



**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DESEMPEÑO DEL BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE COMO NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CANTAGALLO**

**ERICK ALEXIS MENDOZA GUEVARA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2005**



**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DESEMPEÑO DEL BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE COMO NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CANTAGALLO**

**ERICK ALEXIS MENDOZA GUEVARA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Tutores:**

**Ing. Luis Enrique Sarmiento Tirado  
ECOPETROL S.A.**

**Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino  
UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2005**



*A DIOS por haberme  
brindado la oportunidad de  
seguir con vida ..*

*Erick*



## AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander por haberme acogido a lo largo de estos años de aprendizaje.

La Escuela de Ingeniería de Petróleos y a ECOPETROL S.A. por brindarme la oportunidad de afianzar mis conocimientos.

Los ingenieros Luis Sarmiento y Olga Patricia Ortiz por su colaboración durante el desarrollo del presente proyecto.

Los ingenieros Zaring Ocampo y Duilio Alterio por su paciencia y apoyo en el trabajo de campo.

En general a todos aquellos que aportaron e hicieron posible la finalidad de este trabajo.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1. INFORMACIÓN GENERAL	3
1.1. CAMPO YARIGUI CANTAGALLO	3
1.1.1. Localización	3
1.1.2. Campos aledaños (Garzas, Cristalinas y Sogamoso)	8
1.2. GEOLOGÍA	9
1.2.1. Localización Geográfica	9
1.2.2. Estratigrafía	11
1.2.3. Estructura del yacimiento	12
1.3. INFRAESTRUCTURA Y PRODUCCION	16
1.3.1. Historia de Producción	16
1.3.2. Estaciones de Recolección	21
1.3.3. Planta deshidratadora	22
1.3.4. Planta Compresora	23
1.3.5. Estación de Bombeo	23
1.4. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	24
2. EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE	27
2.1. DEFINICIÓN	27
2.2. COMPONENTES – DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO	27
2.2.1. Equipo de Superficie	27
2.2.2. Equipo de Fondo	30
2.3. ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS	37

3.	DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO	40
3.1.	DATOS BÁSICOS	40
3.2.	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	41
3.3.	CÁLCULOS DE GAS	42
3.3.1.	Relación gas en solución / petróleo	43
3.3.2.	Factor volumétrico del gas	43
3.3.3.	Factor volumétrico del aceite	43
3.3.4.	Volumen total de fluidos	44
3.4.	ALTURA DINÁMICA TOTAL	45
3.5.	TIPO DE BOMBA	46
3.6.	TAMAÑO OPTIMO DE COMPONENTES	47
3.7.	CABLE ELECTRICO	47
3.8.	ACCESORIOS Y EQUIPO ADICIONAL	48
3.9.	SISTEMA DE VARIACIÓN DE VELOCIDAD DE BOMBEO	49
4.	CÁLCULOS Y REVISIÓN DE EQUIPOS BES	50
4.1.	POZOS YARIGUI 57-67-73	50
4.1.1.	Datos Básicos	50
4.1.2.	Capacidad de Producción	51
4.1.3.	Comportamiento de parámetros variables	53
4.1.4.	Potencia	55
4.1.5.	Comportamiento ideal de los equipos BES	56
4.1.6.	Análisis de resultados	58
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	61
5.1.	MODELO DE DESCUENTO DE FLUJO DE CAJA	61
5.2.	COSTOS DEL PROYECTO BES	64
5.2.1.	Cálculo de Costos	65
5.3.	ESTUDIO DE CASOS	70
	CONCLUSIONES	72
	BIBLIOGRAFÍA	73
	ANEXOS	75

## LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Potenciales de producción por pozo campo Yariguí-Cantagallo	18
Cuadro 2. Parámetros requeridos para el diseño.	50
Cuadro 3. Capacidad productiva de los pozos antes del cambio de Sistema.	52
Cuadro 4. Parámetros registrados y calculados YR-57.	54
Cuadro 5. Parámetros registrados y calculados YR-67.	54
Cuadro a 6. Parámetros registrados y calculados YR-73.	54
Cuadro 7. Parámetros eléctricos medidos en superficie.	55
Cuadro 8. Potencia consumida y carga en el motor.	56
Cuadro 9. Elementos de costo para un proyecto de implementación de equipos BES.	65
Cuadro 10. Costos para equipo BES pozo YR-57.	66
Cuadro 11. Costos para equipo BES pozo YR-67.	66
Cuadro 12. Costos para equipo BES pozo YR-73.	67
Cuadro 13. Acuerdo de Precios REDA (Schlumberger) para el año 2005.	68
Cuadro 14. Costo de energía.	69
Cuadro 15. Análisis económico pozo YR-57.	70
Cuadro 16. Análisis económico pozo YR-67.	71
Cuadro 17. Análisis económico pozo YR-73	71

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del campo Yariguí – Cantagallo.	5
Figura 2. Curva de Producción del campo Yariguí – Cantagallo.	7
Figura 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	15
Figura 4. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo.	17
Figura 5. Instalación típica de un bombeo electrosumergible.	28
Figura 6. Motor Sumergible y sus componentes básicos.	32
Figura 7. Sección Sellante.	32
Figura 8. Bomba Centrífuga.	33
Figura 9. Separador de Gas Rotativo.	36
Figura 10. Componentes eléctricos en superficie sistema BES.	39
Figura 11. IPR YR-57.	51
Figura 12. IPR YR-67.	51
Figura 13. IPR YR-73.	52
Figura 14. Curva de desempeño de la bomba para el pozo YR-57.	57
Figura 15. Curva de desempeño de la bomba para el pozo YR-67.	57
Figura 16. Curva de desempeño de la bomba para el pozo YR-73.	58



## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Diseño BES YR-57. Schlumberger	76
Anexo B. Diseño BES YR-67. Schlumberger	78
Anexo C. Diseño BES YR-73. Schlumberger	80



## NOMENCLATURA

Amp: Amperios

bls: barrels, barriles

bpd: barrels per day, barriles por día

Bph: barrels per hour, barriles por hora

Bopd: barrels of oil per day, barriles de petróleo por día

Bwpd: barrels of water per day, barriles de agua por día

BSW: Basic Sediment and Water, agua y sedimento básico (Porcentaje)

cps: centipoises

ft: feet, pies

Gcf: Giga cube feet, giga pies cúbicos

GOR: Gas Oil Ratio, relación gas petróleo (scf/stb)

HP: Horse Power, caballos de fuerza

Hz: Hertz



in: inches, pulgadas

Km: kilómetros

Kcf: Kilo cube feet, kilo pies cúbicos

Kscfd: Kilo standard cube feet per day, Kilo pies cúbicos estándar

KVA: Kilo Voltio Amperio

Mscfd: Miles de pies cúbicos estándar por día

psi: pound per square inch, libras por pulgada cuadrada

Pwf: Pressure of well flowing, presión de fondo fluyente (psi)

Pb: Bubble point pressure, presión de burbuja (psi)

ppm: Parts Per Million, partes por millón

pptb: Pounds per thousand barrel, libras por mil barrels

rpm: revolutions per minute, revoluciones por minuto

scf/stb: standard cube feet / stock tank barrel, pies cúbicos estándar / barril

fiscal

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACION TÉCNICO ECONÓMICA DEL DESEMPEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE COMO NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CANTAGALLO**

**AUTOR: ERICK ALEXIS MENDOZA GUEVARA\*\***

**PALABRAS CLAVES:**

Yariguí, Cantagallo, Producción Incremental, Bombeo Electrosumergible

**DESCRIPCIÓN:**

El panorama petrolero nacional y el problema de autoabastecimiento de combustibles derivados de los hidrocarburos han hecho que la estatal petrolera colombiana, ECOPETROL S.A., vuelque sus ojos sobre proyectos de desarrollo adicional de sus campos de operación, entre los cuales se encuentra Yariguí-Cantagallo.

El presente trabajo presenta una evaluación técnica y económica de la instalación y puesta en marcha de un nuevo sistema de levantamiento artificial electrosumergible para el campo, revisando una a una las variables involucradas en el proceso, las cuales comprenden desde el análisis de productividad por pozo hasta la ampliación de las facilidades de superficie para manejar los volúmenes de crudo esperados.

Esta evaluación fue realizada con base en datos reales tomados de campo para tres (3) pozos de la Coordinación de Producción Cantagallo (Yariguí 57, Yariguí 67 y Yariguí 73), a los cuales se les efectuó el cambio de sistema. Los resultados muestran el buen desempeño de los equipos, pero también hacen evidente la posibilidad de reducir costos con base en un mejor dimensionamiento de los mismos. El análisis económico efectuado muestra la factibilidad del cambio ofreciendo periodos de repago ó restitución de la inversión, relativamente cortos, que hacen de este proyecto una alternativa bastante viable para desarrollar dentro de los planes de producción incremental que actualmente adelanta ECOPETROL S.A.

---

\* Tesis de grado modalidad Práctica Empresarial

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Ing. Luis Enrique Sarmiento Tirado, Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino.

## SUMARY

**TITLE: TECHNO-ECONOMIC EVALUATION OF THE ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING PERFORMANCE AS THE NEW LIFTING SYSTEM FOR THE CANTAGALLO FIELD.**

**AUTHOR: ERICK ALEXIS MENDOZA GUEVARA\*\***

**KEYWORDS:**

Yariguí, Cantagallo, Increasing Production, Electric Submersible Pumping.

**DESCRIPTION:**

The oil national view and the hydrocarbons self-sufficiency problem has made that the Colombian petroleum national company, ECOPETROL S.A., turn its eyes over additional development projects in its operation fields such as Cantagallo.

This paper presents a techno-economic evaluation about the installation and running of a new electric submersible lifting system for the field, checking out each one of the parameters involved in the process, which includes from the productivity index per well until the surface facilities enlargement to handle the oil volume expected.

This evaluation was developed based on real data taken from the field for three (3) recently changed lifting system wells (Yariguí 57, Yariguí 67 and Yariguí 73). The results show the good performance of the equipments and make evident the possibility to reduce costs based on a better design as well. The developed economic evaluation shows the feasibility of the project offering a relatively short period for the initial investment payment making of this project a highly viable alternative to be developed into the increasing production plans that actually ECOPETROL S.A. is carrying out.

---

\* Undergraduate Project, internship

\*\* Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.  
Eng. Luis Enrique Sarmiento Tirado, Eng. Olga Patricia Ortiz Cancino.

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de un campo petrolero es la base sobre la cual tiene cimientos el estudio para la determinación de un sistema de levantamiento artificial cuando el periodo de flujo natural de un yacimiento ha terminado.

Una vez tomada la decisión arriba mencionada y como consecuencia de los cambios en las características de un reservorio (presiones, saturaciones de fluido, etc.) puede ocurrir que un método de producción adecuado en un tiempo pasado no necesariamente sea el mejor para un tiempo futuro. Esto indiscutiblemente conduce a la evaluación constante del sistema de levantamiento artificial que aplica en un determinado campo y a la reevaluación de este respecto a nuevas alternativas. Además, factores externos al yacimiento tales como fuentes de energía, nuevas tecnologías o facilidades locativas se vuelven parte fundamental en la decisión final acerca de la implementación de un nuevo sistema de producción.

Es esta la realidad que viven los campos de operación directa de ECOPETROL S.A., entre los cuales se cuenta YARIGUI-CANTAGALLO. Proyectos de desarrollo adicional que incluyen perforación de nuevos pozos, recañoneo de los existentes y nuevos sistemas de levantamiento artificial (como el bombeo electrosumergible) hacen parte de las estrategias con las que se las está jugando la empresa para lograr lo que algunos han llamado "*Resurrección de Gigantes*". Finalmente es este el propósito del presente estudio: justificar la viabilidad técnica y económica del proyecto que se ejecuta en la actualidad.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el desempeño del bombeo electrosumergible como método de levantamiento artificial en los pozos de la Coordinación de Producción Cantagallo, tomando como criterio principal la respuesta del pozo al cambio de sistema.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisar el archivo histórico de producción para observar cual ha sido el proceso evolutivo de los sistemas de levantamiento artificial aplicados en el campo.
- Analizar las facilidades de superficie con el fin de garantizar el manejo y tratamiento de los volúmenes de crudo esperados.
- Analizar los requerimientos necesarios para la implementación de un sistema de levantamiento artificial electrosumergible.
- Revisar el dimensionamiento de los equipos instalados en los pozos con bombas electrosumergibles de la Coordinación de Producción.
- Evaluar económicamente el desempeño de los sistemas electrosumergibles haciendo relación costo - beneficio.

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

### 1.1. CAMPO YARIGUI CANTAGALLO<sup>1</sup>

Los campos Yariguí y Cantagallo forman parte de la antigua Concesión Cantagallo y San Pablo, otorgada la primera en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y la segunda otorgada en el año de 1953 a la Shell Cóndor.

Administrativamente, estos campos dependen de la Superintendencia del Río, de la Gerencia Centro Oriente de ECOPETROL, la cual incluye además las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

**1.1.1. Localización.** El campo Yariguí – Cantagallo está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 km al Nor-noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 km al Nor-noroeste de Santa fé de Bogotá, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches (Figura 1). La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena y como vías alternas se cuentan dos carreteras, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos, que fueron Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió

---

<sup>1</sup> NIETO, J. GÓMEZ, V. FERNÁNDEZ, F. Ardila, J. Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yarigui Cantagallo VMM Colombia

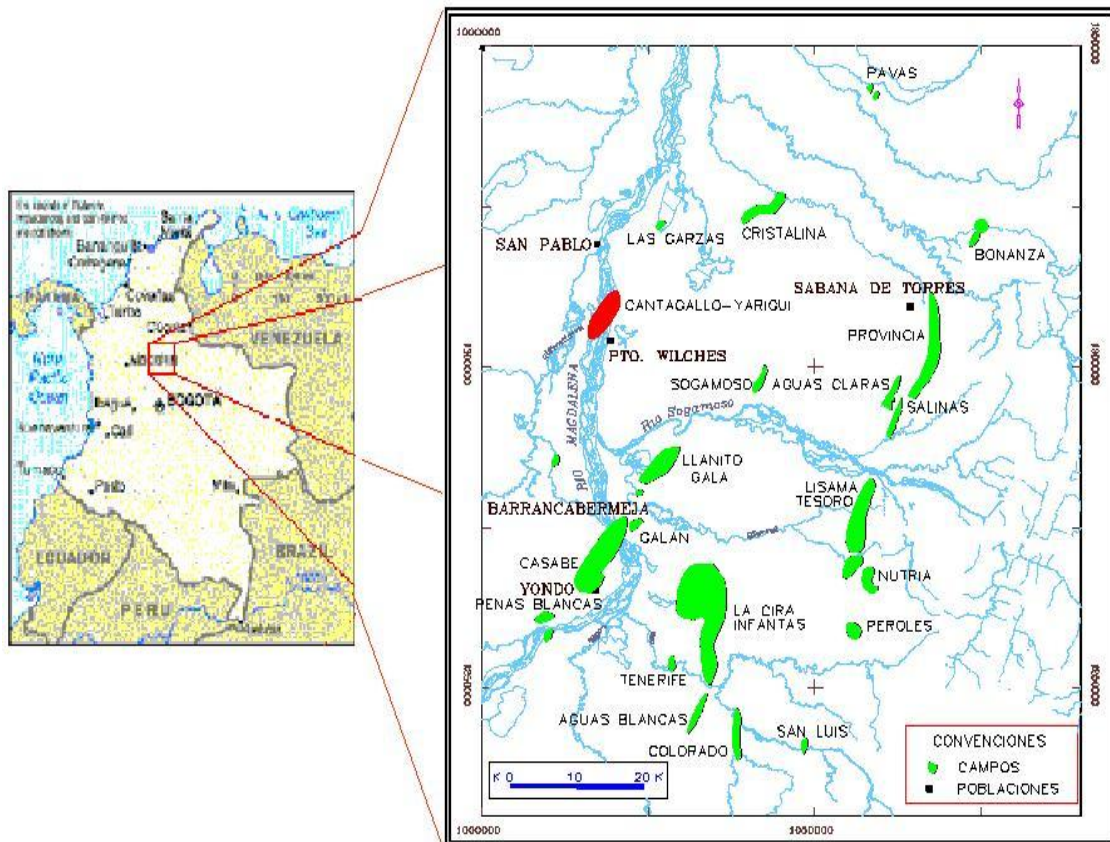
posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), el cual alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) el cual alcanzó una profundidad de 6170 ft, encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 ft. El pozo produjo 286 bls de aceite de 20,1° API del terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Los pozos CG-5, 7, 8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Los pozos CG-1, 3 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de Julio de 1952 a Diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-16) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

En Mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la Concesión, quedando en el lado levantado de la falla de Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento. Se suspende la perforación de pozos en esta concesión hasta Junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (*Infill*) CG-23, el cual produjo 196 bls de aceite de 20,4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

Figura 1. Localización del campo Yariguí – Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del campo Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, que es la continuación lateral hacia el Este del campo Cantagallo.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el Campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33, 40 y los

pozos YR-7, 8, 12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 se reactivó posteriormente en Octubre de 1975.

En Diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una rata de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En Junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de Diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo.

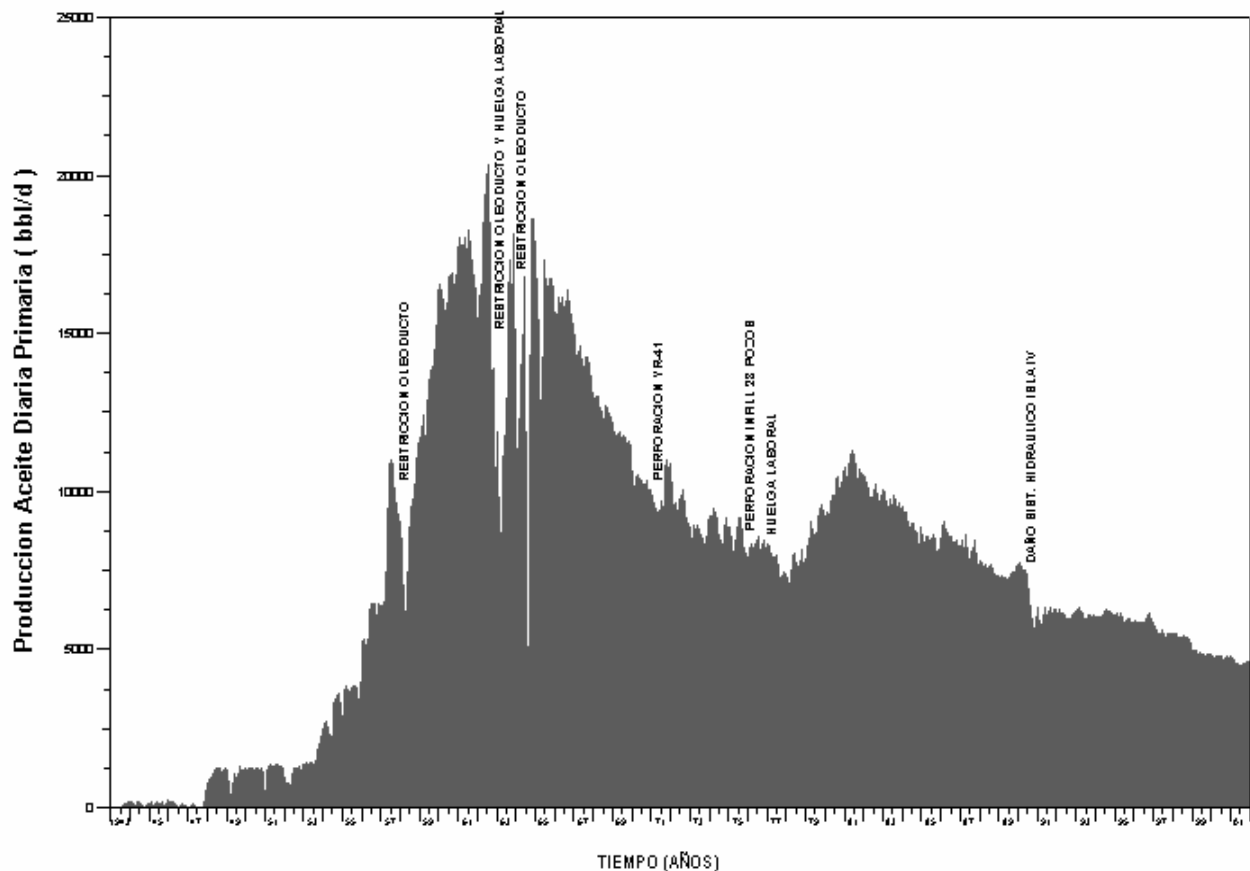
En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4,

8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico y bombeo hidráulico.

Figura 2. Curva de Producción del campo Yariguí - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas “CG” (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas “C” y en menor proporción en arenas “B”. Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de éstos se completaron en arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 bopd, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 bopd. A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo es de 9500 bopd y 3700 Kcf de gas y se han recobrado 160 Mbls de petróleo y 84,5 Gcf de gas. La Figura 2 muestra la curva de producción de petróleo para el campo.

**1.1.2. Campos aledaños.** Los campos Cristalinas, Garzas y Sogamoso están dirigidos técnica y administrativamente por la Coordinación de Producción Cantagallo.

El campo Cristalinas está ubicado a 30 km al Norte del Campo Cantagallo y cuenta con un solo pozo activo, el Cristalinas (CR) 4. Este pozo actualmente produce 215 bopd con un BSW de 20% y GOR de 378. El sistema de producción es por bombeo mecánico. El crudo producido pasa por un separador bifásico y es almacenado en un tanque que tiene una capacidad de 1000 bls; posteriormente es bombeado hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. El gas producido se usa como combustible para el motor de la unidad de bombeo, el restante se suministra como gas domiciliario para la región y el sobrante se quema.

El campo de Garzas está ubicado a 12 km al Norte del campo Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas (GR) 1. Este pozo produce por flujo natural 75 bopd con un BSW de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie como son el separador bifásico, el tanque de recibo y entrega de crudo (capacidad de 750 bls) y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia la isla 6 por un oleoducto de 4 pulgadas de diámetro. Este oleoducto se pega al de Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la isla 6 unos 6 km aproximadamente.

El campo Sogamoso está ubicado a 25 km al Noreste del campo Cantagallo y cuenta con dos pozos activos, Sogamoso (SG) 2 y 3. Estos pozos producen por bombeo mecánico 20 bopd y 35 bopd, respectivamente y el BSW para ambos es de 0.5% y muy poco gas. La producción de los pozos pasa por un separador bifásico y se recibe y entrega en dos tanques de 1000 y 2000 bls de capacidad. La producción se bombea cada mes hacia la estación Galán en Barrancabermeja a través de un oleoducto privado de la firma Petrosantander.

Para la operación y mantenimiento de estos campos se cuenta con la asistencia de personal y equipos de Cantagallo. En cada campo se tiene bajo la modalidad de contrato la custodia de los pozos y equipos con personal de la región.

## **1.2. GEOLOGÍA**

**1.2.1. Localización Geográfica.** El campo Yariguí-Cantagallo, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta una longitud aproximada de 7 km por 2 km de ancho, para un área total de 14 km<sup>2</sup>.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

Las zonas de cordilleras se encuentran separadas de la zona del valle al Este por la Falla de La Salina y el sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), y al Oeste por la Falla de Palestina (Cordillera Central). La Falla de rumbo de Ibagué constituye su límite Sur, y una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental en las cercanías de Aguachica, Cesar, se considera como su límite Norte con el Valle Inferior del Magdalena.

La cuenca está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos, cuya edad va desde el Jurás-Triásico al reciente.

Son varios los trabajos que pretenden explicar el origen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los cuales se pueden agrupar en dos tendencias marcadas, la primera lo atribuye a un graben, limitado en sus flancos por fallas normales y la segunda lo atribuye a un semigraben limitado en su flanco Este por fallas de cabalgamiento y en su flanco Oeste por fallas normales.

En la actualidad se considera más aceptable una hipótesis que concilia los dos postulados anteriores, en el que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos pre-Eocénicos, producto de un ciclo orogénico Cretáceo-Paleoceno; y en segundo lugar un evento compresivo, representado por fallas inversas y estructuras anticlinales y sinclinales, producto de la Orogénia Andina.

Geológicamente, la Cuenca ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios. En un principio actuó como una zona de “*Rift*” (durante el Triásico hasta comienzos del Cretáceo temprano), con una depositación principalmente molásica, continuó durante el Cretáceo como una cuenca “*Back Arc*” detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación marina. A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (Maestrichtiano-Paleoceno) la sedimentación pasó a ser continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluvio-deltaíca). Un fuerte período de erosión se extiende desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio en toda la cuenca, borrando en algunos puntos la totalidad de la secuencia Cretácea. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio. Después de este episodio se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo “*Foreland*”, evento que se ha subdividido en dos etapas. La primera etapa se conoce como *Foreland* Preandino Temprano abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Superior y la segunda etapa se conoce como *Foreland* Preandino Tardío desde el Oligoceno Temprano hasta el Mioceno Medio. Finalmente durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica de antiguas fallas normales y un desplazamiento de las fallas ya invertidas durante el evento del Cretáceo Superior-Paleoceno. En general las estructuras asociadas a esta etapa tienen una dirección Norte Sur. Durante esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca intramontana de una fase de *Foreland* Andino.

**1.2.2. Estratigrafía.** El campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en la sección Nor-occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del campo Cantagallo). La columna

estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente del campo La Cira. En la Figura 3 se observa la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

- **Formaciones Productoras:** en el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, sólo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés:

- **Formación Real:** compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.
- **Formación Colorado:** formación compuesta por la denominada unidad **Arenas A**, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas y La Cira *shale* que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

- **Formación Mugrosa:** con base en las propiedades de los registros eléctricos se divide en cuatro miembros informales de base a techo así: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa”.

Las “**Arenas B3**” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas *grauwáticas* con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “Arenas C” de la Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.

- **Formación La Paz:** contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

**Arenas C.** Constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubica entre las “Arenas Cantagallo” en la base y las “Arenas B” de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las “Arenas B” es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas

**Arenas Cantagallo (CG).** Principal horizonte productor, constituido por areniscas *grauwáticas*, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft. Su contacto inferior con la formación Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional

bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes “Arenas C” es concordante y está dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

**1.2.3. Estructura del Yacimiento.** La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinial buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8 (Figura 4).

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla. Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical (comprobado en el pozo YR-71) y presenta desplazamientos variables de hasta 7000 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Cáceres, et al, 1976. Informe ECOPETROL No. 517

Figura 3. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
T E R C I A R I O	Q	GRUPO MESA (Tpm)			
	PLEISTOCENO PLIOCENO				
	M I O C E N O		GRUPO REAL (Tmr)		
	O L I G O C E N O		FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale	
Arenas A0					
Arenas A1					
Arenas A2					
Arenas A3					
FM. MUGROSA (Tom)			Arenas B0		
			Arenas B1		
			Arenas B2		
			Arenas B3		
			Arenas C		
E O C E N O	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo			
C R E T A C E O	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)			
	CONIACIANO				
	TURONIANO				
	APTIANO				
	A L B I A N O	FORMACION SIMITI (Kis)			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kit)			
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)			
	H A U T E R I V I A N O	FORMACION ROSABLANCA (Kirb)			
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kita)				
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)				

Fuente: ECOPETROL S.A.

El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva una dirección Suroeste – Este – Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno Medio - Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que cortan el monoclinal en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

### 1.3. INFRAESTRUCTURA Y DE PRODUCCION<sup>3</sup>

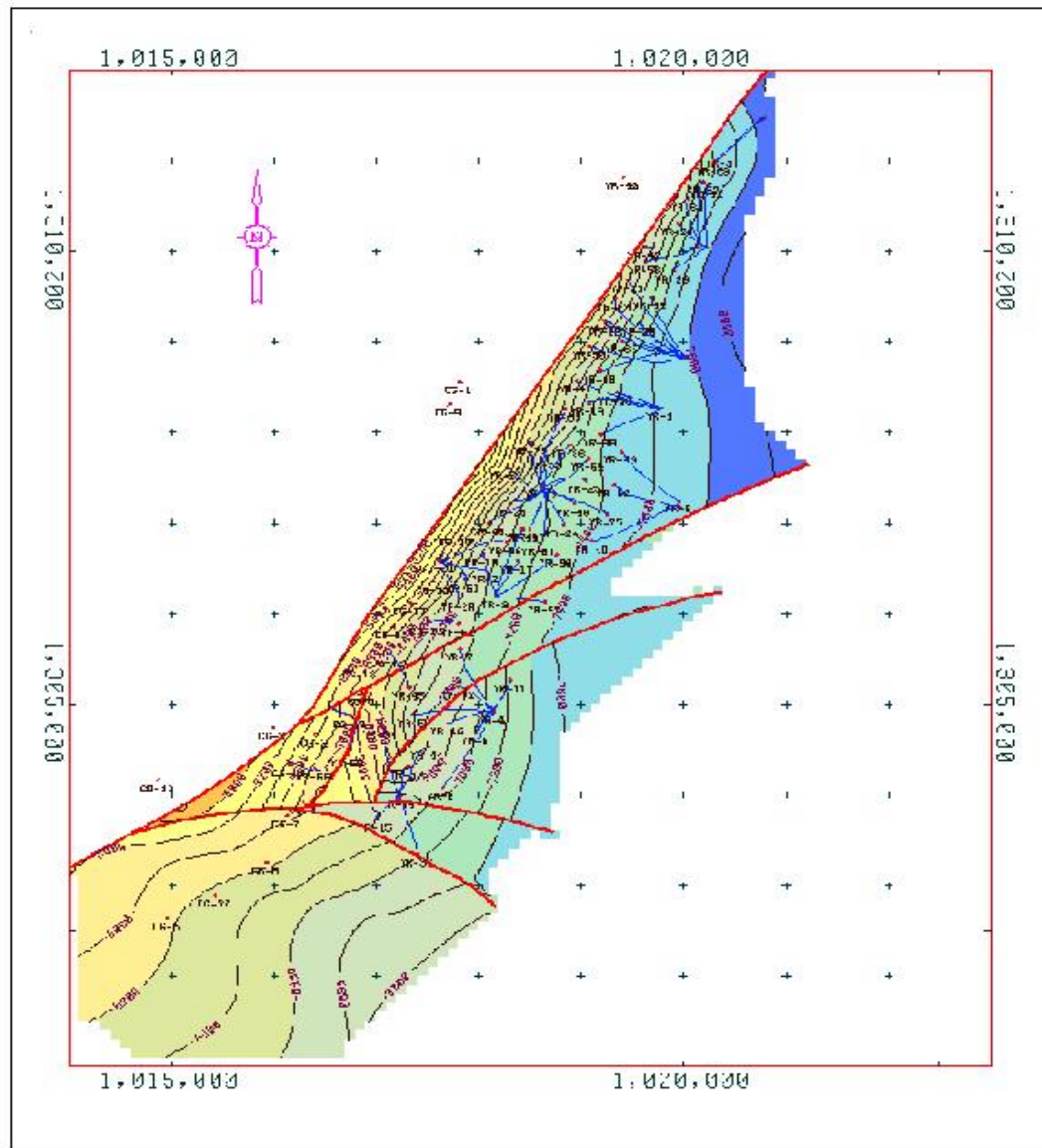
**1.3.1. Historia de Producción.** El desarrollo del campo comprende tres periodos: el primero desde cuando se inició la explotación en 1943 hasta 1951 cuando se suspende la perforación bajo la administración de la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, el segundo desde 1951 cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la Compañía Shell Cóndor hasta 1974 y la tercera desde 1974 en adelante cuando las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inicia un programa para reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños irreparables.

El mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de los bloques en que está dividido el campo. Los estudios adelantados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el bloque 4 y en la parte norte del bloque 5.

---

<sup>3</sup> Arias, L. Departamento de operaciones Cantagallo

Figura 4. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás bloques.

Con base en las pruebas PVT tomadas en el campo, el yacimiento principal, arenas Cantagallo (arenas CG), originalmente se encontraba subsaturado a

una presión de 3250 psi y con una relación gas-aceite de 330 scf/stb, la presión de burbuja se estima en 3015 psi. La gravedad del crudo producido está entre 12 y 21 °API, con una viscosidad promedio de 30 cps a condiciones de yacimiento.

En el campo se han perforado 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 15, 3, 2, 19, 5, 18, 17 y YR-66, 58, 23, 13, 3, 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia Cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bopd de 23 °API en las pruebas iniciales en el miembro Salada. De los 94 pozos perforados, 75 pozos fueron productores comerciales y 19 se abandonaron (por problemas mecánicos durante la perforación, por estar perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo o por ser declarados productores no comerciales).

Actualmente hay 70 pozos productores activos. La producción promedio es de 9500 bopd de 20 °API, 3400 Kcf de gas y 3400 bwpd para un BSW de 25%. El cuadro 1 resume la producción actual por pozo para todo el campo.

