

**“EVALUACION DEL CAMBIO DE BOMBEO MECANICO Y BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE EN 6 POZOS DEL CAMPO CANTAGALLO”**

**CAMILO ANDRES FLOREZ CAICEDO  
CANDIDO MOISES SIERRA MORENO**

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

**2008**

**“EVALUACION DEL CAMBIO DE BOMBEO MECANICO Y BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE EN 6 POZOS DEL CAMPO CANTAGALLO”**

**CAMILO ANDRES FLOREZ CAICEDO  
CANDIDO MOISES SIERRA MORENO**

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

**Director:  
Ing. Fredy Abelardo Nariño Remolina  
ECOPETROL S.A.**

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

**2008**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director, el ingeniero **Fredy Abelardo Nariño Remolina**, por ser nuestro amigo incondicional, por su constante apoyo, motivación y por la orientación que nos brindó en cada aspecto de este trabajo.

Al ingeniero **Michel Bohórquez**, por su colaboración y soporte en el área de producción.

*A Dios, El Niño Jesús y la Virgen María por permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida, por haber llenado mi camino de personas maravillosas y por ser la fuerza y la esperanza que me permitieron salir adelante frente a cada dificultad.*

*A mis padres, Balbino y Lucy, porque con su ejemplo inspiran a diario en mí el deseo de superación, porque con su amor, orientación y confianza, hicieron de mí lo que hoy soy y por ese apoyo incondicional, sin el cual, nada de esto habría sido posible.*

*A mis abuelos, Horacio y Teresa, por haberme abierto cariñosamente un espacio en sus vidas y haber estado a mi lado durante cada instancia de mi proceso de formación.*

*A mis hermanos, Herman Eduardo y Cristian, porque con su cariño y su acompañamiento me enseñaron que en esta vida lo que uno se propone se puede lograr con esfuerzo y dedicación.*

*A mis tíos Richard, Diego Leonardo, por haberme apoyado siempre en esta carrera que elegí y por sus consejos en los momentos difíciles de mi carrera; una dedicación muy especial para mi tío Yesid que desde el cielo sé que se siente orgullo de mí y de saber que otro integrante de la familia obtiene el título de ingeniero y a toda mi familia, porque siempre tuvieron sus brazos abiertos para tenderme la mano en el momento justo.*

*A Viviana, porque haz sido una persona incondicional y un apoyo importante en mi vida, dándome felicidad y mucho ánimo en los momentos que más lo necesite.*

*A mis amigos, de quienes tuve la oportunidad de aprender algo nuevo en cada oportunidad, me llevo los mejores recuerdos.*

*Con cariño, Camilo A. Flórez.*

*A nuestro Dios todopoderoso, el sagrado corazón de Jesús por darme la oportunidad de culminar esta etapa de mi vida llena de éxitos y sabiduría.*

*A mi mamá que con su espíritu lleno de esfuerzos me dio la fortaleza de salir adelante y triunfar en esta nueva etapa de mi vida que hoy culmina.*

*A la memoria de mi abuelo que desde el cielo me supo guiar por el camino correcto y me heredó la sabiduría necesaria para afrontar las dificultades que se presentaron en esta etapa de mi vida.*

*A Yulí Andrea que siempre estuvo presente en todos los momentos difíciles de mi carrera y me supo aportar buenos consejos para poder sobrellevarlos.*

*Una dedicatoria muy especial a mis amigos que en el diario vivir de mi carrera siempre estuvieron presentes en las buenas y en las malas.*

*Con cariño, Candido Moises Sierra Moreno.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	19
OBJETIVOS	20
OBJETIVO GENERAL	20
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO	21
1.1 RESEÑA HISTORICA	21
1.2 LOCALIZACIÓN	25
1.3 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO	27
1.4 CAMPOS ALEDAÑOS:	30
1.4.1 Campo Cristalinas.	30
1.4.2 Campo Garzas.	30
1.4.3 Campo Sogamoso.	30
1.5. GEOLOGÍA	31
1.5.1. Localización Geográfica.	31
1.5.2. Estratigrafía.	33
1.5.3. Estructura del Yacimiento.	37
1.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	39
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	41
2.1 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	41
2.2. GENERALIDADES ACERCA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	42
2.2.1 Gas LIFT	42
2.2.2. Bombeo por cavidades progresivad “PCP”.	48
2.2.3. Bombeo hidraulico tipo pistón.	51
2.2.4. Bombeo hidráulico tipo jet.	55

2.2.5. Bombeo electrosumergible.	58
2.2.6. Bombeo mecánico	60
3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES	65
3.1. PLUNGER LIFT	65
3.1.1. Ventajas y desventajas.	67
3.1.2. Rango recomendado de operación.	68
3.2. CHAMBER LIFT	69
3.2.1. Ventajas y desventajas.	71
3.3. BORS (BALANCED OIL RECOVERY SYSTEM)	71
3.3.1. Funcionamiento.	72
3.3.2. Componentes del equipo bors.	73
3.3.3. Características de selección del pozo	74
3.3.4. Ventajas y desventajas.	75
4. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	77
4.1. DEFINICION	77
4.2. GENERALIDADES	78
4.3. COMPONENTES – DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO	79
4.3.1. Equipo de superficie	80
4.3.2. Cabezal de pozo.	80
4.3.3. Fuentes de energía.	81
4.3.4. Transformadores.	81
4.3.5. Tipos de transformadores.	82
4.3.6. Controlador de frecuencia.	82
4.3.7. Caja de venteo ó de conexiones eléctricas.	83
4.3.8. Equipo de fondo.	83
4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO	91
4.4.1. Datos básicos.	91
4.4.2. Capacidad de producción.	92
4.4.3. Cálculos de gas.	93
4.4.4. Altura dinámica total	96

4.4.5. Tipo de bomba.	96
4.4.6. Tamaño optimo de componentes.	98
4.4.7. Cable eléctrico.	98
4.4.8. Accesorios y equipo opcional.	99
4.4.9. Sistema de variación de velocidad de bombeo.	99
5. BOMBEO MECANICO	101
5.1 EQUIPO DE SUPERFICIE Y DE SUBSUELO	101
5.2 TIPOS DE BOMBAS	103
5.2.1. Bomba de subsuelo.	103
5.2.2. Bomba de tubería (TH – TP	103
5.2.3. Bomba tipo varilla	104
5.3. CICLO NORMAL DE BOMBEO	104
5.4. GEOMETRÍAS DE LAS UNIDADES DE BOMBEO	109
5.4.1. Unidades tipo convencional	110
5.4.2. Unidades tipo Mark II.	111
5.4.3. Unidades balanceadas por aire.	113
5.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BM	116
6. ANALISIS DE LOS POZOS	117
6.1. POZO 1	117
6.1.1. Análisis de la curva IPR	118
6.2. POZO 2	119
6.2.1. Análisis de la curva IPR	120
6.3. POZO 3	123
6.3.1. Análisis de la curva IPR	123
6.4. POZO 4	125
6.4.1. Análisis de la curva IPR.	125
6.5. POZO 5	128
6.5.1. Análisis de la curva IPR	129
6.5.1. Análisis de la curva IPR	129
6.6. POZO 6	131

6.5.2. Análisis de la curva IPR	131
7. EVALUACION DE COSTOS	133
7.1 CALCULO DE COSTOS.	135
7.1.1. Costos para pozo 1	136
7.1.2. Costos para pozo 2.	141
7.1.3. Costos para pozo 3	145
7.1.4. Costos para pozo 4	148
7.1.5. Costos para pozo 5	154
7.1.6. Costos para pozo 6	160
BIBLIOGRAFÍA	164
ANEXOS	166

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Potenciales de producción de 6 pozos del campo Yariguí-Cantagallo.	40
Tabla 2. Consideraciones de operación de la bomba de cavidades progresivas.	50
Tabla 3. Producción Incremental de los 6 pozos	133
Tabla 4. Elementos de costo para un proyecto de implementación de equipos BES	135
Tabla 5. Costo para Equipo BES pozo 1.	136
Tabla 6. Precios promedio del barril de crudo producido por año para el campo Cantagallo	137
Tabla 7. Producción por año para el pozo 1	137
Tabla 8. Costos para pozo 1.	138
Tabla 9. Costo para equipo BES pozo 2(30 de Nov. 2004)	141
Tabla 10. Producción por año para el pozo 2	141
Tabla 11. Costos para pozo 2.	142
Tabla 12. Costo para equipo BES pozo 3 (12 de Marzo de 2006)	145
Ganancia	145
Tabla 13. Producción por año para pozo 3	146
Tabla 14. Costos para pozo 3.	146
Tabla 15. Costo para equipo BES pozo 4 (21 de Noviembre de 2005)	148
Tabla 16. Costos para pozo 4 del cambio de BES y BM.	149
Tabla 17. Producción por año para pozo 4 con BES	149
Tabla 18. Producción por año para el pozo 4 con BM	152
Tabla 19. Costo para equipo BES pozo 5 (28 de Octubre de 2005)	154
Tabla 20. Costos para pozo 5 del cambio de BES y BM.	154
Tabla 21. Producción por año para el pozo 5 con BES	155
Tabla 22. Producción por año para pozo 5 con BM	158
Tabla 23. Costo para equipo BES pozo 6 (15 de Noviembre de 2004)	160

Tabla 24. Producción por año para pozo 6	160
Tabla 25. Costos para pozo 6	161

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 1998	25
Figura 2. Ubicación Campo Cantagallo con respecto a Santa Fe de Bogotá	26
Figura 3. Ubicación Geográfica Campo Cantagallo	27
Figura 4: Distribución del Campo Yarigui - Cantagallo	29
Figura 5. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	36
Figura 6. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo	38
Figura 7. Sistemas de gas lift continuo y de gas lift intermitente	44
Figura 8..Esquema de Sistema de levantamiento Artificial "PCP"	50
Figura 9. Esquema típico bombeo hidráulico tipo Pistón o Jet.	52
Figura 10. Estructura interna de una bomba hidráulica tipo pistón.	53
Figura 11. Componentes de la bomba hidráulica tipo jet.	56
Figura 12. Sistema típico de bombeo mecánico.	61
Figura 13. Esquema de un sistema de Plunger -lift.	67
Figura 14. Esquema de instalación para Chamber Lift.	69
Figura 15. Esquema del sistema BORS.	73
Figura 16 "Instalación típica de un bombeo Electrosumergible"	80
Figura 17. "Motor sumergible y sus componentes básicos"	84
Figura 18. "Partes de un motor sumergible"	85
Figura 19."Sección sellante"	86
Figura 20. "Bomba centrífuga"	87
Figura 21 "Separador de gas rotativo"	90
Figura. 22. Bomba de subsuelo	103
Figura 23. Tipos de bombas de subsuelo	104
Figura 24. Ciclo normal de bombeo mecánico	105

Figura. 25. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla.	107
Figura. 26. Unidad convencional	110
Figura 27. Unidad tipo Mark	112
Figura. 28. Unidad balanceada por aire	114
Figura 29. Curva IPR para pozo 1	118
Figura 30. Curva IPR para pozo 2	120
Figura 31. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 2	122
Figura 32. Curva IPR para pozo 3	124
Figura 33. Curva IPR para pozo 4	126
Figura 34. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 4	127
Figura 35. Curva IPR para pozo 5	129
Figura 36. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 5	130
Figura 37. Curva IPR para pozo 6	131
Figura 38. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 2	143
Figura 39. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 4	151
Figura 40. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 5	157

## 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)

**ft:** feet, pies

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

**HP:** Horse Power, caballos de fuerza

**Hz:** Hertz

**in:** inches, pulgadas

**KW:** Kilo Watio

**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)

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

## **RESUMEN**

**TITULO: EVALUACION DEL CAMBIO DE BOMBEO MECANICO Y BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN 6 POZOS DEL CAMPO CANTAGALLO.\***

**AUTORES: CAMILO ANDRES FLOREZ CAICEDO  
CANDIDO MOISES SIERRA MORENO\*\***

**PALABRAS CLAVES:** BM, BES, IPR, VLP, Equipos, Pozos, Rentabilidad, Drop Down.

### **DESCRIPCIÓN**

Gracias a la demanda de crudo, a nivel mundial se ha visto incrementado el precio del barril, lo que conlleva a que en la industrial del petróleo se piense en buscar diferentes métodos para aumentar la producción de hidrocarburos aprovechando con esto las propiedades de la formación, debido a esto se han implementado diversos sistemas de levantamiento artificial para poder obtener el potencial máximo de caudal en los pozos.

Unos de los sistemas de levantamiento artificial más utilizado en la producción de hidrocarburos es el bombeo mecánico el cual maneja buenos caudales en pozos someros, por lo que no aplica a pozos en los cuales la formación productora se encuentre a grandes profundidades, para tratar estos pozos se recomiendan utilizar otros sistemas entre los cuales se encuentra el bombeo electrosumergible; el cual tiene muy buen rendimiento lo que se refleja en el aumento de la producción.

En este proyecto se realizó un estudio a seis (6) pozos en el campo Cantagallo donde se tuvo como referencia la producción y rentabilidad de cada uno de estos. Durante el desarrollo del proyecto se aplicó el concepto de curvas IPR, VLP, flujo de caja y tasa interna de retorno (TIR), como parte de un análisis económico. Con base en la aplicación de los conceptos anteriores se obtuvo un análisis técnico y económico de cada uno de los pozos donde se demuestra el grado de rentabilidad en la implementación de estos métodos de levantamiento artificial en los pozos evaluados.

\*TRABAJO DE GRADO.

\*\*FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS, ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
DIRECTOR: Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA.

## **ABSTRACT**

**TITLE: CHANGE EVALUATION OF MECHANICAL PUMPING AND ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING IN SIX WELLS OF CANTAGALLO FIELD.\***

**AUTHORS: CAMILO ANDRES FLOREZ CAICEDO  
CANDIDO MOISES SIERRA MORENO\*\***

**KEYWORDS:** BM, BES, IPR, VLP, Equipment, Wells, Profitability, Drop Down.

### **DESCRIPTION**

With demand for crude worldwide has increased the price per barrel, which leads to the oil industry think of different search methods to increase production of oil exploiting the properties of this training, This is due to have implemented various artificial lifting systems in order to obtain the maximum potential flow into wells.

Some of the more artificial lifting systems used in the production of hydrocarbons is the mechanical pump which handles good flow in shallow wells and therefore does not apply to wells in which the training is producing at great depths, to treat these wells are recommended to use other systems, which includes electric submersible pumping; which has very good performance as reflected in increased production.

This project is conducting a study to six (6) wells in the area where Cantagallo took as a reference production and profitability of each of these. During the development of the project was implemented the concept of IPR curves, VLP, cash flow and internal rate of return (IRR), as part of an economic analysis. Based on the application of concepts earlier showed a technical and economic analysis of each of the wells where it shows the degree of profitability in the implementation of these artificial methods of lifting the wells tested.

\*Degree Project.

\*\* Faculty of Chemicals-Physical Engineering. Petroleum Engineering.  
Tutor: Ing. FREDDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA.

## INTRODUCCION

En los últimos tiempos se ha incrementado a nivel mundial la demanda de crudo, lo que conlleva a su vez que el precio de este también esté en constante aumento. Al ver esto, la industria del petróleo ha buscado e implementado diferentes sistemas de producción los cuales aportan en el aumento del caudal generando también utilidades económicas logrando así el objetivo principal de la explotación de hidrocarburos que es alcanzar un máximo en la relación costo-beneficio.

Uno de los sistemas de producción utilizados en un yacimiento para aumentar el caudal producido es el bombeo electrosumergible el cual se utiliza en muchos casos para reemplazar el bombeo mecánico cuando se vuelve no conveniente en la producción de un pozo o poco eficiente con lo que no se puede aprovechar su máximo potencial.

En este proyecto se realizó un estudio del cambio de sistema de levantamiento artificial entre bombeo mecánico y bombeo electrosumergible en seis pozos del campo Cantagallo, determinando que tan rentable fue el cambio, las condiciones bajo las cuales se llevaron a cabo dichos cambios y cual fue el comportamiento presentado en cada pozo en respuesta a cada uno de estos cambios.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar una evaluación del cambio entre bombeo mecánico y bombeo electrosumergible en algunos pozos del campo Cantagallo.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir el comportamiento productivo de los pozos al utilizar bombeo mecánico y bombeo electrosumergible utilizando curvas IPR, curvas de declinación, propiedades del yacimiento y datos históricos del pozo.
- Estimar el desempeño operacional del bombeo electrosumergible y el bombeo mecánico en el Campo Cantagallo.
- Determinar el descenso o incremento en la producción debido al cambio de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible en los pozos del campo Cantagallo.
- Se determinara el efecto costo-beneficio debido al cambio de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible en los pozos del campo Cantagallo utilizando el concept de valor presente neto, Tasa Interna de Retorno (TIR), y Flujo de caja.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO**

### **1.1 RESEÑA HISTORICA**

Los Campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de las antiguas Concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año 1939 a la Compañía de petróleos del Valle del Magdalena Medio, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum y mas tarde, en el año de 1953 a la Shell Cóndor. Durante 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: Cimitarra 1 y Cimitarra 2.

El pozo Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), 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) alcanzó una profundidad de 6170 ft, donde se 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. 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 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.

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, bombeo hidráulico y actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electro sumergible. 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".

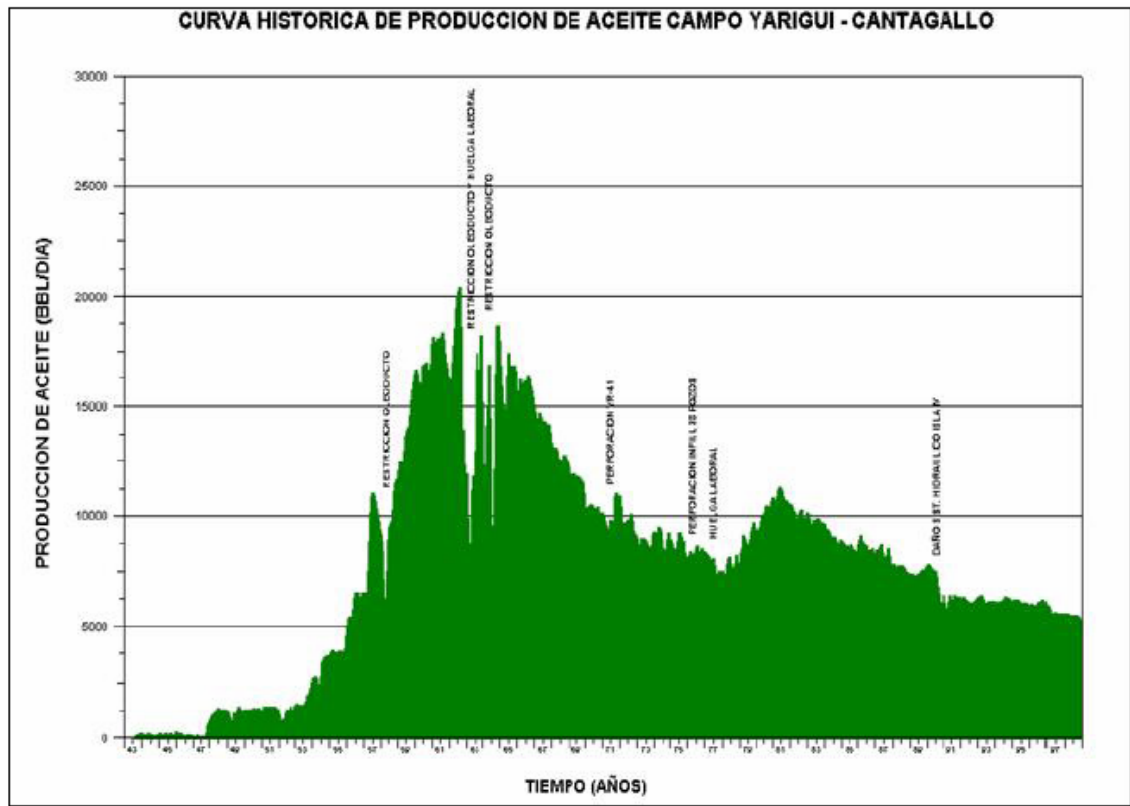
Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de éstos se completaron en arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas. La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 bopd, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 bopd.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas productoras B, C Y CG. Obteniendo resultados beneficiosos para el campo. A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 bopd y 3700 Kcfd de gas y se habían recobrado 160 Mbbls de petróleo y 84,5 Gcf de Gas A Diciembre de 2005 la producción se ha incrementado a 12000 bopd y 4000 Kcfd de gas, logrando así que actualmente el Campo Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

La Fig. 1 muestra la curva de producción de petróleo para el campo hasta al año 1998.

Figura 1. Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 1998

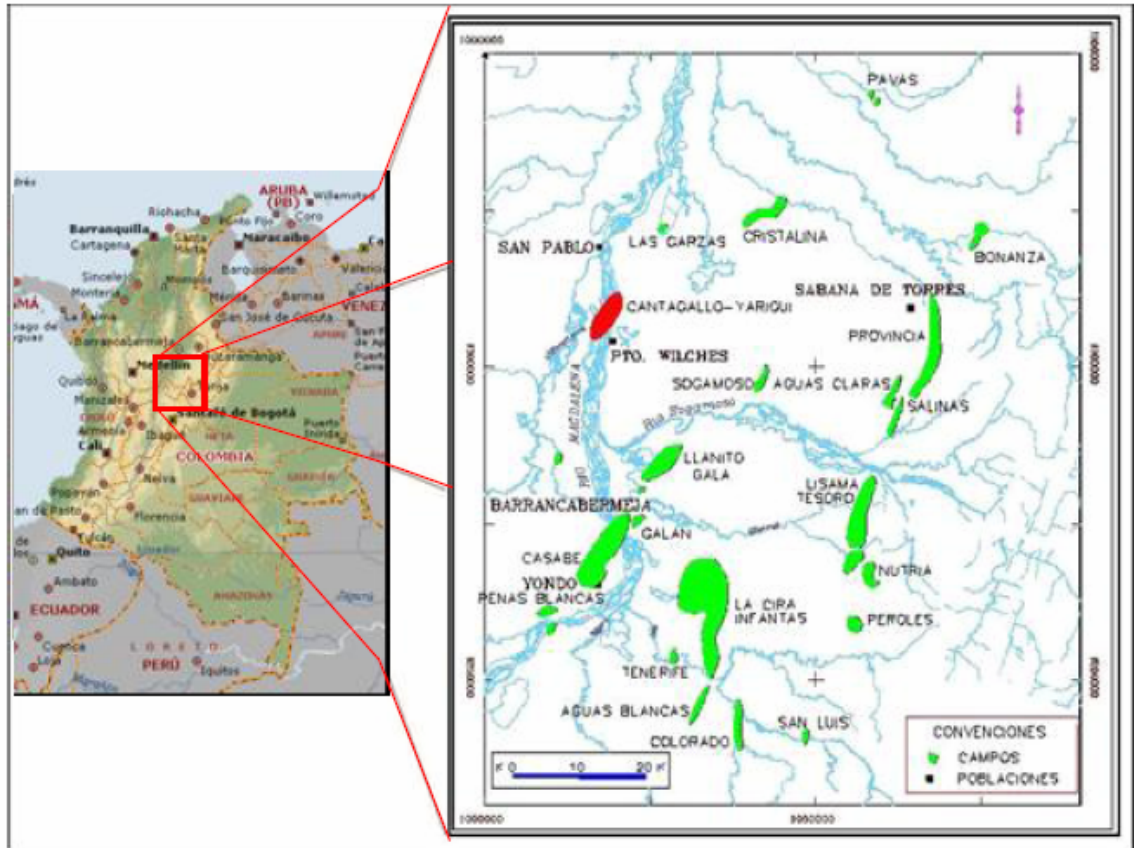


Fuente: ECOPETROL S.A.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Yariguí – Cantagallo se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y de Bolívar; a una distancia aproximada de 20 Km. al Nor-Este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 Km. al Nor-Oeste de Santa Fé de Bogotá (Fig. 2).

Figura 2. Ubicación Campo Cantagallo con respecto a Santa Fe de Bogotá



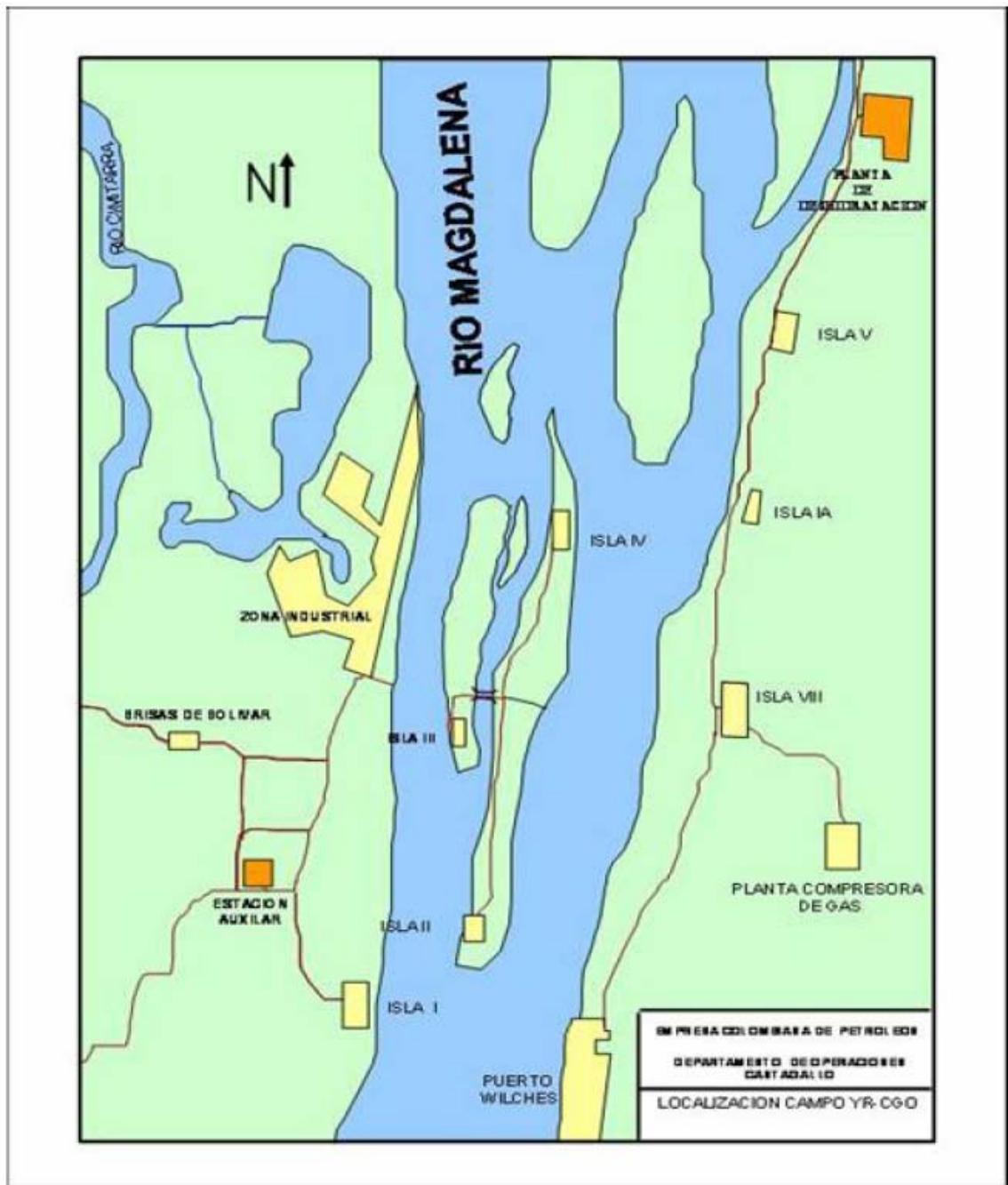
Fuente: ECOPETROL S.A.

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de Cantagallo, al sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo (Fig. 3).



principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 4: Distribución del Campo Yarıgui - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

## **1.4 CAMPOS ALEDAÑOS:**

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

**1.4.1 Campo Cristalinas.** 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.

**1.4.2 Campo Garzas.** 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 VI unos 6 km aproximadamente.

**1.4.3 Campo Sogamoso.** 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, donde se recibe y se entrega a 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 del Campo Cantagallo. En cada campo se tiene la custodia de cada uno de los pozos al igual que los equipos con que se opera cada campo bajo la modalidad de contrato con personal de la región.

## **1.5. GEOLOGÍA**

**1.5.1. 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 Jurá-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 tectonosedimentarios. 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 fluviodeltaíca).

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.

**1.5.2. 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 Fig. 5 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**, la cual, litológicamente está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillositas 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:** formación que se subdivide en cuatro miembros informales de base a techo así: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa” (con base en las propiedades de los registros eléctricos).

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:** formación que 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 *grauwaticas*, 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 esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

Figura 5. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
TERCIARIO	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)			
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)			
			OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale Arenas A0 Arenas A1 Arenas A2 Arenas A3 Arenas B0 Arenas B1
			FM. MUGROSA (Tom)	Arenas B2 Arenas B3	
	EOCENO	FORMACION LA PAZ (Twp)	Arenas C Arenas Cantagallo		
	CRETACEO	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
		SANTONIANO CONIACIANO TURONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)		
		APTIANO			
		ALBIANO	FORMACION SIMITI (Ks s)		
		APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kt)		
BARREMIANO		FORMACION PAJA (Kp)			
HAUTERIVIANO		FORMACION ROSABLANCA (Krb)			
VALANGINIANO		FORMACION TAMBOR (Kts)			
JURASASICO		FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: ECOPETROL S.A.

**1.5.3. Estructura del Yacimiento.** La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal 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 (Fig. 1.6).

