

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT A BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DEL  
CAMPO PROVINCIA**

**EDWIN OCTAVIO TAPIAS BARRAGÁN  
DIXSON AMID CELIS ARAQUE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT A BOMBEO MECÁNICO EN POZOS DEL  
CAMPO PROVINCIA**

**EDWIN OCTAVIO TAPIAS BARRAGÁN  
DIXSON AMID CELIS ARAQUE**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ, M.Sc.  
ECOPETROL S.A.**

**CODIRECTOR  
URIEL FERNANDO FERREIRA BALLESTEROS, M.Sc.  
ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2019**

## DEDICATORIA

*A Dios por guiarme durante todo el camino, por permitirme soñar, creer y hacer este sueño realidad de ser Profesional.*

*A mi madre Luz Stella Celis, por ser mi mayor motivación, por su esfuerzo, por la confianza que siempre deposito en mí, por brindarme todo su amor incondicional, apoyarme en todas mis decisiones y estar siempre a mi lado cuando más lo necesitaba.*

*A mi Abuelita Flor María, que me brindo su amor desde que era un niño y me inculco los valores de la vida que hacen a una buena persona.*

*A Julieth, por su amistad, por su cariño, por todos esos consejos que me regalo y que me hicieron crecer como persona, por haber estado en los momentos difíciles, apoyarme cuando más lo necesitaba al darme palabras de aliento para seguir adelante y ayudarme en todo lo que fuera necesario.*

*A mis hermanos Sebastián y Nicolás por apoyar mis decisiones y por su cariño incondicional.*

*A mis tíos y tías que estuvieron ahí apoyándome en lo que necesitara y por hacer de mí una buena persona.*

*A Edwin Octavio por su amistad y esa gran paciencia que tuvo durante el desarrollo de este proyecto.*

**DIXSON AMID CELIS ARAQUE**

## CONTENIDO

pág.

|                                                                      |               |
|----------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>INTRODUCCIÓN . . . . .</b>                                        | <b>14</b>     |
| <br><b>1. MARCO TEÓRICO . . . . .</b>                                | <br><b>16</b> |
| 1.1. Generalidades del Campo . . . . .                               | 16            |
| 1.1.1. Localización . . . . .                                        | 16            |
| 1.1.2. Estratigrafía . . . . .                                       | 17            |
| 1.1.3. Propiedades del Yacimiento . . . . .                          | 25            |
| 1.2. Curvas de Declinación . . . . .                                 | 26            |
| 1.3. Sistemas de Levantamiento Artificial . . . . .                  | 29            |
| 1.4. Sistemas de Levantamiento Artificial . . . . .                  | 30            |
| 1.4.1. Bombeo mecánico . . . . .                                     | 31            |
| 1.4.2. Levantamiento Artificial por Gas . . . . .                    | 35            |
| 1.4.3. Bombeo Electrosumergible . . . . .                            | 39            |
| 1.4.4. Bombeo hidráulico . . . . .                                   | 40            |
| 1.4.5. Bombeo por Cavidades Progresivas . . . . .                    | 41            |
| 1.5. Análisis Nodal . . . . .                                        | 42            |
| 1.5.1. Análisis nodal aplicado a pozos en flujo natural . . . . .    | 49            |
| 1.5.2. Análisis nodal aplicado a pozos con ESP y PCP . . . . .       | 50            |
| 1.5.3. Análisis nodal aplicado a pozos con bombeo mecánico . . . . . | 51            |
| 1.5.4. Análisis nodal aplicado a pozos con LAG . . . . .             | 52            |
| 1.6. Indicadores Financieros . . . . .                               | 55            |
| 1.6.1. Tasa de descuento . . . . .                                   | 55            |
| 1.6.2. Tasa de Oportunidad . . . . .                                 | 55            |
| 1.6.3. Valor Presente Neto . . . . .                                 | 55            |
| 1.6.4. Tasa Interna de Retorno (TIR) . . . . .                       | 57            |
| <br><b>2. DESARROLLO DEL MODELO . . . . .</b>                        | <br><b>58</b> |
| 2.1. Modelo de subsuelo: . . . . .                                   | 61            |
| 2.2. Modelo de superficie: . . . . .                                 | 70            |
| 2.3. Integración del Sistema de Producción . . . . .                 | 74            |



|                                                         |            |
|---------------------------------------------------------|------------|
| <b>3. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS . . . . .</b> | <b>78</b>  |
| 3.1. Diagnóstico del sistema actual . . . . .           | 79         |
| 3.2. Selección de pozos para el cambio de SLA . . . . . | 83         |
| 3.3. Comparación Gas-Lift vs Bombeo Mecánico . . . . .  | 85         |
| 3.3.1. Santos-126 . . . . .                             | 86         |
| <b>4. ANÁLISIS FINANCIERO . . . . .</b>                 | <b>89</b>  |
| 4.1. Cálculo de Ingresos . . . . .                      | 92         |
| 4.2. Cálculo de Egresos . . . . .                       | 95         |
| 4.2.1. Producción Diferida . . . . .                    | 95         |
| 4.2.2. Regalías . . . . .                               | 96         |
| 4.2.3. Lifting Cost . . . . .                           | 96         |
| 4.2.4. Inversión . . . . .                              | 97         |
| 4.3. Factibilidad Financiera . . . . .                  | 97         |
| <b>5. CONCLUSIONES . . . . .</b>                        | <b>100</b> |
| <b>6. RECOMENDACIONES . . . . .</b>                     | <b>101</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA . . . . .</b>                           | <b>103</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                     | pág. |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| <b>Figura 1.</b> Localización geográfica del Campo Provincia. . . . .                                               | 17   |
| <b>Figura 2.</b> Columna estratigrafica . . . . .                                                                   | 18   |
| <b>Figura 3.</b> Ambientes asociados a las unidades de la formación Lisama . . . . .                                | 20   |
| <b>Figura 4.</b> Ambiente de depósito de la formación La Paz, subdivisión por subunidades campo Provincia . . . . . | 21   |
| <b>Figura 5.</b> Ambiente de depósito formación Mugrosa, subdivisión por subunidades campo Provincia. . . . .       | 23   |
| <b>Figura 6.</b> Clasificación de curvas de declinación de producción. . . . .                                      | 28   |
| <b>Figura 7.</b> Declinación de producción vs tiempo . . . . .                                                      | 30   |
| <b>Figura 8.</b> Sistema de levantamiento por bombeo mecánico. . . . .                                              | 32   |
| <b>Figura 9.</b> Configuración típica de un sistema de producción con Gas-Lift . . . . .                            | 37   |
| <b>Figura 10.</b> Esquema de una instalación de Bombeo Electrosumergible . . . . .                                  | 39   |
| <b>Figura 11.</b> Representación gráfica de un pozo con bombeo hidráulico. . . . .                                  | 41   |
| <b>Figura 12.</b> Esquema de un sistema PCP . . . . .                                                               | 42   |
| <b>Figura 13.</b> Ubicación de nodos principales. . . . .                                                           | 43   |
| <b>Figura 14.</b> Curvas típicas de Inflow y Outflow . . . . .                                                      | 46   |
| <b>Figura 15.</b> Nodo solución pozo con bomba ESP y/o PCP . . . . .                                                | 50   |
| <b>Figura 16.</b> Nodo solución pozo con sistema de bombeo mecánico . . . . .                                       | 52   |
| <b>Figura 17.</b> Nodo solución en válvula de pozo con Gas-Lift . . . . .                                           | 53   |
| <b>Figura 18.</b> Efecto de la relación gas-líquido en pozos con Gas-Lift . . . . .                                 | 54   |
| <b>Figura 19.</b> Pasos para la construcción del modelo. . . . .                                                    | 58   |
| <b>Figura 20.</b> Ventana Inicial del Software. . . . .                                                             | 59   |
| <b>Figura 21.</b> Creación de un modelo de pozo. . . . .                                                            | 60   |
| <b>Figura 22.</b> Pestaña para añadir información de tubería. . . . .                                               | 62   |
| <b>Figura 23.</b> Pestaña para insertar el survey de desviación. . . . .                                            | 63   |
| <b>Figura 24.</b> Pestaña para configurar el sistema de levantamiento artificial por gas. . . . .                   | 64   |
| <b>Figura 25.</b> Pestaña para ingresar valores relacionados a la transferencia de calor. . . . .                   | 65   |
| <b>Figura 26.</b> Pestaña para añadir los perforados. . . . .                                                       | 66   |
| <b>Figura 27.</b> Pestañas para caracterizar los fluidos. . . . .                                                   | 67   |

|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 28.</b> Pestaña para seleccionar correlación de flujo multifásico. . . . . | 68 |
| <b>Figura 29.</b> Calibración gradiente de presión. . . . .                          | 69 |
| <b>Figura 30.</b> Red de inyección de gas del campo Provincia. . . . .               | 71 |
| <b>Figura 31.</b> Líneas de producción del campo Provincia . . . . .                 | 72 |
| <b>Figura 32.</b> Equipos de superficie. . . . .                                     | 73 |
| <b>Figura 33.</b> Topografía. . . . .                                                | 74 |
| <b>Figura 34.</b> Integración de modelos de subsuelo y superficie . . . . .          | 75 |
| <b>Figura 35.</b> Mallas estación Santos y Suerte. . . . .                           | 76 |
| <b>Figura 36.</b> Mallas estación Santos y Suerte. . . . .                           | 77 |
| <b>Figura 37.</b> Curvas de rendimiento de gas inyectado. . . . .                    | 79 |
| <b>Figura 38.</b> Cross-plot escenario 1. . . . .                                    | 80 |
| <b>Figura 39.</b> Inyección ideal para los pozos. . . . .                            | 82 |
| <b>Figura 40.</b> Inyección ideal para los pozos. . . . .                            | 82 |
| <b>Figura 41.</b> Inyección ideal para los pozos del cuadrante III. . . . .          | 83 |
| <b>Figura 42.</b> Principios de los sistemas de levantamiento artificial. . . . .    | 86 |
| <b>Figura 43.</b> Curvas de declinación Santos-126. . . . .                          | 87 |
| <b>Figura 44.</b> AFE pozo SANTOS-126 . . . . .                                      | 91 |
| <b>Figura 45.</b> Representación gráfica del petróleo incremental . . . . .          | 92 |
| <b>Figura 46.</b> Flujo de caja Santos-126 . . . . .                                 | 98 |

## LISTA DE TABLAS

|                                                                             | pág. |
|-----------------------------------------------------------------------------|------|
| <b>Tabla 1.</b> Características de formaciones productoras. . . . .         | 25   |
| <b>Tabla 2.</b> Resultados de las simulaciones. . . . .                     | 88   |
| <b>Tabla 3.</b> Valores de referencia para el análisis financiero . . . . . | 90   |
| <b>Tabla 4.</b> Gas Inyectado por pozo. . . . .                             | 94   |
| <b>Tabla 5.</b> Ingresos y egresos Santos-126. . . . .                      | 99   |
| <b>Tabla 6.</b> Valores de referencia para el análisis financiero . . . . . | 99   |

## RESUMEN

**TÍTULO.** Evaluación Técnico-Económica del Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial Gas-Lift a Bombeo Mecánico en Pozos del Campo Provincia.\*

**AUTORES.** EDWIN OCTAVIO TAPIAS BARRAGÁN  
DIXSON AMID CELIS ARAQUE\*\*

**PALABRAS CLAVE.** Análisis nodal, Gas-Lift, bombeo mecánico, optimización, producción.

**DESCRIPCIÓN.** Como parte de las acciones a realizar para mantener la sostenibilidad de la producción a largo plazo se tiene planeado un proyecto de inyección de agua en el campo Provincia; a priori se tiene conocimiento de que implementar este método de recobro secundario provoca incrementos en el corte de agua de los pozos en el área de influencia, afectando la eficiencia del gas lift. Por lo que se decidió analizar los pozos, a través de la herramienta de simulación PIPESIM para evaluar el desempeño actual del levantamiento artificial por gas en los pozos e identificar los pozos que por tal sistema de levantamiento no son eficientes. Así, el sistema de levantamiento por bombeo mecánico se presenta como una solución a implementar en el campo Provincia para contribuir al eventual aumento en el corte de agua del campo. Pero para esto, es necesario simular el cambio de sistema de levantamiento con PIPESIM y aplicar la técnica del Análisis Nodal y obtener las curvas de rendimiento de cada pozo prospecto al cambio de sistema de levantamiento y compararlas con el sistema actual de producción gas lift, de esta manera se seleccionaron los pozos en los que se conviene realizar el cambio de sistema de levantamiento a BM. Sin embargo, aun hace falta analizar un parámetro el cual definirá finalmente si se hace o no los cambios de SLA, por lo que se estimaron los costos de adecuación de cada pozo y se demostró la ganancia incremental del cambio propuesto en términos financieros y de producción. Finalmente se escogieron aquellos pozos que son técnico-económicamente viables para el cambio de SLA, teniendo en cuenta la tasa de oportunidad fijada por Ecopetrol S.A.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Raul Fernando Amaya. Codirector: Uriel Fernando Ferreira

## ABSTRACT

**TITLE.** Technical-Economic Evaluation of the Artificial Gas-Lift System to Rod Pumping in Wells from Provincia Field.\*

**AUTHORS.** EDWIN OCTAVIO TAPIAS BARRAGÁN  
DIXSON AMID CELIS ARAQUE\*\*

**KEYWORDS.** Nodal analysis, Gas-Lift, rod pumps, optimization, production.

**DESCRIPTION.** As part of the actions to be taken to maintain the sustainability of production in the long term, a water injection project has been planned in the Provincia field; a priori it is known that implementing this secondary recovery method causes increases in the water cut from wells in the area of influence, affecting the efficiency of the gas lift. Therefore, it was decided to analyze the wells through the simulation tool PIPESIM to evaluate the current performance of the artificial gas lift in the wells and identify the wells that are not efficient under such a lifting system. Thus, the rod pumping lifting system is presented as a solution to be implemented in the Provincia field to contribute to the eventual increase in the water cut in the field. But for this, it is necessary to simulate the change of artificial lift system with PIPESIM applying the technique of Nodal Analysis and obtaining the performance curves of each prospective well to the change of artificial lift system and compare them with the current gas lift production system, this way the wells were selected in which it is convenient to make the change of artificial lift system to rod pump. However, it is still necessary to analyze a parameter which will finally define whether or not to make the artificial lift system changes, so we estimated the costs of adequacy of each well and demonstrated the incremental gain of the proposed change in financial and production terms. Finally, those wells that are technically-economically viable for the ALS change were chosen, taking into account the opportunity rate set by Ecopetrol S.A.

