gas natural, agua y sedimentos.

**Producción Neta.-** Petróleo libre de agua, gas y sedimentos.

**Reacondicionamiento de pozos.-** Trabajos de mantenimiento a la infraestructura física de los pozos en producción, con el objeto de compensar la declinación de sus niveles productivos y/o incrementarles.

**Recuperación mejorada.-** Mecanismos que permiten obtener una mayor recuperación del petróleo existente en los reservorios, mediante el uso de métodos especiales (bombeo mecánico, eléctrico, hidráulico, uso de disolventes y microorganismos).

**Reinyección de agua.-** Introducción de agua al reservorio para incrementar la producción de petróleo a través de una mayor presión en dicho depósito.

**Reservas petroleras.-** Volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones.

**Reservas posibles.-** Reservas que, con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables.

**Reservas probadas.-** Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero - geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

**Reservas probables** Reservas no probadas que, con base en los análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que el volumen de hidrocarburos localizado en el yacimiento sea recuperable.

Reservas en formaciones geológicas que parecen ser productoras con base en registros geofísicos, pero carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones geológicas probadas en el campo. Estas reservas pueden ser clasificadas como probadas mediante la perforación de pozos.

**Reservas remanentes.-** Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

**Taponamiento de pozos.-** Acción de aislar de manera temporal o definitiva las formaciones geológicas atravesadas en la perforación que contengan aceite o gas, de tal forma que se eviten invasiones o manifestaciones de hidrocarburos en la superficie.

**Técnica de recuperación.-** Actualmente, en la explotación de campos se aplica el sistema de bombeo neumático continuo, que consiste en inyectar gas a alta presión a través del espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción, en cada uno de los pozos, haciéndolo pasar a la tubería de producción mediante las válvulas



subsuperficiales de bombeo neumático para incrementar el volumen de hidrocarburos hacia la superficie.

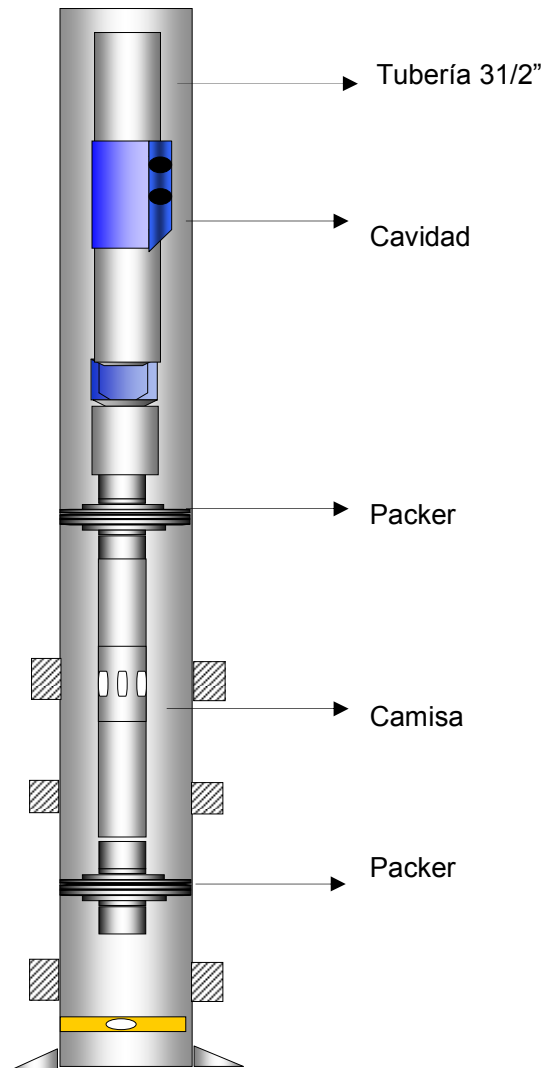
**Tubería de descarga.-** Tubería mediante la cual se transportan los hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separación, a la planta de tratamiento o a los tanques de almacenamiento.

**Viscosidad.-** Se define como la resistencia de un líquido al movimiento o flujo.

**Yacimiento petrolero.-** Depósito de hidrocarburos atrapados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, domos salinos entre otras estructuras.