Cuadro 1. Potenciales de producción por pozo campo Yariguí-Cantagallo

No	POZO	S. PROD	ARENA	BLOQUE	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
2	CG-06	BM	CCG	3	55	5.0	52	255	13.3
3	CG-13	BM	CCG	5S	100	8.0	92	670	61.6
4	CG-14	BM	CG	2	40	10.0	36	1524	54.9
5	CG-15	BM	BCG	5S	70	0.5	70	2325	161.9
6	CG-17	BM	BC	5S	199	0.5	198	150	29.7
7	CG-18	BM	CCG	5S	80	5.0	76	320	24.3
8	CG-21	BM	BC	5C	15	12.0	13	790	10.4
10	CG-23	BM	CG	5S	282	1.0	279	450	125.6
11	CG-24	BM	CG	5S	255	0.1	255	90	22.9
12	CG-25	BM	CG	5S	256	17.0	212	124	26.3

No	POZO	S. PROD	ARENA	BLOQUE	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
13	YR-01A	BM	CCG	5N	15	100.0	0	2640	0.0
14	YR-02A	BM	BC	5S	124	2.0	122	220	26.7
16	YR-04	BM	C	4	45	8.0	41	280	11.6
17	YR-05	BM	CCG	3	30	8.0	28	460	12.7
20	YR-13	BM	CCG	5C	260	25.0	195	376	73.3
21	YR-14	BM	CCG	4	80	30.0	56	391	21.9
22	YR-15	BM	C	2	15	9.0	14	439	6.0
23	YR-16	BM	CCG	5N	70	16.0	59	630	37.0
24	YR-17	BM	C	5C	80	15.0	68	1100	74.8
25	YR-18	BM	CCG	5C	300	7.0	279	80	22.3
26	YR-19	BM	CCG	5C	71	14.0	61	1383	84.4
28	YR-21	BM	CCG	5N	180	60.0	72	200	14.4
29	YR-23	FN	BC	5C	50	0.5	50	205	10.2
30	YR-24	BM	CCG	5C	200	60.0	80	252	20.2
31	YR-25	BM	CCG	5C	80	1.5	79	520	41.0
32	YR-26	BM	CCG	5C	210	6.0	197	492	97.1
33	YR-27	BM	C	5C	15	1.2	15	100	1.5
34	YR-28	BM	CCG	5C	85	5.0	81	1080	87.2
35	YR-29	BM	CCG	5C	90	4.0	86	860	74.3
37	YR-34	BM	CCG	3	44	10.0	40	2691	106.6
38	YR-35	BM	C	5N	301	15.0	256	200	51.2
41	YR-38	BM	CCG	5C	42	26.0	31	420	13.1
42	YR-39	BM	CCG	5N	70	3.0	68	728	49.4
44	YR-42	BM	CCG	5N	344	29.0	244	680	166.1
45	YR-43	BM	CCG	5C	15	46.0	8	920	7.5
47	YR-45	BM	C	3	60	19.0	49	404	19.6
48	YR-46	BM	CG	5C	150	0.5	149	180	26.9
49	YR-47	BM	CCG	5C	170	38.0	105	215	22.7
50	YR-49	BM	CCG	5C	65	7.0	60	450	27.2
51	YR-51	BM	CG	5S	120	49.0	61	150	9.2
52	YR-52	FN	B	5C	160	0.9	159	35	5.5
53	YR-53	BM	BCCG	5C	250	0.4	249	168	41.9
54	YR-54	BM	CCG	5C	75	30.0	53	391	20.5
55	YR-55	BM	CCG	5N	150	52.0	72	320	23.0
56	YR-56	BM	CG	5N	90	15.0	77	255	19.5
57	YR-57	BELEC	CG	4	1800	60.0	720	650	468.0

No	POZO	S. PROD	ARENA	BLOQUE	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
59	YR-59	BM	CG	5S	240	16.0	202	251	50.6
60	YR-60	BM	CCG	5C	97	70.0	29	400	11.6
61	YR-61	BM	CG	5C	150	60.0	60	325	19.5
62	YR-62	BM	CCG	5C	90	9.0	82	390	31.9
63	YR-63	BM	B	5N	66	10.0	59	652	38.7
64	YR-64	BM	CCG	5N	325	30.0	228	315	71.7
65	YR-65	BM	CCG	5N	135	2.0	132	350	46.3
66	YR-67	BELEC	CCG	5N	588	42.0	341	472	161.0
67	YR-68	BM	CCG	5N	240	0.2	240	460	110.2
68	YR-69	BM	C	5N	380	50.0	190	470	89.3
69	YR-70	BM	CG	4	1320	50.0	660	295	194.7
70	YR-71	BM	CCG	5N	560	0.3	558	302	168.6
71	YR-72	BM	BC	5N	725	0.5	721	249	179.6
72	YR-73	BELEC	CG	5N	674	3.0	654	267	174.6
73	YR-75	BM	BCCG	5N	380	0.9	377	250	94.1
74	YR-76	BM	BCCG	5N	550	2.0	539	245	132.1
75	CR-04	BM	CG	0	215	20.0	172	378	65.0
76	GZ-01	FN	CG	0	75	0.1	75	140	10.5
77	SO-02	BM	CG	0	12	0.5	12	0	0.0

Fuente: ECOPETROL S.A.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico y bombeo hidráulico.

La explotación de los yacimientos se llevó a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG", sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales se cañonearon adicionalmente las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la

declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% se han completado en arenas “C”.

**1.3.2. Estaciones de recolección.** La Coordinación de Producción Cantagallo cuenta con cinco (5) estaciones de recolección: Estación Auxiliar, Estación Isla 4, Estación Cristalinas, Estación Garzas y Estación Sogamoso. El crudo producido en el Campo Sogamoso es transportado directamente a la Estación Galán en Barrancabermeja. En total se tiene una capacidad de almacenamiento en las cinco (5) estaciones de 30450 bls distribuidos en 12 tanques de diferentes capacidades.

Con excepción del crudo del Campo Sogamoso, el crudo recolectado en las estaciones es transportado a través de oleoductos y cruces subfluviales hasta la Planta de Deshidratación, localizada en el sector oriental del Campo. La planta cuenta con cinco (5) tanques de proceso con una capacidad de almacenamiento de 35000 bls, además de tres (3) tratadores térmicos.

El crudo fiscalizado es almacenado en tres (3) tanques con una capacidad de 100000 bls de donde es bombeado a la Estación Ayacucho (ubicada en el municipio de La Gloria, Cesar) o hacia la refinería de Barrancabermeja.

Las Estaciones de Cristalinas y Garzas recogen la producción de los pozos CR-04 y GZ-01 respectivamente, por medio de un separador bifásico se separa el gas en solución, el crudo va a un tanque de almacenamiento de donde es tomado por una bomba para ser enviado a la Planta de Tratamiento de crudo.

- **Estación Auxiliar:** ubicada en el sector Sur - Oriental del campo, recibe la producción de 24 pozos para una producción de 5252 bpd de crudo con un contenido de agua cercano al 40% y 1446 Kscfd de gas asociado.

Tiene una capacidad de almacenamiento de líquido de 9000 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico de 3000 bls.

El envío de crudo desde la estación hacia la Planta Deshidratadora, se realiza con una de las dos bombas disponibles para realizar ese servicio, cada una con capacidad de bombeo de 260 bph y presión de operación de 400 psi. El bombeo se lleva a cabo en forma discontinua (8 horas diarias aproximadamente) tiempo suficiente para evacuar la producción diaria recolectada en la estación.

- **Estación Isla 4:** la estación Isla 4 recibe la producción de 25 pozos del campo Yariguí ubicados en las Islas 2, 3 y 4 para una producción de 3702 bopd, 481 bwpd y 911 Kscfd de gas asociado.

Tiene instalada una capacidad de almacenamiento de 14800 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico con capacidad de 10000 bls, 4300 bls y 500 bls, respectivamente. La producción de líquido se despacha hacia la Planta deshidratadora de forma discontinua (8 horas aproximadamente) con una de las bombas disponibles para tal fin, cada una con capacidad de 260 bph y presión de operación de 250 psi.

El despacho de la producción de la estación auxiliar e isla 4 hacia la Planta deshidratadora no se realiza al tiempo sino de forma alternada para evitar sobrepresionar el oleoducto.

**1.3.3. Planta deshidratadora.** En la misma área de la estación de recolección Isla 6 se encuentra ubicada la Planta de Tratamiento de crudo, cuyo objetivo es el de procesar la mezcla de crudos de los campos Yariguí y Cantagallo para obtener las especificaciones de calidad en cuanto a

contenido de BSW y de sal. Una vez tratado el crudo, se cuantifica la producción neta y se transporta por oleoducto hasta la estación Ayacucho ó la refinería de Barrancabermeja.

La planta de tratamiento de crudo está conformada por cinco tanques de proceso, dos de 10000 bls y tres de 5000 bls con capacidad total actual de 35000 bls y tres tratadores térmicos.

**1.3.4. Planta Compresora.** La planta compresora de gas se encarga de comprimir el gas proveniente de los campos Yariguí – Cantagallo para enviarlo a la Planta de *turbo expander* en la refinería de Barrancabermeja.

El gas libre que se produce a través de los anulares de los pozos con bombeo mecánico, es conducido a unos colectores de donde pasa a un depurador para luego conectarse con los gasoductos troncales y ser conducido, junto con el gas disuelto, a la Planta Compresora.

El gas en solución es recolectado en las estaciones a una presión promedio de 30 psi, la cual es suficiente para que llegue hasta la Planta Compresora.

La planta tiene una capacidad de compresión de 7.2 Mscfd distribuido en tres compresores *AJAX DP- 600* con capacidad de 2.43 Mscfd cada uno.

El gas comprimido en la planta también alimenta las redes de gas domiciliario del Municipio de Puerto Wilches y los corregimientos de Puente Sogamoso, El Pedral y Kilómetro Ocho.

**1.3.5. Estación de Bombeo.** Para la operación del bombeo de crudo fiscalizado, se dispone en el Campo Yariguí – Cantagallo de una estación de bombeo, la cual tiene instalada una capacidad de despacho de 43200 bpd,

por medio de cuatro bombas quíntuples, las cuales manejan un volumen de 450 bph cada una, con una presión de operación de 1250 psi y una temperatura de operación de 110 ° F, accionadas por motores *Caterpillar* a diesel y a gas, con 600 HP de potencia cada uno.

Para el almacenamiento de crudo fiscalizado se dispone de tres tanques soldados de techo cónico, dos de ellos con capacidad de almacenamiento de 40000 bls cada uno y uno de 20000 bls. Dichos tanques no poseen instrumentación, su drenaje se hace manualmente y su fiscalización se hace por medio de cinta métrica.

#### 1.4. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL<sup>4</sup>

En los primeros años en el campo Cantagallo, entre 1944 y 1964, los pozos produjeron por flujo natural, mecanismo en el cual la presión del yacimiento es suficientemente alta para que el crudo suba a superficie en forma espontánea. El 56 % de los pozos productores (44 pozos) lo hicieron por este mecanismo durante algún tiempo (13 % de la vida productiva del Campo).

Una vez la energía del yacimiento no fue suficiente para que los pozos fluyeran se hizo necesario implementar métodos de levantamiento artificial. El sistema utilizado inicialmente fue *gas lift*, el cual consiste en inyectar gas natural producido a alta presión dentro de la columna de fluidos del pozo para alivianarla (reducción de densidad), causando una caída de presión en la columna permitiendo que suba a superficie. Desde finales de 1954 hasta 1984 se utilizó este sistema en el 28 % de los pozos productores (22 pozos).

---

<sup>4</sup> ROJAS, CLÍMACO E. Y SIERRA, EDER. Estudio de factibilidad del reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo – Yariguí

El *gas lift* requiere de grandes cantidades de gas, razón por la cual al no disponer de ellas se hizo necesario utilizar otro método de levantamiento. El sistema de bombeo mecánico o convencional es el más aplicado en los campos, debido a su flexibilidad, bajo costo de operación y mantenimiento. El principio de operación de este sistema es el accionar de una bomba de desplazamiento positivo ubicada en el fondo del pozo, mediante una sarta de varillas que le transmiten el movimiento oscilatorio generado en una unidad en superficie. En el campo se ha utilizado durante toda la vida productiva en el 91 % de los pozos productores.

El sistema de levantamiento artificial de crudo, mediante bombeo hidráulico se implementó en el campo Yariguí-Cantagallo desde el año 1972, en los pozos con desviaciones severas, relativa profundidad (mayores de 8000 ft) y altos volúmenes de producción (mayores de 500 bopd). El sistema utilizado en el campo fue el "tipo pistón de bomba libre" en el cual la energía que opera la bomba de subsuelo es transmitida hidráulicamente mediante la inyección de un fluido motriz, en este caso crudo producido y tratado. El sistema de fluido de potencia utilizado es el "abierto", es decir que el fluido de potencia (motriz) se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo y retorna por la misma vía a superficie, donde se hace la separación y el tratamiento. El fluido motriz constituye la parte esencial del bombeo hidráulico y por tanto requiere un tratamiento especial que incluye control de sólidos (menor de 15 ppm. con tamaños menores de 15 micras), BSW (menor de 3%) y salinidad (menor de 12 pptb)

Este sistema se utilizó en el campo en el 40 % de los pozos productores (31 pozos).

Debido a la baja eficiencia de bombeo en pozos de bombeo hidráulico con alto GOR (mayor de 300 scf/stb), en 1993 se instaló sistema de venteo de

gas en 10 pozos. Este sistema contempla la instalación de una sarta de tubería adicional para el venteo del gas en el fondo, evitando que pase a través de la bomba de subsuelo.

A partir de 1994, desde la implementación del bombeo hidráulico con venteo de gas, los consumos de fluido motriz se incrementaron sustancialmente debido a la complejidad del conjunto de subsuelo con doble sarta y conexiones que facilitan las fugas del crudo inyectado hacia el pozo, tales como la conexión del *Stinger* con la cavidad, cuyos sellos de caucho fallan frecuentemente.

Debido a lo anterior, los altos costos de operación y mantenimiento, se elaboró y presentó un Proyecto de Inversión para la conversión de pozos de Bombeo Hidráulico a Bombeo Mecánico, utilizando sartas de bombeo de mayor resistencia a la tensión ( grado D ), centralizadores de varillas para minimizar los desgastes por fricción y filtros de subsuelo tipo *Stanley* para el control de la producción de finos. Cabe anotar que previa a la aprobación de este proyecto, a mediados del año 1997 se convirtieron los pozos CR-4, YR-25 y YR-26 debido a que presentaron excesivo consumo de fluido motriz por daños en el conjunto de subsuelo. Los anteriores trabajos sirvieron de piloto, y de esta manera en la búsqueda de un sistema de levantamiento artificial más eficiente, permitieron justificar la viabilidad técnica y económica de la implementación del Sistema de Bombeo Electrosumergible, proyecto que se ejecuta en la actualidad.

## 2. EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE<sup>5</sup>

### 2.1. DEFINICIÓN

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial de fluidos donde una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie.

El sistema de bombeo electrosumergible es considerado como un efectivo y económico medio para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades y bajo una amplia variedad de condiciones de pozo.

### 2.2. COMPONENTES – DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO

Un sistema de bombeo electrosumergible está dividido en dos secciones: un equipo de superficie y uno de fondo.

#### 2.2.1. Equipo de Superficie. Dentro de este tenemos:

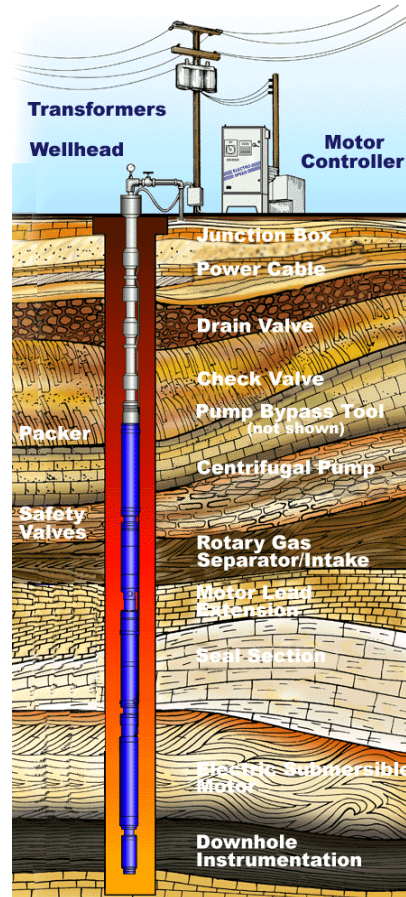
- **Cabezal de Pozo:** sirve para sostener todo el equipo de fondo (motor, sello, bomba, cable), así como la tubería de producción y además permite pasar a través del mismo el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal de boca de pozo debe estar equipado con un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo. Se dispone de varios métodos diferentes de sellado, de los distintos

---

<sup>5</sup> CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger.

proveedores de cabezales. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi, o más.

Figura 5. Instalación típica de un bombeo electrosumergible



Fuentes: BAKER HUGHES - CENTRILIFT

- **Fuentes de Energía:** se debe contar con instalaciones eléctricas que satisfagan las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial. Para cumplir con estas necesidades se debe tener:

- Disponibilidad del voltaje primario.
- Frecuencia
- Capacidad de potencia instalada.

El principal medio para la generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

➤ **Transformadores:** la distribución de la potencia eléctrica a los campos petrolíferos es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, es requerida una transformación de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

Tipos de Transformadores: el tipo de transformador requerido depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie.

➤ **Transformador Reductor (SDT):** se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.

➤ **Transformador elevador (SUT) – Autotransformador:** incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente. Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

➤ **Controladores de Frecuencia:** la flexibilidad del sistema de bombeo electrosumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia

de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación.

Comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 120 Hz (banco de prueba); es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia de operación. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor. Otros beneficios que presenta el variador de frecuencia son el extender la vida del equipo de fondo mediante un arranque y apagado lento y la opción de controlador automático de velocidad.

➤ **Caja de Venteo:** está localizada entre la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Cumple una función básica que es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia; es un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo, además es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

**2.2.2. Equipo de Fondo.** Consta de las siguientes partes:

- **Motor eléctrico sumergible** (Ver figura 6.). Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de ardilla y de tipo inducción.

Está diseñado de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica. Los voltajes de diseño y operación de estos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios ó tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje pueden ir desde 17 hasta 110 Amp y la potencia necesaria es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

El motor está constituido de un rotor usualmente de 12 a 18 in de longitud y se encuentra dispuesto a lo largo de un eje que es recubierto por un estator que genera un campo magnético al inducirse corriente. Un solo motor puede alcanzar 33 ft de longitud y llega a desarrollar una potencia de 750 HP.

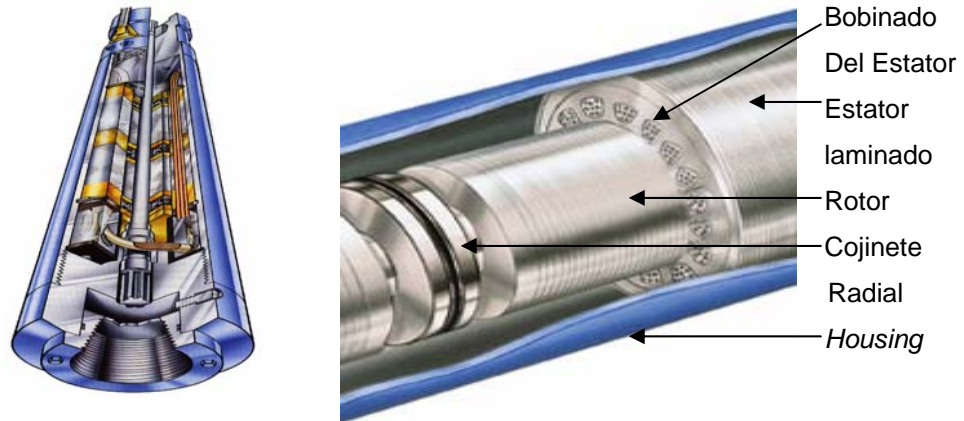
El estator está compuesto de un grupo de arreglos de electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro. Cuando no hay movimiento físico del estator, en su lugar se produce movimiento eléctrico creado por un cambio progresivo de polaridad de los polos de éste, de tal manera que se combina con un campo magnético rotatorio.

El rotor está también compuesto por un grupo de electroimanes en un cilindro revestido por los polos del estator; rota simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator.

**Sello protector.** La sección sellante (figura 7.) conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas. Dentro de sus funciones están: Evitar que el fluido del pozo contamine el fluido dieléctrico del motor, absorber esfuerzos que transmite el eje de la bomba, absorber la expansión del aceite.

dieléctrico de los motores debido a la temperatura, igualar la presión anular del revestimiento con la presión interna del fluido dieléctrico del motor, permitiendo a la vez una comunicación de presiones.

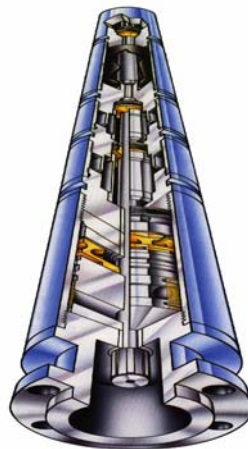
Figura 6. Motor Sumergible y sus componentes básicos



Fuente: SCHLUMBERGER

- **Entrada a la Bomba (*Intake*).** Es un ensamblaje mecánico a través del cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba. También sirve para darle soporte al rodamiento que absorbe los esfuerzos axiales que transmite el eje.

Figura 7. Sección Sellante.



Fuente: SCHLUMBERGER

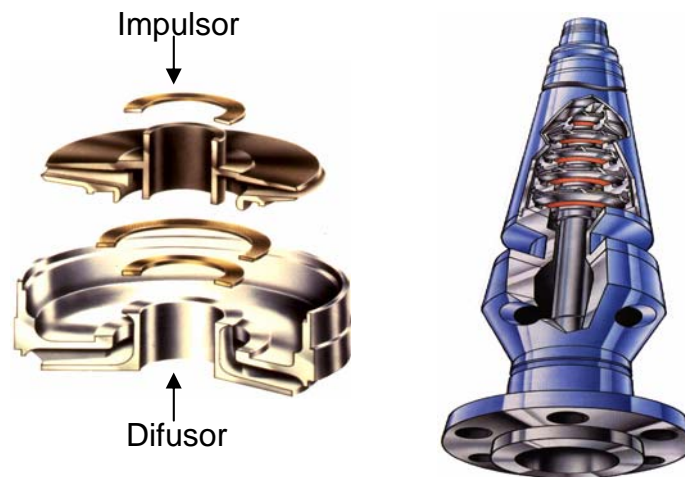
- **Bombas Centrífugas.** Están conformadas por un determinado número de etapas y cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma; el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar.

Las bombas electrosumergibles (Figura 8) son centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor que rota a gran velocidad y le imparte una moción rotatoria al líquido. La moción impartida por el impulsor al líquido es de dos tipos:

- Radial; debida a los esfuerzos centrífugos; el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor.
- Tangencial al diámetro exterior del impulsor.

La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

Figura 8. Bomba Centrífuga.



Fuente: SCHLUMBERGER

➤ **Clasificación de las Bombas:** según el tipo de flujo pueden ser *radiales* (Diseñada para flujos pequeños, el impulsor descarga el flujo en dirección radial) o *mixtas*. Según sus etapas se clasifican en: Bombas *compresoras o de etapas fijas*; son utilizadas a medida que el diámetro de la bomba aumenta alrededor de 6 in, los impulsores son asegurados en dirección radial y el empuje no es absorbido por la fricción del impulsor contra el difusor. Como resultado el cojinete del sello debe soportar el empuje de los impulsores y del eje de la bomba, ó *bombas con etapas flotantes* donde el impulsor puede flotar libremente sobre el eje y el empuje de cada impulsor es absorbido por unos cojinetes ubicados en el difusor. Por lo tanto el cojinete del sello únicamente debe absorber el empuje del eje de la bomba. La ventaja de este diseño es que pueden emplearse numerosas etapas sin tener que ajustar los impulsores axialmente en el eje teniendo demasiado cuidado en el alineamiento. Cuando el impulsor se opera a una capacidad mayor que la de diseño mostrará desgaste por empuje ascendente (*“Upthrust Wear”*) y cuando se opera la bomba a una capacidad menor que la de diseño se producirá desgaste por empuje descendente (*“Downthrust Wear”*). Por estas razones las bombas deben operarse en un cierto rango de capacidad para obtener unas condiciones óptimas de desgaste de los impulsores y del cojinete del sello, al operar la bomba en este rango el desgaste será minimizado. La tasa de descarga de la bomba electrosumergible depende de la velocidad rotacional (rpm), el tamaño y el diseño del impulsor, el número de etapas, la cabeza dinámica contra la cual la bomba se opera y las propiedades físicas del fluido bombeado. La cabeza dinámica total de la bomba es el producto del número de etapas y la cabeza generada por cada etapa.

- **Cable de Potencia.** La potencia es transmitida al motor electrosumergible por una línea de cable eléctrico trifásico que va adherido a la tubería de producción, este cable debe ser pequeño en diámetro (depende de la

potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2, No. 4 ó No. 6) y debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo.

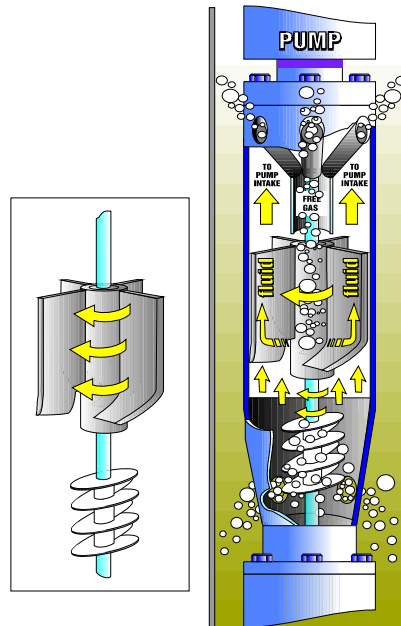
La selección del tipo de cable está basada principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio, de lo contrario se debe utilizar un cable de configuración plana.

- **Separador de Gas Rotativo.** El separador de gas ( figura 9) conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alto GOR (mayor o igual al 200 scf/stb) ya que reduce la cantidad de gas libre al pasar por la bomba. Utiliza fuerza centrífuga para separar el gas libre del fluido que entra a la bomba. El fluido entra al separador y es forzado hacia una cámara centrífuga por la acción de un inductor y una columna de baja succión. Una vez en la centrífuga el fluido con alta gravedad específica es forzado hacia el exterior de la pared de la cámara rotatoria por fuerza centrífuga dejando cerca del centro el fluido de menor gravedad. El gas es separado por el divisor de fases y es vaciado de regreso al anular del pozo donde éste asciende.

- **Accesorios de Fondo.** Dentro de éstos encontramos:

- **Válvula cheque:** localizada dos o tres uniones por encima de la bomba, puede ser usada para mantener la tubería llena de fluido cuando se para la bomba, evitando el giro invertido de la misma, y protegiéndola de daños en casos de re arranque del motor después de lapsos cortos de tiempo.

Figura 9. Separador de Gas Rotativo.



Fuente: SCHLUMBERGER

- **Válvula de Drenaje:** localizada por encima de la válvula cheque, se usa para permitir el paso del fluido desde la tubería de producción hacia el anular, cuando se saca tubería, para evitar tubería llena durante reparaciones.
  
- **Cable plano o extensión al motor:** se usa para hacer la conexión desde la bomba a través de separador de gas y sello hasta el motor, donde hay limitaciones de diámetro.
  
- **Centralizadores:** son usados para centrar el motor y la bomba, facilitar el enfriamiento y en algunos casos prevenir daños debido al rozamiento durante la instalación. Se usan especialmente en pozos desviados.
  
- **Bandas de cable plano:** se usan para fijar el cable plano a la bomba, el separador de gas y el sello, colocando una sección cada 6 ft.

### 2.3. ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS

Luego de revisar el conjunto electrosumergible, es evidente que la totalidad del equipo a instalarse en subsuelo necesariamente tendrá que ser adquirida a través de la compañía proveedora (en este caso, Reda de Schlumberger).

Ahora bien, para las facilidades eléctricas requeridas en superficie ( figura 10.) se tiene que los componentes del sistema son:

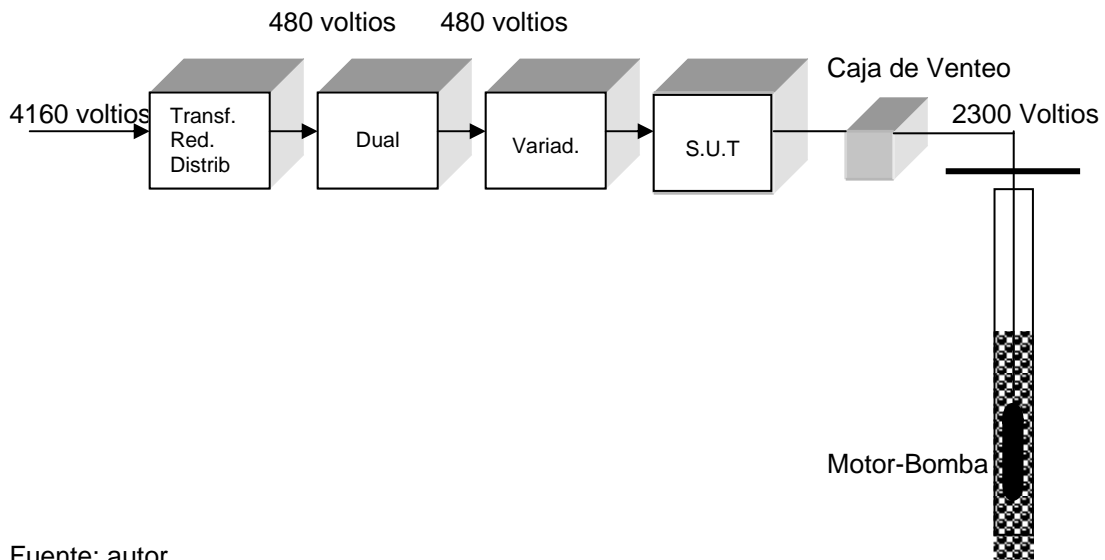
- **Transformador de distribución:** es el transformador que se encuentra en cada subestación, transforma la media tensión (4.160 voltios) a 460 voltios AC. Este equipo no se requiere pedir para la implementación del BES en el campo Yariguí-Cantagallo pues ya está instalado; la red de distribución es de 480 voltios para todos los pozos.
  
- **Transformador Dual:** su función es adecuar la señal de tensión a aplicar al Controlador de Frecuencia (Variador). La relación de tensión es 1:1, es decir recibe 480 voltios y entrega 480 voltios. Para el caso de Cantagallo se requiere sólo si se utilizan variadores de velocidad de 12 pulsos (más costosos). Si se tomara la decisión de utilizar variadores de 6 pulsos no se requiere del transformador dual. La diferencia entre el variador de 12 pulsos y el de 6 pulsos, son los armónicos (ruido) inducidos en línea y el costo.
  
- **Variador de velocidad:** controlador de Frecuencia Variable. Es el equipo que ejerce el control sobre la bomba de fondo permitiendo variar las pm. de la bomba de subsuelo mediante la variación de la frecuencia desde el variador. Su capacidad en KVA va de acuerdo al dimensionamiento del conjunto motor - bomba de subsuelo, que a su vez depende de los

cálculos de los ingenieros de yacimientos y producción. Requerido para la puesta en marcha del sistema BES.

- **Transformador (SUT):** *Step Upper Transformer*. Sistema elevador de tensión. Su función es entregar el nivel de tensión al motor acoplado a la bomba de subsuelo. Los niveles de tensión aplicados son del orden de los 2300 voltios (particularmente para el caso de este campo). La capacidad del SUT en KVA se determina de acuerdo a los cálculos de potencia requerida por el motor de fondo. Requerido para la aplicación.
- **Equipo periférico asociado:** se hace necesario instalar los equipos requeridos en caseta, protegidos contra lluvia y sol; además se hace necesaria una caja de venteo para la disipación de gases del pozo hacia superficie, evitando así situaciones riesgosas (explosivas).
- **Base de concreto y malla a tierra:** dada la condición anterior, la caseta debe ser construida sobre una base de concreto (o tipo patín) con su respectiva malla a tierra y pararrayos para protección de los equipos.
- **Energía eléctrica:** el consumo de una unidad de bombeo mecánico convencional con motor *Econopac* tamaño 4 (usadas en el campo) es de 60 HP aproximadamente. El consumo de energía de un sistema BES es 4 veces mayor al de una unidad convencional aproximadamente (240 HP). Esto se debe evaluar y compensar con los volúmenes de crudo bpd a incrementar. Se debe tomar nota de esto para subsidiar las cuentas de energía presupuestadas por incrementos del sistema BES.
- **Mantenimiento, Disponibilidad de equipos y capacitación del personal:** se requiere tener un contrato de mantenimiento que incluya repuestos y atención inmediata (*runnig & pulling*) debido a la producción

diferida que se causa en caso de una parada por daño en fondo o problemas de pozo.

Figura 10. Componentes eléctricos en superficie sistema BES



Fuente: autor

Parte importante de este ítem es el hecho de exigir capacitación básica por parte de la compañía prestadora del servicio hacia el personal de la operadora para atenciones inmediatas al sistema. Además, la compañía de servicios deberá comprometerse con un tiempo mínimo de entrega de equipos similares en el menor tiempo posible.

### 3. DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO<sup>6</sup>

#### 3.1. DATOS BÁSICOS

El diseño de un sistema de bombeo electrosumergible, no resulta una tarea difícil bajo la mayoría de condiciones, particularmente si los datos disponibles son confiables. De esta manera, si la información (especialmente la pertinente a la capacidad del pozo) es pobre, el diseño resultará marginal. Malos datos resultan en bombas no aplicables y operaciones costosas. Una instalación mal diseñada podría operar por fuera del rango recomendado, sobrecargar el motor, crear una caída de presión rápida que ocasionaría daño a la formación o no entregaría la producción deseada.

La siguiente es una lista de los datos requeridos:

- **Datos del pozo:** diámetro del *casing*, del *tubing*, intervalo de perforaciones, profundidad de la bomba.
  
- **Datos de producción:** presión de descarga en cabeza de pozo, régimen actual de producción, nivel dinámico de fluido y presión de entrada de la bomba, nivel estático de fluido y presión estática de fondo de pozo, temperatura de fondo, relación gas – petróleo (GOR), porcentaje de agua.
  
