



**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA LA INSTALACION DE TECNOLOGIA  
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SLIM HOLE COMBINADO CON GAS LIFT  
PARA CAMPO TELLO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES  
HUILA-TOLIMA**

**JOSE LEONARDO DAVID BERMUDEZ  
LADY ANDREA ROJAS BOLAÑOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2011**



**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA LA INSTALACION DE TECNOLOGIA  
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SLIM HOLE COMBINADO CON GAS LIFT  
PARA CAMPO TELLO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES  
HUILA-TOLIMA**

**JOSE LEONARDO DAVID BERMUDEZ  
LADY ANDREA ROJAS BOLAÑOS**

**Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR  
WILSON ALEXANDER MARTINEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**CODIRECTOR  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2011**



**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Director del Proyecto**

**Neiva, Marzo 1 de 2011**

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida y la fortaleza necesaria para vivirla, la sabiduría y el entendimiento para la realización de esta meta.*

*A mis Madres Doris Bolaños y Nelfy Bolaños, Mi Madrina Blanca Ramos, por su amor incondicional, quienes son mi baluarte y fuente de inspiración he hicieron posible este logro con su apoyo y colaboración.*

*A mi familia en especial a mi hermano Jhon Sebastian Pimentel y mi prima Tatiana Truque, por su cariño y comprensión*

*A Farley Rodriguez por su apoyo y motivación*

*A ti Jason P. Narvaez*

**LADY ANDREA ROJAS BOLAÑOS**

*Doy gracias a mis padres Hernando Salomón David Perdomo y Cecilia Margarita Bermúdez Ávila, por su constante apoyo, sin ello esta meta no hubiera sido posible.*

*Dedico este logro a mi hija Zamara David Martínez y a mi hermano Hernando Alexander David Bermúdez, personas que me motivan por seguir adelante.*

**JOSE LEONARDO DAVID BERMUDEZ**



## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos que nos guiaron e impartieron sus conocimientos en el transcurso de nuestra vida Universitaria.

ECOPETROL S.A. Superintendencia de operaciones Huila-Tolima, por su colaboración y apoyo logístico para la elaboración de este proyecto.

WILSON ALEXANDER MARTINEZ ARDILA, Ingeniero de Producción. Campo Tello, ECOPEPETROL S.A. Por su colaboración y constante asesoría como director del Proyecto.

ERVIN ARANDA ARANDA. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos. Por su excelente labor como docente que contribuyó nuestra formación como lo que somos ahora. Su asesoría y colaboración como codirector del Proyecto.

JULIO MARIO RUEDA. Ingeniero de Producción, Campo Tello. ECOPEPETROL S.A por sus aportes para el desarrollo del proyecto.

RICARDO PARRA PINZON. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos. Que con sus enseñanzas y conocimientos ayudó a nuestra formación personal y profesional. Su colaboración como evaluador del proyecto.

HAYDEE MORALES MONDRAGON. Ingeniera de Petróleos. Profesora Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos. Por sus conocimientos que contribuyo a nuestra formación profesional. Su colaboración como evaluador del proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra manera aportaron su grano de arena en la realización de este proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	20
1. DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO .....	21
2. GENERALIDADES .....	23
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO .....	23
2.1.1 Ubicación Geográfica .....	23
2.1.2 Historia Del Campo .....	23
2.1.3 Modelo Geológico .....	24
2.1.4 Modelo Estratigráfico.....	26
2.1.5 Sistema Petrolífero.....	27
2.1.6 Características De Los Fluidos .....	28
2.1.7 Pozos .....	28
2.1.8 Proceso De Crudo, Gas y Agua .....	29
2.2 GENERALIDADES TÉCNICAS .....	30
2.2.1 Bombeo Mecánico.....	30
2.2.2 Bombeo Electrosumergible (BES).....	32
2.2.3 Levantamiento Artificial Por Gas .....	33

2.2.4	Combinación Electrosumergible-Gas Lift “Electrogas” .....	36
2.2.5	Comparación Electrogas con los Sistemas Actuales de los Pozos ....	39
2.2.6	Diseño Electrogas .....	40
2.2.7	Pasos para el diseño Electrogas .....	44
3.	POZOS DE INTERES.....	47
3.1	POZO 1.....	47
3.2	POZO 2.....	48
3.3	POZO 3.....	49
3.4	POZO 4.....	50
4.	PLANTA DE COMPRESIÓN .....	52
5.	DISEÑO ELECTROGAS POZOS DE INTERÉS.....	55
5.1	DATOS CORRIDAS WELLFLO .....	56
5.1.1	Datos obtenidos en las corridas <i>Wellflo</i> P-1 .....	56
5.1.2	Datos obtenidos en las corridas <i>Wellflo</i> P-2.....	57
5.1.3	Datos obtenidos en las corridas <i>Wellflo</i> P-3.....	59
5.1.4	Datos obtenidos en las corridas <i>Wellflo</i> P-4 .....	60
5.2	CONFIGURACION DE ELECTROGAS .....	61
5.2.1	Diseño Electrogas P-1.....	61
5.2.2	Diseño Electrogas P-2.....	63

5.2.3	Diseño ElectroGas P-3.....	65
5.2.4	Diseño ElectroGas P-4.....	67
6.	EVALUACION ECONÓMICA.....	70
6.1	COMPARACIÓN ELECTROGAS- SISTEMAS ACTUALES .....	70
6.2	INVERSIÓN INICIAL.....	71
6.2.1	Instalaciones de Gas.....	71
6.2.2	Instalación de Equipos .....	71
6.2.3	Equipos BES y Gas Lift .....	72
6.3	Flujo de Caja Mensual .....	73
6.3.1	Sistema Actual .....	73
6.3.2	Sistema electrogas.....	74
7.	ANÁLISIS.....	76
7.1	ANÁLISIS TÉCNICO.....	76
7.2	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	76
8.	CONCLUSIONES.....	80
9.	RECOMENDACIONES.....	82
	BIBLIOGRAFIA.....	83

ANEXO A.....	85
(Informativo).....	85
DISEÑO DE BES ( Centrilift).....	85
ANEXO B.....	88
(Informativo).....	88
DISEÑO DE INSTALACIONES DE LAG-CONTINUO .....	88
ANEXO C.....	98
(Informativo).....	98
ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS .....	98

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación Geográfica de Campo Tello.....	22
<b>Figura 2.</b> Modelo Geológico de la Subcuenca.....	24
<b>Figura 3.</b> Modelo Geológico (estructural). Línea sísmica Neiva 3D.....	25
<b>Figura 4.</b> Modelo Geológico (estratigráfico).....	26
<b>Figura 5.</b> Mapa del proceso de agua crudo y gas para campo Tello.....	29
<b>Figura 6.</b> Bomba de profundidad y aparato individual de Bombeo Mecánico.....	30
<b>Figura 7.</b> Distribución de los componentes del Equipo de Bombeo Electrosumergible.....	31
<b>Figura 8.</b> Sistema de Gas Lift.....	33
<b>Figura 9.</b> Gas Lift Continuo.....	34
<b>Figura 10.</b> Gas lift Intermitente.....	34
<b>Figura 11.</b> Funcionamiento de electrogas.....	36
<b>Figura 12.</b> Diagrama del completamiento para un sistema de electrogas.....	37
<b>Figura 13.</b> Producción obtenida en el gas lift para diferentes presiones.....	42
<b>Figura 14.</b> Análisis de gas libre en la bomba.....	43
<b>Figura 15.</b> Productividad P-1.....	47
<b>Figura 16.</b> Productividad P-2.....	48
<b>Figura 17.</b> Productividad P-3.....	49

<b>Figura 18.</b> Productividad P-4.....	50
<b>Figura 19.</b> Planta de compresión.....	51
<b>Figura 20.</b> Interfaces <i>Wellflo</i> , BES (lado izquierdo), Gas Lift (lado derecho).....	54
<b>Figura 21.</b> Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-1.....	56
<b>Figura 22.</b> Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-2.....	57
<b>Figura 23.</b> Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-3.....	58
<b>Figura 24.</b> Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-4.....	59
<b>Figura 25.</b> VPN Electrogas y actuales.....	77
<b>Figura 26.</b> VPN Electrogas y actuales (zoom).....	78

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Condición de los pozos.....	28
<b>Tabla 2.</b> Comparación Electrogas con Bombeo Mecánico y BES.....	38
<b>Tabla 3.</b> Datos de P-1.....	46
<b>Tabla 4.</b> Datos de P-2.....	47
<b>Tabla 5.</b> Datos de P-3.....	48
<b>Tabla 6.</b> Datos de P-4.....	49
<b>Tabla 7.</b> Resumen de datos obtenidos para P-1.....	56
<b>Tabla 8.</b> Resumen de datos obtenidos para P-2.....	57
<b>Tabla 9.</b> Resumen de datos obtenidos para P-3.....	58
<b>Tabla 10.</b> Resumen de datos obtenidos para P-4.....	59
<b>Tabla 11.</b> Datos de los diseños finales para los pozos Problema.....	60
<b>Tabla 12.</b> Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-1.....	61
<b>Tabla 13.</b> Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-1.....	61
<b>Tabla 14.</b> Parámetros de cálculo para el Bombeo Electrosumergible para P-1.....	61
<b>Tabla 15.</b> Combinación bomba y motor para P-1.....	62
<b>Tabla 16.</b> Configuración de válvulas GL para P-1.....	62
<b>Tabla 17.</b> Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-2.....	63
<b>Tabla 18.</b> Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-2.....	63
<b>Tabla 19.</b> Combinación bomba y motor para P-2.....	64

<b>Tabla 20.</b>	Configuración de válvulas GL para P-2.....	64
<b>Tabla 21.</b>	Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-3.....	65
<b>Tabla 22.</b>	Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-3.....	65
<b>Tabla 23.</b>	Combinación bomba y motor para P-3.....	66
<b>Tabla 24.</b>	Configuración de válvulas GL para P-3.....	66
<b>Tabla 25.</b>	Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-4.....	67
<b>Tabla 26.</b>	Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-4.....	67
<b>Tabla 27.</b>	Combinación bomba y motor para P-4.....	68
<b>Tabla 28.</b>	Configuración de válvulas GL para P-4.....	68
<b>Tabla 29.</b>	Costo mensual de Electrogas, Bombeo Mecánico y BES, además del ahorro que se tiene por el Electrogas.....	69
<b>Tabla 30.</b>	Inversión inicial para las instalaciones de gas.....	70
<b>Tabla 31.</b>	Valor promedio del acondicionamiento de pozo, para los cuatro pozos.....	71
<b>Tabla 32.</b>	Costos de los equipos necesarios para la implementación de Electrogas en Campo Tello.....	71
<b>Tabla 33.</b>	Flujo de caja mensual para los sistemas actuales de producción.....	72
<b>Tabla 34.</b>	Flujo de caja cada tres meses para los sistemas actuales de producción.....	73
<b>Tabla 35.</b>	Inversión inicial para la instalación de Electrogas.....	73
<b>Tabla 36.</b>	Flujo de caja cada tres meses para el Sistema Electrogas.....	74
<b>Tabla 37.</b>	Flujo de caja cada tres meses para el Sistema Electrogas.....	74
<b>Tabla 38.</b>	Calculo de VPN, para el sistema actual y Electrogas.....	77

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>ANEXO A</b> (Informativo) Diseño de BES.....	85
<b>ANEXO B</b> (Informativo) Diseño de instalaciones de LAG continuo.....	89
<b>ANEXO C</b> (Informativo) Estados mecánicos de los pozos.....	98

## GLOSARIO

**BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES):** Es un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

**CAUDAL OPTIMO:** Es el Caudal de operación del sistema Electrogas que cumple con las condiciones optimas.

**ELECTROGAS:** Sistema de levantamiento artificial que combina Bombeo Electrosumergible con Gas Lift

**LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (GAS LIFT):** Es un método de producción que consiste en inyectar gas a presión al pozo con el propósito de disminuir el peso de la columna del fluido para que la energía del yacimiento sea suficiente para levantarlo hasta la cabeza del pozo

**PROFUNDIDAD DE REFERENCIA:** Se denomina a la profundidad encontrada en cada iteración para escoger el punto de unión BES- Gas Lift.

**PUNTO DE UNION:** Es el punto donde el BES entrega el fluido para que sea llevado a superficie por el Gas Lift.

**POZOS SILM HOLE:** Pozos que han sido completados con liner de de producción reducido.

**WELLFLO:** Es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso-a-paso.

## RESUMEN

La industria del petróleo se enfrenta a grandes retos en materia de producción debido a la creciente importancia de producir más minimizando costos de operación lo cual ha llevado a investigar de nuevos sistemas que permitan optimizar esta labor, una buena alternativa ha sido la de unir las ventajas de los sistemas existentes y combinarlas en un sistema mixto consiguiendo ampliar su rango de aplicabilidad y obteniendo mayores beneficios tanto en la parte técnica como económica y de ésta manera hacer más eficiente la producción de hidrocarburos.

ECOPETROL S.A ha querido realizar un estudio en Campo Tello de la SOHT para mirar la viabilidad de la instalación de un sistema de Bombeo Electrosumergible combinado con gas Lift “Electrogas” en cuatro pozos del campo (P-1, P-2, P-3 y P-4). De éstos pozos, dos se encuentran en Bombeo Mecánico (P-2 y P-3) y presentan frecuentemente fallas de varillas y bombas lo que ocasionan largas y continuas paradas, los restantes dos pozos (P-1 y P-4) se encuentran en Bombeo Electrosumergible y presentan problemas de arenamiento y *scale*. Estos problemas encarecen el costo del barril de petróleo disminuyendo la efectividad en su producción, por estas razones se ha pensado en un sistema de levantamiento que permita aminorar estos frecuentes inconvenientes y que dé como resultado un diseño confiable desde el punto de vista técnico y económico para hacer más eficiente la producción en dichos pozos, para tal objetivo se pensó en reunir las ventajas del BES y las ventajas del Gas Lift en un solo sistema.

La elaboración de estos diseños está sujeta a dos limitantes que son, la utilización de tecnología “*slim hole*” en tres de estos pozos debido al tamaño del diámetro del liner de producción con que fueron completados, y a la capacidad de la planta de compresión de gas con que cuenta el campo. Debido a la poca información existente en el diseño de sistemas “Electrogas”, en éste trabajo se presentan los pasos para la elaboración de estos diseños según la experiencia obtenida por los autores; y se sugiere una serie de consideraciones para conseguir su optimización. Estos diseños fueron realizados por medio del software “*wellflo*”, en el cual se deben realizar por separado los diseños de BES y Gas Lift, luego por medio de un proceso iterativo se evalúa y se busca el punto óptimo de unión BES-Gas Lift que de acuerdo a las condiciones particulares del yacimiento y del

pozo es el que permite obtener las mejores condiciones técnicas como económicas en comparación con los sistemas actuales; en base a este ahorro económico y a la inversión inicial del proyecto se evalúa la viabilidad económica para la instalación de este sistema “Electrogas” en estos pozos de Campo Tello de la SOHT.

## SUMMARY

The Oil industry is facing great challenges in production due to the growing importance of produce more while minimizing operating costs which has led to the investigate of new systems of artificial lift that allow to optimize this work, a good alternative has been the unite the advantages of existing systems and combing them into one managing to extend its range of applicability and obtaining greater benefits both the technical part as economic and this way make more effective the production of hydrocarbons.

ECOPETROL S.A has wanted to conduct a study on field the SOHT Tello to look at the feasibility of installing a system of pumping Electrosumergible combined with gas Lift "Electrogas" in four wells in the field (P-1, P-2, P-3 and P-4). These wells two occur in mechanical pumping (P-2 and P-3) and commonly present failures of rods and pumps that cause long and continuous stops, the remaining two wells (P-1 and P-3) are found in pumping Electrosumergible and present problems of arenamiento and scale, these problems expensive cost of a barrel of oil declining effectiveness in its production, for these reasons has been designed into a production system that allows to reduce these frequent drawbacks and which would result in a reliable design from the technical and economic point of view to more efficient production in these wells for such purpose was thought to bring the advantages of the BES and the advantages of Gas Lift in a single system.

The development of these designs is subject to two constraints which are, the use of technology slim hole in three of these wells due to the size of the diameter of the liner of production with which they were completed, and the capacity of the plant of gas compression available to the field. Due to the little information existing in the development of systems "Electrogas", this work presents the steps for the construction of these designs according to the experience gained by the authors; and a number of considerations for its optimization. These designs were made through the "wellflo" software, which must be separate designs of BES and Gas Lift, then evaluated through an iterative process and we search for the optimal Union BES-Gas Lift that according to the particular conditions of the reservoir and the well is what allows to obtain the best technical conditions as economic in comparison with the existing systems; based on this cost savings and the initial investment of the project is evaluated the economic viability for the installation of



this system "Electrogas" in the four previously mentioned field the SOHT Tello wells

## INTRODUCCIÓN

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación está influenciado por las características productivas de la roca, la presencia de flujo multifásico a través del medio poroso, así como del esquema de desarrollo implantado. Por lo que se hace necesario instalar la infraestructura adecuada para la recuperación del petróleo; actualmente las empresas petroleras buscan nuevas alternativas que permitan optimizar este proceso, una forma de conseguirlo puede ser el estudio de combinaciones de tecnologías existentes que permitan que los procesos sean más eficientes. Aprovechando las ventajas de dos sistemas de levantamiento artificial y combinándolas en uno solo se conseguirá que uno supla las deficiencias del otro y viceversa de este modo se podrá ofrecer a las empresas un mayor rango de aplicabilidad y por lo tanto se asegurarían mejores resultados en cuanto a mantenimiento y producción.

Este trabajo presenta un estudio técnico económico para mirar la viabilidad de la instalación de la tecnología de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible (BES) combinada con levantamiento por gas (Gas Lift) “Electrogas”, en cuatro pozos de Campo Tello (P-1, P-2, P-3, P-4), los cuales fueron escogidos teniendo en cuenta los problemas técnicos que han venido presentando, buscando de esta manera, una disminución en los costos de producción y mantenimiento.

Este estudio fue realizado mediante un riguroso análisis nodal por medio del software “*Wellflo*” en el que se busca la mejor combinación del sistema BES-Gas Lift con la que se obtenga la mayor eficiencia del sistema “Electrogas” acorde a las condiciones de operación con que se cuenta y limitado a utilizar tecnología *Slim Hole* con excepción del pozo P-4 que no entra en esta categoría, y permita mejorar técnica y económicamente las condiciones de producción en éstos pozos.

La elaboración de éste proyecto fue posible mediante la información suministrada por parte de la Universidad Surcolombiana como fuente de información teórica, de ECO PETROL S.A como empresa operadora del campo de interés, y de Baker Hughes división *Centrilift* como empresa prestadora de servicio en base a los inventarios disponible en ésta.

## 1. DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO

Con el fin evaluar la viabilidad de la instalación de la tecnología electrogas, consistente en la combinación del levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (BES) *slim hole* con levantamiento por gas (Gas Lift) en cuatro pozos de Campo Tello (P-1, P-2, P-3, P-4), de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOHT); se realizó un estudio técnico económico diseñando mediante un análisis nodal por medio del software “Wellflo”, la mejor combinación de esta instalación con el fin de lograr una optimización de éstos pozos.

Éstos cuatro pozos fueron escogidos a criterio de los Ingenieros de Producción del campo, basados en los problemas que han venido presentando; de éstos, dos se encuentran en Bombeo Mecánico (P-2, P-3) y presentan frecuentemente fallas de varillas y bombas lo que ocasiona largas y continuas paradas, los restantes dos pozos (P-1, P-4) se encuentran en Bombeo Electrosumergible y presentan problemas de arenamiento y taponamiento por *scale*.

En estos cuatro pozos se han realizado corridas de simulación para cambio de sistema de levantamiento artificial a BES; pero a excepción del pozo P-4 que tiene liner de producción de 7”, las actuales bombas electrosumergibles, serie 400 con motores de 450 (hp) no podrían ser instaladas, porque no pasarían a través del liner de 5”. Por tal motivo en los pozos (P-1, P-2, P-3) se estima utilizar tecnología de bombas electrosumergibles serie 338 con motores 3.75 (hp) (*Slim Hole*).

El principio de diseño de éste sistema se sustenta en la idea que al combinar dos sistemas de levantamiento artificial diferentes uno cubrirá las debilidades del otro y viceversa, obteniendo como resultado un conjunto más sólido y con menos limitaciones es decir mayor rango de aplicabilidad y que asegure mejores resultados en cuanto a mantenimiento, energía requerida, producción y que posteriormente pudiera extenderse a otros pozos del campo.

Ésta combinación aprovecha la energía del BES que está diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesaria para un Gas Lift óptimo, con lo cual se reducen los requerimientos de presión de descarga de la

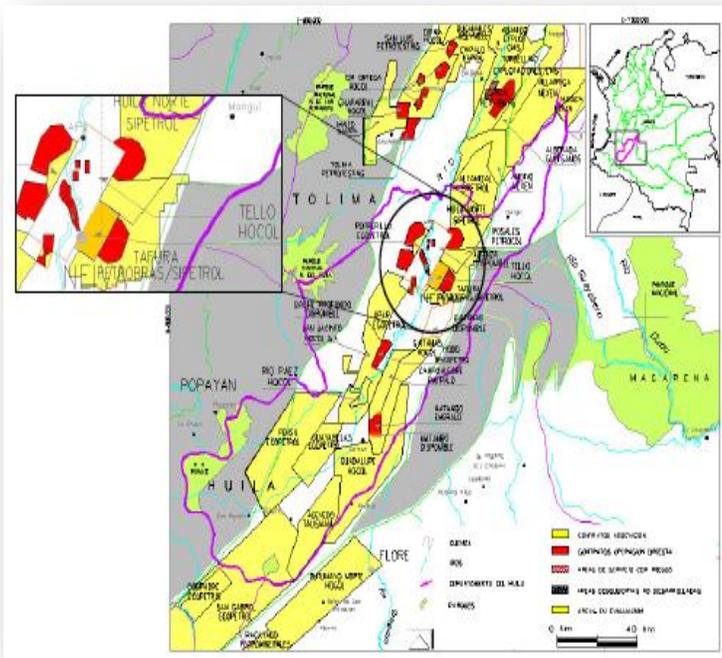
bomba del BES, y el gas inyectado por encima de la bomba BES reduce la densidad de cabeza del fluido, esta reducción de cabeza puede ser tan significativa como el 40% del total de la cabeza, mejorando enormemente las capacidades de rendimiento del BES y se reflejaría en una disminución de la energía total requerida para esta combinación en un orden de 30 a 45%. Dado que de esta manera habría una reducción de los requerimientos de la bomba y motor, menor tamaño de la unidad de bombeo electro sumergible y reducción de los requerimientos de inyección del Gas Lift para el levantamiento consiguiendo optimizar técnica como económicamente el sistema de producción en dichos pozos.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

#### 2.1.1 Ubicación Geográfica

**Figura 1. Ubicación Geográfica Campo Tello**



Campo Tello está ubicado al noreste de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila, a tres kilómetros aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Neiva, en la subcuenca del Valle Superior del Magdalena

Fuente: Ecopetrol

#### 2.1.2 Historia Del Campo

- Campo Tello hacía parte de la antigua Concesión 1161.
- En 1971 esta Concesión fue adjudicada a la compañía Tennessee Colombia S.A.
- En 1979 pasó a la compañía Hocol S.A.
- En marzo de 1972 fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1.