# **ANEXOS**

## Anexo 1.- Diseño de una Completación para Bombeo Hidráulico



Fuente: Solipet. Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico

Elaborado por: Solipet. Introducción a las Operaciones del Sistema de Bombeo Hidráulico

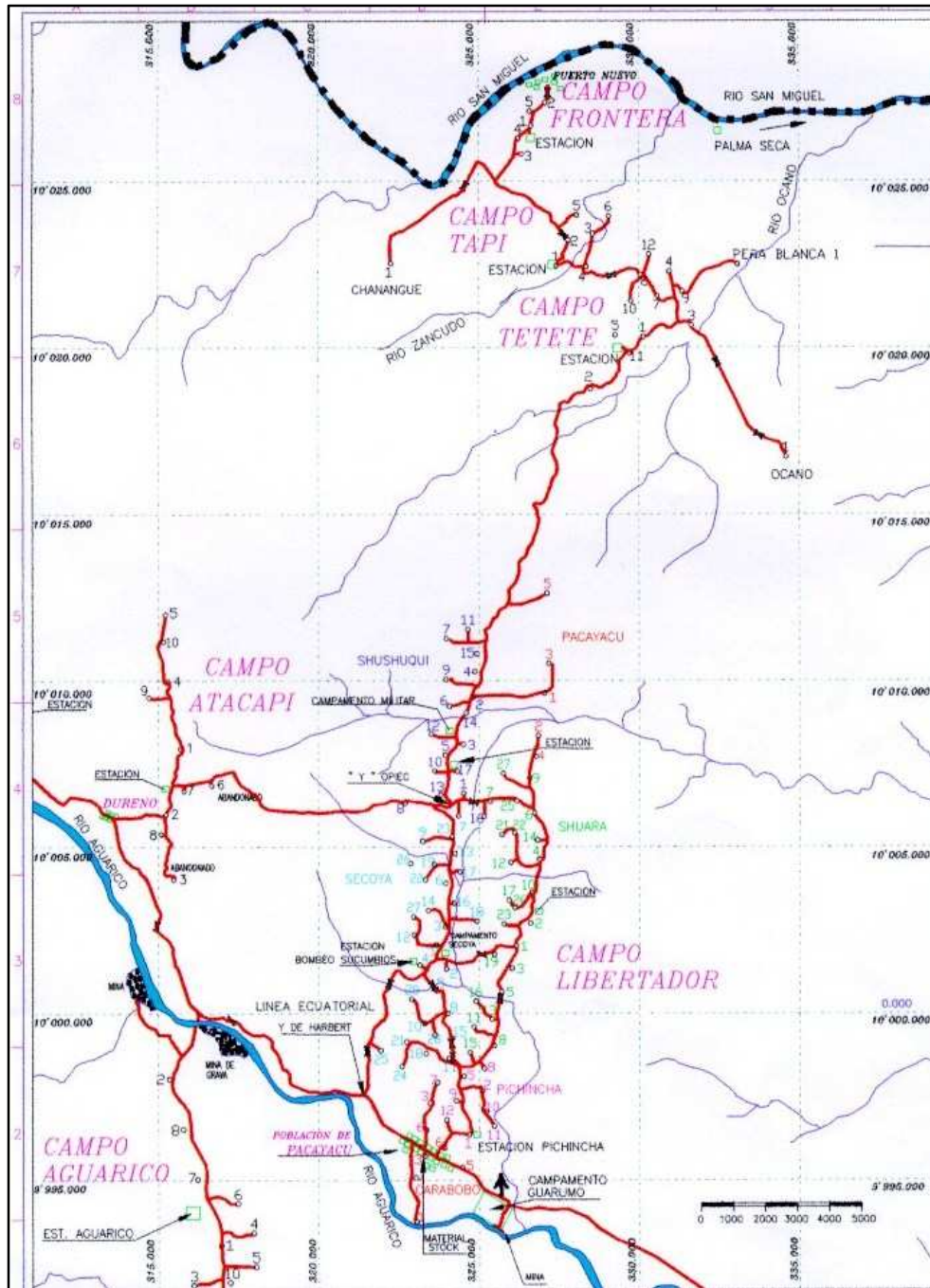
Anexo 2. Figura Típica de un Sistema de Bombeo Mecánico



