

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE  
CONTRAPRESIÓN BPR PARA EL MANEJO DE GAS EN EL PROCESO DE  
EXTRACCIÓN DE POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO DEL  
CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**MARÍA CRISTINA VILLALBA VILLAMIZAR**

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

**2014**

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE  
CONTRAPRESIÓN BPR PARA EL MANEJO DE GAS EN EL PROCESO DE  
EXTRACCIÓN DE POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO DEL  
CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**MARÍA CRISTINA VILLALBA VILLAMIZAR**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniera de Petróleos**

**DIRECTORES:**

**Ing. Camilo Córdoba**  
**Ecopetrol S.A.**

**Ing. Erik Montes**  
**Universidad Industrial de Santander**

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

**2014**

## DEDICATORIA

Este triunfo tan importante para mí, se lo quiero dedicar a Dios por darme siempre la fuerza necesaria y ser la luz en mi camino, por mostrarme y dejar experimentar todos los días de mi vida su eterna misericordia y su bondad infinita, por ser mi compañero fiel y por enseñarme que la vida es solo para grandes guerreros. Todo te lo debo a vos Dios Mío.

A la virgen María por ser mi protectora y el mejor ejemplo a seguir.

A mi abuela, por hacer de mí la mujer que soy hoy en día, por dejar en mí huellas y enseñanzas que irán conmigo siempre. Nona sé que desde el cielo hoy me acompaña y celebra conmigo este gran sueño hecho realidad.

A mi papá, mi compañero de grandes batallas, el motor y mi motivación por ser mejor, el ejemplo de vida que me permite ver que todo se puede lograr con sacrificio, entrega y trabajo. Pá lo amo hasta muchísimo más allá del mar rojo.

A mi mamá, por enseñarme a ser fuerte y dejarme ver a través de sus ojos la lealtad, fidelidad y amor de una madre. Mami la amo con todas mis fuerzas.

A mi hermana, por ser esa llama que alegra y me llena de vitalidad cuando más lo he necesitado. Sister gracias por estar siempre a mi lado, y por brindarme tu apoyo incondicional.

A mi hermano por esa nobleza tan inmensa que muestra en cada una de sus acciones, por ser el hombrecito de la casa. Nene lo adoro muchísimo.

A mis tías Chayo, Aurora, Ofelia y Alba por quererme y brindarme su cariño y hacerme sentir tan especial.

A mis tíos Reinel y Nicolás, por brindarme sus enseñanzas y consejos.

A William, por brindarme su amor y apoyo, por hacer de mis días, momentos felices y ayudarme a ser mejor persona, por darme una mano cuando más lo necesité y seguir luchando juntos. Te quiero mi Cielo.

A toda mi familia y a mis grandes amigos, que hacen de mi vida, momentos de profunda alegría y satisfacción.

María Cristina.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Ecopetrol S.A. por brindarme la oportunidad de realizar mi práctica.

A todas las personas que hicieron de mi permanencia en esta magnífica empresa momentos felices e inolvidables, a quienes me enseñaron muchas cosas que han hecho de mí una mejor profesional y sobretodo una mejor persona.

Al Ing. Luis Bernardo Carrera por orientarme y confiar en mí.

Al Ing. Willington Gévez por guiarme en cada paso y por brindarme su apoyo.

A las personas que hacen parte del grupo de control de producción y de subsuelo de la Superintendencia La Cira Infantas por su colaboración incondicional.

Al Ing. Camilo Córdoba por permitirme desarrollar este proyecto y por brindarme su apoyo siempre que lo necesité.

Al Ing. Cristian Obregón, quien siempre estuvo dispuesto a aportarme sus conocimientos y brindarme su ayuda para lograr la realización de mi proyecto.

Al Ing. Erik Montes por su contribución y consejos en el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, a mis profesores, compañeros y a todas las personas cercanas a mí, durante mi carrera profesional, por sus valiosos aportes en todas mis etapas.

A toda mi familia y a todos mis amigos por no desfallecer ante las dificultades que se presentaron y acompañarme siempre.

A Reinel Antonio por estar siempre al pendiente de mí y quererme tanto.

A la Señora Doris Yaneth Vargas y a su familia por acogerme y brindarme su cariño.

A Magredt y a Lore por acompañarme en los días más difíciles y brindarme su mano amiga.

A Yesika Nataly y a Carlitos, amigos de mi corazón, por darme sus sabios consejos, por brindarme su amistad autentica.

Gracias a todos, este es uno de mis grandes sueños...y hoy estoy segura que no lo hubiera hecho realidad sin la ayuda de cada una de las personas que me colaboraron, me apreciaron y me enseñaron.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS .....	16
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS. ....	16
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS. ....	17
1.3 MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	19
1.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	19
1.4.1 Bombeo por cavidades progresivas (PCP) .....	20
1.4.2 Bombeo Electrosumergible (ESP). ....	22
1.4.3 Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP):.....	23
1.4.4 Bombeo Mecánico:.....	24
1.5 REGISTROS PARA EL MONITOREO DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	27
1.5.1 Dinagrama. ....	27
1.5.2 Registro de Nivel: Sonolog. ....	28
1.6 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....	29
1.6.1 Análisis nodal.....	29
1.6.2 Componentes del análisis nodal. ....	31
1.6.3 Procedimiento:.....	32
1.6.4 Análisis de Sensibilidades.....	32
1.7 PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS. ....	33
1.7.1 Bloqueo por Gas .....	33

1.7.2	Golpe de Fluido.....	33
1.8	BACK PRESSURE REGULATION (BPR).....	34
2.	SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA INSTALAR LA VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN BPR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	37
2.1	PARÁMETROS DE SELECCIÓN.....	39
2.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	39
3.	DETERMINACION DE LA PRESIÓN ÓPTIMA DE OPERACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN BPR.....	41
3.1	METODOLOGÍA APLICADA.....	42
3.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
4.	CONCLUSIONES.....	53
5.	RECOMENDACIONES.....	55
	BIBLIOGRAFÍA.....	56
	ANEXOS.....	58

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Ubicación Geográfica del campo La Cira Infantas .....	16
Figura 2.	Producción Histórica del campo La Cira Infantas .....	18
Figura 3.	Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas .....	21
Figura 4.	Sistema de Bombeo Electrosumergible .....	23
Figura 5.	Sistema de Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas ..	24
Figura 6.	Sistema de Bombeo Mecánico.....	26
Figura 7.	Porcentaje de los sistemas de levantamiento artificial en La Cira Infantas .....	27
Figura 8.	Diagrama de Fondo y de Superficie .....	28
Figura 9.	Esquema de Instalación del Echometer .....	29
Figura 10.	Ubicación de un nodo en un sistema de Producción Pozo-Yacimiento .. ..	30
Figura 11.	Representación Gráfica del Análisis Nodal .....	31
Figura 12.	Válvula Reguladora de Contrapresión BPR .....	35
Figura 13.	Flujo de trabajo. ....	41
Figura 14.	Metodología aplicada. ....	42
Figura 15.	Dinagrama pozo 6 antes de la instalación de la válvula BPR. ....	44
Figura 16.	Pozo 6 sin la válvula BPR instalada. ....	45
Figura 17.	Pozo 6 durante la instalación de la válvula BPR. ....	46
Figura 18.	Dinagrama pozo 6 después de la instalación de la válvula BPR. ....	47
Figura 19.	Pozo 6 con la válvula BPR instalada. ....	48
Figura 20.	Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 6. ....	49
Figura 21.	Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 2. ....	50
Figura 22.	Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 7. ....	51

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de la eficiencia de la bomba instalada en cada pozo.....	39
Tabla 2. Descripción de las facilidades y condiciones de fondo de los pozos seleccionados.....	40
Tabla 3. Descripción del crudo de los pozos seleccionados.....	40
Tabla 4. Datos obtenidos del Pozo 6 con el anular abierto a la línea de vacío. ..	49
Tabla 5. Datos obtenidos del Pozo 6 con el anular cerrado a la línea de vacío. .	49
Tabla 6. Datos obtenidos del Pozo 6 con el anular despresurizado.....	49
Tabla 7. Datos obtenidos del Pozo 2 con el anular abierto a la línea de vacío. ..	51
Tabla 8. Datos obtenidos del Pozo 7 con el anular abierto a la línea de vacío. ..	51
Tabla 9. Presión óptima de operación del funcionamiento de la válvula BPR de los pozos analizados. ....	52

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A.	Grafica Presión vs. Producción inferida Pozo 1.....	58
Anexo B.	Datos obtenidos del pozo1 con la línea de red anular abierta. ....	59
Anexo C.	Datos obtenidos del pozo1 con la línea de red anular cerrada. ....	60
Anexo D.	Datos obtenidos del pozo1 con el anular despresurizado.....	61
Anexo E.	Datos obtenidos del pozo 2 con la línea de red anular abierta. ....	62
Anexo F.	Grafica Presión vs. Producción inferida Pozo 3.....	63
Anexo G.	Datos obtenidos del pozo 3 con la línea de red anular abierta. ....	64
Anexo H.	Datos obtenidos del pozo 3 con la línea de red anular cerrada. ....	65
Anexo I.	Datos obtenidos del pozo 3 el anular despresurizado.....	66
Anexo J.	Grafica Presión vs. Producción inferida Pozo 4. ....	67
Anexo K.	Datos obtenidos del pozo 4 con la línea abierta a red de anular.....	68
Anexo L.	Datos obtenidos del pozo 4 con la línea cerrada a red de anular. ....	69
Anexo M.	Datos obtenidos del pozo 4 con la línea cerrada a red de anular. ....	70
Anexo N.	Grafica Presión vs. Producción inferida Pozo 5.....	71
Anexo O.	Datos obtenidos del pozo 5 con la línea de red anular abierta. ....	72
Anexo P.	Datos obtenidos del pozo 5 con la línea de red anular cerrada. ....	73
Anexo Q.	Datos obtenidos del pozo 5 con el anular despresurizado.....	74
Anexo R.	Datos obtenidos del pozo 6 con el anular abierto. ....	75
Anexo S.	Datos obtenidos del pozo 6 con el anular cerrado.....	76
Anexo T.	Datos obtenidos del pozo 6 con el anular despresurizado.....	77
Anexo U.	Datos obtenidos del pozo 7 con la línea de red anular abierta. ....	78

## RESUMEN

**TITULO:** Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión BPR para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del campo La Cira Infantas.\*

**AUTORA:** María Cristina Villalba Villamizar. \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Campo La Cira Infantas, Pozo productor, Bombeo mecánico, Interferencia por gas, Válvula reguladora de contrapresión BPR.

### DESCRIPCION

El estudio del influjo de gas en los pozos productores de petróleo es importante para el análisis del comportamiento de dicho pozo al momento de la producción, ya que permite identificar posibles inconvenientes en la operación y controlarlos a tiempo.

En el campo La Cira Infantas una alternativa ante la interferencia por gas, ha sido la instalación de la válvula reguladora de contrapresión BPR.

En esta práctica se desarrollaron algunas pruebas sobre ciertos pozos previamente seleccionados del campo, con el fin de observar la respuesta del pozo en cuanto a producción y funcionamiento ante diferentes valores de presión en la válvula BPR, y así identificar la mejor opción de trabajo de dicha válvula, para lograr optimizar la producción de los pozos en el campo La Cira Infantas.

Las pruebas realizadas se presentan bajo tres diferentes escenarios, anular abierto a la línea de vacío, anular cerrado a la línea de vacío y la línea de anular despresurizada.

Luego de realizadas las pruebas, los resultados se visualizan a través de la información extraída del sistema corporativo LOWIS.

Finalmente se realiza un análisis detallado del comportamiento de cada pozo y las gráficas obtenidas de cada una de las variaciones hechas, y se determina la mejor opción de trabajo para la válvula BPR.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Ing. Erik Montes.

## ABSTRACT

**TITLE:** Performance analysis of the backpressure regulator valve (BPR) for handling the gas in the extraction process of producing wells with mechanical pumping in la Cira infantas field. \*

**AUTHOR:** Maria Cristina Villalba Villamizar.\*\*

**KEY WORDS:** La Cira Infantas Field, producing well, mechanical pumping, gas interference, backpressure regulator valve (BPR).

### DESCRIPTION

The study of the gas influx in oil producing wells, is important for analyzing the behavior of each well at producing time, because it helps to identify possible operation problems and look for the best way to control it on time.

In la Cira Infantas field an alternative to the gas interference, its been istalling the backpressure regulator valve (BPR).

In this practice some tests are develop over some previously selected wells of the field, in order to obvsrve the operation and production response at different pressure values in the backpressure regulator valve (BPR), and identify the best operating pressure of the valve in each well, in order to optimize production in la Cira Infantas field wells.

The develop tests are presented under three different scenarios that are: open annulus to the vacuum line, closed annulus to the vacuum line, annulus line depressurized.

Testing performed after, the results of each test are displayed through the imformation extracted from the corporate system LOWIS.

Finally a complete detailed analysis is performed of the behavior and graphics of each well in which the backpressure regulator valve (BPR) was applied, taking to account each of the variations done. To determine the best operating pressure option for the backpressure regulator valve (BPR) in each well of the tested wells in la Cira Infantas field.

---

\* Graduate Thesis.

\*\* Physical – Chemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director Ing. Erik Montes.

## INTRODUCCIÓN

El campo La Cira Infantas está ubicado en la cuenca del Valle medio del Magdalena, la cual se encuentra limitada por la Cordillera Oriental al Este y por la Cordillera Occidental al Oeste. Geográficamente esta cuenca tiene sus límites septentrionales en el Banco (Magdalena) y Honda (Tolima) en su parte sur.

Este se encuentra en la parte central de la antigua Concesión de Mares, al costado este de la rivera del Río Magdalena y al sur del río Sogamoso.

Actualmente este campo produce 40.000 BPD y se encuentra bajo una inyección de agua como proceso de recuperación secundaria, de aproximadamente 470.000 BWPD.

Hoy por hoy el campo cuenta con cuatro mecanismos de levantamiento artificial, bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas (PCP), bombeo electrosumergible (ESP) y bombeo electro PCP (ESPCP).