- En el año de 1985, el desarrollo principal del Campo Tello se terminó con la perforación de los pozos, para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 14.000 barriles de petróleo por día
  
- En 1995 se construyeron modernas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo.
  
- En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15.552 barriles por día.
  
- En febrero 14 de 2006 revirtió a la nación a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y ha sido operado por ECOPETROL S.A.

En el Campo Tello la formación productora es Monserrate. Actualmente, la producción del Campo Tello es de 5500 barriles diarios de petróleo con 31 pozos productores activos y 12 pozos inyectoros (diciembre 31 de 2011). La producción acumulada, en el Campo Tello, a diciembre 31 de 2011 fue de 104'314.429 millones de barriles.

### **2.1.3 Modelo Geológico**

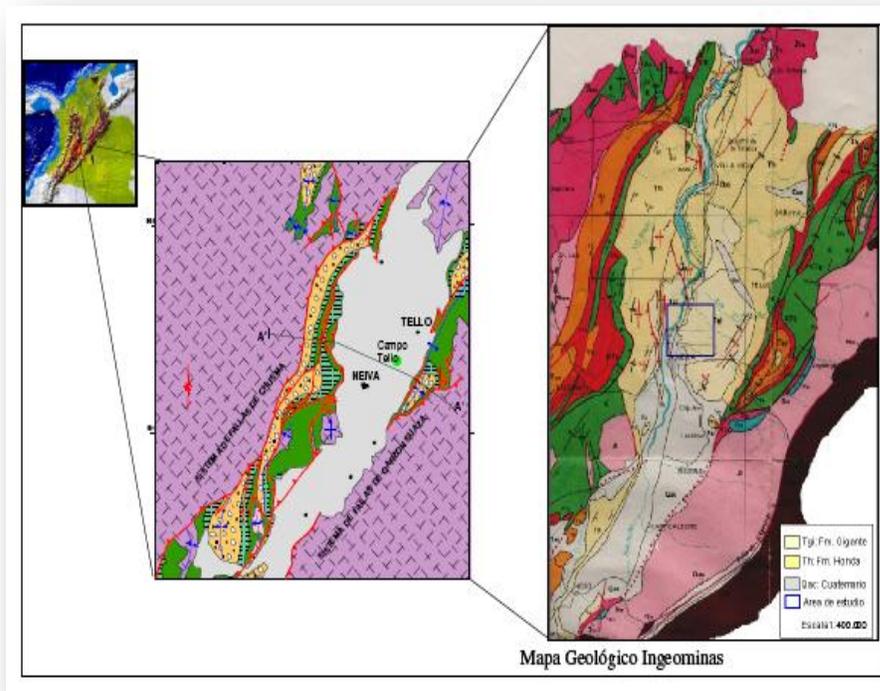
#### **2.1.3.1 Marco Regional**

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se ha dividido, geológicamente, en dos subcuencas que están separadas entre sí por el arco de Natagaima: al Norte, la subcuenca de Girardot y la subcuenca de Neiva al Sur.

El Campo Tello está ubicado al Norte de la subcuenca de Neiva (Ver Figura 2). La subcuenca de Neiva puede definirse como una cuenca de doble "foreland" o antepaís. Está limitada al este por las Fallas de Garzón - Suaza, que ponen en contacto las rocas pre-cretáceas del Macizo de Garzón con los sedimentos

terciarios de la Formación Honda; al Oeste, con la Falla de Chusma, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas de la Cordillera Central, con sedimentos cretácicos y terciarios; al Sur, por la confluencia de las Fallas de Chusma y Garzón, Suaza, y al Norte, por el arco de Natagaima, donde afloran rocas pre-cretáceas.

**Figura 2. Modelo Geológico de la Subcuenca**

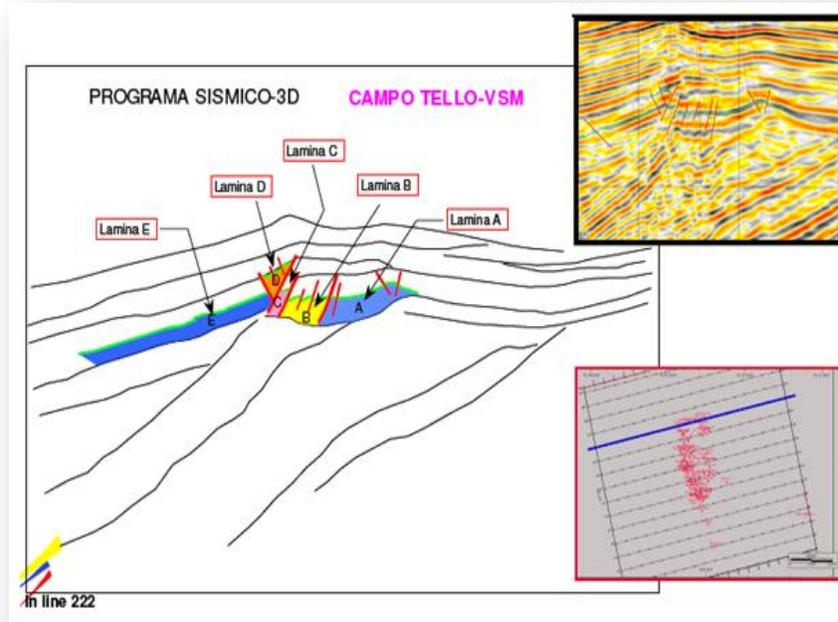


Fuente: Ecopetrol

El sistema petrolífero está constituido por las arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta, de edad Cretácea Superior, como roca fuente principal para la generación de hidrocarburos. La formación Monserrate, de edad Cretácea, es considerada el reservorio principal del campo Tello. El sello lo proporcionan los innumerables cuerpos de arcillolitas presentes en la cuenca, las discordancias y las yuxtaposiciones de arcillolitas contra areniscas generadas por el desplazamiento de las fallas. La trampa está definida por anticlinales fallados, elongados en dirección NW - SE. Al norte y al sur, el límite de la trampa está dado por el buzamiento de la estructura.

### 2.1.3.2 Modelo Estructural Del Campo Tello

**Figura 3. Modelo Geológico (estructural). Línea sísmica Neiva 3D**



Fuente: Ecopetrol

En general, el Campo Tello se puede definir como una trampa estructural con componente estratigráfico. Se puede dividir informalmente en tres sectores por sus características y complejidad geológica: sector oeste, sector central y sector oriental.

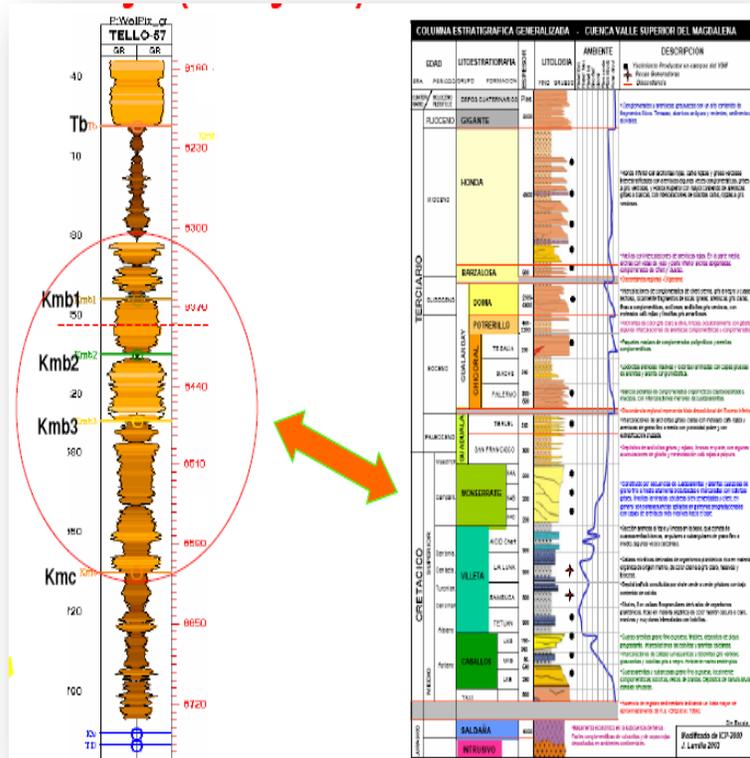
El yacimiento se encuentra compartido en cinco láminas estructurales separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas. Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de este a oeste A, B, C, D y E.

### 2.1.4 Modelo Estratigráfico

La columna litológica que se presenta en el Campo Tello, comprende rocas que van de las edades del Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario reciente como se

observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena (Figura 4)

**Figura 4. Modelo Geológico (estratigráfico)**



Fuente: Ecopetrol

La Formación Monserrate en el Campo Tello es la formación productora que subyace sobre la formación Villeta y en el tope es discordante con la formación Barzalosa. Las areniscas de la Formación Monserrate fueron depositadas en un ambiente marino somero (Isla Barrera) durante el Senoniano – Maastrichtiano.

### 2.1.5 Sistema Petrolífero

- Combinación de trampas estructurales y estratigráficas, Anticlinales fallados cerrados contra las fallas de cabalgamiento “thrust” NW – SE y la discordancia con las unidades Terciarias.

- **Reservorio:** Miembros arenosos B1, B2, B3 y C de la Formación Monserrate (Cretáceo Superior). B3 y C en la mayoría de los pozos no están abiertos.
- **Roca Fuente:** Arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta.
- **Sello:** Arcillas de la Formación Barzalosa y/o miembros arcillosos de la Formación Honda.

### 2.1.6 Características De Los Fluidos

- **Crudo:** Petróleo negro subsaturado de 21.5 °API, con GOR en el rango de 120 a 150 PCS/BS. Viscosidad de 14.2 a 10 centipoises a la presión de burbuja (842 psi). Factor volumétrico de 1.1BS/BY
- **Agua:** Salinidad del agua de formación está entre 5800 y 7500 ppm de cloruros. El factor volumétrico es de 1.038 BY/BS a 842 psi y la viscosidad de 0.4 centipoises.
- **Gas:** Tiene una capacidad calorífica de 1425 Btu<sup>1</sup>.

### 2.1.7 Pozos

Las condiciones actuales de los pozos de Campo Tello se muestran en la Tabla 1, Se puede observar que Campo Tello cuenta dos sistemas de levantamiento artificial, Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible con 31 pozos productores repartidos de la siguiente manera:

- 11 pozos en Bombeo mecánico de los cuales 7 están en unidad convencional y 4 en Rotaflex.

---

<sup>1</sup> Empresa Colombiana de Petróleos S:A, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2006. Documento soporte para la aplicación de la Ley 756 de 2002 al Proyecto de Producción Incremental.

- 20 pozos en unidad de Bombeo Electrosumergible.

**Tabla 1. Condición de los pozos.**

CONDICION		POZOS	
PRODUCTORES	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	20	
	BOMBEO MECANICO	UNIDAD CONVENCIONAL	7
		ROTAFLEX	4
POZOS INYECTORES		11	
POZOS PRODUCTORES DE AGUA		2	
POZOS SECOS		12	
POZOS ABANDONADOS		14	

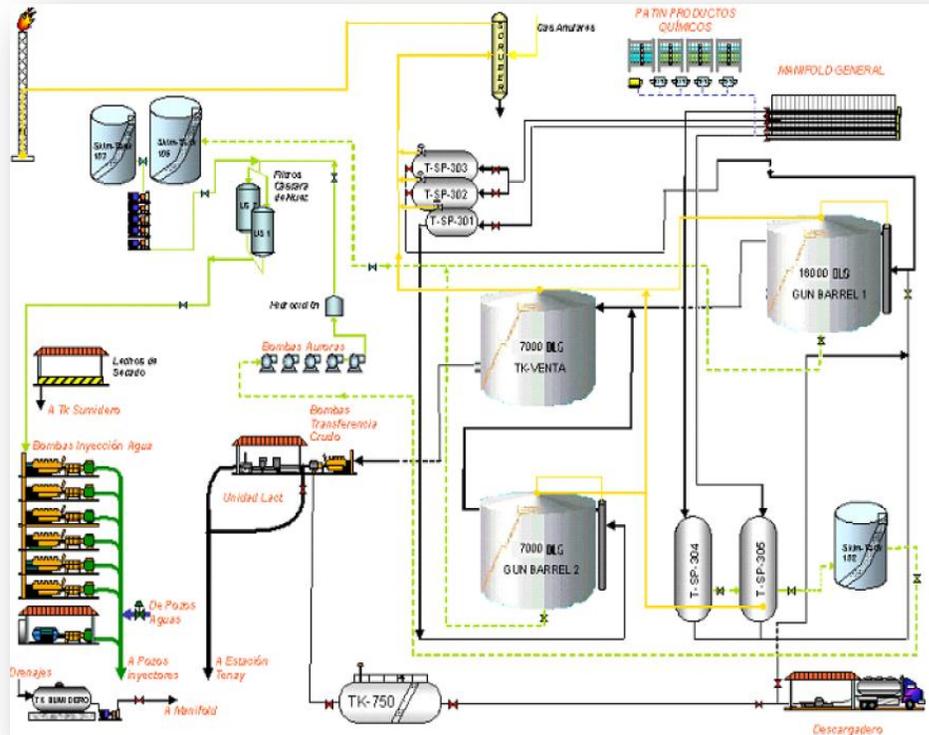
Fuente: Ecopetrol

### 2.1.8 Proceso De Crudo, Gas y Agua

Los sistemas de líneas de entrada de Campo Tello (ver Figura 5) son los siguientes:

- Líneas de gas de los anulares de los pozos Campo Tello en la entrada del Scrubber principal.
- Crudo de La Jagua, La Hocha y agua de La Hocha por el descargadero.
- Crudo de Río Ceibas en la Unidad LACT del mismo Campo.
- Agua de los pozos Aguas 1 y Aguas 2 en el colector de succión de las bombas De inyección

- Gas de Ecogas con instalación para la entrada del Gas del Río la Ceiba.  
**Figura 5. Mapa del proceso de agua crudo y gas para Campo Tello**



Fuente: Ecopetrol

## 2.2 GENERALIDADES TÉCNICAS

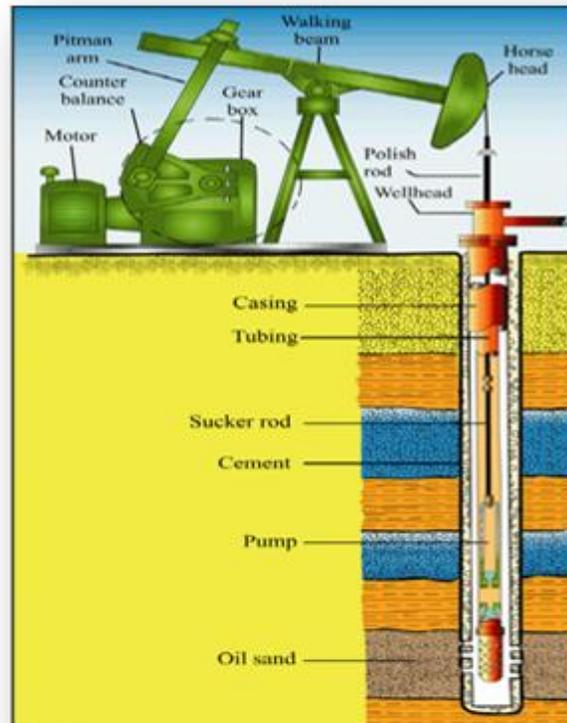
### 2.2.1 Bombeo Mecánico

Es uno de los métodos de producción más utilizados (80-90%), El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, que gira un par de manivelas<sup>2</sup> que, por su acción, suben y bajan un extremo de un eje de metal. El otro extremo del eje, que a menudo tiene una punta curva, está unido a una barra de metal que se mueve hacia arriba y

<sup>2</sup> Osorio, R. Bombeo Mecánico. Desde: [www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html](http://www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html)

hacia abajo. La sarta de varillas, que puede tener una longitud de cientos de metros, está unida a una bomba a cierta profundidad en el pozo de petróleo. El balancín de producción, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción a cierta profundidad del fondo del pozo.

**Figura 6. Bomba de profundidad y aparato de Bombeo Mecánico**



Fuente. Técnicas energéticas - 67.56

La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de succión. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija abre y permite que entre petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie. Como en el bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela.

El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

## 2.2.2 Bombeo Electrosumergible (BES)

Es un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

**Figura 7. Distribución de los componentes del equipo de Bombeo Electrosumergible**



Fuente: Vargas Edisalic

“La técnica para diseñar las instalaciones de Bombeo Electrosumergible consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo”<sup>3</sup>.

La aplicación del sistema artificial de Bombeo Electrosumergible requiere del conocimiento y comprensión de la parte eléctrica y electrónica, como un sistema integral en donde todos los parámetros del yacimiento-pozo-equipos BES de fondo-equipos BES de superficie están íntimamente relacionados y correlacionados. La estrecha coordinación técnica y la buena comunicación del personal del área de Electricidad – Electrónica con el personal del área de Ingeniería de Petróleo (Operaciones – Producción) es uno de los factores preponderantes y de vital importancia para optimizar el sistema BES y obtener largos tiempos de vida útil de los equipos.

El Sistema BES representa uno de los métodos más automatizables está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su protección, análisis y control. Este es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema. El equipo de bombeo electrosumergible está constituido, en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor; Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control, transformador (ver figura 7).

### 2.2.3 Levantamiento Artificial Por Gas

“Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación

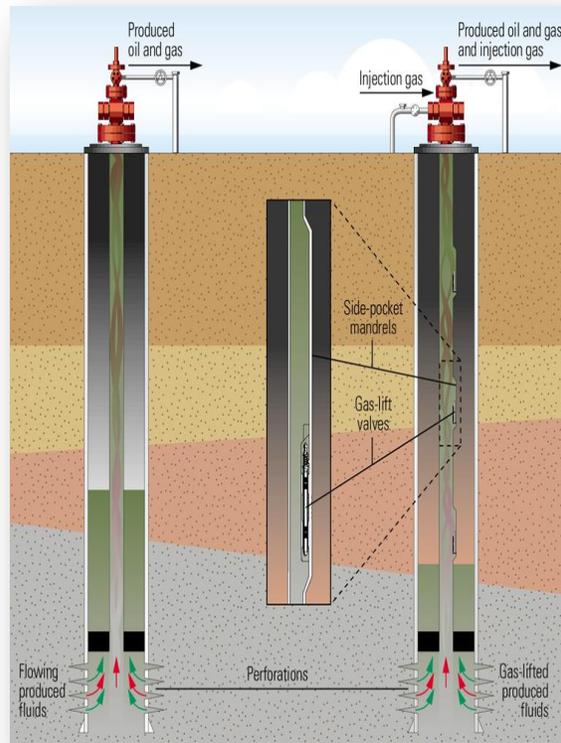
---

<sup>3</sup> Misle, F. Bombeo Electrosumergible (BES) I. Desde balance-de-materiales.blogspot.com/2009/05/equipos1.html

gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

Adicionalmente para optimar la distribución de gas entre los pozos asociados al sistema es necesario utilizar algoritmos que permitan levantar la mayor cantidad de petróleo posible, ya que la presencia de agua atenta contra la rentabilidad del método puesto que esta es normalmente más pesada que el petróleo y no posee gas en solución para asistir al levantamiento de los fluidos”<sup>4</sup>.

**Figura 8. Sistema de Gas Lift**



Fuente: Schlumberger

<sup>4</sup> Maggiolo. R., 2004. Gas Lift Básico. En: curso Taller; Maracaibo Venezuela, Instalaciones de ESP OIL. Mercado Negro. Las Playitas Maracaibo-Edo Zulia. p. 11.

Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas:

**Gas Lift Continuo**, donde se inyecta gas en forma continua en la columna de fluido para levantarla bajo condiciones de flujo continuo (Ver figura 9).

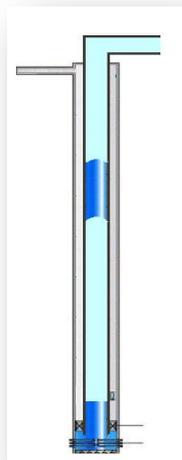
**Figura 9. Gas Lift Continuo**



Fuente: Schlumberger

**Gas Lift Intermitente**, donde se inyecta gas en forma cíclica en la columna de fluido para levantarla en flujo intermitente, es decir, en forma de tapones de líquido (Ver figura 10).

**Figura 10. Gas Lift intermitente**



Fuente: Los Autores

#### 2.2.4 Combinación Electrosumergible-Gas Lift “Electrogas”

La combinación BES y de Gas Lift (Electrogas) no es nueva para algunos de los conocimientos de ingeniería de producción y aunque este método ha sido descrito por varios autores, como Shaw, en su libro de 1939, sin embargo, en la práctica, ninguno de ellos ha descrito la técnica en detalle.

El levantamiento artificial combinado puede ayudar a minimizar la energía total requerida en un orden de 30 a 45 %. Este sistema combinado puede ayudar a optimizar los requerimientos de facilidades en superficie, reducir los gastos de capital inicial y costos de operación, por lo cual se eligió como sistema a estudiar para la optimización y solución de problemas de los pozos escogidos de Campo Tello.

El completamiento requerido para su instalación, se realiza instalando una bomba centrífuga cerca de los intervalos de perforaciones, mientras que los mandriles de Gas Lift son instalados encima de la bomba cerca a la superficie, entre unos 1000 a 3000 ft.

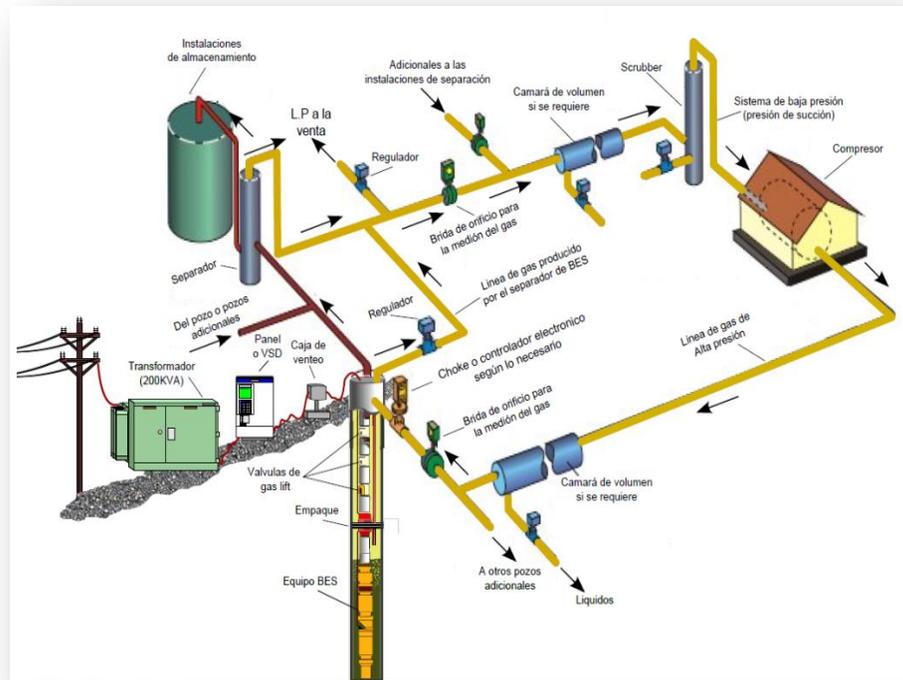
El BES está diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesitada para un Gas Lift óptimo. Durante la vida del proyecto, se pueden variar las tasas de integrabilidad, las cuales, pueden ser optimizadas continuamente, reduciendo el gasto de energía. Se tienen dos caminos para variar las cantidades de levantamiento artificial:

- a) Por variación de la velocidad del motor de la bomba centrífuga.
- b) Cambiando la cantidad de inyección de Gas Lift, siempre y cuando el caudal del Gas Lift sea menor o igual al caudal del BES”<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Muñoz, A., Torres, E. 2007. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta de Software de Selección, Tesis, Universidad Industrial, Santander, Colombia.