Fuente: EP Petroecuador

Fotografiado por: EP Petroecuador

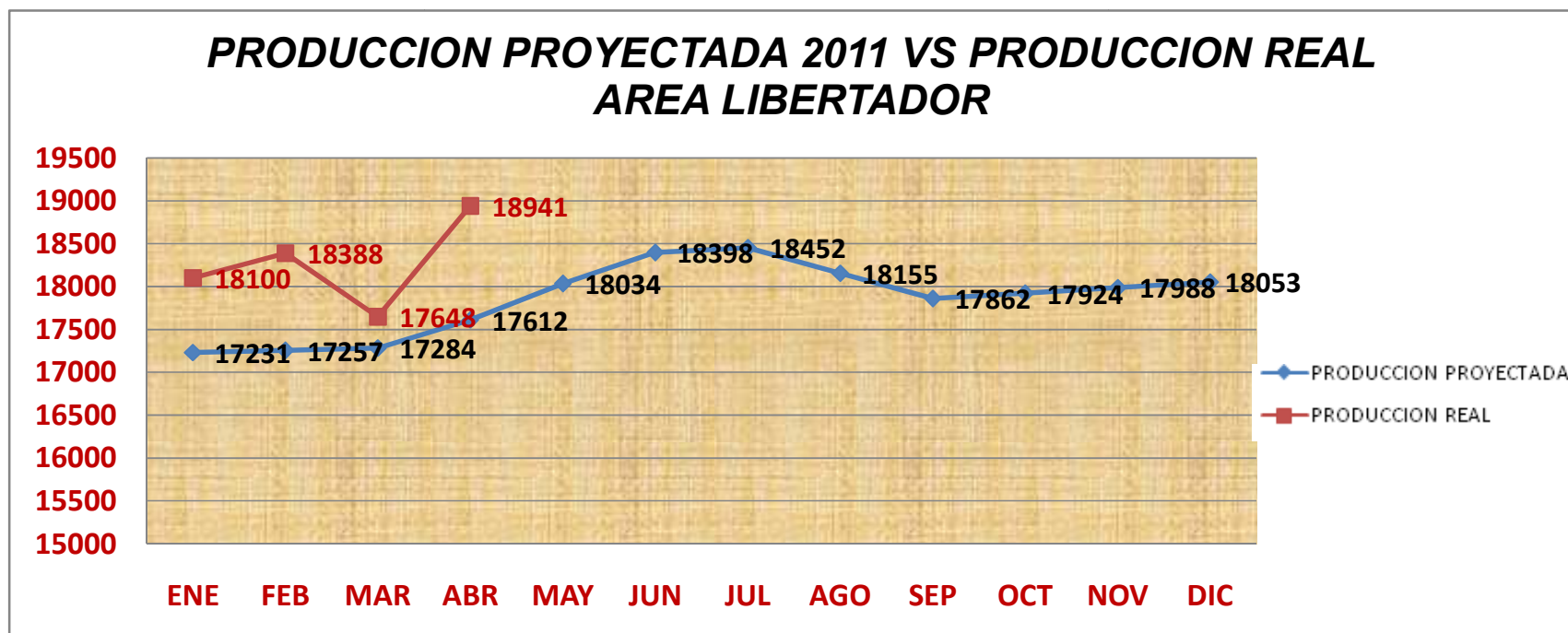
### Anexo 3. Mapa Área Libertador



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: EP Petroecuador

Anexo 4. Gráfico Producción proyectada 2011 y Producción real Área Libertador



Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Anexo 5. Cambios de Bombas Jet Área Libertador a Enero 2011