Con el paso de los años y la pérdida de presión en los yacimientos de la Cira Infantas ha ocurrido un aumento en la capa de gas, causando que los pozos presenten comúnmente interferencia por gas, siendo este efecto un inconveniente que dificulta la eficiente producción de petróleo.

Las BPR (BACK PRESSURE REGULATION) son válvulas reguladoras de contrapresión, que se han instalado en algunos pozos del campo con el objetivo de controlar el influjo de gas, ejerciendo presión y logrando que el gas se disuelva en el crudo, para finalmente evitar que el pozo sufra bloqueos por el gas.

Con este análisis se pretende realizar una serie de pruebas sobre algunos pozos previamente seleccionados, con la finalidad de encontrar el valor óptimo de

presión a la cual debe funcionar la válvula BPR, esto a través de la observación y evaluación de su respuesta y desempeño a cada uno de los valores ejercidos.

# 1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

## 1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

El campo<sup>2</sup> La Cira Infantas está ubicado en la cuenca del Valle medio del Magdalena, la cual se encuentra limitada por la Cordillera Oriental al Este y por la Cordillera Occidental al Oeste. Geográficamente esta cuenca tiene sus límites septentrionales en el Banco (Magdalena) y Honda (Tolima) en su parte sur.

El campo La Cira-Infantas se encuentra en la parte central de la antigua Concesión de Mares, al costado este de la rivera del Río Magdalena y al sur del río Sogamoso, a una distancia aproximada de 22 Km. al SE de la ciudad de Barrancabermeja-Santander y a 250 Km. al NW de Santafé de Bogotá.

El campo cuenta con una extensión de 160 Km<sup>2</sup>.

Figura 1. Ubicación Geográfica del campo La Cira Infantas



**Fuente:** EPIS Colombia. Epis Map (en línea), Modificado por GARZON, David

<sup>2</sup> VELASQUEZ, Fabián Alejandro. Práctica Empresarial en desarrollo, manejo e interpretación de información de los nuevos pozos perforados en fase III del campo La Cira Infantas. Occidental de Colombia. UIS. 2010

## 1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

La historia del campo<sup>3</sup> La Cira Infantas se remonta a la concesión de Mares.

El área de la concesión es de 5120 Km<sup>2</sup> y no era conocida completamente hasta 1928 que fue inspeccionada por la Tropical Oil Company.

El primer pozo descubierto fue el infantas # 2 que fue perforado el 12 de diciembre de 1917.

En 1925 se empezó la construcción de un oleoducto, el cual tenía un diámetro de 25,4 cm, con diez estaciones de bombeo, y que llegaba hasta la localidad de Mamonal de Cartagena. Su capacidad inicial era de 30.000 BPD y fue incrementando a 50.000 BPD. Esta línea llamada “La línea Andina” fue reemplazada hasta 1985.

Durante los años 1922 a 1926 se construyeron diversas infraestructuras en El Centro, corregimiento donde está ubicado el campo La Cira Infantas.

La reversión de la concesión de mares en agosto de 1951 al gobierno Colombiano fue un evento históricamente muy notorio, caracterizado por una gran voluntad por ambas partes, el gobierno y la compañía, con un muy marcado afecto por parte de Colombianos, Americanos y Canadienses. En este evento los bienes y operaciones pasaron a ser manejadas directamente por la recién formada Empresa Colombiana de Petróleos.

Ecopetrol fue creada por la Ley 15 de 1948, como una empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

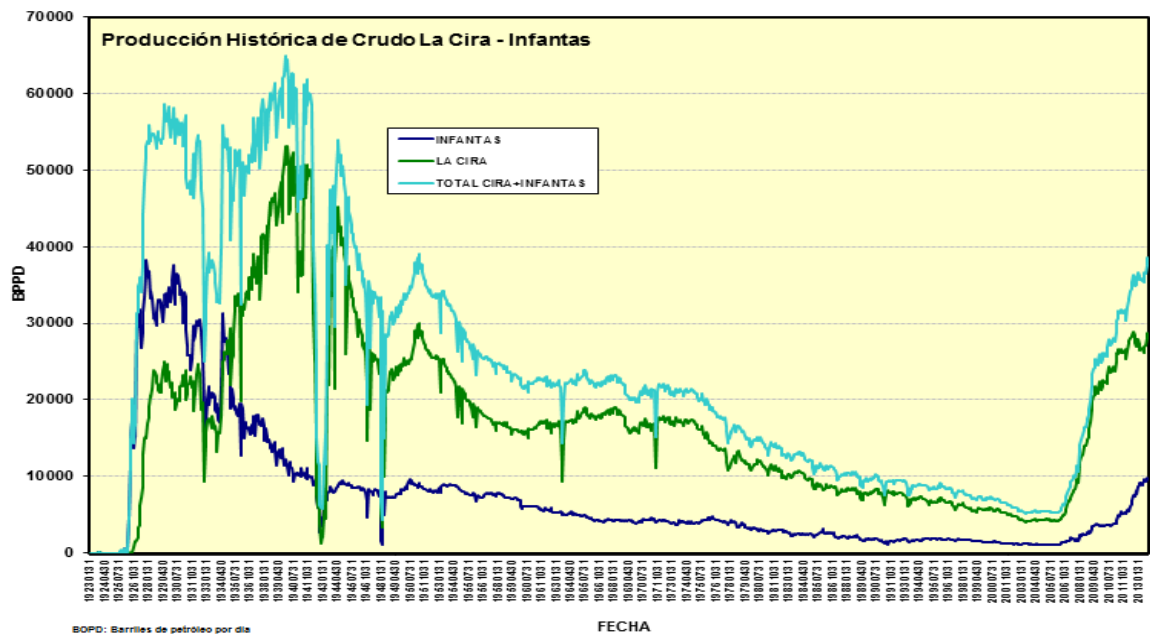
El papel que jugaba Ecopetrol como administrador de las reservas de petróleo y gas del país pasó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), encargada del manejo de la política petrolera en Colombia. Ahora es la ANH la que se encarga de administrar los recursos petroleros de propiedad de la nación y contratar con terceros la exploración y explotación de estos recursos.

---

<sup>3</sup> MALDONADO, Aylim. Análisis del comportamiento y vida útil de las varillas en los sistemas de levantamiento artificial tipo PCP y Bombeo Mecánico en el campo La Cira Infantas. Universidad Industrial de Santander. 2012.

Ecopetrol decidió darle nueva vida al campo después del 2003, lo que implicaba una gran inversión en tecnología que aumentara el factor de recobro del campo, lo que hizo que Ecopetrol invitara en julio de 2003 a un grupo de compañías expertas en este tipo de proyectos, entre las cuales la seleccionada para suscribir un acuerdo de intención con el objetivo de analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental del campo. Con el estudio se decidió que el proyecto sí era viable y por esta razón Occidental de Colombia, pactó un tratado con Ecopetrol, y ambas compañías llevan adelante el proyecto La Cira Infantas.

Figura 2. Producción Histórica del campo La Cira Infantas



**Fuente:** Producción La Cira Infantas. Ecopetrol S.A. 2013

Los fluidos de los pozos son recolectados a través de manifolds de producción distribuidos estratégicamente en el campo, estas serpentinas desembocan en ramales que ingresan a las estaciones.

La función de las estaciones es la de recibir el crudo de los manifolds, almacenarlo en tanques y luego ser bombeado a la planta deshidratadora, donde llega el crudo a tanques de fiscalización, para que finalmente se despache a refinería.

Las líneas de producción de cada estación han ido aumentando por la entrada de pozos nuevos al campo.

Hoy por hoy el campo tiene una producción de crudo de 40.104 BOPD

### **1.3 MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.**

La inyección de agua es el proceso de recuperación secundaria más ampliamente utilizado hoy en el mundo, desde el año 1880 se ha reconocido la inyección de agua como un potencial para mejorar el recobro de hidrocarburos. Sin embargo, las experiencias de campo no se tuvieron sino hasta 1930 cuando varios proyectos de inyección fueron iniciados. La inyección de agua es la responsable de una amplia fracción del aceite producido hoy en el mundo.

Las principales razones por las cuales la inyección de agua es el proceso más exitoso y de mayor aplicación en el mundo son la disponibilidad general del agua, el bajo costo comparado con otros líquidos de inyección, la facilidad para inyectar agua en la formación, y la alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite.

Actualmente el campo tiene una inyección de agua de 475.671 BWPD.

### **1.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.**

Tanto en la Cira como en Infantas, inicialmente la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente se pasó a un sistema de levantamiento

por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935, para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad en gran parte de los pozos.

Actualmente el campo cuenta con cuatro mecanismos de levantamiento artificial, bombeo mecánico, PCP, ESP y electro PCP (ESPCP), siendo el más común el primero.

Cada método tiene sus bondades, para el caso del PCP tiene la gran ventaja de manejar la producción de arena gracias a su sistema con elastómero resistente a la abrasión, la ESP es utilizada especialmente para pozos cuyos caudales exceden los 3000 BFPD y por la disminución de falla, y el bombeo mecánico, el cual tiene una gran tolerancia a la producción de arena y un amplio rango de caudales de producción.

**1.4.1 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)** Consiste en una bomba de desplazamiento positivo<sup>4</sup> no pulsátil en forma de flujo laminar y estable con una tasa de descarga proporcional al tamaño de la cavidad, la velocidad de rotación y el diferencial de presión a través de la bomba.

Como resultado de este diseño no hay válvulas gastadas o sucias por efecto de la arena.

El equipo en superficie consta de un motor eléctrico, unido a una caja reductora de velocidades a través de la cual se regulan las revoluciones por minuto de la bomba, variando el diámetro de las poleas.

Adicionalmente, posee una caja de empaques para impedir el derrame de fluidos en superficie, además de un cabezal y las respectivas varillas de succión que se escogen de acuerdo al tipo de la bomba y profundidad a la cual se encuentran.

---

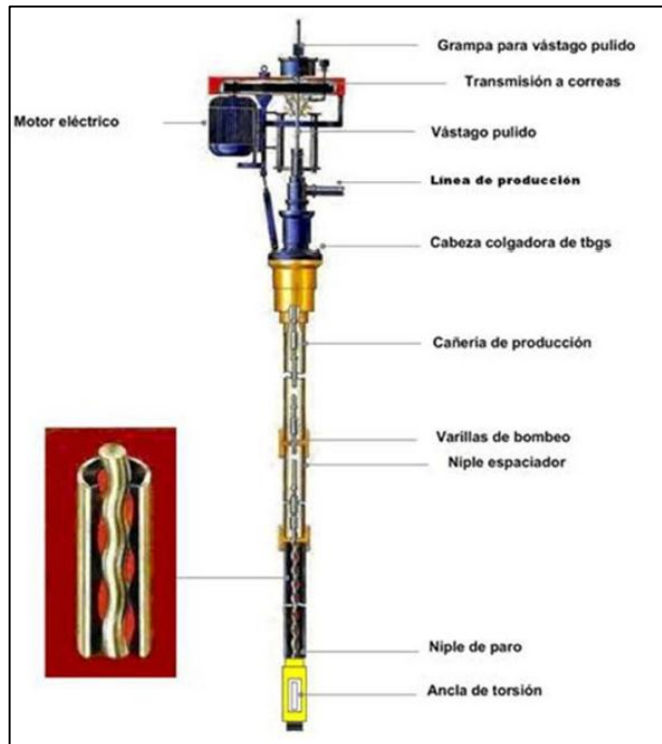
<sup>4</sup> URIETA, Yeison Alberto; Ajuste de un modelo analítico para la estimación del desgaste en tubería de producción en el campo La Cira Infantas en pozos productores; UIS, 2011

El uso de este tipo de bombas, tiene diferentes aplicaciones: Petróleo pesado, pozos productores de crudo con H<sub>2</sub>S, crudo liviano con cierto contenido de aromáticos, pozos de agua, proyectos de inyección de agua (caso La Cira Infantas), pozos horizontales, inclinados y desviados.

Su uso en el campo se debe principalmente a su aplicabilidad en casos de inyección de agua como método de recobro, además de ser una excelente opción para crudos con un alto contenido de abrasivos. A pesar de sus ventajas, este mecanismo tiene su debilidad en el tipo de elastómero que se use, ya que de este puede depender la vida útil de la bomba.

El elastómero es un polímero que tiene la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, va en conjunto con el estator y es quien sufre principalmente la abrasión de la arena.

Figura 3. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas



**Fuente:** CIULLA, Francesco. Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas cavidades progresivas.

**1.4.2 Bombeo Electrosumergible (ESP).** El uso de las bombas electrosumergible<sup>5</sup> en el campo La Cira Infantas, ha sido escaso comparado con los demás mecanismos, puesto que las características del campo el cual provee pozos con bajos caudales y alta producción de arena, no son suficientes para su aplicación.

Actualmente el campo cuenta con 68 pozos trabajando con bombas de este tipo con caudales superiores 1000 BFPD.