**Figura 11. Esquema del completamiento de Fondo y las facilidades de superficie para el Sistema Electrogas**



Fuente. Los Autores

## Beneficios

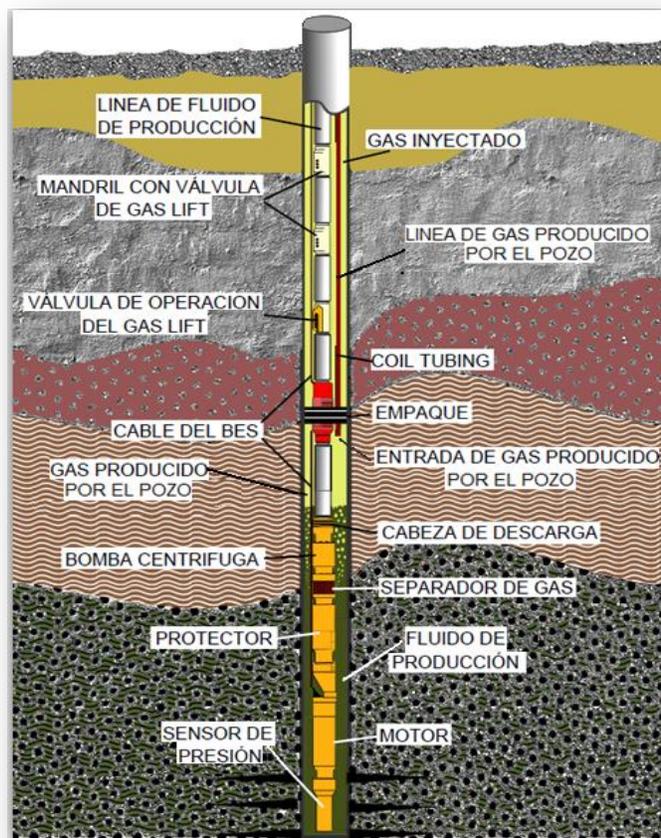
- Reducción de los requerimientos de la bomba y motor y menor tamaño de unidad de bombeo electro sumergible.
- Reducción de los requerimientos de inyección del Gas Lift para el levantamiento. y de presión de descarga de BES.
- Se puede aumentar la profundidad de instalación de la bomba.
- Reduce los requerimientos Aumenta la capacidad de elevación del volumen de la BES
- Reduce la presión de abandono y aumenta el recobro.
- Se reduce el tamaño del equipo (motores), así que la inversión en las facilidades de superficie y los costos de mantenimiento son menores.

- El gas inyectado por encima de la Bomba BES reduce la densidad de cabeza del fluido, esta reducción puede ser tan significativa como el 40% del total de la cabeza, mejorando las capacidades de rendimiento de la BES.
- Bajo consumo de energía.

### Desventajas

- Se requiere compresión del gas en la facilidad y suministro de energía eléctrica.
- La elaboración del diseño es complejo.
- No es recomendable en pozos colapsados.

**Figura 12. Diagrama del completamiento para un sistema de electrogas**



Fuente: Los Autores

## 2.2.5 Comparación Electrogas con los Sistemas Actuales de los Pozos

**Tabla 2. Comparación Electrogas con Bombeo Mecánico y BES**

		CONDICION ACTUAL		CONDICION PROPUESTA
		BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO MECÁNICO	ELECTROGAS
<b>VENTAJAS</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Maneja caudales desde 150 hasta 100.000 barriles por día (BFPD).</li> <li>➤ Altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos.</li> <li>➤ Maneja altos cortes de agua.</li> <li>➤ Puede operar a velocidades de bombeo variable.</li> <li>➤ El equipo de superficie requiere poco espacio.</li> <li>➤ Aplicable costa afuera.</li> <li>➤ La inversión es baja en pozos poco profundos.</li> <li>➤ Puede utilizarse para inyectar fluidos a la formación.</li> <li>➤ El mantenimiento de superficie es mínimo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ El diseño es poco complejo.</li> <li>➤ El sistema es eficiente, simple y fácil de operar por personal de campo.</li> <li>➤ Se puede aplicar a completamientos sencillos y múltiples.</li> <li>➤ Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.</li> <li>➤ Puede bombear crudos viscosos, medianos y livianos.</li> <li>➤ Puede bombear crudos viscosos a altas temperaturas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Se reducen los requerimientos de presión de descarga del BES</li> <li>➤ Reducción de los requerimientos de inyección del Gas Lift para el levantamiento.</li> <li>➤ Se reduce el tamaño del equipo (motor), así que la inversión en las facilidades de superficie y los costos de mantenimiento son menores</li> <li>➤ Reduce la presión de abandono y aumenta el recobro.</li> <li>➤ Reducción de los requerimientos de energía del motor y etapas de la bomba.</li> <li>➤ Menor tamaño de unidad de bombeo electro sumergible.</li> <li>➤ El gas inyectado por encima de la bomba BES reduce la densidad del fluido.</li> <li>➤ Bajo consumo de energía</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Se requiere controlar el equipo en el pozo.</li> <li>➤ Susceptible a la producción de gas y arena.</li> <li>➤ El cable eléctrico es sensible a la temperatura.</li> <li>➤ Es altamente costoso.</li> <li>➤ Necesita disponibilidad de corriente eléctrica.</li> <li>➤ Su diseño es complejo.</li> <li>➤ Es un sistema difícil de instalar y su energización no siempre es altamente confiable.</li> <li>➤ El costo de instalación es alto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Esta limitado por profundidad de 16.000'.</li> <li>➤ El equipo de superficie es costoso, pesado y voluminoso y no puede ser usado en pozos off shore.</li> <li>➤ Esta limitado para pozos desviados</li> <li>➤ No puede funcionar con excesiva producción de arena.</li> <li>➤ La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se tiene gas libre.</li> <li>➤ El rata de producción cae con la profundidad comparado con otros métodos de levantamiento artificial</li> <li>➤ Obstrusivo en aéreas urbanas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Requiere de una planta de compresión del gas</li> <li>➤ Necesita disponibilidad de corriente eléctrica.</li> <li>➤ Su diseño es complejo.</li> <li>➤ Es un sistema difícil de instalar.</li> <li>➤ No es recomendable en pozos colapsados.</li> </ul>
<b>DESVENTAJAS</b>				

## 2.2.6 Diseño Electrogas

Como se mencionó, la combinación de Bombeo Electrosurgible y el levantamiento por gas no es nuevo, pero su estudio no ha sido mostrado en detalle ni ha sido aplicado en forma conocida ni en gran número, por tal motivo en éste trabajo se darán a conocer los pasos propuestos según la experiencia de los autores para el Diseño de Electrogas (BES-Gas Lift), para cuatro pozos de Campo Tello, trabajo que se realizó bajo la coordinación de ECOPEPETROL S.A de la Superintendencia de Operaciones Huila Tolima y Baker Centrilift. Este procedimiento de diseño dará como resultado un sistema confiable desde el punto de vista Técnico-Económico, condicionado a las condiciones de operación existentes en el campo. Para realizar el diseño es necesario tener conocimiento acerca de la manera de realizar diseños individuales tanto de BES (ver anexo A) como de Gas Lift (ver anexo B) dado que es necesario realizarlos diseños por separados en el Software Wellflo teniendo en cuenta la igualdad de condiciones operaciones en el punto de Unión BES-Gas Lift. En la literatura de ingeniería de producción, se habla sobre el diseño de los diferentes levantamientos artificiales, pero se menciona poco sobre la producción óptima (Caudal óptimo), por tal motivo se incluirán algunas consideraciones al respecto.

El Gas Lift, es un levantamiento artificial bastante económico debido a que es un sistema cíclico y su funcionamiento depende del gas, que en el mejor de los casos es aportado por el campo, de lo contrario se requiere de su compra. Técnicamente el Gas Lift presenta una desventaja, la producción dependerá de la energía existente en el pozo. Por otra parte el BES es un levantamiento muy eficiente en pozos de poca energía pero elevados costos de operación. De esta manera en la combinación se estarían minimizando las desventajas que tienen los sistemas por separado dando como resultado un sistema más sólido, proporcionando una reducción en los costos de operación comparados con el BES y una mejora en el manejo de la producción con respecto al Gas Lift.

### 2.2.6.1 Consideraciones:

El Diseño de Electrogas es una buena alternativa de levantamiento artificial, pero para que sea económica y técnicamente viable se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

### 1. El gas perdido durante el ciclo.

Para que el diseño sea rentable económicamente, se requiere que el campo pueda sostener el sistema de levantamiento. Para esto es necesario que el gas que se pierde durante el ciclo sea igual o menor al gas que produce el campo; de este modo, si se conoce el porcentaje de pérdidas o se estima su valor se podrá calcular el gas de inyección total diario, por otra parte se podrá limitar el diseño calculando el porcentaje de pérdidas teniendo el gas de producción y el gas requerido para el levantamiento diario.

—

Donde:

P: Porcentaje de pérdidas de gas durante el ciclo de Gas Lift.

$Q_{gp}$ : Caudal de gas producido por el campo [MPCD].

$Q_{gT}$ : Caudal de gas necesario en la operación de gas Lift [MPCD].

Si se tiene el porcentaje de pérdidas de gas, el diseño estará condicionado desde un principio a un  $Q_{gT}$ , ya que su desarrollo deberá hacerse con el caudal de gas necesario ( $Q_{gT}$ ) para el ciclo de Gas Lift, que se obtiene a partir de la ecuación (1), de este modo se satisfacen las condiciones de operación del sistema. Como el sistema de electrogas es aplicado en paralelo a un conjunto de pozos, entonces el gas de inyección total ( $Q_{gT}$ ) debe de ser distribuido entre ellos, se propone que la distribución se haga de acuerdo a la producción de cada pozo de la siguiente manera:

Siendo:

—

Donde:

$Q_{gipn}$ : Caudal de gas inyectado al pozo n.

$F_{pn}$ : Fracción de producción de aceite del pozo n con respecto a los pozos que se encuentran en electrogas.

$Q_{Pn}$ : Producción de aceite del pozo n.

Lo anterior en el caso de que la relación gas-aceite sea igual en todos los pozos, de no ser así el gas inyectado debe ser mayor en pozos de bajo GOR, y la distribución propuesta cambiaria; se pueden plantear dos soluciones para esta condición de modo que se mantenga la distribución: 1) la cantidad de gas inyectada se puede equilibrar con los pozos de mayor GOR; y 2) el gas inyectado en cada pozo es directamente proporcional a la profundidad de inyección, por lo tanto se puede variar este parámetro de tal manera que el gas inyectado sea el que corresponda al pozo.

Si no se tiene en cuenta desde el comienzo la pérdida de gas, ésta debe ser calculada al final del diseño con la ecuación (1), dando como resultado la condición de operación que debe cumplirse en las facilidades de superficie.

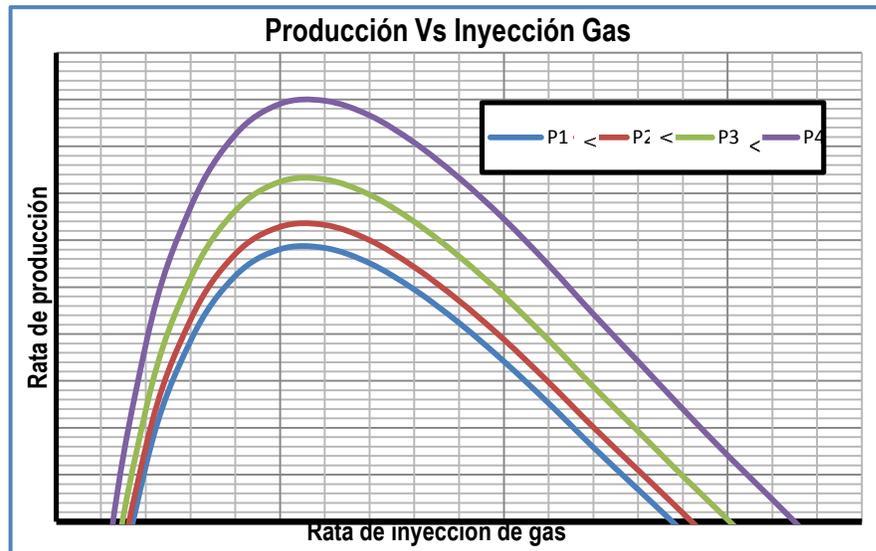
## ***2. Diseño de bombeo electrosumergible en todo el pozo.***

Se debe realizar el diseño de Bombeo Electrosumergible en todo el pozo con el fin de comparar y elegir la mejor combinación BES-Gas Lift en la que se obtenga un mayor ahorro de energía, cumpla con las limitantes del diseño y esté en igualdad de operación con el BES en cuanto a caudal a producir y cabeza dinámica requerida.

## ***3. Presión mínima requerida por el Gas Lift.***

El levantamiento por gas se asemeja a la producción por flujo natural, por lo tanto la producción con el Gas Lift dependerá de la presión existente en el pozo (ver figura 13). Esto hace que la presión mínima que requiere el Gas Lift sea de gran importancia para obtener una producción deseada en el Diseño de Electrogas.

**Figura 13. Producción obtenida en el Gas Lift para diferentes presiones.**



Fuente.: Los Autores

El funcionamiento del diseño esta dado de la siguiente manera, el Bombeo Electrosumergible levantará el fluido desde el fondo del pozo hasta una profundidad en la cual el Gas Lift (con las condiciones de descarga del BES) terminará de llevarlo hasta superficie (ver figura 12), de esta manera el BES es el encargado de generar la suficiente energía para que el levantamiento por gas pueda funcionar a la producción que se desea.

#### **4. Disposición de la planta de compresión.**

La planta de compresión que exista en un campo o la que disponga la Compañía es una limitante en el diseño de electrogas, ya que limita el caudal de gas que puede ser inyectado y dependiendo de las condiciones iniciales de compresión (presión de succión) la presión de descarga será limitada. La relación de compresión según la mayoría de los fabricantes debe de ser menor o igual a 4, en el mercado existen compresores con un número máximo de 3 etapas y algunos casos especiales de 4 etapas pero a más altos costos de compra y mantenimiento. Por lo tanto la presión máxima en la cabeza del casing necesaria para llevar el gas a la profundidad del pozo deseada estará limitada por la presión de descarga del separador (presión de succión).

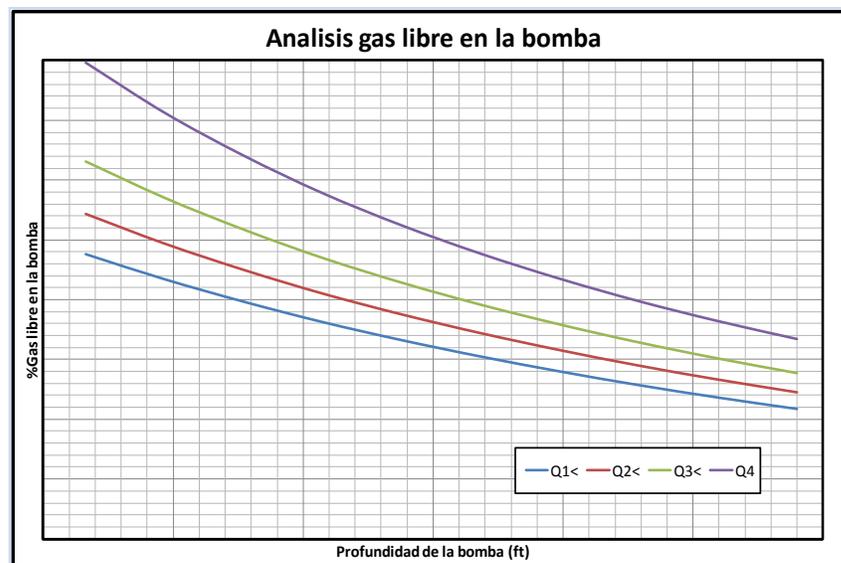
## 2.2.7 Pasos para el diseño Electrogas

A partir de las consideraciones mencionadas anteriormente se presentan los siguientes pasos para el diseño de electrogas.

### 1. Estimar el caudal a producir y la profundidad de la bomba.

La producción en el fondo del pozo debe estar conforme a las propiedades de la roca, en especial, la permeabilidad y a las condiciones de trabajo del equipo de levantamiento artificial. Se sabe que el agua y el gas se mueven más rápido con relación al aceite, por tal motivo la producción óptima será aquella en donde se evite la conificación ya sea de agua o gas; por otra parte los equipos de producción tienen algunas limitantes, como lo son, el gas, la arena y el agua que se produce. Para el caso del bombeo electrosumergible cuando el caudal de gas que entra en el sistema es mayor a un 10%, se hace necesario la instalación de un desgasificador. La cantidad de gas libre presente en el fluido a la entrada de la bomba está en función de la PIP la cual es función del caudal y de la profundidad en que se encuentra la bomba, entonces si se hace un análisis profundidad – caudal y cuyo resultado sea el porcentaje de gas que entra en la bomba se pueden obtener las condiciones óptimas de trabajo.

**Figura 14. Análisis de gas libre en la bomba**



Fuente: Los Autores

## **2. Diseñar BES total.**

El diseño de BES en su totalidad se realiza de acuerdo a los nueve pasos establecidos por Centrilift (ver anexo A). De este diseño se obtiene la cabeza dinámica total para un caudal determinado.

## **3. Elegir una profundidad de referencia.**

La profundidad de referencia es la profundidad a la cual se combina el BES y el Gas Lift es decir donde el BES entrega el fluido para que sea levantado finalmente por el gas. A una profundidad mayor a la mitad que existe entre los perforados y la superficie, se obtiene el mayor ahorro de energía ya que a partir de esta profundidad la curva de ahorro (de los requerimientos de energía del BES en el electrogas) comienza a tener un comportamiento exponencial de ésta manera se puede obtener la profundidad de referencia óptima en cuanto a economía y eficiencia para un caudal a una profundidad de pozo dada. Esto siempre y cuando La presión de cabeza de casing necesaria para el levantamiento por gas esté dentro del rango al cual trabaja la planta de compresión existente en el campo o las disponibles en el mercado y que sean económicamente viables para el proyecto, de lo contrario la profundidad de referencia estará en el límite permisible de presión de cabeza de casing que se tenga.

## **4. Presión mínima para el Gas Lift (en el punto de referencia).**

Para determinar la presión mínima requerida en el levantamiento por gas, se debe hacer un grafico como se muestra en la Figura 13, donde se varíe la cantidad de gas inyectado para una rata de producción de fluido, esto se hace para varias presiones y se determina el punto máximo en cada uno de ellos hasta obtener la presión a la producción deseada.

## **5. Diseñar BES hasta la profundidad de referencia.**

A partir de los datos obtenidos en los pasos 1 y 4 se hace el diseño de BES (para el diseño de BES ver anexo A). Cabe destacar que la presión mínima que requiere el levantamiento por gas (paso 4) será la presión de descarga del BES.

**6. Diseñar Gas Lift desde la profundidad de referencia hasta superficie.**

Para el diseño del Gas Lift (pasos para el Diseño Gas Lift ver Anexo B) se debe tener en cuenta el caudal de operación del BES el cual fue calculado en el paso 5, y debe cumplirse que el caudal de operación del Gas Lift sea menor o igual al caudal de operación del BES para mantener el nivel de fluido dinámico y no se vea afectado el Diseño de Electrogas.

**7. Comparar con el diseño total BES (2).**

Después de hacer el Diseño de Gas Lift y verificar que los datos obtenidos en éste, son técnicamente viables, se determina el aporte que hace cada uno de los sistemas (BES y Gas Lift) en el diseño total de Electrogas. Se debe hacer la comparación con el diseño total del BES y con el Gas Lift para determinar el porcentaje de ahorro en cada uno de los sistemas.

**8. Volver a elegir una profundidad de referencia.**

Se deben hacer varias iteraciones hasta conseguir el máximo ahorro, las iteraciones siempre empezarán a partir del paso 3 y terminan cuando el porcentaje de ahorro siguiente sea menor o cuando las condiciones (caudal de gas de inyección o presión en cabeza necesaria para el levantamiento por gas) no sean técnicamente viables.

El anterior procedimiento se puede ser seguido para elaborar diseños de sistemas Electrogas, confiables tanto técnica como económicamente.

### 3. POZOS DE INTERES

La Tecnología de Electrogas en este proyecto está dirigida a pozos *Slim Hole* que presenten problemas en los sistemas actuales de levantamiento artificial, tales como falla de varillas en los pozos que se encuentran en Bombeo Mecánico (P-2 y P-3) y problemas de arenamiento y scales en los que están por BES (P-1 y P-2). De los cuatro pozos, el P-1 fue completado con liner de 7" por lo tanto no está en la categoría de *Slim Hole*, fué tomado por sugerencia de los ingenieros de producción que laboran en Ecopetrol S.A.

A continuación se presentan los datos de requeridos para el Diseño de Electrogas de estos cuatro pozos.