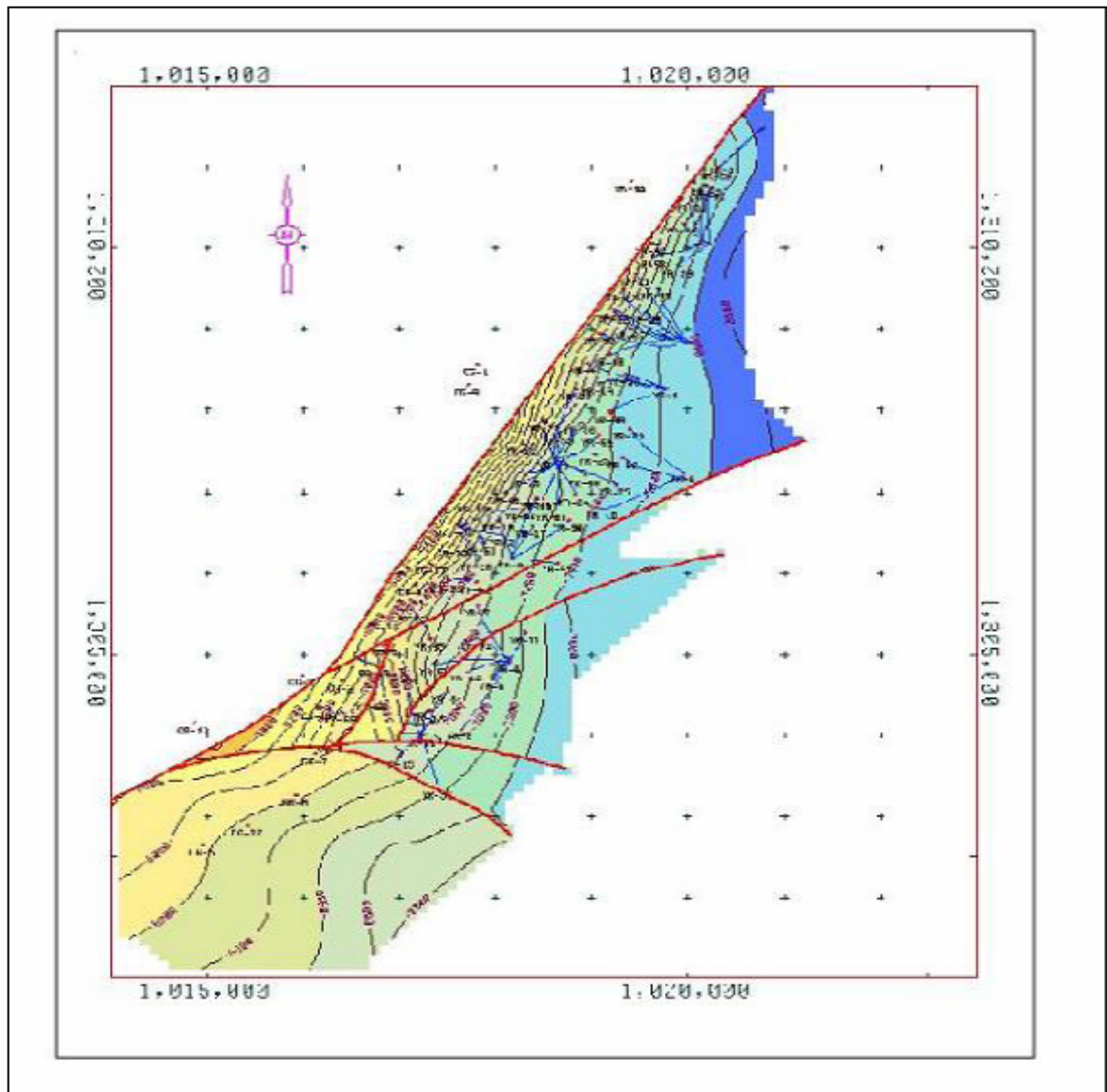
En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más Norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado N33°E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla.

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.

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 corta el monoclinial en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

Figura 6. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

## 1.6. 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.

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 94 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 de los 6 pozos.

Tabla 1. Potenciales de producción de 6 pozos del campo Yariguí-Cantagallo.

POZO	S. PROD.	ARENA	BLOQUE	P. BRUTA	%BSW	P. NETA	RGP	KSCFD
1	BES	CG	4	1100	60	440	0	0,0
2	BM	CCG	5N	342	65	120	920	110,1
3	BES	C	5N	540	35	351	404	141,8
4	BM	CG	4	499	60	200	180	35,9
5	BM	CCG	5N	280	45	154	215	33,1
6	BES	BCCG	5N	834	20	667	450	300,2

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".

## **2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES**

Un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

### **2.1 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes dos categorías:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (por ejemplo. Reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Los sistemas de levantamiento que utilizan el principio de modificación de las propiedades físicas de los fluidos incluyen:

- Gas lift.
- Plunger lift (Sistema no Convencional).
- Chamber lift (Sistema no Convencional).

Entre los métodos que se basan en la acción de una bomba para incrementar la energía del sistema, se incluyen:

Bombas de desplazamiento positivo.

- Bombas de pistón (Bombeo Mecánico).
- Bombas de cavidades progresivas.

Bombas de desplazamiento dinámico.

- Bombas centrífugas (Bombeo electro sumergible).
- Bomba tipo jet (Bombeo Hidráulico).

La energía para estas unidades de bombeo puede ser transmitida hacia el equipo de subsuelo bien sea mediante cables eléctricos, varillas de transmisión rotativas o reciprocantes, o fluido hidráulico de alta presión. La máxima potencia que puede ser entregada a un pozo es diferente para cada clase de sistemas de levantamiento artificial.

## **2.2. GENERALIDADES ACERCA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

A continuación se expone en forma general los diferentes sistemas de levantamiento artificial convencionales más aplicados en el mundo, haciendo énfasis en su mecanismo de funcionamiento y en las ventajas y desventajas que poseen.

**2.2.1 Gas LIFT.** El sistema Gas lift<sup>6</sup> complementa el proceso de flujo natural al añadir gas al fluido de producción, reduciendo la densidad del fluido, y por lo tanto la cabeza hidrostática de la columna a levantar. Normalmente se emplea un

sistema cíclico cerrado en el que el gas del separador es secado, recomprimido y regresado al pozo. La Figura 22 ilustra un sistema típico de gas lift.

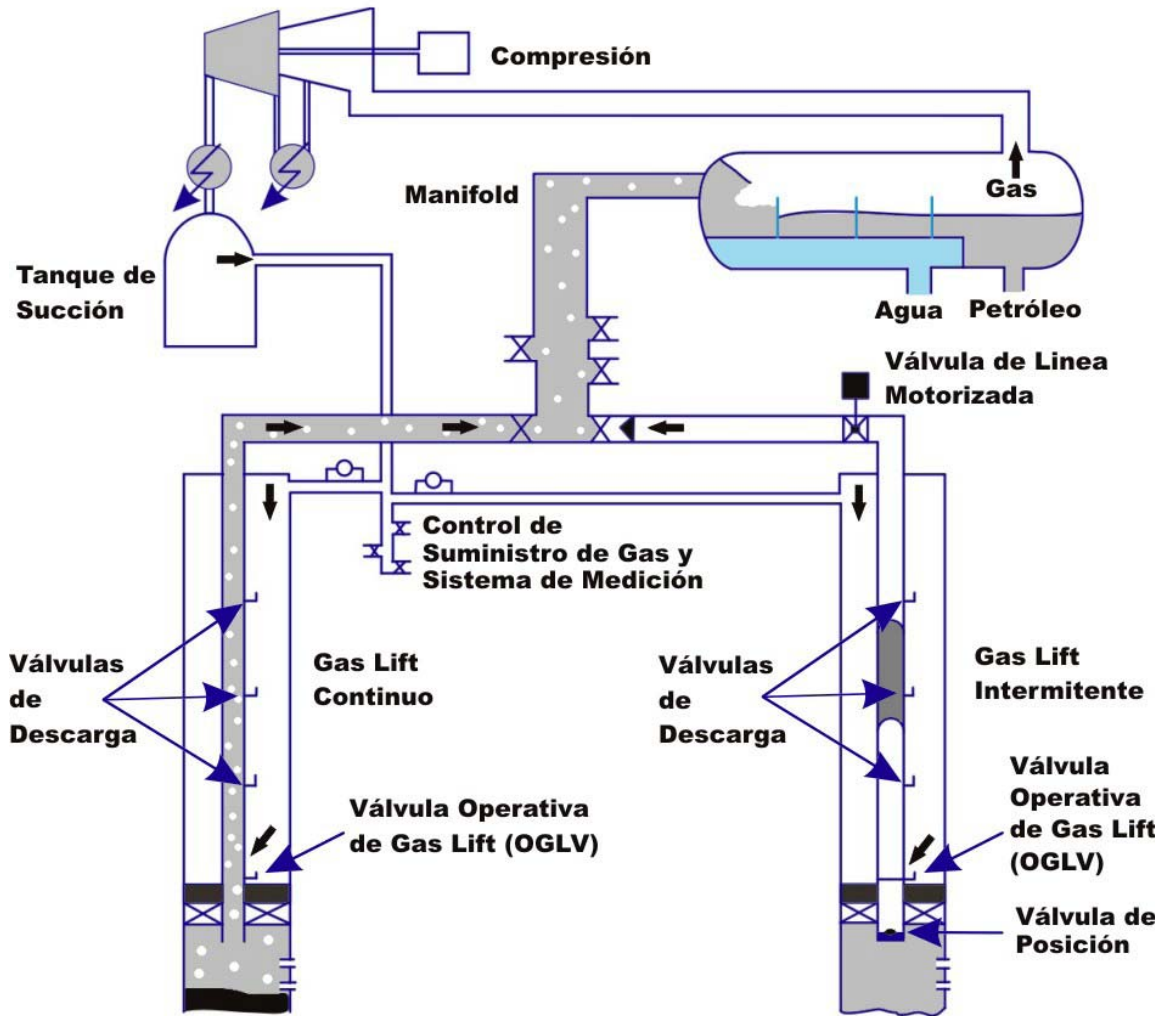
El equipo requerido para la implementación de gas lift en un pozo es el siguiente:

**2.2.1.1. *Equipo de superficie y Equipo de subsuelo:***

*Equipo de Superficie*

- Ensamblaje de la cabeza del pozo.
- Choke (para flujo continuo).
- Choke con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente).
- Compresores.
- Separador.

Figura 7. Sistemas de gas lift continuo y de gas lift intermitente



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

*Equipo de subsuelo:*

- Mandriles de gas lift.
- Válvulas de gas lift.
- Empaque de subsuelo.

El gas de levantamiento es bombeado generalmente por el anular del pozo e inyectado al tubing a través de una válvula de gas lift (*Gas Lift Valve, GLV*). Estas válvulas normalmente contienen una válvula cheque para prevenir la entrada en contracorriente del fluido producido o de tratamiento hacia el anular, para propósitos de seguridad y eficiencia del sistema. En algunos diseños de pozo, el gas es suministrado a través del tubing, recuperando la producción a través del anular o bien de un segundo tubing el cual puede ser concéntrico o paralelo al tubing de suministro.

Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad posible. Una excepción para esta regla está en los casos en los que la presión de tubería de producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación. En estos casos el gas inyectado se disolvería en el líquido producido, y de esta forma, perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido.

En pozos con bajo índice de productividad, el gas lift continuo no puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema. En estos casos el levantamiento intermitente puede ser más eficiente. El levantamiento intermitente opera cerrando el suministro de gas para permitirle al pozo fluir hacia el cabezal de producción. Solamente cuando ha entrado suficiente líquido en la tubería, se abre el suministro de gas y se produce un bache de líquido. Esto puede ser mucho más eficiente bajo estas condiciones de pozo que el gas lift continuo.

Cuando se incorpora un pozo a un sistema de producción después de su terminación, con el pozo lleno con fluidos de completamiento o después de un largo cierre donde los fluidos se hayan segregado, la presión normal de gas lift no es suficiente para alcanzar la profundidad máxima de las válvulas.

En este caso, generalmente es necesario vaciar por etapas tanto el tubing como el casing llenos con líquido. Esto se consigue aplicando presión de gas a una serie de GLVs (válvulas de descarga periódica) instaladas progresivamente de arriba hacia abajo. Éstas válvulas de descarga están diseñadas para abrirse a una presión predeterminada y luego cerrarse de nuevo a una presión ligeramente más baja, con el propósito de que manipulando la presión de inyección, se haga circular el gas a través de estas de arriba hacia abajo.

Las válvulas de operación se diseñan específicamente para la circulación continua, mientras que las válvulas de descarga están diseñadas únicamente para permitir descargas periódicas.

La profundidad máxima de la GLV de operación (OGLV) esta limitada por:

- Máxima presión de suministro de gas y tasa de entrega.
- Presión de cabeza de tubería fluyendo a la tasa de flujo prevista.
- Profundidad del empaque (profundidad máxima del mandril más profundo para las válvulas de gas lift).
- Diferencial de presión requerido para mantener las válvulas superiores (de descarga) cerradas, y por lo tanto mantener estable la presión en la OGLV.
- Peligro de colapso en el tubing y la clasificación por resistencia al estallido que posea el casing.

Un sistema de Gas lift requiere adicionalmente de los siguientes componentes:

- Tratamiento del gas, compresión, facilidades de medición y control de flujo, y suministro de gas de arrancada.
- Tubería de producción (tubing) equipada con mandriles de gas lift.
- Acceso para Wireline o Coiled Tubing para la instalación y mantenimiento de las GLVs (el cual puede ser instalado durante el completamiento inicial del pozo).
- Protección contra los reventones en el anular.

En la mayoría de los pozos con este sistema de levantamiento, parte del sistema de prevención contra reventones proviene de las válvulas cheque de las GLVs. Sin embargo, en aquellos pozos donde esta medida no se considera suficiente, se requiere de alguna protección adicional. Esta puede incluir cheques dobles en las GLVs o válvulas cheques adicionales en superficie.

Las GLVs están clasificadas así:

- Válvula controlada por presión del casing, también llamada “válvula de presión” o válvula operada a “presión de inyección”. Las presiones de apertura y de cierre dependen principalmente de la presión en el casing, lo cual, suministra el mejor control de presión para los completamientos con un solo tubing.
- Válvula controlada por la presión en el tubing, también llamada “válvula de fluido” o válvula operada a “presión de producción”. Las presiones de apertura y de cierre dependen principalmente de la sarta de producción. Esto es particularmente útil para completamientos de gas lift dobles.
- Válvula de respuesta proporcional. Estas válvulas se adaptan automáticamente a los cambios en la presión de producción.
- Válvula de nova (venturi). Se alcanza una rata de inyección constante en la OGLV.

#### **2.2.1.2. Ventajas y Desventajas**

##### ***Ventajas***

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Habilidad para manejar altas ratas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.

- Generalmente puede ser reacondicionada con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es restringido por la desviación de los pozos.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

### ***Desventajas***

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los costos capitales de compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre esta disponible.
- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad sise manejan presiones de gas muy altas.

**2.2.2. Bombeo por cavidades progresivad “PCP”.** A continuación se especificaran de manera general los detalles del bombeo por cavidades progresivas.

**2.2.2.1 Generalidades.** La unidad de bombeo por cavidades progresivas consiste básicamente en una bomba de desplazamiento positivo a la que se le transmite el movimiento de rotación a través de un motor eléctrico.

Es un sistema portátil de bajo peso de equipo de superficie para bombas de subsuelo, no tiene válvula interna que se atasquen ni trampas de gas.

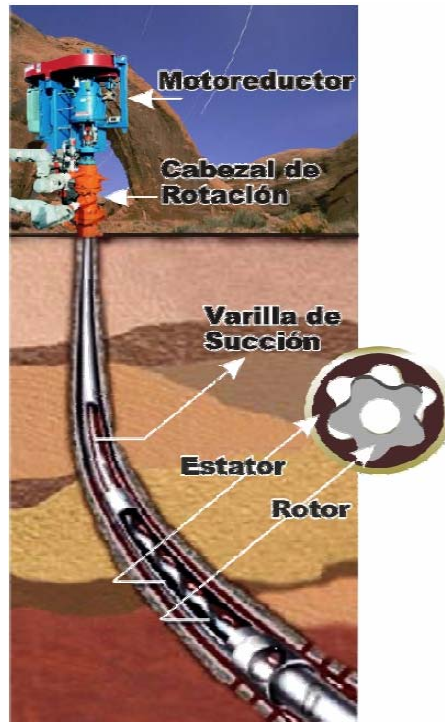
La bomba de cavidades progresivas consiste esencialmente de un equipo de superficie, una sarta de varillas de succión y la bomba de subsuelo.

La bomba consiste de un rotor en forma de hélice simple, que gira dentro de un estator bihelicoidal. El estator está pegado a la sarta de tubería de producción y permanece estático durante el bombeo. En la mayoría de los casos el rotor es adherido a la sarta de varillas de succión, la cual está suspendida y gira por medio del equipo de superficie.

Como el rotor gira excéntricamente dentro del estator, una serie de cavidades selladas se forman desde la entrada a la bomba hasta la descarga final de la misma.

El resultado es un desplazamiento positivo no pulsátil en forma de flujo laminar y estable con una tasa de descarga proporcional al tamaño de la cavidad, la velocidad de rotación y el diferencial de presión a través de la bomba. Como resultado de este diseño no hay válvulas gastadas o sucias por efecto de la arena.

Figura 8..Esquema de Sistema de levantamiento Artificial “PCP”



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

Tabla 2. Consideraciones de operación de la bomba de cavidades progresivas.

CONSIDERACIONES DE	RANGO TÍPICO	MÁXIMO
<b>APLICACIÓN</b>		
PROFUNDIDAD DE OPERACIÓN	2500' - 4500' TVD	6000' TVD
VOLUMEN DE OPERACIÓN	5 - 2200 BFPD	4500 BFPD
TEMPERATURA DE OPERACIÓN	75 °F - 150 °F	250 °F
MANEJO DE CORROSIÓN	BUENO	
MANEJO DE GAS	REGULAR	
MANEJO DE SÓLIDOS	REGULAR	
GRAVEDAD DEL FLUIDO	<35 ° API	

### 2.2.2.2. Ventajas y desventajas

#### **Ventajas**

- Bajo capital de inversión.
- Alta eficiencia del sistema.
- Bajo consumo de energía.
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Operación silenciosa del equipo.
- Instalación sencilla y bajos costos de mantenimiento.
- Es portátil; equipo de superficie ligero.

#### **Desventajas**

- No es compatible con CO<sub>2</sub>.
- Solo cuenta con medida de amperaje de motor para detección de fallas.
- Velocidad limitada para crudos pesados.
- Manejo de caudales pequeños.
- Bajo manejo de sólidos.
- No es compatible con aromáticos.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero.

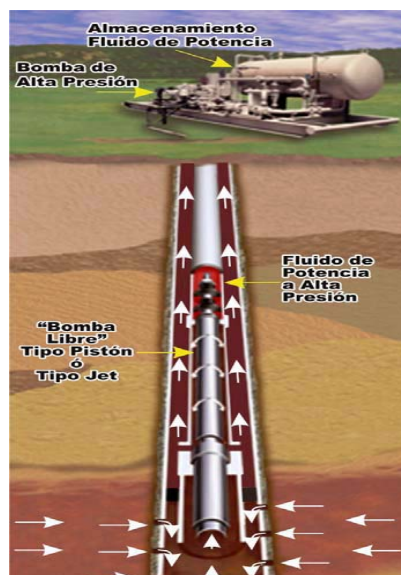
**2.2.3. Bombeo hidráulico tipo pistón.** El bombeo hidráulico tipo pistón<sup>10</sup> (*Hydraulic Pistón Pumping*, HPP) es una variante del bombeo mecánico, con la diferencia de que en este caso se utiliza un medio hidráulico como mecanismo de operación de la bomba de subsuelo.

En un sistema típico de levantamiento hidráulico (bien sea, tipo pistón o tipo jet) el fluido utilizado para la operación de la bomba es llamado fluido de potencia o fluido motriz, y generalmente es petróleo crudo o agua. Este fluido es entregado a

alta presión a la bomba de superficie (ver Figura 9); puede entrar en contacto con el fluido producido si el sistema de circulación es abierto, o nunca tocarlo, si el sistema es cerrado. En el diseño de HPP, el fluido motriz es el que activa el motor que le da movimiento a la bomba.

La bomba hidráulica tipo pistón es un sistema reciprocante, es decir, que succiona y expulsa fluido alternadamente, el cual es forzado a entrar y salir de un par cilindros por la acción de cada uno de los pistones. Como se muestra en Figura 30, el pistón del motor esta unido a una varilla que lo conecta con el pistón de la bomba. Un juego interno de válvulas cheque y válvulas de puente controla los movimientos hacia delante en reversa de los pistones, y permiten la entrada y salida del fluido bombeado. Existen diseños de bomba de acción simple y doble, aunque generalmente son más usados los de acción doble, ya que proporcionan mayor eficiencia. Esto se debe a que el pistón motor y el pistón bomba intercambian papeles al pasar de una carrera a otra, permitiendo de esta forma bombear el fluido de producción tanto en la carrera ascendente como en la descendente, dándole así, un mayor aprovechamiento a la energía suministrada.

Figura 9. Esquema típico bombeo hidráulico tipo Pistón o Jet.

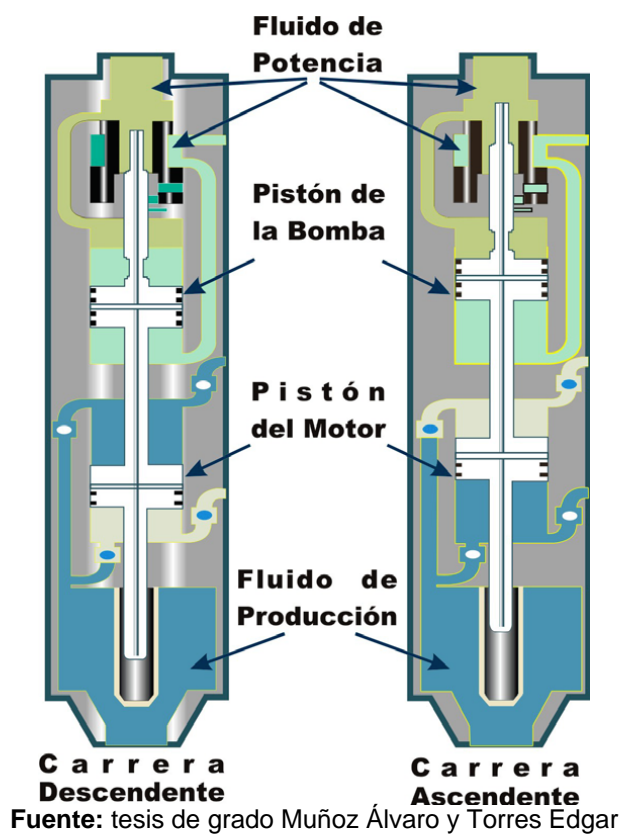


Fuente: [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)

Los componentes principales del sistema de HPP son:

- Facilidades para tratamiento y bombeo de fluido motriz en superficie.
- Bomba hidráulica tipo pistón.
- Conductos separados para el transporte del fluido motriz y del fluido producido.

Figura 10. Estructura interna de una bomba hidráulica tipo pistón.



Existen opciones de instalación de bombas recuperables con wireline o bombas libres que se recuperan al circular el fluido motriz en contracorriente, los cuales son más comunes. De cualquier forma, la selección depende de factores como el tipo de acceso desde superficie, el costo de operación y la frecuencia programada de las intervenciones a realizar.

### **2.2.3.1. Ventajas y desventajas**

#### ***Ventajas***

- Buena eficiencia volumétrica.
- No requiere de ningún tipo de conexión eléctrica.
- Opciones de recuperabilidad por cable o por circulación de fluido.
- Tasa de producción fácil de ajustar, lo cual, es especialmente útil ante la declinación del pozo.
- Aplicable en pozos profundos y desviados.
- No ocupa grandes espacios en superficie (excepto por el requerido para las facilidades de tratamiento de fluido).
- La fuente de poder para la compresión del fluido motriz puede ser eléctrica o con motor a gas.
- Permite alcanzar muy bajas presiones de fondo.
- Aplicable a completamientos múltiples y a plataformas costa afuera.
- Permite controlar la corrosión en sistemas cerrados y reducción de viscosidad con fluidos calientes en sistemas abiertos.
- Se puede aplicar a altas temperaturas.
- Su diseño permite ser aplicado a grandes profundidades

#### ***Desventajas***

- Funciona con movimiento mecánico, por lo tanto presenta desgaste y rompimiento de las partes móviles.
- Baja tolerancia a la presencia de sólidos, tanto en el fluido de potencia como en el fluido de producción
- Solo permite manejar tasas de producción de medias a bajas.
- Riesgo de incendio al usar aceite como fluido de potencia y de explosión por las elevadas presiones que se manejan en superficie.

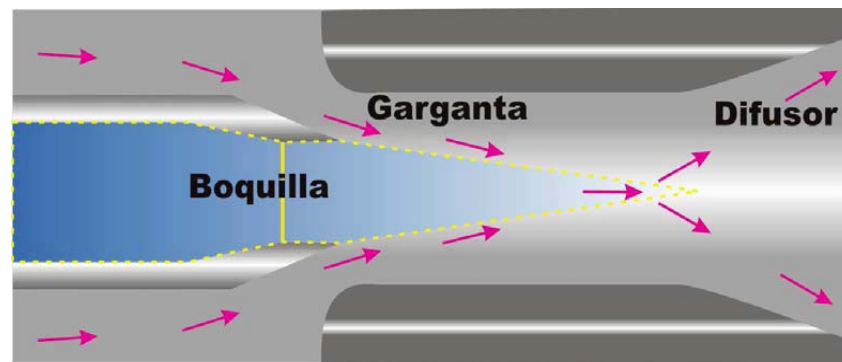
- Requiere de grandes cantidades de aceite para ser utilizado como fluido de potencia, lo que lo hace poco rentable.
- Los costos de operación pueden ser elevados.
- Dificultad para el manejo de gas libre, ya que no puede ser venteado en un completamiento convencional. Para tal fin requiere de un tubing adicional, lo que incrementa los costos.
- Dificultad para el tratamiento de scales por debajo del empaque.
- Dificultad para descubrir fallas en la bomba y para obtener resultados confiables en pruebas de pozo a baja tasa.
- Requiere de dos líneas de tubería, una para el manejo del fluido motriz y otra para el fluido producido.
- Requiere de facilidades para el tratamiento del agua, cuando esta es utilizada como fluido motriz.

Las bombas hidráulicas tipo pistón permiten alcanzar drawdowns más bajos que los alcanzados por las tipo jet, por lo tanto, en las etapas finales de la producción de un yacimiento, cuando este alcanza presiones de fondo muy bajas, se pueden reemplazar las bombas tipo jet instaladas por bombas tipo pistón, para aprovechar el completamiento y las facilidades instaladas, y continuar con la explotación del yacimiento bajo las nuevas condiciones, alcanzando un mayor grado de depleción y el tiempo de abandono.

**2.2.4. Bombeo hidráulico tipo jet.** La bomba hidráulica tipo jet es el método técnicamente más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial. El sistema consta de una bomba tipo venturi, la cual consta de una boquilla, una garganta y un difusor; a la boquilla es bombeado el fluido a altas presiones y bajas velocidades, originándose un diferencial de presión y un aumento de velocidad. De ahí, el fluido de potencia pasa por la garganta y luego por el difusor en donde se mezcla con el fluido formación y se produce un incremento de presión. Esta

bomba es instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo.

Figura 11. Componentes de la bomba hidráulica tipo jet.



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

Los componentes principales de un sistema de bombeo hidráulico tipo jet (*Hydraulic Jet Pumping*, HJP) son básicamente los mismos que para el HPP, con la única diferencia de que en lugar de la bomba de desplazamiento positivo, lleva la bomba tipo jet.

El fluido motriz es bombeado hacia la sección de la boquilla de la bomba. La corriente de fluido de potencia a alta presión es entonces convertida en un chorro de alta velocidad. Este chorro sale de la boquilla y entra en contacto con el fluido producido dentro de la sección de la garganta de la bomba. A medida que los fluidos se mezclan en la sección de la garganta, ocurre una transferencia de impulso (*momentum*) entre el fluido de potencia y el de producción, lo que causa que este último sea transportado hasta la superficie. En la sección del difusor de la bomba, se reduce la velocidad de la mezcla de fluidos, mientras su presión aumenta.

Teniendo en cuenta que la clave en el éxito de este SLA radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de

energía cinética a presión en la garganta y el difusor, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema.

Debido, a que las bombas tipo jet no tienen ninguna pieza móvil, son muy seguras de operar. El único factor restrictivo sobre la vida operativa de la bomba es a menudo el equipo auxiliar y el modo de operación en el pozo. El fluido motriz puede ser obtenido, bien sea, de una fuente conveniente de alta presión, tal como un sistema de inyección de agua o de una unidad de bombeo en superficie destinada exclusivamente a este fin.

Generalmente, se utiliza agua (agua de mar o agua producida) o crudo muerto como fluidos de potencia. El fluido motriz puede ser enviado hacia la bomba a través del tubing y regresar con la producción por el anular (a esto se le conoce como circulación normal) o bien se puede hacer en sentido opuesto (circulación inversa).

Usualmente, la bomba es ubicada en profundidad enviándola junto con el fluido de potencia en circulación normal y es recuperada mediante una circulación inversa, aunque existen bombas recuperables mediante wireline.

#### **2.2.4.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

##### ***Ventajas***

- No tiene partes sólidas.
- Tolera cierto contenido de sólidos en la sarta de producción y en la de potencia.
- Permite múltiples formas de sentar y recuperar la bomba.
- No tiene problemas con pozos tortuosos o desviados.

- No ocupa grandes espacios en superficie, lo que lo hace aplicable en locaciones semiurbanas y costa afuera.
- Permite aplicar fácilmente tratamientos de inhibición de corrosión y contaminantes, ya que estos pueden ser bombeados junto con el fluido de potencia.
- Buena tolerancia a relaciones gas-liquido relativamente altas (aproximadamente 3000 scf/bbl).
- Costos de reemplazo de las bombas relativamente bajos.
- El fluido de potencia no debe estar tan limpio como en el HPP.

### ***Desventajas***

- Baja eficiencia volumétrica (30 a 35 %).
- Requiere de un cierto grado de sumergencia en el fluido de producción.
- El diseño de las facilidades de superficie es más complejo, debido a las líneas de inyección y recolección.
- Transferencia de energía limitada.
- Sensibilidad a la contrapresión del pozo.
- Requiere de sistemas de contingencia para las facilidades de superficie.
- Peligro de incendio al manejar aceite como fluido de potencia y riesgo de explosión por los fluidos a alta presión en superficie.
- La bomba puede presentar cavitación bajo ciertas condiciones.

**2.2.5. Bombeo electrosumergible.** 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.

### **2.2.5.1. Equipo de superficie y subsuelo**

#### *Equipo de superficie*

- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia (*Variable Frequency Drive, VFD*).
- Cable eléctrico.

#### *Equipo de Fondo*

- Unidad de bombeo centrífugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (Opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Herramienta de monitoreo de fondo (Opcional).

### **2.2.5.2. Ventajas y desventajas**

#### ***Ventajas***

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.

- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

### ***Desventajas***

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

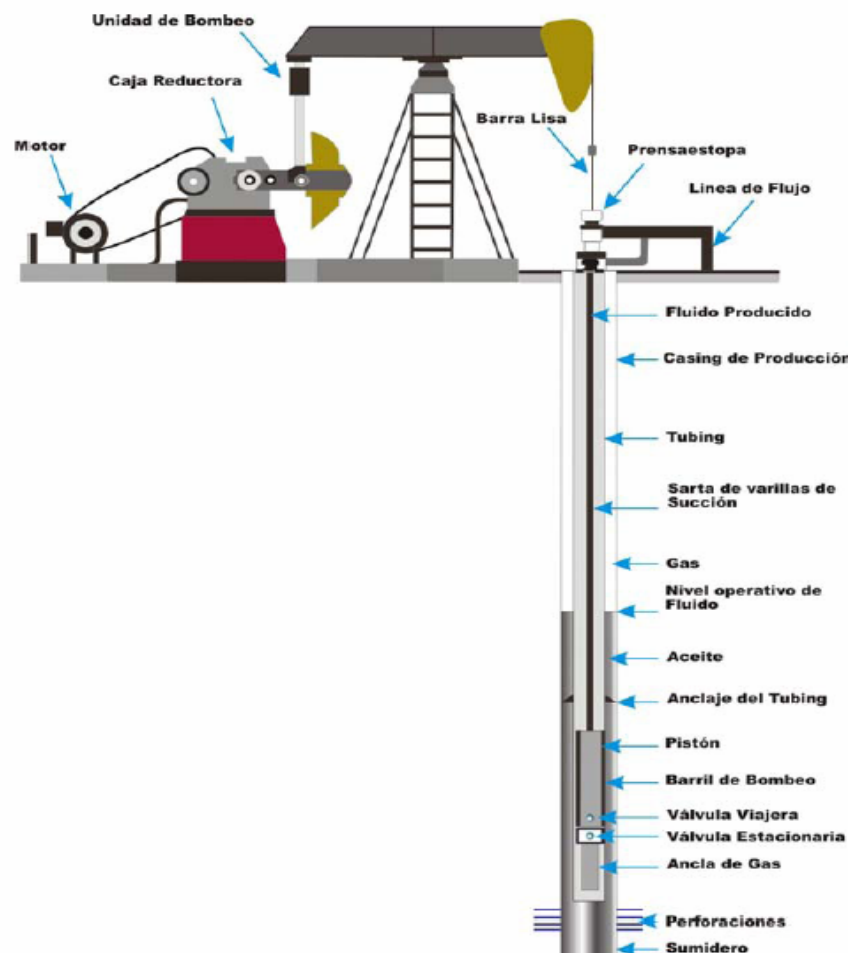
**2.2.6. Bombeo mecánico.** La función del sistema de bombeo mecánico por varillas es transmitir la potencia hasta la bomba de fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. La bomba de varillas, bombeando el fluido que fluye desde la formación hasta el fondo del pozo, disminuye la presión en el fondo.

Un diferencial de presión grande entre la formación y el fondo del pozo incrementa la tasa de producción.

El bombeo mecánico, es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y workover.

Básicamente, el equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los siguientes componentes:

Figura 12. Sistema típico de bombeo mecánico.



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

### 2.2.6.1. Equipo de superficie y subsuelo

#### *Equipo de superficie.*

- Base de la unidad.
- Generador de potencia.
- Convertidor de potencia.
- Balancín.
- Unidad de contrabalance.
- Barra lisa.
- Instalación de la barra lisa.

#### *Equipo de subsuelo.*

- Varillas de Bombeo.
- Bomba de Subsuelo (que a su vez consta de barril o cuerpo de la bomba, pistón, válvula fija y válvula viajera).
- Ancla de gas (opcional).

**2.2.6.2. Las unidades de bombeo.** La unidad de bombeo es el mecanismo que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante vertical requerido en la barra lisa. La mayoría de los tipos de unidades de bombeo utilizan un balancín, heredado desde los días de los equipos de perforación con cable.

La operación de este mecanismo asegura que el movimiento giratorio del sistema, a través del motor, se convierta en un movimiento oscilante vertical para el cabezal del balancín. Las varillas de bombeo, unidas al cabezal del balancín, siguen este movimiento e impulsan la bomba de fondo.

Aunque existen diferentes disposiciones para las unidades de bombeo disponibles, todas emplean los mismos componentes básicos.

**2.2.6.3. Partes estructurales de las unidades de bombeo.** La estructura completa esta construida sobre una base rígida de acero, la cual asegura un apropiado alineamiento de los componentes y usualmente se ubica sobre un cimiento de cemento.

El poste maestro es la parte más fuerte de la unidad ya que es la que soporta las cargas más pesadas. Casi siempre posee tres o cuatro patas que sostienen todo el balancín.

El balancín es una viga pesada de acero colocada sobre el cojinete de la silla (actúa como pivote), con una sección transversal suficientemente grande como para retirar las cargas de dobladura originadas por la caga del pozo y la fuerza de impulsión de la biela.

En los extremos del balancín en el cabezal del mismo, a través de un sujetador para cable de acero, se mueve la barra lisa. Este cabezal tiene una curvatura para asegurar que la barra lisa se mueva solo en dirección vertical. De lo contrario, las fuerzas de dobladura resultantes podrían rápidamente romper la barra lisa.

En las unidades convencionales, en el otro extremo del balancín aparece el cojinete nivelador. Para conectar este nivelador, una sección corta de un brazo más liviano atraviesa el balancín, transmitiendo de manera uniforme, las cargas de la barra lisa desde el balancín hasta las dos bielas. Las bielas son las barras de acero que van conectadas a los brazos del cigüeñal.

Los cigüeñales están situados en ambos costados del reductor de engranaje y son impulsados por un eje de baja velocidad (árbol del cigüeñal) en el engranaje reductor. Los contrapesas de la unidad convencional vienen unidos a los brazos de la manivela, permitiendo el ajuste a lo largo del eje del brazo de la manivela.

#### **2.2.6.4. Ventajas y desventajas**

##### ***Ventajas***

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación descales.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

##### ***Desventajas***

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la

### **3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONALES**

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales presentados en el capítulo anterior son los más empleados alrededor del mundo, debido principalmente al conocimiento que se tiene de su funcionamiento, la experiencia con que se cuenta para su diseño y operación, y la relativa facilidad con que se consiguen en el mercado las unidades y repuestos utilizados. Sin embargo, con el fin de obtener mejores resultados y poder emplear el levantamiento artificial en un rango de condiciones más amplio se han diseñado una serie de nuevos sistemas como resultado de la modificación o combinación de los sistemas ya conocidos, y que mejoran algunas de las propiedades de los mismos para casos muy particulares.

A continuación se presentan algunos de estos métodos, iniciando por los no convencionales y continuando con los sistemas combinados.

Estos sistemas consisten en su mayoría en un sistema convencional modificado, con el fin de adaptarlo a determinadas condiciones de operación o de darle un mayor aprovechamiento a algunas de sus características, aunque también existen algunos que son totalmente diferentes a estos sistemas convencionales.

#### **3.1. PLUNGER LIFT**

El Plunger Lift fue diseñado e implementado inicialmente en los Estados Unidos para la explotación de aproximadamente 120,000 pozos de gas condensado. Es por lo tanto, un sistema de levantamiento para pozos que producen líquidos a bajas tasas (menores a 250 BOPD) con relaciones gas líquido (GLR) elevadas.

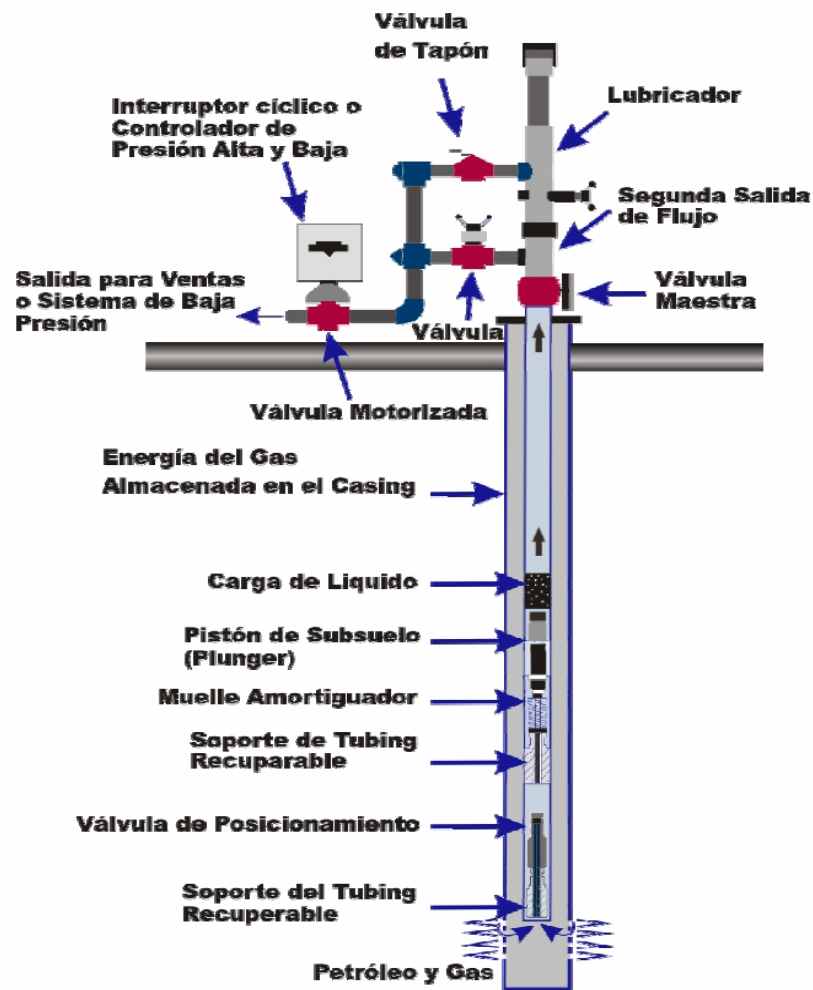
El sistema consiste de un muelle amortiguador en el fondo, un lubricador con conexión en T (Flow Tee), un muelle amortiguador y un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y por supuesto, un plunger o pistón libre

(Ver Figura 32). También requiere de una superficie interna de tubing lisa y un diámetro uniforme.

Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento, pero si necesita espacio donde la energía de gas se pueda almacenar para luego ser suministrada al tubing a una tasa alta. Usualmente se utiliza el anular entre el tubing y el casing para este propósito, pero, si el pozo ha sido fracturado, el espacio de la fractura es también una buena opción.

La energía del gas es usada para empujar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta la superficie. Después de producir el gas de cola, el pozo se cierra y el pistón cae de nuevo al fondo. El aumento en la presión de gas se inicia de nuevo y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, tras lo cual, se abre de nuevo el pozo y se repite el ciclo.

Figura 13. Esquema de un sistema de Plunger -lift.



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

### 3.1.1. Ventajas y desventajas.

#### *Ventajas*

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja tasa con problemas de carga de líquido, por ejemplo para remover el líquido de pozos de gas.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin estructura ni taladro.

- Ayuda a mantener el tubing libre de parafinas y scales.
- Aplicable para pozos con alto GOR.
- Se puede utilizar en conjunto con gas lift intermitente.
- Se puede utilizar incluso sin suministro de energía externa, excepto para la apertura remota de las válvulas.

### ***Desventajas***

- Bajas ratas de producción.
- Anular vivo, lo cual representa riesgo en superficie.
- No permite alcanzar la depleción del yacimiento, para lo cual se requeriría de otro sistema.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Se requiere comunicación entre el casing y el tubing para una buena operación, a menos que se use con gas lift.

La habilidad para manejar sólidos es razonablemente buena. Se puede utilizar un pistón tipo cepillo para manejar los sólidos, pero éstos reducen la eficiencia. El pistón también tiende a controlar el crecimiento de escamas y parafinas en la tubería.

Una alternativa común para proveer energía adicional al sistema es instalar el muelle amortiguador inferior encima de un mandril de gas lift.

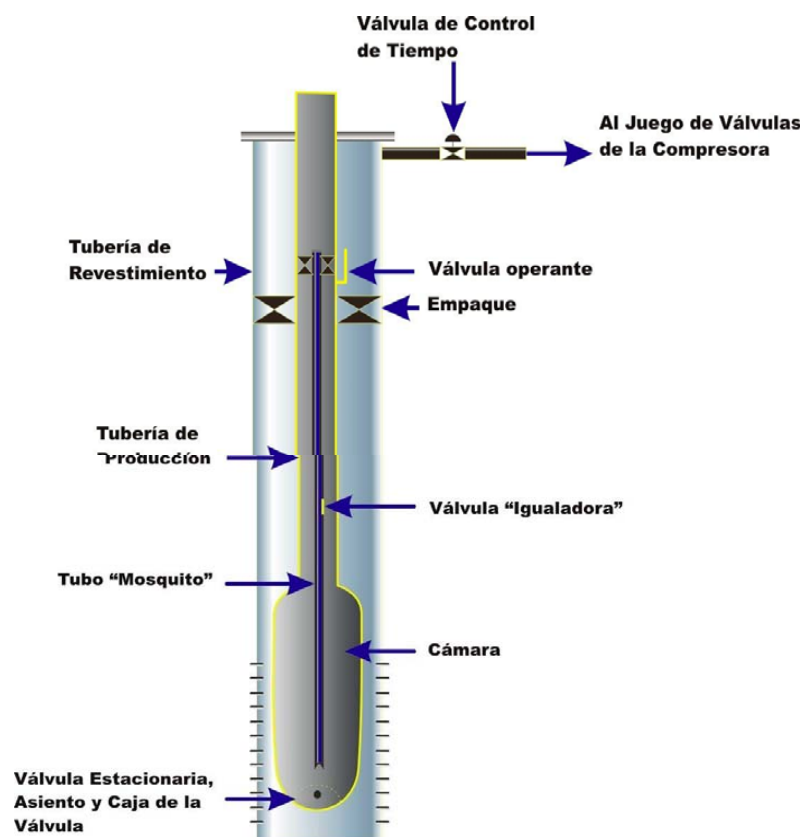
**3.1.2. Rango recomendado de operación.** Se requiere de un GOR mínimo de 300 – 400 SCF/BB por cada 1,000 ft de profundidad que se desee levantar, si se espera implementar este sistema sin ningún empuje o gasto de energía adicional.

La desviación máxima del pozo es importante ya que el pistón debe regresar al fondo por la gravedad solamente. La desviación máxima permisible varía entonces con los parámetros de fluido del pozo (especialmente la viscosidad) pero a manera de guía se recomienda una desviación máxima de 35° a 40°.

### 3.2. CHAMBER LIFT

El Chamber Lift<sup>13</sup> o Levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del Gas Lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a la cámara y la inyección de gas desde superficie para desplazar el crudo acumulado.

Figura 14. Esquema de instalación para Chamber Lift.



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

Las partes esenciales que se requieren en este método de producción artificial son mostradas esquemáticamente en la Figura 13 y la función que cada una desempeña puede ilustrarse por la descripción del ciclo de producción con cámara.

1. Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo “mosquito” permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.

2. A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular entre el casing y el tubing arriba del empacador. La presión en el casing se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito (stinger) y el tubing. La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro del tubing.

3. Para un segundo intervalo de tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre el casing y el tubing. La presión en el tubing cae, y la válvula de operación se ajusta de tal forma que se cierre en cuanto el bache de líquido alcance la superficie, o inmediatamente después. De esta forma se completa el ciclo.

### **3.2.1. Ventajas y desventajas.**

#### ***Ventajas***

- Sistema apropiado para pozos con índices de productividad bajos y muy bajos.
- Requiere de bajos costos de instalación y operación.
- Permite la producción de tasas bajas.
- Maneja contenidos de gas y agua relativamente altos, siempre y cuando los ciclos de apertura y cierre, se manejen cuidadosamente.

#### ***Desventajas***

- Presenta problemas por la caída o retroceso del fluido que permanece en contacto con las paredes de la tubería tras la salida del bache de crudo (Fallback).
- Requiere de espacio suficiente dentro del revestimiento para la instalación de la cámara de acumulación.
- Su eficiencia disminuye al disminuir la presión estática.

Es importante tener en cuenta que existe una frecuencia óptima de los ciclos de apertura y cierre de las válvulas para una serie de condiciones dadas, la cual, produce la mayor eficiencia del sistema. Para periodos cortos de inyección de gas (aproximadamente de 10 minutos), la frecuencia óptima esta entre los 20 y 40 ciclos por día. Para ciclos más largos (superiores a 25 minutos), la frecuencia óptima se reduce a alrededor de 10 a 20 ciclos por día. En ambos casos, el valor esta directamente relacionado con el IP.

### **3.3. BORS (BALANCED OIL RECOVERY SYSTEM)**

En yacimientos con pozos de baja productividad, los sistemas convencionales no resultan económicos para extraer producciones menores de 3 a 4 BOPD, razón por la cual, los operadores se ven en la necesidad de contar con sistemas

extractivos de menores costos operativos que puedan reducir los índices económicos de extracción con la finalidad de seguir extrayendo el petróleo rentablemente (menor límite económico).

En la búsqueda de un sistema de extracción alternativo de menor costo operativo, se ha desarrollado el Equipo BORS14.

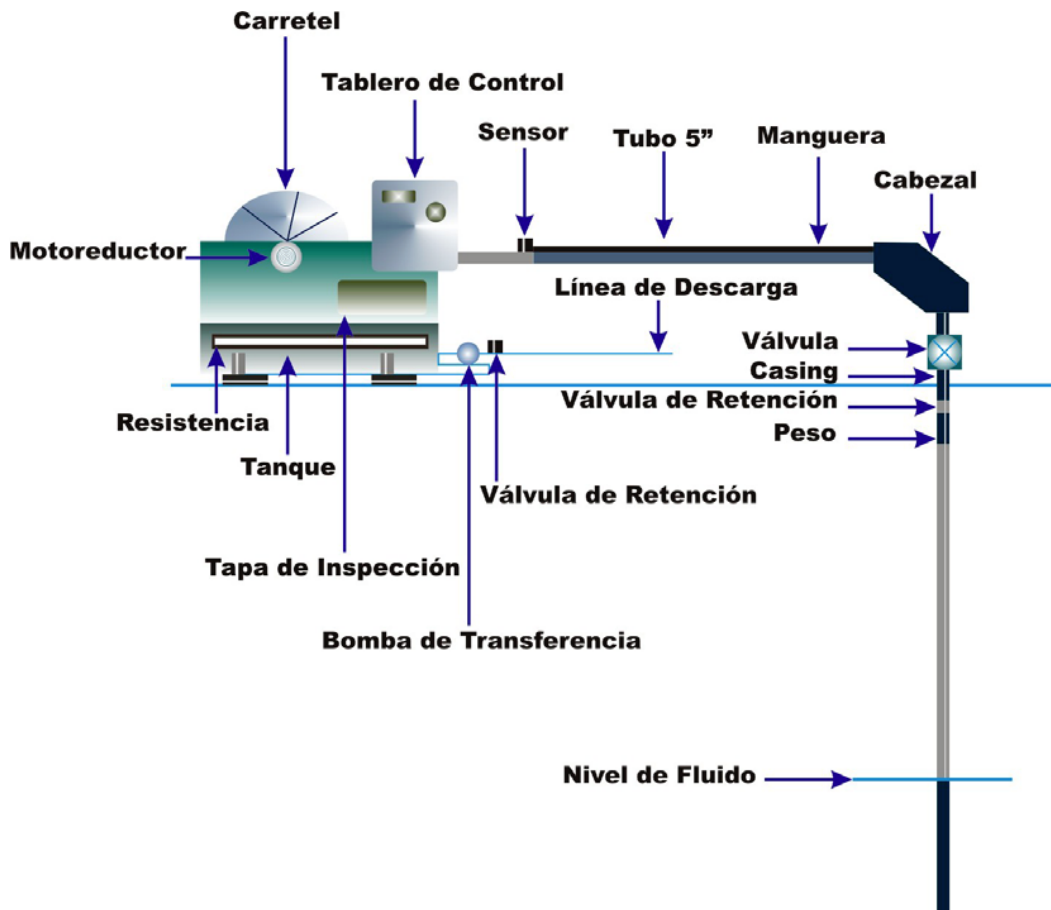
Es considerado una buena alternativa de extracción para utilizar en pozos someros y de muy bajos caudales a un costo operativo menor que los sistemas de extracción convencionales.

**3.3.1. Funcionamiento.** El Equipo BORS es un sistema de extracción de petróleo que no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza sobre la superficie, directamente conectado al casing.

La extracción se realiza por medio de una manguera que es transportada dentro del casing por medio de una cinta hasta la columna de fluido del pozo.

Luego de un cierto tiempo de espera, la manguera es levantada para descargar el fluido dentro del tanque de almacenamiento y enviado a las baterías por medio de una bomba de transferencia.

Figura 15. Esquema del sistema BORS.



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

**3.3.2. Componentes del equipo bors.** Los principales componentes del Equipo BORS, son los siguientes (Ver Figura 15):

- Tanque de almacenamiento de aproximadamente 2,5 bbls (250 l) de acero inoxidable.
- Carretel enrollador de cinta y cinta de 3200 ft de longitud, de 2 pulg de ancho y 1.2 mm de espesor.
- Manguera de 36 ft con diámetro de 2.5" y 2.25" más pesa de 27 lbs (12 Kg) aproximadamente.
- Sensores de nivel en el tanque.
- Motor reductor de 4 Hp.
- Resistencia de frenado.
- Bomba de transferencia de tornillo con motor de 1 Hp.
- Unidad de Control Computarizada (PLC)
- Unidad de Control Computarizada de mano (MAGELIS).
- Tubo de descarga con sensor de proximidad.
- Tubo de conexión PVC de 30 ft (9 m).
- Cabezal de acero inoxidable.

Las dimensiones del equipo anteriormente descrito están dadas para la implementación en un pozo de 3000 ft de profundidad.

**3.3.3. Características de selección del pozo.** Las características mínimas que debe tener un pozo para que el equipo

BORS descrito funcione correctamente son los siguientes:

- Capacidad de extracción máxima de 10 bpd.
- Profundidad de trabajo máxima de 3000 ft.
- Diámetro del Casing mínimo de 4 1/2" el cual no debe tener problemas mecánicos.
- Ideal para pozo con problemas de intervenciones repetitivas de varilleo, con la finalidad de reducir los costos operativos que tienen con el sistema de bombeo mecánico, más aún si son de muy bajas producciones.

- Evitar que el pozo esté ubicado cerca de centros poblados o muy alejados del centro operativo como prevención a los robos.
- Mínima o nula producción de gas, ya que el equipo no capta el gas.

### **3.3.4. Ventajas y desventajas.**

#### ***Ventajas***

- Bajo riesgo de accidentes e incidentes ambientales, ya que no usa ni altas presiones, ni equipos con partes móviles.
- Fácil para modificar las condiciones de operación según la profundidad y producción del pozo (velocidades de bajada y subida de la manguera y número de ciclos por día).
- Buena alternativa de extracción para pozos someros de bajo aporte productivo.
- Menor inversión inicial por equipamiento con respecto a los otros sistemas de levantamiento.
- Buena alternativa para reducción de costos en pozos con alto índice de pulling, dado que en cada pulling de los pozos someros se gasta un promedio equivalente a la cuarta parte del costo de un equipo BORS nuevo.
- Factible de ser controlado y supervisado a distancia, en vista que cuenta con un PLC como parte del panel de control.
- No requiere intervenciones de varilleo ni fluidos a presión para el levantamiento.
- No usa tubing, ni varillas, que requieran limpieza o reemplazo debido a problemas de parafina, corrosión, etc.
- No usa bombas, ni válvulas.

#### ***Desventajas***

- Profundidad de trabajo limitada, menor que los otros sistemas de extracción.

- Capacidad extractiva máxima que disminuye con el aumento de la profundidad, debido al mayor tiempo que demandan cada ciclo.
- No es recomendable como equipo portátil por su baja capacidad extractiva.
- Equipos electrónicos del Panel de Control requieren adecuadas protecciones sobre los transitorios.
- Equipamiento es susceptible de ser robado en forma sistemática, debido, a sus pequeñas dimensiones y a que pueden tener aplicación domestica (válvulas, motores, bombas de transferencia, PLC, mangueras, cintas, etc.).
- No ha sido probado en pozos con casing de diámetro variable con la profundidad (completamiento telescópico), que deban tener mínimo 4.1/2" en el fondo.
- Poco tiempo de aplicación. No se tiene historia sobre el tiempo de vida del equipamiento.

Se tiene conocimiento de equipos BORS que operan a 3000 ft y 5000 ft, y otros que trabajan a menores profundidades. Dado que este es un sistema relativamente nuevo, el costo operativo por profundidad se encuentra aún en evaluación.

## **4. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Este sistema de levantamiento es uno de los más utilizados en la industria debido a su alta capacidad para producir grandes volúmenes de aceite con lo cual se convierte en una buena alternativa al momento de implementarse como cambio del sistema de levantamiento.

### **4.1. DEFINICION**

Una bomba electrosumergible convierte la energía provista por un motor primario (motor eléctrico) en energía dentro del líquido que se bombea. Esta energía contenida en el fluido se presenta como energía de presión.

Generalmente se considera al bombeo electrosumergible como un sistema de extracción artificial para volúmenes relativamente altos más aplicable en yacimientos que están bajo la influencia de empuje natural de agua, o en yacimientos con inyección de agua, y que además tienen altos porcentajes de la misma o bajo GOR. Igualmente se utilizan con fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, pozos de alta temperatura, etc. Con esta experiencia, más los adelantos tecnológicos, se está bombeando ahora económicamente en pozos en los cuales antes no se consideraba posible la utilización de bombeo electrosumergible.

La instalación típica de fondo de una unidad electrosumergible consiste de un motor eléctrico trifásico, un sello, una bomba centrífuga multietapa, un cable plano de extensión al motor, un cable de potencia, una válvula de drenaje y una válvula de retención.

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 grandes volúmenes de fluido desde grandes profundidades y bajo una gran variedad de condiciones de pozo.

## **4.2. GENERALIDADES**

### **Altura total**

En todo sistema hidráulico, se entiende por altura total, la altura en contra de la cual la bomba debe trabajar, o de otra manera, la energía por unidad de peso impartida por la bomba al líquido bombeado.

La unidad de medida es metros o pies, y se designa  $H_t$ , y se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$H_t = H_d \pm H_s$$

Donde:

$H_d$  = altura de descarga.

$H_s$  = altura de succión.

### **Altura de descarga**

La altura de descarga es la suma de la altura estática de descarga y la altura debida a pérdidas por fricción en las tuberías, válvulas y accesorios, y a la presión de descarga existente en la salida, expresada en metros.

$$\mathbf{Hd = Hed + Hfd + Pd}$$

Donde:

Hed = Altura estática en la descarga, diferencia de nivel entre el líquido y la bomba.

Hfd = Altura equivalente debida a pérdidas por fricción.

Pd = Presión de descarga.

#### **Altura de succión**

Es la suma de la suma de la altura estática más las pérdidas por fricción en la succión de la bomba.

$$\mathbf{Hd = Hes + Hfs + Ps}$$

Donde:

Hes = Altura estática en la succión

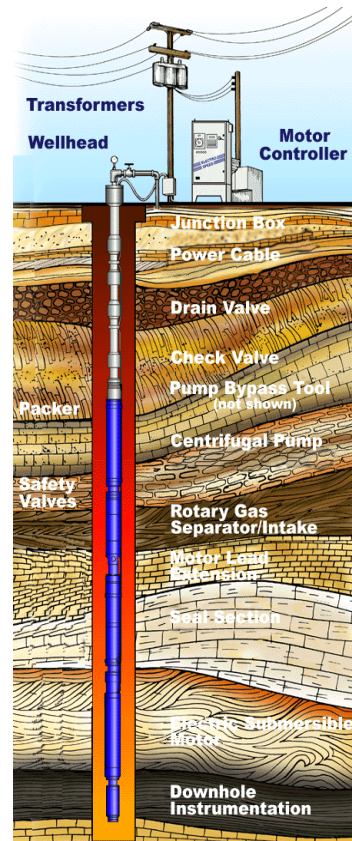
Hfs = Altura equivalente perdida debida a la fricción

Ps = Presión de succión

### **4.3. COMPONENTES – DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO**

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

Figura 16 “Instalación típica de un bombeo Electrosumergible”



Fuente: [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)

**4.3.1. Equipo de superficie.** Lo conforman los equipos que permiten suministrar al conjunto de fondo, la potencia eléctrica necesaria para operar de acuerdo a los parámetros de diseño. Consta de:

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

**4.3.3. 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 las necesidades requeridas 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.

**4.3.4. 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.

**4.3.5. Tipos de transformadores.** El tipo de transformador requerido depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie.

**4.3.5.1. 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.

**4.3.5.2. 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.

**4.3.6. Controlador 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 90 Hertz; 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:

Extender la vida del equipo de fondo mediante un arranque y apagado lento y controlador automático de velocidad.

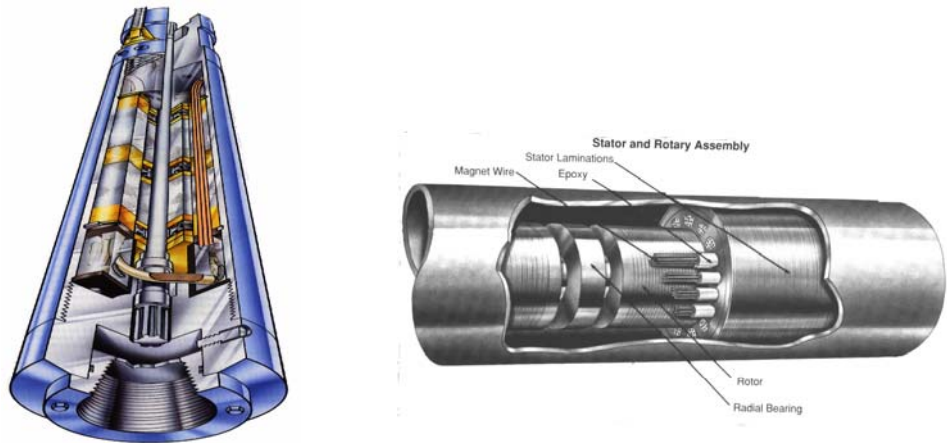
**4.3.7. Caja de venteo ó de conexiones eléctricas.** Está localizado en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Cumple una función básica que es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, provee un punto de fácil acceso 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.