- **Condiciones del fluido en el pozo:** gravedad específica del fluido, presión de burbuja, viscosidad del petróleo, gravedad del gas.

---

<sup>6</sup> MANUAL DE DISEÑO DE EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES. Centrilift.

- **Fuentes de Energía:** voltaje primario disponible, frecuencia, capacidad de las fuentes de energía.
- **Posibles problemas:** arena, deposiciones, corrosión, parafina, emulsión, gas y restricciones de temperatura.

### 3.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Este es uno de los pasos más importantes en el diseño de una instalación de bombeo electrosumergible. Se debe determinar o estimar la productividad del pozo a la profundidad de operación de la bomba; este régimen de bombeo no debe producir una condición de agotamiento de nivel, ni tampoco un excesivo nivel de fluido sobre la bomba, la cual debe fijarse por encima del intervalo productor, ya que el motor está diseñado para ser enfriado por el paso de fluido en el pozo.

El régimen de producción se puede determinar usando una variedad de métodos. Si la presión dinámica del pozo ( $P_{wf}$ ) es mayor que la presión de burbuja ( $P_b$ ), se usa el método de índice de productividad (IP). Si  $P_{wf}$  es menor que  $P_b$ , en un flujo multifásico, entonces se debe usar el método de *Vogel IPR (Inflow Performance Relationship)*.

- **Índice de Productividad (IP):** cuando  $P_{wf}$  es mayor que  $P_b$ , el flujo de fluido es similar al flujo de una sola fase, y la curva de comportamiento de afluencia es una línea recta con pendiente  $J$ , dada por el IP.

$$PI = J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

Q = Caudal de producción de Fluidos

$P_r$  = Presión estática de reservorio

$P_{wf}$  = Presión dinámica al caudal Q

➤ **Curva IPR (*Inflow Performance Relationship*):** si  $P_{wf}$  es menor que  $P_b$ , resultando en un flujo multifásico, se debe usar el método del IPR.

Vogel desarrolló una curva de referencia adimensional que puede usarse para trazar la curva de IPR para un pozo en particular. La relación es dada por la siguiente ecuación:

$$Q_o \text{ max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad \text{Ec. 2}$$

### 3.3. CÁLCULOS DE GAS

Un pozo debe producirse con una presión de sumergencia superior a la de burbujeo, para mantener los gases en solución a la entrada de la bomba. Esto no es normalmente posible, por lo cual los gases deben separarse del líquido antes del *intake* para alcanzar una máxima eficiencia del sistema.

Es esencial determinar el efecto del gas en el volumen de fluido a bombear, a fin de seleccionar la bomba y el separador apropiados. Los siguientes cálculos dan un porcentaje de gas libre en volumen.

Si la relación gas en solución / petróleo ( $R_s$ ), el factor volumétrico del gas ( $B_g$ ), y el factor de volumen de formación de aceite ( $B_o$ ) no están disponibles entre los datos del reservorio, deben ser estimados. Cuando se conocen estos tres valores, se pueden determinar los volúmenes de petróleo, agua y gas, y calcular los porcentajes de cada uno.

### 3.3.1. Relación Gas en solución / petróleo ( $R_s$ )

$$R_s = Y_g \left( \frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

$Y_g$  = Gravedad específica del gas.

$P_b$  = Presión de burbujeo, en psi

$T$  = Temperatura de fondo, °F.

### 3.3.2. Factor Volumétrico del Gas ( $B_g$ )

$$B_g = 5.04 \frac{ZT}{P} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas (0.81 a 0.91)

$T$  = Temperatura de fondo de pozo en °Rankine (460 + °F)

$P$  = Presión de sumergencia en psi

El factor volumétrico del gas,  $B_g$  se expresa en barriles de reservorio/scf.

### 3.3.3. Factor volumétrico de formación del aceite ( $B_o$ )

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \left[ R_s \left( \frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + 1.25 * (T) \right]^{1.175} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

$Y_g$  = Gravedad específica del gas

$Y_o$  = Gravedad específica del petróleo

$T$  = Temperatura de fondo en °F.

El factor volumétrico de formación,  $B_o$ , representa el volumen incrementado que 1 barril de petróleo ocupa en la formación, comparado al volumen ocupado por un barril en el tanque de almacenamiento.

**3.3.4. Volumen total de fluidos.** Una vez determinados estos tres valores, los volúmenes de crudo, agua y gas libre pueden ser estimados y calculados en porcentaje.

El volumen de gas total (libre y en solución) es igual a:

$$GasTotal = \frac{GOR * BOPD}{1000} = Mcf \quad Ec. 6$$

El gas en solución a presión de sumergencia es igual a:

$$GasEnSolución = \frac{R_s * BOPD}{1000} = Mcf \quad Ec. 7$$

El gas liberado es igual a:

$$GasLiberado = GasTotal - GasEnSolucion . \quad Ec. 8$$

Los volúmenes de fluidos a condiciones de yacimiento se pueden calcular multiplicando el volumen obtenido en superficie por su respectivo factor volumétrico de formación; para el caso del agua, el volumen es el mismo que en los tanques de almacenamiento.

El volumen total de fluido ( $V_t$ ) es la suma de los volúmenes de gas, aceite y agua.

El porcentaje de gas libre a volumen total de fluidos puede ser calculado así:

$$\%Gas - libre = \frac{V_g}{V_t} \quad Ec. 9$$

### 3.4. ALTURA DINAMICA TOTAL

Consiste en determinar la altura de columna total requerida para bombear la capacidad deseada. La altura total a bombear se refiere a los pies de líquido bombeados y se calculan como la suma de: elevación neta del pozo, pérdida de carga por fricción en el *tubing* y presión de descarga en boca de pozo. La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$H = H_d + F_t + P_d \quad \text{Ec. 10}$$

Donde:

H = Columna total en pies; la altura de columna total entregada por la bomba, cuando se bombea el volumen deseado. Normalmente los cálculos y las curvas de comportamiento de las bombas están basados en agua, la cual tiene una gravedad específica de 1.0.

$H_d$  = Distancia vertical en pies entre la cabeza del pozo y el nivel de fluido estimado a la capacidad esperada.

$F_t$  = Pérdida de carga por fricción en *tubing*, en pies; la columna requerida para vencer las pérdidas por fricción en el *tubing*.

$P_d$  = Presión de descarga, en pies; la columna requerida para vencer la fricción en la tubería de superficie, válvulas y conexiones, y para vencer las variaciones de elevación entre la boca de pozo y la batería de tanques. Normalmente este valor se mide en psig en cabeza de pozo y debe convertirse en columna en pies.

### 3.5. TIPO DE BOMBA

Basándose en el supuesto régimen de producción de fluidos, y en la medida de *casing*, se debe seleccionar el tipo de bomba que (al régimen esperado de producción) operará dentro de un rango óptimo de caudales y con una alta eficiencia.

Cuando dos o más tipos de bombas tienen eficiencias similares al caudal deseado, la elección de la bomba se determinará con base a las siguientes condiciones:

- Los precios de las bombas y los correspondientes costos y tamaños de motores pueden variar en alguna medida. Normalmente, son más baratos los motores y bombas de mayor tamaño (serie). Por el contrario las bombas de alta eficiencia usualmente son más caras, pero tienen la ventaja de requerir menor potencia, reduciendo de esta manera los costos de energía.
- Cuando no se conoce la productividad del pozo, o no se puede determinar exactamente, se debe elegir una bomba con una curva característica de pendiente bien pronunciada. Si el caudal deseado cae a un punto para el cual dos tipos de bombas tienen aproximadamente la misma eficiencia, elegir el tipo de bomba que requiere el mayor número de etapas. Tal bomba producirá un caudal cercano al deseado, aún cuando la extracción sea sustancialmente mayor o menor que lo esperado.
- Si hay gas en el fluido producido, se puede requerir un separador de gas para alcanzar una operación eficiente. El caudal ajustado (luego de realizar cálculos de gas) afecta la selección de la bomba y el tamaño de los otros componentes del sistema.

- En pozos donde el fluido sea viscoso y/o tenga tendencia a emulsionarse, o en otras circunstancias extraordinarias, pueden ser necesarias algunas correcciones en las bombas, para asegurar una operación más eficiente.

### 3.6. TAMAÑO OPTIMO DE COMPONENTES

Los equipos están contruidos en varios tamaños y pueden armarse en distintas combinaciones. Estas combinaciones deben ser cuidadosamente analizadas para que operen el sistema de bombeo sumergible dentro de los requerimientos de producción, los límites de resistencia de materiales y los límites de temperatura.

Cuando se dimensionen los componentes, se debe consultar los cuadros y figuras acerca de combinaciones de equipos, límites máximos de carga y velocidad de fluido alrededor del motor en función del caudal, diámetro del *casing* y serie del motor.

### 3.7. CABLE ELÉCTRICO

Se dispone normalmente de cables eléctricos con conductores de medida 1, 2, 4 y 6. Estas medidas se ofrecen en configuraciones plana o redonda.

También se dispone de varios tipos de armadura y aislamiento, para protección contra fluidos corrosivos y condiciones severas. La selección del cable involucra la determinación de:

- **Medida del Cable:** la medida del cable depende de varios factores combinados, tales como el voltaje, amperaje y espacio disponible entre los collares del *tubing* y del *casing*.

- Se recomienda la selección de un cable de medida tal que nos de una caída de voltaje inferior a 30 voltios por cada 1000 ft, para una amperaje de motor y una temperatura de fondo determinadas.

➤ **Tipo de Cable:** la selección del tipo de cable está fundamentalmente basada en las condiciones del fluido, la temperatura de fondo, y limitaciones de espacio entre *casing* y *tubing*. Cuando no hay suficiente espacio en el anular para usar cable redondo, se recomienda usar cable eléctrico de configuración plana.

➤ **Longitud del Cable:** la longitud total del cable debe ser por lo menos 100 ft mayor que la profundidad de fijación de la bomba, a fin de poder hacer las conexiones de superficie lo suficientemente lejos de la cabeza de pozo por razones de seguridad.

### 3.8. ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL

En esta etapa del dimensionamiento es necesario tener muy en cuenta la selección adecuada de los equipos y accesorios de subsuelo (cable plano ó *flat cable*, guardas, bandas ó zunchos para cable, válvulas cheque y de drenaje, etc.) y de los componentes de superficie (Controlador del motor, transformadores). Adicionalmente, consideraciones acerca del cable de superficie (longitud, tamaño ó capacidad de conducción), del cabezal de pozo, de los equipos de servicio o equipos opcionales tales como sensores de fondo o sistemas de monitoreo automático de pozo deberán ser estudiados para establecer el mejor sistema a instalar. Remitirse a los catálogos y manuales de los diversos fabricantes es una buena alternativa para tomar recomendaciones útiles.

### 3.9. SISTEMA DE VARIACIÓN DE VELOCIDAD DE BOMBEO

El sistema electrosumergible puede ser modificado para incluir un controlador de frecuencia de manera que opere a un mayor rango de capacidad y eficiencia. Debido a que los motores de las bombas electrosumergibles son tipo inducción, su velocidad es proporcional a la frecuencia de la energía eléctrica suministrada. Mediante el ajuste de frecuencia se puede lograr mayor potencial para el empuje de fluidos.

El sistema de variación de velocidad puede ser analizado en términos de frecuencia variable o mantener la presión de cabeza constante.

- **Frecuencia Variable:** el efecto de variar la frecuencia puede ser visto mediante la preparación de nuevas curvas de capacidad de descarga a las frecuencias deseadas, basadas en la curva de desempeño de la una bomba a 60 Hz (generalmente conocida). Las curvas para frecuencias diferentes de 60 Hz pueden ser generadas mediante las leyes de afinidad de bombas centrífugas. Las ecuaciones derivadas de esas leyes son:

$$\text{Nuevo-caudal} = \frac{\text{Nueva-frecuencia}}{60\text{Hz}} * \text{Caudal}_{60\text{Hz}} \quad \text{Ec. 11}$$

$$\text{Nueva-cabeza.desc arg a} = \left( \frac{\text{Nueva-frecuencia}}{60\text{Hz}} \right)^2 * \text{Cabeza.desc arg a}_{60\text{Hz}} \quad \text{Ec. 12}$$

$$\text{NuevoBHP} = \left( \frac{\text{Nueva-frecuencia}}{60\text{Hz}} \right)^3 * \text{BHP}_{60\text{Hz}} \quad \text{Ec. 13}$$

Con estas ecuaciones puede desarrollarse una familia de curvas para una serie de frecuencias.

## 4. CÁLCULOS Y REVISIÓN DE EQUIPOS BES

### 4.1. POZOS YARIGUI 57-67-73 (YR-57, YR-67, YR-73)

Para la selección de los pozos a los cuales se les efectuó cambio de sistema de levantamiento artificial se tuvo en cuenta principalmente el potencial de producción, definido mediante análisis nodal y las dificultades operacionales que se tenían con el sistema anterior de producción (limitaciones en la capacidad de extracción, producción intermitente en flujo natural, problemas mecánicos, etc).

**4.1.1 Datos Básicos.** La información de los pozos es tomada de los datos de campo disponibles.

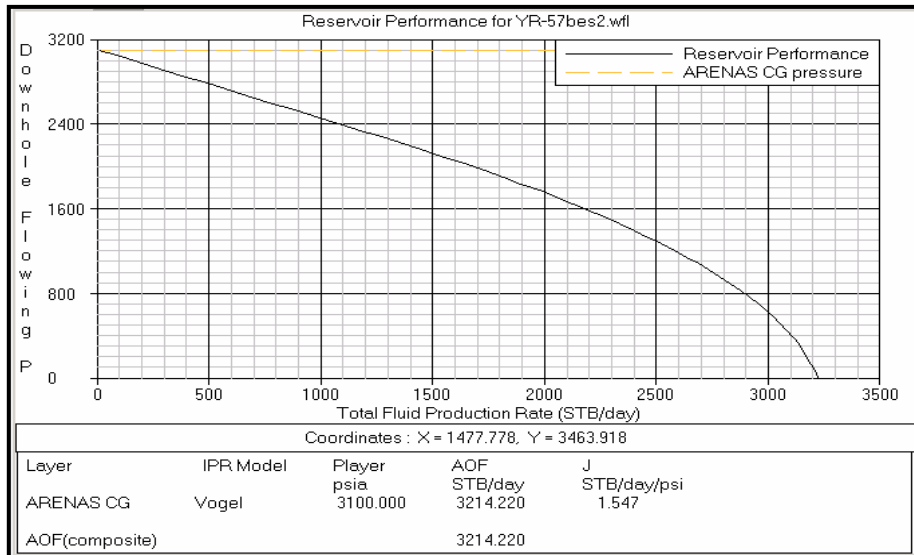
Cuadro 2. Parámetros requeridos para el diseño.

PARÁMETRO	POZO YR-57	POZO YR-67	POZO YR-73
Caudal deseado Q (BFPD)	2000	1000	500
Presión Estática del Yacimiento (psi)	3100	2400	2400
Presión de burbuja (psi)	1500	1500	1500
Profundidad Media de Perforaciones (ft)	7348	7926	7680
Gravedad del crudo (°API)	20	20	20
GOR (scf/stb)	550	290	320
THP (psi)	110	150	150
Corte de agua (%)	50	46	1
Gravedad Esp del gas	0.86	0.86	0.86
Gravedad Esp de la Mezcla	1.003	0.977	0.935
Índice de Productividad (bls/DIA/psi)	1.547	0.763	0.9426
Diametro casing (in)	7"*26#/ft	7"*26#/ft	7"*26#/ft
Diámetro Tubing (in)	3-1/2"	3-1/2"	3-1/2";2-7/8"

Fuente: autor

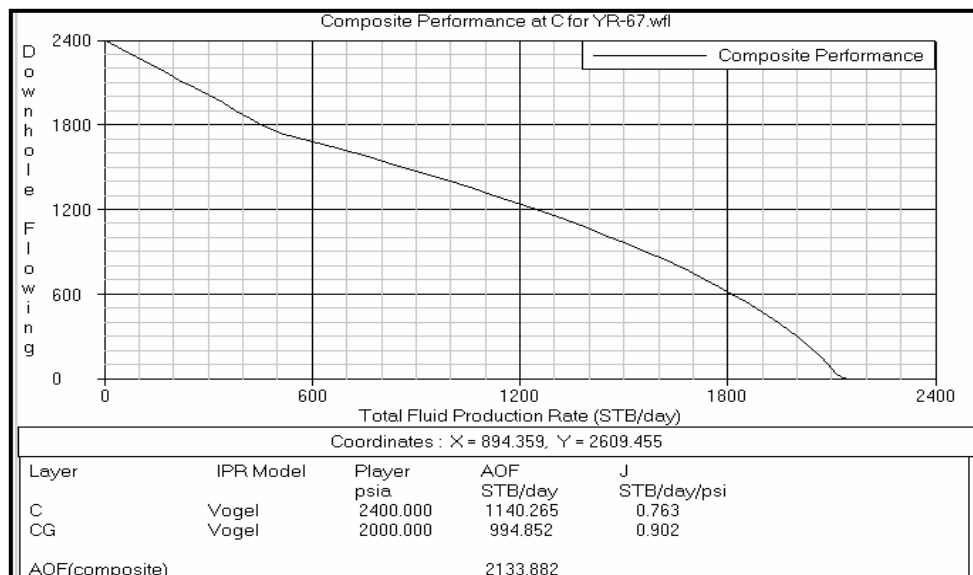
**4.1.2 Capacidad de Producción.** Considerando la caída de presión a la cual se verá sometido el yacimiento, el método que más se ajusta a la condiciones de presión para determinar la productividad de cada pozo es el de *Vogel*. Las siguientes gráficas muestran el IPR para cada uno de ellos.