---

\*Bachelior Thesis

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Raul Fernando Amaya. Codirector: Uriel Fernando Ferreira

## INTRODUCCIÓN

El Campo Provincia se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco oriental; entre los ríos Lebrija y Sogamoso, a la altura del Municipio Sabana de Torres Departamento de Santander; con un área total de 18 km<sup>2</sup>, 1.5 km de ancho por 12 km de largo.<sup>1</sup>

El campo Provincia, perteneciente a la Superintendencia de Mares de Ecopetrol S.A.,<sup>2</sup> inicia sus exploraciones entre los años de 1955 y 1956 cuando la International Petroleum Colombia Ltda. (Intercol) firmó las concesiones 604, 605 y 625, que otorgaron un área localizada dentro del anticlinal asimétrico de Provincia. Posteriormente el campo inició su explotación comercial en noviembre de 1962 y finalmente, las áreas de Concesión revirtieron a la Nación así: 10 de noviembre de 1992 Santos - Conde, y en abril de 1993 Suerte; tomando la administración de los mismos, La Empresa Colombiana de Petróleos, “ECOPETROL”.<sup>3</sup>

Desde el comienzo de su etapa productiva, el campo Provincia se ha caracterizado por una alta producción de gas; el deseo de comercializar este gas impulsó la construcción de una planta de tratamiento de gas, que entró en operación en 1966.<sup>4</sup> A la fecha el campo tiene una producción acumulada de 210.6 MMSTB y 948 MMscf, lo que representa un factor de recobro aproximado del 28 %, valor que está próximo al límite teórico en campos que producen por gas en solución. El campo cuenta con 110 pozos activos productores de los cuales 101 pozos poseen levantamiento de Gas Lift, 8 pozos fluyen naturalmente y 1 pozo produce mediante Bombeo Mecánico. En los últimos años los niveles de producción decreciente han despertado el interés en aplicar técnicas de recobro

---

<sup>1</sup>Gerente Activo. *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*. El Centro: ECOPETROL S.A., 2017.

<sup>2</sup>Rincón, Rocio del Pilar y Páez, William Alberto. *Optimización de la Producción del Campo Provincia (Pozos Santos, Conde, Suerte y Sabana) como Resultado del Análisis Nodal Pozo a Pozo y la Revisión del Sistema de Levantamiento Artificial Actualmente Utilizado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011.

<sup>3</sup>Gerente Activo, *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*, óp.cit.

<sup>4</sup>Rincón y Páez, *Optimización de la Producción del Campo Provincia (Pozos Santos, Conde, Suerte y Sabana) como Resultado del Análisis Nodal Pozo a Pozo y la Revisión del Sistema de Levantamiento Artificial Actualmente Utilizado*, óp.cit.

secundario que suplementen la energía natural del yacimiento y aumenten los volúmenes recuperados después de alcanzar los límites económicos de la producción primaria. El método de recobro secundario que se desea implementar a corto plazo es la inyección de agua.

La inyección de agua en un yacimiento ocasiona un incremento en el corte del agua, ocasionando una pérdida de la eficiencia del Gas Lift. Por esta razón se planteó realizar una evaluación de la operación actual del sistema Gas Lift y de un posible cambio a un nuevo sistema de levantamiento (Bombeo Mecánico), obteniendo las curvas IPR, aplicando la técnica de Análisis Nodal y mediante las curvas de rendimiento de cada pozo. Con la información anterior se establecen los pozos candidatos al posible cambio de sistema de levantamiento, finalmente se evaluará la viabilidad de dichos cambios de sistema de levantamiento artificial desde un punto de vista económico.



## **1. MARCO TEÓRICO**

### **1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO**

**1.1.1. LOCALIZACIÓN.** El campo provincia fue descubierto en los años 50 por la compañía International Petroleum Colombia Ltda. (Intercol) y se encuentra localizado en el departamento de Santander, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en su flanco oriental; entre los ríos Lebrija y Sogamoso, a la altura del Municipio Sabana de Torres, al Norte con el contrato de Sólo Riesgo firmado entre ECOPETROL y la compañía Petrosantander denominado el Piñal y al sur con el Campo Payoa actualmente operado por la compañía Petrosantander.

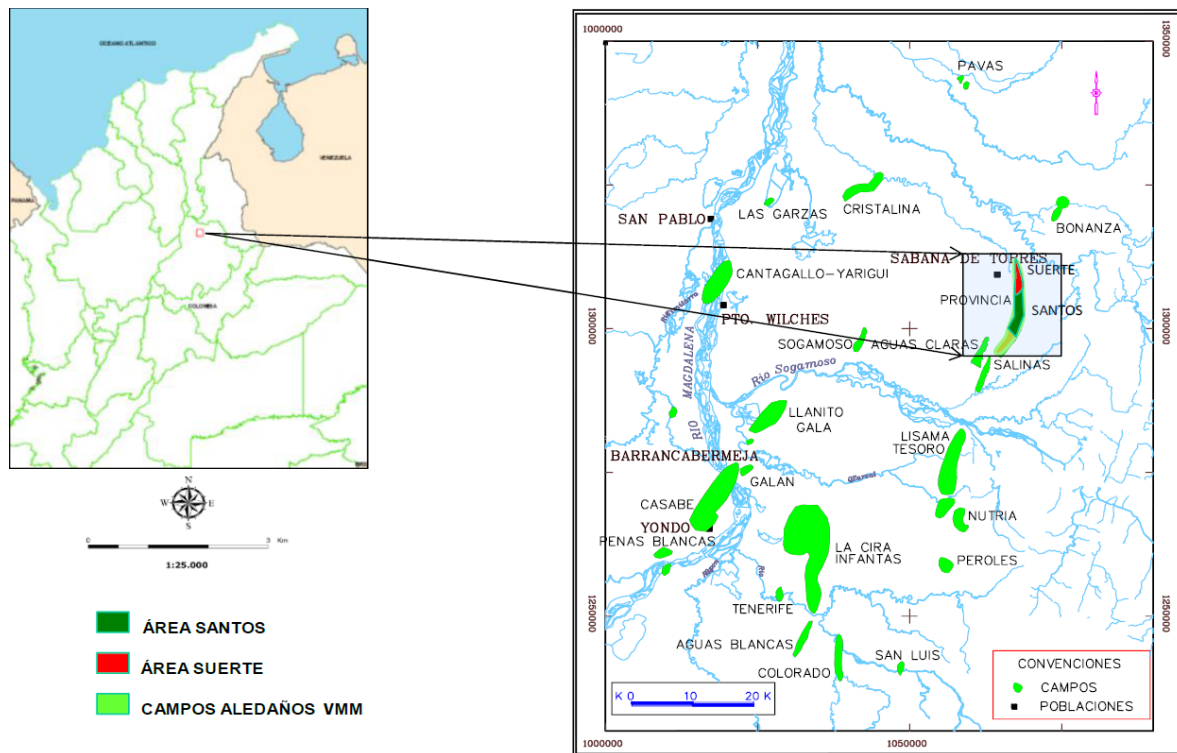
El campo tiene una extensión de 18 km<sup>2</sup> donde se han perforado alrededor de 233 pozos de los cuales aproximadamente 110 pozos están como productores activos, 50 han sido abandonados y los demás están inactivos o en plan de conversión a inyectoros. A la fecha se cuenta con una producción diaria de 2922 BOPD de crudo y 13449 KPCD de gas, de los cuales actualmente se cuenta con un acumulado de 210.6 MMSTB y 948 MMscf de petróleo y gas extraídos respectivamente, obteniendo así un factor de recobro aproximado del 28 %.

Cartográficamente se encuentra comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'277.732.997 metros.

E: 1'106.437.976 metros.

**Figura 1.** Localización geográfica del Campo Provincia.



**Fuente:** Gerente Activo. *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*. El Centro: ECOPETROL S.A., 2017.

**1.1.2. ESTRATIGRAFÍA.** Los sedimentos presentes en el área del Campo Provincia provienen de una fuente múltiple, siendo la fuente principal las rocas cristalinas de la Cordillera Central, principalmente las plutonitas del Mesozoico (granodioritas) con menor aporte de las rocas metamórficas del Paleozoico y del Precámbrico. Adicionalmente se sugiere un aporte secundario de sedimentos cretáceos manifestado por la presencia de chert y de algunos cuarzos bien redondeados, con evidente retrabajamiento.<sup>1</sup>

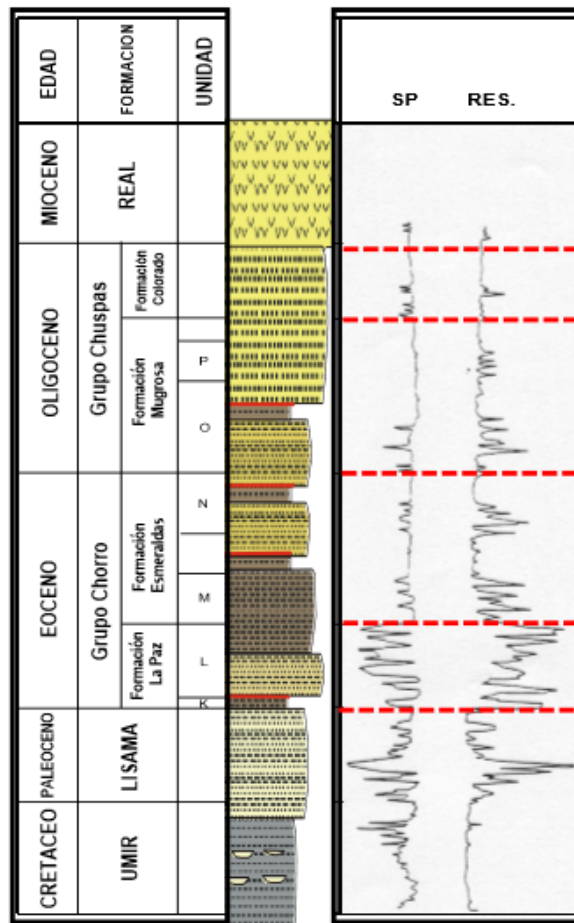
Con el propósito de tener un mejor conocimiento de los yacimientos encontrados en esta

<sup>1</sup> Gerente Activo, *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*, óp.cit.

área, la secuencia del terciario fue dividida en 7 unidades estratigráficas, cada una de las cuales se identifica como un ciclo de depósitos que inicia en su base con un paquete arenoso y termina en el tope con depósitos arcillosos.

La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Provincia corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno) (ver la Figura N.2).

**Figura 2.** Columna estratigrafica



**Fuente:** Ahmed, Tarek. *Reservoir Engineering Handbook*. Fourth Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2010.

A continuación, se hará una breve descripción de las formaciones atravesadas por los pozos del campo:

- **Secuencia Terciaria** Gran parte de las unidades sedimentarias Terciarias fueron depositadas en un ambiente transicional y continental de aguas frescas. Estas unidades consisten principalmente de sedimentos clásticos de grano fino a grueso, alternando arcillas, limos y delgados mantos de carbón. Los sedimentos fueron transportados dentro del valle, principalmente por corrientes fluviales de variado régimen energético. Los materiales gruesos fueron depositados como deltas o abanicos alrededor de la desembocadura de los ríos y los materiales medios a finos a lo largo de los espacios entre la desembocadura de los ríos.<sup>2</sup>

- **Paleoceno - Formación Lisama** Esta formación representa la transición en el tipo de ambiente de depósito, de un medio marino somero a uno continental. Descansa en forma concordante y gradacional sobre la formación Umir. Está conformada principalmente de shales y arcillas de varios colores (rojas, marrón, azul y moteadas), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias grano crecientes, también se presentan delgados mantos de carbón. Los estratos de arena son más comunes hacia la base de la unidad.

Esta formación en el campo Provincia fue subdividida por 7 paquetes arenosos los cuales tienen un comportamiento electrofacial particular.

El espesor de arena neta en esta unidad varía entre 150 y 350 pies. La porosidad promedio aproximada para las arenas limpias de la Formación Lisama es de 24 % con una permeabilidad promedio de 160 md, mientras para las arenas más arcillosas la porosidad promedio alcanza solo un 12 % con una permeabilidad promedio de 18 md.

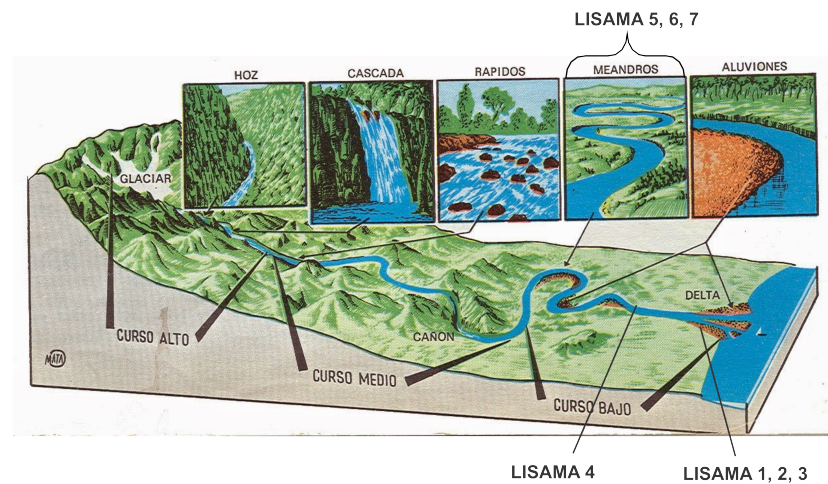
El contacto de la formación Lisama con Esmeraldas-La Paz es una inconformidad de

---

<sup>2</sup>Gerente Activo, *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*, óp.cit.

extensión regional, la cual es conocida como “Inconformidad del Eoceno tardío”. La edad asignada a esta unidad es paleoceno, con base en dataciones palinológicas.<sup>3</sup>

**Figura 3.** Ambientes asociados a las unidades de la formación Lisama

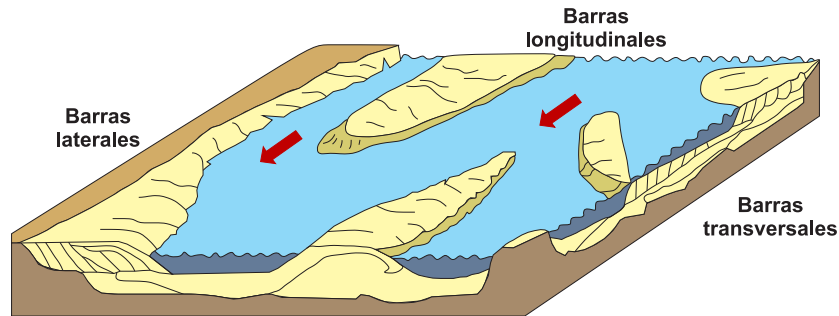


**Fuente:** Gerente Activo. *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*. El Centro: ECOPETROL S.A., 2017

- **Eoceno - Formación La Paz** La Formación La Paz representa la base del Grupo Chorro y es la primera depositación continental en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Contiene, además, los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte Nor-Occidental y en el Piedemonte Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Consiste en una serie de areniscas conglomeráticas masivas con estratificación cruzada de color gris claro e intercalaciones de lutitas grises y feldespatos. En algunos sectores se presenta una disconformidad entre la Formación La Paz y la Formación Lisama. En el área Provincia la Formación La Paz se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo son identificadas como Arenas J y K (parte basal) y Arenas L (parte superior), ( Ver figura 4).