**4.3.8. Equipo de fondo.** El conjunto de subsuelo par una instalación de bombeo electrosumergible en la aplicación de producción abajo hacia arriba lo conforman:

**4.3.8.1. Motor eléctrico sumergible.** Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de arcilla 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 éstos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje pueden ir desde 17 hasta 110 amperios, la potencia requerida es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

Figura 17. “Motor sumergible y sus componentes básicos”



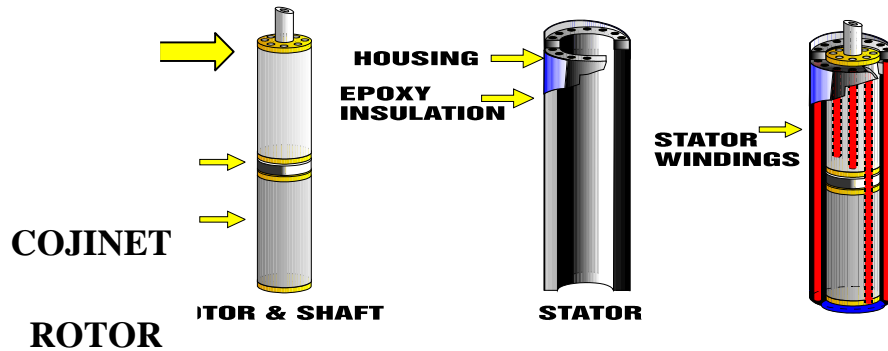
**Fuente:** tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

El motor está constituido de un rotor usualmente de 12 a 18 pulgadas de largo, se encuentra dispuesto a lo largo de un eje que es recubierto por un estator que al inducirse una corriente a través de él, genera un campo magnético. Un solo motor puede alcanzar 33 pies 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 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 del estator, 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. El rotor rota simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator.

Figura 18. "Partes de un motor sumergible"



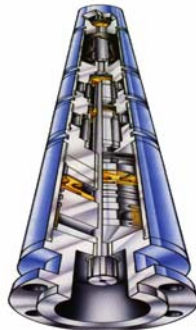
Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

**4.3.8.2. Sello ó protector.** La sección sellante conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas.

**FUNCIONES:**

- 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 19."Sección sellante"



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

#### 4.3.8.3. ENTRADA A LA BOMBA

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.

#### 4.3.8.4. BOMBA CENTRÍFUGA

Está conformada por un determinado número de etapas, 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.

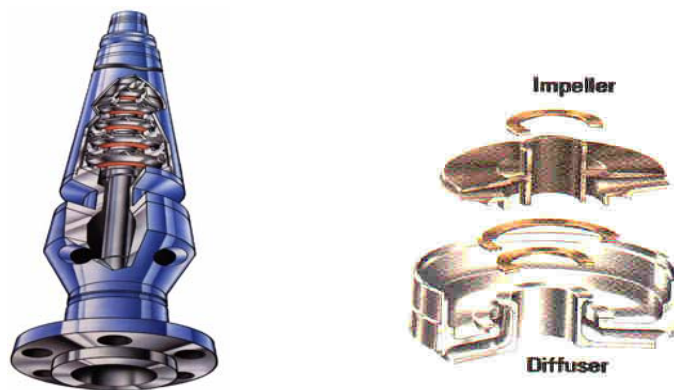
Las bombas electrosumergibles son centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste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

- **RADIAL:** Debido a los esfuerzos centrífugos y donde 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 20. "Bomba centrífuga"



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

**4.3.8.5. Clasificación de las bombas.** Las bombas electrosumergibles se clasifican según el tipo de flujo y según sus etapas.

➤ **SEGÚN EL TIPO DE FLUJO**

❖ **RADIAL**

Diseñada para flujos pequeños, el impulsor descarga el flujo en dirección radial.

❖ **MIXTO**

➤ **SEGÚN SUS ETAPAS**

### ❖ BOMBAS COMPRESORAS O DE ETAPAS FIJAS

Son utilizadas a medida que el diámetro de la bomba aumenta alrededor de 6 pulgadas, 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.

### ❖ BOMBAS CON ETAPAS FLOTANTES

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 éste diseño es que pueden colocarse 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.

La figura a continuación es un ejemplo del funcionamiento de una bomba centrífuga la cual muestra el rango de operación recomendado junto con otras características de la bomba.

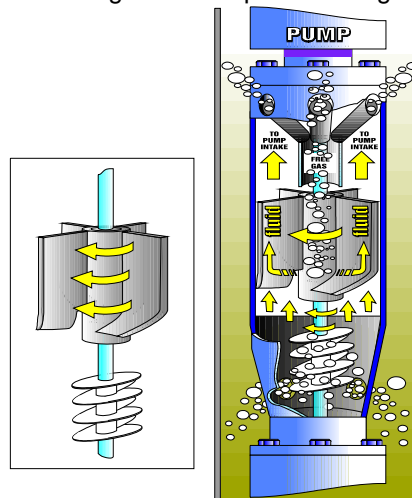
**4.3.8.6. Cable de potencia.** La potencia es transmitida al motor electrosumergible por una línea de cable eléctrico trifásico que va adherido a la tubería de producción, éste cable debe ser pequeño (depende de la potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2 ò No. 4) en diámetro, debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo.

La selección del tipo de cable está basado 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 anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.

**4.3.8.7. Separador de gas rotatorio.** El separador de gas conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alto GOR (mayor o igual al 200 PCS/Bbl) 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 gas es separado por el divisor de fases y es vaciado de regreso al anular del pozo donde éste asciende.

Figura 21 “Separador de gas rotativo”



Fuente: tesis de grado Muñoz Álvaro y Torres Edgar

#### 4.3.8.8. Accesorios de fondo

##### ◆ VÁLVULA DE 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.

##### ◆ 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, para facilitar el enfriamiento y en algunos casos para prevenir daños debidos al rozamiento durante la instalación. Se usan especialmente en pozos desviados.

◆ **PROTECTORES DE CAUCHO:**

Protege la parte externa de la tubería de producción.

◆ **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 pies.

#### **4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO**

Al dimensionar el equipo de bombeo electrosumergible se deben tener en cuenta algunos parámetros para se correcta instalación.

**4.4.1. 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.
- **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.

**4.4.2. 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.

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

Donde:

$Q$  = Caudal de producción de Fluidos

$Pr$  = 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:

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

**4.4.3. 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.

#### 4.4.3.1. 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.

#### 4.4.3.2. 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 ( $460 + ^{\circ}F$ )

$P$  = Presión de sumergencia en psi

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

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

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

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.

**4.4.3.4. 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:

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

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

$$GasEnSolucion = \frac{Rs * BOPD}{1000} = Mcf \quad \text{Ec. 7}$$

El gas liberado es igual a:

$$GasLiberado = GasTotal - GasEnSolucion \quad \text{Ec. 8}$$

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:

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

**4.4.4. Altura dinámica 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<sub>d</sub> = Distancia vertical en pies entre la cabeza del pozo y el nivel de fluido estimado a la capacidad esperada.

F<sub>t</sub> = Pérdida de carga por fricción en *tubing*, en pies; la columna requerida para vencer las pérdidas por fricción en el *tubing*.

P<sub>d</sub> = 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.

**4.4.5. 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.

**4.4.6. Tamaño óptimo 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.

**4.4.7. 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.

**4.4.8. 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.

**4.4.9. 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:

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

$$\text{Nuevo - cabeza.descarga} = \frac{\text{Nueva - frecuencia}}{60\text{Hz}} * \text{Cabeza.descarga}_{60}. \quad \text{Ec. 12}$$

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

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

## 5. BOMBEO MECANICO

El bombeo mecánico, es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y workover.

### 5.1 EQUIPO DE SUPERFICIE Y DE SUBSUELO

#### *Equipo de superficie.*

- Motor.
  - Engranajes reductores o Caja reductora.
  - Unidad de Bombeo.
  - Balancín.
  - Barra lisa.
  - Equipo de cabeza de pozo.
- **Motor**, el cual proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna.
- **Los engranajes reductores o Caja reductora**, los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y al mismo tiempo incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.

- **La unidad de bombeo**, un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.
- **La Barra Lisa**, la cual conecta el balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.
- **El Equipo de Cabeza de Pozo**, el cual contiene el prensaestopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una tee de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente esta conectado a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

### ***Equipo de subsuelo.***

- Sarta de Varillas.
- Tubería de Subsuelo.
- Tubería de Producción.
- Ancla de gas (opcional).
- **La Sarta de Varillas**, formada por las varillas de succión que va dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo. La sarta de varillas proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.
- **La Bomba de Subsuelo**, que permite la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta superficie.

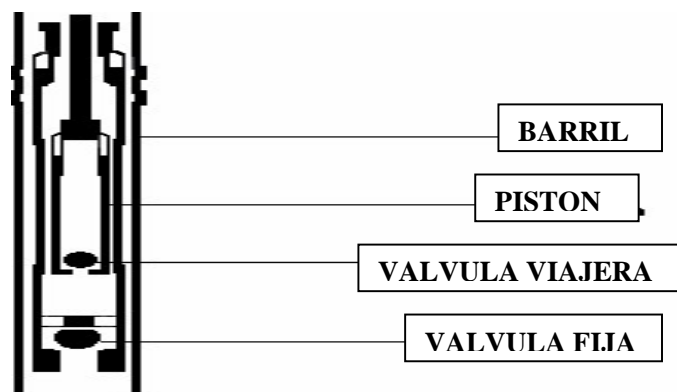
- **Tubería de Producción**, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga.

## 5.2 TIPOS DE BOMBAS

Los tipos de bombas utilizados en la industria petrolera se dividen en:

**5.2.1. Bomba de subsuelo.** Es uno de los componentes básicos del sistema por Bombeo Mecánico. La conforman: un barril, pistón (que se mueve verticalmente en el interior del barril), la válvula fija y la válvula viajera. El tamaño del pistón de la bomba determina la rata de producción, la carga en las varillas y de los componentes del sistema. La figura 22 es un esquema básico de una bomba de subsuelo.

Figura. 22. Bomba de subsuelo

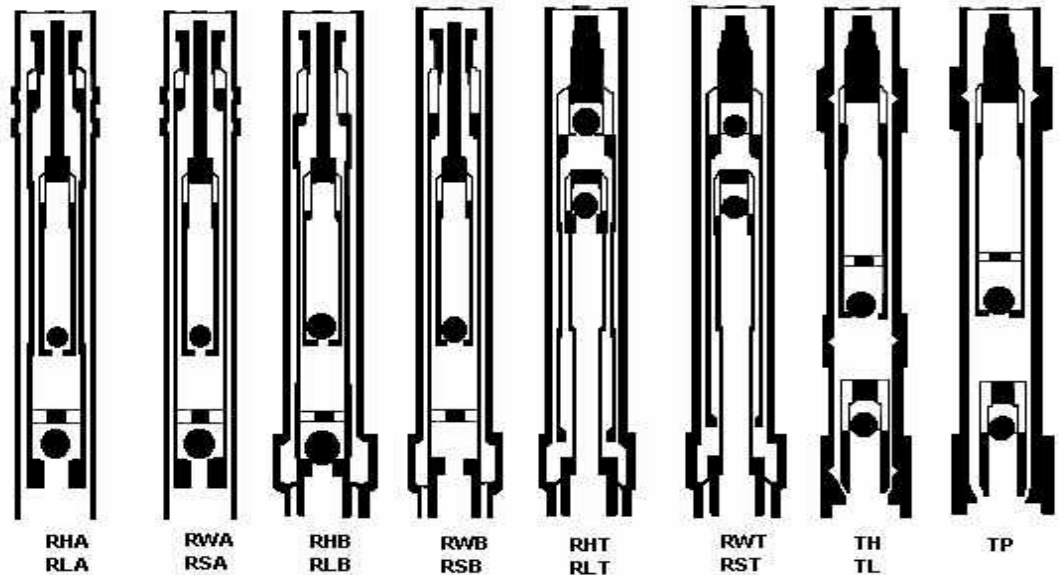


FUENTE: Modern Sucker Rod Pumping. Takacs Gabor

Hay tres tipos de bombas básicamente que se resumen a continuación y observados en la figura 23:

**5.2.2. Bomba de tubería (TH – TP).** Este tipo de bomba es principalmente utilizada para grandes tasas de producción y pozos someros.

Figura 23. Tipos de bombas de subsuelo



Fuente. Theta Enterprises.

**5.2.3. Bomba tipo varilla:** Su ensamble incluye; el barril, válvulas y asientos, ésta bomba se corre con la sarta de varillas.

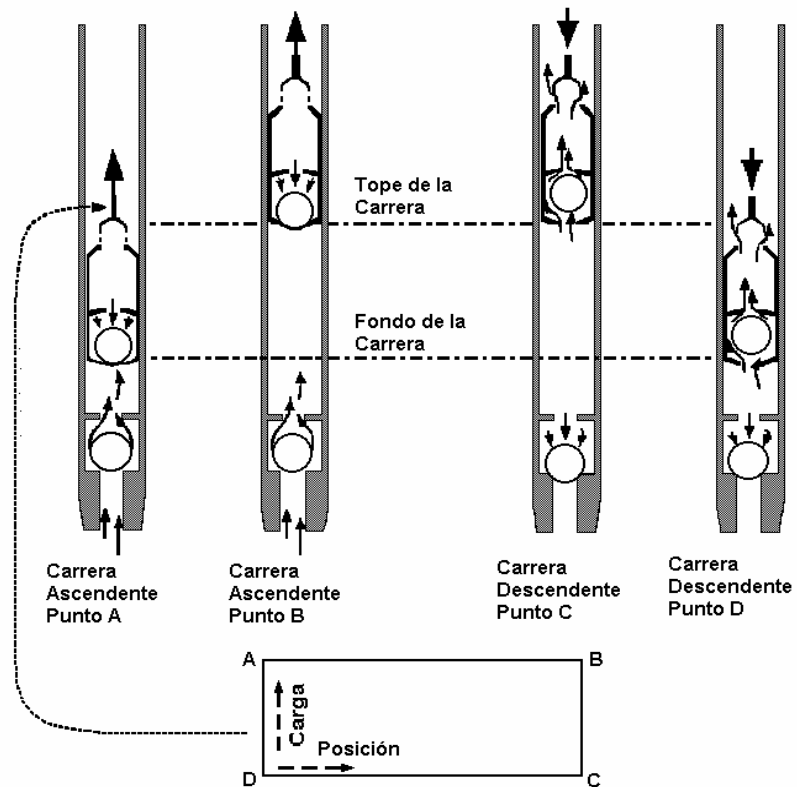
Hay varias clases de este tipo de bomba que van de acuerdo a las condiciones del pozo, tales como la rata de producción y profundidad:

- Barril estacionario con anclaje en el fondo (RHB – RWB – RSB)
- Barril viajero con anclaje en el fondo (RHT – RWT – RST)
- Barril estacionario con anclaje en el tope (RHA – RWA – RSA)

### 5.3. CICLO NORMAL DE BOMBEO

De acuerdo a la figura 24, a continuación se describe el ciclo de bombeo en condiciones normales

Figura 24. Ciclo normal de bombeo mecánico



**Fuente:** Fundamentos de producción. T.E. NIND

- PUNTO A: Comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera está cerrada donde la carga de columna del fluido la soporta la sarta de varillas; la válvula fija se encuentra abierta permitiendo el paso del fluido gracias al diferencial de presión presente en su parte inferior y superior correspondiente a la cámara o espacio entre las válvulas.
- PUNTO B: Desplazamiento del pistón hasta la parte superior de la carrera ascendente presentándose la máxima carga de todo el sistema.

- PUNTO C: Inicio de la carrera descendente; la apertura de la válvula viajera va a depender del porcentaje de gas libre en el líquido ubicado en la cámara de compresión; la carga de fluido lo soporta la válvula fija que se encuentra cerrada.
- PUNTO D: Desplazamiento del pistón hasta el fondo de la carrera descendente; la válvula viajera continúa abierta permitiendo el paso del fluido hasta que la presión en la cámara sea inferior a la presión presente en el pistón, y así en este instante, la válvula fija se abre para permitir la entrada del fluido proveniente de la formación.

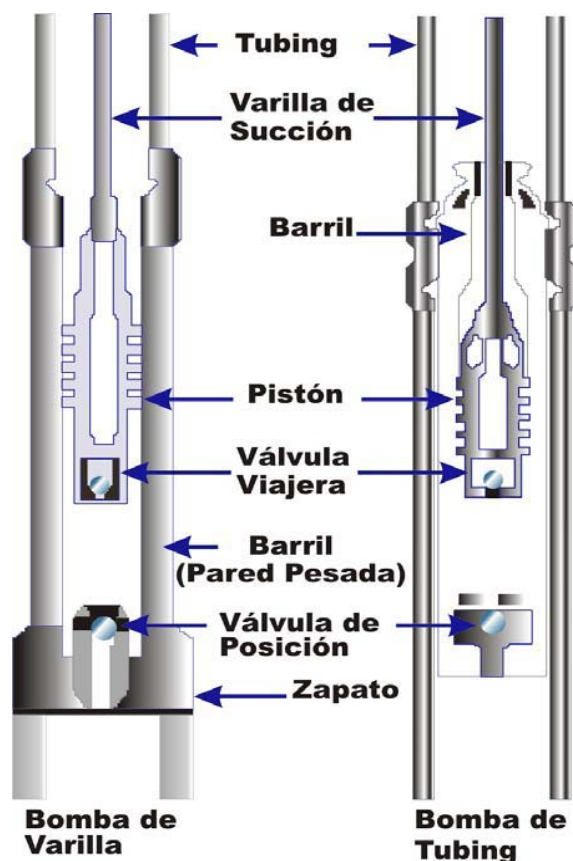
Las bombas de acción simple son usadas generalmente en combinación con sistemas de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean con mayor frecuencia con sistemas de empuje hidráulico.

Las bombas de pistón son eficientes y técnicamente simples. Las tasas de producción se pueden adaptar fácilmente ajustando la velocidad del motor y las presiones mínimas alcanzables en fondo son muy bajas. Los fluidos viscosos generalmente no son un problema. Sin embargo, las partes móviles y las superficies deslizantes hacen que este método tenga una tolerancia limitada a la producción de sólidos y las limitadas tasas hacen que este método solo sea aplicable para pozos de baja a media tasa.

Hay dos tipos principales de diseños para estas bombas: bombas de tubing y bombas de inserto o varilla. La bomba de tubing tiene una mayor capacidad, pero su mantenimiento requiere sacar el tubing. La bomba de inserto es usada con mayor frecuencia, ya que puede ser recuperada sacando las varillas. Esta también proporciona una mayor razón de compresión y por lo tanto tiene menos dificultad

para el manejo de gas. La diferencia entre estas dos configuraciones, se presenta en la Figura 25.

Figura. 25. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla.



**FUENTE:** Tesis de grado ÁLVARO FABIÁN MUÑOZ RODRÍGUEZ y EDGAR TORRES TORRES, 2007.

El tubing es utilizado como línea de producción, siendo a menudo anclado al casing e instalado bajo tensión, con el fin de minimizar el movimiento de la tubería, el desgaste y doblaje de las varillas.

Generalmente no se instalan empaques en este tipo de completamiento, para permitir que cualquier cantidad de gas libre pueda ser separado y venteado a

través del anular. Se puede además instalar un ancla de gas para aumentar la eficiencia del sistema y prevenir el cierre por gas.

La máxima profundidad de instalación esta restringida usualmente por el peso y resistencia de las varillas, la fricción y la dinámica del bombeo. La elongación de las varillas puede llegar a ser significativa y limitar la eficiencia del sistema.

Comúnmente se usan varillas delgadas para superar este problema. La interdependencia entre la unidad de superficie, la sarta de varillas, la unidad de subsuelo y la tasa alcanzable, hacen que el proceso de diseño sea iterativo.

### ***Ventajas***

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de scales.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

### ***Desventajas***

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
- Poca resistencia al contenido de H<sub>2</sub>S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

### **5.4. GEOMETRÍAS DE LAS UNIDADES DE BOMBEO**

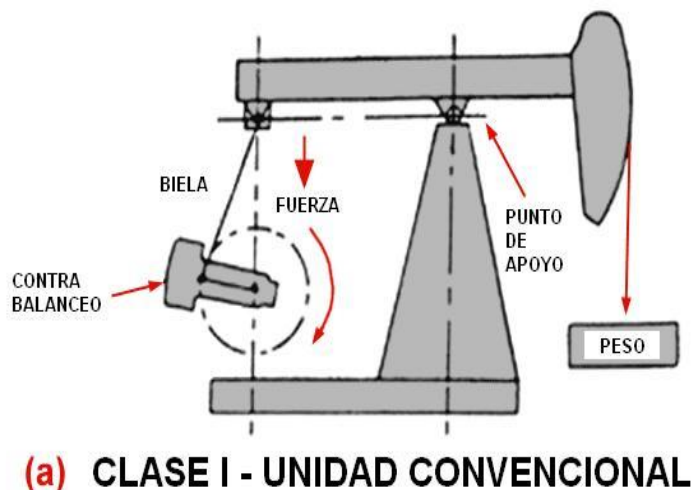
Las diferentes unidades de bombeo tipo – balancín, aunque todas tienen los mismos componentes, éstas pueden tener varios arreglos geométricos en parte de esos componentes. Usualmente se clasifican de acuerdo al criterio de si el balancín o vástago viajero opera como una palanca de brazo doble (clase I) o una palanca de brazo sencillo (clase III).

El brazo de la Manivela de las unidades de bombeo pueden ser rotados en dos direcciones: En sentido de las Manecillas del reloj (CW) o en contra de las manecillas del reloj (CCW). En todas las publicaciones API, la dirección está definida cuando se observa la unidad de bombeo, teniendo la cabeza del pozo a la derecha del observador.

**5.4.1. Unidades tipo convencional.** La convencional es la más antigua y la más usada de las unidades de bombeo tipo – balancín y trabaja sobre el mismo principio de la herramienta de cable de un taladro de perforación. Un esquema del arreglo es mostrado en la figura 26. Las características básicas de esta unidad de bombeo son:

1. El vástago viajero actúa como una palanca de brazo doble, manejada en la punta de atrás y la barra lisa operada en la punta del frente (Clase I). Esto es llamado un sistema levantamiento de palanca.
2. Cuando el balancín está en posición horizontal, el cojinete igualador (punto de apoyo) y el eje de la manivela están aproximadamente a la misma distancia vertical.
3. Las contrapesas están ubicadas tanto en la punta de atrás del balancín (unidades balanceadas con balancín) o sobre el brazo de la manivela (unidades balanceadas con manivela).
4. La unidad puede ser manejada en ambas direcciones.

Figura. 26. Unidad convencional



FUENTE: Fuente: IPIMS EP

#### **5.4.1.1. Ventajas y desventajas.**

Las ventajas de manejar una unidad convencional son:

- Bajos costos de mantenimiento (Las partes de repuesto son fácil de adquirir).
- Bajo costo comparado con otro tipo de unidades.
- Usualmente operan mejor con varillas de fibra de vidrio que las Mark II u otro tipo de unidades.
- Pueden rotar CW o CCW.
- Pueden bombear más rápido que una Mark u otro tipo de unidades.
- Requiere contrapesas mas livianas que las Mark II.

Dentro de sus desventajas encontramos:

- En muchas aplicaciones, no son tan eficientes como una Mark II u otro tipo de unidades.
- Puede necesitar cajas reductoras muy grandes que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).

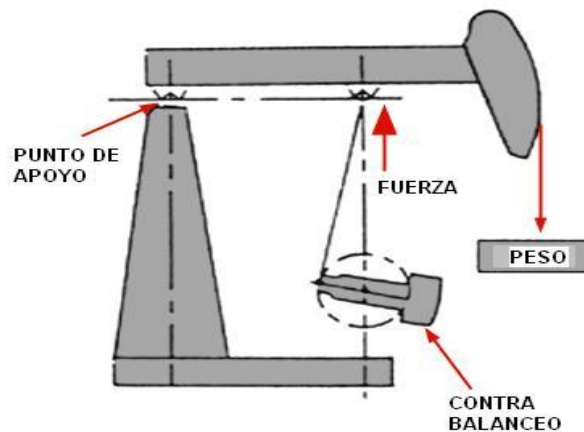
**5.4.2. Unidades tipo Mark II.** Las unidades Mark II, sistema de palanca clase III, el principal objetivo cuando fue desarrollado este tipo de unidad fue disminuir el torque y los requerimientos de potencia de las unidades convencionales. Un esquema del arreglo de una geometría de bombeo Mark II es mostrado en la figura 27. Sus características básicas son:

1. Utiliza un sistema de palanca de empuje.
2. El cojinete igualador (punto de apoyo), está localizado sobre el balancín muy cerca de la cabeza de caballo (cabeza del balancín); ésta única característica de las unidades Mark II mejora el comportamiento mucho más que las otras geometrías (Convencional y balanceada por aire).
3. La rotación de las contrapesas están ubicadas sobre un brazo separador de contrabalanceo que está directamente opuesto al brazo de la manivela y forma

un ángulo (generalmente de  $24^\circ$ ). Esta es la única característica que asegura mayor uniformidad neta en la variación del torque a través de un ciclo completo de bombeo.

4. Esta es una unidad de bombeo unidireccional y siempre debe ser manejada a en una dirección específica.

Figura 27. Unidad tipo Mark



### (c) CLASE III - UNIDAD MARK II

FUENTE: IPIMS EP

#### 5.4.2.1. Ventajas y desventajas.

Las ventajas de esta unidad tipo Mark II son:

- En muchos casos maneja bajos torques (con varillas de acero) comparado con unidades convencionales.
- Puede costar menos (-5% hasta -10%) comparado luego con tamaños convencionales.
- En muchos casos es más eficiente que las unidades convencionales.

Sus desventajas radican en:

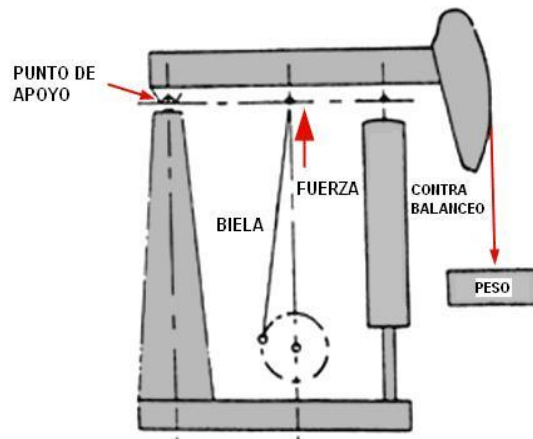
- En muchas aplicaciones, la bomba no puede operar tan rápido como en la unidades convencionales, debido a su acelerado recorrido descendente (puede causar problemas de pandeo)
- Puede rotar únicamente en contra del sentido de las manecillas del reloj.
- Puede causar más daño a las varillas y la bomba en caso de golpe de fluido.
- Puede someter la parte baja de la sarta en severa compresión lo que puede ocasionar fallas por pandeo.
- Puede tener altos torques comparados con unidades convencionales cuando se tiene una sarta de varillas de fibra de vidrio. También pueden someter las varillas de este tipo en compresión.

**5.4.3. Unidades balanceadas por aire.** La unidad balanceada por aire fue desarrollada en 1.920, a partir de una unidad convencional ubicando el Cabeza de Caballo (Cabeza de balancín) sobre la parte móvil del vástago viajero.

La figura 28, muestra un esquema básico de una unidad balanceada por aire y las principales características de esta geometría son:

1. El balancín de trabajo es una palanca de brazo sencillo (Sistema clase III), ya que la cabeza de caballo y el brazo (Pitman) están sobre el mismo lado del balancín.
2. El contrabalanceo está asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido dentro de un cilindro, que actúa como un pistón conectado al balancín.
3. La unidad puede ser manejada en ambas direcciones.

Figura. 28. Unidad balanceada por aire



**(b) CLASE III - UNIDAD BALANCEADA POR AIRE**

FUENTE: IPIMS EP

#### 5.4.3.1. Ventajas y desventajas

Las ventajas principales de manejar este tipo de unidad son:

- Es más compacta y de fácil balance comparado con otro tipo de unidades.
- Los costos de transporte son muy bajos respecto a otro tipo de unidad (debido a su bajo peso).
- Disponible en tamaños más grandes con respecto a otras unidades.
- Pueden rotar CW o CCW.

Sus desventajas consisten en:

- Es más compleja y requiere mayor mantenimiento (aire comprimido, cilindro de aire, etc.).
- La condensación de agua en el cilindro de aire puede causar problemas.
- La caja reductora puede averiarse si el cilindro de aire pierde presión.

Existen también otros varios tipos de unidad tales como las de bajo perfil, hidráulicas, de carreras largas (tales como Rotaflex), y otras unidades de geometría inusual. Sin embargo, la mayoría de los pozos son bombeados con los tres principales tipos de unidades mencionados. La razón principal de la duración de la popularidad de estas unidades de bombeo es por que estas han sido usadas por más tiempo que las otras y han probado ser confiables, durables, y fáciles de mantener. Dependiendo de la aplicación, hay ventajas y desventajas para cada tipo de unidad. Ninguna unidad puede reclamar para si el mejor comportamiento en todas las aplicaciones. Por ejemplo, si el espacio es limitado entonces una unidad balanceada por aire es la mejor opción por lo compacto de su diseño. Si se usan cabillas de fibra de vidrio entonces una unidad convencional será mejor que un Mark II como será explicado luego. En pozos profundos con cabillas de acero, una unidad Mark II puede tener el más bajo torque neto en la caja de engranaje, etc.

La manera mas precisa de encontrar la mejor geometría de unidad para una aplicación dada es usar programas predictivos de computadora tales como el **RODSTAR**. Con estos programas se puede modelar la unidad de bombeo usando kinematica (características de movimiento) de manera muy precisa, de la misma forma te permite comparar el comportamiento de diferentes unidades de bombeo para aplicaciones especificadas. También permite evaluar que sentido de rotación es mejor aplicarle a la manivela (*En sentido de las agujas el reloj o en contra del sentido de las agujas*).

## **5.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA BM**

### ***VENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO***

- El bombeo mecánico ofrece un amplio rango de tasas de producción. Esto depende directamente del tamaño y tipo de unidad, tamaño de la tubería, diseño de la sarta de varillas y rango de tamaños de la bomba.
- Es económico de operar
- Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación del combustible para los motores no este interconectada.
- Los componentes del sistema y las partes de cambio están disponibles rápidamente y son intercambiados en cualquier parte del mundo.
- Bajo condiciones operacionales promedio, se puede utilizar hasta el ciclo final de la vida del pozo, es decir hasta el abandono del pozo.

### ***DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO***

- Las limitaciones del volumen de bombeo mecánico son debidas al tamaño de la tubería y a la profundidad (hasta 10.000 pies), principalmente por la resistencia mecánica del material de la sarta de varillas.
- La eficiencia volumétrica se reduce en pozos con alta relación gas – aceite “GOR”, hasta 700 SCF/BF.
- Moderado manejo de sólidos.
- Costo inicial alto para unidades de gran capacidad.
- No es conveniente su uso en pozos desviados ni en medios corrosivos.
- La unidad de bombeo en la superficie requiere de gran espacio.