El equipo se compone de:

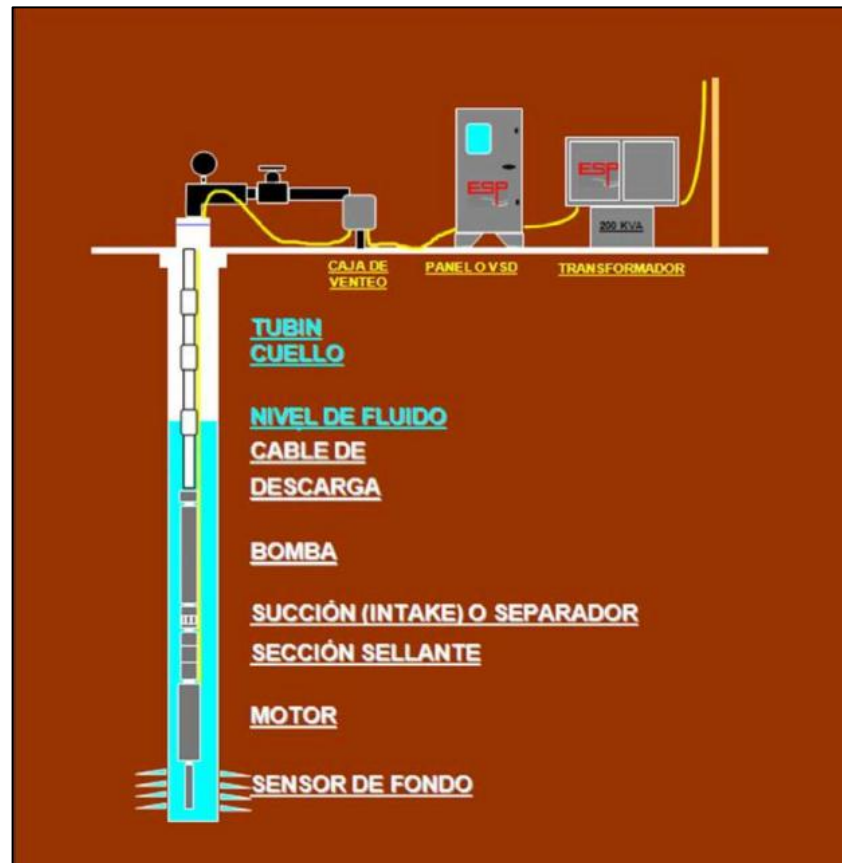
- Equipo de superficie
  - Transformador reductor
  - Tablero de control
  - Transformador elevador
- Equipo de fondo:
  - Bomba
  - Sello
  - Motor
  - Sensores

La bomba para este tipo de bombeo, es una bomba del tipo centrífuga, que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa de la turbina (impulsor) que gira dentro de una cavidad o difusor. Al conjunto impulsor-difusor se le llama etapa de la bomba. A medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga. Debido a la forma de los alabes del impulsor, el fluido es levantado hacia el difusor, quien a su vez lo encamina al impulsor de la siguiente etapa. A mayor número de etapas en una bomba ESP, mayor es la presión a la salida.

---

<sup>5</sup>ADAIR, Paul; Completion design manual. Section 4: Artificial Lift Methods, 2003.

Figura 4. Sistema de Bombeo Electrosumergible

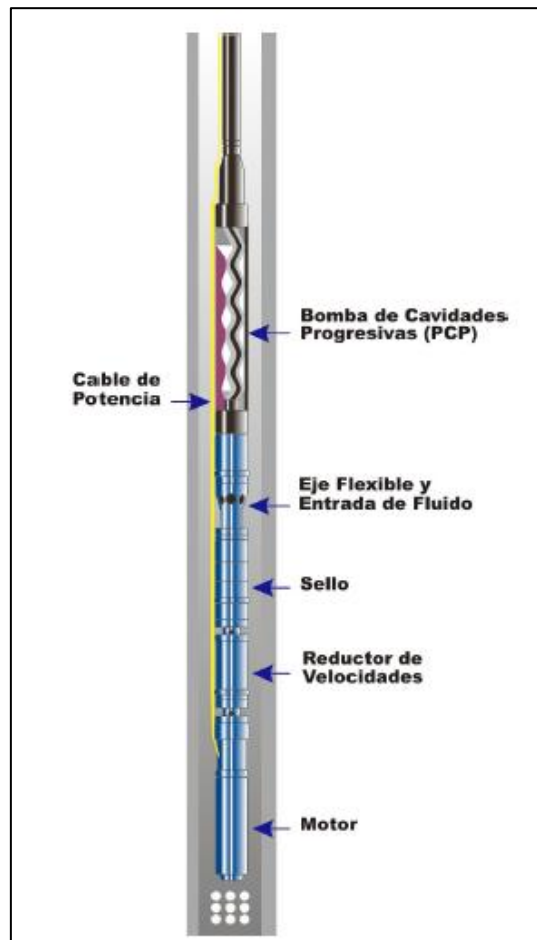


**Fuente:** <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

**1.4.3 Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas (ESPCP):** Este sistema de bombeo<sup>6</sup> es similar al método de bombeo electrosumergible, con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se utiliza una bomba de cavidades progresivas y que se requiere una caja de velocidades con reductor para acomodar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la bomba de cavidades progresivas y una junta o eje flexible debido a la excentricidad de la bomba de cavidades progresivas.

<sup>6</sup> ADAIR, Paul; Completion design manual. Section 4: Artificial Lift Methods, 2003.

Figura 5. Sistema de Bombeo Electrosumergible con Cavidades Progresivas



**Fuente:** MUÑOZ, Alvaro Fabian. TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. 2007.

**1.4.4 Bombeo Mecánico:** Es uno de los métodos de producción más utilizados (80-90 %).

Este equipo<sup>5</sup> permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie.

La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener

muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo. Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón.

La unidad de superficie imparte el movimiento ascendente y descendente 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.

Está compuesto básicamente por las siguientes partes:

- Equipo de Superficie:
  - Motor (Eléctrico o a Combustión)
  - Unidad de Bombeo
  - Cabeza de Pozo
- Equipo de Fondo:
  - Tubería de Revestimiento “Casing”
  - Tubería de Producción “Tubing”
  - Varillas
  - Bomba ( Cilindro, Pistón y Válvulas de Bola)
  - Anclas de Tubería

Para que ocurra la acción del bombeo, el pistón realiza un movimiento recíprocante dentro del barril, la tubería confina la sarta de cabilla de succión que acciona a su vez la bomba de subsuelo.

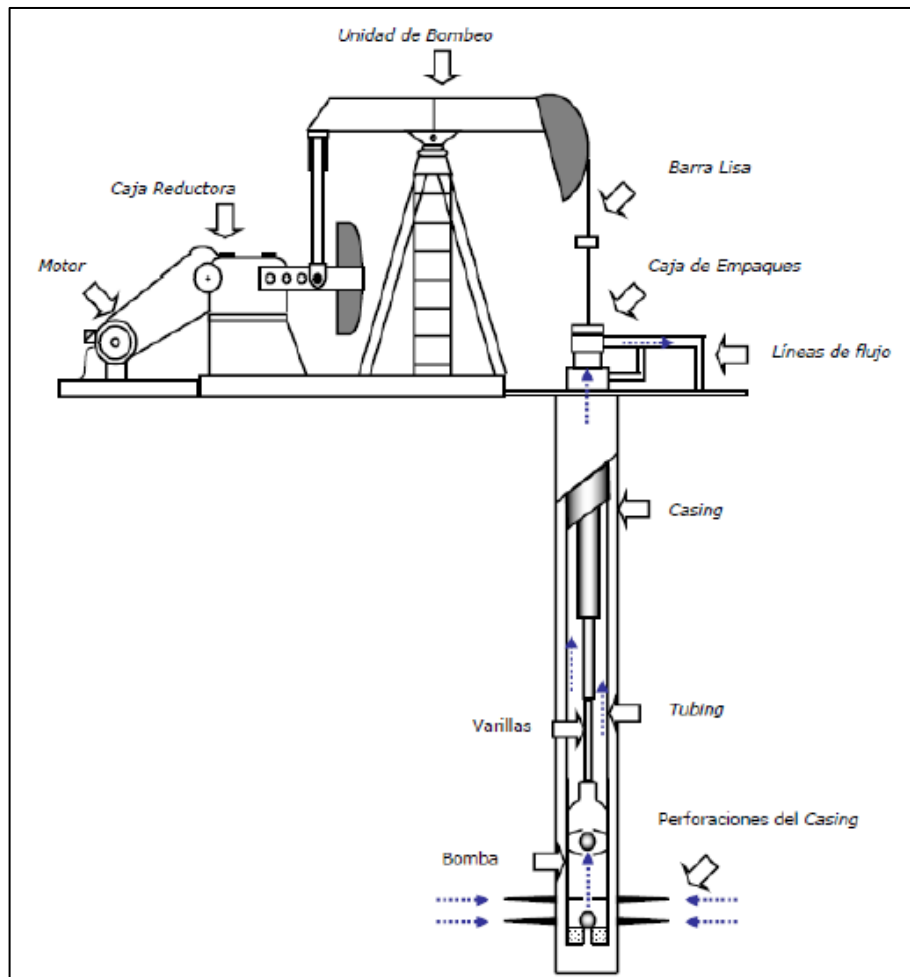
La válvula que tiene agarrada el barril de trabajo actúa como una válvula de succión y se denomina válvula fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama válvula viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporciona un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo.

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.

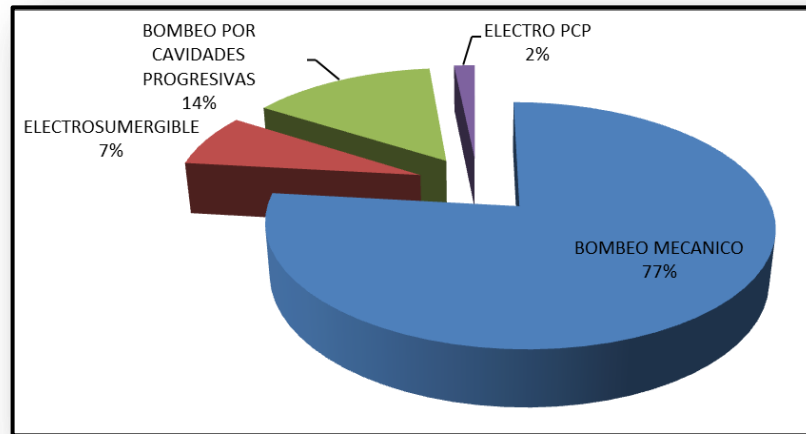
No se recomienda en pozos desviados y cuando la producción de sólidos y/o la relación de gas-líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente le eficiencia de la bomba.

Figura 6. Sistema de Bombeo Mecánico



**Fuente:** DIAZ, Jorge y LOPEZ Juan. Trabajo de grado. 122783. UIS. 2007.

Figura 7. Porcentaje de los sistemas de levantamiento artificial en La Cira Infantas



## 1.5 REGISTROS PARA EL MONITOREO DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.

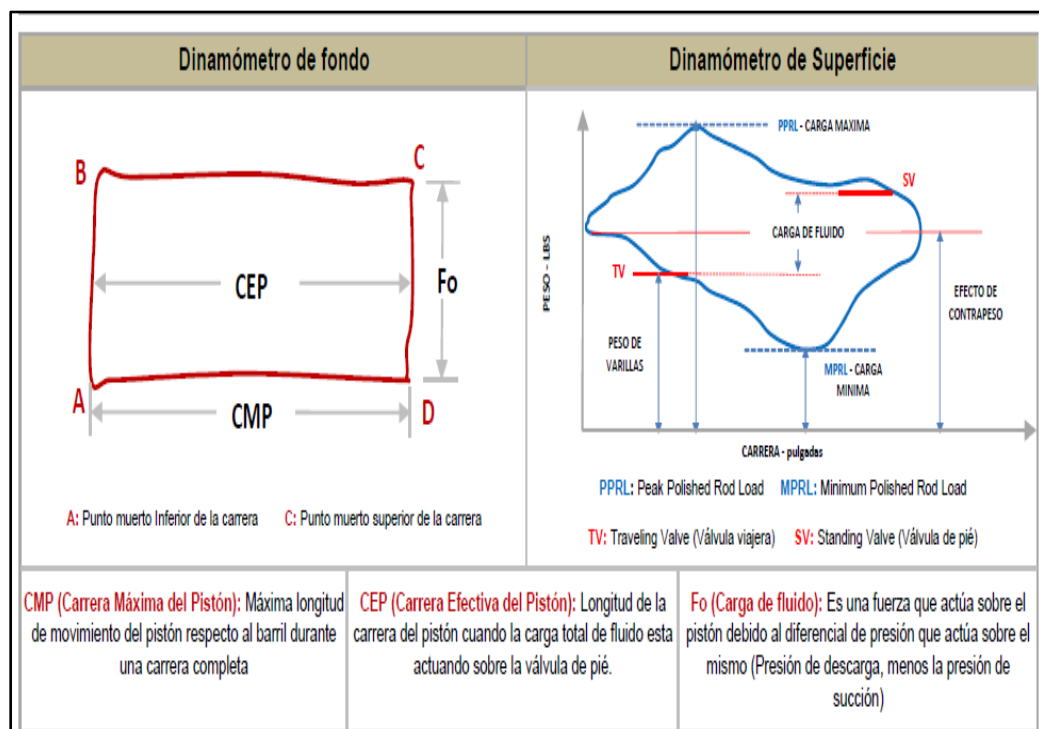
**1.5.1 Dinagrama.** El dinagrama<sup>7</sup> es una herramienta indispensable para el análisis del sistema de bombeo mecánico como levantamiento artificial. Éste registra y mide en forma continua las cargas y las deformaciones que soporta la barra lisa y como resultado muestran las cartas dinamométricas correspondientes, que deben ser interpretadas para determinar los problemas que existen en el fondo del pozo y dar las soluciones pertinentes.

El grafico final representa la Carga vs. Posición (barra lisa o pistón) y se obtiene conociendo la carrera correspondiente a la carrera efectiva del pistón.

<sup>7</sup> CAMACHO, Wilmer; TRIANA, Juan. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander. 2011.

Las cartas dinamométricas registradas en superficie, en pozos producidos con bombeo mecánico brindan información esencial para el diseño y diagnóstico del sistema de extracción. El concepto de dinamometría lleva consigo la interpretación en superficie de lo que está pasando en el fondo de pozo. El uso principal de la carta dinamométrica de la bomba es el de identificar y analizar los problemas de fondo de pozos.