#### 3.1 POZO 1

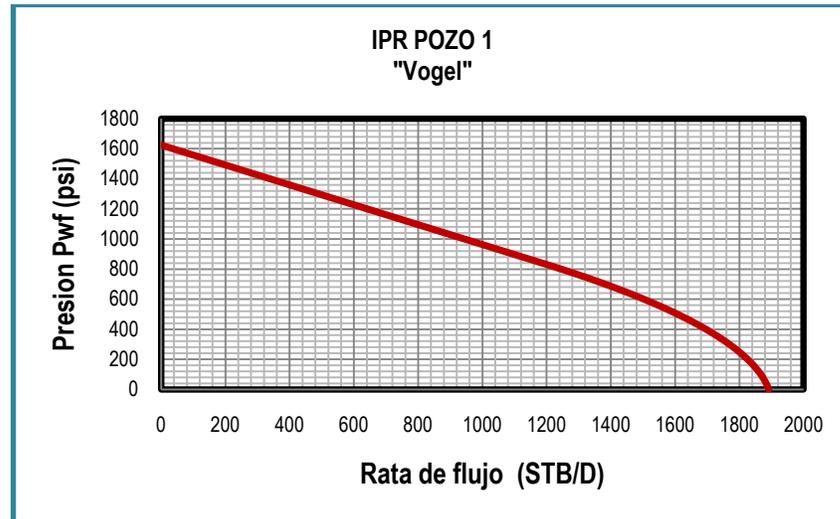
**Fecha de perforación:** Diciembre 07 de 1972

**Fecha de Completamiento:** Diciembre 15 de 1972

**Tabla 3. Datos de P-1**

<b>DATOS DEL POZO</b>	Tipo de pozo	Vertical
	Intervalos de perforación	7457-8115 ft
	Profundidad total vertical (TVD)	8434 ft
	Profundidad medida (MD)	8446 ft
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	Presión estática	1625 psi
	Temperatura del yacimiento	178 °F
	Índice de productividad	1.8172 STB/día/psi
	Relación gas-aceite (GOR)	128 SCF/STB
	Corte de agua	90%
	Rata de flujo actual	1691 BFPD
	Rata de flujo @Pb	1184 BFPD
	Flujo abierto total (AOF)	1892 BFPD
<b>DATOS PVT</b>	Presión Pwf actual	407 psi
	Gravedad API	20.6 °API
	Gravedad específica del aceite	0.93031
	Gravedad específica del gas	0.734
	Salinidad del agua	1000.4 ppm
	Presión de burbuja	842 psi

**Figura 15. Productividad P-1**



**Estado mecánico P-1 (ver anexo C)**

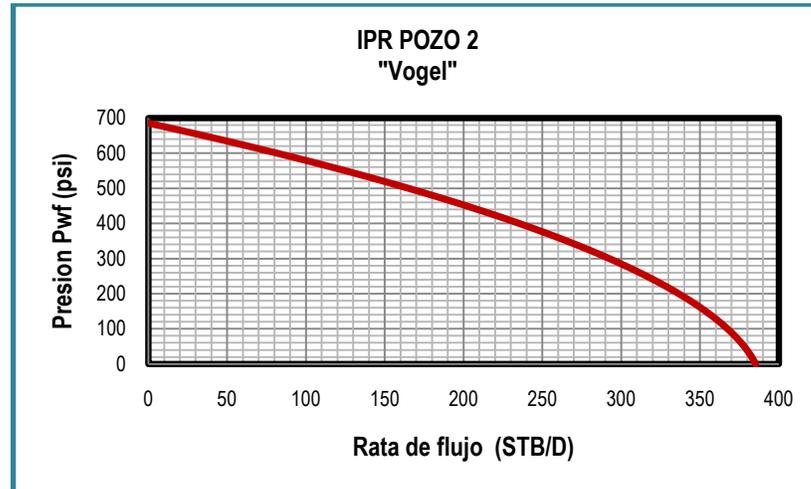
### 3.2 POZO 2

Fecha de perforación: Diciembre 05 de 1990  
 Fecha de Completamiento: Diciembre 24 de 1990

**Tabla 4. Datos de P-2**

<b>DATOS DEL POZO</b>	Tipo de pozo	Vertical
	Intervalos de perforación	8253-8358 ft
	Profundidad total vertical (TVD)	8000 ft
	Profundidad medida (MD)	8476 ft
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	Presión estática	685 psi
	Temperatura del yacimiento	178 °F
	Índice de productividad	1.0123 STB/día/psi
	Relación gas-aceite (GOR)	186.7 SCF/STB
	Corte de agua	59%
	Rata de flujo actual	311 BFPD
	Flujo abierto total (AOF)	385.3 BFPD
	Presión Pwf actual	261.4 psi
<b>DATOS PVT</b>	Gravedad API	20.6 °API
	Gravedad específica del aceite	0.93031
	Gravedad específica del gas	0.734
	Salinidad del agua	1000.4 ppm
	Presión de burbuja	842 psi

**Figura 16. Productividad P-2**



**Estado mecánico P-2 (ver anexo C)**

### 3.3 POZO 3

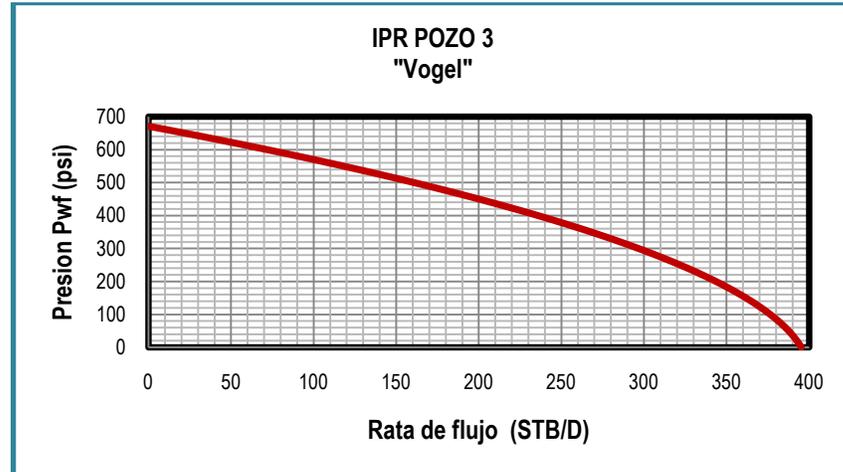
**Fecha de perforación:** Septiembre 13 de 1998

**Fecha de Completamiento:** Octubre 15 de 1998

**Tabla 5. Datos P-3**

<b>DATOS DEL POZO</b>	Tipo de pozo	Vertical
	Intervalos de perforación	8382-8604 ft
	Profundidad total vertical (TVD)	8942 ft
	Profundidad medida (MD)	9339 ft
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	Presión estática	671 psi
	Temperatura del yacimiento	179 °F
	Índice de productividad	1.06 STB/día/psi
	Relación gas-aceite (GOR)	79.074 SCF/STB
	Corte de agua	51%
	Rata de flujo actual	348 BFPD
	Flujo abierto total (AOF)	395.2 BFPD
	Presión Pwf actual	188.6 psi
<b>DATOS PVT</b>	Gravedad API	20.6 °API
	Gravedad específica del aceite	0.93031
	Gravedad específica del gas	0.734
	Salinidad del agua	1000.4 ppm
	Presión de burbuja	842 psi

**Figura 17. Productividad P-3**



**Estado mecánico P-3 (ver anexo C)**

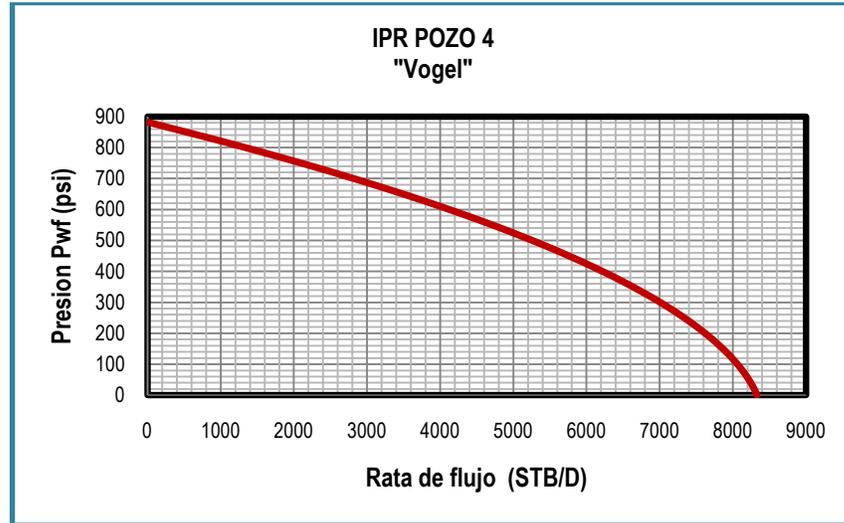
### 3.4 POZO 4

**Fecha de perforación:** Julio 02 de 2000  
**Fecha de Completamiento:** Julio 14 de 2000

**Tabla 6. Datos P-4**

<b>DATOS DEL POZO</b>	Tipo de pozo	Vertical
	Intervalos de perforación	8902-9292 ft
	Profundidad total vertical (TVD)	8250 ft
	Profundidad medida (MD)	9696 ft
<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	Presión estática	882 psi
	Temperatura del yacimiento	180 °F
	Índice de productividad	14.08 STB/día/psi
	Relación gas-aceite (GOR)	64 SCF/STB
	Corte de agua	83.8%
	Rata de flujo actual	5847 BFPD
	Rata de flujo @Pb	656 BFPD
	Flujo abierto total (AOF)	8330.2 BFPD
Presión Pwf actual	440.49 psi	
<b>DATOS PVT</b>	Gravedad API	20.6 °API
	Gravedad específica del aceite	0.93031
	Gravedad específica del gas	0.734
	Salinidad del agua	1000.4 ppm
	Presión de burbuja	842 psi

**Figura 18. Productividad P-4**



**Estado mecánico P-4 (ver anexo C)**

#### 4. PLANTA DE COMPRESIÓN

Es importante conocer las condiciones de operación de la planta de compresión con que se cuenta en el campo, debido a que esta limitará el Diseño de Electrogas. Si no se tiene un sistema de compresión, el diseño se deberá ser realizado teniendo en cuenta las especificaciones de los compresores disponibles en el mercado.

Actualmente campo Tello cuenta con una planta de compresión con las siguientes condiciones: Compresor ARIEL JGE-4 serie F-13989 de tres etapas con un motor de combustión interna a gas con un consumo aproximadamente de 150 MPCSD y está compuesto por:

**Figura 19. Planta de compresión de Campo Tello**



Fuente: Ecopetrol

- **Motor:** marca Caterpillar, modelo 5316SITA, serie 4EK02452, Arreglo 4P-8329, AP 1059.
- **Primera etapa:**
  - Dos cilindros de baja: Bore 13.5 in, Clase E, stroke: 4.5 in, Presión máxima de trabajo: 300 psig, serial: C41489 y C41488.

- **Segunda etapa:** Cilindro de media, Bore 9.250, Clase E, stroke 4.5 in, Presión máxima de trabajo: 630 psig, serial: C41490.
- **Tercera etapa:** Cilindro de alta, Bore 5.5 in, clase E, stroke 4.5, Presión máxima de trabajo: 1750 psig, serial: C41490.
- **Tablero de control:** marca Murphy Matic R/O 21-652, YR: 1999.

Las condiciones de trabajo de ésta planta de compresión son:

**Presión de succión:** 25 a 60 psi

**Presión de descarga:** 700 a 1100 psi

**Caudal:** 1.5 a 4 MMPCSD

**Rpm:** 900 a 1200

Este tipo de compresor es ideal para el Diseño de Electrogas, debido a que la energía que requiere es dada por el gas, y es posible que el Campo la pueda suministrar.

En la Actualidad Campo Tello produce 850 MPCSD de gas, para lograr un diseño económico, éste gas debe satisfacer las necesidades diarias de consumo del motor del compresor y de las pérdidas de gas en el ciclo del Gas Lift, por lo tanto.

Gas necesario por el compresor: según datos del fabricante.

Gas disponible para el sistema de electrogas.

Para que el Campo pueda sostener los requerimientos diarios de gas, las pérdidas de gas en el sistema no pueden superar los 700 MPCSD. Ahora si se

toma el máximo caudal al que opera el compresor (4 MMPCSD) como el total de gas en el Diseño de Electrogas, se puede calcular el máximo porcentaje de pérdidas permisibles en el Gas Lift.

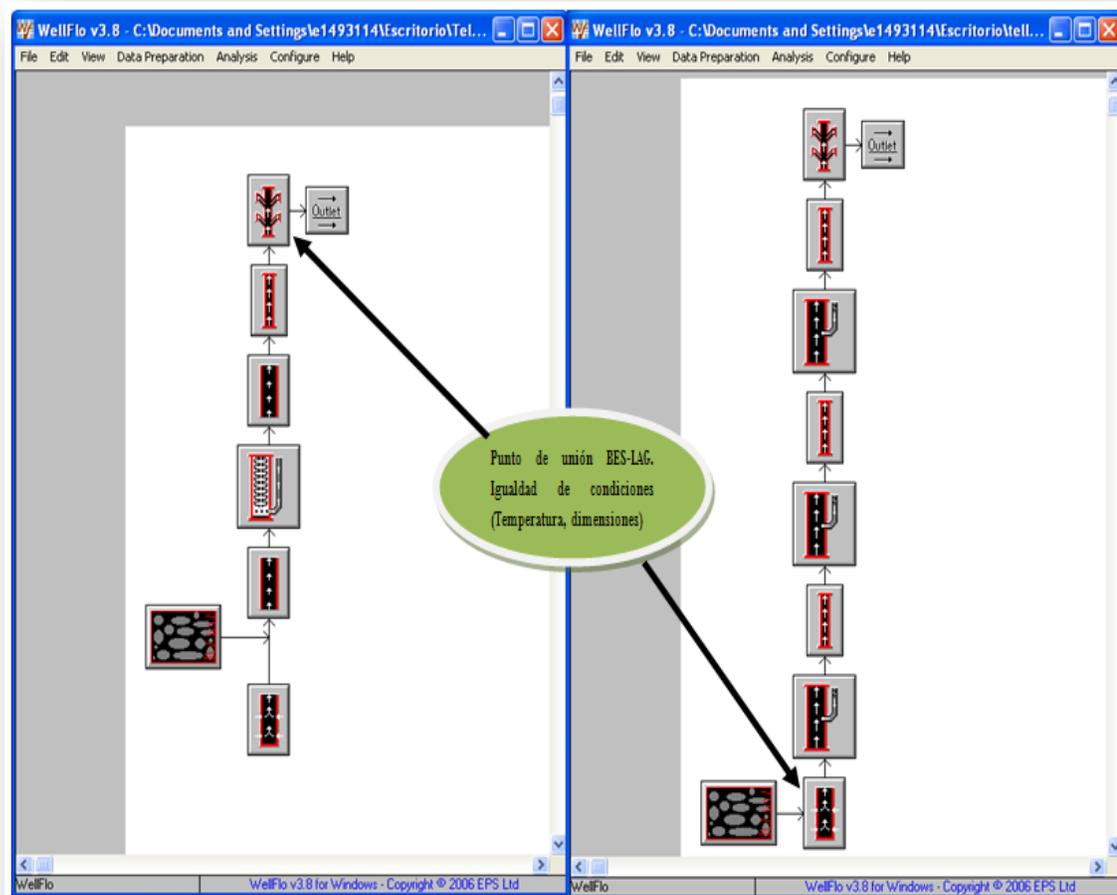
— —

De esta manera las facilidades de superficie deben ser lo suficientemente eficientes para evitar que las pérdidas del gas en sistema electrogas, no superen el 17.5%

## 5. DISEÑO ELECTROGAS POZOS DE INTERÉS

Los datos suministrados por parte de ECOPETROL S.A, fueron ingresados en el software “**Wellflo**”, esta es una herramienta informática simple que utiliza técnicas de análisis nodal en flujo de fluidos en tubería de pozos, en él se pueden hacer los diseños de BES o Gas Lift por separado debido a que el software sólo admite un sistema de levantamiento artificial. Para realizar el diseño de electrogas con “**Wellflo**”, se recurre a dos interfaces, en una de ellas se ingresan las condiciones de trabajo del BES y en la otra las condiciones de trabajo del Gas Lift (ver figura 20), para que el sistema electrogas sea continuo, se requiere que las condiciones de descarga del BES sean las mismas que el Gas Lift tenga en el fondo (punto de unión).

**Figura 20. Interfaces Wellflo, BES (lado izquierdo), Gas Lift (lado derecho)**



Siguiendo los pasos que se establecieron anteriormente, se busca la mejor combinación BES-Gas Lift, en base al máximo ahorro de energía que se pueda lograr en comparación al actual sistema de levantamiento artificial o hasta donde lo permitan las condiciones de operación de la planta de compresión, en este caso las limitaciones son:

- El caudal de gas total en el sistema Electrogas debe de ser menor o igual a 4 MMPCSD que es la máxima capacidad del compresor existente en Campo Tello.
- La máxima presión de descarga del compresor según información de del fabricante de 1100 psi por lo tanto solo se puede disponer de 1000 psi, estimando una caída de presión cercana a 100 psi entre la plata de compresión y los pozos.

## 5.1 DATOS CORRIDAS WELLFLO

A continuación se muestra un resumen de los datos obtenidos en las corridas con el “Wellflo” para cada uno de los pozos.

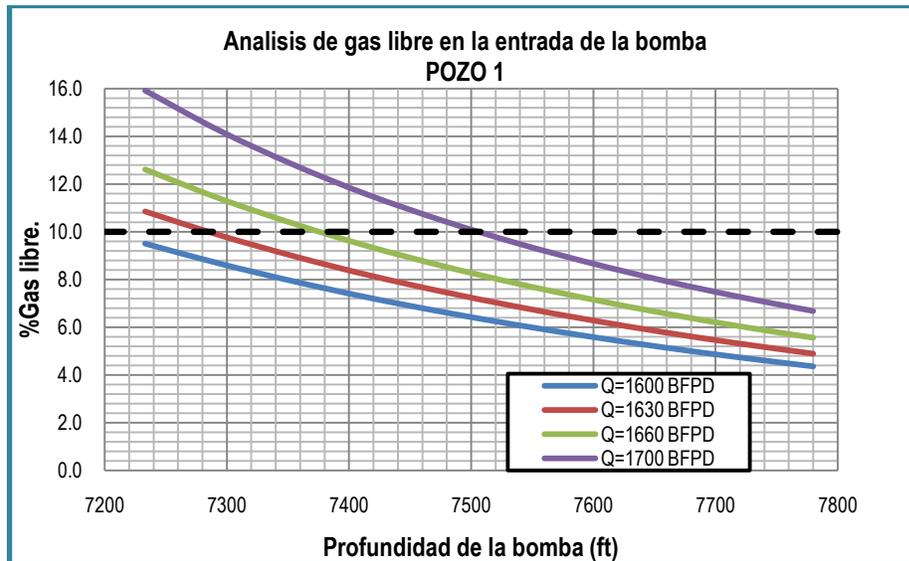
### 5.1.1 Datos obtenidos en las corridas Wellflo P-1

Según el análisis de gas libre en la entrada en la bomba (ver figura 21), todas las combinaciones (caudal-profundidad) debajo de la línea punteada son óptimas debido a que a estas condiciones el caudal de gas libre es a la entrada de la bomba es menor al 10% , que corresponde un valor aproximado al cual la bomba puede trabajar sin presentar mayores inconvenientes , además de esto se tuvieron en cuenta dos criterios, 1) que el caudal de operación sea mayor al que actualmente está produciendo ( $Q > 1691$ ) y 2) que la presión de entrada a la bomba (PIP) fuera lo más cercana a 150 psi, que es el valor recomendado por los ingenieros de producción que laboran en ECOPETROL S.A, debido a que a presiones por debajo de esta el nivel dinámico del fluido no estaría entre un rango apropiado para el correcto funcionamiento del BES. Teniendo en cuenta lo anterior para Tello 105 las condiciones serian las siguientes:

$$Q_{\text{Diseño}} = 1700 \text{ BFPD}$$

$$D_{\text{Bomba}} = 7540 \text{ ft}$$

**Figura 21. Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-1**



**Tabla 7. Resumen de datos obtenidos para P-1**

D ref (ft) punto de unión	GAS LIFT		BES		% AHORRO ENERGIA	
	Q <sub>igás</sub> (MMPSCD)	P <sub>head csg</sub> (Psi)	Etapas	Energía Usada(Kw)		
3000	máx.	1.12	872.89	300	177.35	0.7
3500	min	0.6	992.713	290	175.914	1.5
4000	máx.	1.29	1033.078	260	157.534	11.8
	min	0.653	1085.187	270	165.391	7.4
4500	máx.	1.356	1110.55	250	150.597	15.7
	min	0.86	1139.048	270	158.994	11.0
6000	máx.	1.33	1336.973	220	130.783	26.8
	min	0.858	1385.302	230	134.085	24.9
7000	máx.	1.529	1479.641	190	108.249	39.4
	min	0.86	1554.636	200	114.243	36.0
7200	máx.	1.65	1502.968	180	104.949	41.2
	min	0.86	1584.523	230	129.791	27.3

### 5.1.2 Datos obtenidos en las corridas Wellflo P-2

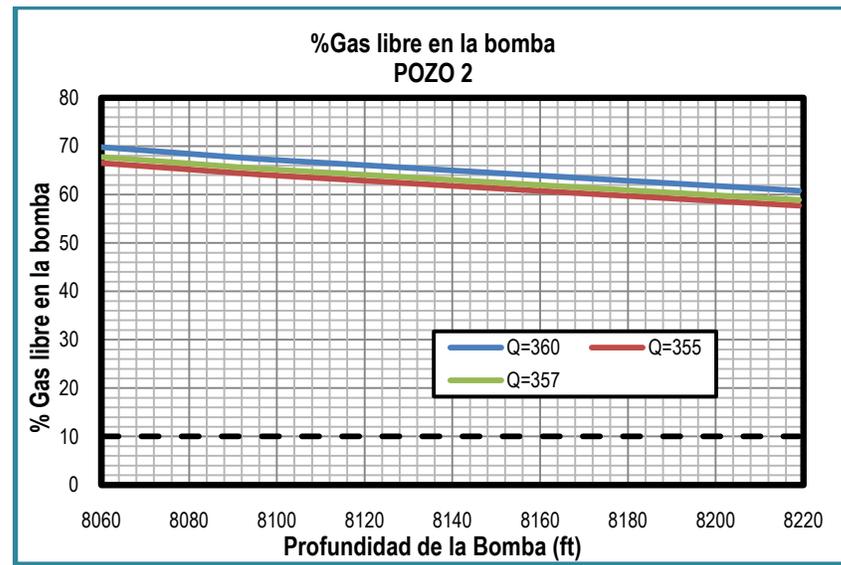
El análisis de gas libre en la entrada en la bomba (ver figura 22) para P-2 muestra que en todas las combinaciones (caudal-profundidad) se obtiene un porcentaje de

gas libre mayor al 10%, dejando las condiciones sujetas a los dos criterios mencionados en Tello 105, dando como resultado:

$$Q_{\text{Diseño}} = 357 \text{ BFPD}$$

$$D_{\text{Bomba}} = 8219 \text{ ft}$$

**Figura 22. Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-2**



**Tabla 8. Resumen de datos obtenidos para P-2**

D ref (ft) punto de unión	GAS LIFT		BES		% AHORRO ENERGIA	
	$Q_{\text{igas}}$ (MMPSCD)	$P_{\text{head csg}}$ (Psi)	Etapas	Energía Usada(Kw)		
5000	máx.	1.208	763.253	230	47.762	47.3
	min	1.058	764.986	240	47.877	47.2
5500	máx.	1.192	798.946	220	45.475	49.8
	min	0.644	838.054	230	46.263	49.0
6000	máx.	1.235	833.564	200	39.873	56.0
	min	0.97	839.339	200	40.181	55.7
7000	máx.	1.29	900.469	160	31.226	65.6
	min	0.645	948.913	170	31.796	64.9
8000	máx.	1.31	957.629	130	22.525	75.2
	min	1.1	959.36	130	22.662	75.0

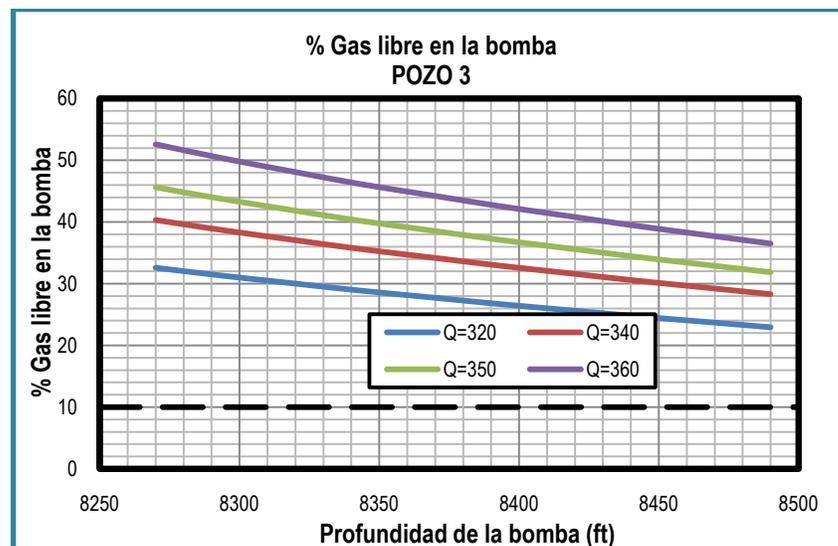
### 5.1.3 Datos obtenidos en las corridas Wellflo P-3