<sup>3</sup>Ibíd.

**Figura 4.** Ambiente de depósito de la formación La Paz, subdivisión por subunidades campo Provincia



**Fuente:** Gerente Activo. *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*. El Centro: ECOPETROL S.A., 2017

- **Arenas J y K** presenta una litología que se caracteriza por tener una alta concentración de cuerpos de arena con intercalaciones de capas delgadas de material fino (limo y arcilla). Estos cuerpos se amalgaman unos con otros, resultando en una buena continuidad de sentido Norte-Sur, relacionada con el ambiente de depósito Braided Stream interpretado en la parte basal de la Formación La Paz. El espesor de arena neta para esta unidad varía entre 50 y 150 pies con rangos de porosidad y permeabilidad absoluta entre 13 %-22 % y 60 mD-950 mD respectivamente.<sup>4</sup>

- **Arenas L** compuesta por cuerpos de arena intercalados con capas de material fino de espesor variable. En el flanco Este de la estructura los cuerpos arenosos se amalgaman unos con otros, resultando en una continuidad en sentido Norte – Sur (canal principal) con algunos canales secundarios en sentido Suroeste- Noreste, relacionada con el ambiente de depósito de Braided Stream influenciado por los complejos de Crevasse Splays interpretado para la parte media y superior de la Formación la Paz. El espesor de arena neta en esta unidad varía entre 350 y 500 pies con un rango de porosidad entre 12 % y

<sup>4</sup>Ferreira, Uriel y Amaya, Raul. «Mejoramiento en las técnicas de intervención a pozo, rompiendo paradigmas con la campaña de Workover de Campo Provincia». En: *Congreso Mexicano del Petróleo* (2019).

22 %, y un rango de permeabilidad absoluta entre 60 mD y 1350 mD.<sup>5</sup>

• **Formación Esmeraldas** La Formación Esmeraldas representa la unidad superior del Grupo Chorro. Esta formación fue probablemente nombrada primero por los geólogos de Gulf Oil Company y divulgada por Wheeler (1925). En el área Provincia está compuesta por una litología que se caracteriza por presentar cuerpos de arena intercalados con capas de material fino (arcilla), posee espesores proporcionales a un sistema meandri-forme en el que se distinguen las facies de canal, llanuras de inundación y barras con influencia de complejos de avulsión. Se observa buena continuidad en sentido Norte-Sur (canal principal) con algunos canales secundarios en sentido Suroeste-Noreste, en el flanco Este de la estructura. Las arenas de la Formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que la Formación La Paz. En el Campo Provincia la Formación Esmeraldas se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo son identificadas como Arenas M (parte basal de la Formación Esmeraldas) y Arenas N (parte superior de la Formación Esmeraldas).

• **Arenas M** el espesor de la arena neta en esta unidad varía entre 60 y 70 pies con valores de porosidad entre 12 % y 24 %, y rangos de permeabilidad entre 9 mD y 140 mD.<sup>6</sup>

• **Arenas N** el espesor de arena neta en esta unidad varía entre 10 y 120 pies con valores de porosidad promedio entre 12 % y 23 %, y rango de permeabilidad absoluta entre 15 mD y 160 mD.<sup>7</sup>

• **Oligoceno** La Formación Mugrosa corresponde a la base del Grupo Chuspas y contiene los yacimientos petrolíferos más importantes en la parte Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El nombre original fue asignado por geólogos de la Tropical

---

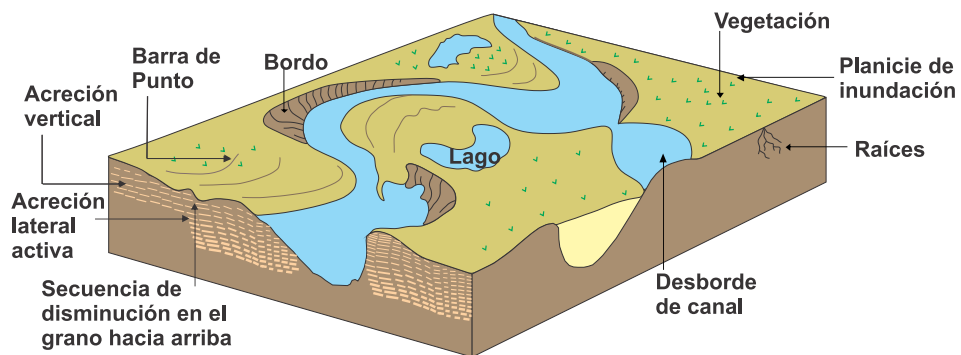
<sup>5</sup>Ibíd.

<sup>6</sup>Ibíd.

<sup>7</sup>Ibíd.

Oil, refiriéndose a las rocas expuestas a lo largo del anticlinal de Mugrosa en el sector de la concesión de Mares. En el área del campo Provincia esta formación está compuesta por areniscas de grano fino interestratificadas con limo y arcilla, depositadas en ambientes fluviales meandriformes. En el que se distinguen facies de canal, llanuras de inundación. Se observa una buena continuidad en sentido Norte-Sur (canal principal) con un canal secundario en sentido Oeste- Este, en el sector Sur del campo. Las capas de arena son más comunes hacia la base de la unidad. El contacto inferior con la infrayacente Formación Esmeraldas es discordante. El contacto superior con la Formación Colorado es de carácter discordante, variando en espesor haciéndose más espesa hacia los flancos y adelgazándose progresivamente al llegar a la cresta de la estructura. En el campo Provincia la Formación Mugrosa se ha subdividido en dos unidades operacionales que de base a techo se denominan Arenas O y las Arenas P. Arenas O: el espesor de arena neta varía entre 40 y 130 pies con valores de porosidad promedio entre 14 % y 24 %, y rangos de permeabilidad absoluta entre 30 md y 190 md. Arenas P: el espesor de arena neta varía hasta 300 pies, con una porosidad promedio entre 14 % y 25 %, y rangos de permeabilidad absoluta entre 30 md y 200 md.

**Figura 5.** Ambiente de depósito formación Mugrosa, subdivisión por subunidades campo Provincia.



**Fuente:** Gerente Activo. *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*. El Centro: ECOPETROL S.A., 2017



• **Formación Colorado** La Formación Colorado corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas y contiene yacimientos petrolíferos importantes en la parte Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Consta localmente de cuarzo-arenitas arcillosas de grano fino; pero en general consta de arcillas de color gris claro, púrpura y moteado de rojo con intercalaciones de areniscas de espesor variable, con estratificación cruzada. Hacia el tope de la unidad presenta arcillas de color gris y negro, carbonácea, con areniscas de grano medio y poco potentes. La Formación Colorado suprayace a la Formación Mugrosa. Esta Formación está localmente erodada en algunas partes del campo por la inconformidad del Mioceno a la base de la Formación Real. El ambiente de sedimentación definido es de tipo fluvial – meandriforme, en el que las facies gruesas fueron depositadas en regímenes de flujo alto, como pueden ser canales o canales de crevasse, migrando transicionalmente a facies finas dependientes de un régimen de flujo bajo de depósitos de lagos y llanuras de inundación culminando con un evento de máxima acomodación conocido como Horizonte Fosilífero de La Cira Shale. En el área del campo Provincia este horizonte fosilífero y la mayor parte de la formación Colorado fueron erodados después del Mioceno medio con el levantamiento de la Cordillera Oriental. La edad asignada a esta Formación abarca desde el Oligoceno Superior a Mioceno Inferior.

• **Mioceno - Formación Real:** Consiste de conglomerados con chert interestratificados con capas de arenas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas de shales grises, azules y moteados; las arenas contienen gran cantidad de hornblenda y augita. La disminución de las intercalaciones de arenas y la presencia de gruesas capas de carbón interestratificados en sectores al norte de la cuenca indican una disminución del nivel energético del agente transportador. La Formación Real Inferior está compuesta por conglomerados y areniscas con menores interestratificaciones de lodolitas. La Formación Real Medio está compuesta por lodolitas con manchas de coloración púrpura con menores interestratificaciones delgadas de areniscas blancas, friables, con estratificación cruzada y ondulitas. En los registros eléctricos se caracteriza por presentar alternancia de intervalos de baja resistividad en las lodolitas y de alta en las areniscas. La Formación Real Superior consiste principalmente de conglomerado y arenisca de color gris azulado con estratificación cruzada con abundantes fragmentos leñosos carbonizados y hojas. En los registros eléctricos se distingue por curvas en bloque de

alta resistividad. La Formación real presenta un ambiente de sedimentación continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales, el contacto con la infra-yacente Formación Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada como resultado del levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno que depositaron los sedimentos de tipo molasa del antepaís del Valle Medio del Magdalena.

**1.1.3. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.** A manera de resumen el campo provincia produce de las formaciones la Paz, Esmeraldas y Mugrosa. Es un yacimiento saturado, a causa del agotamiento de la presión original, que ha llevado al aumento progresivo de la saturación de gas en el área de drenaje a medida que disminuye la energía del yacimiento. En la Tabla 1, se dan a conocer los valores promedio de las principales características del yacimiento.<sup>8</sup>

**Tabla 1:** Características de formaciones productoras.

|                            | La Paz          | Mugrosa       | Esmeraldas      |
|----------------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Profundidad Promedio       | 9.000           | 7.500         | 5.500           |
| °API                       | Gas en Solución | Capa de Gas   | Gas en Solución |
| Temperatura (°F)           | 175             | 170           | 150             |
| Porosidad Promedio (%)     | 16              | 16            | 18              |
| Permeabilidad (mD)         | <275            | <31           | <130            |
| Sw (%)                     | 30              | 40            | 36              |
| Viscosidad del Aceite (cP) | 1,0             | 2,1           | 2,1-5,0         |
| Viscosidad del Gas (cP)    | 0,700           | 0,725         | 0,840           |
| Bg ( $ft^3/STB$ )          | 0,0013          | 0,0032        | 0,0029          |
| Presión Inicial (psia)     | 4.250 @9.000'   | 4.000 @7.500' | 2.000 @5.000'   |

**Fuente:** Chaparro, Carlos y col. «Cyclic Gas Injection Increases the Hydrocarbons Production in One Mature Field». En: *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium* (2017)

En las arenas de las Formaciones Esmeraldas y La Paz, los principales mecanismos de producción han sido: expansión de la capa de gas y gas en solución; En las arenas

<sup>8</sup>Chaparro, Carlos y col. «Cyclic Gas Injection Increases the Hydrocarbons Production in One Mature Field». En: *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium* (2017).

de Mugrosa se ha producido principalmente por segregación gravitacional teniendo en cuenta que el buzamiento varía entre 15 y 40°; Pero en las zonas profundas, las unidades productoras alcanzan caídas(buzamientos) de 70° en el flanco de la estructura. En las arenas de Lisama se ha producido por empuje natural o afluencia del acuífero.

## 1.2. CURVAS DE DECLINACIÓN

Las curvas de declinación son una de las formas de análisis de datos más utilizadas para evaluar las reservas de crudo y gas y predecir la producción de campos de petróleo y gas. La técnica de análisis de curvas de declinación se basa en el supuesto de que las tendencias de producción pasadas y sus factores de control continuarán en el futuro y, por lo tanto, se pueden extrapolar y describir mediante una expresión matemática.

El método de extrapolar una tendencia con el fin de estimar el rendimiento futuro debe satisfacer la condición de que los factores que causaron cambios en el rendimiento anterior, por ejemplo, la disminución del caudal, funcionarán de la misma manera en el futuro. Estas curvas de declinación se caracterizan por tres factores:

- Tasa de producción inicial, o la tasa en algún momento particular.
- Curva de declinación.
- Tasa de declinación.

Estos factores son una función compleja de numerosos parámetros dentro del yacimiento, el pozo y las instalaciones de manejo de superficie. Ikoku<sup>9</sup> presentó un tratamiento exhaustivo y riguroso del análisis de la curva de declinación de la producción.

Arps<sup>10</sup> propuso que la “curva” en la tasa de producción en función del tiempo puede

---

<sup>9</sup>Ikoku, Chi U. *Natural Gas Reservoir Engineering*. New York: Wiley, 1984.

<sup>10</sup>Arps, J.J. *Analysis of Decline Curves*. Society of Petroleum Engineers, 1945.

expresarse matemáticamente por un miembro de la familia de ecuaciones hiperbólicas.<sup>11</sup> Arps reconoció los siguientes tres tipos de comportamiento de declinación de tasa:

- Declinación exponencial
- Declinación armónica
- Declinación hiperbólica

Cada tipo de curva de declinación tiene una curvatura diferente, como se muestra en la Figura 6. Esta figura representa la forma característica de cada tipo de declinación cuando la tasa de flujo se representa en función del tiempo o en comparación con la producción acumulada en las escalas cartesiana, semi log y log-log. Las principales características de estas curvas de declinación se pueden usar para seleccionar el modelo de declinación de la tasa de flujo que sea apropiado para describir la relación velocidad-tiempo del sistema de hidrocarburos:

**DECLINACIÓN EXPONENCIAL.** Se producirá una relación de línea recta cuando la tasa de flujo en función del tiempo se grafica en una escala semi logarítmica y también cuando la tasa de flujo en función de la producción acumulada se gráfica en una escala cartesiana.