Figura 8. Diagrama de Fondo y de Superficie



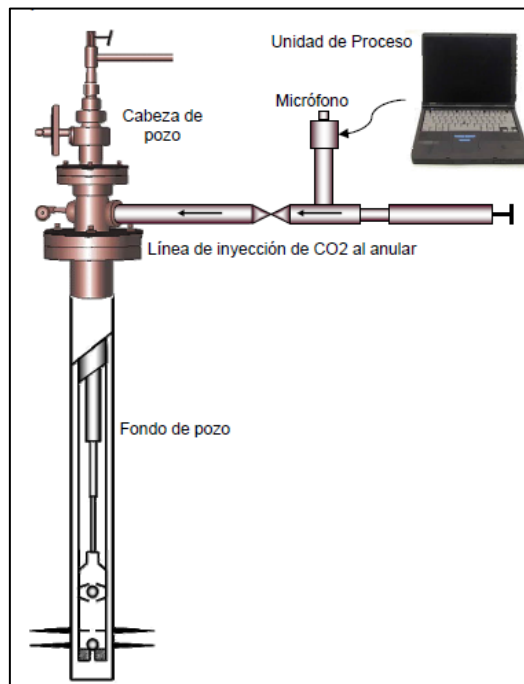
**Fuente:** <http://www.oilproduction.net/cms/files/Guia-de-Interpretacion-de-Dinamometrica-y-Calculo-de-Desplazamiento-en-Bombas-de-Profundidad.pdf>

**1.5.2 Registro de Nivel: Sonolog.** Es un dispositivo acústico que mide el tiempo necesario para que un sonido explosivo haga eco desde el nivel de líquido anular en pozos no surgentes. El tiempo es proporcional a la distancia desde la superficie al líquido. Se utiliza para determinar la contrapresión en la formación o un nivel de fluido.

Para efectuar la medición es necesario detener el bombeo, ya que este produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono del ecómetro, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. Los resultados son presentados por medio de una computadora portátil.

El objetivo principal de esta herramienta consiste en determinar el nivel de fluido del pozo.

Figura 9. Esquema de Instalación del Echometer



Fuente: DIAZ, Jorge y LOPEZ Juan. Trabajo de grado. 122783. UIS. 2007.

## 1.6 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.

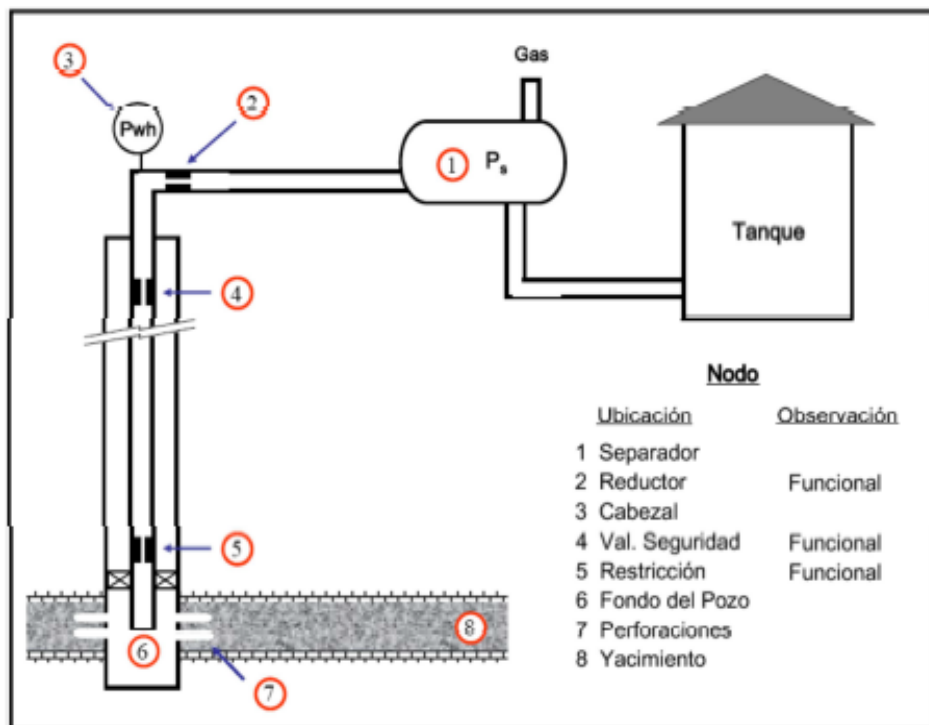
**1.6.1 Análisis nodal.** Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial es el Análisis Nodal, con la aplicación de esta técnica se adecúa la infraestructura

tanto de superficie como de subsuelo, para reflejar en superficie el verdadero potencial de producción de los pozos, asociados a los yacimientos del sistema total de producción.

El análisis nodal es el estudio del comportamiento que tiene el sistema de flujo (yacimiento – pozo – completamiento - línea de producción – cabezal - línea de transferencia) de cada pozo, con el objetivo principal de evaluar las condiciones de productividad del mismo.

Saber con certeza que variables afectan el comportamiento del sistema de producción, permite optimizar el caudal de petróleo producido; ahí radica la importancia de un análisis de los pozos, de los yacimientos productores. Además permite conocer las condiciones de productividad de un pozo de gas y petróleo.

Figura 10. Ubicación de un nodo en un sistema de Producción Pozo-Yacimiento

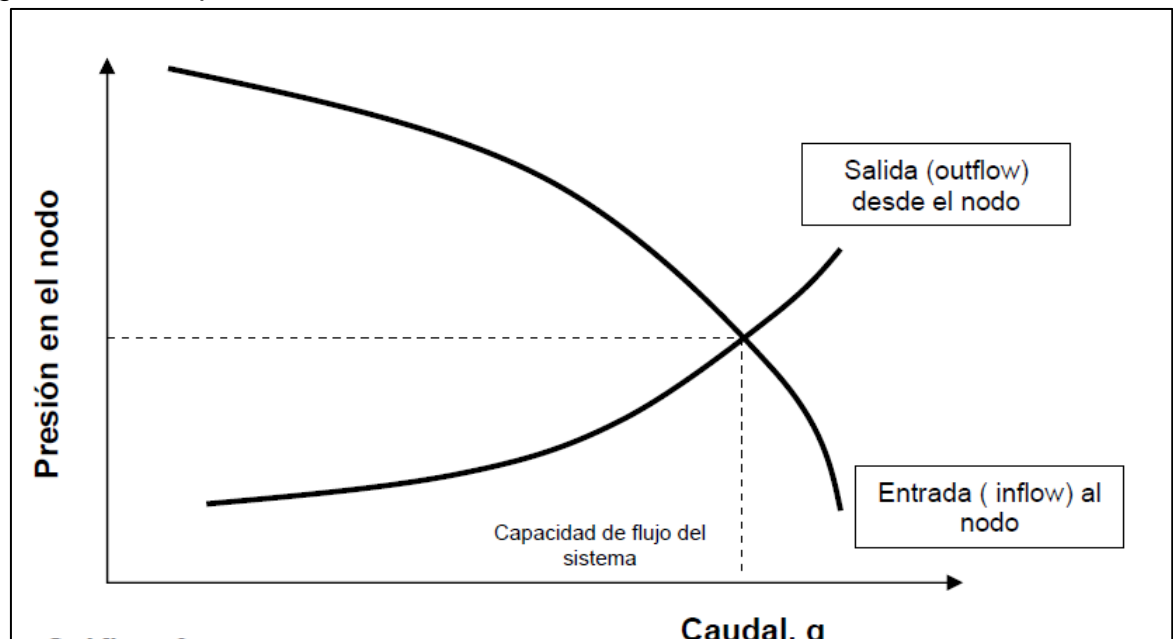


Fuente: Márquez, Richard

**1.6.2 Componentes del análisis nodal.** El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (curva de demanda u outflow).

- Curva de Inflow: La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes,  $P_{wf}$  y las tasas de producción de líquido, que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de las dichas presiones.
- Curva de Outflow: Se va a encontrar influenciada por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: el efecto de resbalamiento de líquido (holdup), producido dentro del tubing y el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo.

Figura 11. Representación Gráfica del Análisis Nodal



**Fuente:** [http://www.oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)

**1.6.3 Procedimiento:** Consiste en dividir el sistema de producción e inyección en nodos de solución, para calcular caídas de presión, así como el caudal de fluidos producidos y de esta manera poder determinar el potencial de producción de un yacimiento.

Se trabaja considerando las pérdidas de presión que se producen en el pozo, desde el reservorio al separador o viceversa.

El nodo es un punto dentro del sistema de flujo. Este punto de solución se considera útil cuando el diferencial de presión y la tasa de producción que pasa por el nodo nos permiten representar una ecuación matemática o física.

**1.6.4 Análisis de Sensibilidades.** La presión de salida del sistema es usualmente la presión del separador o la de cabeza ya sea que el pozo este o no siendo controlado en superficie por una restricción al flujo. El efecto de cambiar cualquier componente del sistema puede ser analizado, recalculando la presión en el nodo y la tasa de flujo, utilizando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio se realizó aguas arriba del nodo, la curva outflow no cambiará. Las curvas también cambian si cambian las presiones, lo cual ocurre con cambios de completamiento o de las condiciones del separador.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que posean las características necesarias para dar la máxima tasa de producción por el menor costo. Aunque la caída de presión del sistema sería la diferencia entre la presión del reservorio y la presión a la salida del sistema, se puede hacer un análisis en lugares específicos, la capacidad de producción del sistema depende del lugar donde las caídas de presión tengan lugar. Si demasiadas caídas de presión ocurren en un componente, existiría insuficiente presión para el desempeño eficiente de los otros componentes del sistema de flujo.

A pesar de que el reservorio tenga la capacidad de producir una gran cantidad de fluido, si la caída de presión en un componente del sistema es grande, el comportamiento del pozo se verá afectado.

## **1.7 PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.**

**1.7.1 Bloqueo por Gas.** Esta condición se produce en ocasiones en un pozo de bombeo cuando el gas disuelto, liberado de la solución durante la carrera ascendente del pistón, aparece como gas libre entre las válvulas.

En la carrera descendente, la presión dentro de un barril completamente lleno de gas es posible que no alcance la presión necesaria para abrir la válvula viajera. En la carrera ascendente la presión dentro del barril nunca disminuye lo suficiente para que la válvula estacionaria se abra y permita que el líquido ingrese en la bomba. Por lo tanto, no entra ni sale fluido de la bomba y la bomba se bloquea. No causa fallas en el equipo pero, con una bomba que no funciona, el sistema de bombeo es inútil.

La reducción en la tasa de bombeo va acompañada por un aumento de la presión de fondo de pozo. La instalación de una válvula BPR puede ser una solución a este problema.

Algunas veces se precisa hacer un espaciado que ocasione un leve golpe en la bomba para evitar un bloqueo en las válvulas.

**1.7.2 Golpe de Fluido.** Este fenómeno se produce cuando la tasa de la bomba de fondo de pozo supera la tasa de producción de la formación. También se puede deber a la acumulación de gas a baja presión entre las válvulas.

En la carrera descendente de la bomba, se comprime el gas pero la presión dentro del barril no abre la válvula viajera hasta que ésta golpea el líquido. Se debe evitar esta condición porque causa grandes esfuerzos, lo que podría generar fallas prematuras en el equipo. Una reducción de la velocidad de la unidad de bombeo, el acortamiento de la longitud de la carrera o la instalación de una bomba de fondo de pozo más pequeña puede resolver este problema. También es posible gracias a la automatización programar ciclos de trabajo y dejar que la bomba opere y pare de acuerdo al nivel de llenado que muestre el dinagrama.

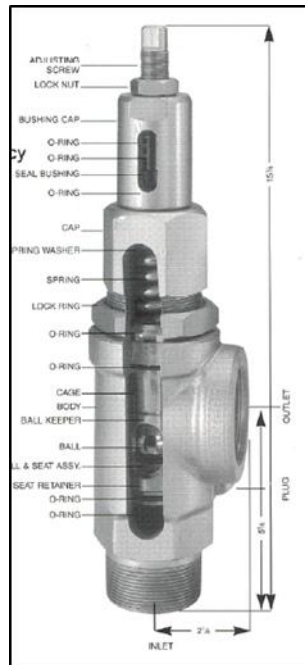
El dinagrama de una interferencia por gas es similar a la del golpe de fluido. Con una menor área de prueba y un golpe más amortiguado por la compresibilidad del gas ya que va disminuyendo la carga de forma paulatina. Estos fenómenos se pueden presentar simultáneos en el mismo pozo.

### **1.8 BACK PRESSURE REGULATION (BPR).**

Es una válvula de contrapresión que controla la presión proveniente de fondo dentro de la tubería de producción.

También permite que los fluidos sean bombeados desde arriba tal como puede requerirse para mantener el pozo.

Figura 12. Válvula Reguladora de Contrapresión BPR



**Fuente:** Baird Services

La BPR mantiene una presión ajustada a la salida de la bomba (descarga), para asegurar una dosificación precisa.

Esta válvula asegura la operación adecuada de las válvulas cheque de la bomba, cuando la presión del sistema al que está dosificando el fluido es diferente a la cual debe operar.

La válvula abre proporcional al aumento de la presión, sin otra asistencia de energía que la del propio fluido implicado. Descarga fluido para evitar que se exceda una presión determinada. Evita el flujo adicional de fluido después de haberse restablecido las condiciones normales de presión (flujo monofásico y constante).

Su funcionamiento mecánico comienza por el ajuste en el giro de un tornillo ubicado dentro de la válvula, que ocasiona que el diámetro de la tubería de producción disminuya y por lo tanto, la presión aguas arriba en el pozo aumente, provocando la compresión del gas en el crudo, evitando el bloqueo de la bomba. Está instalada generalmente en la línea de producción.

La BPR se ha convertido en una alternativa de solución ante uno de los problemas más comunes del campo La Cira Infantas, el bloqueo por gas.

Su instalación comenzó en el año 2011, actualmente hay alrededor de 100 válvulas instaladas en el campo, las cuales han sido determinantes en la reducción de la diferida y han evitado la falla prematura de los equipos por el golpe de la bomba.

## **2. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA INSTALAR LA VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN BPR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

En el campo La Cira Infantas existen varios inconvenientes al momento de la extracción de crudo, los más comunes son el arenamiento y el bloqueo por gas. Los pozos productores con alta presencia de gas requieren de un mecanismo que haga que la presencia de gas no bloquee las bombas, y por lo tanto no dificulte el proceso de producción de los pozos.

La instalación de las válvulas de contrapresión Back Pressure Regulation (BPR) es una alternativa de solución a dicho problema, las cuales ayudan a evitar que las bombas se bloqueen, ejerciendo alta presión en el pozo, para que al momento de flujo, se logre mezclar el gas con el fluido y no ocasione dificultades en la operación.