Al igual que P-2 en todas las combinaciones (caudal-profundidad) se obtienen un porcentaje de gas libre mayor a 10 a la entrada de la bomba (ver figura 23), por lo tanto las condiciones dependerán solo de los dos criterios ya mencionados. Obteniéndose las siguientes condiciones:

$$Q_{\text{Diseño}} = 360 \text{ BFPD}$$

$$D_{\text{Bomba}} = 8466 \text{ ft}$$

**Figura 23. Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-3**



**Tabla 9. Resumen de datos obtenidos para P-3**

D ref (ft) punto de unión	GAS LIFT		BES		% AHORRO ENERGIA
	$Q_{\text{igas}}$ (MMPSCD)	$P_{\text{head csg}}$ (Psi)	Etapas Actuales	Energía Usada(Kw)	
6400	2.1	763.366	180	36.411	60.93
	1.833	765.047	180	36.636	60.69
6900	2.021	791.304	160	32.807	64.80
	1.879	792.683	160	32.864	64.74
7400	2.1	817.748	140	27.465	70.53
	1.614	824.921	150	28.833	69.06
7900	2.05	844.28	150	26.917	71.12

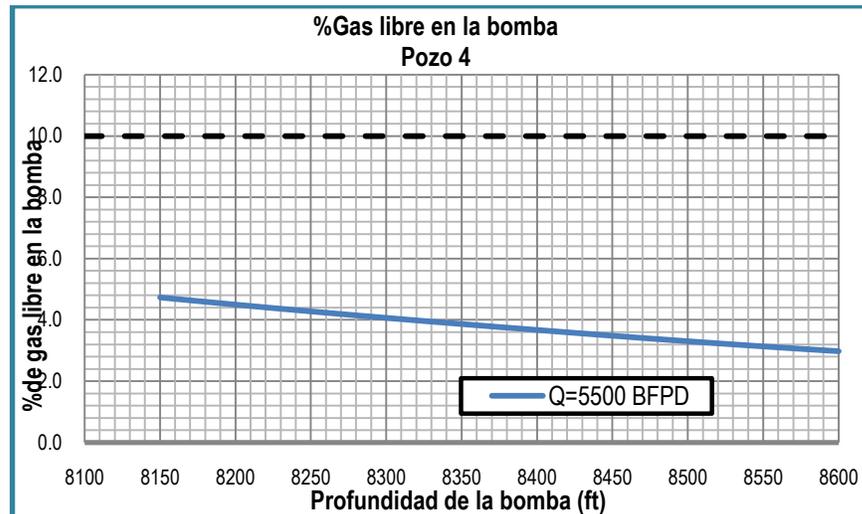
#### 5.1.4 Datos obtenidos en las corridas Wellflo P-4

En el caso P-4 se tenía el caudal de diseño de 5500 BFPD por sugerencia de los ingenieros de ECOPETROL S.A , quedando como únicas variables la profundidad de la Bomba y la PIP pero como se puede observar (ver figura 24) el análisis de gas libre a la entrada de la bomba de P-4, para todas las profundidades evaluadas es menor a 10% por tal motivo, el factor determinante para elegir la profundidad de la bomba esta dado por la PIP, quedando:

$$Q_{\text{Diseño}} = 5500 \text{ BFPD}$$

$$D_{\text{Bomba}} = 8200 \text{ ft}$$

**Figura 24. Análisis de gas libre en la entrada de la bomba para P-4**



**Tabla 10. Resumen de datos obtenidos P-4**

D ref (ft) punto de unión	GAS LIFT		BES		% AHORRO ENERGIA
	Q <sub>igas</sub> (MMPSCD)	P <sub>head csg</sub> (Psi)	Etapas Actuales	Energía Usada(Kw)	
2500	1.17	1000	500	583.582	9.7
	1.09	1000	500	584.113	9.6
4000	2.26	1370.048	380	531.799	17.7
5000	2.38	1582.063	360	500.449	22.6
7000	2.893	1991.834	310	477.546	26.1
8000	3.372	2190.109	310	415.945	35.6

En la siguiente tabla se presentan los datos que se ajustan a las condiciones que se tienen para los cuatro pozos de Campo Tello:

**Tabla 11. Datos de los diseños finales para los pozos Problema**

Pozo	D ref (ft) punto de unión	GAS LIFT		BES		% AHORRO ENERGIA
		Q <sub>igas</sub> (MMPSCD)	P <sub>head csg</sub> (Psi)	Etapas Actuales	Energía Usada(Kw)	
P-1	3500	0.6	992.713	290	175.914	1.5
P-2	7000	0.645	948.913	170	31.796	64.9
P-3	7400	1.614	824.921	150	28.833	69.06
P-4	2500	1.09	1000	500	584.113	9.6
		<b>Σ 3.949</b>	<b>Max=1000</b>		<b>Σ 820.656</b>	<b>Prom. 11</b>

## 5.2 CONFIGURACION DE ELECTROGAS

A continuación se muestran los resultados de los equipos de BES y Gas Lift necesarios para el diseño de los pozos P-1, P-2, P-3 y P-4.

### 5.2.1 Diseño Electrogas P-1

#### 5.2.1.1 Condiciones de operación de Electrogas

<i>Rata de flujo en superficie:</i>	1700.000 STB/día
<i>Cabeza dinámica total aprox:</i>	5858.220 ft
<i>Aporte BES:</i>	92.3%
<i>Aporte GL:</i>	7.7%

#### 5.2.1.2 Descripción Del Sistema Electrogas

La configuración del pozo con el sistema de electrogas quedará de la siguiente manera:

Profundidad medida del pozo: 8446 ft

**Tabla 12. Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-1**

Nodo	MD (ft)	TVD (ft)	T (°F)	I.D. (in)
Casing	8446	8434.07	187.38	4.79
Casing	8253	8244	184.65	4.79
Casing	7895	7891	179.58	4.79
Perforados	7786	7783.14	178	
Casing	7678	7676	167.28	4.79
BES	7540	7539	165.35	4.79
Tubing	7233	7232	161.07	2.43
Tubing	6390	6389	146.1	2.43
Válvula GL	3500	3498	94.74	2.43
Válvula GL	2736	2735	81.21	2.43
Xmas Tree	0	0	60	

### 5.2.1.3 Condiciones del Bombeo Electrosumergible en Electrogas

**Tabla 13. Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-1**

Presión de entrada a la bomba	321.952 psia
Presión de salida de la bomba	2859.252 psia
Presión generada por la bomba	2537,300 psi
Rata de flujo promedio in-situ	1753.9 bbl/día
Gas libre en la bomba:	$3.6 \times 10^{-9}$ (fracción)
Cabeza dinámica total aprox:	5407.14 ft

Los parámetros de cálculo que se utilizaron fueron los siguientes:

**Tabla 14. Parámetros de cálculo para el Bombeo Electrosumergible para P-1**

Eficiencia del separador:	1.000 (fracción)
Factor de desgaste de la bomba:	1.000 (fracción)
Factor de desgaste del Motor:	1.000 (fracción)
Frecuencia de operación:	60.0 Hz

La siguiente combinación bomba-motor puede ser usada:

**Tabla 15. Combinación bomba y motor para P-1**

Bomba:	FS1650
Etapas de bomba:	300
Motor, Serie 375:	157hp, 1795 V, 60 A, 60Hz
Cable:	#2, 7540 ft
Compañía:	Centrilift
Energía necesaria:	175.914 Kw
Corriente:	53.95 A
Potencia requerida:	130.32p

#### 5.2.1.4 Condiciones de Gas Lift en Electrogas

➤ **Condiciones de operación:**

*Presión cabeza de casing:* 992.713psi  
*Caudal de gas inyectado:* 0.6 MMPCS/D  
*Cabeza dinámica total aprox:* 451 ft

➤ **Válvulas.**

**Tabla 16. Configuración de válvulas GL para P-1**

Válvula No	TVD (ft)	T (°F)	Tamaño Puerto	R	$\Delta P_c$ (psi)	Pt (psi)	Psc (psi)	Pd&Pvc	OP (psi)	Pso (psi)	Pd@60F	TRO (psi)	Modelo Válvula
1	2736	81.21	10	0.0249	93	801.6	1091	1184	1193.4	1099.9	1057.8	1084.4	1.5" IPO
2	3500	94.74	14		107	996.9			1096.9	990.3			Orificio

#### 5.2.2 Diseño Electrogas P-2

##### 5.2.2.1 Condiciones de operación de Electrogas

*Rata de flujo en superficie:* 357 STB/día  
*Cabeza dinámica total aprox:* 8458.038 ft  
*Aporte BES:* 40.6%  
*Aporte GL:* 59.4%

### 5.2.2.2 Descripción Del Sistema Electrogas

La configuración del pozo con el sistema de electrogas quedará de la siguiente manera:

Profundidad medida del pozo: 8479 ft

**Tabla 17. Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-2**

Nodo	MD(ft)	TVD(ft)	T(°F)	I.D(in)
Casing	8479	8477.6	182.1	4.29
Casing	8300	8298.7	179.52	4.29
Casing	8240	8238.73	178.65	4.29
Perforados	8219	8217.74	178	
BES	8219	8217.74	178	
Casing	8190	8188.76	177.93	4.29
Tubing	7995	7993.85	175.12	2.5
Válvula GL	7000	6998	160.8	
Válvula GL	6831	6830.2	160.7	
Válvula GL	4055	4054	142.1	
Xmas Tree	0	0	60	

### 5.2.2.3 Condiciones del Bombeo Electrosumergible en Electrogas

**Tabla 18. Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-2**

Presión de entrada a la bomba	149.618 psia
Presión de salida de la bomba	1542.251 psia
Presión generada por la bomba	1392.633 psi
Rata de flujo promedio in-situ	371.7 bbl/día
Gas libre en la bomba:	$2.4 \times 10^{-8}$ (fracción)
Cabeza dinámica total aprox:	3435.488 ft

Los parámetros de cálculo que se utilizaron fueron los mismos que para P-1

La siguiente combinación bomba-motor puede ser usada:

**Tabla 19. Combinación bomba y motor para P-2**

Bomba:	DC550
Etapas de bomba:	170
Motor, Serie 375:	30.00 hp, 350.0 V, 65.00 A ,60.0 Hz
Cable:	#2, 8219 ft
Compañía:	Centrilift
Energía necesaria:	31.796 Kw
Corriente:	48.92 A
Potencia requerida:	22.578

#### 5.2.2.4 Condiciones de Gas Lift en Electrogas

➤ **Condiciones de operación.**

Presión cabeza de casing: 948.913 psi  
 Caudal de gas inyectado: 0.645 MMPCS/D  
 Cabeza dinámica total aprox: 5022.55 ft

➤ **Válvulas.**

**Tabla 20. Configuración de válvulas GL para P-2**

Válvula No	TVD (ft)	T (°F)	Tamaño Puerto	R	$\Delta P_c$ (psi)	Pt (psi)	Psc (psi)	Pd&Pvc	OP (psi)	Pso (psi)	Pd@60F	TRO (psi)	Modelo Válvula
1	4054	142	10	0.0249	199	675	1477	1675	1701	1499	1401	1437	1.5" IPO
2	6830	161	10	0.0249	336	1034	1483	1817	1837	1499	1464	1501	1.5" IPO
3	6998	161	14		198	1045			1145	946			Orificio

#### 5.2.3 Diseño Electrogas P-3

##### 5.2.3.1 Condiciones de operación de Electrogas:

Rata de flujo en superficie: 360 STB/día  
 Cabeza dinámica total aprox: 8529.925 ft  
 Aporte BES: 41.3%  
 Aporte GL: 58.7%

### 5.2.3.2 Descripción Del Sistema Electrogas

La configuración del pozo con el sistema de electrogas quedara de la siguiente manera.

Profundidad medida del pozo: 9240 ft

**Tabla 21. Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-3**

Nodo	MD(ft)	TVD(ft)	T(°F)	I.D(in)
Casing	9240	9063	189.45	4.29
Perforados	8493	8316	179	
Casing	8493	8316	150.7	4.29
BES	8466	8289	153.98	
Casing	8339	8162	169.4	6.19
Tubing	8270	8099	167.4	2.43
Válvula GL	7400	7338	157.87	
Válvula GL	7285	7261	154.04	
Tubing	6917	6858	150.79	2.97
Válvula GL	5353	5302	128.27	
Tubing	4101	4101	112.81	2.97
Válvula GL	3125	3125	101.12	
Xmas Tree	0	0	60	

### 5.2.3.3 Condiciones de Bombeo Electrosumergible en Electrogas

**Tabla 22. Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-3**

Presión de entrada a la bomba	147.836 psia
Presión de salida de la bomba	1345.985 psia
Presión generada por la bomba	1198.149 psi
Rata de flujo promedio in-situ	368.4 bbl/día
Gas libre en la bomba:	$3.8 \times 10^{-8}$ (fracción)
Cabeza dinámica total aprox:	3518.265 ft

Los parámetros de cálculo que se utilizaron fueron los mismos que para P-1.

La siguiente combinación bomba-motor puede ser usada:

**Tabla 23. Combinación bomba y motor para P-3**

Bomba:	DC550
Etapas de bomba:	150
Motor, Serie 375:	30.00 hp, 350.0 V, 65.00 A, 60.0 Hz
Cable:	#2, 8466 ft
Compañía:	Centrilift
Energía necesaria:	28.833 Kw
Corriente:	42.28 A
Potencia requerida:	20.136hp

#### 5.2.3.4 Condiciones de operación Gas Lift en Electrogas

➤ **Condiciones de operación.**

<b>Presión cabeza de casing:</b>	824.921 psi
<b>Caudal de gas inyectado:</b>	1.614 MMPCS/D
<b>Cabeza dinámica total aprox:</b>	5011.66 ft

➤ **Válvulas.**

**Tabla 24. Configuración de válvulas GL para P-3**

Válvula No	TVD (ft)	T (°F)	Tamaño Puerto	R	$\Delta P_c$ (psi)	Pt (psi)	Psc (psi)	Pd&Pvc	OP (psi)	Pso (psi)	Pd@60F	TRO (psi)	Modelo Válvula
1	3125	101	20	0.0996	111	482	1126	1232	1315	1200	1039	1152	1.5" IPO
2	5302	128	20	0.0996	188	674	1140	1322	1399	1200	1061	1177	1.5" IPO
3	7231	154	20	0.0996	256	865	1152	1401	1462	1200	1102	1222	1.5" IPO
4	7338	157	28		165	899			967	802			Orificio

#### 5.2.4 Diseño Electrogas P-4

##### 5.2.4.1 Condiciones de operación de Electrogas:

<b>Rata de flujo en superficie:</b>	5500 STB/día
<b>Cabeza dinámica total aprox:</b>	9154.732 ft
<b>Aporte BES:</b>	92.5%
<b>Aporte GL:</b>	7.5%

#### 5.2.4.2 Descripción Del Sistema Electrogas

La configuración del pozo con el sistema de electrogas quedara de la siguiente manera.

Profundidad medida del pozo: 9696 ft

**Tabla 25. Configuración del pozo con el sistema Electrogas para P-4**

Nodo	MD(ft)	TVD(ft)	T(°F)	I.D(in)
Perforados	9425	9216.68	183.47	
Casing	8853	8787.92	175.98	5.64
BES	8200	8199.561	167.42	
Tubing	7217	7216.61	151.25	2.97
Tubing	5000	4978	145.50	2.97
Tubing	4400	4399.95	134.24	2.97
Tubing	3267	3266.99	129.33	2.97
Válvula GL	2410	2209.45	118.65	
Válvula GL	2310	2309.87	114.54	
Válvula GL	2210	2209.65	105.87	
Xmas Tree	0	0	60	

#### 5.2.4.3 Condiciones del Bombeo Electrosumergible en Electrogas

**Tabla 26. Condiciones del bombeo Electrosumergible para P-4**

Presión de entrada a la bomba	92.056 psia
Presión de salida de la bomba	3617.1 psia
Presión generada por la bomba	3525.044 psi
Rata de flujo promedio in-situ	5665.6 bbl/dia
Gas libre en la bomba:	0 (fracción)
Cabeza dinámica total aprox:	8467.574 ft

Los parámetros de cálculo que se utilizaron fueron los mismos que para P-4

La siguiente combinación bomba-motor puede ser usada:

**Tabla 27. Combinación bomba y motor para P-4**

Bomba:	P60
Etapas de bomba:	500
Motor, Serie 562:	KMH -A 552 hp, 2362 V, 147 A ,60 Hz
Cable:	#1, 8200 ft
Compañía:	Centrilift
Energía necesaria:	584.113 Kw
Corriente:	92.54 A
Potencia requerida:	541.431

#### 5.2.4.4 Condiciones de Gas Lift en Electrogas

➤ **Condiciones de operación.**

Presión cabeza de casing: 1000 psi  
 Caudal de gas inyectado: 1.09 MMPCS/D  
 Cabeza dinámica total aprox: 687.158 ft

➤ **Válvulas.**

**Tabla 28. Configuración de válvulas GL para P-4**

Válvula No	TVD (ft)	T (°F)	Tamaño Puerto	R	$\Delta P_c$ (psi)	P <sub>t</sub> (psi)	P <sub>sc</sub> (psi)	P <sub>d&amp;Pvc</sub>	OP (psi)	P <sub>so</sub> (psi)	P <sub>d@60 F</sub>	TRO (psi)	Modelo Válvula
1	2210	118.6	16	0.0637	74.5	1016	997	1070.8	1075	999.8	996.9	1064	1.5" IPO
2	2310	114.5	24	0.1434	77.9	1062	998	1075.7	1078	999.8	1001.4	1167	1.5" IPO
3	2410	105.8	14	0	71	969	0	0	1069	997.6	0	0	Orificio

## 6. EVALUACION ECONÓMICA

La evaluación económica planteada en este estudio, se respalda en el ahorro de operación y mantenimiento que se puede llegar a tener en el Diseño Electrogas con respecto a los actuales sistemas de levantamiento artificial, además de los costos que se generarían al realizar el cambio de sistema.

### 6.1 COMPARACIÓN ELECTROGAS- SISTEMAS ACTUALES

A fin de cuantificar el ahorro que se puede obtener con el Diseño Electrogas, se hace la comparación con los diseños actuales en donde se mira el consumo mensual de la operación de cada uno de los levantamientos artificiales, esto es:

Costo del KWH es de 0.05USD/KW

**Tabla 29. Costo mensual de Electrogas, Bombeo Mecánico y BES, además del ahorro que se tiene por el Electrogas**

POZOS	Aceite Producido (STB/Mes)		Costos de operación mensual (miles de USD)			Ahorro mens. (Miles USD)	% Ahorro	Costo por barril (USD/STB)	
	Actual	Electrogas	Bombeo Mecánico	BES	Electrogas			Actual	Electrogas
P-1	50730	5100.0	-----	6.43	6.33	0.10	1.5	1.3	1.2
P-2	3825.3	4391.1	3.26	-----	1.14	2.12	65	0.9	0.3
P-3	5115.6	5292.0	3.36	-----	1.04	2.32	69	0.7	0.2
P-4	26472.4	26730.0	-----	23.13	21.03	2.10	9.1	0.9	0.8
<b>Total</b>	<b>40486.3</b>	<b>41513.1</b>	<b>6.62</b>	<b>29.56</b>	<b>29.54</b>	<b>6.64</b>	<b>Prom. 18</b>	<b>Prom.0.89</b>	<b>Prom. 0.7</b>

Como se observa en la tabla 29, el ahorro en conjunto del sistema electrogas es de 18%, con un aumento de la producción por mes de 1026.8 barriles el cual corresponde al 2.54% del actual. Para determinar la viabilidad económica se hace un análisis económico en donde se estima el tiempo de recuperación de la inversión y el tiempo en que se verán los beneficios con respecto al actual sistema. Además de los costos de operación y de los ingresos por producción, se deben tener en cuenta las paradas por mantenimiento de los equipos y costo del tratamiento en superficie que se hace al crudo.

## 6.2 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial está dada por el costo de los equipos e instalaciones necesarias para el Electrogas, los cuales se muestran en “*Diseño Electrogas pozos de interés*”

### 6.2.1 Instalaciones de Gas

De acuerdo al diseño de electrogas que se obtuvo para Campo Tello, se requieren las siguientes instalaciones de gas:

**Tabla 30. Inversión inicial para las instalaciones de gas**

INSTALACIONES NECESARIAS PARA EL GAS			
CANTIDAD	ARTICULO	PRECIO	TOTAL (USD)
3.15 MMPCS	Gas	5 USD/1000pcs	15.750
	accesorios y otros		20.000
		<b>TOTAL</b>	<b>35.750 USD</b>

El gas que se compra inicialmente no requiere de una compra posterior ya que éste gas es recirculado en el proceso, para que el campo aporte la totalidad de gas perdido en el ciclo se sugiere que el porcentaje de perdidas no superen el 17.5%.

### 6.2.2 Instalación de Equipos

Para realizar el respectivo cambio de equipos, se debe efectuar un trabajo de Workover (reacondicionamiento); que puede presentar situaciones imprevistas, para lo cual se estima un valor promedio de gastos como se muestra en la tabla 31.

**Tabla 31. Valor promedio del acondicionamiento de pozo, para los cuatro pozos**

COSTO PROMEDIO REACONDICIONAMIENTO (USD)			
CANTIDAD	PROCEDIMIENTO	PRECIO	TOTAL
4	Movimiento de torre	7426	29705
4	Trabajo de la torre	57245	228982
4	Supervisión y transporte	6098	24390
4	Químicos	2952	11810
4	Instalación válvulas GL	16540	66160
4	Instalación de la BES	1927	7707
4	Unidad de Wire Line	1327	5309
4	Servicio de Spooler	2993	11972
4	Vacuum	250	1000
4	Otros	5000	20000
		<b>Total</b>	<b>407.034 USD</b>

### 6.2.3 Equipos BES y Gas Lift

Teniendo el diseño de los equipos necesarios para Electrogas y con la lista de precios suministrada por Centrilift, se obtienen los costos para las instalaciones de Electrogas, a continuación se muestran los costos de los equipos BES y Gas Lift para cada uno de los pozos.