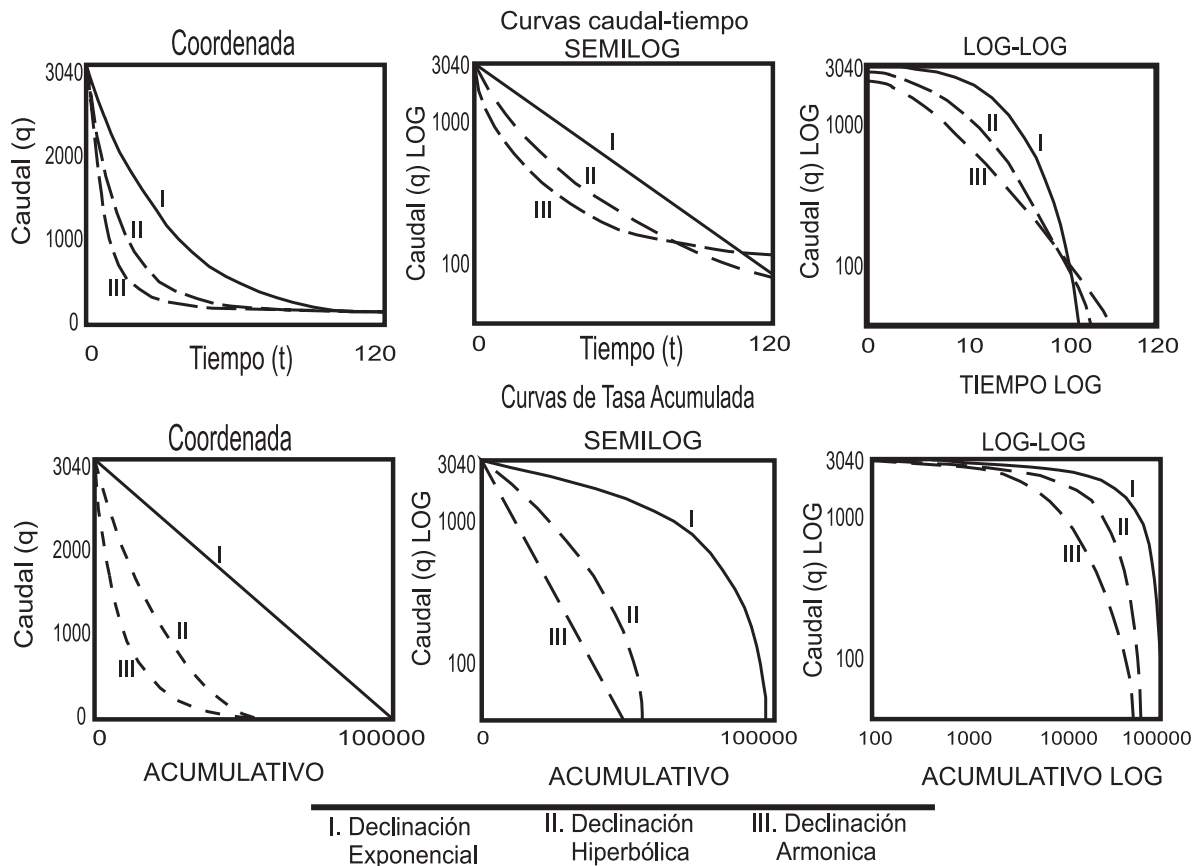
**DECLINACIÓN ARMÓNICA.** La producción de tasa versus producción acumulada es una línea recta en una escala semi logarítmica; Todos los demás tipos de curvas de declinación tienen alguna curvatura. Existen varias técnicas de cambio que están diseñadas para enderezar la curva que resulta de trazar el flujo en función del tiempo en una escala log-log.

---

<sup>11</sup>Ahmed, Tarek. *Reservoir Engineering Handbook*. Fourth Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2010.

**DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.** Ninguna de las escalas de trazado anteriores, es decir, cartesiana, semi log o log-log, producirá una relación de línea recta para una declinación hiperbólica. Sin embargo, si la velocidad de flujo se traza en función del tiempo en el papel de registro, la curva resultante se puede enderezar con técnicas de desplazamiento.

**Figura 6.** Clasificación de curvas de declinación de producción.



**Fuente:** Ahmed, Tarek. *Reservoir Engineering Handbook*. Fourth Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2010.

Los parámetros determinados a partir del ajuste clásico de los datos históricos, es decir, la tasa de declinación,  $D$  y el exponente,  $b$ , se pueden usar para predecir la producción futura. Este tipo de análisis de curva de declinación se puede aplicar a pozos individuales o al yacimiento completo. La precisión de toda la aplicación al yacimiento es a veces

incluso mejor que para pozos individuales debido a la suavización de los datos de velocidad. En función del tipo de comportamiento de disminución de la velocidad del sistema de hidrocarburos, el valor de  $b$  varía de 0 a 1. La Figura 7 ilustra la forma general de las tres curvas en diferentes valores posibles de  $b$ . Estas relaciones matemáticas pueden aplicarse por igual a los reservorios de gas y petróleo.<sup>12</sup>

Debe señalarse que estas tres formas de ecuaciones de curva de declinación son aplicables solamente cuando el pozo/yacimiento se encuentra en condiciones de flujo en estado pseudoestable (es decir, estable), es decir, condiciones de flujo dominadas por límites.

### 1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

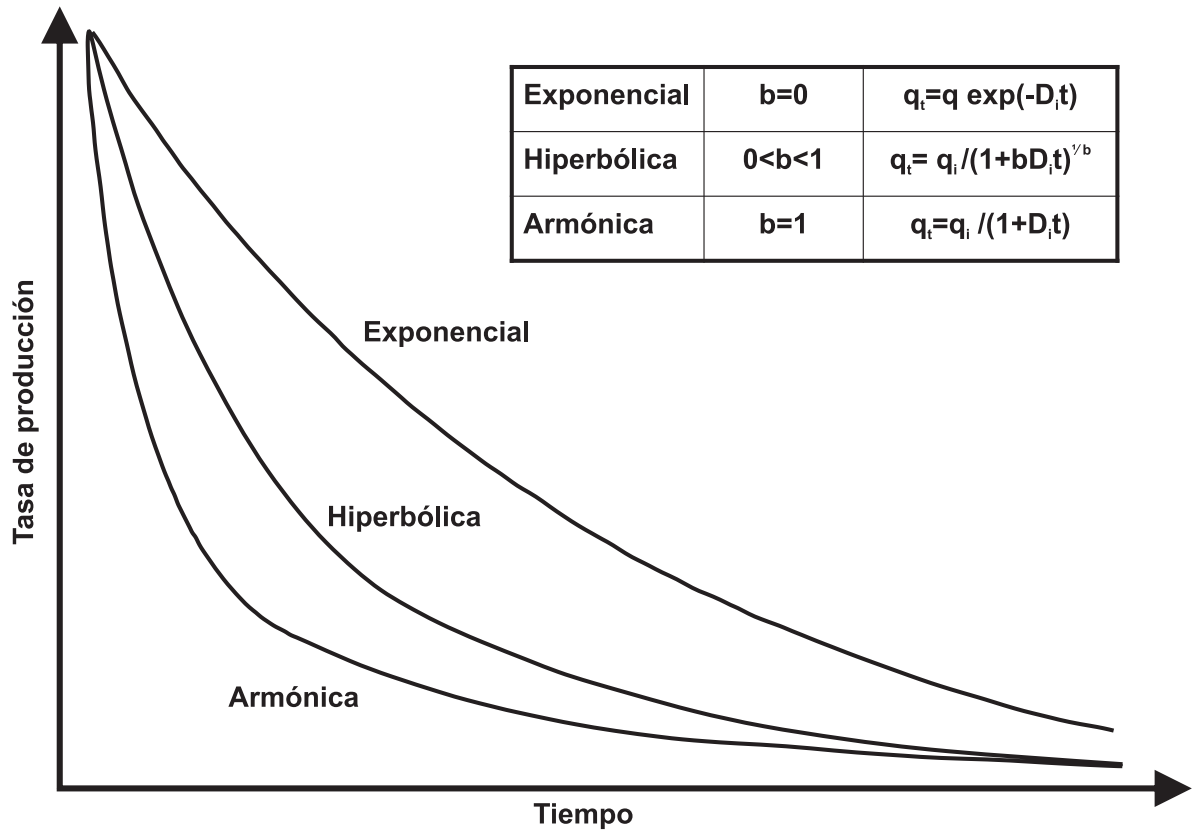
La mayoría de los yacimientos de petróleo son del tipo volumétrico, donde el mecanismo de desplazamiento es la expansión del gas en solución cuando la presión del yacimiento disminuye debido a la producción de fluido. Los yacimientos de petróleo eventualmente no podrán producir fluidos a tasas económicas a menos que existan mecanismos naturales de desplazamiento (por ejemplo, acuífero y/o capa de gas) o mecanismos de mantenimiento de presión (por ejemplo, inyección de agua o inyección de gas) para mantener la energía del yacimiento. La única forma de obtener una alta tasa de producción de un pozo es aumentar la reducción de la presión de producción al reducir la presión del fondo del pozo con métodos de levantamiento artificial<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup>Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, óp.cit.

<sup>13</sup>Guo, Boyun; Lyons, William C y Ghalambar, Ali. *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2007.

**Figura 7.** Declinación de producción vs tiempo



**Fuente:** Ahmed, Tarek. *Reservoir Engineering Handbook*. Fourth Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2010

#### 1.4. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La mayoría de los yacimientos de petróleo son del tipo volumétrico, donde el mecanismo de desplazamiento es la expansión del gas en solución cuando la presión del yacimiento disminuye debido a la producción de fluido. Los yacimientos de petróleo eventualmente no podrán producir fluidos a tasas económicas a menos que existan mecanismos naturales de desplazamiento (por ejemplo, acuífero y/o capa de gas) o mecanismos de mantenimiento de presión (por ejemplo, inyección de agua o inyección de gas) para man-

tener la energía del yacimiento. La única forma de obtener una alta tasa de producción de un pozo es aumentar la reducción de la presión de producción al reducir la presión del fondo del pozo con métodos de levantamiento artificial<sup>14</sup>.

Los sistemas de levantamiento artificial consisten en el uso de medios artificiales para incrementar el flujo de petróleo, desde pozos de producción hacia la superficie. Aproximadamente el 50 % de los pozos en todo el mundo necesitan sistemas de levantamiento artificial<sup>15</sup>. Los métodos de levantamiento artificial comúnmente utilizados son los siguientes:

- Bombeo mecánico.
- Gas-lift.
- Bombeo electrosomergible.
- Bombeo hidráulico.
- Plunger-lift
- Bombeo por cavidades progresivas.

**1.4.1. BOMBEO MECÁNICO.** Como se muestra en la Fig. 8, un sistema de bombeo mecánico consiste en una unidad de bombeo de superficie y una bomba de émbolo sumergida en el líquido de producción en el pozo (Bomba de subsuelo). El motor primario es un motor eléctrico o un motor de combustión interna. Los motores eléctricos son los más deseables porque pueden automatizarse fácilmente. La potencia del motor primario se transmite al eje de entrada de un reductor de engranajes mediante una transmisión por correa trapezoidal. El eje de salida del reductor de engranajes impulsa el brazo del cigüeñal a una velocidad menor (4-40 revoluciones por minuto [rpm] dependiendo de las características del pozo y las propiedades del fluido). El movimiento giratorio del brazo de la manivela se convierte en un movimiento oscilatorio por medio de la viga móvil a través

---

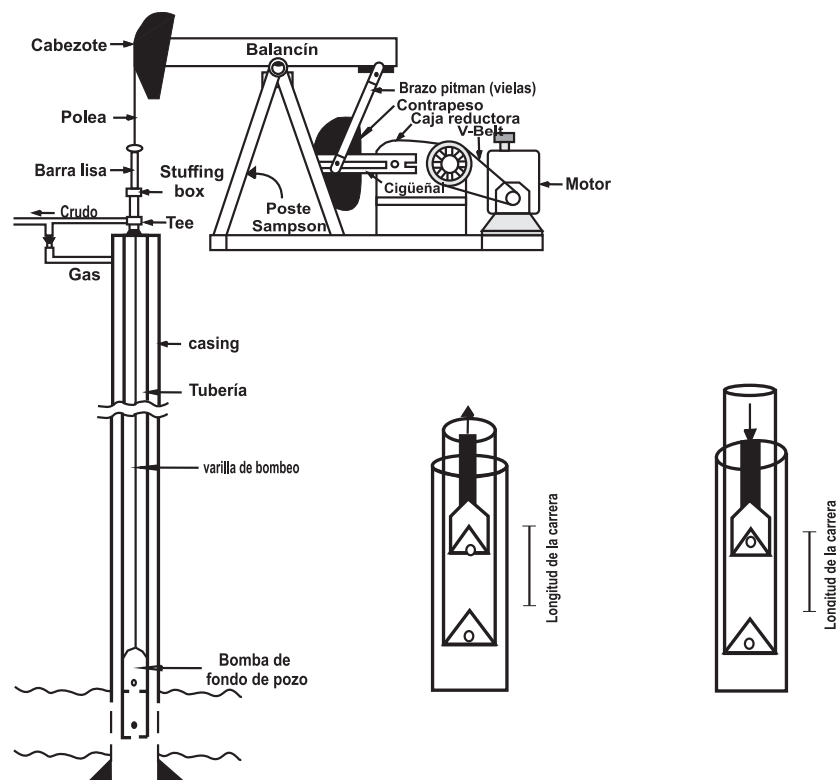
<sup>14</sup>Guo; Lyons y Ghalambar, *Petroleum Production Engineering*, óp.cit.

<sup>15</sup>Ibíd.



de un brazo pitman. La cabeza del caballo y la disposición del cable de suspensión se utilizan para garantizar que el tirón hacia arriba de la sarta de varillas de bombeo sea vertical en todo momento (por lo tanto, no se aplica ningún momento de flexión a la caja de empaquetadura). La barra pulida y la caja de empaquetadura se combinan para mantener un buen sello de líquido en la superficie y, por lo tanto, obligan al fluido a fluir hacia la conexión "T" justo debajo de la caja de empaquetadura<sup>16</sup>.

**Figura 8.** Sistema de levantamiento por bombeo mecánico.



**Fuente:** Guo, Boyun; Lyons, William C y Ghalambar, Ali. *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2007

Los sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico, están conformados por dos secciones, los componentes de superficie y los de subsuelo. En superficie se encuentra la unidad de bombeo, que es conocida vulgarmente como “machín” o “balancín”.

<sup>16</sup>Ibíd.

En el subsuelo está la bomba como tal, junto con la sarta de varillas y demás componentes que se detallan a continuación.