N°	POZO	FECHA CAMBIO	ANTES DEL CAMBIO	DESPUÉS DEL CAMBIO	MOTIVO DEL CAMBIO
			TIPO DE BOMBA	TIPO DE BOMBA	
1	SSQ-22D	01-Ene-11	JET-11K	JET-11k	Cambio de bomba por bajo aporte
2	SSQ-18	04-Ene-10	JET-10J	JET-10J	Cambio de bomba por bajo aporte
3	SSQ-12	04-Ene-11	JET-9I	JET-9I	Cambio de bomba por bajo aporte
4	SSQ-06	05-Ene-11	JET-10K	JET-10K	Cambio de bomba por bajo aporte
5	SSQ-14	05-Ene-11	JET-11L	JET-11L	Perdida de producción
6	SSQ-13	07-Ene-11	JET-9I	JET-9I	Perdida de producción
7	SSQ-22D	08-Ene-11	JET-11K	JET-11K	Realizar Prueba de B'UP
8	SSQ-21	09-Ene-11	JET-8A	JET-8A	Perdida de producción
9	SSQ-22D	10-Ene-11	JET-11K	JET-11K	Recuperar elementos de presión
10	SSQ-21	12-Ene-11	JET-8A	JET-9A	Cambio de bomba por bajo aporte
11	SSQ-22D	13-Ene-11	JET-11K	JET-11K	Perdida de producción
12	TTT-12	19-Ene-11	JET 9K	JET 9K	Perdida de producción
13	SSQ-22D	20-Ene-11	JET 11K	JET 11K	Perdida de producción
14	TTT-12	26-Ene-10	JET 9K	JET 9K	Perdida de producción
15	TTT-10	31-Ene-11	JET 10K	JET 10K	Perdida de producción

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Anexo 6. Fotografía Tanque de Almacenamiento Estación Shushuqui.



Fuente: EP Petroecuador

Fotografiado por: Diana Armijos Báez



Anexo 7. Tasas Fijadas por ARCH a Nivel de Pozo Área Libertador

<b>CAMPO</b>	<b>No. Pozo</b>	<b>YACIMIENTO</b>	<b>B P P D</b>
ARAZA	1	U INFERIOR	150
	2D	T INFERIOR	250
ATACAPI	1	U	200
	1	U INFERIOR	600
	2	U	400
	2	U INFERIOR	500
	4	U	200
	4	G-2	400
	7	U INFERIOR	740
	8	T SUPERIOR+INFERIOR	1500
	8	U INFERIOR	1600
	9	U INFERIOR	1200
	10-D	USUPERIOR+I	300
	10-D	T INFERIOR	200
	11D	U INFERIOR	1000
	12D	U INFERIOR	800
	13	U INFERIOR	1280
	13	T SUPERIOR	200
	14	U INFERIOR	1000
	14	U SUPERIOR	150
	15	T INFERIOR	800
	15	U INFERIOR	800
	15	U SUPERIOR	150
	16	T INFERIOR	800
	17	U INFERIOR	800
17	T INFERIOR	300	
18	T INFERIOR	1000	
23	T INFERIOR	1100	
FRONTERA	1	U INFERIOR	600
	1	T	200
	2	T	1000
	2	U INFERIOR	600
	3	T SUPERIOR	2000
	3	U INFERIOR	500
	4-B	U INFERIOR	900
	4-B	T	500
	5	T INFERIOR	350
	5	U INFERIOR	400
	1A	U INFERIOR	300

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Continuación Anexo 7

CAMPO	No. Pozo	YACIMIENTO	B P P D
PACAYACU	1	U INFERIOR	400
	2	BASAL TENA	400
	2	U	250
	3	U INFERIOR	300
	4	U INFERIOR	500
	4	T INFERIOR	300
	4	BASAL TENA	300
	5	T	1000
	5	U INFERIOR	800
	6D	BASAL TENA	250
PICHINCHA	2	U INFERIOR	1000
	3	U INFERIOR	1000
	3	T	1300
	5	U INFERIOR	1600
	5	T	1500
	5	U SUPERIOR+U INFERIOR	200
	7	T	600
	7	U INFERIOR	320
	8	U	800
	9	U INFERIOR	1100
	10	U SUPERIOR	500
	10	T INFERIOR	250
	11	T	150
	12	T PRINCIPAL	700
	12	T	1100
	12	T INFERIOR	270
	13-D	U SUPERIOR	850
14-D	U INFERIOR	300	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Continuación Anexo 7