Figura 11. IPR YR-57



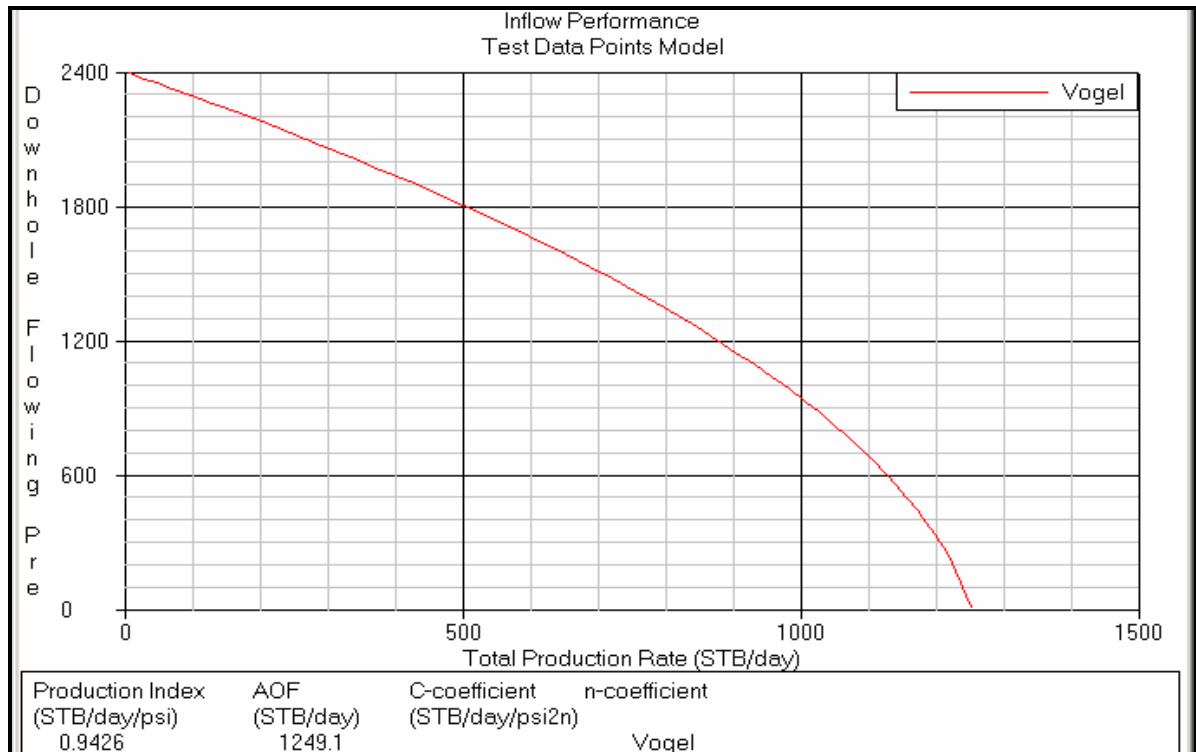
Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 12. IPR YR-67



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 13. IPR YR-73



Fuente: ECOPETROL S.A.

El siguiente cuadro resume la condición de productividad de los pozos antes del cambio de sistema:

Cuadro 3. Capacidad productiva de los pozos antes del cambio de sistema

	YR-57	YR-67	YR-73
AOF (Bls/día)	3214	2133	1249
IP (Bls/día/psi)	1.547	0.763	0.902
Formación Productora	Arenas CG	Arenas C, CG	Arenas CG

Fuente: autor

Para el diseño del sistema de bombeo electrosumergible del pozo YR-57 se estimó el IPR a Enero de 2004, el cual mostró un AOF de 3214 bpd y un IP

de 1.547 bpd/psi (figura 11). El objetivo era arrancar el pozo con una producción de 1350 bpd con un corte de agua del 35% y llevarlo paulatinamente a una producción de 2000 bpd con el mismo corte de agua.

En el diseño del sistema para el pozo YR-67 se estimó el índice de productividad del pozo por el aporte conjunto de dos yacimientos: arenas Cantagallo y arenas C. El AOF calculado fue de 2133 bpd. Se planteó una producción de arranque de 560 bpd y un corte de agua de 50%, para llevarlo a 1000 bpd con un corte de agua del 50%.

Por último, en el diseño del YR-73 el IPR estimado en su momento mostraba un AOF de 1249 bpd y un IP de 0.9426 bpd/psi; el pozo arrancarí­a con una producción inicial de 500 bpd y un corte de agua de 0.5% y se llevarí­a progresiva y lentamente hasta 1000 bpd con el mismo corte de agua.

La compañía de Servicios Schlumberger (REDA) propuso la instalación de los sistemas electrosumergibles relacionados en los cuadros anexos (Ver Anexos).

**4.1.3. Comportamiento de Parámetros Variables.** El propósito de esta sección es evaluar el desempeño de los sistemas electrosumergibles tomando como criterio los parámetros reales medidos y registrados hasta la fecha. De esta manera es posible realizar análisis sobre el comportamiento del yacimiento, el límite máximo al que se podrá llevar el sistema y el correcto dimensionamiento de los equipos, así como los requerimientos de potencia de éstos.

Los siguientes cuadros muestran la frecuencia de operación de la bomba y los parámetros calculados respecto a las lecturas realizadas con el sensor de fondo (multisensor Phoenix).

Cuadro 4. Parámetros registrados y calculados YR-57

Hz	Q (bopd)	PIP (psi)	Pwf (psi)	Bsw (%)	IP (bls/psi/día)	Draw Down (psi)	F.L. (ft)	TDH (ft)	Gas libre (%)
42	338	990	2443	80	2.57	657	1626	2027	14
44	403	974	2421	75	2.376	679	1666	2052	18
46	430	940	2387	75	2.41	713	1749	2136	18
48	596	898	2333	65	2.22	767	1853	2216	25
50	606	838	2272	65	2.09	828	2003	2359	27
52	722	802	2231	60	2.076	869	2090	2439	31
54	740	773	2205	62	2.16	896	2162	2518	31
56	743	758	2185	60	2.035	914	2199	2546	33

Fuente: autor

Cuadro 5. Parámetros registrados y calculados YR-67

Hz	Q (bopd)	PIP (psi)	Pwf (psi)	Bsw (%)	IP (bls/psi/día)	Draw Down (psi)	F.L. (ft)	TDH (ft)	Gas libre (%)
40	262	848	2064	30	1.075	336	2976	3323	25
42	246	814	2035	35	1.035	365	3062	3414	25
44	306	764	2007	55	1.73	393	3185	3567	35
46	314	786	2022	48	1.596	378	3130	3503	37
48	346	758	1995	50	1.71	405	3200	3576	37
49	325	710	1959	60	1.84	441	3318	3704	34

Fuente: autor

Cuadro 6. Parámetros registrados y calculados YR-73

Hz	Q (bopd)	PIP (psi)	Pwf (psi)	Bsw (%)	IP (bls/psi/día)	Draw Down (psi)	F.L. (ft)	TDH (ft)	Gas libre (%)
42	402	769	1886	0.5	0.785	515	3093	3395	39
44	462	768	1855	0.5	0.9	516	3095	3398	39
46	457	664	1781	1.5	0.75	619	3352	3657	45
48	476	624	1740	1	0.73	659	3451	3755	47

Hz	Q (bopd)	PIP (psi)	Pwf (psi)	Bsw (%)	IP (bls/psi/día)	Draw Down (psi)	F.L. (ft)	TDH (ft)	Gas libre (%)
50	530	542	1662	3.2	0.74	739	3655	3963	52
52	521	523	1644	4	0.715	757	3700	4008	53
54	624	456	1577	3.6	0.785	824	3866	4077	57

Fuente: autor

**4.1.4 Potencia.** Dadas las frecuencias de operación actuales de los equipos electrosumergibles y tomando como referencia los parámetros eléctricos (cuadro 7) medidos de los sistemas instalados en superficie, es posible determinar la potencia consumida por estos. Los resultados se presentan en el cuadro 8.

Cuadro 7. Parámetros eléctricos medidos en superficie

RED DE ENTRADA AL VARIADOR											
POZO	Voltios PH-GND			Voltios PH-PH				Amperios			
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	A-C	PROM	A	B	C	PROM
YR-57	267	265	268	462	465	462	<b>463</b>	73	70	72	<b>72</b>
YR-67	270	272	270	454	452	453	<b>453</b>	70	70	67	<b>69</b>
YR-73	280	277	277	467	465	467	<b>466</b>	81	82	77	<b>80</b>
VARIADOR INSTALADO (BAJA)											
POZO	Voltios PH-GND			Voltios PH-PH				Amperios			
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	A-C	PROM	A	B	C	PROM
YR-57	271	270	271	456	455	453	<b>455</b>	103	96	108	<b>103</b>
YR-67	250	250	252	422	422	423	<b>422</b>	76	77	76	<b>76</b>
YR-73	245	248	250	423	424	423	<b>423</b>	86	88	88	<b>87</b>

MOTOR INSTALADO (ALTA)											
POZO	Voltios PH-GND			Voltios PH-PH				Amperios			
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	A-C	PROM	A	B	C	PROM
YR-57	1285	1280	1283	2210	2208	2211	<b>2210</b>	20	22	21	<b>20.9</b>
YR-67	1072	1076	1107	1880	1880	1881	<b>1880</b>	16	16	16	<b>16.2</b>
YR-73	1235	1238	1239	2130	2127	2128	<b>2128</b>	18	17	17	<b>17.5</b>

Fuente: autor

Cuadro 8. Potencia consumida y carga en el motor

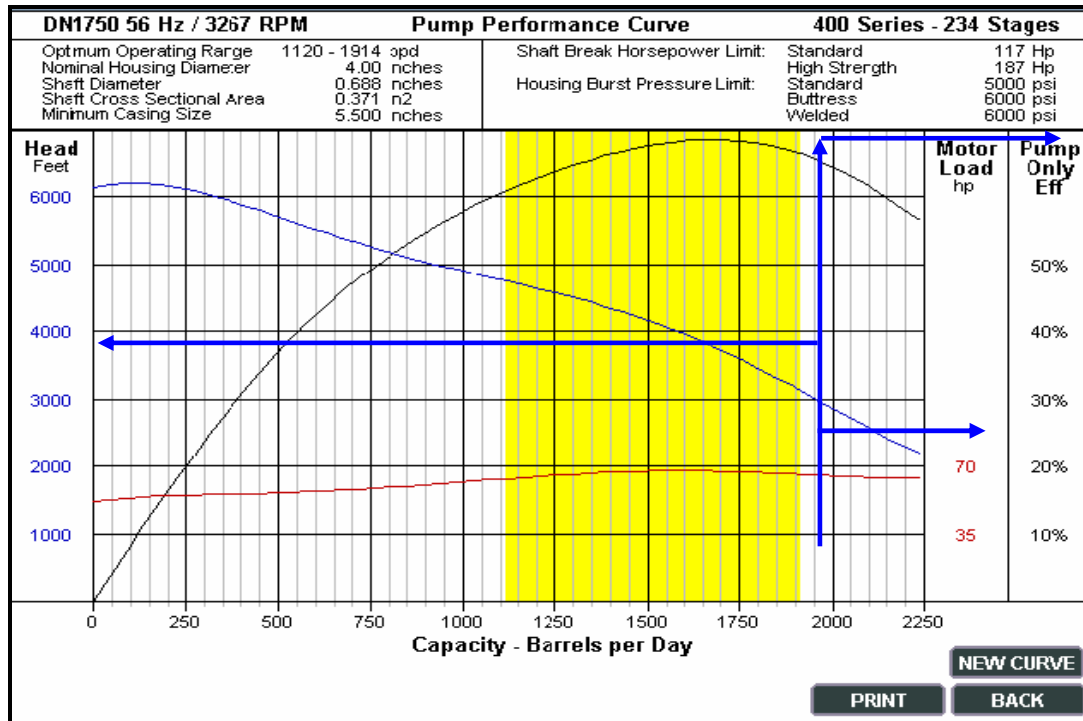
POZO	POTENCIA									MOTOR				
	SDT			VSD			SUT							
	KVA	CON	%	KVA	CON	%	KVA	CON	%	HP	VOLT	AMP	LOAD	%
YR-57 (56 Hz)	500	57	11	200	81	40	200	80	40	156	2588	39	21	54
YR-67 (49 Hz)	200	54	27	163	56	34	200	53	26	108	2520	28	16	58
YR-73 (54 Hz)	200	65	32	163	64	39	200	65	32	108	2520	28	18	63

Fuente: autor

**4.1.5. Comportamiento Ideal de los Equipos BES.** Después de haber tomado las medidas eléctricas reales de los equipos y haber calculado los consumos de potencia para su posterior discusión, es necesario revisar cual sería el comportamiento ideal de dichos parámetros partiendo de los cálculos realizados y plasmados por el fabricante (REDA) en el catálogo de productos y servicios de la compañía.

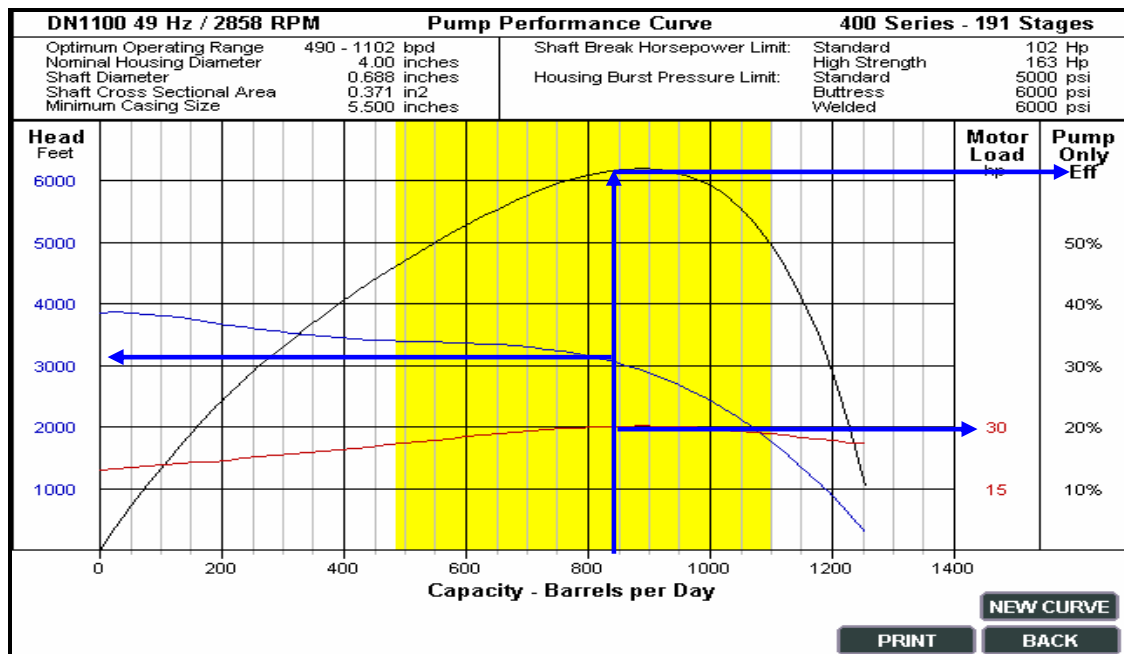
Las siguientes gráficas muestran para cada tipo de bomba, la eficiencia, la carga del motor y la cabeza dinámica total como función del caudal producido; teniendo en cuenta parámetros establecidos de gravedad del fluido, número de etapas y frecuencia de operación.