**Tabla 32. Costos de los equipos necesarios para la implementación de Electrogas en Campo Tello.**

COSTO DE LOS EQUIPOS BES Y GAS LIFT (USD)												
POZO	Válvula GL	EQUIPO BES									OTROS	COST. TOTAL
		Equipo de superficie			Equipo de fondo							
		Transfor. primario	Switch Board	Caja de venteo	Bomba	Separador	Sello	Motor	PHD	Cabl		
P-1	10000	22684	24654	585	37831	9352	8963	28568	2462	58148	15000	217797
P-2	140000	22684	24654	585	36460	9352	8963	25890	2462	63368	15000	349418
P-3	29000	22684	24654	585	35785	9352	8963	25890	2462	65273	15000	500648
P-4	150000	23895	25681	585	32560	10746	9876	22652	26541	63222	15000	380758
											<b>TOTAL 1'448.621</b>	

### 6.3 Flujo de Caja Mensual

A fin de comparar los ingresos y costos, se presenta a continuación el flujo de Caja para el Sistema Actual y para Electrogas. Para esto se tiene en cuenta lo siguiente:

- Debido a las fluctuaciones del petróleo en los últimos tiempos, el precio por barril se toma de 50 USD.
- Los costos de mano de obra y operaciones en superficie en promedio son de 4 dólares por barril.
- Para los equipos de los pozos (actuales o Electrogas), se considera una parada de mantenimiento cada 3 meses. El tiempo en que dure parado el equipo dependerá de la tecnología existente, es decir, en los pozos que trabajan con bombeo mecánico será aproximadamente 3 días y los que trabajan con Bombeo electrosumergible o electrogas de 1 día.

#### 6.3.1 Sistema Actual

**Tabla 33. Flujo de Caja mensual para los sistemas actuales de producción**

Pozo	ACEITE PRODUCIDO (STB/mes)	COSTO SUBSUELO (USD/STB)	COSTO SUPERFICIE (USD/STB)	COSTOS MENSUALES (USD)	INGRESOS MENSUALES (USD)
P-1	5073.0	1.3	4	26722	253650
P-2	3825.3	0.9	4	18561	191265
P-3	5115.6	0.7	4	23822	255780
P-4	26472.4	0.9	4	129020	1323621
			<b>TOTAL</b>	<b>198.125</b>	<b>2'024.316</b>

Como se puede ver los ingresos y los costos mensuales en los actuales sistemas de producción son de 2'024.316 y 198.125 USD respectivamente, en este punto no se han tenido en cuenta las paradas por mantenimiento de los equipos, así que se debe de hacer otro flujo de caja para cada 3 meses.

**Tabla 34. Flujo de Caja cada tres meses para los sistemas actuales de producción**

Pozo	ACEITE PRODUCIDO (STB/mes)	COSTO SUBSUELO (USD/STB)	COSTO SUPERFICIE (USD/STB)	COSTOS MENSUALES (USD)	INGRESOS MENSUALES (USD)
P-1	4903.9	1.3	4	25831	245195
P-2	3442.8	0.9	4	16705	172139
P-3	4604.0	0.7	4	21440	230202
P-4	25590.0	0.9	4	124719	1279500
			<b>TOTAL</b>	<b>188.696</b>	<b>1'927.036</b>

Los costos de mantenimiento de los equipos están incluidos dentro de los costos de superficie.

### 6.3.2 Sistema electrogas

En este sistema se considera la inversión inicial de la instalación de la Tecnología Electrogas.

**Tabla 35. Inversión inicial para la instalación de Electrogas.**

Inversión	Valor (USD)
Instalaciones de gas	35.750
Reacondicionamiento	407.034
Equipos BES-GL	1'448.621
<b>Total</b>	<b>1'891.405</b>

Se deben invertir 1'891.405 USD para la instalación del sistema Electrogas en los pozos problema evaluados de campo Tello.

Los flujos de caja mensual y cada tres meses quedaran de la siguiente manera.

**Tabla 36. Flujo de caja cada tres meses para el sistema Electrogas.**

Pozo	ACEITE PRODUCIDO (STB/mes)	COSTO SUBSUELO (USD/STB)	COSTO SUPERFICIE (USD/STB)	COSTOS MENSUALES (USD)	INGRESOS MENSUALES (USD)
P-1	5100.0	1.2	4	26730	255000
P-2	4391.1	0.3	4	18704	219555
P-3	5292.0	0.2	4	22208	264600
P-4	26730.0	0.8	4	127950	1336500
			<b>TOTAL</b>	<b>195.592</b>	<b>2'075.655</b>

**Tabla 37. Flujo de Caja cada tres meses para el sistema Electrogas.**

Pozo	ACEITE PRODUCIDO (STB/mes)	COSTO SUBSUELO (USD/STB)	COSTO SUPERFICIE (USD/STB)	COSTOS MENSUALES (USD)	INGRESOS MENSUALES (USD)
P-1	4903.9	1.2	4	25702	245195
P-2	3697.8	0.3	4	15751	184890
P-3	4945.1	0.2	4	20752	247254
P-4	25590.0	0.8	4	122493	1279500
			<b>TOTAL</b>	<b>184.699</b>	<b>1'956.839</b>

Con los datos económicos obtenidos para los sistemas actuales y de Electrogas, se hace un análisis económico donde se comparan éstos sistemas y se establece la viabilidad de instalar el sistema Electrogas en los cuatro pozos evaluados de campo Tello.

## 7. ANALISIS

EL principal objetivo de este trabajo es determinar la viabilidad de la instalación del Sistema Electrogas en los cuatro pozos problema de Campo Tello, se presume que ésta de Tecnología reducirá los problemas que se han presentado durante la vida de producción de éstos pozos, además de establecer un ahorro económico. Para dichas mejoras se hacen dos tipos de análisis uno técnico y otro económico como se muestra a continuación:

### 7.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Se tomaron cuatro pozos de Campo Tello para esta evaluación, de los cuales dos se encuentran en bombeo mecánico (P-2 y P-3) y los restantes dos en Bombeo Electrosumergible (P-1 y P-5). Los problemas que se vienen presentando constantemente en los pozos (P-2 y P-3) son de tipo mecánico, en donde la falla de varillas y de las bombas son los principales causantes de largas paradas. Por otra parte los pozos con instalaciones de BES, presentan problemas de arenamiento y scale, además de tener un alto costo de operación debido a la profundidad en que se encuentran instalados (más de 8000ft).

Analizando estos tipos de problemas, resulta ser que las fallas que se tienen en el bombeo mecánico son las más representativas en comparación a las del BES. El Sistema de Electrogas es una buena alternativa para evitar estos problemas, ya que no requiere de varillas para transmitir la energía necesaria para levantar el fluido hasta superficie, quedando tan solo problemas relacionados con BES, los cuales son tratables con un buen mantenimiento de los equipos, además una parada de este tipo de tecnología no requiere de mucho tiempo.

### 7.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El Sistema de Electrogas genera dos tipos de soluciones económicas: 1) Se reducen el número de paradas y el tiempo en el sistema de levantamiento artificial, por pozo, 2) la energía que se requiere para levantar el fluido a superficie

es inferior a los actuales sistemas. De esta forma la Tecnología de Electrogas disminuirá los gastos por operación en un 18%. Ahora bien, se debe decidir la viabilidad del proyecto, para ello se hace el análisis mediante el valor presente neto (VPN), este método es el más utilizado debido a que facilita la decisión desde el punto de vista financiero, para realizar o no un proyecto.

El valor presente neto esta dado por:

Donde:

$k$ : Tiempo (días, meses, años, etc.)

$I_k$ : Ingreso en el tiempo  $k$ -esimo

$C_k$ : Costo en el tiempo  $k$ -esimo

$i$ : Tasa de interés al tiempo  $k$ -esimo.

Si el  $VPN > 0$  habrá una ganancia por encima de la tasa que se utilice para evaluar el proyecto, si el  $VPN=0$  significa que financieramente es indiferente realizar el proyecto en cuestión y si el  $VPN < 0$  no es aconsejable realizar el proyecto porque no se alcanza a obtener una rentabilidad.

En este proyecto se desea comparar el sistema actual con el Sistema Electrogas, por tal motivo se calcula para ambos el VPN y la diferencia entre estos dará como resultado el punto en que se comienzan a ver los beneficios al realizar el cambio.

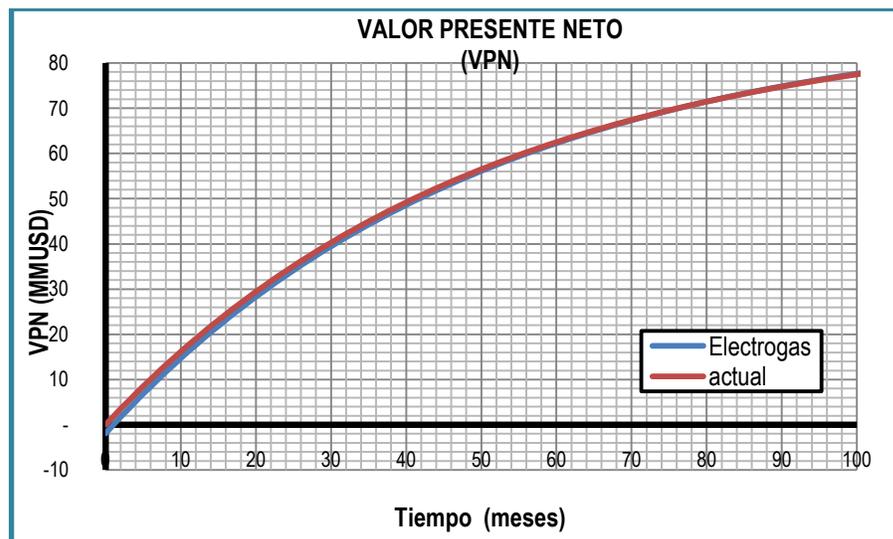
Para efecto de cálculo se asume una tasa de interés bancaria del 2% mensual y se evaluará hasta un periodo de 1 año (12 meses).

**Tabla 38. Calculo de VPN, para el sistema actual y Electrogas.**

Tiempo (meses)	ELECTROGAS				ACTUAL			Diferencia (VPN <sub>e</sub> -VPN <sub>a</sub> )
	Inversión	Costos	Ingresos	VPN	Costos	Ingresos	VPN	
0	1'891.405	---	---	(1'891,405)				(1'891,405)
1		195,592	2'075,655	48,206	198,125	2'024,316	1'790,383	(1'838,589)
2		195,592	2'075,655	1'758,852	198,125	2'024,316	3'545,661	(1'786,809)
3		184,699	1'956,839	3'428,779	188,869	1'927,036	5'183,738	(1'754,959)
4		195,592	2'075,655	5'165,667	198,125	2'024,316	6,870,856	(1'705,189)
5		195,592	2'075,655	6'868,498	198,125	2'024,316	8,524,893	(1'656,396)
6		184,699	1'956,839	8'442,107	188,696	1'927,036	10,068,490	(1'626,382)
7		195,592	2'075,655	10'078,815	198,125	1'024,316	11'658,299	(1'579,484)
8		195,592	2'075,655	11'683,431	198,125	2'024,316	13'216,935	(1'533,504)
9		184,699	1'956,839	13'166,278	188,696	1'927,036	14'671,500	(1'505,222)
10		195,592	2'075,655	14'708,585	198,125	2'024,316	16'169,613	(1'461,028)
11		195,592	2'075,655	16'220,650	198,125	2'024,316	17'638,351	(1'417,701)
12		184,699	1'956,839	17'617,970	188,696	1'927,036	19'009,020	(1'391,050)

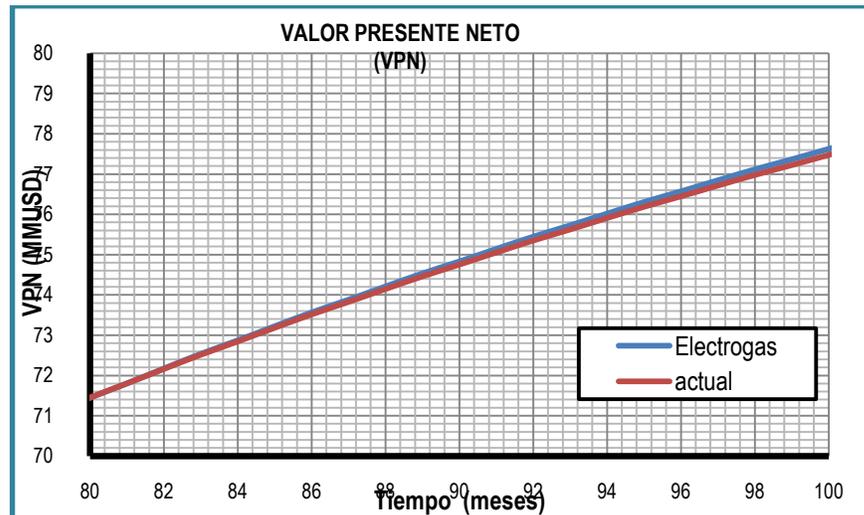
La tabla 38 muestra, la rentabilidad de los sistemas que actualmente están en funcionamiento y la que se podría tener, al implementar la Tecnología Electrogas. Se observa como la inversión es recuperada al cabo de 2 meses, pero los beneficios comparados con el sistema actual no son vistos durante los primeros 12 meses, para establecer en qué punto la Tecnología de Electrogas supera la existente se hace un grafico Tiempo Vs VPN para ambos sistemas.

**Figura 25. VPN Electrogas y actuales**



En éste grafico no se logra ver con claridad el punto en donde se interceptan las curvas, haciendo un zoom de la siguiente manera podemos ver el punto de intercepción.

**Figura 26. VPN Electrogas y actuales (zoom)**



Como se puede ver, en esta grafica, los beneficios de la Tecnología Electrogas se verán reflejados al cabo de 82 meses (6 años y 10 meses) después de puesto en marcha el proyecto, lo cual no es deseado en éste tipo de Proyecto Petrolero, considerando además el alto corte de agua que tienen éstos pozos, al cabo de 6 años y 10 meses muy seguramente las condiciones de los pozos no serian aptas para conseguir dichos beneficios, por tal motivo no es recomendable cambiar el sistema actual por el estudiado en éste Proyecto.

## 8. CONCLUSIONES

El presente estudio proporciona a ECOPEPETROL. S.A una herramienta para mirar la viabilidad de la instalación de la Tecnología Electrogas en los pozos P-1, P-2, P-3 y P-4 de Campo Tello.

El Sistema Electrogas es una buena opción para disminuir los frecuentes inconvenientes técnicos que presentan los pozos estudiados de Campo Tello, sin embargo los resultados económicos no fueron los deseados

La instalación de Tecnología Electrogas es una opción altamente eficiente y viable económicamente siendo implementada en campos, donde se cuente con el suficiente gas y capacidad de los equipos de compresión del gas, para lograr el mayor beneficio de éste sistema.

Para el mejor funcionamiento del Sistema de Bombeo Electrosumergible y mejores resultados económicos, éste debe ser aplicado en pozos donde el corte de agua no sea muy alto

Con una mayor disponibilidad de gas para el sistema Electrogas y una mayor la capacidad de compresión del compresor, se obtendrá un diseño más viable Técnica como Económicamente.

El Gas Lift debe ser inyectado a la mayor profundidad permisible con el fin de alcanzar una máxima reducción de la cabeza hidrostática en el punto de inyección, consiguiendo así un menor requerimiento del BES, que se vería reflejado en un significativo ahorro económico.

El completamiento *Slim Hole* limita para la capacidad de extracción del fluido debido a la reducción del tamaño del equipo que debe ser empleado para el Diseño de Electrogas.

El sistema Electrogas aplicado a un mayor número de pozos, daría mejores resultados económicos.

Las consideraciones y el procedimiento de diseño de Electrogas descrito por los autores del estudio permiten obtener un diseño económico y técnicamente confiable y podría ser aplicado para posteriores estudios de ésta Tecnología en otros Campos.

El Sistema Electrogas es una excelente opción para la optimización de la producción petrolera, debido a que combina las ventajas del BES y las ventajas del Gas Lift obteniéndose un sistema más sólido, con menos limitantes y mayor rango de aplicabilidad, consiguiendo así, ser una solución a muchos de los problemas que enfrenta la producción de hidrocarburos.

## 9. RECOMENDACIONES

Debido a los altos beneficios técnicos y económicos que ofrece la Tecnología Electrogas, debería extenderse su estudio a campos con buena disponibilidad de gas y de la planta de compresión.

Seria productivo realizar el estudio de la implementación de éste Sistema a un mayor número de pozos con un corte de agua menor al de los pozos estudiados y que preferiblemente no sean pozos *Slim Hole*.

## BIBLIOGRAFIA

Baca, Guillermo., 1997. Ingeniería Económica. Quinta edición. Fondo Educativo Panamericano, Colombia.

BAKER HUGHES CENTRILIFT. 2009. Submersible Pump Handbook. Ninth edition. Claremore, Oklahoma 74017: 200W Stuart Roosa Dr.

\_\_\_\_\_ (sin fecha). Producción-Bombeo Electrosumergible.

Bonilla. Luis. (sin fecha). Notas de Clase. (inédito)

CEPED, LAGOVEN, y MARAVEN., 1990. Análisis y diagnóstico de pozos de LAG. Maracaibo; Venezuela: Mercado Negro. Las Playitas Maracaibo-Edo Zulia.

Empresa Colombiana de Petróleos S:A, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2006. Documento soporte para la aplicación de la Ley 756 de 2002 al Proyecto de Producción Incremental.

Herald, W, Winkler., Gas Lift. En: C.V Kirkpatrick. Edition 1962. P 1-57.

Hernández, Ali., et all. (2001). Manual del curso de levantamiento oficial por gas avanzado, informe técnico de PDVSA. Venezuela: Los Teques; Intevep, S.A, Segunda Edición.

Hirschfeldt, M., (sin fecha). ESP, Diseño Básico y Selección. En: [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net).

Maggiolo, R., 2004. Gas Lift Básico. En: curso Taller; Maracaibo Venezuela, Instalaciones de ESP OIL. Mercado Negro. Las Playitas Maracaibo-Edo Zulia.

Misle, F. Bombeo Electrosumergible (BES) I. Desde [balance-demateriales.blogspot.com/2009/05/equipos1.html](http://balance-demateriales.blogspot.com/2009/05/equipos1.html)

Muñoz, A., Torres, E. 2007. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta de Software de Selección, Tesis, Universidad Industrial, Santander, Colombia.

Osorio, R. Bombeo Mecánico. Desde: [www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html](http://www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html)

Ramírez, M., 2004. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. En: WorkShop International; Maturín Edo. Monagas, Venezuela.

SCHLUMBERGER., 1999. Gas Lift Design and Technology: Well completions and Productivity, Chevron Main Pass 313 Optimization Project.

Técnicas Energéticas -67.56. 2011. Bombeo en Pozos. Facultad de Ingeniería-UBA

Vargas, E., et al. Bombeo Electrosumergible. En: Cátedra de Producción de hidrocarburos, 8vo semestre: Venezuela, Universidad de Oriente núcleo de Anzoátegui.(inédito)

## ANEXO A

(Informativo)

### DISEÑO DE BES ( Centrilift)

El diseño de una instalación de bombeo electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores. El procedimiento varía considerablemente con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados. Es muy importante obtener información detallada acerca del estado mecánico del pozo, la historia de la producción y las condiciones del yacimiento. La obtención de buenos datos acerca de estas condiciones antes de realizar el diseño es esencial para un diseño exitoso.

#### GENERALIDADES DE LOS NUEVE PASOS DE CENTRILIFT

Centrilift ha establecido un procedimiento de nueve pasos que le ayuda a diseñar el sistema de bombeo electrosumergible apropiado para un pozo en particular. Cada uno de los nueve pasos está explicado en las secciones que vienen a continuación, incluyendo los cálculos de gas y la operación de velocidad variable. Los nueve pasos son:

#### ***PASO 1 – DATOS BÁSICOS***

Recolectar y analizar todos los datos del pozo que se usarán en el diseño.

- Datos del pozo
- Datos de producción
- Condiciones del fluido del pozo
- Fuente de energía
- Posibles problemas

#### **PASO 2 – CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN**

Determinar la productividad del pozo a la profundidad a la que se desea instalar la bomba o determinar la profundidad de instalación de la bomba a la tasa de producción deseada.

### ***PASO 3 – CÁLCULO DE GAS***

Calcular los volúmenes de fluidos, incluyendo el gas, en las condiciones de admisión de la bomba-

### ***PASO 4 – CABEZA DINÁMICA TOTAL.***

Determinar el requerimiento de descarga de la bomba

### ***PASO 5 – TIPO DE BOMBA***

Para una capacidad y cabeza dada, seleccionar el tipo de bomba que tendrá la mayor eficiencia para la tasa de flujo deseada.

### ***PASO 6 – TAMAÑO OPTIMO DE LOS COMPONENTES***

Revisar todos los parámetros operativos para asegurar que estén dentro de los rangos recomendados.

### ***PASO 7 – CABLE ELÉCTRICO***

El tamaño adecuado del cable depende de factores combinados de caída en el voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El voltaje de superficie requerido, que es igual al voltaje de placa del motor más la caída del voltaje.

### ***PASO 8 – ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL***

Seleccionar el controlador del motor, el transformador, la cabeza de la tubería y el equipo opcional.

## ***PASO 9 – EL SISTEMA DE BOMBEO DE VELOCIDAD VARIABLE***

Para una flexibilidad operacional adicional, seleccionar el sistema de bombeo electrosumergible de velocidad variable.

## ANEXO B

(Informativo)

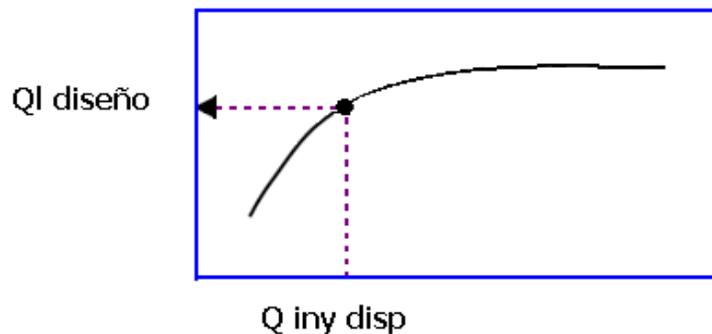
### DISEÑO DE INSTALACIONES DE LAG-CONTINUO

El procedimiento se presentará en dos etapas:

- a) Espaciamiento de mandriles.
- b) Selección y calibración de válvulas.

Previamente es necesario establecer la tasa de diseño y esto será en función de la Curva de Comportamiento o Rendimiento y de la disponibilidad de gas de levantamiento para el pozo en particular.

**Figura. Comportamiento Gas de Inyección versus Producción**



En los casos donde no se disponga de la curva de rendimiento por no conocer el comportamiento de afluencia del yacimiento, se debe establecer un caudal de producción con base al comportamiento de los pozos vecinos y la tasa de inyección con base a la RGL correspondiente a gradiente mínimo.

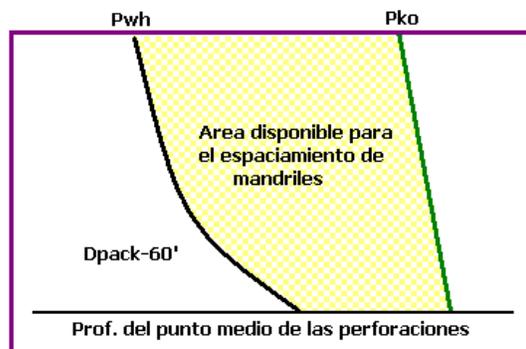
A continuación se presenta el procedimiento de diseño, paso a paso:

#### **a) Espaciamiento de mandriles**

1. Determine en un gráfico de Presión vs. Profundidad el área disponible para el espaciamiento de mandriles. Para ello dibuje, inicialmente, la curva de

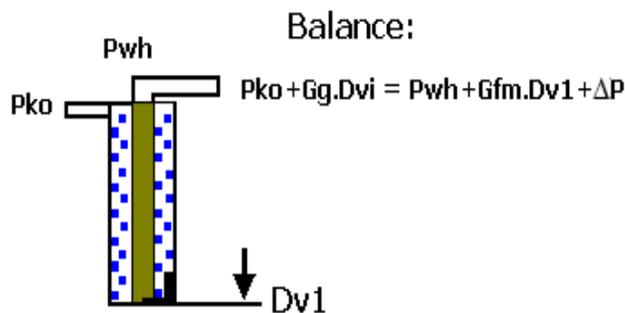
gradiente dinámico del fluido en el pozo para las condiciones de producción esperadas ( $P_{wh}$ ,  $Q_L$  de diseño, RGL total, %AyS, etc.), luego, la profundidad del empaque superior menos 60' ( $D_{pack-60}$ ) y, finalmente, la curva de gradiente de gas en el anular correspondiente a la presión de diseño de la instalación también conocida como la presión de arranque ( $P_{ko}$ ), esta presión es la máxima presión del gas disponible en el cabezal del pozo antes de arrancar el pozo (Dato de campo), recuerde que será necesario determinar previamente el gradiente de gas correspondiente a dicha presión  $G_g @ P_{ko}$ .