De los pozos existentes en el campo con problemas de interferencia por gas y que tienen instalada la válvula, se estudiaron algunas de sus características para conocer con claridad los efectos y las posible alternativa de solución de la BPR.

Algunas características son:

- **Unidad:** es un mecanismo desarrollado para transmitir un movimiento alternativo a la bomba, y por lo tanto convertir el movimiento continuo circular de un motor en un movimiento oscilante alternativo aplicado al pistón del sistema.
- **Tope de Perforados:** es la profundidad a la cual está el primer cañoneo, visto desde superficie a fondo.

- Base de perforados: es la profundidad a la cual está el último cañoneo, visto desde superficie a fondo.
- Run Time: es el tiempo de trabajo de la unidad por día.
- Ciclos: es el tiempo de trabajo más tiempo de llenado (parada) que se realiza en un día.
- Intake de la Bomba: es la parte que tiene contacto directo con el fluido del pozo y por la que pasa el fluido del pozo al interior de la bomba.
- Diámetro de la bomba: es el diámetro interno del barril de la bomba.
- Longitud del Recorrido: es el desplazamiento del pistón en la carrera.
- SPM: es la velocidad del sistema.
- Capacidad de Instalación: Es la capacidad a la cual trabajaría la bomba a máximas condiciones de extracción. Se halla por la fórmula descrita en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Capacidad de instalación.

$$\text{Capacidad de instalación} = \frac{0,1116 * D^2 * L * SPM * RT}{24}$$

- Prueba Validada: es la última prueba tomada y validada del volumen total de cada pozo hecha en campo.
- Eficiencia de la Bomba: es la relación entre el volumen obtenido de la prueba de pozo y el volumen de fluido a condiciones de extracción actual. Se halla por la fórmula descrita en la Ecuación 2.

Ecuación 2. Eficiencia de la bomba.

$$\text{Eficiencia de la Bomba} = \frac{\text{Prueba Validada}}{\text{Capacidad de Instalación}}$$

## 2.1 PARÁMETROS DE SELECCIÓN.

Los parámetros para seleccionar los pozos a estudiar fueron los siguientes:

- Estar en la producción diferida a causa del bloqueo por gas.
- Contar con un nivel significativo.
- En su Dinagrama se debe ver reflejado la interferencia por gas.
- La longitud de recorrido debe estar entre 144, 168 y 192 in.
- Diámetro de la bomba estar entre 2,25 2,5 y 2,75 in

En la lista de los pozos seleccionados se incluyeron dos pozos que aún no tienen instalada la válvula BPR, para realizar un análisis de antes y después de instalada dicha válvula.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

Las características de los pozos en estudio se muestran la tabla1, tabla 2 y tabla 3.

Tabla 1. Descripción de la eficiencia de la bomba instalada en cada pozo.

POZO	TOPE (ft)	BASE (ft)	RUN TIME (H)	CICLOS	INTAKE BOMBA (ft)	DIAM. BOMBA (in)	LONG DEL REC. (in)	SPM	CAP DE INST (BFPD)	PRUEBA VAL (BFDP)	EFIC. DE LA BOMBA (%)
1	3111	3479	24	0	3078.1	2.5	168.1	5.63	660.12	141.2	21
2	2350	2883	24	0	2381.5	2.5	191.8	5.69	761.21	545.4	72
3	3352	3742	24	0	3365	2.25	144	6.71	534.61	86	16
4	2787	3168	24	0	2962.1	2.5	191.8	8.1	1083.62	578.32	53
5	2386	2760	12.5	10	2586	2.25	166.7	6.62	324.73	85.72	26
6	2650	3100	7	13	3111.2	2.25	166.7	8.16	224.15	120.80	54
6	3330	3572	24	0	2784	2.75	144	7	843	600	71

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 2. Descripción de las facilidades y condiciones de fondo de los pozos seleccionados.

POZO	BPR	PRESIÓN DE SETEO (PSI)	LÍNEA DE VACÍO	INTAKE ENCIMA O DEBAJO DE PERFORADOS	PROFUNDIDAD (Ft)	NIVEL (Ft)
1	SI	250	SI	ENCIMA	4015	231
2	SI	250	NO	DEBAJO	3382	332
3	SI	350	SI	DEBAJO	4056	157
4	SI	450	SI	DEBAJO	3168	127
5	SI	520	SI	DEBAJO	2629	146
6	NO	-	SI	DEBAJO	3100	200
7	NO	-	SI	ENCIMA	3600	179

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Tabla 3. Descripción del crudo de los pozos seleccionados.

POZO	PRODUCCION DIARIA DE ACEITE (BOPD)	BSW (%)	°API
1	76	50.21	24
2	99	82	24.2
3	14	79.86	25.5
4	22	93.55	25.5
5	28	56.91	24
6	121	1.5	28
7	180	81	28

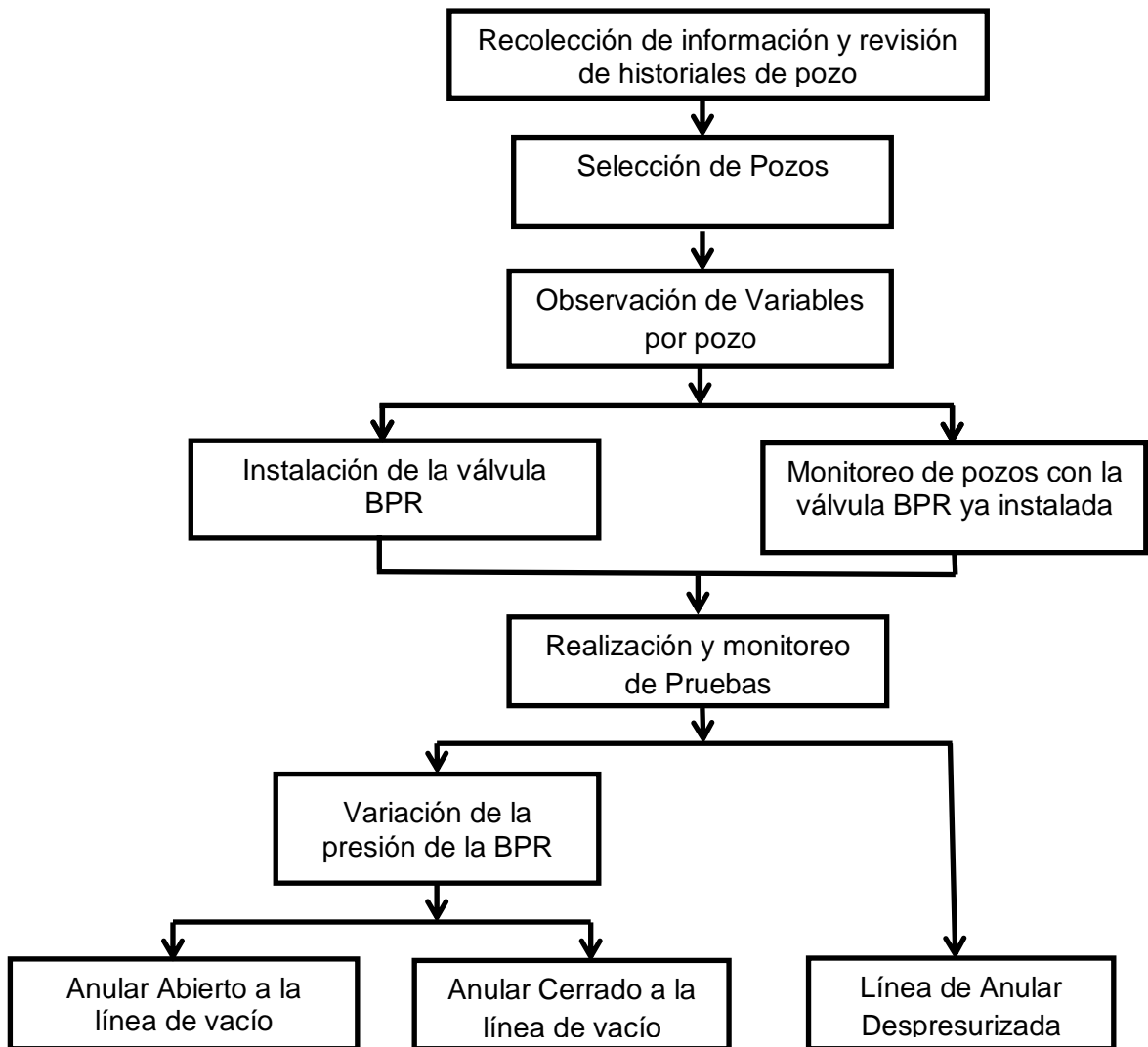
**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Luego de seleccionar los pozos candidatos a partir de los parámetros anteriormente mencionados se debe analizar cada una de sus características y la secuencia de intervenciones y comportamientos, con el fin de conocer cada pozo y saber si la instalación de la BPR es conveniente.

### 3. DETERMINACION DE LA PRESIÓN ÓPTIMA DE OPERACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA VÁLVULA REGULADORA DE CONTRAPRESIÓN BPR

En la figura 1 se presenta el flujo de trabajo que se llevó a cabo para el estudio de las pruebas realizadas en cada uno de los pozos.

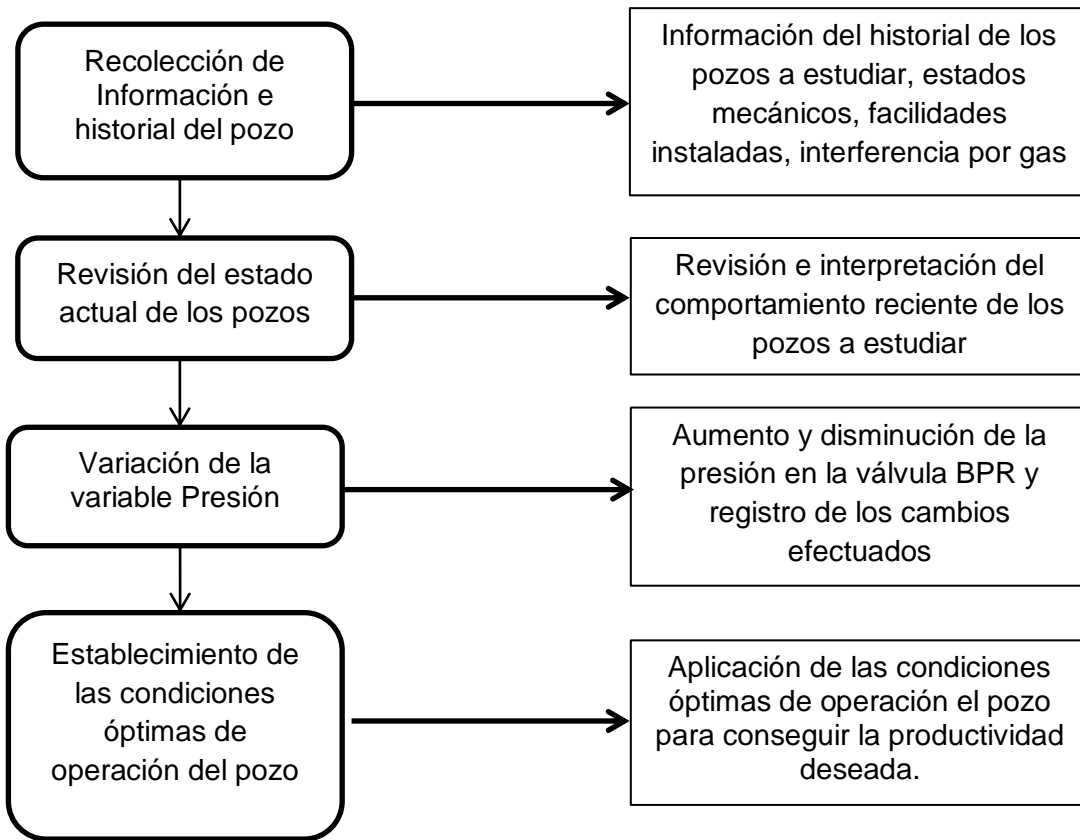
Figura 13. Flujo de trabajo.



### 3.1 METODOLOGÍA APLICADA.

Con el objetivo de realizar un análisis del funcionamiento de la válvula BPR en los pozos del Campo La Cira Infantas, fue necesario ejecutar la metodología descrita en la figura 2.

Figura 14. Metodología aplicada.



El estudio de los pozos se realizó en dos escenarios:

- Pozos con la válvula BPR ya instalada: se varió la presión de la válvula y se registraron los cambios causados en el pozo.
- Pozos con interferencia por gas y que no tenían instalada la válvula BPR: se instaló la válvula y se determinó si el cambio en el funcionamiento del pozo es

favorable; adicionalmente luego de observar la respuesta reflejada en el dinagrama, se comenzó a variar la presión y de esta manera determinar la mejor opción de presión de operación de la válvula.

La revisión y registro de los pozos con la válvula BPR se realizó teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Con el anular abierto a la línea de vacío
- Con el anular cerrado a la línea de vacío
- Con el anular despresurizado

Los pasos a seguir fueron los siguientes:

1. En cada pozo se revisó el valor de la presión de la BPR a la cual está trabajando comúnmente y se tomó el registro del dinagrama y de los valores de la producción inferida y el porcentaje de llenado de la carta de la bomba.
2. Se varió la presión de la válvula BPR a una presión mayor que la inicial, y se registraron cada uno de los cambios en las características del pozo.
3. Se modificó la presión a un valor menor que la presión inicial y se tomó registro de las variables operativas del pozo.
4. Luego de realizar las variaciones pertinentes se dejó el pozo en las condiciones iniciales. Sin embargo, se evaluaron las respuestas del pozo y se recomendó dejar la mejor opción de operación.

Se debe tener en cuenta que en ciertos pozos algunas variaciones de presión no se pudieron realizar porque el pozo no respondió, situación evidenciada al dejar de operar la bomba y por lo tanto, el pozo dejar de funcionar.