CAMPO	No. Pozo	YACIMIENTO	B P P D
SECOYA	1	T	700
	1	U INFERIOR	900
	2	T	700
	2	T SUPERIOR	500
	3	U	1200
	3	U INFERIOR	900
	4	U INFERIOR.	250
	5	T INFERIOR	900
	5	U INFERIOR	300
	6	U INFERIOR	1400
	7B	U INFERIOR	1000
	8	T	1500
	8	T SUPERIOR	1000
	10	U INFERIOR	2200
	10	T	500
	11	T INFERIOR	2000
	11	T	1850
	11	U INFERIOR	250
	12	U INFERIOR	200
	13	U INFERIOR	2000
	13	T INFERIOR	800
	14	U INFERIOR	2000
	15	T	1800
	15	T INFERIOR+SUPERIOR	550
	16	U INFERIOR	780
	17	U INFERIOR	500
	18	T INFERIOR.+T SUPERIOR	850
	18	T SUPERIOR	1200
	18	U INFERIOR	500
	19	U INFERIOR	350
	19	U SUPERIOR	600
	20	T INFERIOR	1000
20	U INFERIOR	400	
21	U INFERIOR	850	
22	U	700	
22	U SUPERIOR	1000	
22	U INFERIOR	500	
23	U INFERIOR	300	
24	U SUPERIOR	450	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Continuación Anexo 7

CAMPO	No. Pozo	YACIMIENTO	B P P D
	27	U INFERIOR+SUPERIOR	600
	27	U INFERIOR	600
	28	T INFERIOR	1600
	28	U INFERIOR	100
	29	U INFERIOR+SUPERIOR	800
	29	U INFERIOR	140
	30	T SUPERIOR	500
	31	NAPO U INFERIOR	1000
	32	T INFERIOR	1150
	33-B	U	800
	34	U	1600
	35	T SUPERIOR	200
	36	U INFERIOR	500
	37-D	T INFERIOR	750
	38	U INFERIOR	300
	SHUARA	03	U SUPERIOR
04		U INFERIOR	1500
04		T SUPERIOR	250
06		U INFERIOR	400
06		U SUPERIOR+U INFERIOR	500
08		T	200
09		T INFERIOR	300
09		U INFERIOR	350
10		U INFERIOR	300
11		T	900
11		U INFERIOR	120
12		U SUPERIOR	1900
12		U INFERIOR	800
13		T	700
13		T SUPERIOR	250
14		U INFERIOR	250
14		U SUPERIOR	500
15		T	800
16		T	600
17		U INFERIOR	400
17	U SUPERIOR	280	
20	T SUPERIOR	300	
20	U INFERIOR	400	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Continuación Anexo 7

CAMPO	No. Pozo	YACIMIENTO	B P P D
	23	U INFERIOR	300
	25	U SUPERIOR	400
	26	T	300
	26	U INFERIOR	150
	27	UI + M	300
SHUSHUQUI	1	U INFERIOR	200
	4	U INFERIOR	200
	5-B	U INFERIOR	1200
	6	U SUPERIOR	600
	6	U INFERIOR	350
	9	U SUPERIOR	150
	10	BASAL TENA	600
	10	U INFERIOR	350
	12	U INFERIOR	400
	13	BASAL TENA	300
	14	U INFERIOR	450
	16	U INFERIOR	400
	16	T	150
	17	U INFERIOR	500
	18	U INFERIOR	380
	19	T SUPERIOR	200
	20	U INFERIOR	400
21	U SUPERIOR	600	
22D	T INFERIOR	400	
TAPI	1	T SUPERIOR + INFERIOR	300
	1	T INFERIOR	500
	2	T	200
	2	U INFERIOR	100
	4	T SUPERIOR	550
	4	U INFERIOR	600
	5	U INFERIOR	200
	5	T SUPERIOR	420
	6	U INFERIOR	500
	6	T SUPERIOR	470

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez

Continuación Anexo 7

CAMPO	No. Pozo	YACIMIENTO	B P P D
TETETE	1	U INFERIOR	350
	1	T	400
	3	U INFERIOR	350
	4	T SUPERIOR+T INFERIOR	350
	7	U INFERIOR	600
	8	T	180
	8	U INFERIOR	200
	9	T PRINCIPAL	300
	9	U INFERIOR	200
	10A	U INFERIOR	350
	11	U	1000
	11	U INFERIOR	1200
	12	T	500
	12	U INFERIOR	240

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Diana Armijos Báez