• **Unidad de bombeo:** Su función principal es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado a la sarta de cabilla para el accionamiento de la bomba de subsuelo, mediante la acción de correas y engranajes se logra reducir las velocidades de rotación. El movimiento rotatorio resultante se transforma en uno reciprocante, a través de la manivela, la biela y el propio balancín.

La unidad de bombeo está conformada por los siguientes componentes:

- **Motor:** Es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos de pozo. Estos motores pueden ser de combustión interna o eléctricos. Los motores eléctricos son los más utilizados en la industria petrolera, estos poseen una velocidad constante (baja velocidad) y una potencia que varía entre 5 y 100 HP.
- **Caja de Engranaje:** Reduce la velocidad angular de la polea de la unidad y transmite esta velocidad a la manivela. El reductor de velocidad puede ser: Simple, doble o triple. La reductora doble es la más usada.
- **Manivela:** Convierte el movimiento angular en movimiento reciproco vertical el cual es transmitido a la viga viajera. La longitud del movimiento reciproco es graduable ya que la biela posee varios puntos de conexión.
- **Viga Viajera:** Tiene la función de soportar las cargas apoyadas en los postes maestros, principalmente le da el movimiento reciproco a la barra pulida.
- **Barra Pulida:** Se encarga de soportar el peso de la sarta de cabillas, de la bomba y del fluido dentro de la tubería. Pueden ser de acero al carbón o acero aleado, con longitudes de 16" a 30".
- **Prensa Estopa:** Permite sellar el espacio existente entre la barra y la tubería de producción, con el objetivo de evitar el derrame de crudo producido.

- Espaciador: Está conformado por cuatro piezas: guaya, grampa, espaciador “leuther” y elevador. Tiene la función de conectar la barra pulida a la unidad de bombeo.
- Cabezal: Tiene la función principal de mantener el pozo bajo control en la superficie durante la producción. Se utiliza para colgar la tubería de producción del pozo y fijar el revestimiento de producción.

#### ● Equipos de subsuelo

- Tubería de Producción: Es una serie de tubos que se usa para transportar el fluido y, al mismo tiempo, sirve de guía a la sarta de cabilla que acciona la bomba. Los tipos de tuberías más empleados para este tipo de completación (BM) son las EUE y la Hydrill.
- Cabillas: Son las encargadas de conectar la unidad de bombeo, instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Mediante esta se transmite el movimiento ascendente y descendente al barril con el cual se desplaza el fluido hacia superficie.
- Bomba de Subsuelo: Es una bomba de desplazamiento positivo, que está conformada por un barril, un pistón, dos válvulas (fija y estacionaria) y el anclaje; esta es accionada por un movimiento recíprocante transmitido por las cabillas. Gracias a la acción de las válvulas, permite vaciar y llenar el cilindro de la bomba, haciendo posible el transporte del fluido desde fondo a superficie.
- Niple de anclaje de la Bomba: Se instala en la parte inferior del montaje con el objetivo de fijar la bomba de subsuelo y de esta manera facilitar la acción de succión y bombeo.
- Niple de Gas: Es un niple perforado compuesto por un conjunto de copas ubicado debajo de la zapata, con la finalidad de impedir el paso del gas hacia la bomba, logrando una mayor eficiencia volumétrica.

**1.4.2. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS.** El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. De esta manera, la energía del yacimiento será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

La tecnología de elevación de gas ha sido ampliamente utilizada en los campos petroleros que producen aceites arenosos y gaseosos. Los pozos desviados no presentan ningún problema y la profundidad no es una limitación. También es aplicable a operaciones offshore<sup>17</sup>.

La Fig. 9, representa una configuración de un pozo levantado por gas con instalaciones de válvulas de descarga y una válvula de operación en la cadena de tubería.

Los sistemas de gas-lift se pueden clasificar en dos tipos según la continuidad o no de la inyección de gas al pozo, estos tipos son:

**Inyección Continua:** En este tipo de levantamiento artificial se inyecta una tasa diaria de gas en forma continua lo más profundo posible en la columna de fluido a través de una válvula en el subsuelo, con el propósito de disminuir la presión fluyente en el fondo del pozo aumentando el diferencial de presión a través del área de drenaje para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo.

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se inyecta por el punto más profundo posible la tasa de gas adecuada, de acuerdo al comportamiento de producción del pozo.<sup>18</sup>

Los mecanismos de levantamiento involucrados en la inyección continua de gas son:

---

<sup>17</sup>Guo; Lyons y Ghalambar, *Petroleum Production Engineering*, óp.cit.

<sup>18</sup>Maggiolo, Ricardo. *Gas Lift Básico*. Maracaibo, Venezuela: ESP Oil Engineering Consultants, 2004.

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas.

**Inyección Intermitente:** El Levantamiento artificial por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

La eficiencia de levantamiento intermitente al igual que en el continuo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se elige una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente del tapón de líquido.

En el ciclo de inyección de gas intermitente hay 3 etapas:

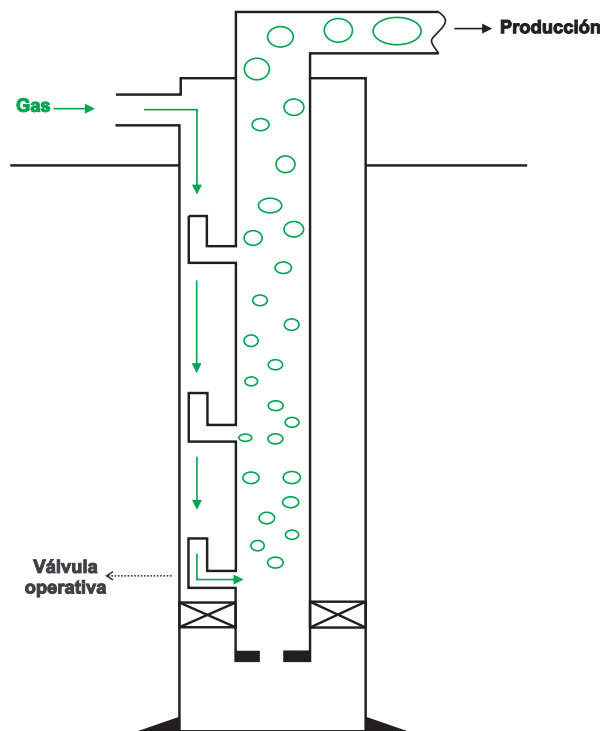
1. **Influjo:** Inicialmente la válvula operadora está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.
2. **Levantamiento:** Una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operadora, el valor de la presión de apertura (Pod) iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar al tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería ("liquid fallback") y cuando el tapón llega a la superficie, la alta velocidad del mismo provoca un aumento brusco de la Pwh.

3. **Estabilización:** Al cerrar la válvula operadora por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo nuevamente.

Los mecanismos de levantamiento que actúan en la inyección de gas intermitente son:

- Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido.

**Figura 9.** Configuración típica de un sistema de producción con Gas-Lift



**Fuente:** Guo, Boyun; Lyons, William C y Ghalambar, Ali. *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2007

- **Equipos de superficie**

- **Planta Compresora:** Es donde se realiza el proceso de comprimir el gas de baja a alta presión. Puede ser Centrífuga (turbina) o Reciprocante (motocompresor). Recibe el gas que proviene de los pozos, lo comprime a su capacidad, lo envía como gas de alta presión a la red de distribución y, de allí, a cada pozo.
- **Sistema de distribución de gas:** Es la encargada de transportar el gas y distribuirlo a cada pozo. La presión y el volumen de gas que llega al pozo dependerá de la presión y el volumen disponibles en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.
- **Sistema de recolección del fluido:** Está formado por las líneas de flujo, encargadas de transportar el fluido hacía el separador, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora.

● **Equipos de subsuelo** Los componentes del equipo de subsuelo, en este tipo de levantamiento, son los mandriles y las válvulas de inyección. La cantidad o número de mandriles y válvulas requeridas dependerá fuertemente de la presión de inyección disponible.

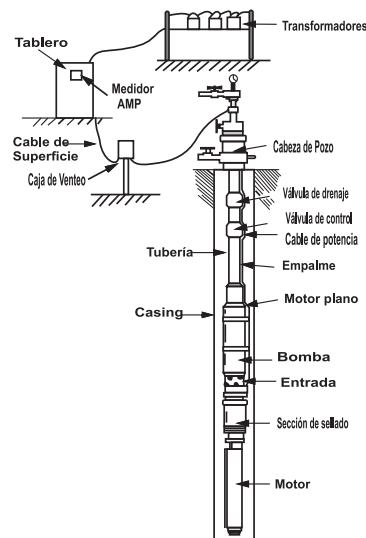
**Mandriles:** Son tuberías con diseños especiales. En sus extremos poseen roscas para conectarse a la sarta de producción formando, de este modo, parte integrada de ella. Sirven de receptáculo para instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad que se necesite. Existen tres tipos de mandriles:

- Mandril convencional.
- Mandril concéntrico.
- Mandril de bolsillo.

**Válvulas:** La válvula de Levantamiento Artificial por Gas son básicamente, reguladores de presión. Deben ser diseñadas para operar en condiciones de fondo y ser capaces de inyectar el gas a la presión y volumen requeridos.

**1.4.3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.** El principio de este sistema de bombeo es la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y un difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.

**Figura 10.** Esquema de una instalación de Bombeo Electrosumergible



**Fuente:** Guo, Boyun; Lyons, William C y Ghalambar, Ali. *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2007

Como se muestra en la Fig. 10, un ESP consta de componentes de superficie y subsue-



lo<sup>19</sup>.

- **Componentes de subsuelo**

- Bomba.
- Motor.
- Cable eléctrico.
- Separador de gas.

- **Componentes de superficie**

- Controlador de motor o controlador de velocidad variable.
- Transformador.
- Cable eléctrico.

**1.4.4. BOMBEO HIDRÁULICO.** El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

---

<sup>19</sup>Guo; Lyons y Ghalambar, *Petroleum Production Engineering*, óp.cit.

**Figura 11.** Representación gráfica de un pozo con bombeo hidráulico.



**Fuente:** Arcentales, Danilo; Caizapanta, Marco y Miranda, Bolívar. *Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo ESPOL iii.* Guayaquil, Ecuador

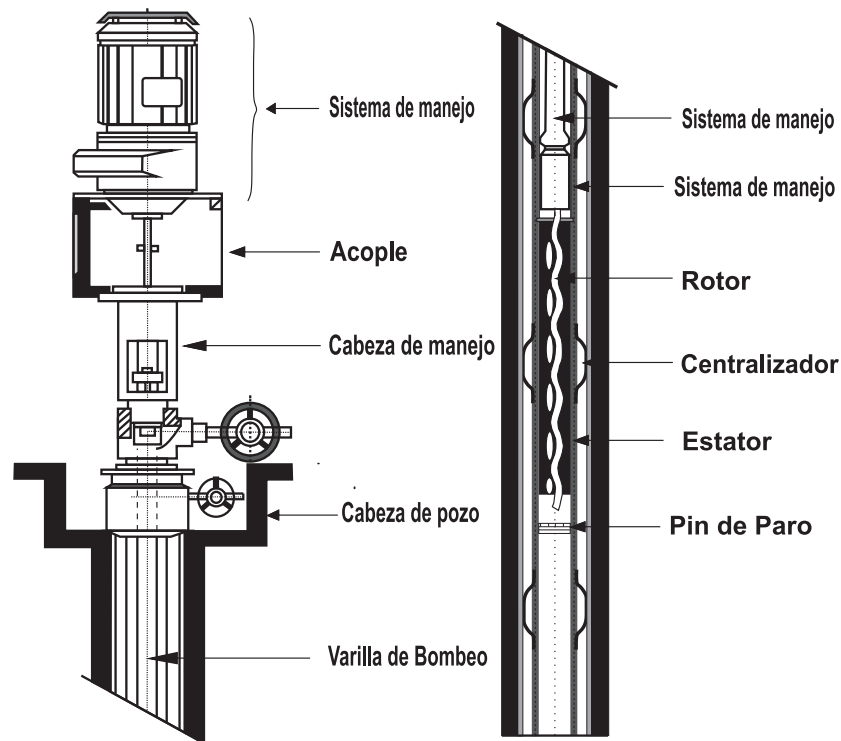
Existen dos tipos de bombeo hidráulico:

- Bombeo hidráulico tipo jet.
- Bombeo hidráulico tipo pistón.

**1.4.5. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.** Su operación está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas (PCP) de desplazamiento positivo, que utiliza un rotor helicoidal de rotación excéntrica que gira dentro del estator. El

rotor generalmente se construye con una varilla de acero de alta resistencia, generalmente con doble cromado. El estator es un elastómero elástico con una configuración de doble hélice moldeado dentro de una carcasa de acero. En la Fig. 12, se muestra un esquema de un sistema de PCP.

**Figura 12.** Esquema de un sistema PCP



**Fuente:** Guo, Boyun; Lyons, William C y Ghalambar, Ali. *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2007

### 1.5. ANÁLISIS NODAL

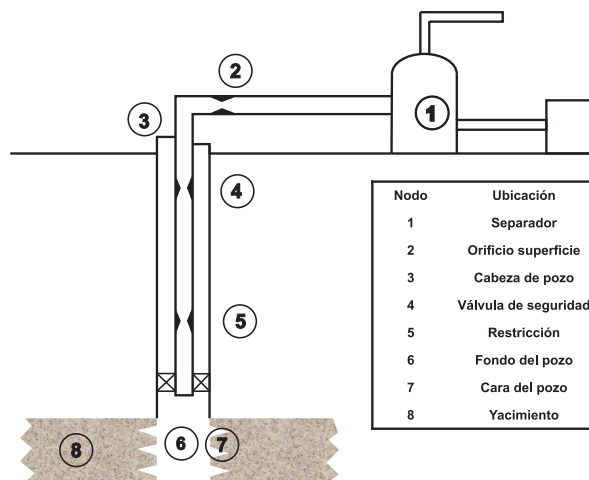
Análisis del sistema de producción, llamado a menudo Análisis NODAL, se ha aplicado durante muchos años para analizar el rendimiento de los sistemas compuestos. Los circuitos eléctricos, las redes de tuberías complejas y los sistemas de bombeo centrífugos se analizan utilizando este método. Su aplicación a sistemas de producción de pozos fue

propuesta por primera vez por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978<sup>20</sup>.

Este análisis es una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de un pozo productor de hidrocarburos. El análisis NODAL se utiliza para optimizar el diseño de producción con el fin de adecuarlo a la capacidad de producción del yacimiento o para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto para calcular caídas de presión, así como gastos de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento<sup>21</sup>. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran en la figura 13.