## 6. ANALISIS DE LOS POZOS

A continuación se hará una descripción detallada de cada pozo, su historia, perforación, completamiento e instalación de cada uno de los sistemas de levantamiento utilizados hasta la fecha; además se analizará la curva IPR de cada pozo.

### 6.1. POZO 1

Se inició la perforación el 29 de Junio de 1980 y se terminó el 24 de Julio de 1980 alcanzando una profundidad total medida de 7972'.

Después de esto el pozo se ha desempeñado bajo el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico, hasta 15 de noviembre de 2004, fecha en la cual se efectúa un cambio en el sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible después de analizar la curva IPR para el pozo 1.

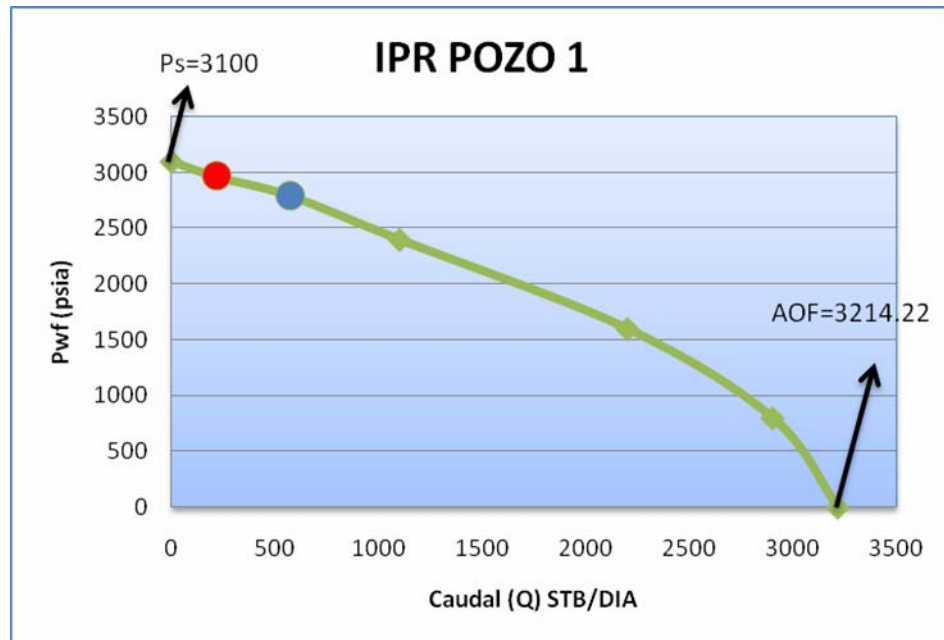
Del análisis de la curva IPR efectuado para este pozo se puede observar que el pozo1, estaba potencialmente capacitado para aportar más y por eso se tomo la decisión de hacer el ya antes nombrado cambio en el sistema de levantamiento artificial.

#### **15 DE NOVIEMBRE DE 2004 CAMBIO EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (BOMBEO MECANIO A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE).**

En el anexo 1 se encuentra una descripción detallada de la realización de la operación.

### 6.1.1. Análisis de la curva IPR

Figura 29. Curva IPR para pozo 1



● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 2961psia, Q=219 BIs).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 2790, Q = 574 BIs)

En el análisis de la fig 29 se observa que al efectuar el cambio en el sistema de levantamiento artificial la diferencia de presiones genera un droupdown de 171 psi.

En la ingeniería de yacimientos del campo Cantagallo se estableció un doupdown permisible de 800 psi, lo cual indica que el resultado obtenido debido a la diferencia de presiones en el anterior cambio se encuentra dentro del rango permisible estipulado.

En este análisis se tiene en cuenta que este yacimiento se encuentra sometido a un empuje hidráulico, lo cual evita que la presión de fondo fluyendo pueda encontrarse en un menor valor y por lo tanto ejerciendo un mayor dropdown.

Debido a las causas ya antes nombradas se estableció que la presión de operación debía ser de 2790 psi extrayendo un total 574 barriles de aceite diarios.

De lo anterior podemos concluir que el cambio en el sistema de levantamiento artificial para el pozo 1 fue una buena decisión debido a que se incremento el caudal en 355 bbl, y solo se ha efectuado un servicio a pozo y un trabajo de workover como se nombran a continuación minimizando los costos de mantenimiento:

#### **06 DE JUNIO DE 2006 CAMBIO BOMBA**

#### **14 DE FEBRERO DE 2008 TRABAJO DE WORKOVER**

Para una descripción mas detallada remitirse al anexo 1

### **6.2. POZO 2**

Se inició la perforación el 16 de Noviembre de 1980 y se terminó el 17 de Diciembre de 1980 alcanzando una profundidad total medida de 8634'. Se recomendó perforar este pozo en remplazo de XXX el cual quedó inactivo desde Mayo de 1979 que junto con el pozo OOO drenaban el extremo norte del yacimiento. El 10 de Octubre de 1980 se recomendó perforar el pozo 2 para restablecer el drenaje de esa parte del yacimiento y aprovechar la actividad del acuífero de la zona productora. Se cañoneó el revestimiento de producción con canon de 4" Hyper Jet a 4 tiros/pie.

El 2 de mayo de 1995 se hace una exclusión de arenas por robo en la formación.

El 30 de noviembre de 2004, fecha en la cual se efectúa un cambio en el sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible después de analizar la curva IPR para el pozo 2.

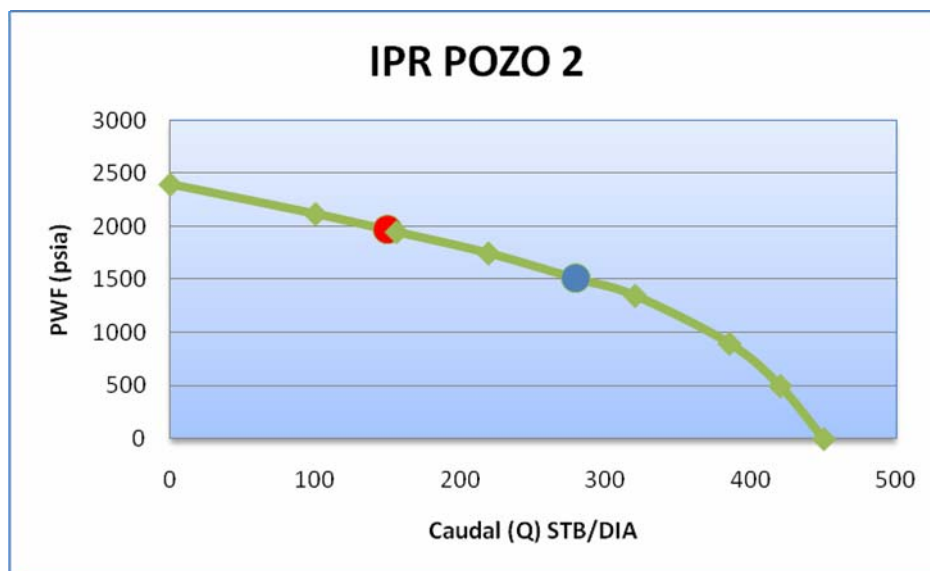
El análisis de la fig 30 se concluyó que el pozo 2 estaba potencialmente capacitado para aportar más y por eso se toma la decisión de hacer el ya antes nombrado cambio en el sistema de levantamiento artificial.

### **30 DE NOVIEMBRE DE 2004 CAMBIO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

En el anexo 1 se encuentra una descripción detallada de la realización de operación.

#### **6.2.1. Análisis de la curva IPR**

Figura 30. Curva IPR para pozo 2



● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial (  $P_{wf} = 1968$ psia,  $Q=150$  Bls).

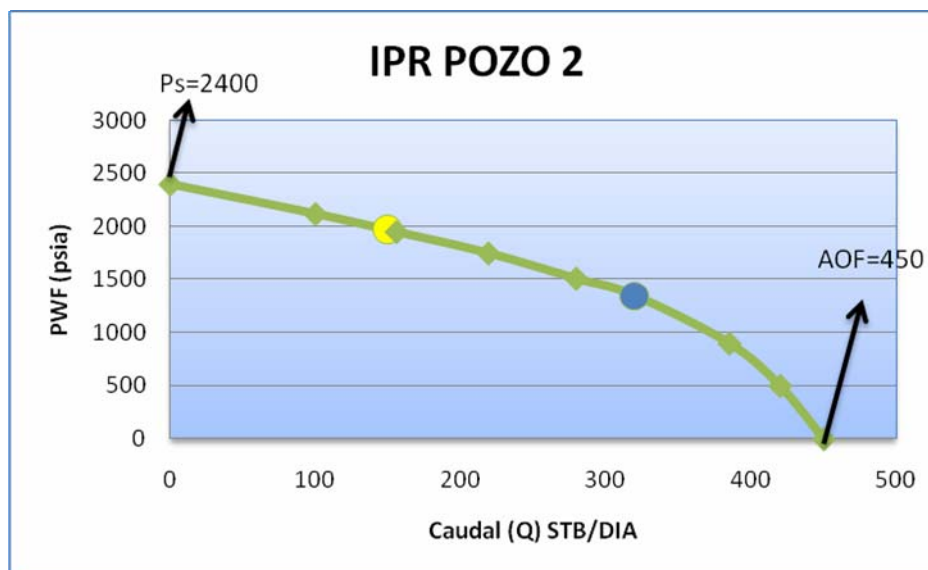
● = Condiciones actuales en el pozo. (  $P_{wf} = 1508$ ,  $Q = 280$  Bls)

En la figura 30 se observa que debido al cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial se genera un dropdown 460 psi, esto se genera por la diferencia de presiones, ya que cuando estaba implementado el sistema de bombeo mecánico se tenía una presión de 1968 psi y después de implementado el sistema de bombeo electrosumergible se tuvo una presión de 1508 psi.

La elección de esta presión de operación se debe a que el rango de dropdown permisible para este pozo se encuentra en 900 psi, y por recomendación de los ingenieros de yacimientos de este campo se decidió no bajar la presión de operación hasta alcanzar el limite total del rango permisible ni tampoco alcanzar presiones que se encuentren por debajo de la presión de operación optima descrita en el anexo 2, ya que se pueden presentar problemas de taponamiento por arenamientos y bajos caudales de producción.

Cabe destacar en el análisis de este pozo que el sistema de levantamiento artificial retorna al sistema de bombeo mecánico debido a que aparece una ruptura en el casing la cual se soluciono bajando un casing de  $5^{1/2}$  " causando la obstrucción o el paso de la bomba BES cuando se quiso retornar al sistema de bombeo electrosumergible, debido a este cambio efectuado se perdió una cantidad significativa de barriles (159 Bls) como se observa en la figura 31.

Figura 31. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 2



● = Condiciones en la cual se retorna a bombeo mecanico debido a ruptura de casing ( Pwf = 2056 psia, Q=121 Bls).

● = Condiciones con el sistema BES. ( Pwf = 1508, Q = 280 Bls)

Después del cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial se le realizan 3 servicios a pozo y 1 trabajo de workover.

### **16 DE FEBRERO DE 2006 CALIBRACION DE REVESTIMIENTO**

### **21 DE NOVIEMBRE DE 2006 CALIBRACION DE REVESTIMIENTO Y CORRIDA DE REGISTRO USIT-CBL**

### **31 DE OCTUBRE DE 2006 TRABAJO DE WORKOVER**

### **31 DE AGOSTO DE 2007 SEVICIO A POZO**

Para una descripción mas detallada de las operaciones y el trabajo de workover mencionados remitirse al anexo 1

### **6.3. POZO 3**

Se inició la perforación el 27 de Septiembre de 1982 y se terminó el 23 de Octubre de 1982 alcanzando una profundidad total medida de 8725'.

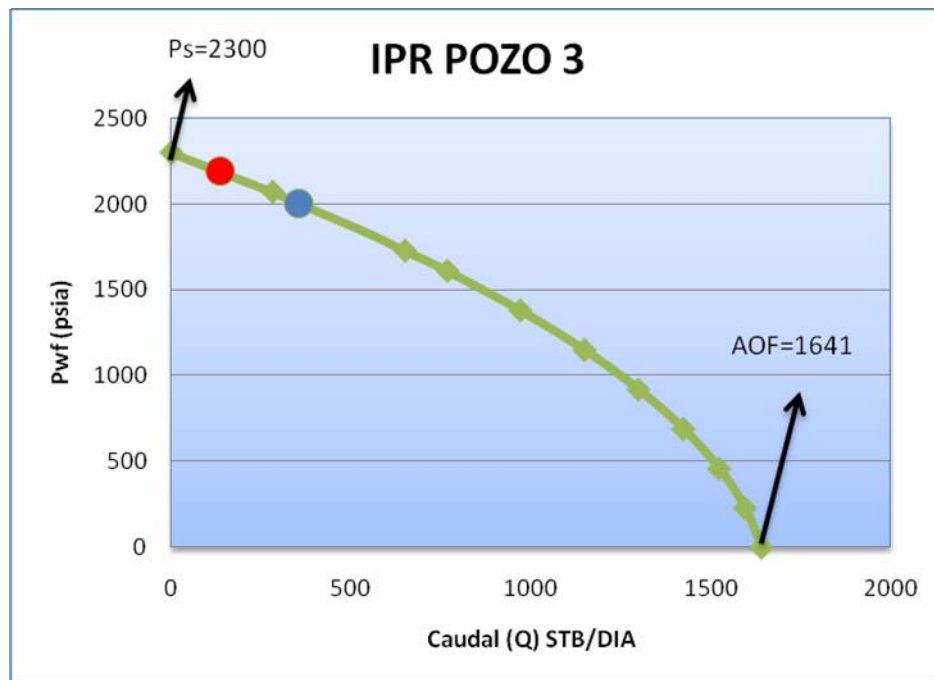
#### **10 DE MARZO DE 2007 CAMBIO EN EL SISTEMA DE LEVATAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO A BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE**

fecha en la cual se efectúa un cambio en el sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible después de analizar la curva IPR para el pozo 3, para un mayor detalle de esta operación remitirse al anexo 1.

En la figura 31 se observa que en el pozo se podía implementar el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, debido a que el pozo podía entregar un caudal mayor sin necesidad de generar un dropdown tan grande el cual pudiera perjudicar la formación productora.

#### **6.3.1. Análisis de la curva IPR**

Figura 32. Curva IPR para pozo 3



- = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 2187 psia, Q=139 Bls).
- = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 2002 psia, Q = 357.5 Bls)

En la figura 32 se observa que debido al cambio en el sistema de levantamiento artificial se genera una diferencia de presiones de 185 psi, la cual se encuentra dentro del rango permisible establecido por los ingenieros de yacimientos del campo Cantagallo el cual esta estipulado en 560 psi y cumple con los rangos de operación óptimos (ver anexo 2).

Para la implementación de esta presión de operación se tuvo en cuenta que se podría haber obtenido menor presión de operación pero el yacimiento no respondió como se esperaba trayendo consigo problemas de arenamientos y taponamiento de la bomba BES.

Después de efectuado el cambio en el sistema de levantamiento el pozo ha requerido 3 trabajos de workover

**18 DE ABRIL DE 2007 TRABAJO DE WORKOVER**

**19 DE ENERO DE 2008 TRABAJO DE WORKOVER**

**21 DE MARZO DE 2008 TRABAJO DE WORKOVER**

Para ver en detalle el desarrollo de estas operaciones remitirse al anexo 1

**6.4. POZO 4**

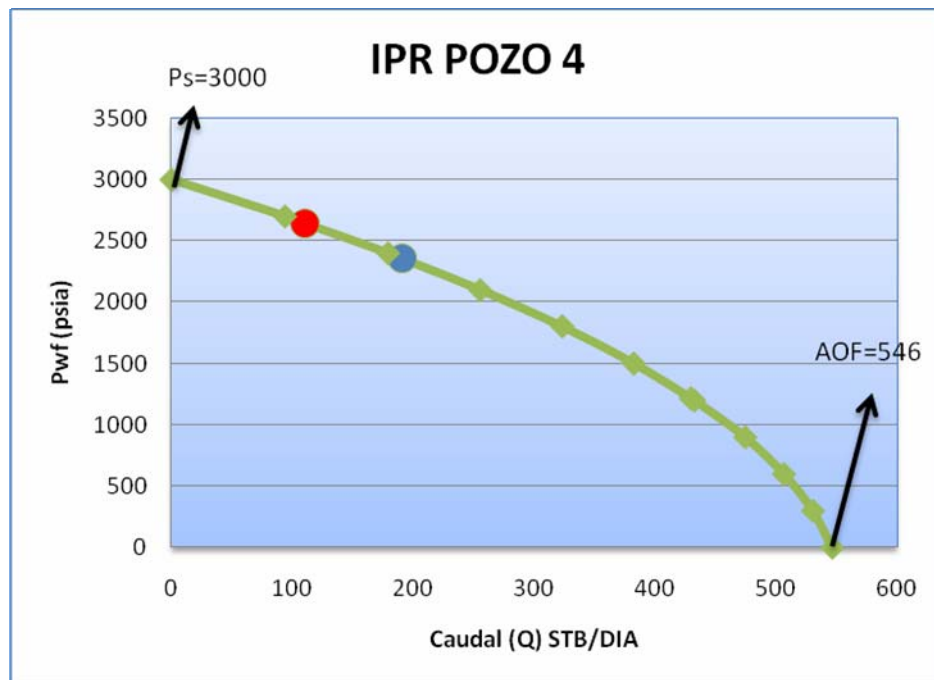
Se inició la perforación el 17 de septiembre de 2003 y se terminó el 10 de octubre de 2003, alcanzando una profundidad total medida de 8461.'

Este pozo es uno de los pozos que mas presenta problemas por taponamiento se ha intentado mantener el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible pero no ha sido posible debido a los problemas por el taponamiento en las bombas electrosumergibles, debido a esto el procedimiento no es rentable por la cantidad de servicios a pozo que hay que realizarle.

En la figura 32 se observa que un cambio en el sistema de levantamiento artificial fue una buena opción, ya que se gano un caudal considerable y el droupdown que se genero debido al cambio no es tan grande.

**6.4.1. Análisis de la curva IPR.**

Figura 33. Curva IPR para pozo 4



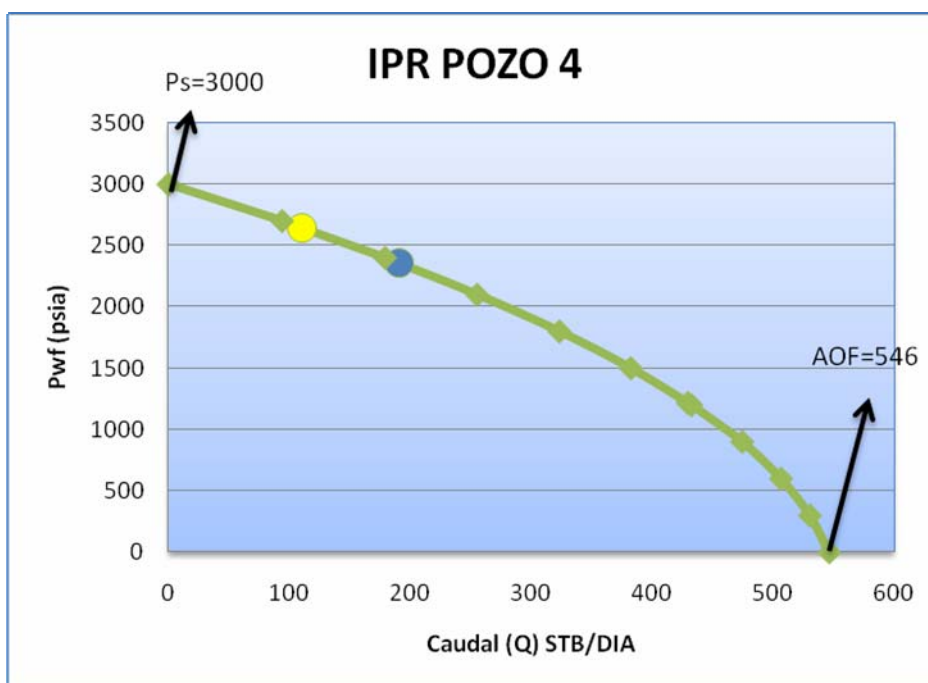
- = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 2640 psia. Q=111 Bls).
- = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 2353 psia. Q= 191 Bls).

En la figura 33 se observó que con el cambio en el sistema de levantamiento se ganó un caudal de 80 bls, y la diferencia de presiones muestra un dropdown de 287 psi el cual se encuentra dentro del rango permisible establecido por los ingenieros de yacimientos del campo Cantagallo el cual se estableció de 605 psi y alcanza los rangos operacionales óptimos (ver anexo 2).

Para efecto de análisis cabe incluir que este pozo es uno de los que más ha presentado problemas de arenamiento por tal razón este pozo siempre ha tenido que ser tratado con trabajos de workover y servicios a pozo para tratar de impedir su declinación en la producción no siendo económicamente viable esta situación.

Después de haber tenido esta serie trabajos de workover y servicios a pozo y analizando la no rentabilidad del pozo teniendo implementado el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, se retorna al sistema de bombeo mecánico (ver figura 36).

Figura 34. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 4



● = Condiciones en la cual se retorna a bombeo mecanico por razones economicamente viables ( Pwf = 2640 psia, Q= 111 Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. (Pwf = 2353 psia. Q= 191 Bls)

La razón que fundamenta esta decisión es en la cual se prefiere mantener un nivel de producción constante el cual no genere tantos problemas de taponamiento y arenamiento y no una producción en la continuamente hay que estar tratando de evitar su declinación.

Dentro de este análisis cabe destacar que con este cambio en el sistema de levantamiento artificial el pozo deja de producir los 80 barriles que se habían ganado en la implementación de sistema BES.

A continuación se muestran las operaciones se han realizado en el pozo y cambios en el sistema de levantamiento artificial.

**21 DE NOVIEMBRE DE 2005 CASING EXPANDIBLE E INSTALACION BES**

**10 DE ABRIL DE 2006 REVISION CONJUNTO DE SUBSUELO**

**26 DE JUNIO DE 2006 EXPANSION CASING EXPATCH**

**15 DE JULIO DE 2006 AISLAMIENTO DE ACUIFEROS**

**14 DE SEPTIEMBRE DE 2006 CAMBIO Y PROFUNDIZACION DE BOMBA**

**07 DE NOVIEMBRE DE 2006 AISLAMIENTO DE ACUIFEROS**

**21 DE DICIEMBRE 2006 CAMBIO DE BOMBA**

**09 DE ENERO DE 2007 CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Para mas detalles de las operaciones realizadas remitirse al anexo 1

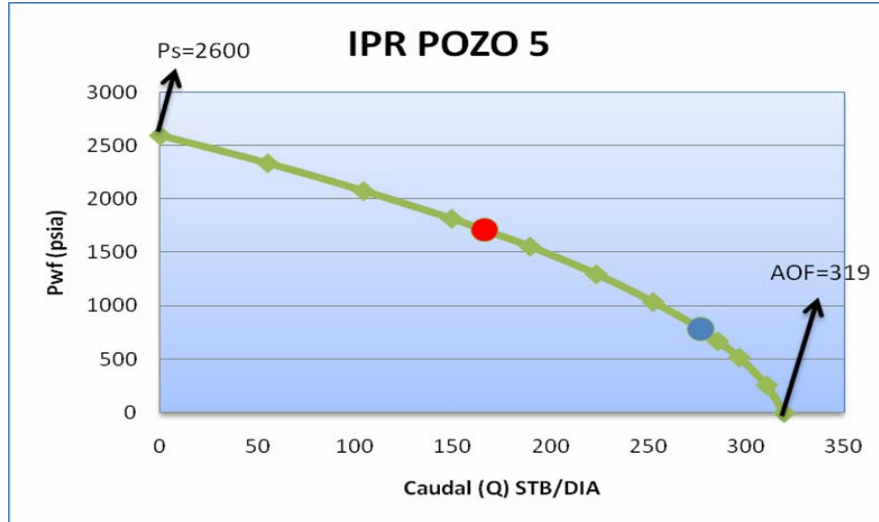
## **6.5. POZO 5**

Se inició la perforación el 16 de noviembre de 2003 y se terminó el 27 de noviembre de 2003, alcanzando una profundidad total medida de 8923.'

En el análisis para la figura 35 (curva IPR pozo 5) se observa que al implementar un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible el pozo podría entregar un caudal mas alto.

### 6.5.1. Análisis de la curva IPR

Figura 35. Curva IPR para pozo 5



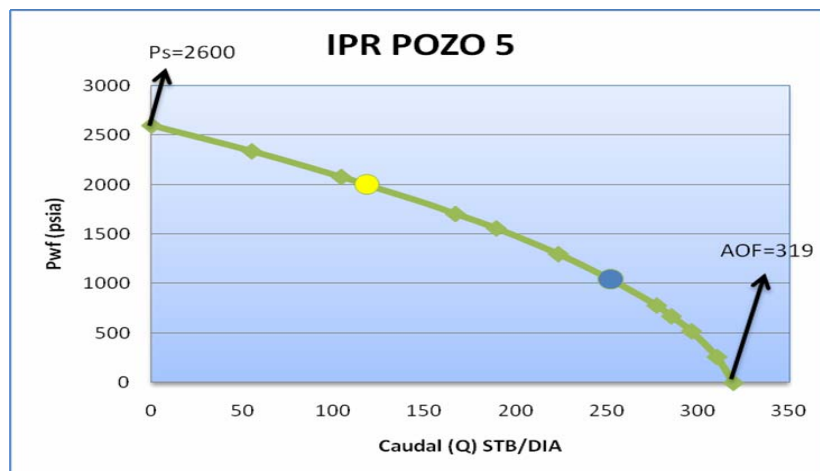
● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 1706 psia, Q=166.6 Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 838 psia, Q = 271.46 Bls).

De la figura 35 se puede decir que al implementar el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible el sistema genera un droupdown de 868 psi, el cual se encuentra dentro del rango permisible establecido por los ingenieros de yacimientos del campo Cantagallo en 1400 psi y se encuentra por encima de la presión de operación óptima (ver anexo 2).

En el análisis cabe destacar que si se quisiera tener un mayor droupdown el pozo presentaría mayores inconvenientes presentados hasta el momento, siendo esta una de las razones fundamentales por las cuales el pozo se retorna al sistema de levantamiento artificial.

Figura 36. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 5



- = Condiciones en la cual se retorna a bombeo mecanico por razones economicamente viables ( Pwf = 1998 psia, Q= 118 Bls).
- = Condiciones actuales en el pozo. (Pwf = 838 psia, Q = 271.46 Bls)

La razón fundamental por la cual el pozo se retorna a bombeo mecánico se produce por la rápida declinación en la producción en este pozo siendo el taponamiento por arenas el principal factor por el cual se produce esta declinación, esto se puede observar en la figura 36, en la cual se evidencia una disminución en el dropdown de 1160 psi.

A continuación se muestran las fechas en las cuales fueron realizados los cambios en el sistema de levantamiento artificial.

**28 DE OCTUBRE DE 2005 AISLAMIENTO DE ACUIFEROS Y CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

**15 DE MARZO DE 2006 CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

Para mas detalles de las operaciones remitirse al anexo 1

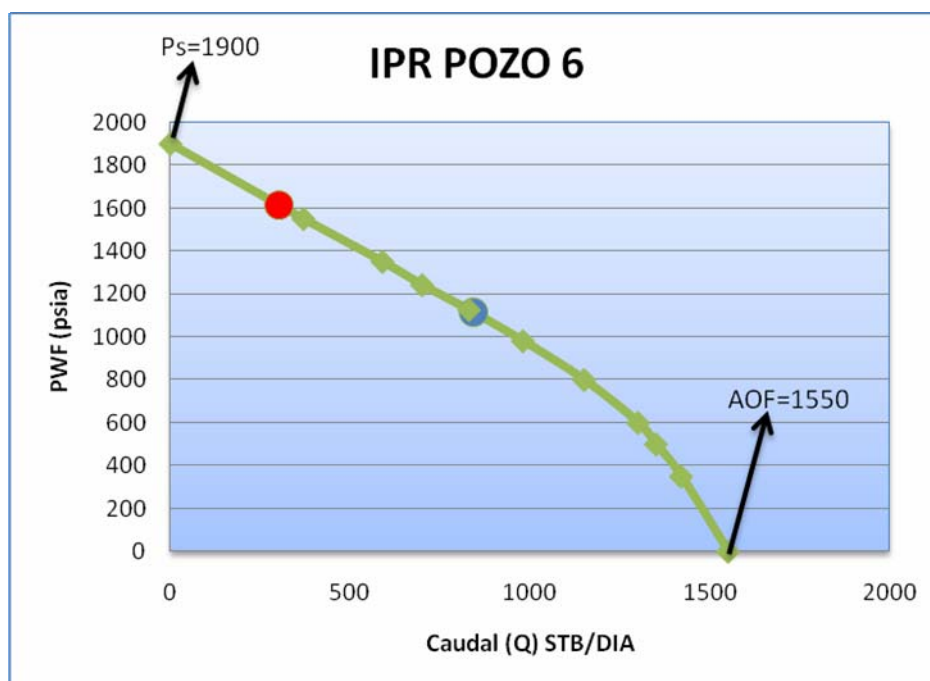
El pozo 5 actualmente se encuentra produciendo por medio del sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico después de haber tenido una producción por medio del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible el cual no logro mantenerse por problemas de taponamiento en las bombas de residuos sedimentarios.

## 6.6. POZO 6

Se inició la perforación el 14 de febrero de 2004 y se terminó el 03 de marzo de 2004, alcanzando una profundidad total medida de 8470' y el 29 de marzo de 2004 se completo el pozo.

### 6.5.2. Análisis de la curva IPR

Figura 37. Curva IPR para pozo 6



● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial (  $P_{wf} = 1613$  psia,  $Q=303$  Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. (  $P_{wf} = 1112$  psia,  $Q = 845$  Bls).

En el análisis de la curva IPR para el pozo 6 (figura 37) se puede observar que el cambio en el sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible fue una buena decisión ya que esto genero un incremento en la producción de 542 bls.

En la figura 37 se puede observar que debido a este cambio la diferencia en las presiones genero un dropdown de 501 psi, el cual esta acorde con lo establecido por los ingenieros de yacimientos del campo Cantagallo el cual es de 700 psi y también se encuentra acorde con la presión de operación optima.

Dentro de este análisis cabe resaltar que este pozo casi no ha sido intervenido con servicios a pozo o workover por lo que lo hace económicamente atractivo.

El pozo 6 a pesar de ser un pozo nuevo, es un pozo que se le encontró un alto potencial después de un análisis de su curva IPR y actualmente se encuentra produciendo por medio del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.

A continuación se presentan las fechas en las cuales se implemento el sistema de levantamiento, los servicios a pozo y trabajos de workover.