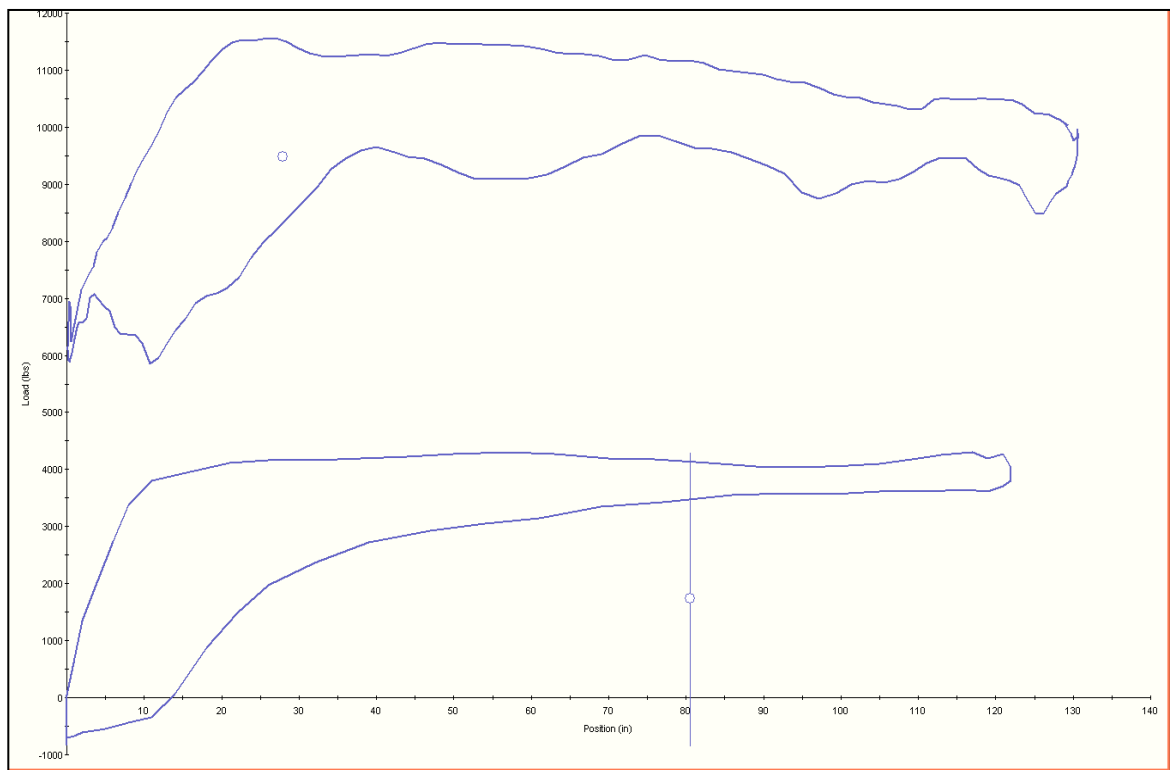
### **3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

Se estudiaron un total de siete pozos del campo La Cira Infantas, de los cuales se eligió el pozo 6 para mostrar el análisis de resultados debido a que este pozo

permitió ejecutar mayor número de variaciones en la válvula y por lo tanto obtener resultados más completos donde se muestran los cambios presentados en el pozo ante la instalación y variación de la válvula BPR. Este pozo presentaba producción diferida debido a bloqueos por gas; se encontraba inicialmente operando sin válvula BPR, por lo que se convirtió en un candidato ideal para el estudio de los efectos provocados por la instalación de la válvula.

Los cambios en el comportamiento del pozo se evaluaron a través del dinagrama observado antes y después de la instalación (Ver figuras 15 y 18).

Figura 15. Dinagrama pozo 6 antes de la instalación de la válvula BPR.



La figura 16 muestra las facilidades de superficie del pozo 6 antes de la instalación de la válvula.

Figura 16. Pozo 6 sin la válvula BPR instalada.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

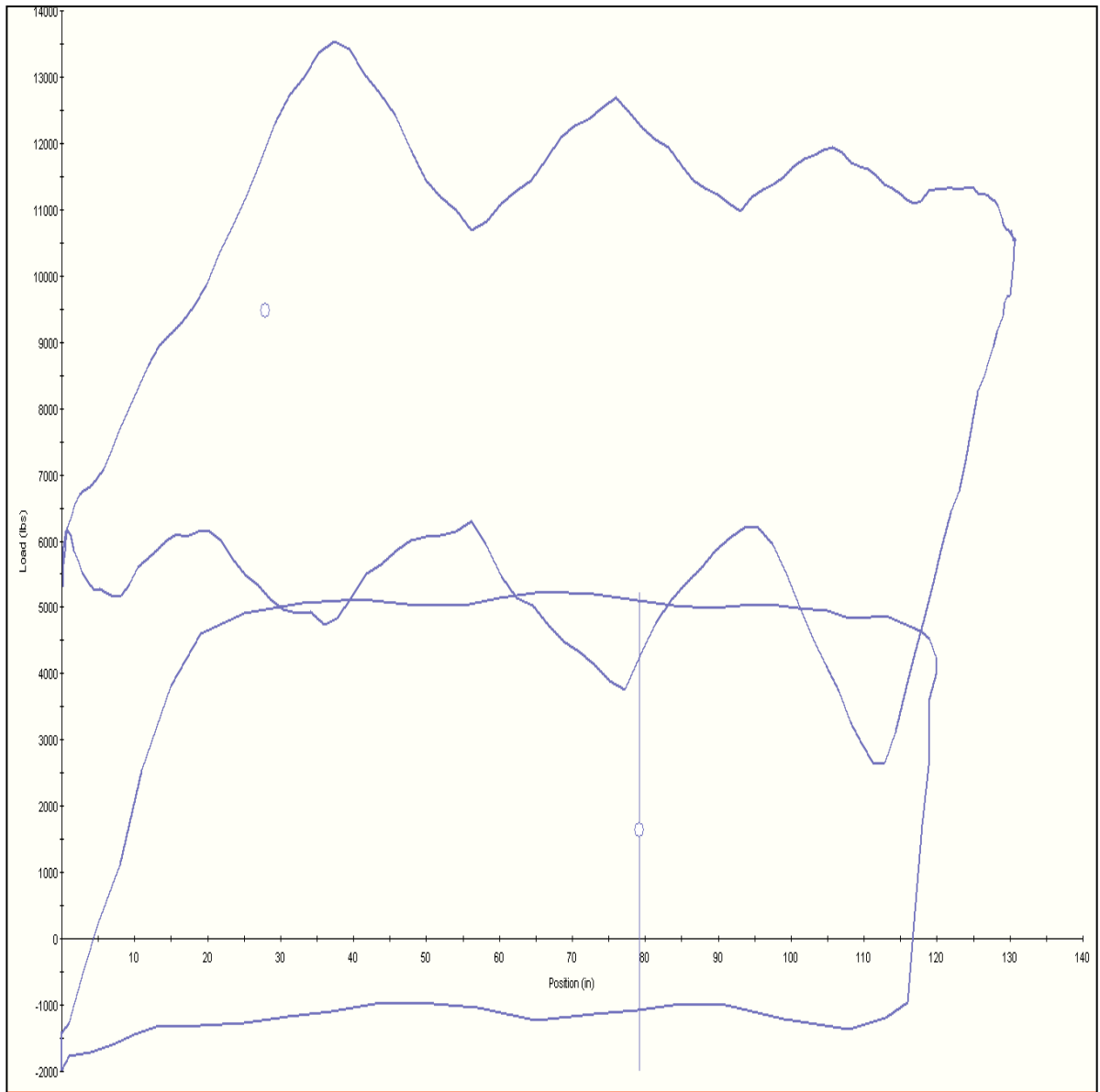
En la figura 17 se observa las condiciones de las facilidades de superficie del pozo durante la instalación de la válvula BPR.

Figura 17. Pozo 6 durante la instalación de la válvula BPR.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 18. Dinagrama pozo 6 después de la instalación de la válvula BPR.



La figura 19 muestra las facilidades de superficie del pozo 6 con la válvula instalada.

Figura 19. Pozo 6 con la válvula BPR instalada.



**Válvula reguladora de contrapresión BPR**

**Fuente:** Ecopetrol S.A. Modificada por la Autora.

En la figura 20 se señala el comportamiento de las variables de presión en la BPR y producción inferida para el pozo 6 con los diferentes cambios hechos en el anular. Los datos graficados se presentan en la tabla 4, tabla 5 y tabla 6.

La producción inicial del pozo (sin BPR) era de 102 Bbls.

Figura 20. Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 6.

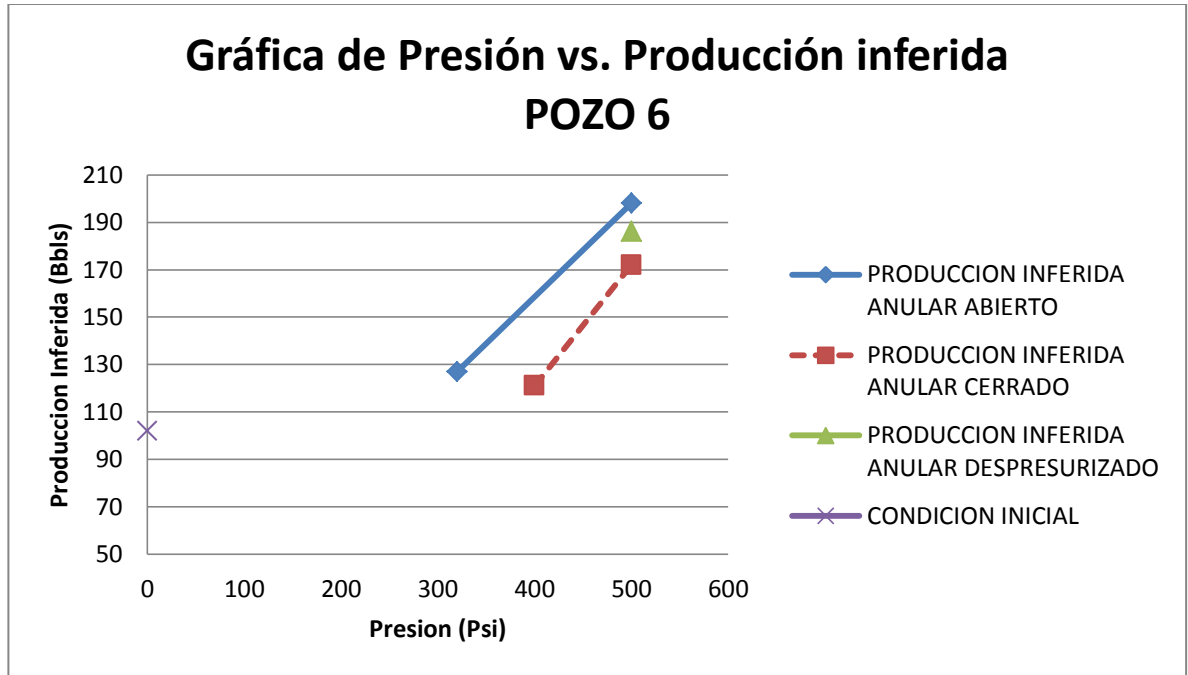


Tabla 4. Datos obtenidos del Pozo 6 con el anular abierto a la línea de vacío.

ANULAR ABIERTO		
POZO 6	Presión BPR (Psi)	Producción (Bbl)
	320	127
	500	198

Tabla 5. Datos obtenidos del Pozo 6 con el anular cerrado a la línea de vacío.

ANULAR CERRADO		
POZO 6	Presión BPR (Psi)	Producción (Bbl)
	400	121
	500	172

Tabla 6. Datos obtenidos del Pozo 6 con el anular despresurizado.

ANULAR DESPRESURIZADO		
POZO 6	Presión BPR (Psi)	Producción (Bbl)
	500	186

Al finalizar todas las variaciones se pudo determinar que la instalación de la válvula BPR con la línea de red anular abierta en el pozo 6 a una presión de 500 psi, es la mejor opción debido a que en esta condición se obtuvo la mejor respuesta de producción inferida (198 Bbl).

Los pozos 2 y 7 mostraron una disminución de su eficiencia ante la instalación de la BPR, por lo tanto, se decidió retirar la válvula de los pozos. Esta situación puede ser comprobada en la figura 21, figura 22 y en los datos obtenidos en la tabla 7 y tabla 8 donde se observa estos pozos a una presión de operación muy baja (Válvula BPR no tiene efecto), la producción inferida es mucho mayor que la que se obtiene con una alta presión ejercida por la válvula.

Figura 21. Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 2.

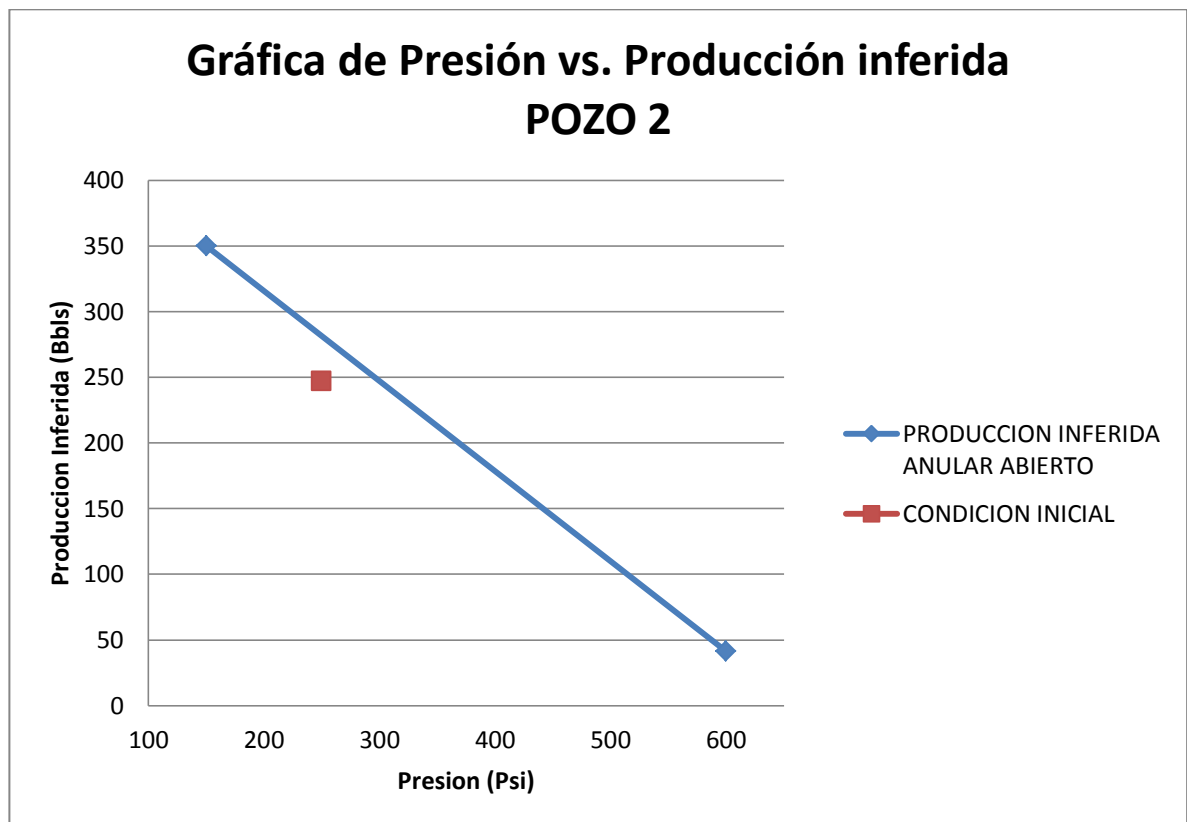


Tabla 7. Datos obtenidos del Pozo 2 con el anular abierto a la línea de vacío.