Figura 14. Curva de desempeño de la bomba para el pozo YR-57



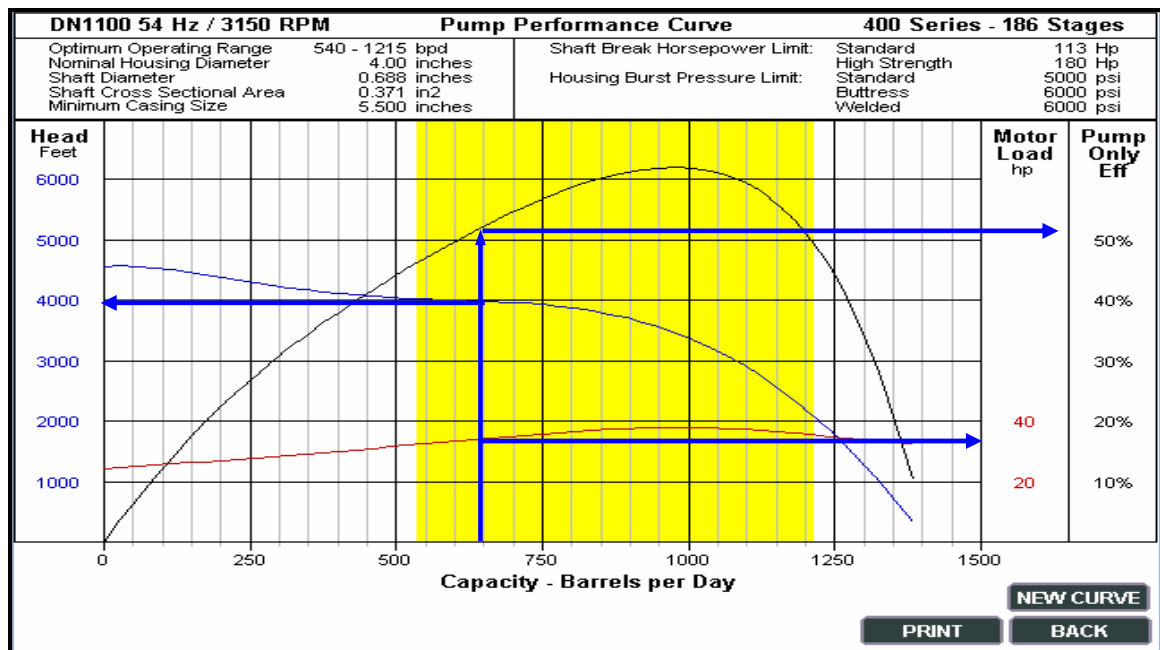
Fuente: Catalogo de Productos SCHLUMBERGER

Figura 15. Curva de desempeño de la bomba para el pozo YR-67



Fuente: Catalogo de productos SCHLUMBERGER

Figura 16. Curva de desempeño de la bomba para el pozo YR-73



Fuente: Catalogo de productos SCHLUMBERGER

#### 4.1.6. Análisis de Resultados

- Pozo Yariguí 57:** el equipo electrosumergible se encuentra trabajando a la fecha (01/04/05) con una frecuencia de 46 Hz, produciendo 743 bopd con un BSW de 60%. Actualmente se registra una caída de presión de alrededor de 900 psi frente al límite máximo de 1000 psi estimado por el departamento de ingeniería de yacimientos para evitar problemas de arenamiento. El gas libre en la bomba es de aproximadamente 33%, valor que es necesario tener en cuenta en un eventual bloqueo por gas, debido a que el sistema solo presenta separador cuya eficiencia se ve notablemente reducida para valores por encima del 45%. Tomando como referencia los incrementos de frecuencia y sus respectivos caudales producidos, es notable que el incremento de crudo producido no ha sido considerable respecto de la producción de agua, arena y gas, lo que nos lleva a la conclusión que no sería viable tomar el riesgo de seguir aumentando frecuencia.

Considerando la potencia consumida por el sistema se tiene que el transformador reductor (SDT) está sobredimensionado, utilizando actualmente sólo el 11% de su capacidad total. Situaciones similares se presentan con el variador de frecuencia (VSD) y el transformador elevador (SUT), que muestran una relación de potencia consumida / potencia total del 40%. Respecto al motor, tenemos que presenta una carga amperimétrica del 54%, lo que indica que se trabaja en un rango aceptable pero bajo de corriente suministrada.

Finalmente, del catálogo del fabricante, es observable que para la bomba instalada (DN 1750) y el caudal producido, se estaría levantando una cabeza de 3450 ft frente a los 2546 ft reales que el multisensor en fondo registra. Esta diferencia es debe necesariamente a que el yacimiento sigue aportando energía al pozo, lo que lógicamente disminuye la cabeza a levantar.

Luego de explorar posibilidades con bombas de menor caudal tratando de reducir costos, se concluyó que ésto solo aumentaría los caballos de fuerza consumidos por el motor llegando al límite máximo de diseño, y se reduciría la eficiencia de la bomba significativamente debido al hecho de que el caudal estimado y actualmente producido estaría fuera o en el límite de los rangos óptimos de producción de cada bomba.

- **Pozo Yariguí 67:** equipo BES trabajando a 49 Hz, con un caudal neto de 325 bopd y un BSW de 60%. Presenta hasta la fecha una caída de presión de 441 psi y un porcentaje de gas libre en la bomba de 34%.

Teniendo en cuenta que el yacimiento presenta una presión de burbuja de 1500 psi y un límite de caída de presión de 1000 psi, y analizando el histórico de producción respecto del incremento de frecuencia, se recomendaría el aumento paulatino de ésta, monitoreando muy de cerca tanto la caída de

presión como el gas libre (más aún cuando se podría alcanzar la presión de burbuja), para así evaluar resultados y seguir tomando decisiones.

La potencia consumida por el SDT, VSD y SUT está entre los rangos de 25 y 35%. El motor presenta carga amperimétrica del 58%. Estos valores conducen a conclusiones similares a las extraídas para el equipo BES del pozo YR-57. Contrariamente, observando las gráficas del catálogo del fabricante, se concluye que la posibilidad de instalar una bomba de una menor capacidad de flujo (DN 1000 o D 950), junto con un motor de menor caballaje hubiese sido viable para reducir costos.

- **Pozo Yariguí 73:** equipo trabajando a 54 Hz, caudal neto de 624 bopd con BSW de 3.6%. Caída de presión de 824 psi, Pwf de 1577 psi. Este es el caso más crítico de gas libre: 55%.

El factor gas libre, así como el límite de caída de presión y la cercanía de la Pwf a la presión de burbuja dan la voz de alerta para monitorear constantemente los parámetros de funcionamiento y en determinado caso tomar la decisión de reducir frecuencia de operación con el objetivo de alejarse de los niveles críticos de presión, gas y sumergencia del equipo.

El SDT, VSD y SUT muestran porcentajes de potencia consumida de 32, 39 y 32% respectivamente, en relación con la potencia total de cada componente. Esto nos pone en la misma situación de los pozos anteriores: sobredimensionamiento.

Del fabricante se tiene que para las condiciones actuales de operación, una bomba de menor caudal (DN 675, D 800 N), acompañada con un motor más pequeño tal como en el caso anterior, hubiese reducido significativamente los costos con una ganancia real en la eficiencia de la bomba.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.1. MODELO DE DESCUENTO DE FLUJO DE CAJA

Tal como lo expresan *Joshi, Brigham y Castanier*<sup>7</sup> en su evaluación, un dólar (US\$) que se recibe hoy tiene más valor que un dólar que se recibe en el futuro debido a los intereses que genera un valor invertido en este tiempo. Este principio es fundamental en el análisis de la factibilidad económica de cualquier proyecto de campo, ya que el programa de producción se debe trasladar a flujo de caja futuro, el cual a su vez, se debe relacionar a la decisión de inversión presente. Por consiguiente se requiere un método para convertir un pago pasado en un valor de hoy, un *valor presente* (VP). Esto se hace multiplicando el pago pasado por un factor de descuento, el cual es menor a 1. Si hay una serie de flujos de caja anteriores  $C_i$  a tiempos  $t_i$ , entonces su VP es dado por:

$$VP = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r_i)^{t_i}} * C_i \quad \text{Ec.14}$$

En la ecuación (17),  $r_i$  es la tasa de retorno que se puede ofrecer mediante otras inversiones comparables (al tiempo  $t_i$ ). Esta tasa de retorno también es llamada tasa de descuento o costo de oportunidad de capital. *Dicha tasa corresponde al 12% efectivo anual (en US\$) para ECOPETROL S.A..*

El Valor Presente Neto (VPN) se define como el equivalente en pesos actuales de los ingresos del proyecto menos los egresos del mismo resultantes en el tiempo de su vida útil. El VPN se obtiene de sumar el flujo

---

<sup>7</sup> Joshi, Sameer. Brigham, William. Castanier, Louis. Techno-economic and risk evaluation of a thermal recovery project

inicial de caja (usualmente un número negativo ya que es una salida de dinero) a la ecuación de VP.

$$VPN = C_o + VP \quad \text{Ec. 15}$$

Un punto importante de anotar sobre la regla de VPN es que es estático en términos del flujo de caja. Este último representa la diferencia entre los dólares recibidos y los pagados y no deberá confundirse con beneficios contables. Para la mayoría de análisis, se puede estimar el flujo de caja usando la ecuación general:

$$FC = ENO - IMP \quad \text{Ec. 16}$$

Donde FC es el flujo de caja, ENO es la entrada neta de operación e IMP son los impuestos pagados. Aquí  $ENO = \text{Entrada Bruta} - \text{Gastos}$ .

El criterio principal a usar, cuando se evalúa un proyecto por medio del VPN, es que éste debe ser mayor que cero. Esto significa simplemente que el valor presente de cualquier pago futuro del proyecto es mayor que las salidas de caja iniciales y futuras (descontadas) requeridas para dicho proyecto.

Conociendo de antemano que la conversión de levantamientos artificiales es una inversión que a simple vista puede pagarse en contados meses, la ecuación (19) se convierte en:

$$FC = (N_p * P_o - PR - CE - O \& M - INV) - IMP \quad \text{Ec. 17}$$

Donde los términos dentro del paréntesis son el ENO. Aquí,  $N_p$  es la producción incremental mensual de petróleo y  $P_o$  es el precio por barril de

petróleo (estimado en 25 US\$/bl para campos marginales) menos los costos generados por levantamiento, tratamiento, y transporte del crudo, valor que para el año 2004 en ECOPETROL S.A. fue de 7,21 US\$. Los términos restantes dentro del paréntesis son los desembolsos, los cuales consisten en los pagos de regalías (PR), costo de energía eléctrica (CE), costos de operación y mantenimiento (O&M, incluyendo *workover*) e INV que representa el capital de inversión requerido en el periodo evaluado (si lo hubo). Así mismo, IMP son los impuestos totales.

La ecuación (20) se puede expandir de la siguiente manera, tomando la tasa de impuesto de la nación como 38.5%.

$$FC = ENO - IMP = ENO - (0.385 * IngresoGravable)$$

$$FC = ENO - 0.385 * (ENO - depreciacion)$$

$$FC = 0.615 * ENO + 0.385 * depreciacion \quad \text{Ec. 18}$$

Donde

$$ENO = Ganaciasbrutas - Regalias - CostoEnergia - CostosO \& M$$

$$ENO = N_p * P_o - (PR) * N_p * P_o - CE - CostosO \& M \quad \text{Ec. 19}$$

Tomando la tasa de regalías como 14.5% (PR) y asumiendo que no hay inversión mensual de capital que se repita, con excepción de la inversión inicial que se requirió para instalar el proyecto, la ecuación (21) pasa a ser:

$$FC = 0.615 * (0.855 * N_p * P_o - CE) + 0.385 * Depreciacion \quad \text{Ec. 20}$$

La depreciación calculada para la industria petrolera es un valor lineal con un tiempo de salvamento de cero a cinco años, así pues:

$$\text{Depreciacion} = \text{Inversion} / n \rightarrow n = \text{tiempo maximo 5 años}$$

Ec. 21

Note que al incluir este valor en la ecuación (20), éste deberá ser la duodécima parte de la depreciación anual, dado que el flujo de caja a estimar será mensual.

## 5.2. COSTOS DEL PROYECTO BES

Los costos de la implementación del proyecto de conversión a sistemas electrosumergibles como método de levantamiento artificial para el campo Yariguí – Cantagallo se pueden dividir en dos grupos principales: costos relacionados con el desarrollo del proyecto y costos relacionados con la operación.

Los costos de desarrollo son principalmente de capital e incluyen desembolsos para la compra de equipos, instalación de sistemas eléctricos, instalación del equipo de producción y todas las demás facilidades necesarias para la operación del proyecto. Se asume que los costos de desarrollo son fijos y determinables.

Los costos de operación incluyen aquellos de operación y mantenimiento de los pozos y otros costos asociados con el trabajo y suministro de energía. Estos costos generalmente son variables.

Los elementos de costo que se deben considerar para un proyecto como el desarrollado se muestran en el cuadro 9.

Cuadro 9. Elementos de costo para un proyecto de implementación de equipos BES

<b>ELEMENTOS DE COSTO</b>	
<b>COSTOS DE EQUIPOS</b>	
Equipo de pozo	Incluye todo el conjunto BES tanto de subsuelo como de superficie
<b>COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>	
Costos normales de operación y Mto	Cubren la producción diaria normal, reparaciones, servicio y mantenimiento de superficie y subsuelo
<b>COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA</b>	
Compra de corriente eléctrica	Es el costo derivado del consumo de corriente del equipo BES para su funcionamiento
<b>OTROS COSTOS</b>	
Imprevistos	Costos asociados con transporte de equipo (terrestre y fluvial) y demás relacionados.

Fuente: autor

**5.2.1. Cálculo de costos.** A continuación se hace una relación detallada de los costos efectuados en la implementación y puesta en marcha de los sistemas electrosumergibles para los pozos YR-57, 67 y 73 de la Coordinación de Producción Cantagallo.

Los siguientes cuadros resumen el costo de las partes de los sistemas instalados.

Cuadro 10. Costos para equipo BES pozo YR-57

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR ALQUILER MENSUAL US\$	VALOR OPCION COMPRA US\$	VALOR TOTAL US\$
Equipo BES				
Bomba	1	3775.88	33982.92	37758.8
Motor	1	2718.46	24466.12	27184.58
Cable	4100 ft	1579.37	14214.36	15793.73
Protector Cable	9	197.79	1780.09	1977.88
Separador de gas	1	259.75	2337.78	2597.13
Protector	1	905.20	8146.80	9052
Sensor de Presión	1	1814.05	16326.49	18140.54
Variador	1	2499.41	22494.69	24994.1
Transformador SUT	1	798.16	7183.46	7981.62
Dual Shift Transformer	1	768.62	6917.27	7686.19
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-	-	
Transformador SDT	1	610.39	5493.50	6103.89
Total		15927.08	143343.38	159270.46

Fuente: autor

Cuadro 11. Costos para equipo BES pozo YR-67

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR ALQUILER MENSUAL US\$	VALOR OPCION COMPRA US\$	VALOR TOTAL US\$
Equipo BES				
Bomba	1	1592.78	14334.98	15927.76
Motor	1	1690.97	15218.74	16909.71
Cable	5100 ft	1964.59	17661.28	19625.87
Protector Cable	9	197.79	1780.09	1977.88
Separador de gas	1	259.75	2337.78	2597.13
Protector	1	751.18	6760.63	7511.81
Sensor de Presión	1	1814.05	16326.49	18140.54

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR ALQUILER MENSUAL US\$	VALOR OPCION COMPRA US\$	VALOR TOTAL US\$
Variador	1	2288.17	20597.14	22885.71
Transformador SUT	1	798.16	7183.46	7981.62
Dual Shift Transformer	1	768.62	6917.57	7686.19
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-	-	-
Transformador SDT	0	-	-	-
Total		12126.06	109118.16	121244.22

Fuente: autor

Cuadro 12. Costos para equipo BES pozo YR-73

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR ALQUILER MENSUAL US\$	VALOR OPCION COMPRA US\$	VALOR TOTAL US\$
Equipo BES				
Bomba	1	1931.42	8118.06	10049.48
Motor	1	1690.97	15218.74	16909.71
Cable	5100 ft	1964.59	17661.28	19625.87
Protector Cable	9	197.79	1780.09	1977.88
Separador de gas	1	259.75	2337.78	2597.13
Protector	1	751.18	6760.63	7511.81
Sensor de Presión	1	1814.05	16326.49	18140.54
Variador	1	2288.57	20597.14	22885.71
Transformador SUT	1	798.16	7183.06	7981.62
Dual Shift Transformer	1	768.62	6917.57	7686.19
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-	-	-
Transformador SDT	0	-	-	-
Total		12465.1	102900.86	115365.94

Fuente: autor

De la misma forma es necesario mencionar los costos derivados del servicio de *Pulling and Running* (Instalación y desinstalación de la bomba) y del

mantenimiento efectuado a los equipos bajo las circunstancias en que se requieran estas operaciones debido al desgaste de partes o mal funcionamiento del sistema (*Run life*).

Los siguientes cuadros son tomados del acuerdo de precios que la compañía REDA (Schlumberger) ofrece actualmente a ECOPETROL S.A. por concepto prestación de servicios (operación y mantenimiento).