**Figura 13.** Ubicación de nodos principales.



**Fuente:** Beggs, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991 (Modificado)

<sup>20</sup>Beggs, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991.

<sup>21</sup>Plata, Cristian. *Evaluación de Diferentes Escenarios para la Optimización del Sistema de Producción del Campo San Roque por medio de la Técnica de Análisis Nodal*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2016.

La selección del nodo depende del componente o variable que se quiere aislar para evaluar y mostrar su comportamiento. Los cuales pueden ser nodos solución y nodos funcionales, los nodos de solución principales se establecen en el yacimiento (medio poroso), fondo de pozo, cabeza de pozo y separador. Los nodos funcionales son las herramientas utilizadas en fondo o superficie que ocasionen diferenciales de presión significativas para el sistema, como estranguladores de fondo, válvulas de seguridad, entre otros.

El análisis Nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar el desempeño de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow). A continuación se presenta una lista parcial de las aplicaciones del análisis Nodal<sup>22</sup>.

- Selección de diámetros de tubería.
- Diseños de completamiento.
- Análisis de restricciones.
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- Evaluación de estimulaciones de pozos.
- Predecir los efectos del depletamiento del yacimiento.
- Análisis de efectos de densidad.

Para predecir el comportamiento del sistema se emplea el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos,

---

<sup>22</sup>Beggs, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, óp.cit.

lo que ayudaría a identificar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción del yacimiento.<sup>23</sup>

Todos los componentes aguas arriba del nodo comprenden la sección de entrada, mientras que la sección de salida consta de todos los componentes corriente abajo del nodo. Debe haber una relación entre el caudal y la caída de presión para cada componente del sistema<sup>24</sup>. Para cualquier tiempo hay dos presiones que no cambian con el caudal: la presión del yacimiento PR y la presión de salida del sistema que generalmente es la del separador Psep. A partir de aquí se establecen las relaciones en el nodo:<sup>25</sup>

- Entrada del nodo:  $P_{nodo} = P_r + \Delta P_{upstream}$
- Salida del nodo:  $P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P_{downstream}$

Tenga en cuenta que las caídas de presión tanto en la entrada como en la salida dependen de la geometría, el equipo, etc., pero lo más importante es el caudal. Si se realiza un análisis de sensibilidad en varias tasas de líquidos, se puede derivar el siguiente diagrama de presión de nodo vs tasa de flujo (**Fig.** ): Las curvas de entrada y salida no se pueden usar individualmente para encontrar la presión de flujo y el caudal en el nodo seleccionado. El punto donde se intersecan estas curvas es el punto de operación, es decir, el punto que satisface las dos ecuaciones de restricción anteriores. Si estas dos curvas no se intersecan, entonces, no se establece ningún flujo a través del nodo, es decir, el pozo está muerto. Generalmente, durante un análisis de sistema de pozo, el nodo de solución se establece en el fondo del pozo. El propósito de esto es la separación del sistema en aquellos componentes que comprenden el reservorio y los que comprenden el pozo en sí hasta el nodo superior<sup>26</sup>.

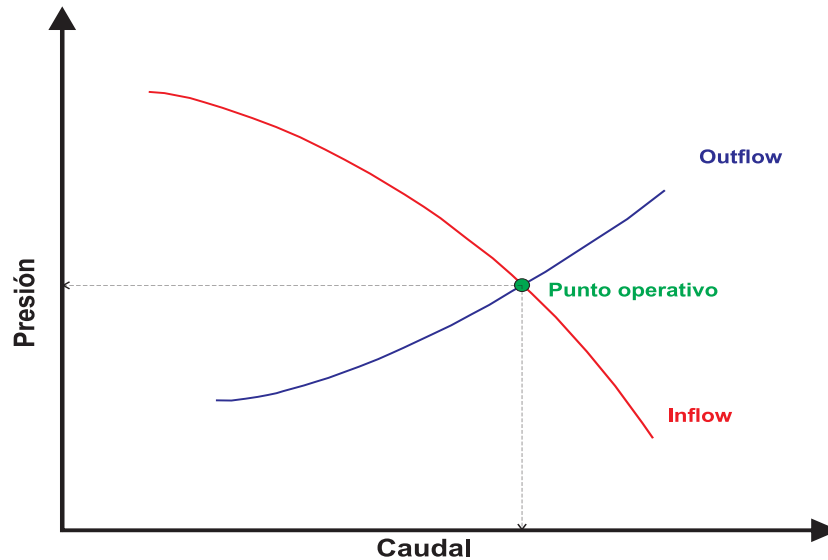
<sup>23</sup>Rueda, Julie Tatiana Jaimes y Castellanos, Sergio Andrés Gutierréz. *Actualización del Modelo de Análisis Nodal del Campo Bonanza y Evaluación del Sistema Actual de Producción para la Campaña de Desarrollo 2015*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2015.

<sup>24</sup>Beggs, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, óp.cit.

<sup>25</sup>Rueda y Castellanos, *Actualización del Modelo de Análisis Nodal del Campo Bonanza y Evaluación del Sistema Actual de Producción para la Campaña de Desarrollo 2015*, óp.cit.

<sup>26</sup>Tetoros, Ioannis E. *Desing of a continuous gas lift system to initiate production in a dead well*. Creta, Grecia: Technical University of Crete, 2015.

**Figura 14.** Curvas típicas de Inflow y Outflow



**Fuente:** Tectoros, Ioannis E. *Desing of a continuous gas lift system to initiate production in a dead well*. Creta, Grecia: Technical University of Crete, 2015 (Modificado)

El caudal a través del sistema se puede determinar una vez que se cumplan los siguientes requisitos:<sup>27</sup>

1. El flujo hacia el nodo es igual al flujo que sale del nodo.
2. Solo puede existir una presión en un nodo.

### **COMPONENTES QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS NODAL. :**

En función de la necesidad que se tiene de cada uno de los elementos que intervienen como componentes de un sistema de producción definiremos la funcionalidad de los más importantes:

---

<sup>27</sup>Beggs, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, óp.cit.

• **Separador:** En el proceso de separación de petróleo y gas en campos petroleros no existe un criterio único para establecer las condiciones más adecuadas de producción óptima de los equipos, pero el estudio está orientado a obtener ciertos objetivos puntuales que nos den condiciones de máxima eficiencia en el proceso de separación, obteniendo de esta manera:

- Alta eficiencia en el proceso de separación de gas-petróleo.
- Mayor incremento en los volúmenes de producción.
- Incremento en la recuperación de petróleo.
- Disminución de costos por compresión.
- Estabilización de la relación gas-aceite GOR.

• **Línea de flujo horizontal:** Este componente es el que comunica la cabeza de pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción de los pozos. El tratamiento del componente para flujo en la línea horizontal puede ser analizado usando las diversas ecuaciones y correlaciones presentadas por investigadores que han estudiado la incidencia que puede tener este componente sobre el conjunto del sistema, en su ínter relación apropiada de su dimensionamiento más adecuado y óptimo.

• **Choque superficial:** Es el que controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción, en este componente se produce una presión diferencial que puede ser calculada con una de las muchas ecuaciones para choques o estranguladores.

• **Cabeza de pozo:** Es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal y de donde se toma el dato de la presión de



surgencia para conocer la energía de producción del pozo, siendo también un punto crítico que es tomado en cuenta para su análisis dentro del sistema.

- **Válvula de seguridad:** Este componente es un elemento que se instala en la tubería vertical y que opera ante cualquier anomalía del flujo que puede ocurrir en el transcurso de la producción, siendo vital para la seguridad operativa y productiva del pozo.

- **Choque de fondo:** Se procede a la bajada de este tipo de restricción de acuerdo a la necesidad que existe de elevar la presión y controlar la energía en el flujo de la línea vertical, como así también tener una presión de aporte y elevación controlada, por lo que se va a producir una presión diferencial en la que también se tendrá una caída de presión que a su vez puede ser calculada.

- **Presión fluyente:** Esta es muy importante para el sistema ya que de ella depende toda la capacidad de la instalación que se desea conectar al reservorio a través del pozo y así producir todo el campo. Esta presión es medida en el fondo del pozo, tomada en su punto medio del nivel productor; su determinación se la hace en forma directa usando herramientas de toma de presión, también se puede calcular utilizando ecuaciones o correlaciones.

- **Presión promedio del yacimiento:** Esta presión es evaluada respecto a un nivel de referencia, y es la presión a la cual se encuentran sometidos los cálculos de los fluidos del reservorio, siendo esta presión de gran interés para conocer el índice de productividad del pozo y así mismo nos permitirá conocer la capacidad de fluencia del reservorio hacia el pozo.<sup>28</sup>

---

<sup>28</sup>Rivero, José. *Análisis Nodal y Explotación de Petróleo*. 2007.

**1.5.1. ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS EN FLUJO NATURAL.** El análisis de las variables se puede realizar mediante un procedimiento gráfico con ayuda de las correlaciones para flujo en tuberías y el modelamiento IPR. El procedimiento para realizar el análisis a groso modo es determinar la entrada y salida del nodo seleccionado como se mencionó en párrafo anteriores, teniendo en cuenta siempre todas las caídas de presión que se puedan generar en el sistema que se está evaluando.

- **Nodo solución en fondo de pozo:** Localizado en el centro del pozo, a la mitad de las perforaciones o cañoneos, es el más utilizado ya que divide al sistema en dos componentes, el yacimiento y el sistema total de tuberías. Este nodo es la mejor opción al momento de revisar los tratamientos de estimulación que se le realizan al pozo.

- **Nodo solución en cabeza de pozo:** Esta posición divide el sistema en dos, uno, las líneas de flujo y el separador y dos, el yacimiento y el tubing. Al tomar ese punto el sistema aísla la línea de flujo, facilitando observar el cambio de estas en la tasa de flujo y comparar el comportamiento de dichas tasas en combinaciones de tubería.

- **Nodo solución en el separador:** Es la posición final del sistema y la presión generalmente permanece constante. Si se toma este punto, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre las tasas de flujo. Algunos pozos presentan aumentos significativos en la producción cuando se modifica esta presión, y estos cambios son influenciados por todo el sistema y por tanto se debe analizar el pozo de forma detallada.

- **Nodo solución en el medio poroso:** Esta es la posición menos práctica para realizar el análisis ya que permite analizar solamente los cambios en la energía del yacimiento.<sup>29</sup>

---

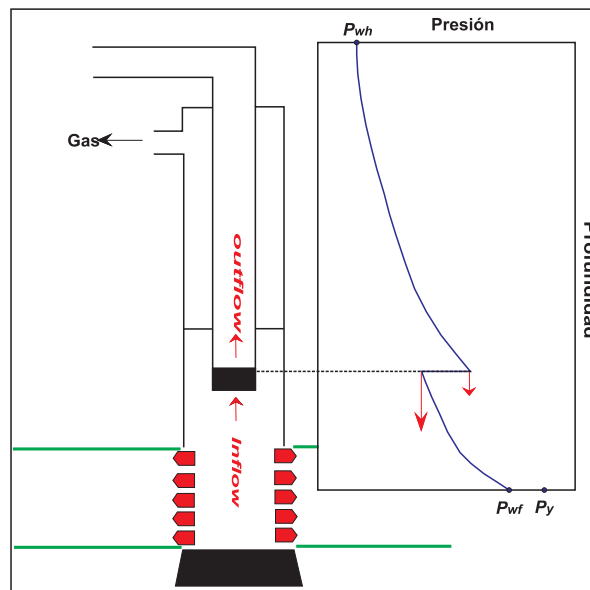
<sup>29</sup>Rueda y Castellanos, *Actualización del Modelo de Análisis Nodal del Campo Bonanza y Evaluación del Sistema Actual de Producción para la Campaña de Desarrollo 2015*, óp.cit.

**1.5.2. ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON ESP Y PCP.** El objetivo de analizar este tipo de pozos es mejorar la eficiencia de flujo, aumentar la producción y disminuir el consumo eléctrico de la bomba, es decir si se aplica el análisis nodal a este sistema podemos determinar el tamaño y la potencia mínima requerida de la bomba, así como la profundidad y velocidad optima de la bomba y el efecto del separador de gas de fondo si se encuentra presente.

Para realizar el análisis, se selecciona el nodo en la bomba, el cual debe manejarse de manera independiente en el sistema. La presión del nodo a la entrada de la bomba está definida por  $P_{up}$  y la presión a la descarga está dada por  $P_{dn}$ .

- $\Delta P = P_{dn} - P_{up}$
- $Inflow = P_{up} - P_r - \Delta P_{completamiento} - \Delta P_{casing}$
- $Outflow = P_{dn} = P_{sep} + \Delta P_{tubing} + \Delta P_{lineadesuperficie}$

**Figura 15.** Nodo solución pozo con bomba ESP y/o PCP



**Fuente:** Beggs, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991 (Modificado)

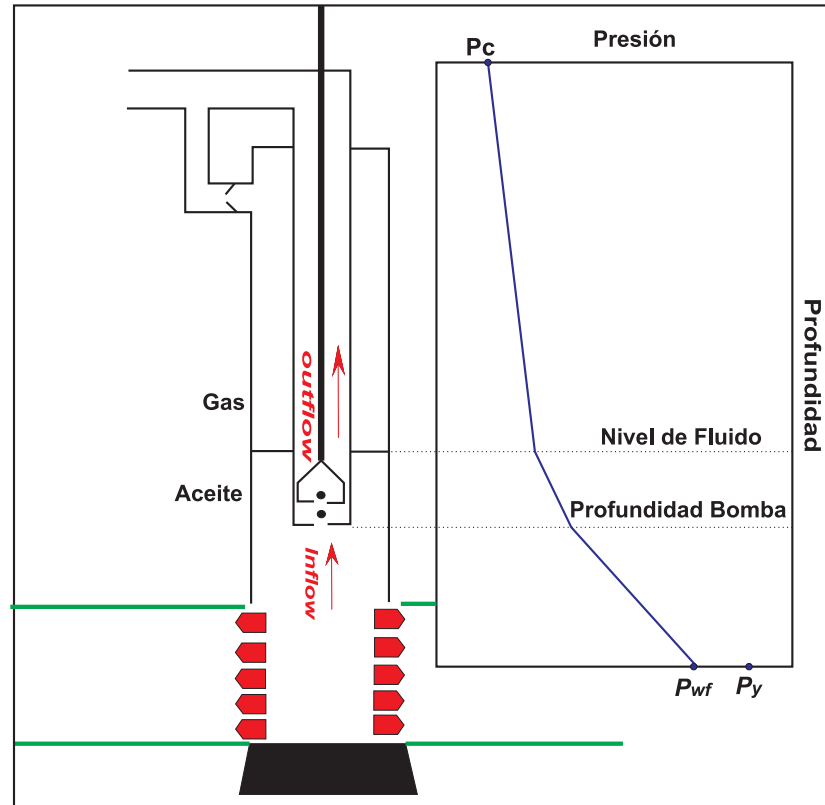
**1.5.3. ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.** El sistema de bombeo mecánico presenta dos características no comunes con el sistema de flujo natural, que son, la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo. Para un pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico al cual se le desea evaluar el desempeño operativo, es recomendable emplear como nodo solución la posición de entrada de la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones nos permite establecer las relaciones de inflow y outflow; y para la evaluación de las soluciones encontradas se cuenta con unas relaciones matemáticas disponibles en el proyecto de investigación de Ricardo Díaz.<sup>30</sup>

- $Inflow = P_{wf} = P_R - \Delta P$
- $Outflow = P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{tubing} - (Fo/AP)$
- (Fo/AP): Factores asociados a la bomba de subsuelo.