**16 DE AGOSTO DE 2005 INSTALACION BES**

**8 DE AGOSTO DE 2005 TRABAJO DE WORKOVER**

**11 DE JUNIO DE 2006 CAMBIO DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE**

Una descripción detallada de cada operación se encuentra en el anexo 1

## 7. EVALUACION DE COSTOS

En este capítulo se mostrará los costos producidos por los diferentes sistemas de levantamiento, además de los servicios a pozo y operaciones de workover; también miraremos la ganancia obtenida en cada uno de los pozos por el cambio efectuado; la siguiente tabla resume los diferentes caudales de cada pozo y su ganancia incremental después de aplicado el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

Tabla 3. Producción Incremental de los 6 pozos

POZO	ANTES(BOPD)	DESPUES(BOPD)	INCREMENTAL (BARRILES)
1	219	574	355
2	150	280	130
3	139	650	511
4	111	382	271
5	166.6	277	110.4
6	303	845	542

### TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

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

Es la tasa de descuento que iguala el valor actual de los gastos con el valor futuro de los ingresos previstos, se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, normalmente la tasa de rentabilidad libre de riesgo. Si la tasa de

rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera a la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

Qi = Flujo de caja en el periodo i

I = Inversión

El análisis de la TIR para cada uno de los pozos se puede observar en los anexos presentados al final de este trabajo.

## **COSTOS**

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 la tabla 3.

Tabla 4. 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.

### 7.1 CALCULO DE COSTOS.

A continuación se hace una relación detallada de los costos efectuados en la implementación y puesta en marcha entre los sistemas de bombeo mecánico y bombeo electrosumergibles para los pozos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de la Coordinación de Producción Cantagallo.

Para el flujo de caja se tendrán en cuenta varias variables que se definen por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ganancia} - \text{Inversion} - \text{Costos}$$

$$FC = (\text{Barriles US\$}) - (\text{Equipo}) \\ - (\text{Energía, Servicio a pozo, Workover, Pozo Parado})$$

Las siguientes tablas resumen el costo de las partes de los sistemas instalados.

### 7.1.1. Costos para pozo 1

Tabla 5. Costo para Equipo BES pozo 1.

Descripción	cantidad	Valor Compra US\$
Equipo BES		
Bomba	1	33982.92
Motor	1	24466.12
Cable	4100 ft	14214.36
Protector Cable	9	1780.09
Separador de gas	1	2337.78
Protector	1	8146.80
Sensor de Presión	1	16326.49
Variador	1	22494.69
Transformador SUT	1	7183.46
Dual Shift Transformer	1	6917.27
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-
Total		143343.38

**Nota:** Estos precios fueron acordados para el año en que se realizó la instalación del sistema de levantamiento. (año 2004)

Después de este cambio en el sistema de levantamiento artificial se realizaron 2 servicios a pozo como se muestra en los anexos al final del libro.

### Ganancia

El sistema se implementó desde el 15 de Noviembre de 2004 y la fecha hasta la cual se está haciendo la evaluación es hasta Marzo de 2008 tenemos 38 meses y 20 días, en los cuales se tiene un aumento en la producción debido al sistema de

bombeo electro sumergible de 436650 Bls. La siguiente tabla muestra los precios de venta del barril producido para Cantagallo, año por año.

Tabla 6. Precios promedio del barril de crudo producido por año para el campo Cantagallo

<b>AÑO</b>	<b>PRECIO US\$</b>
<b>2004</b>	24.864
<b>2005</b>	33.096
<b>2006</b>	39.654
<b>2007</b>	66
<b>2008</b>	78

El aumento en la producción se ve reflejado en el incremento en barriles debido al cambio de sistema de levantamiento artificial y representa una ganancia neta que se muestra a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 7. Producción por año para el pozo 1

<b>TIEMPO</b>	<b>BARRILES</b>	<b>PRECIO BARRIL US\$</b>	<b>VALOR US\$</b>
<b>PROD 2004</b>	15975	24.864	397202.4
<b>PROD 2005</b>	129575	33.096	4393369.95
<b>PROD 2006</b>	129575	39.654	5138167.05
<b>PROD 2007</b>	129575	66	8551950
<b>PROD 2008</b>	31950	78	2492100
<b>TOTAL</b>	<b>436650</b>		<b>20972789.4</b>

### **Inversión**

La inversión inicial para este pozo y los demás será el costo del equipo con su respectivo servicio de instalación (143343.38 equipo + 90250 instalación = 233593.38 Dólares)

## Costos

La siguiente tabla muestra los costos generados por el pozo 1 a partir del 15 de Noviembre de 2004 hasta Enero de 2008.

Tabla 8. Costos para pozo 1.

DESCRIPCION	COSTOS US\$
WORKOVER	0
SERVICIO A POZO	242540
ENERGIA (US\$)	244924.56
POZO PARADO	167068.68
<b>TOTAL</b>	<b>654533.24</b>

## Energía

El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 87.9, lo que indica que la potencia consumida por mes seria igual a 6328.8 US\$/mes por lo tanto el precio de energía para este pozo sale de la siguiente ecuación:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 6328.8 * 38.7$$

$$US\$ = 244924.56 \text{ Dolares}$$

## Pozo Parado

Al pozo se le efectuaron 2 servicios a pozo los cuales generaron una paralización de 4 días cada servicio, para un total de 8 días de pozo parado y si se tiene en

cuenta que cada el pozo producía 355 Bls de crudo demás que el sistema de bombeo mecánico entonces tenemos 2840 Bls dejados de producir en estos 8 días lo cual se puede ver más claro con la siguiente ecuación:

$$\text{Pozo Parado} = \text{Días de Para} * \text{Barriles incrementales} \\ * \text{Precio del barril para cada año}$$

$$\text{Pozo Parado en el 2006} = 4 \text{ Dias} * 355 \text{Bls} * 39.654 \text{US\$}$$

$$\text{Pozo Parado} = 56308.68 \text{ Dolares}$$

$$\text{Pozo Parado en el 2008} = 4 \text{ Dias} * 355 \text{Bls} * 78 \text{US\$}$$

$$\text{Pozo Parado} = 110760 \text{ Dolares}$$

$$\text{Total Pozo Parado} = 167068.68 \text{ Dolares}$$

Para tal efecto se tiene en cuenta que el precio promedio del barril para el 2006 es de 66.09 US\$ y para el 2008 se toma el precio promedio del barril en 130 US\$.

Después de efectuado el cambio se puede observar que la producción del pozo aumento a 574 Bls, y si se tiene en cuenta que con el sistema de bombeo mecánico se extraían 219 Bls, tenemos un incremental en la producción de 355 Bls.

De lo anterior podemos concluir que la ganancia del pozo 1 por el cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial es según la formula de:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ganancia} - \text{Inversion} - \text{Costos}$$

$$FC = 20972789.4 - 233593.38 - 654533.24$$

$$FC = 20084662.78 \text{ Dolares}$$

De la operación aritmética anterior podemos concluir que es que el cambio efectuado en el pozo 1 fue muy viable económicamente por lo que entrega una buena ganancia justificando así el cambio en el sistema de levantamiento artificial.

### 7.1.2. Costos para pozo 2.

Tabla 9. Costo para equipo BES pozo 2(30 de Nov. 2004)

Descripción	cantidad	Valor Compra US\$
Equipo BES		
Bomba	1	14334.78
Motor	1	15218.74
Cable	5100 ft	17661.28
Protector Cable	9	1780.09
Separador de gas	1	2337.78
Protector	1	6760.63
Sensor de Presión	1	16326.49
Variador	1	20597.14
Transformador SUT	1	7183.46
Dual Shift Transformer	1	6917.57
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-
	<b>Total</b>	<b>109118.16</b>

Para los detalles de servicio a pozo y trabajos de workover ver anexos.

#### Ganancia

El sistema se implemento desde el 30 de Noviembre de 2004 y la fecha hasta la cual se esta haciéndola evaluación es hasta 31 de Agosto de 2007 fechas durante las cuales transcurrieron 33 meses incrementándose la producción del pozo 2 debido a la implementación del sistema de bombeo electrosumergible en 130390 Bls, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

Tabla 10. Producción por año para el pozo 2

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
<b>PROD 2004</b>	4030	24.864	100201.92
<b>PROD 2005</b>	47450	33.096	1608839.7

<b>PROD 2006</b>	47450	39.654	1881582.3
<b>PROD 2007</b>	31200	66	2059200
<b>TOTAL</b>	<b>436650</b>		<b>5649823.92</b>

### **Inversión**

La inversión inicial para este pozo es de (109118.16 equipo + 90250 instalación = 199368.16 Dólares) más costo de equipo de BM debido a que se debió retornar a este sistema por ruptura en el casing (5000), total = 204368.16

El costo del equipo de bombeo mecánico es establecido por Ecopetrol debido a que este sistema es propio de ellos.

### **Costos**

Tabla 11. Costos para pozo 2.

<b>DESCRIPCION</b>	<b>COSTOS US\$</b>
<b>WORKOVER</b>	113020
<b>SERVICIO A POZO</b>	384360
<b>ENERGIA (US\$)</b>	137808
<b>POZO PARADO</b>	101335.26
<b>TOTAL</b>	<b>736523.26</b>

### **Energía**

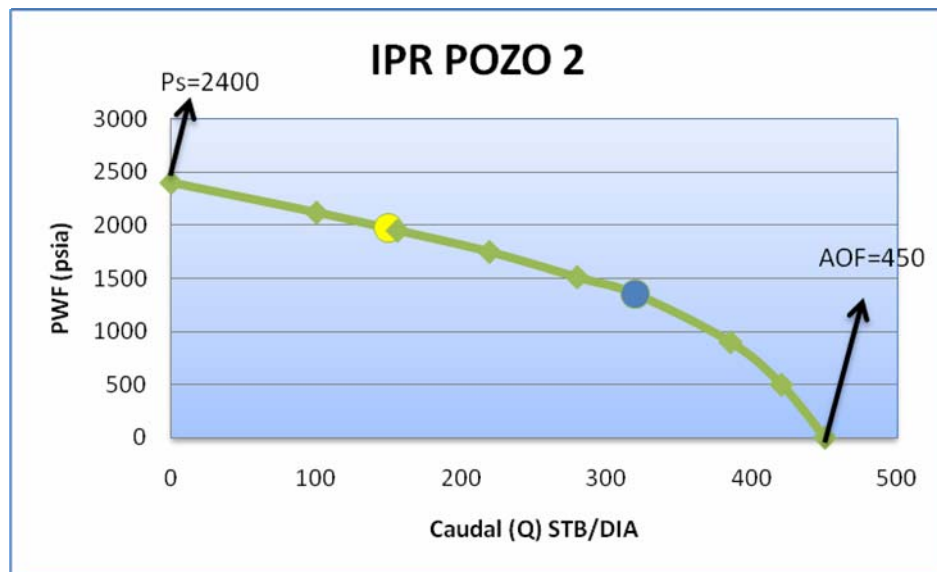
El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 58, lo que indica que la potencia consumida por mes seria igual a 4176 US\$/mes, por lo que el costo de energía generado por el pozo 2 sería:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 4176 * 33$$

$$US\$ = 137808 \text{ Dolares}$$

Figura 38. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 2



● = Condiciones en la cual se retorna a bombeo mecanico debido a ruptura de casing ( Pwf = 2056 psia, Q=121 Bls).

● = Condiciones con el sistema BES. ( Pwf = 1508, Q = 280 Bls)

Por recomendación se toma la decisión de retornar el pozo a bombeo mecánico, debido a que aparece una ruptura en el casing la cual se soluciono bajando un casing de 5<sup>1/2</sup> " causando la obstrucción o el paso de la bomba BES cuando se quiso retornar al sistema de bombeo electrosumergible, debido a este cambio efectuado se perdió una cantidad significativa de barriles (159 Bls).

### **Pozo Parado**

Después del cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial se puede observar que al pozo se le realizan 3 servicios a pozo y 1 trabajo de workover lo cual me genera un paralización en el pozo de 17 días y por lo tanto se dejan de producir 2210 Bls de aceite.

$$*Pozo Parado en el 2006 = 13 Dias * 130Bls * 39.654US\$*$$

$$*Pozo Parado = 67015.26 Dolares*$$

$$*Pozo Parado en el 2007 = 4 Dias * 130Bls * 66US\$*$$

$$*Pozo Parado = 34320 Dolares*$$

$$*Total Pozo Parado = 101335.26 Dolares*$$

Efectuado el cambio se puede observar que la producción del pozo aumento a 280 Bls, y si se tiene en cuenta que con el sistema de bombeo mecánico se extraían 150 Bls, tenemos un incremental en la producción de 130 Bls.

Con los resultados de la anterior tabla podemos calcular la ganancia para el pozo 2 partiendo de la siguiente formula:

$$*Flujo de Caja = Ganancia - Inversion - Costos*$$

$$*FC = 5649823.92 - 204368.16 - 736523.26*$$

$$*FC = 4708932.5 Dolares*$$

De este pozo podemos concluir que aunque el cambio se hizo a bombeo mecánico obligadamente por la ruptura presente en el casing no fue un pozo tan comercialmente rentable.

### 7.1.3. Costos para pozo 3

Tabla 12. Costo para equipo BES pozo 3 (12 de Marzo de 2006)

Descripción	cantidad	Valor opción Compra US\$
Equipo BES		
Bomba	1	16885.78
Motor	1	17469.74
Cable	4900 ft	17168.68
Protector Cable	9	2180.09
Separador de gas	1	3037.78
Protector	1	7710.63
Sensor de Presión	1	19826.49
Variador	1	24397.14
Transformador SUT	1	7809.46
Dual Shift Transformer	1	8017.57
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-
Total		124503.36

### Ganancia

El sistema de bombeo electrosumergible fue implementado el 12 de Marzo de 2006 hasta la fecha en la que se esta realizando la evaluación Marzo de 2008 se tiene que han transcurrido 23 meses y 18 días en los cuales se ha incrementado la producción del pozo 3 debido por una parte al sistema de bombeo electro sumergible y por otra a la operación de fracturamiento que se realizo allí, siendo el incremento de la producción 154698 Bls que se distribuyen de la siguiente manera:

Tabla 13. Producción por año para pozo 3

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
<b>PROD 2006</b>	61617	39.654	2443360.518
<b>PROD 2007</b>	79752.5	66	5263665
<b>PROD 2008</b>	19665	78	1533870
<b>TOTAL</b>	<b>436650</b>		<b>9240896</b>

### Inversión

La inversión inicial para el pozo 3 es de (124503.36 equipo + 90550 instalación = 215053.36 Dólares).

### Costo

Tabla 14. Costos para pozo 3.

DESCRIPCION	COSTOS US\$
<b>WORKOVER</b>	396891
<b>SERVICIO A POZO</b>	0
<b>ENERGIA (US\$)</b>	115375.68
<b>POZO PARADO</b>	242535
<b>TOTAL</b>	<b>879305.04</b>

### Energía

El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de

67.9, lo que indica que la potencia consumida por mes sería igual a 4888.8 US\$/mes, por lo que el costo de energía generado por el pozo 3 sería:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 4888.8 * 23.6$$

$$US\$ = 115375.68 \text{ Dolares}$$

### **Pozo Parado**

En este pozo se efectuaron tres trabajos de workover ocasionando un paralización en la producción del pozo de 5 días cada trabajo, por lo cual el pozo deja de producir estos 15 días, 3277.5 Bls

$$\text{Pozo Parado en el 2007} = 5 \text{ Días} * 218.5 \text{ Bls} * 66 \text{ US\$}$$

$$\text{Pozo Parado} = 72105 \text{ Dolares}$$

$$\text{Pozo Parado en el 2008} = 10 \text{ Dias} * 218.5 \text{ Bls} * 78 \text{ US\$}$$

$$\text{Pozo Parado} = 170430 \text{ Dolares}$$

$$\text{Total Pozo Parado} = 242535 \text{ Dolares}$$

Después de efectuado el cambio se puede observar que la producción del pozo aumento a 357.5 Bls, y si se tiene en cuenta que con el sistema de bombeo mecánico se extraían 139 Bls, tenemos un incremental en la producción de 218.5 Bls.

Con los resultados de la anterior tabla podemos calcular la ganancia para el pozo 3 partiendo de la siguiente formula:

$$Flujo\ de\ Caja = Ganancia - Inversion - Costos$$

$$FC = 9240896 - 215056.36 - 879305.04$$

$$FC = 8146534.6\ Dolares$$

Después de realizar el cálculo aritmético se puede concluir que el pozo es económicamente rentable debido a que aporta una cantidad considerable de ganancias teniendo en cuenta que el pozo fue fracturado antes del cambio pudiendo ser esta la mayor razón por la cual el pozo tenga un gran aporte.

#### 7.1.4. Costos para pozo 4

Tabla 15. Costo para equipo BES pozo 4 (21 de Noviembre de 2005)

Descripción	cantidad	Valor Compra US\$
Equipo BES		
Bomba	1	15585.78
Motor	1	16469.74
Cable	4900 ft	16968.68
Protector Cable	9	1930.09
Separador de gas	1	2537.78
Protector	1	6910.63
Sensor de Presión	1	17326.49
Variador	1	22397.14
Transformador SUT	1	7689.46
Dual Shift Transformer	1	7417.57
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-
Total		115233.36

Tabla 16. Costos para pozo 4 del cambio de BES y BM.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE		BOMBEO MECANICO	
DESCRIPCION	COSTOS US\$	DESCRIPCION	COSTOS US\$
<b>WORKOVER</b>	365658	<b>WORKOVER</b>	175896
<b>SERVICIO A POZO</b>	563101	<b>SERVICIO A POZO</b>	394140
<b>ENERGIA (US\$)</b>	87192	<b>ENERGIA (US\$)</b>	85920
<b>POZO PARADO</b>	228407.04	<b>POZO PARADO</b>	124542
<b>TOTAL</b>	<b>1244358.04</b>	<b>TOTAL</b>	<b>780498</b>

## BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

### Ganancia

El sistema se implemento desde el 21 de Noviembre de 2005 hasta el 9 de Enero de 2007 fecha en la cual se retorna al sistema de bombeo mecánico tenemos 14 meses, en los cuales se tiene un aumento en la producción debido al sistema de bombeo electrosumergible de 34000 Bls la cual se distribuyo de la siguiente manera:

Tabla 17. Producción por año para pozo 4 con BES

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
<b>PROD 2005</b>	4080	33.096	135031.68
<b>PROD 2006</b>	29200	39.654	1157896.8
<b>PROD 2007</b>	720	66	47520
<b>TOTAL</b>	<b>34000</b>		<b>1340448.48</b>

### Inversión

La inversión inicial para el pozo 4 con la implementación del sistema BES es de (115233.36 equipo + 90400 instalación = 205633.36 Dólares).

**Costo** (Ver tabla 16)

## **Energía**

El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 86.5, lo que indica que la potencia consumida por mes seria igual a 6228 US\$/mes, por lo que el costo de energía generado por el pozo 4 sería:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 6228 * 14$$

$$US\$ = 87192 \text{ Dolares}$$

## **Pozo Parado**

En esta etapa del pozo se le hicieron a 4 servicios a pozo y 2 trabajos de workover los cuales (por lo demorada la operación) se promediaron 12 días de trabajo por cada trabajo realizado ocasionando una paralización total en el pozo de 72 días, trayendo como consecuencia una paralización en la producción de 5760 Bls.

$$\text{Pozo Parado en el 2006} = 72 \text{ Dias} * 80 \text{ Bls} * 39.654 \text{ US\$}$$

$$\text{Pozo Parado} = 228407.04 \text{ Dolares}$$

Después de efectuado el cambio se puede observar que la producción del pozo aumento a 191 Bls, y si se tiene en cuenta que con el sistema de bombeo mecánico se extraían 111 Bls, tenemos un incremental en la producción de 80 Bls.

De lo anterior podemos concluir que la ganancia del pozo 4 por el cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial es según la formula de:

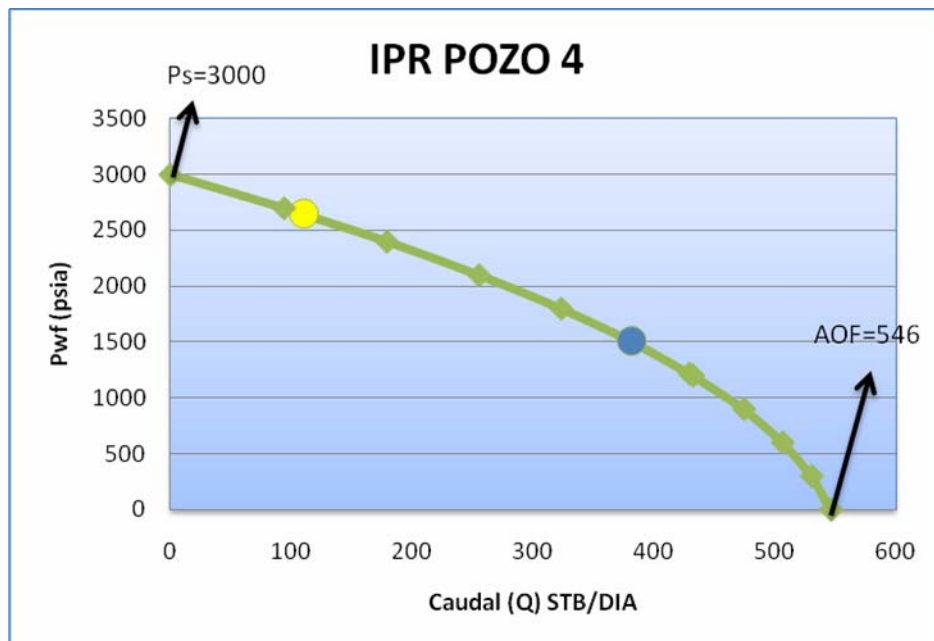
$$\text{Flujo de Caja con BES} = \text{Ganancia} - \text{Inversion} - \text{Costos}$$

$$FC \text{ BES} = 1340448.48 - 205633.36 - 1244358.04$$

$$FC \text{ BES} = -109542.92 \text{ Dolares}$$

## BOMBEO MECÁNICO

Figura 39. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 4



● = Condiciones en la cual se retorna a bombeo mecanico por razones economicamente viables ( Pwf = 2640 psia, Q= 111 Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 1500, Q = 382 Bls)

### Ganancia

La fecha en la cual se hizo el cambio 9 de Enero de 2007 hasta Marzo de 2008 fecha hasta en la cual se esta efectuando la evaluación tenemos un total de 14

meses y 21 días en los cuales ha permanecido produciendo el pozo bajo el sistema de bombeo mecánico obteniendo un total de 49506 BIs que se han distribuido de la siguiente manera:

Tabla 18. Producción por año para el pozo 4 con BM

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
<b>PROD 2007</b>	39516	66	2608056
<b>PROD 2008</b>	9990	78	779220
<b>TOTAL</b>	<b>49506</b>		<b>3387276</b>

### **Inversión**

La inversión para este cambio de sistema sería la del equipo de Bombeo Mecánico equivalente a 5000 US\$.

**Costo** (Ver tabla 16)

### **Energía**

El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 81.2, lo que indica que la potencia consumida por mes sería igual a 5844.9 US\$/mes, por lo que el costo de energía generado por el pozo 4 con el sistema BM sería:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 5844.9 * 14.7$$

$$US\$ = 85920 \text{ Dolares}$$

### **Pozo Parado**

Para esta parte del análisis se le efectúa un cambio en el sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico y en esa etapa del pozo recibe un tratamiento de workover y 3 servicios a pozo lo cual hace que el pozo se paralice por 17 días haciendo que para esos días el pozo no produzca.

$$*Pozo Parado en el 2007 = 17 Dias * 111Bls * 66US$*$$

$$*Pozo Parado = 124542 Dolares*$$

Si se tiene en cuenta que el pozo veía produciendo antes de efectuados los servicios y el trabajo de workover 111 Bls de crudo entonces estamos frente a una pérdida de caudal de 1887 Bls.

De lo anterior podemos concluir que la ganancia del pozo 4 por el cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial es según la formula de:

$$*Flujo de Caja con BM = Ganancia - Inversion - Costos*$$

$$*FC BM = 3387276 - 5000 - 780498*$$

$$*FC BM = 2601778 Dolares*$$

Con la comparación en cada uno de los costos ya verificados con el bombeo electrosumergible y bombeo mecánico se llegó a la conclusión de retornar al bombeo mecánico ya que aportaría más ganancias, debido a que con el sistema de bombeo electrosumergible se obtuvieron pérdidas.

De la tabla 17 y 18 se pudo observar que la decisión de haber cambiado el pozo al sistema de bombeo mecánico fue acertada debido a que con el bombeo mecánico obtuvo una producción en barriles de 49506 Bls en 14 meses y 21 días de producción, mientras que con el bombeo electosumergible se obtuvo una producción de 34000 Bls en 14 meses.

### 7.1.5. Costos para pozo 5

Tabla 19. Costo para equipo BES pozo 5 (28 de Octubre de 2005)

Descripción	cantidad	Valor Compra US\$
Equipo BES		
Bomba	1	15585.78
Motor	1	16469.74
Cable	4900 ft	16968.68
Protector Cable	9	1930.09
Separador de gas	1	2537.78
Protector	1	6910.63
Sensor de Presión	1	17326.49
Variador	1	22397.14
Transformador SUT	1	7689.46
Dual Shift Transformer	1	7417.57
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-
Total		115233.36

Tabla 20. Costos para pozo 5 del cambio de BES y BM.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE		BOMBEO MECANICO	
DESCRIPCION	COSTOS US\$	DESCRIPCION	COSTOS US\$
<b>WORKOVER</b>	0	<b>WORKOVER</b>	351792
<b>SERVICIO A POZO</b>	165879	<b>SERVICIO A POZO</b>	282763
<b>ENERGIA (US\$)</b>	20700	<b>ENERGIA (US\$)</b>	59400
<b>POZO PARADO</b>	21889	<b>POZO PARADO</b>	151112.68
<b>TOTAL</b>	<b>208468</b>	<b>TOTAL</b>	<b>845067.68</b>

## BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

### Ganancia

El sistema se implemento desde el 28 de Octubre de 2005 y la fecha hasta la cual se esta haciendo la evaluación es hasta 15 de Marzo de 2006 tenemos 4 meses y 17 días, en los cuales se tiene un aumento en la producción debido al sistema de bombeo electro sumergible de 15235.2 BIs la cual se distribuyo de la siguiente manera:

Tabla 21. Producción por año para el pozo 5 con BES

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
PROD 2005	6955.2	33.096	230189.3
PROD 2006	8280	39.654	328335.12
<b>TOTAL</b>	<b>15235.2</b>		<b>558524.42</b>

### Inversión

La inversión inicial para el pozo 5 con la implementación del sistema BES es de (115233.36 equipo + 90400 instalación = 205633.36 Dólares).

**Costo** (Ver tabla 20)

### Energía

El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 62.5, lo que indica que la potencia consumida por mes seria igual a 4500 US\$/mes, por lo que el costo de energía generado por el pozo 5 con el sistema BES sería:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 4500 * 4.6$$

$$US\$ = 20700 \text{ Dolares}$$

### **Pozo Parado**

Al pozo 5 se le efectuó 1 servicio a pozo el cual genero una paralización de 5 días y si se tiene en cuenta que el pozo producía 110.4 Bls de crudo demás que el sistema de bombeo mecánico entonces tenemos 552 Bls dejados de producir en estos 5 días.

$$\text{Pozo Parado en el 2006} = 5 \text{ Días} * 110.4 \text{ Bls} * 39.654 \text{ US\$}$$

$$\text{Pozo Parado} = 21889 \text{ Dolares}$$

Después de efectuado el cambio se puede observar que la producción del pozo aumento a 277 Bls, y si se tiene en cuenta que con el sistema de bombeo mecánico se extraían 166.6 Bls, tenemos un incremental en la producción de 110.4 Bls. De lo anterior podemos concluir que la ganancia del pozo 5 por el cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial BES es según la formula de:

$$\text{Flujo de Caja con BES} = \text{Ganancia} - \text{Inversion} - \text{Costos}$$

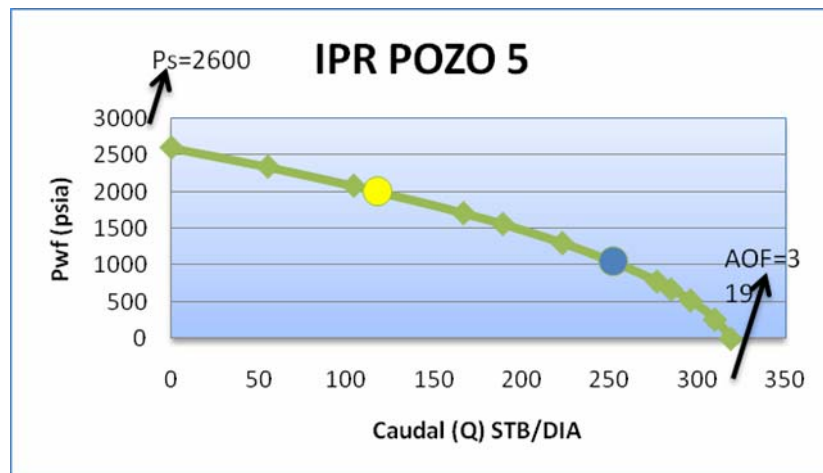
$$FC \text{ BES} = 558524.42 - 205633.36 - 208468$$

$$FC \text{ BES} = 144423.06 \text{ Dolares}$$

Después de realizado este cambio se presentaron algunos problemas de taponamiento por arena en el pozo por lo cual se decidió retornar al sistema de bombeo mecánico reduciendo los gastos por taponamientos de arena.

### Bombeo Mecánico

Figura 40. IPR del cambio a Bombeo Mecanico del pozo 5



● = Condiciones en la cual se retorna a bombeo mecánico por razones económicamente viables ( Pwf = 1998 psia, Q= 118 Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 1040, Q = 252 Bls)

### Ganancia

Se implemento el bombeo mecánico a partir del 15 de Marzo de 2006 hasta 15 de Enero de 2008, dando como resultado 22 meses de operación.

Tabla 22. Producción por año para pozo 5 con BM

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
<b>PROD 2006</b>	33630	39.654	1333564.02
<b>PROD 2007</b>	42480	66	2803680
<b>PROD 2008</b>	10620	78	828360
<b>TOTAL</b>	<b>86730</b>		<b>4965604.02</b>

### **Inversión**

La inversión para este cambio de sistema sería la del equipo de Bombeo Mecánico equivalente a 5000 US\$.