Cuadro 13. Acuerdo de Precios REDA (Schlumberger) para el año 2005

SERVICIOS EN POZO				
SERVICIO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR US\$	OBSERVACIONES
Pulling and Running	Cualquier profundidad	Pozo	10100	La tarifa incluye los consumibles (kit de instalación, de empalme y superbandas), el suministro del Spooler y una cuadrilla y 2 técnicos auxiliares
Día adicional cuadrilla		Día	650	Se pagará sólo cuando por condiciones técnicas del trabajo implique demora en la ejecución del trabajo
Día Técnico adicional		Día	300	Para aquellos casos donde se requiera completar la cuadrilla con un técnico adicional
Movilización de equipos y herramientas		Global	3700	
Movilización de personal	De ida y regreso (Desde la sede al pozo)	Global	1400	Tarifas de movilización hasta las posibles áreas de trabajo indicadas
SERVICIO DE INSPECCION Y REPARACION				
SERVICIO			VALOR US\$	
Inspección y flushing de la bomba			1100	
Inspección, flushing y prueba del motor			1370	
Inspección y flushing de Sellos o Protectores			600	
Inspección, flushing y prueba de manejadores de gas			1100	
Inspección, flushing y prueba de separadores de gas			600	
Inspección y prueba de sensores de presión y temperatura			600	
Reparación de sensores de presión y temperatura			600	
Inspección, reparación y prueba de cable			0.50 US\$/ft	

Fuente: SCHLUMBERGER

Con respecto a los costos generados por consumo de energía eléctrica se tiene que como Usuario No Regulado el valor del kilovatio / hora es de aproximadamente 0.1 US\$.

Cuadro 14. Costo de energía (\*Promedio para cada pozo)

Pozo	Motor	Corriente Amp	Voltaje Volt	Potencia Kw	Calculo Económico/mes US\$	Relación BES/Econopac
YR-57	BES	20.9	2210	87.9	6328.8	5.2
YR-67	BES	16.2	1880	58.0	4176	3.4
YR-73	BES	17.5	2128	70.8	5097.6	4.5
YR-57,67,73*	Econopac	35	440	24.0	1209.6	-

Fuente: autor

Si tenemos que para los sistemas de bombeo mecánico empleados anteriormente en estos pozos el consumo era (para casos de correcto balanceo de unidad) tan sólo de 70% del total debido a que dichos motores (*Econopac*) actuaban como generadores en la carrera ascendente (por tal motivo no se consumía energía), y que para los actuales sistemas BES el consumo de corriente es un promedio constante, entonces es posible encontrar una relación de consumo de energía entre ambos sistemas. El cuadro 14 muestra la comparación mencionada a las actuales condiciones de operación.

Adicionalmente, no es una situación ajena al desarrollo de un proyecto el hecho de que se presenten imprevistos. En una zona tan complicada como lo es el Magdalena Medio, es bastante probable que dichas situaciones se presenten muy a menudo. Factores tales como el transporte fluvial de elementos o seguridad en la zona pueden retrasar y en algunos casos generar gastos adicionales (por ejemplo alquiler adicional de un planchón por

horas) a lo inicialmente planteado. Debido a ésto es necesario incluir dentro de los costos un porcentaje (asumido como 10% para este proyecto) adicional que puede variar dependiendo del criterio del evaluador.

### 5.3. ESTUDIO DE CASOS

El objetivo de esta sección es identificar el periodo de restitución del proyecto, tomando como base para los cálculos los flujos de caja generados mensualmente. Con éstos, es posible calcular el valor presente neto y de esta manera estimar a partir de que periodo la puesta en marcha de los sistemas electrosumergibles empieza a generar ingresos netos.

Se han definido claramente en capítulos anteriores los costos (inversiones) derivados del proyecto y los ingresos como función de producción incremental así como las tasas de impuestos y las regalías. De esta manera fue posible tabular los resultados económicos de los sistemas en estudio. Los resultados son mostrados a continuación.

Cuadro 15. Análisis económico pozo YR-57

Mes	$N_p$ (bls/mes)	$P_o$ (US\$)	Depreciación (US\$)	Flujo de Caja FC (US\$)	VP del FC (US\$)	VPN (US\$)
1	1749	17.9	2654.5	14391.57	14256.3	-160941.20
2	6354	17.9	2654.5	57735.06	56654.79	-104286.41
3	6750	17.9	2654.5	61462.32	59745.4	-44541.01
4	6750	17.9	2654.5	61462.32	59183.82	14642.8
5	6840	17.9	2654.5	62309.42	59435.54	74078.35
6	6840	17.9	2654.5	62309.42	58876.87	132955.22

Fuente: autor

Cuadro 16. Análisis económico pozo YR-67

Mes	N <sub>p</sub> (bls/mes)	P <sub>o</sub> (US\$)	Depreciación (US\$)	Flujo de Caja FC (US\$)	VP del FC (US\$)	VPN (US\$)
1	2398	17.9	2020.737	21524.26	21321.95	-112046.69
2	2670	17.9	2020.737	24084.4	26333.76	-88412.93
3	3310	17.9	2020.737	30108.25	29627.19	-59145.74
4	3630	17.9	2020.737	33120.17	31892.36	-27253.38
5	3630	17.9	2020.737	33120.17	31592.58	4339.2
6	3000	17.9	2020.737	27190.45	25692.56	30031.77

Fuente: autor

Cuadro 17. Análisis económico pozo YR-73

Mes	N <sub>p</sub> (bls/mes)	P <sub>o</sub> (US\$)	Depreciación (US\$)	Flujo de Caja FC (US\$)	VP del FC (US\$)	VPN (US\$)
1	1672	17.9	1922.76	14086.82	13954.41	-112948.12
2	4200	17.9	1922.76	37881.03	37172.25	-75775.87
3	4200	17.9	1922.76	37881.03	36822.84	-38953.02
4	4200	17.9	1922.76	37881.03	36476.72	-2476.3
5	4200	17.9	1922.76	37881.03	36133.86	33657.56
6	4200	17.9	1922.76	37881.03	35794.21	69451.77

Fuente: autor

## CONCLUSIONES

Los resultados mostrados a lo largo del desarrollo del anterior proyecto evidencian la rentabilidad económica del mismo. Tiempos de restitución o repago relativamente cortos (entre 4 y 5 meses) demuestran que la implementación de sistemas electrosumergibles correctamente diseñados y planeados es altamente viable.

Dado lo reciente de la implementación del nuevo sistema de levantamiento, la incertidumbre acerca del factor “vida útil” se vuelve una variable crucial para la toma de futuras decisiones para la adquisición y puesta en marcha de nuevos equipos. Los costos de *pulling*, *running* y mantenimiento incluidos en este trabajo pueden servir como referencia a la hora de la evaluación de otros proyectos de este tipo.

Por otra parte, un proyecto de desarrollo adicional de producción como el desarrollado en la Coordinación de Producción Cantagallo, involucra cambios tanto en la infraestructura física como en el proceso de recolección y tratamiento de crudo. Es necesario pensar en el futuro del campo y elaborar un plan de readecuación e incremento de las facilidades de superficie, así como en la contratación del personal necesario y capacitado para ejecutar dichas labores. Esta es la única ruta que tenemos para lograr el objetivo común que nos trazamos, porque *defender la producción del distrito es garantizar nuestro futuro*

## BIBLIOGRAFÍA

- CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger. Oct 13 de 2004.
- DATOS DE PRODUCCIÓN TOMADOS DE LA RED INTERNA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO.
- ECOPETROL S.A. PROYECTO A-21303, DESARROLLO ADICIONAL YARIGUI. Vicepresidencia Adjunta de Producción. Año 2003.
- ECOS. Publicación de ECOPETROL S.A. Noviembre de 2004. Número 163. Páginas 1, 10.
- JOSHI, S. BRIGHAM, W. CASTANIER, I. Techno-economic and risk evaluation of a thermal recovery project. Department of Energy Assistant Secretary for Fossil Energy. Oklahoma, Estados Unidos. Marzo de 1996
- MANUAL DE DISEÑO DE EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES. Centrilift.
- NIETO, J. GÓMEZ, V. FERNÁNDEZ, F. Ardila, J. Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yariguí Cantagallo VMM Colombia. Santa Fe de Bogotá, Agosto de 2001.
- RANGEL, F. PACHECO, P. JARAMILLO, A. Conferencia sobre Bombeo Electrosumergible. Centrilift, Baker Hughes. Feb 19 y 20 de 2004. Neiva. Colombia.

- RANGEL, L. Informe Visita Apiay – Neiva Bombeo Electrosumergible. Gerencia Regional del Magdalena Medio. Superintendencia del Río. Comunicación Interna. Feb 23 de 2004. Cantagallo (Bolívar). Colombia.
- REDA, Catalogo de Productos. Versión 1.0. Camco International Company. 1997.
- ROJAS, CLÍMACO E. Y SIERRA, EDER. Estudio de factibilidad del reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo – Yariguí. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1988.



# ANEXOS

**Anexo A. Diseño BES YR-57. Schlumberger**

	PARÁMETRO	VALOR	VALOR	UNIDADES	
	<b>WELL CONDITIONS</b>	Csg	7*26#		OD, #/ft
Pb		2430		psi	
MPP		7348		Ft MD	
Método IPR		Vogel		NA	
API		20		API	
<b>Datos de Producción</b>					
Ps		3100		Psi	
WC		80		%	
GE agua		1.02		Adimensional	
GOR		240		Scf/Bfpd	
THP		250		Psi	
GE oil		0.934		Adimensional	
GE Mezcla		1.003		Adimensional	
IP		1.05		Bfpd/psi	
Qmax (Pwf=0)		4796		Bfpd	
<b>BOMBA</b>	<b>Profundidad del intake</b>	<b>4000</b>		<b>Ft, MD</b>	
	Tipo de bomba	DN 1750		Flujo mixto	
	Serie	400		Pulgadas	
	Descripción Bomba	CR-CT-RA		Compresora	
	# etapas	234 (117*2)		EA	
	<b>Parámetros de operación</b>	<b>WC 50%</b>	<b>WC 80%</b>		
	Frecuencia	45	60	Hz	
	Q operación @ sup.	1368	1934	Bfpd	
	Q antes del intake	1431	1967	Bfpd	
	Gas antes de intake	17.2	16.3	%	
	Gas dentro de la bomba	7.7	8.2	%	
	Pwf	2208	1852	Psi	
	Draw-down	892	1248	Psi	
	Nivel dinámico	1679	2801	Ft	
	TDH	1961	3398	Ft	
	Presión de descarga	1731	1926	Psi	
	PIP	895	480	Psi	
	Potencia requerida a 60 Hz	35	85	HP	

<b>MOTOR</b>	Tipo Motor	456-DOMINATOR-4133-UT-RA 156 HP 2591 Volt 38.5 Amp		Dominator
	Serie	456		Pulgadas
	Potencia a 60 Hz	109.2		HP
	Voltios a 60 Hz	2361		Voltios
	Amperios a 60 Hz	28.7		Amperios
	Amperios motor en operación	17.2	23	Amperios
	Carga de motor en operación	59.9	80.1	%
	Temperatura de motor	176	178	°F
<b>CABLE</b>	Longitud y tipo de cable	4100 ft Redalead		NA
	Forma de cable	Plano		NA
	Calibre conductor	4		AWG
	Kvoltios	5		Kvoltios
	Máximos amperios	140		Amperios
	Voltaje en superficie	1806	2268	Voltios
	KVA requeridos en superficie	53.8	90.3	KVA
<b>VSD</b>	Tipo de VSD	Speed Star 2000		
	KVA	200		KVA
	Máximos amperios	241		Amperios
	Voltaje de entrada	480		Voltios
	Amperios de Operación	64.7	108.7	Amperios
	Carga VSD @ start	26.9	45.2	%
	Carga VSD @ run	26.9	45.2	%

**Anexo B. Diseño BES YR-67. Schlumberger**

	PARÁMETRO	VALOR	VALOR	UNIDADES	
	<b>WELL CONDITIONS</b>	Csg	7*26#		OD, #/ft
Pb		2400		psi	
MPP		7926		Ft MD	
Método IPR		Vogel		NA	
API		20		API	
<b>Datos de Producción</b>					
Ps		2400		Psi	
WC		46		%	
GE agua		1.02		Adimensional	
GOR		290		Scf/Bfpd	
THP		150		Psi	
GE oil		0.934		Adimensional	
GE Mezcla		1.003		Adimensional	
IP		1.5		Bfpd/psi	
Qmax (Pwf=0)		3713		Bfpd	
<b>BOMBA</b>	<b>Profundidad del intake</b>	<b>5000</b>		<b>Ft, MD</b>	
	Tipo de bomba	DN 1100		Flujo mixto	
	Serie	400		Pulgadas	
	Descripción Bomba	CR-CT-ARZ-CS		Compresora	
	# etapas	191		EA	
	<b>Parámetros de operación</b>	<b>WC 50%</b>	<b>WC 80%</b>		
	Frecuencia	40	45	Hz	
	Q operación @ sep	110	750	Bfpd	
	Q antes del intake	122	764	Bfpd	
	Gas antes de intake	0	24	%	
	Gas dentro de la bomba	0	3	%	
	Pwf	2272	1672	Psi	
	Draw-down	128	798	Psi	
	Nivel dinámico	2430	4000	Ft	
	TDH	2528	3826	Ft	
	Presión de descarga	2241	2368	Psi	
	PIP	1016	400	Psi	
	Potencia requerida a 60 Hz	21.3	46	HP	

<b>MOTOR</b>	Tipo Motor	456-Dominator-4093-UT-RA 108 HP 2520 V 27.5 Amp		Dominator
	Serie	456		Pulgadas
	Potencia a 60 Hz	75.6		HP
	Voltios a 60 Hz	2299		Voltios
	Amperios a 60 Hz	20.5		Amperios
	Amperios motor en operación	11.3	15.7	Amperios
	Carga de motor en operación	55.1	76.6	%
	Temperatura de motor	161	177	°F
<b>CABLE</b>	Longitud y tipo de cable	5100 ft Redalead		NA
	Forma de cable	Plano		NA
	Calibre conductor	6		AWG
	Kvoltios	5		Kvoltios
	Máximos amperios	108		Amperios
	Voltaje en superficie	1728	2148	Voltios
	KVA requeridos en superficie	33.7	58.3	KVA
<b>VSD</b>	Tipo de VSD	Speed Star 2000		
	KVA	163		KVA
	Máximos amperios	196		Amperios
	Voltaje de entrada	480		Voltios
	Amperios de Operación	40.7	70.3	Amperios
	Carga VSD @ start	31.3	54.1	%

**Anexo C. Diseño BES YR-73. Schlumberger**

	PARÁMETRO	VALOR	VALOR	UNIDADES	
	<b>WELL CONDITIONS</b>	Csg	7*26#		OD, #/ft
Pb		2400		psi	
MPP		7680		Ft MD	
Método IPR		Vogel		NA	
API		20		API	
<b>Datos de Producción</b>					
Ps		2400		Psi	
WC		1		%	
GE agua		1.02		Adimensional	
GOR		320		Scf/Bfpd	
THP		150		Psi	
GE oil		0.934		Adimensional	
GE Mezcla		1.003		Adimensional	
IP		0.9		Bfpd/psi	
Qmax (Pwf=0)		2256		Bfpd	
<b>BOMBA</b>	<b>Profundidad del intake</b>	<b>4920</b>		<b>Ft, MD</b>	
	Tipo de bomba	DN 1100		Flujo mixto	
	Serie	400		Pulgadas	
	Descripción Bomba	CR-CT-ARZ-CS		Compresora	
	# etapas	186		EA	
	<b>Parámetros de operación</b>	<b>WC 1%</b>	<b>WC 80%</b>		
	Frecuencia	45	60	Hz	
	Q operación @ sup.	590	856	Bfpd	
	Q antes del intake	624	871	Bfpd	
	Gas antes de intake	43.3	40	%	
	Gas dentro de la bomba	8.5	4.8	%	
	Pwf	1762	1483	Psi	
	Draw-down	638	917	Psi	
	Nivel dinámico	2666	4018	Ft	
	TDH	2417	4532	Ft	
	Presión de descarga	1623	2117	Psi	
	PIP	782	355	Psi	
	Potencia requerida a 60 Hz	32.5	58.4	HP	

<b>MOTOR</b>	Tipo Motor	456-Dominator-4093-UT-RA 108 HP 2520 V 27.5 Amp		Dominator
	Serie	456		Pulgadas
	Potencia a 60 Hz	75.6		HP
	Voltios a 60 Hz	2299		Voltios
	Amperios a 60 Hz	20.5		Amperios
	Amperios motor en operación	12.4	16.5	Amperios
	Carga de motor en operación	60.5	80.5	%
	Temperatura de motor	207	185	°F
<b>CABLE</b>	Longitud y tipo de cable	5100 ft Redalead		NA
	Forma de cable	Plano		NA
	Calibre conductor	6		AWG
	Kvoltios	5		Kvoltios
	Máximos amperios	108		Amperios
	Voltaje en superficie	1774	2232	Voltios
	KVA requeridos en superficie	38.1	63.8	KVA
<b>VSD</b>	Tipo de VSD	Speed Star 2000		
	KVA	163		KVA
	Máximos amperios	196		Amperios
	Voltaje de entrada	480		Voltios
	Amperios de Operación	45.8	76.7	Amperios
	Carga VSD @ start	35.3	59.1	%



UNIVERSIDAD  
INDUSTRIAL DE  
SANTANDER