---

<sup>30</sup>Rueda y Castellanos, *Actualización del Modelo de Análisis Nodal del Campo Bonanza y Evaluación del Sistema Actual de Producción para la Campaña de Desarrollo 2015*, óp.cit.

**Figura 16.** Nodo solución pozo con sistema de bombeo mecánico



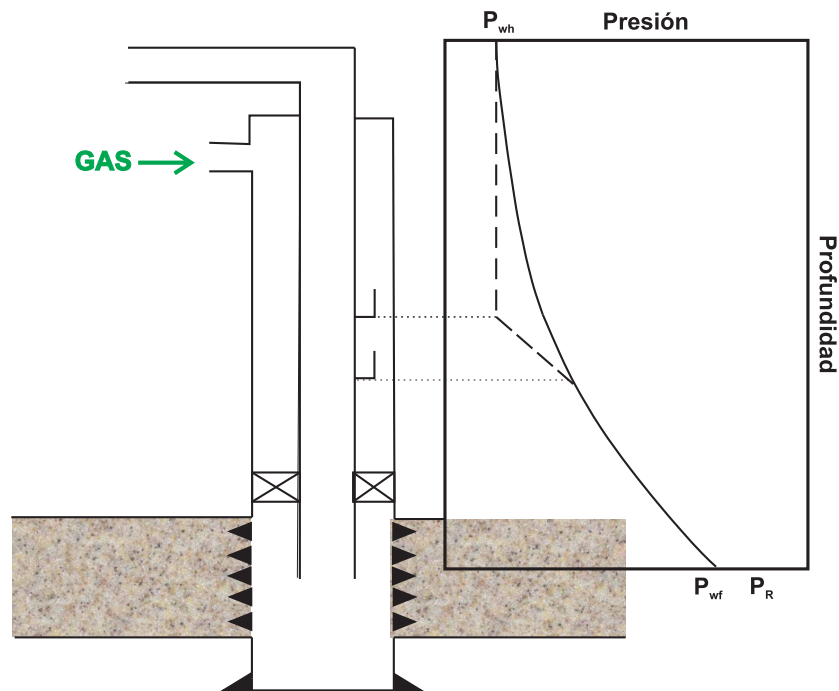
**Fuente:** Beggs, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991 (Modificado)

**1.5.4. ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON LAG.** La operación de un pozo con sistema de levantamiento por gas es similar a un pozo que fluye naturalmente. El gas se inyecta dentro el tubo a través de una válvula a una profundidad fija. Esto ocasiona que la relación gas-líquido aumente desde el punto de inyección (desde la válvula) hasta superficie y disminuya el gradiente de presión hidrostática en el tubing, lo que genera un descenso de la presión de fondo. La única diferencia entre un pozo con gas lift y un pozo en flujo natural es que en algún punto de la tubería la relación gas-líquido cambia; y la profundidad a la cual se puede ubicar la válvula de elevación de gas operativa depende de la presión de inyección de gas disponible. Cuanta más presión esté disponible, más

profundo será el punto de inyección. Además, a medida que aumenta la profundidad de inyección, se requiere menos gas de inyección, para lograr la misma presión de fondo de pozo.<sup>31</sup> El desempeño de un pozo con gas lift puede ser analizado usando la técnica de análisis nodal de la misma manera que se emplea para un pozo en flujo natural. Cualquier nodo puede ser seleccionado dependiendo del parámetro que se quiera analizar. Si se quiere analizar el efecto del volumen de gas inyectado es conveniente seleccionar la válvula de trabajo como nodo.

- $Inflow = P_v = P_R - \Delta P_{formacion} - \Delta P_{abajo\ de\ la\ valvula}$
- $Outflow = P_{wh} + \Delta P_{encima\ de\ la\ valvula}$

**Figura 17.** Nodo solución en válvula de pozo con Gas-Lift



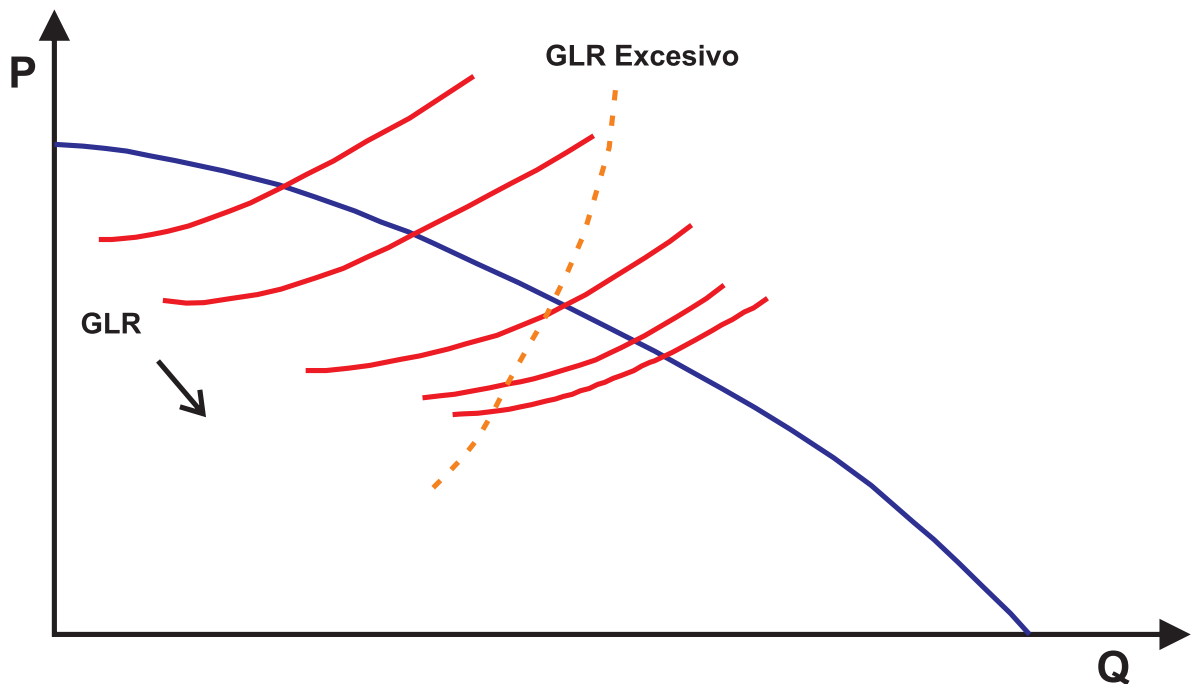
**Fuente:** Beggs, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991 (Modificado)

<sup>31</sup>Beggs, *Production Optimization Using Nodal Analysis*, óp.cit.

Si se quiere determinar la tasa de gas óptima se debe seleccionar el nodo en fondo, y se plantean las expresiones de entrada y salida.

- $Inflow = P_{wf} = P_R - \Delta P_{formacion}$
- $Outflow = P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{linea\ de\ superficie} + \Delta P_{encima\ de\ la\ valvula} + \Delta P_{abajo\ de\ la\ valvula}$

**Figura 18.** Efecto de la relación gas-líquido en pozos con Gas-Lift



**Fuente:** Beggs, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991 (Modificado)

El influjo será independiente de la relación gas-líquido que se obtenga a partir de la inyección del gas, pero la caída de presión en la línea de flujo y la caída de presión en la tubería encima de la válvula cambiará si la relación gas-líquido es demasiado alta el incremento de la caída de presión debido a la fracción excederá la disminución de la presión generada por la inyección del gas.

## 1.6. INDICADORES FINANCIEROS

**1.6.1. TASA DE DESCUENTO.** Es el costo en el que se incurre al utilizar el dinero para desarrollar un proyecto en lugar de destinarlo a otras inversiones que ofrece el mercado. Un proyecto de inversión normal consta de una inversión inicial y unos beneficios futuros. Como ya se dijo anteriormente, una inversión se considera buena si los beneficios son mayores que los costos, **comparados en una misma fecha**. Los beneficios y los costos, por lo general, se llevan al momento cero, que es el momento de la inversión. La tasa de interés que se utiliza para trasladar los beneficios en el tiempo es conocida como la **tasa de descuento**.

Cuando los recursos para financiar el proyecto son propios, la tasa de descuento que se utiliza es la tasa de oportunidad, que es el costo de oportunidad del dinero del inversionista. Esta tasa es la mayor rentabilidad que dejaría de obtener el inversionista por decidir invertir en el proyecto.

**1.6.2. TASA DE OPORTUNIDAD.** No todas las empresas tienen acceso a los mismos proyectos de inversión, u oportunidades de inversión. En este sentido, una compañía puede tener diversos proyectos en los cuales realizar inversiones, por ejemplo, Ecopetrol puede tener proyectos con distintas tasas de rentabilidad, dentro de este portafolio de opciones, a la mayor tasa se le conoce como tasa de oportunidad, mientras que a la menor tasa, se le conoce como tasa mínima atractiva de rentabilidad.

De lo anterior, se puede deducir que la tasa de oportunidad dependerá exclusivamente de cada empresa. Para el caso de Ecopetrol S.A. esta tasa está fijada en 11 % efectivo anual.

**1.6.3. VALOR PRESENTE NETO.** Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define su Valor Presente Neto (VPN) como la cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos. Es



decir:

$$VPN = VP_{Ingresos} - VP_{Egresos} \quad (1.1)$$

Donde:  $VP_{Ingresos}$ : valor presente de los ingresos.  $VP_{Egresos}$ : valor presente de los egresos.

De la ecuación número 1.1 el lector se puede dar cuenta de que para calcular el valor presente neto es necesario conocer:

- El tiempo de duración del proyecto, conocido como la vida útil. Para el caso del que trata este trabajo, dicho tiempo estará determinado por el tiempo al cuál las curvas de declinación se intersectan, cuando se alcanza dicho tiempo se dice que se ha alcanzado el límite económico.
- El flujo de caja, es decir, los ingreso y egresos en el tiempo de evaluación.
- El costo de oportunidad del inversionista.
- En ciertos casos es útil conocer el valor del proyecto en el mercado, que hace referencia al valor comercial que se obtiene al final de la vida útil del proyecto.

En palabras sencillas, el Valor Presente Neto de una inversión representa el valor, equivalente en pesos de hoy, de la cantidad de dinero que se obtendrá al llevar a cabo ese proyecto. Este índice financiero se interpreta de la siguiente manera:

- Si  $VPN > 0$ , el proyecto arrojará utilidades.
- Si  $VPN = 0$ , el proyecto no dará pérdidas ni ganancias.
- Si  $VPN < 0$ , el proyecto dará pérdidas.

**1.6.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).** Es uno de los índices más importantes para seleccionar alternativas de inversión y realizar la evaluación financiera de proyectos.

La tasa interna de retorno hace referencia a la tasa de interés que ganan los dineros que continúan invertidos en un proyecto. Es decir, que no siempre representa el rendimiento sobre la inversión inicial, sino sobre la parte de la inversión que no ha sido amortizada al inicio de cada período.

Desde un punto de vista netamente matemático, la TIR es la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

Dicho de otra manera, la TIR se aplica sobre dineros que no han sido recuperados, y no siempre sobre la inversión inicial. Por esta razón, esta tasa no mide la rentabilidad real del proyecto ni de la inversión inicial. El TIR se utiliza como criterio para la selección de proyectos de acuerdo a los siguientes lineamientos, donde  $k$  es la tasa de descuento elegida en el cálculo del VPN.

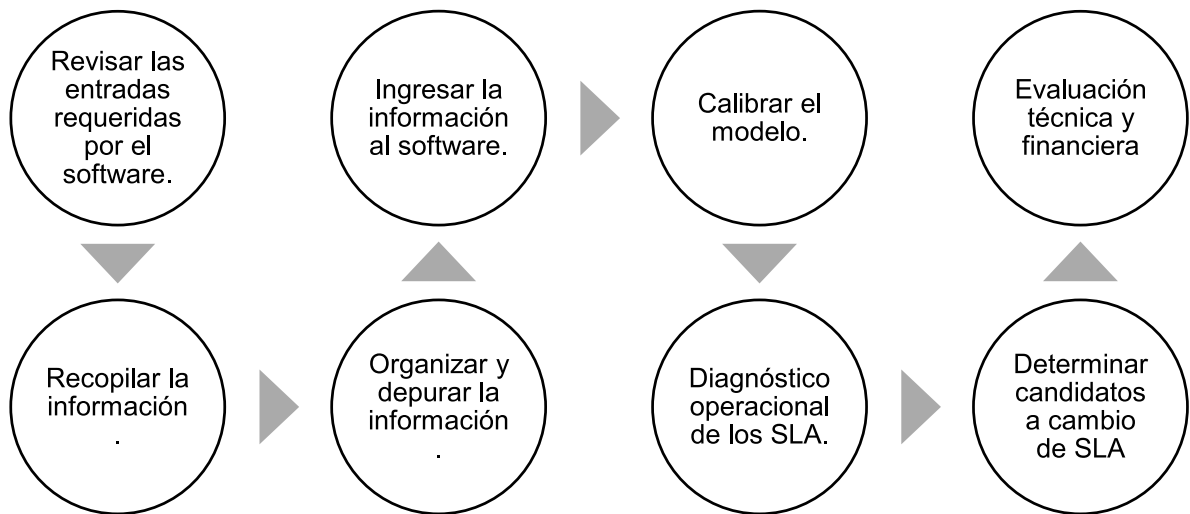
- Si  $TIR > k$ , el proyecto es financieramente viable, pues la tasa de rendimiento es mayor que la tasa mínima exigida por el inversionista.
- Si  $TIR = 0$ , es indiferente invertir o no en el proyecto.
- Si  $TIR < 0$ , el proyecto no es financieramente viable, pues no alcanza la rentabilidad mínima exigida por el inversionista.