**Costo** (Ver tabla 20)

### **Energía**

El costo de energía para este pozo se calculó teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 37.5, lo que indica que la potencia consumida por mes sería igual a 2700 US\$/mes, por lo que el costo de energía generado por el pozo 5 con el sistema BM sería:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 2700 * 22$$

$$US\$ = 59400 \text{ Dolares}$$

### **Pozo Parado**

Este pozo duro parado debido a 2 servicio a pozo y 2 trabajos de workover por un periodo de 21 días dejando como consecuencia la no producción de 2478 Bls.

$$**Pozo Parado en el 2006 = 4 Dias * 118Bls * 39.654US$**$$

$$**Pozo Parado en el 2006 = 18716.7 Dolares**$$

$$**Pozo Parado en el 2007 = 17 Dias * 118Bls * 66US$**$$

$$**Pozo Parado = 132396 Dolares**$$

$$**Total Pozo Parado = 151112.7 Dolares**$$

Si se tiene en cuenta que el pozo veía produciendo antes de efectuados los servicios y el trabajo de workover 118 Bls de crudo entonces estriamos frente a una perdida de caudal de 2478 Bls.

De lo anterior podemos concluir que la ganancia del pozo 5 por el cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial es según la formula de:

$$**Flujo de Caja con BM = Ganancia – Inversion – Costos**$$

$$**FC BM = 4965604.02 – 5000 – 845067.68**$$

$$**FC BM = 4115536.34 Dolares**$$

### 7.1.6. Costos para pozo 6

Tabla 23. Costo para equipo BES pozo 6 (15 de Noviembre de 2004)

Descripción	cantidad	Valor Compra US\$
Equipo BES		
Bomba	1	16885.78
Motor	1	17469.74
Cable	4900 ft	17168.68
Protector Cable	9	2180.09
Separador de gas	1	3037.78
Protector	1	7710.63
Sensor de Presión	1	19826.49
Variador	1	24397.14
Transformador SUT	1	7809.46
Dual Shift Transformer	1	8017.57
Válvulas (Check-Bleeder)	2	-
<b>Total</b>		<b>124503.36</b>

### Ganancia

El sistema se implemento desde el 15 de Agosto de 2005 y la fecha hasta la cual se esta haciendo la evaluación es hasta Marzo de 2008 tenemos 31 meses y 15 días, en los cuales se tiene un aumento en la producción debido al sistema de bombeo electro sumergible de 483840 Bls la cual se distribuyo de la siguiente manera:

Tabla 24. Producción por año para pozo 6

TIEMPO	BARRILES	PRECIO BARRIL US\$	VALOR US\$
<b>PROD 2005</b>	69120	33.096	2287595.52
<b>PROD 2006</b>	184320	39.654	7309025.28
<b>PROD 2007</b>	184320	66	12165120
<b>PROD 2008</b>	46080	78	3594240
<b>TOTAL</b>	<b>483840</b>		<b>25355980.8</b>

## Inversión

La inversión inicial para este pozo será el costo del equipo con su respectivo servicio de instalación (124503.36 equipo + 90350 instalación = 214853.36 Dólares)

## Costos

Tabla 25. Costos para pozo 6

DESCRIPCION	COSTOS US\$
WORKOVER	113020
SERVICIO A POZO	120365
ENERGIA (US\$)	160574.4
POZO PARADO	365451.264
<b>TOTAL</b>	<b>759410.664</b>

## Energía

El costo de energía para este pozo se calculo teniendo en cuenta que el precio del Kilovatio/Hora en promedio para los pozos de cantagallo es de 0.1US\$/Kw/h, y teniendo en cuenta que para este pozo la potencia consumida por hora fue de 70.8, lo que indica que la potencia consumida por mes seria igual a 5097.6 US\$/mes por lo tanto el precio de energía para este pozo sale de la siguiente ecuación:

$$US\$ = \frac{\text{Costo}}{\text{mes}} * \text{Tiempo en uso}$$

$$US\$ = 5097.6 * 31.5$$

$$US\$ = 160574.4 \text{ Dolares}$$

## Pozo Parado

Al pozo 6 se le efectuaron 2 operaciones, una un workover y la otra un servicio a pozo los cuales generaron una paralización de 18 días y si se tiene en cuenta que

el pozo producía 512 Bls de crudo además que el sistema de bombeo mecánico entonces tenemos 9216 Bls dejados de producir en estos 18 días.

***Pozo Parado = Dias de Para \* Barriles incrementales  
\* Precio del barril para cada año***

***Pozo Parado en el 2006 = 18 Dias \* 512Bls \* 39.654US\$***

***Pozo Parado = 365451.264 Dolares***

Después de efectuado el cambio se puede observar que la producción del pozo aumento a 845 Bls, y si se tiene en cuenta que con el sistema de bombeo mecánico se extraían 303 Bls, tenemos un incremental en la producción de 512 Bls.

De lo anterior podemos concluir que la ganancia del pozo 6 por el cambio efectuado en el sistema de levantamiento artificial es según la formula de:

***Flujo de Caja = Ganancia – Inverston – Costos***

***FC = 25355980.8 – 214853.36 – 759410.664***

***FC = 24381716.776 Dolares***

De la operación aritmética anterior podemos concluir que el cambio efectuado en el pozo 6 fue muy viable económicamente por lo que entrega una buena ganancia justificando así el cambio en el sistema de levantamiento artificial.

## CONCLUSIONES

Los resultados mostrados a lo largo del desarrollo del anterior proyecto evidencian la rentabilidad económica de los pozos 1 y 6. Tiempos de restitución o repago relativamente cortos demuestran que la implementación de sistemas electrosumergibles correctamente diseñados y planeados es altamente viable.

En el análisis de costos y producción para el pozo 3 se observa que el pozo se debe tener en un continuo monitoreo y si se presentan intervenciones de mantenimiento en el pozo más frecuentes se recomienda retornar el pozo al sistema de bombo mecánico y de esta manera reducir costos de mantenimiento.

Durante el desarrollo del proyecto se puede observar que los cambios efectuados en los pozos 2, 4 y 5, de sistema de bombeo electro sumergible a bombeo mecánico fueron realizados por decisiones técnicas en las cuales se tuvieron en cuenta razones como los taponamientos por arenas, declinación en la producción del pozo hasta llegar al punto de no fluir y las diferencias en costos en los servicios a pozo y de workover que para los sistemas de bombeo electrosumergible son más altos que para sistemas de bombeo mecánico.

Se recomienda hacer un estudio geomecánico para evaluar los esfuerzos de la roca en cada pozo y también obtener un drawdown permisible, que me permita determinar un rango de presión en el cual se pueda efectuar el cambio de sistema de levantamiento artificial sin alterar las condiciones del yacimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

- CURSO BÁSICO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. Well Completions and Productivity. Artificial Lift. Schlumberger. Oct 13 de 2004.
- PAEZ CAPACHO RUTH, DIPLOMADO EN PRODUCCION, Bombeo Mecanico, Abril de 2001.
- Muñoz Rodriguez, Torres Torres, EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADAS EN CAMPOS MADUROS. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN, 2007.
- BOMBEO MECANICO, Optimización, Theta Enterprises.
- DATOS DE PRODUCCIÓN TOMADOS DE LA RED INTERNA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO.
- 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. Centrillift.
- 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 1**  
**ESPECIFICACION DE LOS TRABAJOS DE WORKOVER,**  
**SERVICIOS A POZO Y CAMBIOS EN EL SISTEMA DE**  
**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS 6 POZOS EN**  
**EVALUACION.**

**POZO 1**

**15 DE NOVIEMBRE DE 2004 CAMBIO EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**  
**ARTIFICIAL (BOMBEO MECANIO A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE).**

La operación se efectúa de la siguiente manera: Se movilizó e instaló equipo. Se realizaron conexiones para llenar tanque de 80 bls y se preparó salmuera con 10 sacos de sal. Se realizó y controló el pozo con 80 bls de salmuera. Se liberó empaque, se armó preventora y se inyectaron 20 bls de salmuera para controlar pozo. Se sacó sarta de 3 1/2" en sencillo. Se procedió a desarmar y cambiar casing spool e instalar preventora. Se bajó conjunto de Bombeo Electrosumergible (BES) así:

BOMBA: DN 1750. CR-CT-RA  
SERIE: 400  
No. ETAPAS: 234 (2\*117)  
MOTOR: 456-DOMINATOR-4133-UT-RA 156hp  
2591 V 38.5 A (70 % Derrating)  
Potencia a 60 Hz: 109.2HP  
Voltios a 60 Hz: 2361  
Amperios a 60 Hz: 28.7  
CABLE: Redalead, Plano.

Se conectó cable al motor, se bajó válvula de prueba y se probó con 200 psi. Se bajó sarta de producción de 3 1/2" EUE RI, probando con 300 psi. (Longitud de BHA 129.47'), profundidad tubería 3918.43'. Se Instaló arbolito y se dejó pozo en producción.

#### **06 DE JUNIO DE 2006 CAMBIO BOMBA**

Se movilizó e instaló equipo, controló pozo, sacó sarta de tubería a la torre, se cambió bomba y realizó servicio al motor, se instaló manejador de gas y bajo BHA de BES con sarta de tubería, se probó cable y tubería y dejó pozo en producción.

#### **14 DE FEBRERO DE 2008 TRABAJO DE WORKOVER**

Movilizó e instaló equipo, preparó salmuera, hizo todas las conexiones de superficie, probó tubería con 500 psi ok, instaló BOP y sacó 174 jts de 3 1/2" eue. Mas válvula bleeder llena de arena + 1 tubo de 3 1/2" + válvula cheque + 1 tubo de 3 1/2" (total sobre la bomba 176 tubos de 3 1/2"), equipo de wireline tomó fondo del pozo, el cual se encontró @ 7465' y el nivel de fluido se encontró a 5600', quebró, limpio y destapó 3 jts de 3 1/2" eue r1

NOTA: NO LIMPIAR ESTE POZO POR CIRCULACION NO RETORNA.

Terminó de armar y bajar BHA así:

Sensor Phoenix multisensor Tipo O. Prof. 5074 ft

Motor de 156 Hp, 2588 Volt. 38.5 Amp, tipo RA-S

Protector de 4 Cámaras 15BPBSL 400/456 AFL

Separador de Gas tipo DRS-ES-RLOY

AGH tipo CR-CT-ARZ-C5

Bomba # 1 CR-CT-ARZ-C5 de 86 etapas DN 1750  
Bomba #2 CR-CT-ARZ-RLOY DN 1750 de 78 etapas  
Cabeza de descarga Prof. 5083 ft  
1 Jta de 31/2 eue Ri  
Check valve  
1 Jta de 31/2 eue Ri  
1 Válvula Bleeder  
221 jtas 31/2 eue RI por encima de la Blender, Prof. 5037 ft  
Nivel de Fluido 5600 ft  
Ultimo fondo medido con wireline SLB 7465 ft

Además se ubicaron 3 Protectores de Cable (uno en el motor, uno entre el intake, uno entre las bombas sunchado)

4 Superbandas (dos en el tubo y dos en la bleeder)

Bajó tubería 31/2 eue ri en sencillo sunchando cable eléctrico se lleno tubería con salmuera probo con 500 psi Ok, prueba eléctricas 2000 mO. ok.

Realizó pack off y retiró Bop de tubería instaló cabezal y arranco bomba con 45 Hz - 22 amp y 1529 psi de PIP, probó giro ok. 100 THP

En este pozo podemos observar que es un pozo rentable ya que después del cambio se le han realizado dos servicios a pozo.

## **POZO 2**

### **30 DE NOVIEMBRE DE 2004 CAMBIO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

La operación se lleva acabo de la siguiente manera: Se sacó tubería de producción con conjunto de subsuelo. Se reinstaló spool y preventor para medir

fondo. Se tocó tope sucio a 8227.14 ft. Se bajó el siguiente conjunto de subsuelo de bombeo electrosumergible:

BOMBA: DN 1100. CR-CT-ARZ-CS  
SERIE: 400  
No. ETAPAS: 191  
MOTOR: 456-DOMINATOR-4093-UT-RA 108 hp  
2520 V 27.5 A (80 % Derrating)  
Potencia @ 60 Hz: 75.6 HP  
Voltios @ 60 Hz: 2299  
Amperios @ 60 Hz: 20.5  
CABLE: Redalead, Plano

### **16 DE FEBRERO DE 2006 CALIBRACION DE REVESTIMIENTO**

Se levanto sarta, corto cable de potencia # 6. Se sacó sarta de producción de 3-1/2" EUE RI con equipo BES, desde 5000' hasta superficie. Se armo BHA para calibrar pozo con taper mill 6-1/8" y raspador de 7". Se bajó hasta 6528,79' donde trancó, trabajo sarta con peso de 6000 lb - 15000 lb y tensión de 6000 lb - 15000 lb (overpull), avanzo hasta 6714' con peso de 5000 lb - 10000 lb y tensión 15000 lb.

Se armo y bajo el siguiente ensamblaje BES, realizando servicio al motor:

- 1 sensor p/n 100089523402 mdt 6872
- 1 motor s/n 1cb4f 93538 108 hp 2520 a 27.5 a p/n 100025651
- 1 protector b03523 bpbsbpb 400/456 p/n 33376 f con adapter
- 1 protector s/n 3cpgb 03522 400/456 bpbsbpb p/n 33376
- 1 intake s/n 4bb5e 03563 type gs drs e ra p/n 1241272

- 1 agh s/n 2fpsi 0380 type gr or arz ra d 521 n p/n 2004452
- 1 bomba esp 4.5 od s/n 2fpqb 03521 type cr ct arz ra d 725 n p/n 100026471
- 1 cabeza de descarga 3-1/2" eue x 4-1/2" eue od
- 1 jt 3-1/2" eue 8r ri j-55
- 1 chek valve 3-1/2" eue x 4-1/2" eue
- 1 jt 3-1/2" eue 845r ri j-55
- 1 drain valve 3-1/2" eue x 4-1/2" eue

Se realizo empalme del flat cable al pot head, se conectaron líneas y se probó tubería contra chek valve con 700.

### **21 DE NOVIEMBRE DE 2006 CALIBRACION DE REVESTIMIENTO Y CORRIDA DE REGISTRO USIT-CBL**

Se Sacó conjunto de Bombeo Electrosumergible. Se calibró revestimiento 7", 26 lb/pie con junk mill de 6" + raspador desde superficie hasta 7586'. Se bajó empaque retrievamic 6.078" x 6.6' y asentó a 6725' con 15000 lbs de peso. Se llenó anular y probo revestimiento con 700 psi. Se intentó bajar empaque y encontró restricción a 6731'. Se corrió registro GR-CCL-CBL-VDL-USIT desde 7550' hasta 5450', observándose alto nivel de corrosión, roturas y mal cemento en el tramo comprendido entre 6730' y 7190' (460 pies aproximadamente). Se bajaron al pozo 195 juntas 3-1/2" EUE RI para asegurar pozo.

Después de este ultimo servicio a pozo se encuentra el casing con una grieta considerable lo cual se decide bajar un casing de 5<sup>1/2</sup> para tapar la grieta que se forma en el casing, después de realizada esta operación se observa que el diámetro del pozo se reduce notoriamente por lo cual genera un problema para el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible ya que si se decidiera bajar con la bomba electrosumergible no tendría paso alguno debido a esta reducción en el diámetro, por lo cual el 31 de agosto de 2007 se toma la decisión de dejar el pozo produciendo por medio del sistema de levantamiento

artificial por bombeo macanico el cual se convierte en la solución mas viable debido el problema ya antes mencionado, la operación se lleva acabo de la siguiente manera:

### **EQUIPO DE WORKOVER**

#### BHA DE PRODUCCIÓN

Tapón 2 7/8 eue  
3 jtas 2 7/8 eue r1 j55  
Ancla de gas 2 7/8 eue  
Tubo de succión 1 5/8" x 23 ft  
Zapato mentiroso 2 7/8 eue  
Pup joint 2 7/8eue  
1jta 2 7/8 eue ri j55  
x/o 2 7/8eue-2 3/8eue  
Ancla baker AD-1 S.G.  
x/o 2 3/8  
2jtas 2 7/8 eue r1 j55  
Zapato de copas 2 7/8 eue

#### TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

224 jtas 27/8 RI

PUNTA DE TUBERIA A 5151 FT, ZAPATO @ 4972 FT- ANCLA BAKER @ 5044 FT EMPAQUE BAKER MOD AD-1 @ 5044, QUEDANDO TENSIONADO CON 5000 LBS, SE TENSIONÓ HASTA 19.000 LBS OVERPULL PARA SU ASENTAMIENTO.

QUEDA POR INSTALAR EN EL PROXIMO TRABAJO REDUCER 7 1/62 X 5" Y CAMBIAR FLANCHE COLGADOR DE CONEXIÓN 3/12 POR CONEXIÓN 27/8.

## SARTA DE VARILLAS

Bomba: EW-No 0740a- RHAC 25-175-16-3-2-2- 180" de recorrido, válvula fija c1-a1-c1- válvula dart viajera c1-sand chek

81 Varillas de 3/4"

61 Varillas de 7/8"

55 Varillas 1" + 14 ft de nipes

## DESARROLLO DE LA OPERACION

Armo torre y demás accesorios, instalo set de Bop 7 1/16"-3000 R45, probo funcionamiento. Ok. Con tubería adicional de DP 2 7/8 tocó fondo a 7602` sacó a la torre la tubería de trabajo y en sencillo la tubería de 3 1/2 eue RI, bajó Tapper Mill de 5 15/16 OD hasta 7574` donde tocó tope de arena sacó tubería a la torre y quebró Bha.

Bajo Bha con cuello dentado y sarta DP 2 7/8" if 10.4 lbs/ft hasta 7465 ft. Estableció circulación con Nacl 8.5 ppg y lavo en directa desde 7465 ft hasta 7480 ft.

Saco quebrando sarta de DP 2 7/8", corrió cable del malacate principal, acondicionó y bajo sarta de tubería 2 7/8" HT Pack RII abierta, en sencillo hasta 3116 ft

Continúo bajando DP 2 3/8" if RII, hasta 7202 ft, bombeo píldora viscosa, saco sarta DP 2 3/8" if en sencillo.

Continuo sacando tubing 2 7/8" HT Pac, cambió tubing head spool 11" x 3000 x 7 1/16" x 3000 x casing head spool 11" x 3000 x 11" x 3000 x 5" bowl + 1 double studded adapter flange 11" x 3000 x 7 1/16" x 3000. Instaló Bop anular 7 1/16" x 3000 psi + 1 drilling spool 7 1/16" x 3000 con salidas laterales 2"Lp. Acondicionó

para bajar csg de 5", torqué float shoe con 1 XO 5" BTC pin x 5" STL box, corrió sarta casing 5" OD 15.0# STL desde superficie hasta 7458 ft. Quebró una jta de csg de 5" NJO para ubicar zapato @ 7448.23 ft. Dejó tronco de 4 ft sobre la mesa. Circuló pozo probó líneas, schlumberger realizó cementación al csg de 5" 32 bls de lechada 13 ppg @ 4 bpm + 45 bls de lechada de 12.60 ppg + 28 bls de lechada 15 ppg @ 4 bpm, desplazó con 137 bls de agua fresca, sentó top plug @ 3500 psi. Verificó back flow 1.5 bls. Retornó trazas de cemento. Rig down cementación Armó bha para moler 1 broca 4 1/8" + 2 junk basket + 2 DC 3 1/8" + 1 drilling jar + 8 DC 3 1/8". Long bha 316.34 ft, abajo e inició a moler cemento y collar flotador con hydrosyb desde 7319 ft hasta 7427 ft, circuló pozo y bombeo píldora viscosa, inició a sacar bha de moler cemento con DP 2 3/8" if 6.5# + 2 7/8" HT PAC 10.4# en paradas a la torre desde 7489 hasta 3974 ft.

Sacó tubería 2 7/8 htpac con bha dc 3 1/8, armo bha para limpiar arena: tubo chaflan HD 1 1/4, 3 jtas hd 1 1/4, x/o 1 1/4 hd pin + tubería 2 7/8 htpac, tocó a 7490, circulando en directa lavo arena desde 7490 hasta 8247 con salmuera de 8.4 lpg, y circuló pozo con píldora viscosa, sacó sarta combinada de lavado y desarmó herramientas para rotación.

Armo bha de producción: tapón 2 7/8 eue+3 jtas 2 7/8 eue r1 j55+ancla de gas 2 7/8 eue con tubo de succión 1 5/8" x 23 ft+ zapato mentiroso 2 7/8 eue+pup joint 2 7/8eue+1jta 2 7/8 eue ri j55+x/o 2 7/8eue-2 3/8eue-2"+ancla baker ad-1+x/o 2 3/8-2"+2jtas 2 7/8 eue r1 j55+zapato de copas 2 7/8 eue.

Punta de tubería a 5151 ft, zapato @ 4972 ft- ancla baker @ 5044 ft, posiciono empaque baker mod ad-1 @ 5044, quedando tensionado con 5000 lbs, se tensionó hasta 19.000 lbs overpull para su asentamiento. \*\*\*\*\*Queda por instalar en el próximo trabajo reducir 7 1/62 x 5" y cambiar flanche colgador de conexión 3/12 por conexión 27/8\*\*\*\*\*.

Bajo bomba de subsuelo ew-no 0740a- rhac 25-175-16-3-2-2- 180" de recorrido, válvula fija c1-a1-c1- válvula dart viajera c1-sand chek, con sarta de varilla así: 81 de 3/4, 61 de 7/8, 55 de 1, 14 ft de de nipes, zapato a 4972 ft. Conecto barra lisa y espacio. Lleno pozo y realizo prueba de disparo con 200 psi o.k.

### **POZO 3**

#### **10 DE MARZO DE 2007 CAMBIO EN EL SISTEMA DE LEVATAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO A BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE**

##### DISEÑO ANTERIOR

BOMBA:	THC
TAMANO BOMBA:	2-7/8"*2-1/4"*20'
PISTON:	2-1/4" DVV C/T No 198 FIT (-7)
TUBERIA COLA:	2 JTAS DE 3 1/2" RI TAP
ANCLA DE GAS:	ECHO 3-1/2"*12'
UN TUBO DE SUCCION:	1-1/2"*12'
TUBO DE 3-1/2":	1 RI EUE J-55
BARRIL DE 2-7/8":	No 668 FIT (-1)
TUBO DE 2-7/8":	1 RI EUE J-55
ZAPATO DE COPAS:	2 7/8"
TUBO DE 2 7/8":	1 RI EUE J-55
ANCLA DE TUBERIA:	AD - 1 S.G. A 14000 LBS.
X OVER:	3-1/2*2 7/8"
TUBERIA DE 3 1/2":	179 RII
PROF VALVULA FIJA:	5535 FT
BARRA LISA:	1-1/2"*22'

VARILLA DE 1": 85 D + 32'  
VARILLA DE 7/8": 75 D  
VARILLA DE 3/4": 60 D  
VARILLA DE 3/4": 60 K  
BARRA LISA: 1 1/2" X 22'

#### DISEÑO ACTUAL

#### BHA DE BOMBEO ESP:

SENSOR -SR-XTI-9514 LONG-1, 95,-ADAPTER -0,78´-  
MOTOR 12,22` SR-1CB42-12338  
PROTECTOR LOWER LONG : 9,25 FT , SR  
3CP54-03109-ADAPTER-0,44FT -PROTECTOR UPPER LONG:9,25 FT SR  
3CP54-03109 -INTAKE LONG:2,FT SR -4BB-SC-72155  
AGH MANEJADORDE GAS LONG:6,29 FT -SR -8FP6H-04139,  
BOMBA LONG:17,70 FT SR-2FP7A-04669-,  
CABEZA DE DESCARGA -0,55 FT  
(1)JTA 3 1/2" EUE -9,3 LBS FT N-80 R2-28,65 FT  
CHECK VALVE 3 1/2"EUE 0,50 FT  
1 JTA 3 1/2"EUE R2 -30,26 FT  
1 BLEEDER VALVE 3 1/2" EUE 0,50 FT  
176 JTS 3-1/2 RII N-80

#### RESUMEN OPERATIVO

Movilizo e instalo equipo, saco sarta de varillas en sencillo con pistón, descargo pozo y bombeo 80 bbl de salmuera por anular saco sarta de tubería desarmo bha, midió fondo con tubería 8082 ft pozo limpio, saco sarta, bajo sistema probando ok prof 5493 ft arranco pozo con 42 hz.

## 18 DE ABRIL DE 2007 TRABAJO DE WORKOVER

SARTA ANTERIOR:

BHA DE BOMBEO ESP :

SENSOR -SR-XTI-9514 LONG-1,95,-ADAPTER -0,78'-

MOTOR 12,22` SR-1CB42-12338

PROTECTOR LOWER LONG : 9,25 FT , SR

3CP54-03109-ADAPTER-0,44FT -PROTECTOR UPPER LONG:9,25 FT SR

3CP54-03109 -INTAKE LONG:2,FT SR -4BB-SC-72155

AGH MANEJADORDE GAS LONG:6,29 FT -SR -8FP6H-04139,

BOMBA LONG:17,70 FT SR-2FP7A-04669-,

CABEZA DE DESCARGA -0,55 FT

(1)JTA 3 1/2" EUE -9,3 LBS FT N-80 R2-28,65 FT

CHECK VALVE 3 1/2"EUE 0,50 FT

1 JTA 3 1/2"EUE R2 -30,26 FT

1 BLEEDER VALVE 3 1/2" EUE 0,50 FT

175 JTS 3-1/2 RII N-80

SARTA ACTUAL:

LONGITUDES

R.T.E.	21.00
1 TUBING HANGER NUEVO	1.2
1 JTA 3-1/2" RII N-80 CON 2 SUNCHOS POR TUBO	30.85
38 JTAS 3-1/2" EUE RI CON 2 SUNCHOS POR TUBO	839.68
158 JTAS 3-1/2" EUE RII N-80 CON 2 SUNCHOS POR TUBO	4832.57
1 BLEDER VALVE	0.56
1 JTA 3-1/2" RII N-80 CON 2 SUNCHOS	30.6
1 CHECK VALVE	0.58

2 JTAS 3-1/2" EUE RII N-80 CON 2 SUNCHOS	60.50
1 CABEZA DE DESCARGA	0.8
1 BOMBA	17.6
1 A.G.H. (MANEJADOR DE GAS)	6.55
1 SEPARADOR DE GAS (INTAKE)	1.99
2 PROTECTOR DE EQUIPO	8.17
1 MOTOR	12.14
1 ADAPTADOR SENSOR MOTOR	0.67
1 SENSOR PHOENIX	1.83
PROFUNDIDAD AL SENSOR PHOENIX	5866.22 ft
PROFUNDIDAD AL INTAKE	5835.24 ft
PROFUNDIDAD A LA VALVULA CHEQUE	5747.7 ft

**BOMBA:**

S/N 2FP6L04627

TIPO ICB4L -12338

P/N 100038483

**COMENTARIOS DE LA OPERACION:**

Instalo equipo y descargó pozo. Saco tubería n 80 31/2 RII, total afuera 175 JTAS, desarmó BHA encontrando check valve en buen estado sin arena, cabeza de descarga con fluido por encima y bomba con arena que impide el giro libre, bajó a verificar fondo con 170 JTAS N 80 31/2 RII + 60 JTAS IF 27/8 + TAPPER 57/8 + RASPADOR DE CSG 7". Profundidad tope de sucio 8127', sacó en sencillo tubería de trabajo y bajó conjunto de subsuelo descrito anteriormente.

nota: cambiar toda la tubería 3-1/2 N-80 RII, TOTAL 159 JTS

### 19 DE ENERO DE 2008 TRABAJO DE WORKOVER

SARTA ACTUAL:	LONGITUDES
R.T.E.	21.00
1 TUBING HANGER NUEVO	1.2
1 JTA 3-1/2" RII N-80 CON 2 SUNCHOS POR TUBO	30.85
264 JTAS 3-1/2" EUE RII N-80 CON 2 SUNCHOS POR TUBO	4832.57
1 BLEDER VALVE	0.56
1 JTA 3-1/2" RI N-80 CON 2 SUNCHOS	30.6
1 CHECK VALVE	0.58
1 JTAS 3-1/2" EUE RII N-80 CON 2 SUNCHOS	60.50
1 CABEZA DE DESCARGA	0.8
1 BOMBA	17.6
1 A.G.H. ( MANEJADOR DE GAS)	6.55
1 SEPARADOR DE GAS (INTAKE)	1.99
1 PROTECTOR DE EQUIPO	8.17
1 MOTOR	12.14
1 ADAPTADOR SENSOR MOTOR	0.67
1 SENSOR PHOENIX	1.83
PROFUNDIDAD AL SENSOR PHOENIX	5866.22 ft
PROFUNDIDAD AL INTAKE	5835.24 ft
PROFUNDIDAD A LA VALVULA CHEQUE	5747.7 ft

#### BOMBA:

S/N 2FP6L04627

TIPO ICB4L -12338

P/N 100038483

#### COMENTARIOS DE LA OPERACION:

Instalo equipo y descargó pozo. Saco tubería 97 N 80 31/2 RII, salió reapretada+ 38 JTS RI. Bajo con cuello dentado y toco a 7949'. Saco tubería RII en sencillo. Conecto JUNK MILL 6" +RASPADOR DE CSG 7". Profundidad tope de sucio 7920. Realizo tratamiento con aquacon a arenas c5 así: 30 bbl de salmuera+ 340 bbl de aquacon + 56 bbl de salmuera. Realizo tto arenas c4 asi:\_ 30 bbl de salmuera +240 bbl de aquacon+ 55 bbl de salmuera. Limpio con bomba aldana desde 8000 hasta 8117'. , sacó en sencillo tubería de trabajo y bajó conjunto de subsuelo descrito anteriormente.

#### 21 DE MARZO DE 2008 TRABAJO DE WORKOVER

SARTA ACTUAL:	LONGITUDES
R.T.E.	21.00
1 TUBING HANGER NUEVO	1.2
261 JTAS 3-1/2" EUE RI J-55 CON 2 SUNCHOS POR TUBO	5835.90
1 BLEDER VALVE	0.57
1 JTA 3-1/2" RI N-80 CON 2 SUNCHOS	28.82
1 CHECK VALVE	0.58
1 JTAS 3-1/2" EUE RII N-80 CON 2 SUNCHOS	28.84
1 CABEZA DE DESCARGA	0.58
1 BOMBA	17.6
1 A.G.H. ( MANEJADOR DE GAS)	6.36
1 SEPARADOR DE GAS (INTAKE)	1.99
1 PROTECTOR DE EQUIPO	10.39
1 MOTOR	12.39
1 ADAPTADOR SENSOR MOTOR	0.67
1 SENSOR PHOENIX	1.83
PROFUNDIDAD AL SENSOR PHOENIX	5968.35 ft

PROFUNDIDAD AL INTAKE

5943.74 ft

BOMBA:

S/N 2FP8D-07054

P/N 100030215

COMENTARIOS DE LA OPERACION:

Instalo equipo y descargó pozo. probó tubería con 550 psi cayendo la presión a cero en 75 segundos, saco tubería: 1 tubo N 80 31/2" RII, + 264 JTS DE 3-1/2" RI con bomba BES saliendo presencia de arena en la check valve y la bomba con giro restringido y arena.