ANULAR ABIERTO		
POZO 2	Presión BPR (Psi)	Producción (Bbl)
	150	350
	600	41

Figura 22. Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 7.

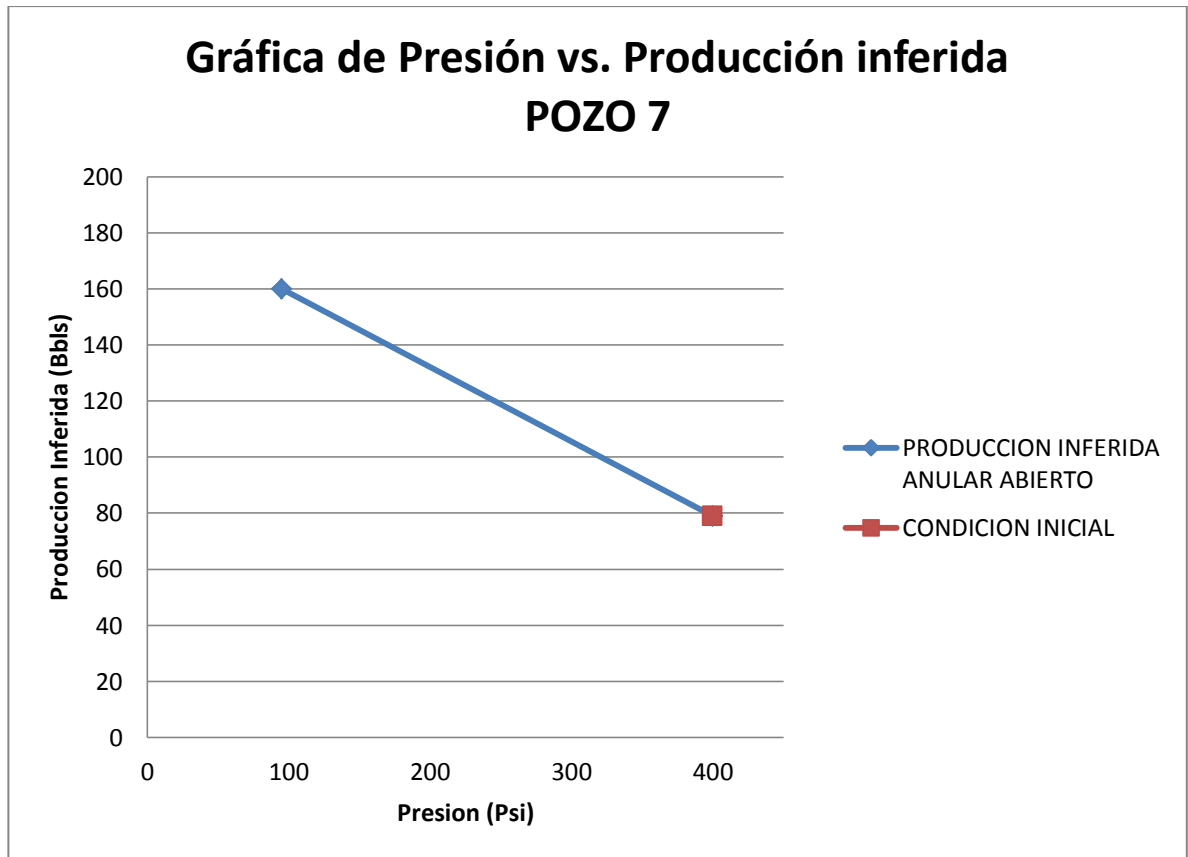


Tabla 8. Datos obtenidos del Pozo 7 con el anular abierto a la línea de vacío.

ANULAR ABIERTO		
POZO 7	Presión BPR (Psi)	Producción (Bbl)
	95	160
	400	79

Después de analizar los diferentes cambios de las variables en cada pozo y sus efectos, se puede deducir que la presión óptima de operación para todos los pozos son los presentados en la tabla 9.

Los resultados y gráficas de los demás pozos que hicieron parte de estudio se encuentran en los anexos.

Tabla 9. Presión óptima de operación del funcionamiento de la válvula BPR de los pozos analizados.

POZO	PRESIÓN ÓPTIMA DE OPERACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA VÁLVULA BPR
POZO 1	Presión de la BPR a 400 psi con el anular cerrado a la línea de vacío
POZO 2	Este Pozo presenta mejor funcionamiento sin la presencia de la BPR
POZO 3	Presión de la BPR a 600 psi con el anular abierto a la línea de vacío
POZO 4	Presión de la BPR a 450 psi con el anular abierto a la línea de vacío
POZO 5	Presión de la BPR a 520 psi con el anular abierto a la línea de vacío
POZO 6	Presión de la BPR a 500 psi con la el anular abierto a la línea de vacío
POZO 7	Este Pozo presenta mejor funcionamiento sin la presencia de la BPR

#### 4. CONCLUSIONES

- En la mayoría de los pozos analizados la mejor opción de funcionamiento de operación de la válvula BPR se presentó a medida que se aumentaba la presión con la línea de red anular abierta. Estas condiciones se pueden ver en la Tabla 9.
- En el pozo 6 la instalación de la BPR mejoro el funcionamiento del pozo. Se puede evidenciar en su aumento de producción de 102 Bbls a 198 Bbls. El dinagrama antes y después de la instalación (Ver figuras 15 y 18) confirma el beneficio de la instalación de la válvula BPR en este pozo, al presentar un aumento de llenado de 67.36 % a 98.16 % como se observa en el anexo 19.
- Los pozos 4 y 5 tuvieron su presión óptima de funcionamiento de la BPR en un valor medio de las presiones ejercidas, estos valores fueron puntos de inflexión donde se encontró la mejor respuesta de producción, como se observa en el anexo 11 y anexo 15.
- Los pozos 1,4 y 6 son ejemplos de los casos analizados que presentaron una producción inferida representativa en las pruebas con el anular despresurizado, pero por condiciones ambientales no se debe emitir hidrocarburos gaseosos al ambiente y a la vez esta condición, representa un riesgo operativo ante una posible surgencia del pozo. Se puede observar en el anexo 4, en el anexo 14 y anexo 21.
- Uno de los efectos más representativos de la válvula BPR en los pozos es la reducción de los ciclos de trabajo (arranques), pues un alto número de ciclos ocasiona picos de energía y sobreesfuerzos en el sistema.

- Los siete pozos estudiados presentaron interferencia por gas, sin embargo cada pozo tenía un comportamiento particular, lo que demuestra que existen muchas más variables que afectan el resultado y funcionamiento final del pozo y la operación del bombeo mecánico en general.
- Durante la realización de las pruebas se monitoreo los pozos inyectoros relacionados al patrón de cada pozo productor, permaneciendo constante. El comportamiento del pozo productor puede ser influenciado por el efecto de los pozos inyectoros.
- La válvula reguladora de contrapresión BPR se ha convertido una alternativa de solución para los pozos del campo La Cira Infantas que presentan interferencia por gas, siendo determinante en la disminución de la producción diferida, y aportando un mejoramiento a la eficiencia siempre y cuando se encuentre configurada a una presión óptima de la BPR.

## 5. RECOMENDACIONES

- En los sistemas de levantamiento y específicamente en el bombeo mecánico las condiciones de operatividad de un pozo pueden variar mucho de un pozo a otro, por lo tanto, se debe tener cuidado a la hora de instalar la válvula BPR, pues este cambio en lugar de ocasionar algún tipo de mejora, puede ocasionar un daño aún más grande que el existente en determinado pozo y ocasionar complicaciones en la operación. Esto se pudo ver reflejado en el pozo 2 y en el pozo 7, donde la producción inferida después de la instalación era menor que la que inicialmente tenían estos pozos.
- Se recomienda seguir estudiando todas las variables que afectan el funcionamiento del pozo después de la instalación de la válvula BPR, como las presiones en el tubing y en el casing, la sumergencia, condiciones de extracción y estado mecánico de los pozos.
- Se recomienda continuar buscando la presión óptima de operación de la válvula BPR en la mayoría de los pozos del campo La Cira Infantas, con el objetivo de disminuir producción diferida, consecuencia del bloque por gas.
- Las válvulas reguladoras de contrapresión BPR presentan una opción práctica y fácil para mitigar el bloqueo por gas.
- Se recomienda realizar una simulación sobre el funcionamiento de la válvula reguladora de contrapresión BPR, con el objetivo de profundizar en su funcionamiento y tener mayor confiabilidad a la hora de instalar la válvula en los pozos.

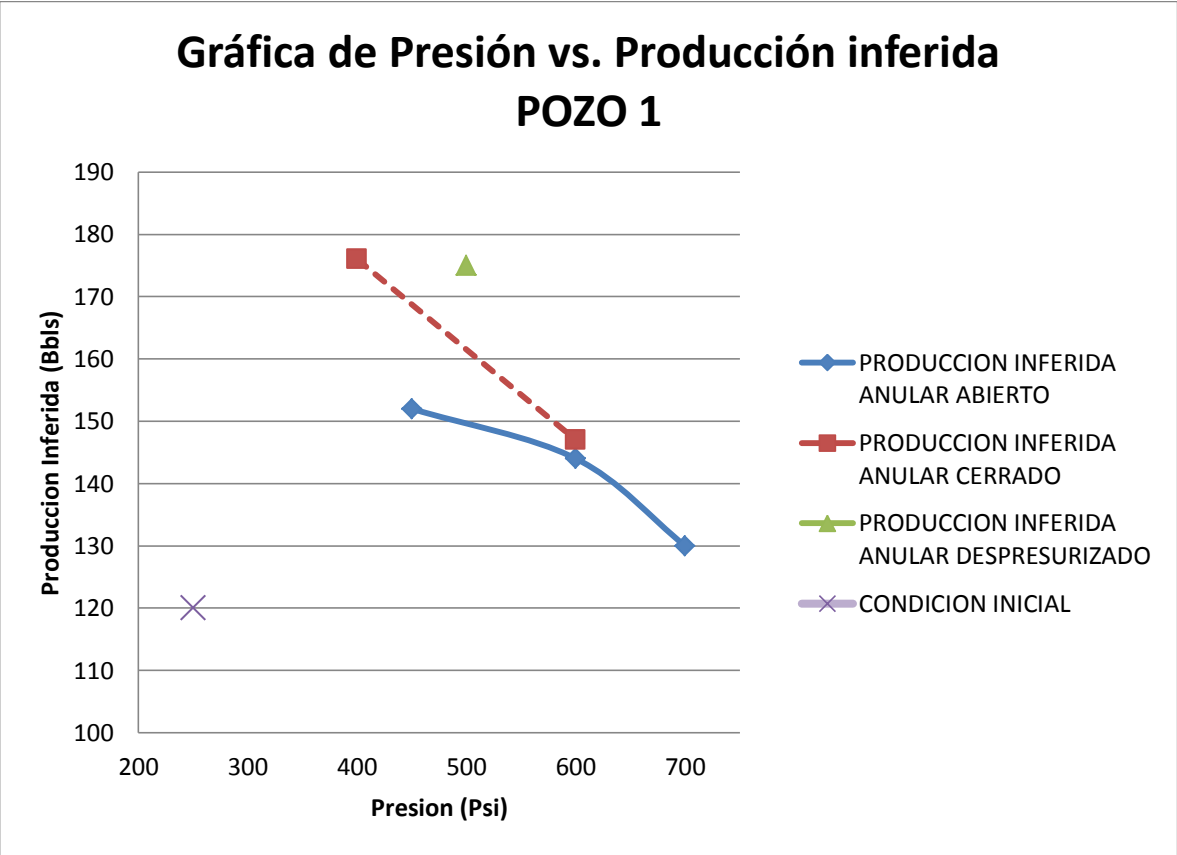
## BIBLIOGRAFÍA

- ADAIR, Paul. Completion design manual. Section 4: Artificial Lift Methods.2003.
- BALDAUFF, John; CADENHEAD John, MAS Cholid, NORTH Rob, ODDIE Gary. Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos. 2005
- CAMACHO, Wilmer; TRIANA Juan. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con Sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Universidad Industrial de Santander. 2011
- CIULLA, Francesco. “Principios fundamentales para el diseño de sistemas con bombas cavidades progresivas”
- DALLOS, Hugo; MENDOZA, Nestor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. 2013.
- DIAZ, Jorge y LOPEZ Juan. Trabajo de grado. 122783. UIS. 2007.
- EPIS Colombia. Epis Map (en línea), Modificado por GARZON, David
- MALDONADO, Aylim. Análisis del comportamiento y vida útil de las varillas en los sistemas de levantamiento artificial tipo PCP y Bombeo Mecánico en el campo La Cira Infantas. Universidad Industrial de Santander. 2012.