**Figura. Ilustra la forma del área disponible para el espaciamiento de mandriles**



**2. Determine la profundidad de la válvula superior o tope. ( $D_{v1}$ )**

Con el balance indicado en la figura anexa se obtiene la siguiente fórmula para calcular analíticamente a  $D_{v1}$

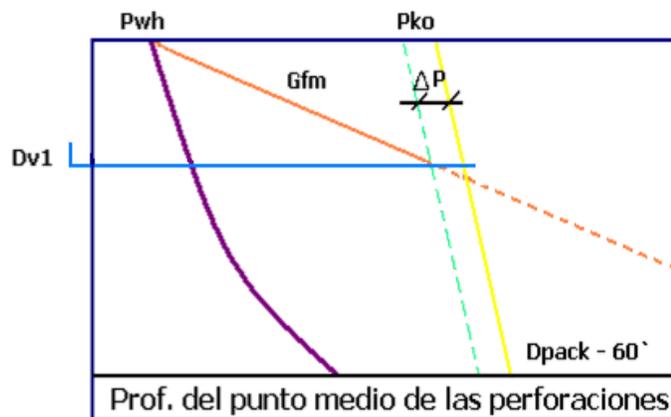


Donde:

**Pwhdesc:** representa la presión en el cabezal durante la primera etapa de la descarga y por lo general se toma ligeramente mayor a la Psep ( $P_{sep} + 10$ ) ó cero si se descarga a la fosa (en tierra) los fluidos del pozo hasta descubrir la primera válvula; si se usa la Pwh correspondiente a la ql de diseño, la válvula tope quedará a menor profundidad lo cual constituye un margen de seguridad adicional (recomendado).  **$\Delta P$ :** representa el diferencial de presión ( $P_g - P_p$ ) que se deja como margen de seguridad para garantizar que la válvula sea descubierta y se usa entre 20 y 50 lpc.

**Gfm:** es el gradiente del fluido muerto que se encuentra en el pozo, por lo general es agua salada, valores típicos de gradiente para esta agua es de aproximadamente 0.45 a 0.465 lpc/pie.

**Gráficamente,** también se puede determinar la profundidad de la válvula tope, para ello es necesario trazar a partir de **Pwhdesc** la recta que representa el gradiente del fluido muerto presente en el pozo y marcar la profundidad donde se intercepta con la paralela a la recta del gradiente de gas separada una cantidad igual a  $\Delta P$



Nota importante: la presión de apertura de la válvula tope en superficie podrá establecerse como:

El diferencial ( $\Delta P$ ) asegura disponer de la presión necesaria para abrir la válvula lo suficiente para dejar pasar la  $Q_{iny}$  requerida para descubrir la siguiente válvula inmediata más profunda

### **3. Determine la presión de apertura del resto de las válvulas**

Para fijar la presión de apertura del resto de las válvulas se debe disminuir en un diferencial de presión que garantice el cierre de la válvula superior después que se tengan dos válvulas dejando pasar gas simultáneamente.

Para el diferencial  $\Delta P_o$  es recomendable usar entre 20 y 30 lpc, sin embargo pudiera ser mayor o menor dependiendo de la disponibilidad de presión de gas en el sistema para descubrir la válvula mas profunda, la cual, desde el punto de vista operacional puede estar 2 o 3 tubos por encima del empaque (Dpack-60 pies).

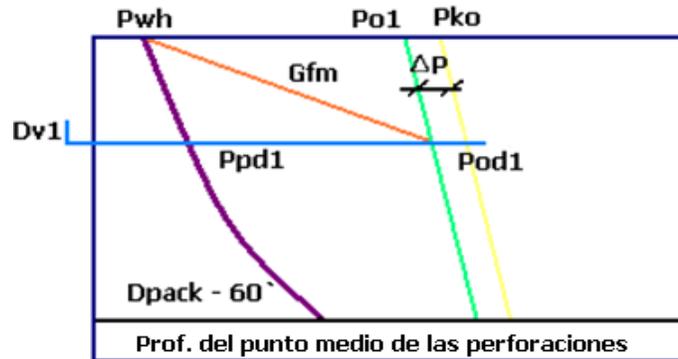
### **4. Determine la profundidad de la segunda válvula.**

Determine el gradiente de gas correspondiente a dicha presión,  $G_g@P_{o1}$ . Dibuje en un gráfico de Presión vs. Profundidad la curva de gradiente de gas (en el anular) con una presión  $P_{o1}$  en superficie. La gráfica del espaciamiento quedará de la siguiente manera:

Determine y registre la presión del gas en el anular ( $P_{od}$ ) y del fluido del pozo ( $P_{pd}$ ) a nivel de la válvula a  $D_{v1}$ . La  $P_{pd1}$  es necesario leerla del gráfico mientras que para obtener la  $P_{od1}$  es mejor usar la ecuación:

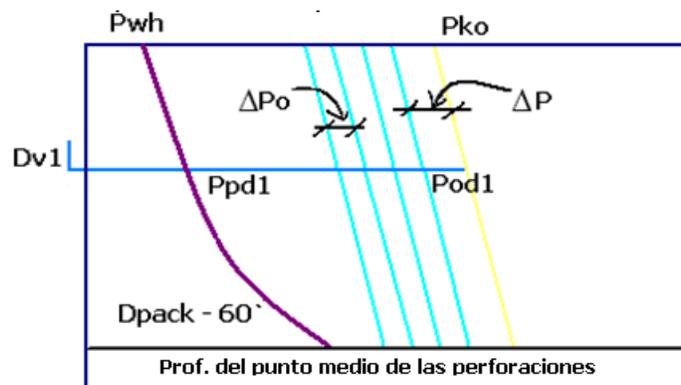
Recuerde que:

**Figura Gradiente de presión de  $P_o$**



EL  $\Delta P_o$  representa la caída de presión por válvula para asegurar el cierre secuencial de válvulas.

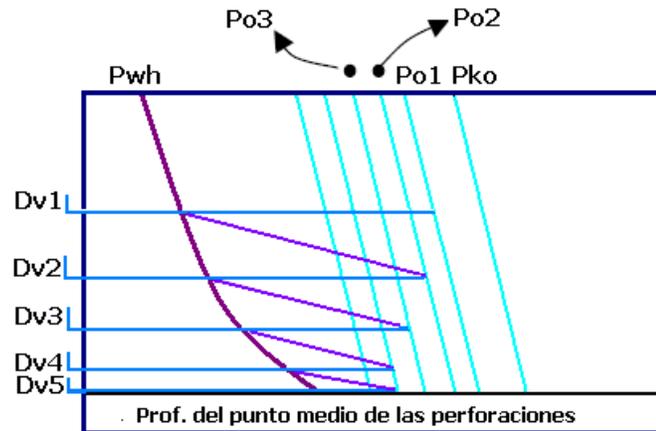
Obtenga para cada una de las  $P_o$  el gradiente de gas correspondiente y dibuje sus respectivas rectas de gradiente en el gráfico anterior (no se comete mucho error si traza rectas paralelas)



**5. Determine la profundidad del resto de las válvulas.**

para la valvula 2,  $Dv_2$ , trace una recta a partir de  $Ppd_1$  con gradiente igual a  $G_{fm}$  y extiéndala hasta cortar la curva de gradiente de gas correspondiente a  $P_o_2$  y

repita el procedimiento con el resto de las válvulas hasta alcanzar la profundidad de la empaadura menos 60 pies, obsérvese que para la válvula 3 se debe extender la recta de G<sub>fm</sub> hasta Po3 y así sucesivamente



**Ajuste el espaciamiento primario de mandriles.** Si se pasa la última válvula espaciada de la profundidad  $D_{pack-60'}$  en una distancia mayor de un espaciamiento mínimo preestablecido ( $\Delta D_{vmin}$ , por lo general 200 a 500 pies) coloque la última válvula espaciada a la profundidad  $D_{pack-60'}$  y suba todas las válvulas espaciadas a una profundidad ajustada por un factor que represente la proporción en que subió la última válvula, es decir:

$D_{vai}$  es la  $D_{vi}$  ajustada o definitiva.

En caso de que no se pase por una distancia mayor que el espaciamiento mínimo se coloca la última válvula espaciada a  $D_{pack-60}$ , pero no se reajusta el espaciamiento primario del resto de las válvulas.

En aquellos sistemas donde no existe suficiente presión (diferencial  $P_{gas-Pp}$  menor de 200 a 300 lpc a nivel del empaque utilizando la  $P_{ko}$ ), probablemente se agote el diferencial antes de alcanzar la profundidad " $D_{pack-60}$ "; en estos casos se debe chequear la distancia remanente entre la última válvula espaciada (antes

de alcanzar  $D_{v_{\min}}$ ) y la profundidad "Dpack-60", si es mayor que la  $\Delta D_{v_{\min}}$  se debe colocar N mandriles por debajo del operador espaciados una distancia aproximadamente igual al  $\Delta D_{v_{\min}}$ , es decir:



En estos mandriles se deben colocar válvulas ciegas (dummies) y en el futuro, cuando exista diferencial, se instalaran válvulas calibradas.

**6. Determine y registre la presión del gas en el anular y del fluido del pozo a nivel de cada mandril espaciado.**

**b) Selección y calibración de válvulas**

Cada válvula debe dejar pasar un volumen de gas diario que dependerá de la RGL que debe generarse por encima de la válvula, los requerimientos de gas se calcula con la ecuación:

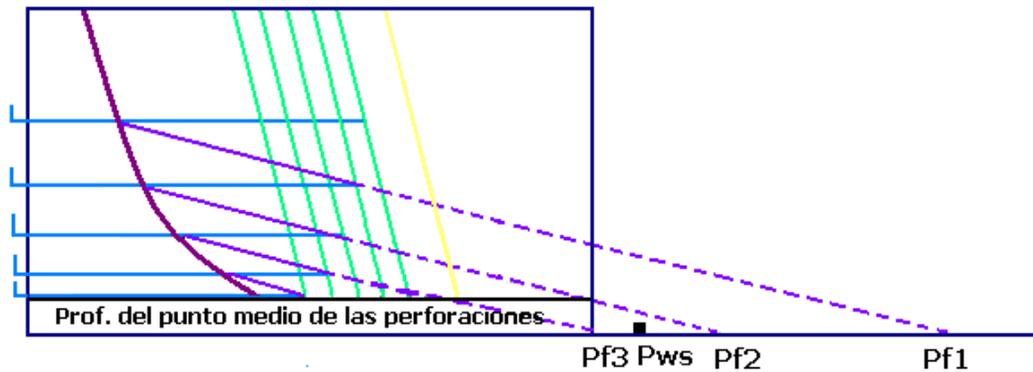


Nota: Si el yacimiento no aporta gas se debe tomar  $RGL_f = 0$ .

Este caudal de gas permite determinar el tamaño del asiento utilizando la ecuación de Thornhill Craver. Para seleccionar la válvula se requiere conocer además del asiento requerido, el tamaño de los mandriles que se van a instalar (KBM ó MMA) y el proveedor de las válvulas. Una vez seleccionada se conocerá el valor de la relación de áreas R. A continuación se detalla paso a paso la selección y calibración de válvulas.

1. Determine para cada válvula la presión que se genera en el fondo del pozo (Pf) y establezca si el yacimiento aporta o no aporta fluido,

es decir, si  $P_f < P_{ws}$  o  $P_f >$  o igual a  $P_{ws}$ . Para ello es necesario extender las rectas paralelas de G<sub>fm</sub> hasta la profundidad del punto medio de las perforaciones y registrar las P<sub>fi</sub> y compararlas con la P<sub>ws</sub> del yacimiento. En la figura anexa se observa que a partir de válvula 3 comienza el yacimiento a aportar fluidos.



2. Calcule a cada profundidad D<sub>vi</sub> la RGL correspondiente al gradiente mínimo.

Utilizando la tasa de producción de descarga (100-200 bpd) mas la del yacimiento según la P<sub>f</sub> ( $q_l = q_{desc} + q_{yac}$ ). Utilice un %AyS ponderado por volumen entre el fluido de descarga y el que aporta el yacimiento.

3. Calcule los requerimientos de gas para cada válvula.

Para las válvulas de descarga se utiliza la siguiente fórmula:

\_\_\_\_\_

El valor de  $q_l$  debe incluir el aporte del yacimiento más la tasa de descarga (100-200 bpd), nótese que no se toma en cuenta el gas aportado por la formación.

Para la válvula operadora si es necesario considerar el aporte de gas de la formación ya que inyectando gas a través de ella se logrará estabilizar la producción del pozo, de allí que:

---

En este último caso la tasa de descarga es cero ya que dicho proceso ha finalizado, la RGLtotal y la ql son las correspondiente al diseño.

#### **4. Para cada válvula determine con Thornhill-Craver el diámetro del orificio**

dependiendo de los requerimientos de gas, y de la temperatura de flujo a nivel de la válvula. Se debe utilizar la temperatura estática si el yacimiento no aporta, y un promedio entre la temperatura estática y la dinámica si el yacimiento aporta. Para la operadora se debe utilizar siempre la temperatura dinámica.

#### **5. Seleccione de la tabla del fabricante el asiento inmediato superior al orificio calculado en el paso anterior.**

Esto garantizará que la válvula no trabajará completamente abierta y dará flexibilidad operacional a la instalación, adicionalmente este criterio solventa los errores de sobrestimación del qgas obtenido con la ecuación de Thornhill-Craver.

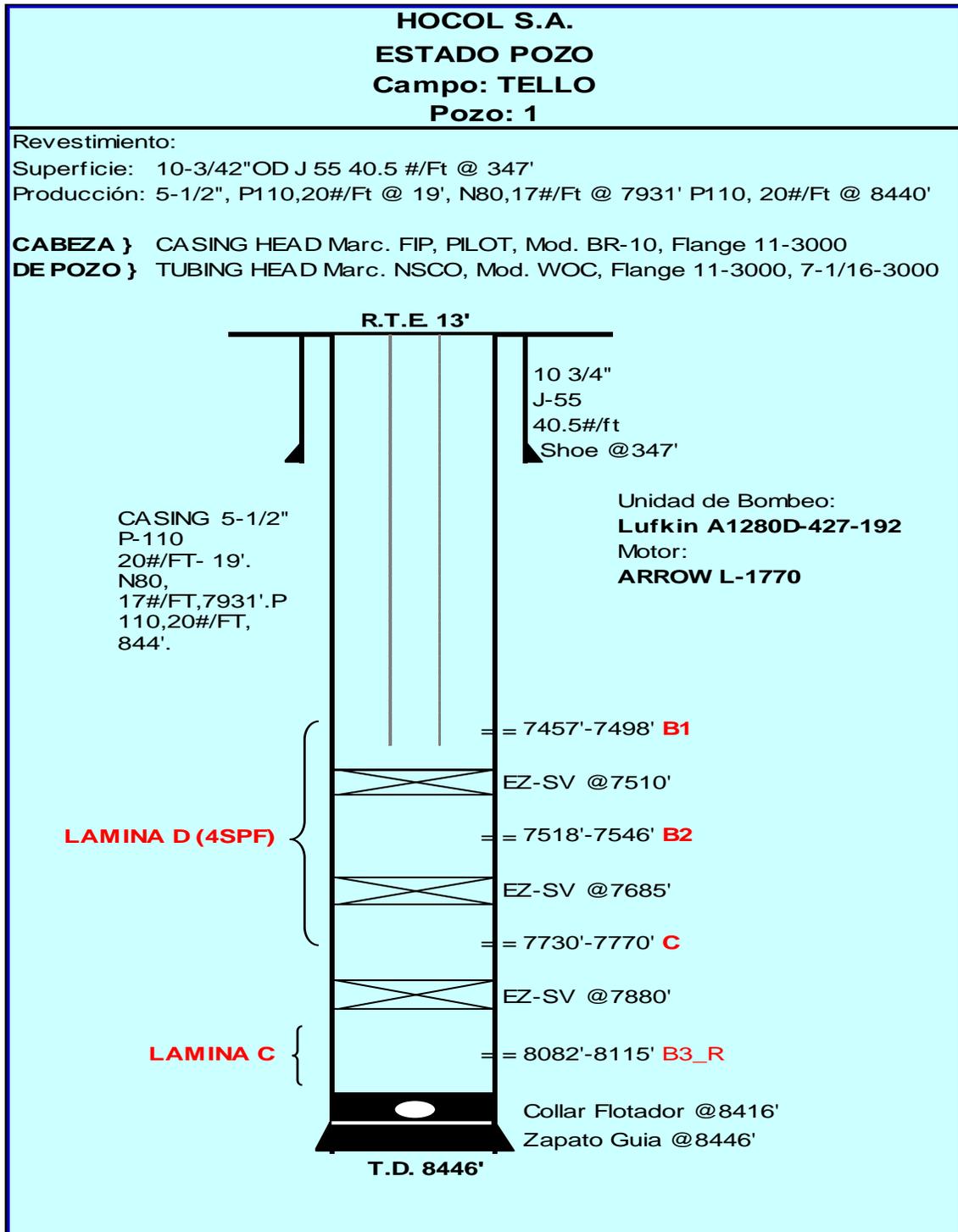
#### **6. Calibre las válvulas seleccionadas.**

Conocido el asiento lea el valor de la relación de áreas R de las tablas o manuales del fabricante y proceda a calibrar todas las válvulas con las ecuaciones correspondientes. Registre en una tabla el tamaño del Asiento, R, Pb, Ct, Pb@ 60, Pvo y Pcv<sub>s</sub> en superficie, este último valor debe ir disminuyendo desde la primera hasta la última válvula. Dado que la válvula operadora no tiene que cerrar, se ha hecho muy común el uso de un orificio (válvula descargada: RDO ó DKO) en el

mandril operador, otros ingenieros recomiendan utilizar válvulas con menor calibración para evitar el cierre de la misma por las fluctuaciones de presión en el sistema, normalmente se le sustraen 75 lpc a su correspondiente **Po**.

ANEXO C  
(Informativo)

ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS



Ultimo Servicio							
Actividad:		PP/BM/ Cambio de sistema de levantamiento de BM a ESP					
SARTA DE PRODUCCION			POZO: 1		FECHA: 12/mar/2003		
SARTA DE PRODUCCION BAJADA AL POZO							
DESCRIPCION	Ø EXTERNO	Ø INTERNO	PESO	GRADO	NºTUBOS	LONGITUD	PROFUNDIDAD
Sensor de Presión PHD	4,50"		S/N 28A-08858			2,68'	7.343'
Motor 116HP/1210V/64A	4,50"		S/N 21F-75473	FHH		20,78'	
Sello Lower	4,00"		S/N 31F-89527	FSB3DBL T		5,58'	
Sello Upper	4,00"		S/N 31F-89528	FSB3HLP FS		5,58'	
Intake	4,00"		S/N 41F-17915	FPINT- ARXHG		0,87'	7.308'
Bomba Tapered 20FCNPSH	4,00"		S/N 01F-04335	FPBMTCA RM		8,53'	
Bomba Lower 156FC-1200	4,00"		S/N 01F-01177	FPMTAR M		14,53'	
Bomba Upper 156FC-1200	4,00"		S/N 01F-01178	FPMTAR M		14,53'	
Cabeza de descarga	2,875"	1,375"		FPDIS		0,50'	
Tubing joint 2-7/8"	2,875"	2,441"	6,5	L-80	1	30,51'	
Check valve 2-7/8"	2,875"					0,50'	
Tubing joint 2-7/8"	2,875"	2,441"	6,5	L-80	1	30,57'	
Bleeder valve 3-1/2"	2,875"	1,813"				0,50'	
Tubing joint 2-7/8"	2,875"	2,441"	6,5	L-80	232	7.161,41'	
Cross Over 2-7/8" x 2-3/8"	2,875"	1,995"		N-80		0,60'	
Tubing joint 2-3/8"	2,375"	1,995"	4,7	N-80	1	30,90'	
Cross Over 2-3/8" x 2-7/8"	2,875"	1,995"		N-80		0,60'	
Cross Over 2-7/8" x 3-1/2"	3,500"	2,44"		N-80		0,80'	
RTE						13,00'	
Wt sarta : 84K lbs							
TIPO TUBING HEAD SPOOL	Fepco 11"-3M x 11"-3M C-22L						
TIPO TUBING HANGER:	Fepco 11"-3M						
TIPO TUBING HEAD:	Fepco 11"-3M x 11"-3M						
X MAS TREE:	Master Valve 3-1/8"-3M						
<b>Comentarios</b>							
* Se presento falla en el generador eléctrico que alimenta al variador. Personal de MASA solucionó el problema y manifestó que el contratista encargado de transportar la planta la instaló pero no verificó su correcto funcionamiento							
* En total se instalaron en la sarta de producción 9 flat guards, 30 bandas y 476 superbandas							
<b>Medidas Eléctricas:</b>							
Lectura #10 (162 juntas) :	F/F: 5,5 F/T: 4600	Lectura #12 (200 juntas) :	F/F: 5,5 F/T: 7000				
Lectura #11 (173 juntas) :	F/F: 5,5 F/T: 6000	Lectura #13 (235 juntas) :	F/F: 5,0 F/T: 8500				
00:00-00:30	Personal de Centrilift realizó prueba de vacío al variador y calibró PHD.						
00:30-06:00	Arrancó pozo a las 00:25 con 45 Hz, THP: 40 psi y PIP: 1415 psi. Personal de Centrilift recomendó aumentar gradualmente 2 Hz cada hora hasta llegar a la frecuencia recomendada de 55 Hz. Pozo en Observación.						