Midió fondo con unidad de wireline de slb: fondo encontrado=8074', nivel de fluido=1850'

Bajó conjunto de subsuelo descrito anteriormente, hizo pack off, retiró preventoras, asentó tubng hanger, probó sello del pack off con 1500 psi ok, instaló arbolito, hizo pruebas de giro y arrancó BES a las 10:45 pm del 27/04/2008 en giro uno a 65 Hz con 65 psi en cabeza y 1748 psi en fondo, 15 Amp y 350 V.

## **POZO 4**

### **21 DE NOVIEMBRE DE 2005 CASING EXPANDIBLE E INSTALACION BES**

Se pescó válvula fija y sacó pistón con disparos intermitentes, se sacó sarta de tubería en sencillo con disparos intermitentes del pozo.se bajó con barra de peso mas GR CCL, tocó fondo a 8070'. Se bajó broca de 6" con raspador para 7, tocando fondo a 8085 ft (fondo con CCL 8070 ft). Se bajó empaque R-matic para 7", 29 lbs/ft y no paso de 7750 ft (medida con tubería). Se bajó tapper mill de 5-15/16"+ raspador para 7" trancando a 7750 ft. Trabajó sarta hasta 20 Klbs de peso

y 20Klbs de overpool hasta 7760 ft donde se fue libre, volviendo a trancar a 7873 ft; se trabajó sarta hasta 20 Klbs de peso y 28Klbs de overpool, donde se fue libre tocando a 8070 ft, tapándose la tubería. Al mover sarta y tratar de destapar se fue libre hasta 8188 ft, disparándose el pozo por anular. Agregó salmuera y al sacar sarta se encontró pegada a 8162 ft. Trabajó con 40Klbs de overpool logrando soltar. Se armó y bajó casing roller de 5-5/8" a 6" con 4 botellas de 4-3/4", tocando a 7745 ft, armó kelly y trabajó herramienta con peso y rotación logrando avanzar 6ft, donde no avanzó más; trabajando con 28Klbs de peso tiene overpool de 38Klbs. Se bajó canasta de 5-15/16" con cable y no pasó de 7750 ft. Sacó y bajó tapper mill de 5-15/16" + 4 botellas de 4-3/4" tocando a 7749 ft, con 28Klbs de peso y 20Klbs de overpool se pegó la sarta soltando con 38Klbs de overpool. Se bajó tapper de 5-13/16" con 4 botellas tocando a 7750 ft, con 2000lbs de peso pasa y al salir tensiona 1000 lbs. Se repasó hasta no perder peso y no tener tensión. Se sentó retenedor perforable Baker modelo K a 7995 ft con 3400 lbs de presión. Se armó Expatch y se bajó con tubería de trabajo posicionándose, por medida con tubería, para cubrir los intervalos 7773-7788. Se correlacionó por dentro de tubería encontrando un desfase de 9'. Al tratar de posicionar Expatch con la profundidad corregida se presentó pega, perdiendo 6000 lbs de peso y tensionando con 42000 lbs de overpull. Se trabajó sarta logrando despegar. No se pudo realizar la expansión del Expatch debido a que la sarta se pego faltando 2 ft para posicionar la herramienta. Sacó quebrando la tubería de trabajo y la running tool del Expatch encontrándose que los tubos expandibles se quedaron en el pozo. Se acopló sensor de fondo, adaptador motor - sensor, motor, protector y separador de gas del sistema BES, al sacar del cabrón la primera bomba para acoplarla, esta se enredo partiéndose la base de la misma. Se terminó de armar BHA del sistema se bajó en sencillo probando cada 1000 ft con 500 psi y realizando medidas eléctricas, hasta 3967 ft. Se retiró preventor y mesa rotaria e instaló cabezal BES, arrancando el pozo 10:45 pm con 42 Hz.

A continuación se presentan los servicios a pozo realizados estando operando el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible:

#### **10 DE ABRIL DE 2006 REVISION CONJUNTO DE SUBSUELO**

Se saca tubería y se encuentra tubo roto, se cambia toda la tubería de producción y todo el conjunto de subsuelo a excepción del motor y el sensor.

#### **26 DE JUNIO DE 2006 EXPANSION CASING EXPATCH**

Se expandió el casing expatch desde 7742' hasta 7791' para aislar el intervalo 7773-7788. Se cambió bomba electrosumergible DN 3000 de 146 etapas por una DN 3000 de 89 etapas.

#### **15 DE JULIO DE 2006 AISLAMIENTO DE ACUIFEROS**

Se sacó tubería y BHA de BES, se midió fondo con wireline a 7831'. Se calibró con junk pusher hasta tope de casing expatch (7751'). Se sentó retenedor perforable tipo Elder a 7700'. Se bajó nuevo conjunto de BES con bomba DN 1100 de 50 etapas.

#### **14 DE SEPTIEMBRE DE 2006 CAMBIO Y PROFUNDIZACION DE BOMBA**

Se sacó conjunto de BES y se bajó nuevo conjunto BES con manejador de gas AGH A 6000' (Se profundizó 2000').

#### **07 DE NOVIEMBRE DE 2006 AISLAMIENTO DE ACUIFEROS**

Se instaló equipo, se sacó sarta de tubería con sistema BES, se vació 4 pies de cemento encima del retenedor y bajo BES a 5495 pies.

#### **21 DE DICIEMBRE DE 2006 CAMBIO DE BOMBA**

Se sacó conjunto de Bombeo Electrosumergible. Se observó presencia de arena en la Check Valve. Se midió fondo a 7360 pies. (25% arenado) Se bajó conjunto

de Bombeo Electrosumergible con nueva bomba TIPO CR - CT - ARZ - CS DN 1300 DE 59 ETAPAS a 5374 pies.

**09 DE ENERO DE 2007 CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

	SARTA ANTERIOR	SARTA ACTUAL
CEBOLLA	TUBING HANGER DE CUÑAS	TUBING HANGER DE CUÑAS
TUBERIA 3-1/2"	129 RII N-80	129 JTAS 3-1/2" EUE, RII N-80
ZAPATO	DE COPAS 3-1/2"	1 ZAPATO DE COPAS 3 1/2"
TIPO BOMBA	THC No. 0737	THC No. 0737
TAMAÑO BOMBA	3-1/2" x 2-3/4" x 24 FIT -1 CON DVF	3 1/2" x 2 3/4" x 24' FIT -1 CON DVF
TUBO EXTENSION	1 DE 3-1/2" RII N-80	IGUAL
ZAPATO MENTIROSO	3 1/2" CON TUBO SUCCION 1" x 22'	IGUAL
ANCLA DE GAS	ECHOMETER 2-7/8" x 12'	IGUAL
TUBERIA DE COLA	3 DE 3-1/2" RII N-80 CON TAPON	IGUAL
SARTA DE VARILLA	1 PISTON PARA THC No. 0322	1 PISTON PARA THC No. 0322
BOMBA	DE 2 3/4" x 4' FIT -5	DE 2 3/4" x 4' FIT -7
VARILLA DE 1-1/8"	56 + 6'	57 + 6'
VARILLA DE 1"	56	58
VARILLA DE 7/8"	45 + 4'	42 + 4'
BARRA LISA	1-1/2" x 22'	1-1/2" x 22' NUEVA
PROF. V.F. @	3950 FT	3950 FT

**COMENTARIOS DE LA OPERACION:**

Movilizo e instalo equipo 100%. maniobró para liberar pistón. Tensiono hasta 56.000 lb. Libero con éxito pero cuando se estaba sacando sarta tensiono hasta 45.000 lb en 2 oportunidades. Saco sarta de varilla sin pistón. Saco tubería llena

con pistón pegado. Bombeo 56 bbl de salmuera 8.4 lpg. Verifico fondo con sandline fe=75675'. Destapo 3 tubos de cola llenos de arena. Bajo sarta de tubería con mismo BHA. Bajo sarta de varilla con pistón. fit -7. Espacio pozo. Dejo para facilidades para correr unidad.

## **POZO 5**

### **28 DE OCTUBRE DE 2005 AISLAMIENTO DE ACUIFEROS Y CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

Se sacó sarta de producción de bombeo mecánico. Se midió fondo a 8251, Se calibre revestimiento con raspador y tapper mill. Se bajó empaque RBP y se asentó a 7215' con 12 Klbs. Se arenó por encima del RBP hasta 7148'. Se bajó empaque Retrieomatic a 6494, Se realizó prueba seca de las arena C2 con nivel mantenido a 1426 se recuperaron 285 bls de agua. Se bombearon 60 bls de píldora Brinard para taponar arenas C2. Se limpio aporte de arena hasta 7132'. Se asentó empaque retrievomatic a 7005' Se realizo prueba de inyección así: 500 psi toma 2 bls/min, 800 psi toma 2.5 bls/min, a 1200 psi toma 3.0 bls/min. Se efectúo cementación correctiva con 13 bls de lechada (80 sacos) de cemento clase G, se termino bombeo con 2000 psi. Se molió tapón de cemento con broca de 5-7/8". Se limpio arena y se intento recuperar el empaque RBP sin éxito. Se bajó con overshot para pescar el empaque con éxito después de muchos intentos. Se bajó conjunto de bombeo electro sumergible así:

- Multisensor phoenix a 5929 ft
- Motor 108 HP, 2523 v, 27.5 A, serie 456 RKS dominator
- 2 protectores BSBPB HL CS 400/456
- Separador de gas DRS ES RA
- Bomba D 725 N, 212 etapas, CR CT ARZ
- Cabeza de descarga: 400 series x 3.5" EUE 8 RD

- Un tubo de 3 1/2" eue 8rd
- Chek valve 3 1/2" eue 8rd
- Una junta de 3 1/2" eue 8rd
- Drain valve de 3 1/2" eue 8rd

### **15 DE MARZO DE 2006 CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

Se sacó sarta de producción y sistema de bombeo electrosumergible, se limpió por circulación desde 8454' hasta 8735'. Se bajo sarta de bombeo mecánico con bomba thc, dejo el pozo para instalar unidad de bombeo mecánico con bomba THC No. 0643, 2 7/8- 2 1/4\*19, F-1 a 6000'.

## **POZO 6**

### **16 DE AGOSTO DE 2005 INSTALACION BES**

Se cuadro y armo equipo F-4120. Se saco sarta de producción y se bajo con raspador para 7" y tapper tocando tope de sucio a 6454 intervalos entre 5952-6660. Se sacó y bajó cuello dentado y se lavo por circulación hasta 6800 fue necesario bombear 40 bbls de píldora brinadd, se saco sarta y bajo RH y pescó empaque RBP y se saco se bajo sistema BES así:

- MULTI SENSOR PHOENIX A 5000 FT
- MOTOR / PHOENIX ADAPTER 108 HP, 2523 V, 27.5 A, SERIE 456 RKS DOMINATOR
- 2 PROTECTORES BSBPB HL CS 400/456
- SEPARADOR DE GAS DRS ES RA
- BOMBA DN 1400 158 ETAPAS, CR CT ARZ, CS
- CABEZA DE DESCARGA: 400 SERIES \* 3.5 FT EUR 8RD

- \*CONECTAR CABLE AL MOTOR. BAJAR SUNCHANDO CABLE AL EQUIPO.
- UN TUBO DE 3-1/2 EUR 8RD
- CHECK VALVE 3-1/2" EUE 8RD
- UNA JUNTA DE 3-1/2" EUE R8D
- DRAIN VALVE DE 3-1/2" EUE 8RD
- 170 TUBOS DE 3-1/2 RI + 35 TUBOS DE 3-1/2 RII @ 4991

El pozo 6 a pesar de ser un pozo nuevo, es un pozo que se le encontró un alto potencial después de un análisis de su curva IPR y actualmente se encuentra produciendo por medio del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible.

### **8 DE AGOSTO DE 2005 TRABAJO DE WORKOVER**

Se saco sarta de producción y se bajo con raspador para 7" y taper tocando tope de sucio a 6454 intervalos entre 5952-6660. Se saco y bajo cuello dentado y se lavo por circulación hasta 6800. Fue necesario bombear 40 bbls de píldora brinadd. Se saco sarta y bajo rh y pesco empaque rbp y se saco. Se bajo sistema BES así:

Sistema BES + 170 Jtas 31/2 RI+35 Jtas 31/2 RII @ 4991. Se dejo en producción.

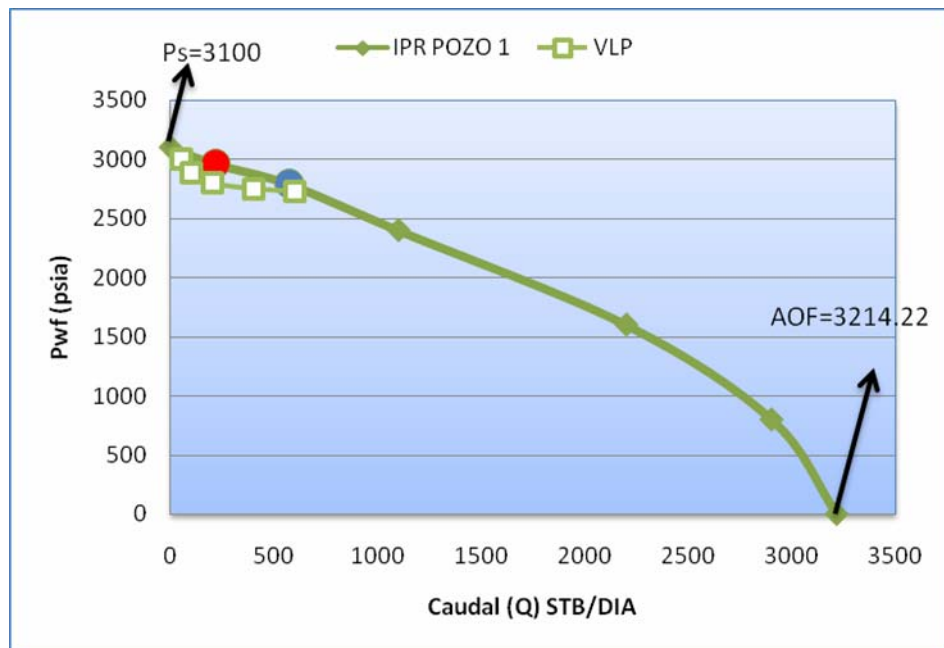
### **11 DE JUNIO DE 2006 CAMBIO DE BOMBA ELECTROSUMERGIBLE**

Se realizó cambio de bomba electrosumergible, de DN 1400 158 ETAPAS, CR CT ARZ, CS por una DN 1100 110 ETAPAS, CR CT ARZ, CS. Según pruebas eléctricas se encontró motor inoperativo. La profundidad del intake se dejó a 4980'.

## ANEXO 2

### GRAFICAS IPR Y VLP PARA LOS 6 POZOS SOMETIDOS A EVALUACION

Figura 38. IPR y VLP del pozo 1



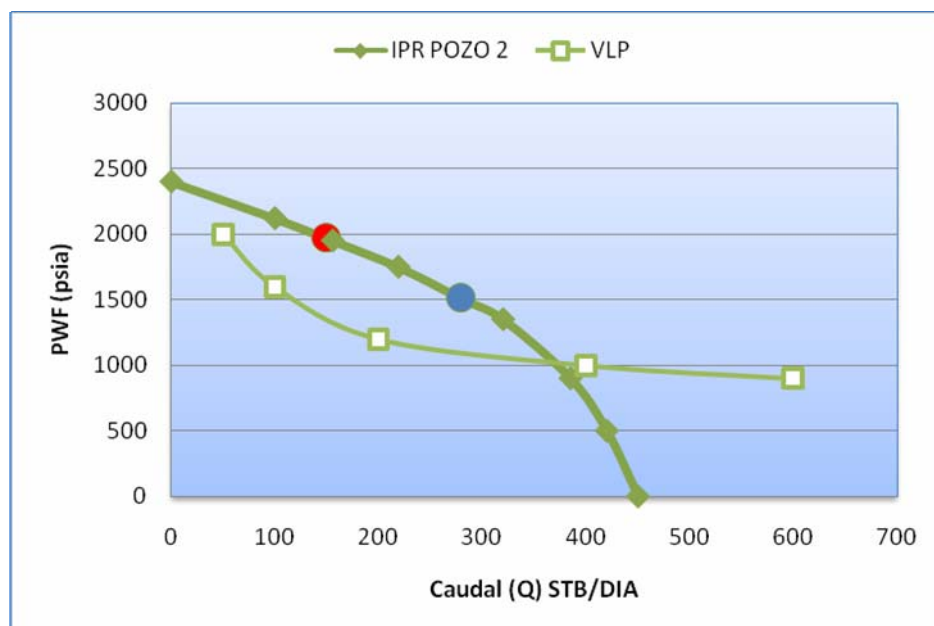
● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 2961psia, Q=219 Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 2790, Q = 574 Bls)

En este análisis se tiene en cuenta que este yacimiento se encuentra sometido a un empuje hidráulico, lo cual evita que la presión de fondo fluyendo pueda encontrarse en un menor valor y por lo tanto ejerciendo un mayor dropdown.

En la figura 38 se observa que las condiciones optimas de presión y temperatura son de  $Q= 610$  bopd y  $P_{wf}= 2763$  bls, siendo este el punto de corte entre las dos graficas, se puede observar también que la presión a la cual se esta operando el pozo 1 se encuentra muy cercano a las condiciones optimas de operación, siendo esto un factor favorable para la producción del pozo.

Figura 39. IPR y VLP del pozo 2

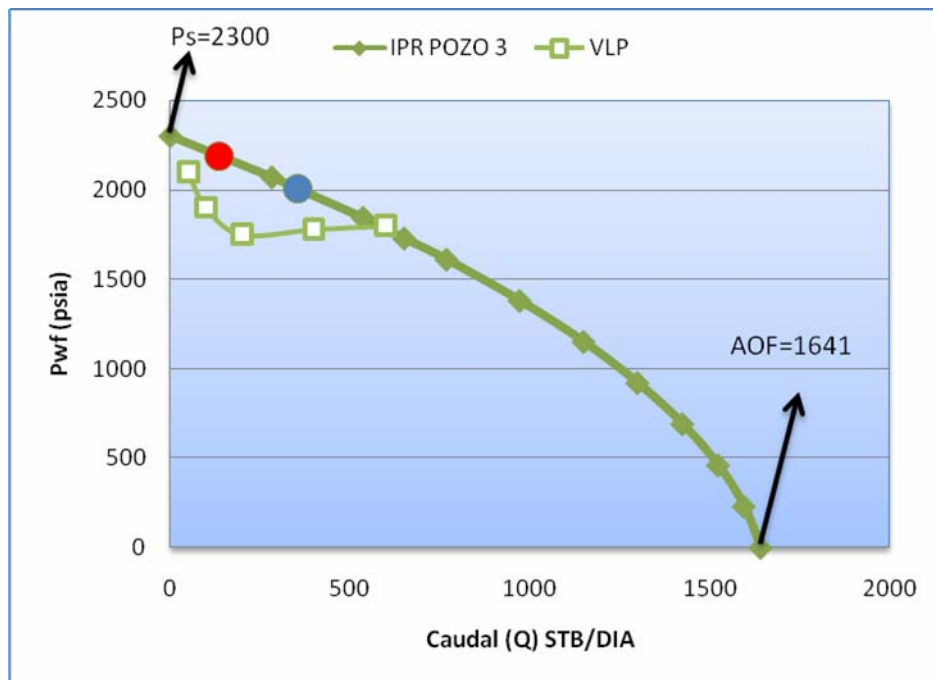


● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial (  $P_{wf} = 1968$ psia,  $Q=150$  Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. (  $P_{wf} = 1508$ ,  $Q = 280$  Bls)

En la figura 39 se observa un punto de corte entre las dos graficas y de este se puede concluir que las condiciones de presión y caudal óptimos son de  $Q=380$  bls y  $P_{wf}= 935$  psi y también se concluye que el la presión y el caudal de operación actuales se encuentran acordes al punto de intersección.

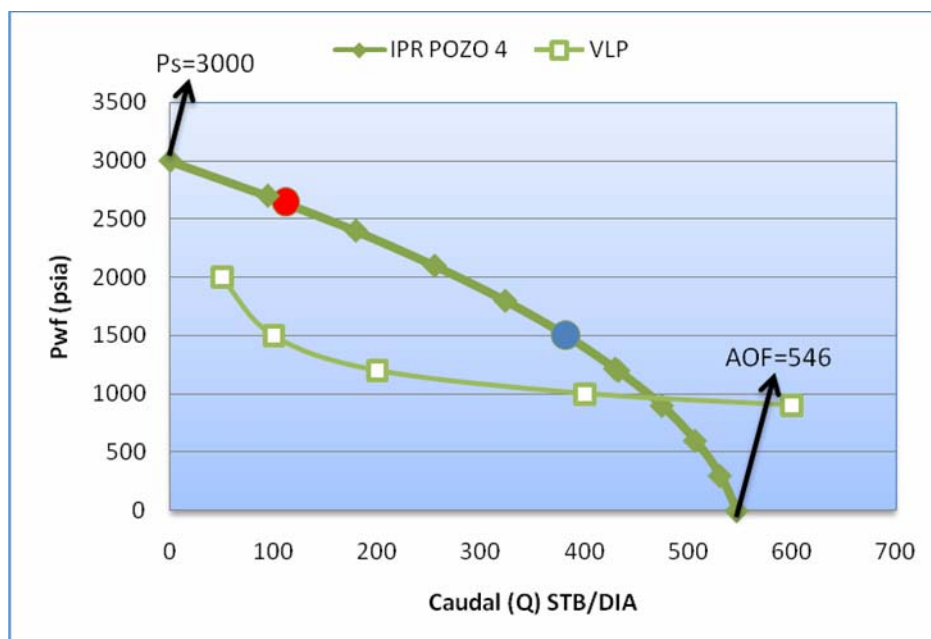
Figura 40. IPR y VLP del pozo 3



- = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 2187 psia, Q=139 Bls).
- = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 2002 psia, Q = 357.5 Bls)

En la figura 40 se observa un punto de corte entre las dos graficas y de este se puede concluir que las condiciones de presión y caudal óptimos son de Q=600 bls y Pwf= 1800 psi y también se concluye que el la presión y el caudal de operación actuales se encuentran acordes al punto de intersección.

Figura 41. IPR y VLP del pozo 4



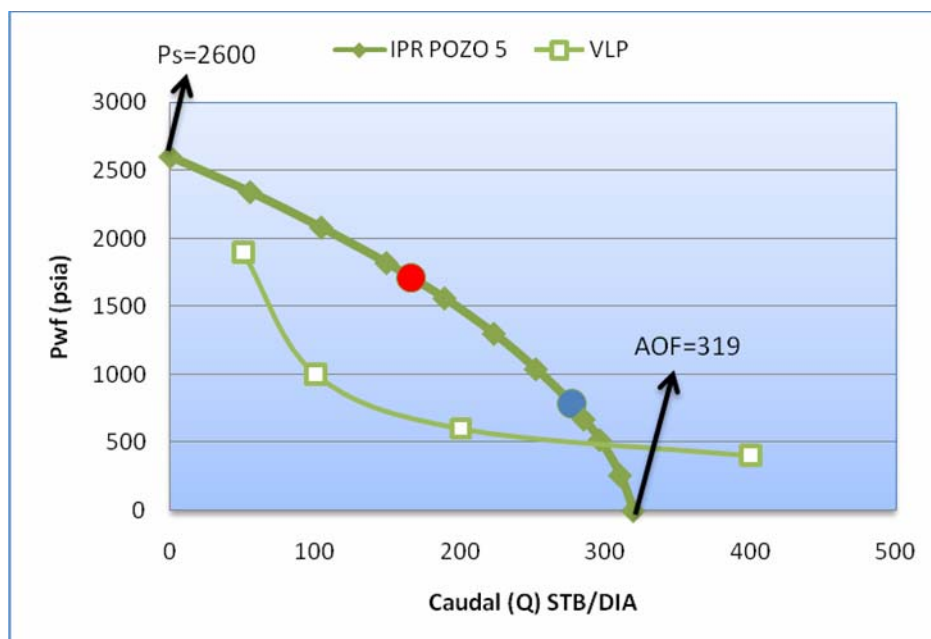
● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 2640 psia. Q=111 Bls).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 2353 psia. Q= 191 Bls).

En la figura 41 se observa que el punto de intersección ocurre cuando el caudal de producción se encuentra en Q= 474 Bls y Pwf= 900 psi, siendo estas las condiciones óptimas de operación para el pozo 4, observando que las condiciones de operación actuales se encuentran dentro del rango de operación.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que este pozo es uno de los que mas presenta problemas de taponamiento por arenas, convirtiendose esto en una causal fundamental para retornar el pozo a bombeo mecánico por la cantidad de gastos por servicio que genera.

Figura 42. IPR y VLP del pozo 5

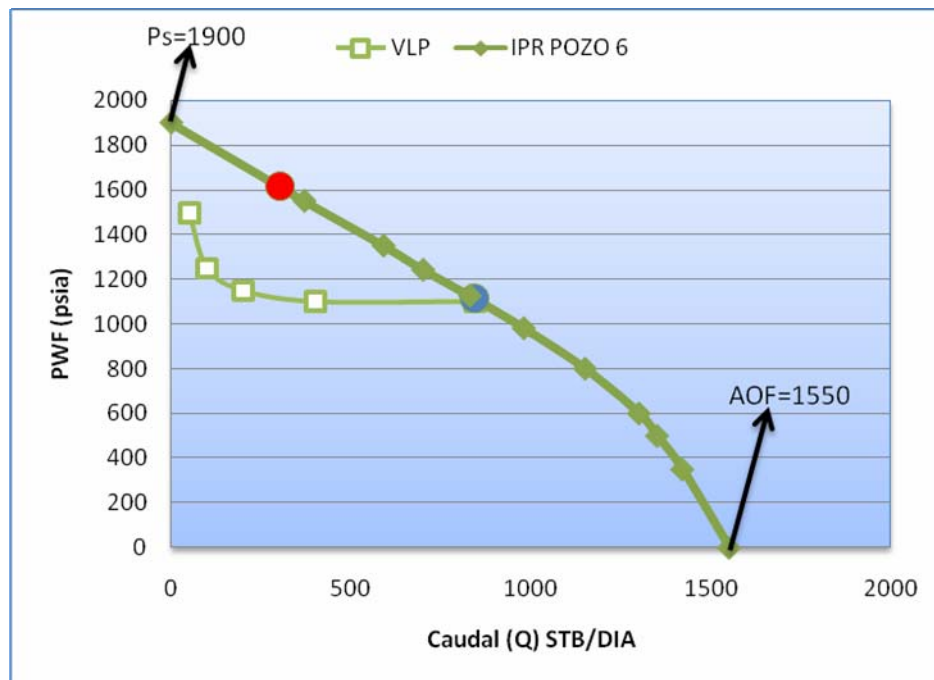


- = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 1706 psia, Q=166.6 Bls).
- = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 838 psia, Q = 271.46 Bls).

En la figura 42 se observa que las condiciones de operación óptimas se dan a un caudal de Q= 296 Bls y Pwf= 520 psi y si se compara con las condiciones actuales de operación se encuentra que la presión y el caudal actual se acomodan a las condiciones ya antes estipuladas.

Adicionalmente se debe tener en cuenta que este pozo presentó muchos problemas de taponamiento y esto se vio reflejado en la declinación de la producción, la cual declinó rápidamente, razón por la cual el pozo hay que tenerlo en continua observación.

Figura 43. IPR y VLP del pozo 6



● = Antes del cambio de sistema de levantamiento Artificial ( Pwf = 1613 psia, Q=303 BIs).

● = Condiciones actuales en el pozo. ( Pwf = 1112 psia, Q = 600 BIs).

Haciendo un análisis de la figura 43 se puede observar que las condiciones de operación actuales coinciden con las condiciones óptimas de operación las cuales son de Q= 600 BIs y Pwf= 1112 psi haciendo este hecho bueno para las condiciones de producción del yacimiento, y si se tiene en cuenta que el pozo 6 no ha presentado problemas de taponamiento por arenas y ha sido un excelente pozo productor se puede concluir que el pozo 6 es un pozo económicamente atractivo.

### ANEXO 3

#### TASA INTERNA DE RETORNO PARA POZO 1

Calculo de TIR

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -233593.38 + \frac{20084662.78}{(1 + TIR)^{1175}} = 0$$

$$i = 0.00379 * 100$$

$$i = 0.379 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = 11.39\% \text{ (Mes)}$$

#### TASA INTERNA DE RETORNO PARA POZO 2

Calculo de TIR

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -204368.16 + \frac{4708932.5}{(1 + TIR)^{1000}} = 0$$

$$i = 0.0031 * 100$$

$$i = 0.31 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = 9.42\% \text{ (Mes)}$$

### TASA INTERNA DE RETORNO PARA POZO 3

Calculo de TIR

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -215053.36 + \frac{8146534.6}{(1 + TIR)^{717}} = 0$$

$$i = 0.00508 * 100$$

$$i = 0.508 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = 15.24\% \text{ (Mes)}$$

### TASA INTERNA DE RETORNO PARA POZO 4

Calculo de TIR para sistema con BES

Con la implementación del sistema BES la tasa interna no aplica debido a q el cambio no género una rentabilidad positiva.

#### Calculo de TIR para sistema con BM

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -5000 + \frac{2601778}{(1 + TIR)^{446}} = 0$$

$$i = 0.0141 * 100$$

$$i = 1.4122 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = 42.3671\% \text{ (Mes)}$$

#### TASA INTERNA DE RETORNO PARA POZO 5

#### Calculo de TIR para sistema con BES

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -205633.36 + \frac{144423.06}{(1 + TIR)^{138}} = 0$$

$$i = -0.0025 * 100$$

$$i = -0.25 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = -7.6\% \text{ (Mes)}$$

**Calculo de TIR para sistema con BM**

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -5000 + \frac{4115536.34}{(1 + TIR)^{670}} = 0$$

$$i = 0.01 * 100$$

$$i = 1 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = 30\% \text{ (Mes)}$$

**TASA INTERNA DE RETORNO PARA POZO 6**

$$VPN = -I + \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

$$VPN = -214853.36 + \frac{24381716.776}{(1 + TIR)^{958}} = 0$$

$$i = 0.005 * 100$$

$$i = 0.5 * 30 \text{ (Dias)}$$

$$i = 14.9\% \text{ (Mes)}$$