- MUÑOZ, Alvaro Fabian; TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. 2007.
- Producción La Cira Infantas. Ecopetrol S.A. 2013
- URIETA, Yeison Alberto. Ajuste de un modelo analítico para la estimación del desgaste en tubería de producción en el campo La Cira Infantas en pozos productores. Universidad Industrial de Santander. 2011.
- VELASQUEZ, Fabian Alejandro. Práctica Empresarial en desarrollo, manejo e interpretación de información de los nuevos pozos perforados en fase III del campo La Cira Infantas, Occidental de Colombia. Universidad Industrial de Santander. 2010
- <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>
- <http://www.oilproduction.net/cms/files/Guia-de-Interpretacion-de-Dinamometrica-y-Calculo-de-Desplazamiento-en-Bombas-de-Profundidad.pdf>
- [http://www.oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)

**ANEXOS**

Anexo A. Grafica Presión vs. Producción inferida Pozo 1.



Anexo B. Datos obtenidos del pozo1 con la línea de red anular abierta.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>POZO 1</b>	450	152	71.4
	600	144	58.3
	700	130	44.2

Anexo C. Datos obtenidos del pozo1 con la línea de red anular cerrada.

<b>ANULAR CERRADO</b>			
<b>POZO 1</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
	400	176	77
	600	147	58.6

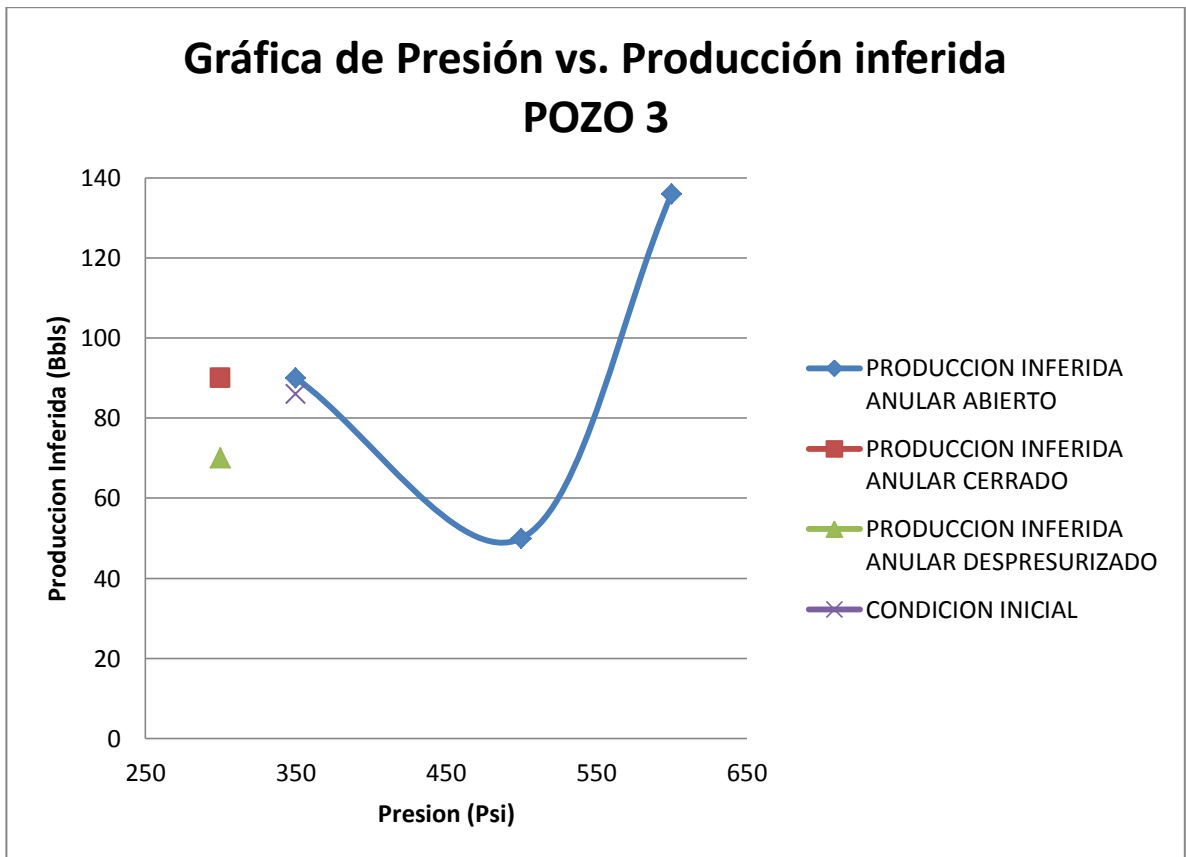
Anexo D. Datos obtenidos del pozo1 con el anular despresurizado

<b>ANULAR DESPRESURIZADO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>1</b>	500	175	68.06

Anexo E. Datos obtenidos del pozo 2 con la línea de red anular abierta.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>2</b>	150	350	92
	600	41	87

Anexo F. Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 3.



Anexo G. Datos obtenidos del pozo 3 con la línea de red anular abierta.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>3</b>	350	90	51.89
	500	50	33.17
	600	136	54.87

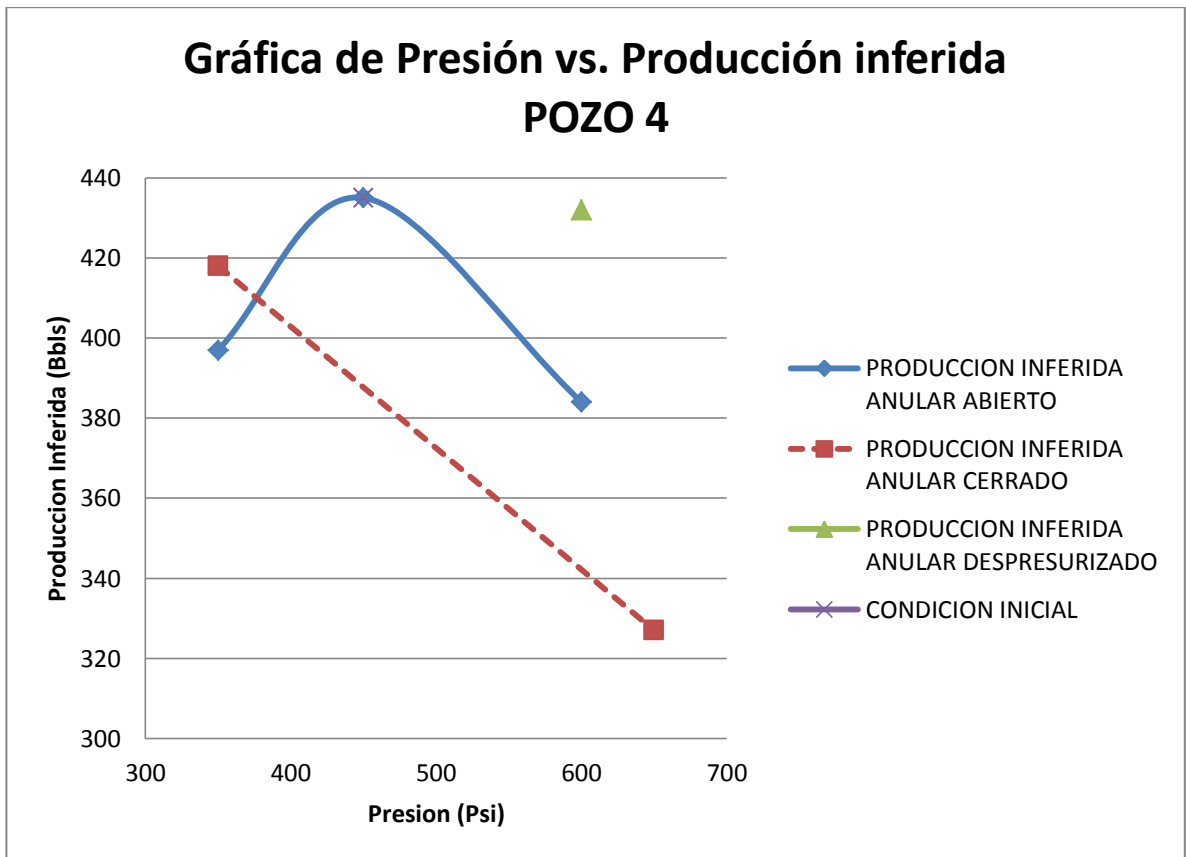
Anexo H. Datos obtenidos del pozo 3 con la línea de red anular cerrada.

<b>ANULAR CERRADO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>3</b>	300	90	33.34

Anexo I. Datos obtenidos del pozo 3 el anular despresurizado.

<b>ANULAR DESPRESURIZADO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>3</b>	300	70	41.43

Anexo J. Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 4.



Anexo K. Datos obtenidos del pozo 4 con la línea abierta a red de anular.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>4</b>	350	397	68
	450	435	71
	600	384	67

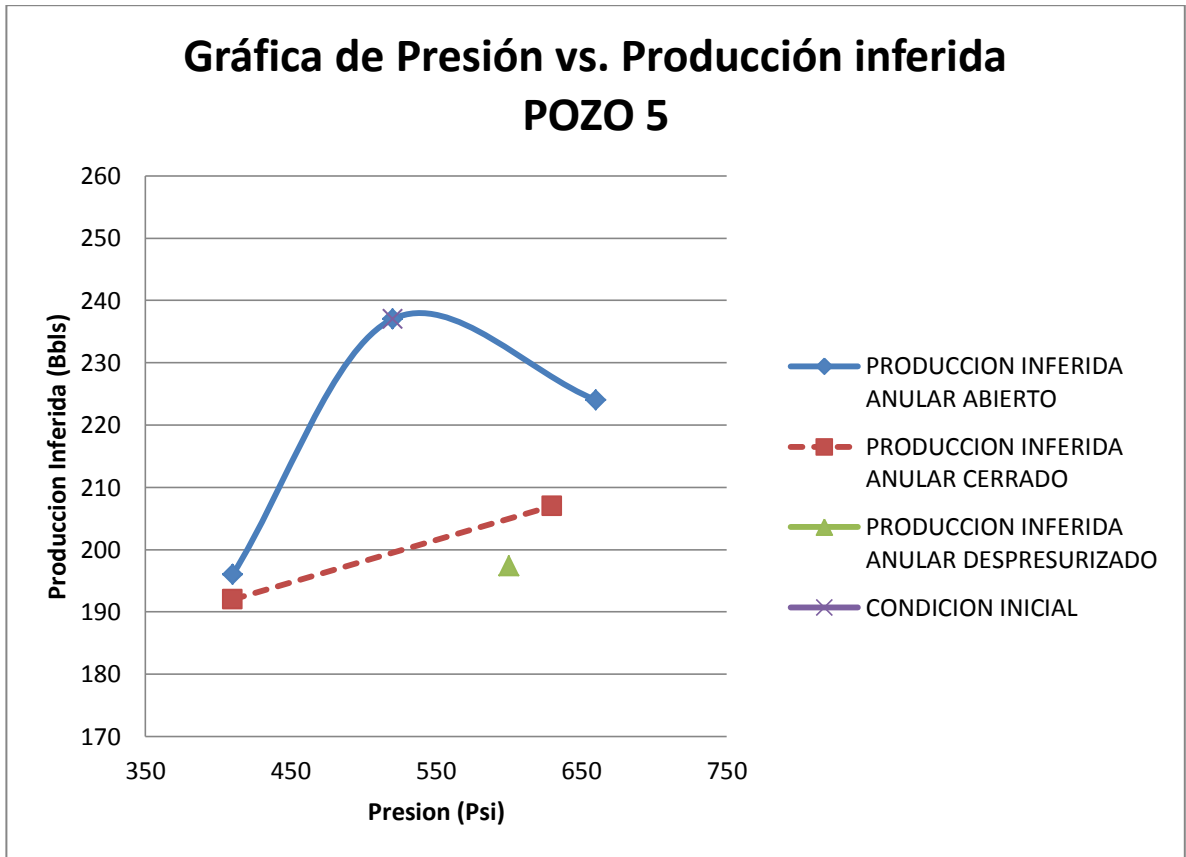
Anexo L. Datos obtenidos del pozo 4 con la línea cerrada a red de anular.

<b>ANULAR CERRADO</b>			
<b>POZO 4</b>	<b>Presión BPR</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
	<b>(Psi)</b>		
	350	418	66
650	327	65	

Anexo M. Datos obtenidos del pozo 4 con la línea cerrada a red de anular.

<b>ANULAR DESPRESURIZADO</b>			
<b>POZO 4</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
	600	432	66

Anexo N. Gráfica Presión vs. Producción inferida Pozo 5.



Anexo O. Datos obtenidos del pozo 5 con la línea de red anular abierta.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>5</b>	410	196	55.04
	520	237	75.28
	660	224	68.95

Anexo P. Datos obtenidos del pozo 5 con la línea de red anular cerrada.

<b>ANULAR CERRADO</b>			
<b>POZO 5</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
	410	192	43.21
	630	207	93.84

Anexo Q. Datos obtenidos del pozo 5 con el anular despresurizado.

<b>ANULAR DESPRESURIZADO</b>			
<b>POZO 5</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
	600	197	76,03

Anexo R. Datos obtenidos del pozo 6 con el anular abierto.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>6</b>	320	127	67.36
	500	198	98.16

Anexo S. Datos obtenidos del pozo 6 con el anular cerrado.

<b>ANULAR CERRADO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>6</b>	400	121	65.8
	500	172	97.89

Anexo T. Datos obtenidos del pozo 6 con el anular despresurizado.

<b>ANULAR DESPRESURIZADO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>6</b>	500	186	98.16

Anexo U. Datos obtenidos del pozo 7 con la línea de red anular abierta.

<b>ANULAR ABIERTO</b>			
<b>POZO</b>	<b>Presión BPR (Psi)</b>	<b>Producción (Bbl)</b>	<b>Llenado (%)</b>
<b>7</b>	95	160	94
	400	79	78.15