## Pozo: 2

Revestimiento 9-5/8", N-80 43.5#/Ft @ 3202'

Superficie: 7", N-80, 29#/Ft, @ 76'

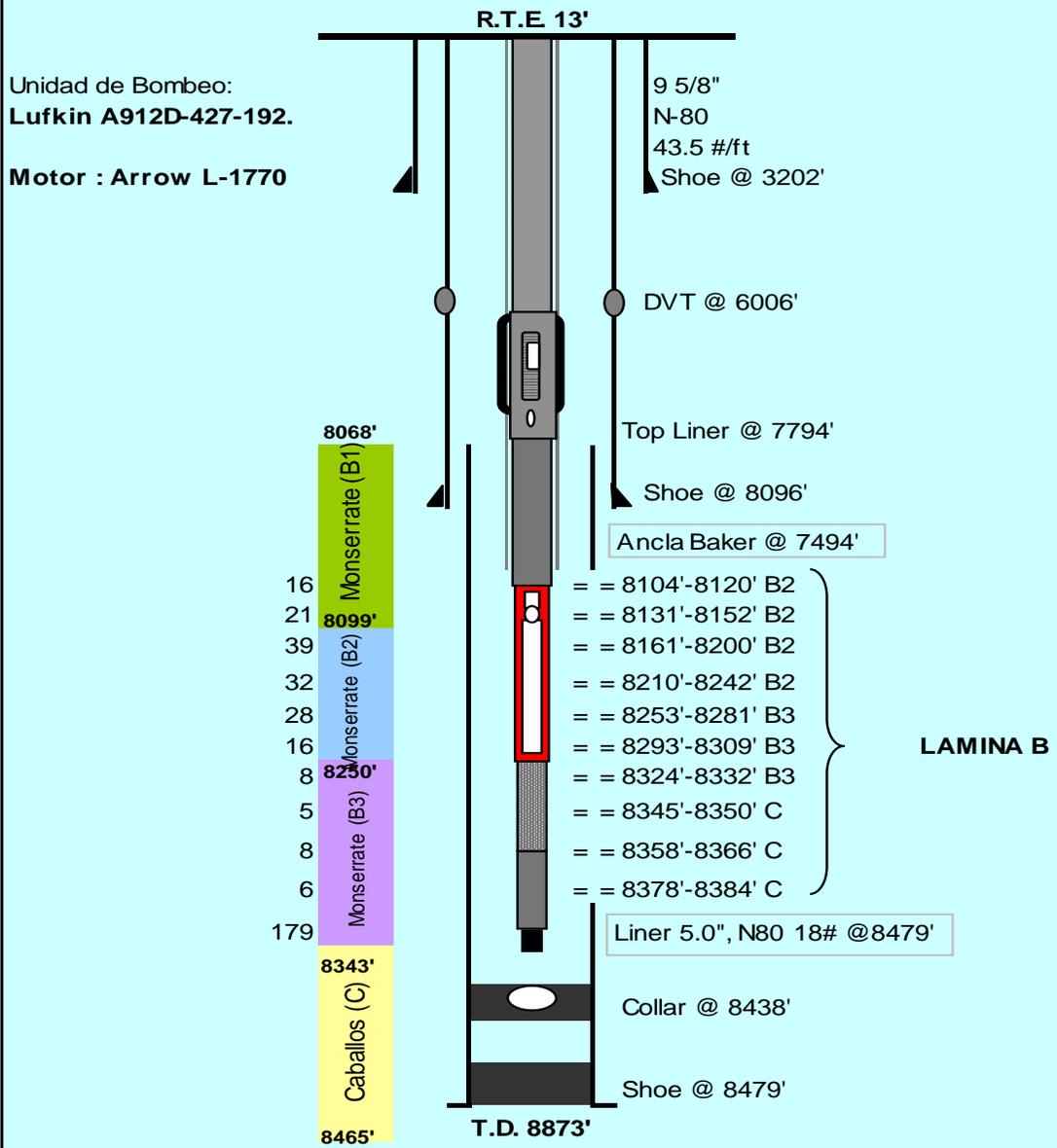
Intermedio: 7", K-55, 26#/Ft, @ 1811';

7", N-80, 29#/Ft, @ 6048'

Producción: Liner 5",N-80,18#/Ft, @ 8479'

**CABEZA }** CASING HEAD Marc Fepco. Type C-22, 9-5/8" x 11" x 3000 Psi

**DE POZO }** TUBING HEAD SPOOL Marc Fepco, Spool, Type T-16; 11" x 7-1/16" x 3000 Psi



Actividad:	<b>PP/BM/ Recuperación Memorias de PBU/ Cambio sarta de bombeo</b>						
<b>SARTA DE PRODUCCION Y VARILLAS</b>							
POZO: <u>2</u>				FECHA: <b>18/abr/2003</b>			
<b>Sarta de Producción Bajada al Pozo</b>							
DESCRIPCION	Ø EXTERNO	Ø INTERNO	PESO	GRADO	NºTUBOS	LONGITUD	PROFUNDIDAD
Tubería 2-7/8" EJE (Taponada)	3.625"	2.441"	6,5	J-55	2	62,26'	<b>8299'</b>
Tubería 2-7/8" EJE (Ranurada)	2.875"	2.441"		J-55	1	32,60'	
Bomba Pampa 25-225-THC-5-2	3.625"				1	28.00'	<b>8204'</b>
Tubería 2-7/8" EJE	2.875"	2.441"	6,5	J-55	17	529.40'	
Cross Over 2-7/8" x 3-1/2" EU	4.50"	2.44"			1	0,81'	<b>7647'</b>
Tubería 3-1/2" EJE	3.50"	2.992"	9,3	N-80	5	152.15'	
Ancla Arrow 7" x 3-1/2" EJE	5.50"	2.992"	2 pin/4000 c/u		1	2.91'	<b>7494'</b>
Tubería 3-1/2" EJE	3.50"	2.992"	9,3	N-80	243	7478.04'	
RTE						13,00'	
WT= 82000 lbs llena							
<b>Sarta de Bombeo Bajada al Pozo</b>							
DESCRIPCION	Ø EXTERNO	Ø INTERNO	PESO	GRADO	NºTUBOS	LONGITUD	PROFUNDIDAD
Piston Liso 2-1/4"	2.25"				1	26,00'	<b>8204'</b>
Pony Rod 3/4" x 2'	0.75"	<b>Nuevo</b>	1,9	EL	1	2,00'	
<b>Centralizador 3/4" x 2-7/8"</b>	0.75"	<b>Nuevo</b>			1	2,00'	
Varillas 3/4" x 25'	0.75"	<b>Nuevo</b>	1,9	EL	1	25,00'	
<b>Centralizador 3/4" x 2-7/8"</b>	0.75"	<b>Nuevo</b>			1	2,00'	
Varillas 3/4" x 25'	0.75"	<b>Nuevo</b>	1,9	EL	131	3.275,00'	
Varillas 7/8" x 25'	0.875"	<b>Nuevo</b>	2,15	EL	99	2.475,00'	
Varillas 1" x 25'	1"	<b>Nuevo</b>	2,9	EL	94	2350.00'	
Pony Rod 1"	1"x6"x4'	<b>Nuevo</b>	2,9	EL	2	10.00'	
Barra Lisa 1-1/2" x 25'	1.50"				1	24.00'	
R.T.E.						13.00'	
<b>CABEZA DE POZO</b>							
TIPO CSG - HEAD	Fepco, Type C22, 9-5/8" x 11" x 3000						
TIPO TUBING HANGER :	7-1/16" Corredizo WA5						
FLANGE ADAPTER :	7-1/16 X 3000, R53						
X MAS TREE :							
<b>COMENTARIOS</b>							
* Se instaló Pony Rod de 3/4" nuevo sobre el pistón. El que llegó con la bomba esta en mal estado.							
* La sarta de bombeo bajada al pozo fue parada una a una (Varillas nuevas), y aplicó desplazamiento circunferencial apropiado. Registro en carta Bartón.							
* Se avisó al personal de Parko Services al bajar la sarta de bombeo pero no se presentó ningún personal en locación.							
Se recomienda en el próximo servicio acondicionar un Pup Joint por encima del flange adapter para darle más altura al stuffing box porque la gualla de la unidad 1280 queda alta, permitiendo que el espaciado y el recorrido de la unidad la barra lisa quede limitada.							

- 00:00 - 03:00 Terminó de bajar sarta de Bombeo con pistón liso de 2-1/4"x26' PAMPA, parando varilla por varilla y aplicando desplazamiento circunferencial recomendado limpiando pines y cajas.
- 03:00 - 04:30 Espació pistón con 40", probó bomba con 500 psi, instaló, niveló cabezal de la unidad de bombeo.
- 04:30 - 06:00 Pozo en observación unidad 1280 operando con 6 GPM y 192" de recorrido THP:110 psi.
- 00:00 - 06:00 Equipo Disponible.
- 06:AM Equipo Disponible.

**Pozo: 3**

**Revestimiento:**

Superficie: 9-5/8", K55 / N-80 - 36 / 43.5 #/Ft @ 2022'

Intermedio: 7" - P110 - 29 #/Ft. ( 0' - 60' )

7" - K-55 - 26 #/Ft. ( 60' - 2848' )

7" - N-80, 26 #/Ft. ( 2848' - 5025' )

7" - P110 - 29 #/Ft. ( 5025' - 8348' ). 8' de tronco, Zapato flotador a 8340'

Producción: Liner 5",N-80,18#/Ft. **Tope a 8156'. Collar flotador a 9194'-Zapato guia a 9241'.**

**CABEZA } CASING HEAD** Marca Fepco. Type C-22, 9-5/8" x 11" x 3000 Psi

**DE POZO } TUBING HEAD** Marca Fepco, Spool, Type T-16; 11" x 7-1/16" x 3000 Psi

**Unidad de Bombeo:**

**Rotaflex 1100**

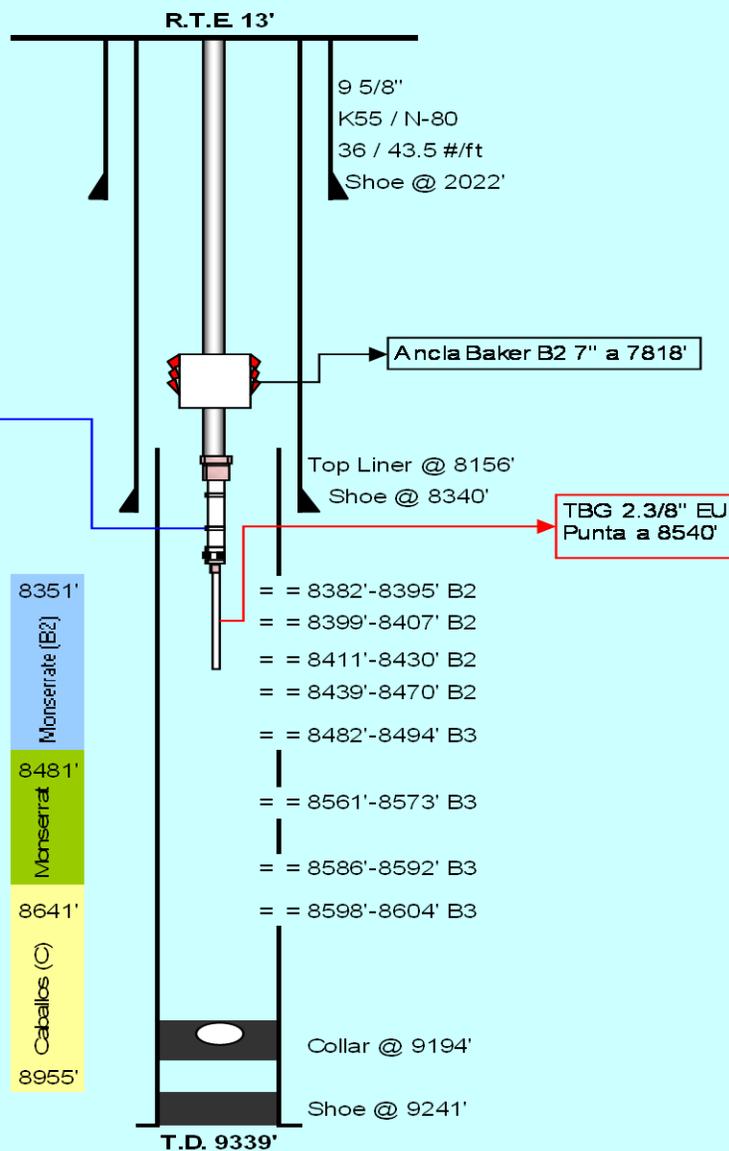
**Motor :**

**Arrow L-1770 (125 Hp)**

**Bomba THC @8080'**

**Lamina B**

**Ultimo fondo re portado Abril 26 del 2003 a 9024'**



Actividad:	<b>PP / BM / Servicio por varilla partida</b>						
<b>SARTA DE PRODUCCION</b>				POZO: <u>3</u>	FECHA: <u>27/04/2003</u>		
<b>SARTA DE PRODUCCIÓN QUE BAJO</b>							
DESCRIPCION	Ø EXTERNO	Ø INTERNO	PESO	GRADO	NºTUBOS	LONGITUD	PROFUNDIDAD
Tubería	2.3/8"	1.995"	4.6"	N80	15	459.04'	<b>8539.63'</b>
X-Over 2. 7/8" x 2.3/8" EU	2.7/8"	1.995"			1	0.61	
Bomba 25-225-THC--36-5-2	3.5/8"	2.25"		NUEVA	1	39.04'	<b>8079,98</b>
X-Over 2. 7/8" x 3.5" EU	3.5"	2.442"			1	1.15'	
Tubería	3.5"	2.992"	9,3	N80	7	221.18'	
Ancla Baker B2 7" x 3.5" con 10 pines de 5000 lbs C/U para 50000 lbs.	5.7/8"	2.992"	a 32 #	NUEVA	1	3.45'	<b>7818.61'</b>
Tubería	3.5"	2.992"	9,3	N80	247	7802.16'	
D.R						13.00'	
WT= 110000 LBS.							
DESCRIPCION	Ø EXTERNO	Ø INTERNO	PESO	GRADO	NºTUBOS	LONGITUD	PROFUNDIDAD
<b>SARTA DE BOMBEO QUE BAJO</b>							
Pistón liso	2.25"	NUEVO		Pin Puller	1	7.00'	<b>8080'</b>
Pony Rod	0.875"	NUEVO	2.15"	EL	1	2.00'	
Varillas	0.875"	NUEVA	2.15"	EL	2	50.00'	
Varillas	1.000"	NUEVA	2.90"	EL	57	1425.00'	
Varillas	0.750"	NUEVA	1.60"	EL	52	1300.00'	
Varillas	0.875"	NUEVA	2.15"	EL	92	2300.00'	
Varillas	1.000"	NUEVA	2.90"	EL	118	2950.00'	
Pony Rod	1.000"	NUEVOS	2.90"	EL	1	4.00'	
Barra lisa	1.500"	NUEVA			1	29.00'	
						13.00'	
Todos los coupling son FS.							
WT= 22000 lbs.							
TIPO CSG - HEAD:	11x3M						
TIPO TUBING HANGER:	7-1/16x3M						
FLANGE ADAPTER:	7-1/16x3M						
X MAS TREE:							

<b>Comentarios</b>
La sarta de varillas se bajó en presencia de una persona de Weatherford.
<b>Toda la sarta de varillas es nueva, incluyendo la barra lisa.</b>
<b>Se bajaron 2 varillas de 7/8" por encima del pistón.</b>

- 00:00-01:00 Terminó de retirar bop's 7-1/16" x 3M.
- 01:00-01:30 Sentó ancla Baker B2 de 7" x 3-1/2" a 7818' con 12000 lbs de tensión, peso de la sarta con crudo 110000 lbs.
- 01:30-02:30 Instalo adapter flange 7-1/16" x 3M x 3-1/2" EU y líneas de producción.
- 02:30-16:30 Bajó sarta de bombeo con pistón liso 2.25" pin puller a 8080'. Bajó parando varilla por varilla y realizando desplazamiento recomendado.
- 16:30-17:30 Espació pistón con 45", probó sistema con 500 psi, instaló cabezote de la unidad.
- 17:30-19:30 Observo pozo operando hacia la batería con 7 GPM, 192" de recorrido, THP= 100 psi.

**Pozo: 4**

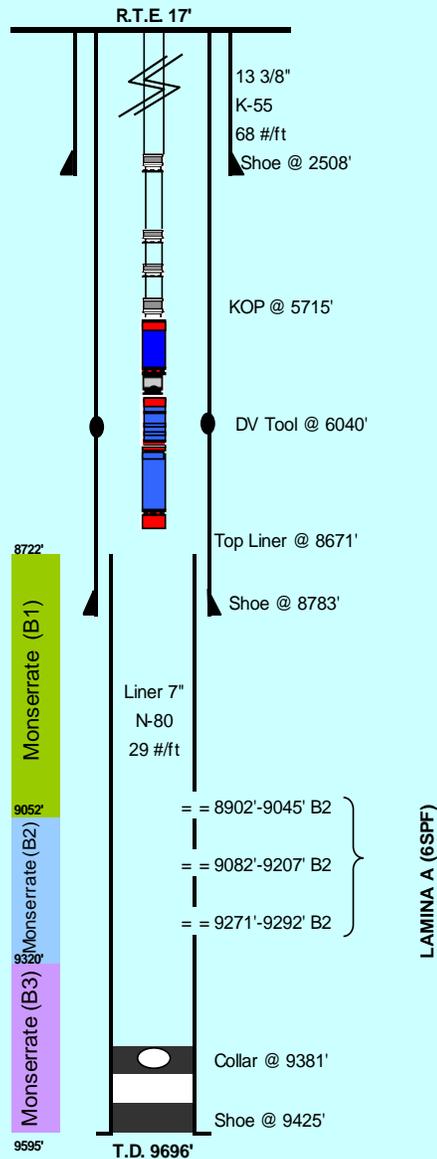
**Revestimiento:**

- Superficie: 13-3/8" - K-55 - 54.5 #/Ft BTC @ 2508'
- Intermedio: 9-5/8" - L-80 - 43.5 #/Ft, BTC ( 0' - 5485')
- 9-5/8" - N-80 - 43.5 #/Ft, BTC (5485' - 6034')
- 9-5/8" - N-80 - 47 #/Ft, BTC (6034' - 8633')
- 9-5/8" - P-110 - 47 #/Ft, BTC (8633' - 8783')

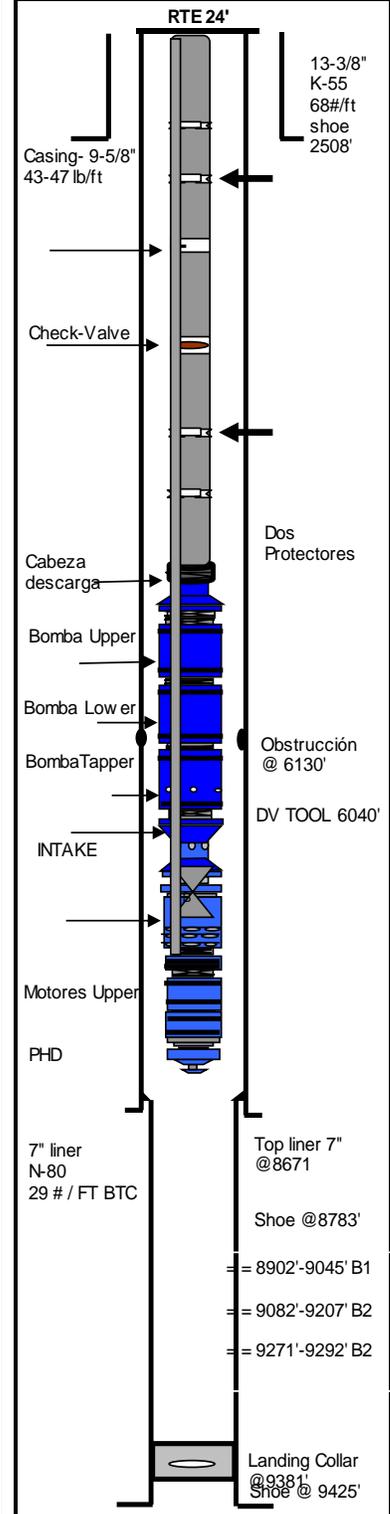
Producción: Liner 7" L-80 29#/Ft. Tope @ 9249'. Collar flotador a 9869' - Zapato guía a 9920'.

**CABEZA** } CASING HEAD Marca Fepco. Type C-22, 9-5/8" x 11" x 5000 Psi

**DE POZO** } TUBING HEAD 11-7 1/16-3000 psi con válvulas laterales de 2 1/16"-3000 psi y válvula master de 3 1/8" - 3000 psi



**ESTADO MECANICO**



Actividad:	<b>PP/ESP/ SERVICIO DE BOMBA ESP.</b>						
<b>SARTA DE PRODUCCION</b>							
				POZO:	<u>4</u>	FECHA:	<u>Junio-11-2002</u>
<b>SACADO AL POZO</b>							
DESCRIPCION	Ø EXTERNO	Ø INTERNO	PESO	GRADO	NºTUBOS	LONGITUD	PROFUNDIDAD

**BAJADO AL POZO**

SARTA ESP CENTRILIFT							
Centralizador de 4 aletas.	5.870"				1	0.35'	<b>8540,19</b>
PHD Sensor de presion.	4.5"				1	1.94'	<b>8539,84</b>
Motor low er KMHLG-380 HP-2370V-98A. 5.620" OD.					1	25.30'	<b>8537,90</b>
Motor Upper KMHLG-228 HP-1425V-98A. 5.620" OD.					1	25.55'	<b>8512,60</b>
Sello Tandem GST3GHL PFS 4B 5.130" OD.					1	12.59'	<b>8487,05</b>
Intake GPARCINTH	5.130"				1	1.03'	<b>8474,46</b>
Bomba tapered 20GSN-PS	5.130"				1	9.94'	<b>8473,43</b>
Bomba low er 103GC-41000-GPMTARH6. 5.130" OD					1	24.95'	<b>8463,49</b>
Bomba upper 103 GC-4100-GPMTARH6. 5.130" OD.					1	24.95'	<b>8438,54</b>
Cabeza de descarga	3.5"				1	0.50'	<b>8413,59</b>
Tubing	3.5"	2.992"	9.3	L-80	3	93,88	
Chek valve	3.5"				1	0.50'	<b>8319,21</b>
Tubing	3.5"	2.992"	9.3	L-80	1	31,21	
Drain Valve	3.5"				1	0.50'	<b>8287,50</b>
Tubing	3.5"	2.992"	9.3	L-80	265	8263,00'	
D.M.R						24,00'	

TIPO CSG - HEAD: 11-3000 x 11-300 ESP

TIPO TUBING HANGER: 11X 3-1/2" EUE ( ESP )

FLANGE ADAPTER: 11-3000 X 3-1/8"-3000

X MAS TREE: 3-1/8" -3000.

**Comentarios**

Instaló 4 protectores de equipo. 1- entre Motor Upper-sello, 1- entre bomba tapered-bomba low er

1- entre bomba low er-bomba upper, 1- entre bomba upper- cabeza descarga. Los 17 protectores de cable

Lasalle ubicados en los primeros 17 jts, de ahí en adelante 38 protectores de cable BOT. Max O.D 5,875"

medidas eléctricas @ 3517 F/F= 3,6 Ohmios, F/T= 3200 Ohmios.

medidas eléctricas @ 4500' F/F= 3,4 Ohmios, F/T= 3300 Ohmios.

medidas eléctricas @ 5500' F/F= 3,4 Ohmios, F/T= 3350 Ohmios.

medidas eléctricas @ 6500' F/F= 3,5 Ohmios, F/T= 3930 Ohmios.

medidas eléctricas @ 7500' F/F= 3,5 Ohmios, F/T= 5120 Ohmios.

medidas eléctricas @ 8500' F/F= 3,6 Ohmios, F/T=5800 Ohmios.

**medidas eléctricas en superficie antes del empalme 3,6 Ohms fase-fase y Fase-Tierra 5800 ohms.**

**Se instalarón 587 zunchos tipo superbandas en toda la sarta, en la parada # 39 @ 2418' se encuentra**

un empalme electrico.