## 2. DESARROLLO DEL MODELO

Con el fin de tener una herramienta que brinde un criterio para evaluar de manera objetiva el desempeño de los pozos del campo Provincia, se elaboró un modelo que simulara las condiciones de operación. La construcción de dicho modelo es un proceso riguroso que requiere la recopilación de la mayor cantidad de datos posible. Este primer paso es de gran importancia, pues de la calidad de los datos recopilados, dependerá qué tan representativo sea el modelo y, por consecuencia, los resultados que arroje.

El flujograma de la figura 19 representa los pasos utilizados en el montaje del modelo.

**Figura 19.** Pasos para la construcción del modelo.



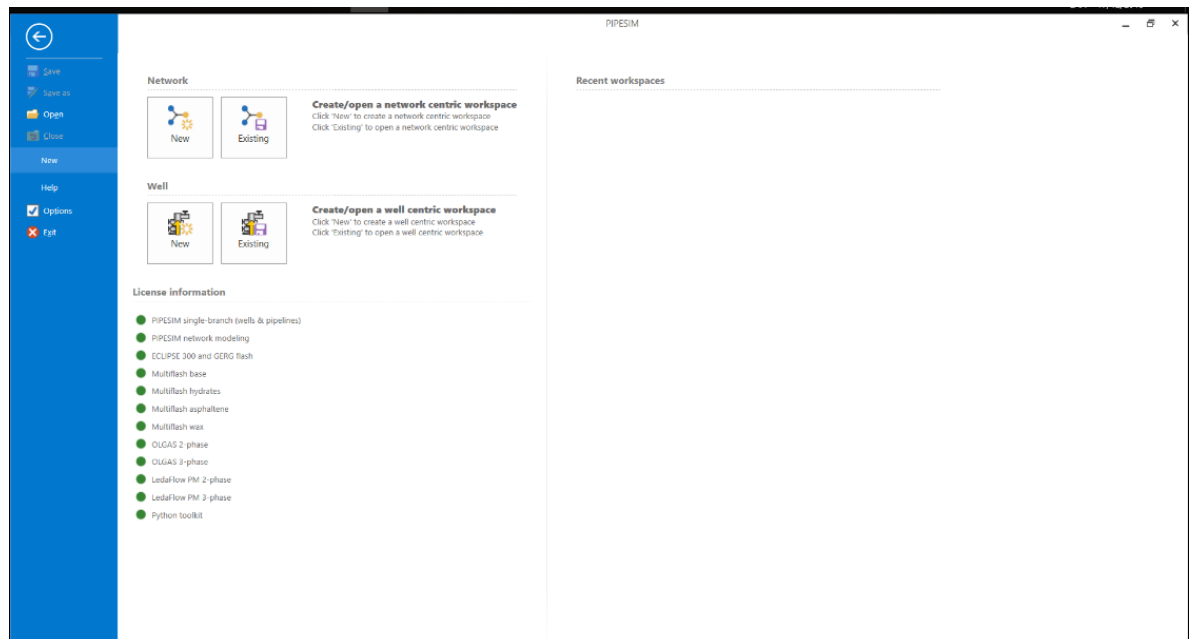
**Fuente:** Rueda, Julie Tatiana Jaimes y Castellanos, Sergio Andrés Gutiérrez. *Actualización del Modelo de Análisis Nodal del Campo Bonanza y Evaluación del Sistema Actual de Producción para la Campaña de Desarrollo 2015*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2015 (Modificado).

La construcción del modelo se dividió en varias etapas debido a la gran cantidad de información con la que se trabajó. Grosso modo el proceso se divide en 2, la construcción del modelo de subsuelo (propiedades del yacimiento y estados mecánicos de los pozos);

y la construcción del modelo de superficie (red/malla de inyección de gas y líneas de producción). El último paso consiste en integrar los modelos de subsuelo con la red en superficie, para consolidar la producción total del campo.

Al momento de abrir el programa, nos encontramos con una ventana que nos da la opción de elegir entre dos modos de trabajo, el primero es para representar redes de flujo complejas, compuestas por múltiples pozos, líneas de flujo en superficie, válvulas reguladoras de flujo, estaciones de recolección, separadores, entre otros. El segundo se utiliza para sistemas más sencillos, compuestos por un solo pozo. En este caso se utilizará el primer modo, debido a que se modelaran más de 100 pozos, conectados en su gran mayoría a la red de inyección de gas y a alguna de las dos estaciones (Santos y Suerte) que reciben los fluidos.

**Figura 20.** Ventana Inicial del Software.

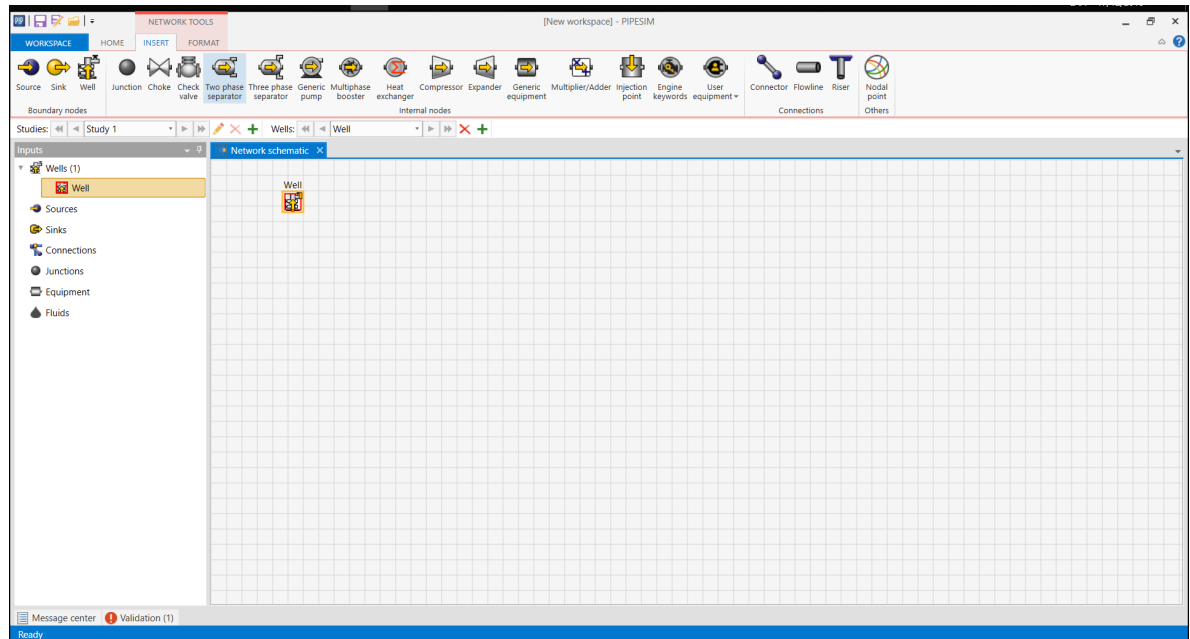


**Fuente:** PIPESIM.

Una vez se está dentro del modo de trabajo de red, se procede a crear el modelo de cada pozo, dando click en el botón “Well”, tal como se muestra en la figura 20. En este

paso es recomendable cambiar la perspectiva a *Well*, esto se hace desde la pestaña *HOME/Perspective/Well*.

**Figura 21.** Creación de un modelo de pozo.



**Fuente:** PIPESIM.

En este paso se procede a cargar la información de subsuelo, para completar los datos requeridos en este módulo es necesario tener a la mano:

- Tipo de pozo (productor o inyector).
- Propiedades del revestimiento.
- Propiedades de la sarta de producción.
- Propiedades del sistema de levantamiento artificial, si es que hay uno.
- Survey de desviación del pozo.

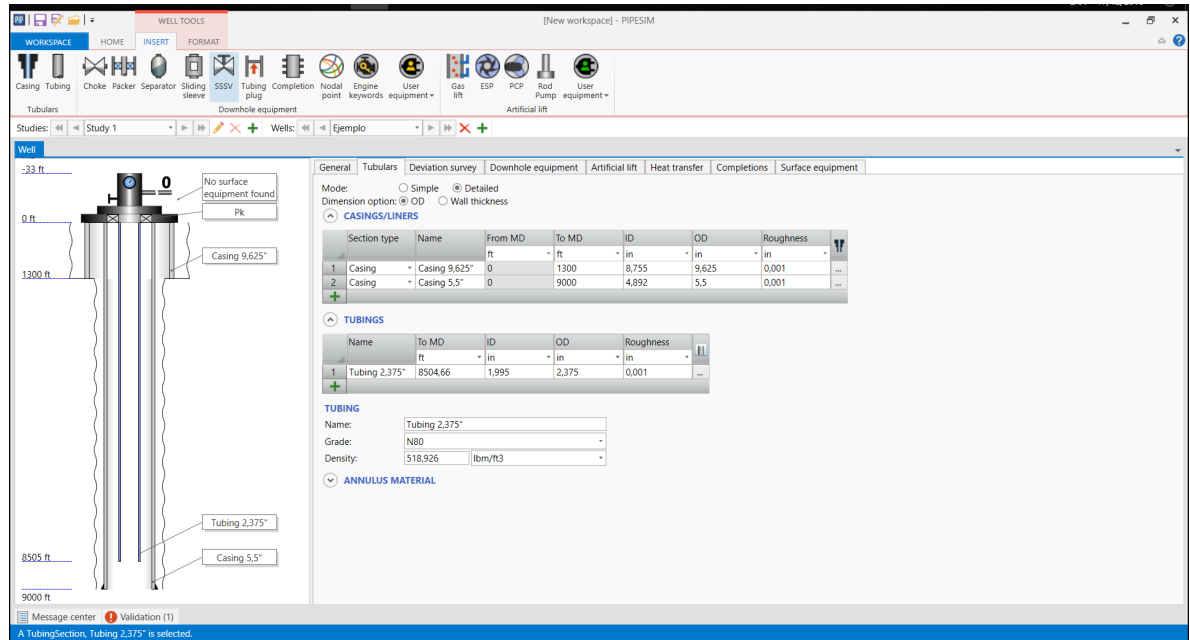
- Profundidad y cantidad de perforados.
- Caracterización de los fluidos de yacimiento.
- Presión y temperatura de yacimiento.
- Pruebas de producción.

Para la construcción de este modelo, se recopiló información de los departamentos de ingeniería, producción y yacimientos de Ecopetrol S.A.

## **2.1. MODELO DE SUBSUELO:**

1. **Tubería:** cuando se está creando un pozo nuevo, el esquema mostrará únicamente el cabezal del pozo, por tal razón es necesario añadir el revestimiento y la sarta de producción. El programa permite añadir las dimensiones de la tubería manualmente o seleccionarlos de un catálogo incorporado con medidas estándar.

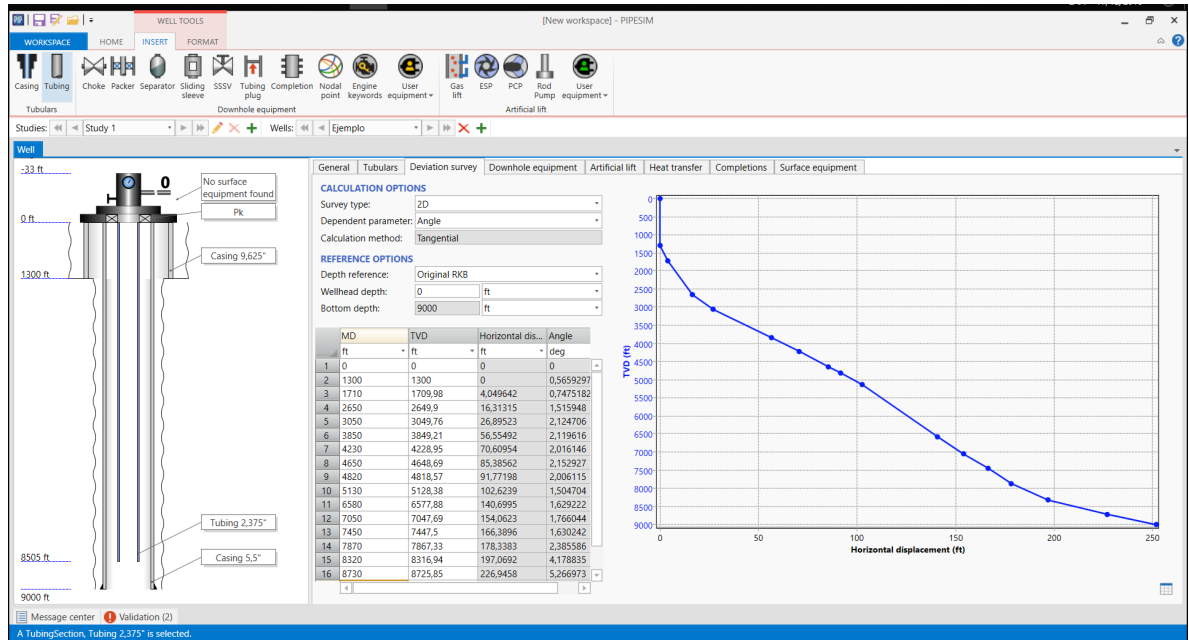
**Figura 22.** Pestaña para añadir información de tubería.



**Fuente:** PIPESIM.

2. **Survey de desviación del pozo:** por lo general se tienen los datos de MD (measured Depth) contra TVD (true vertical Depth), así pues, es recomendable dejar la variable angle como dependiente e ingresar los valores de profundidades disponibles.

**Figura 23.** Prestaña para insertar el survey de desviación.



**Fuente:** PIPESIM.

- Equipos de subsuelo:** En la pestaña *Downhole equipment* se añade algún accesorio que tenga la sarta de producción. En este proyecto, es común encontrar pozos con empaques en fondo que restringen el flujo de fluidos por el anular entre la tubería y el revestimiento. Para este paso es necesario conocer la profundidad (MD) a la que se encuentra el empaque.
- Sistema de levantamiento artificial:** alrededor del 90 % de los pozos del campo provincia tienen un sistema de levantamiento artificial. El programa provee opciones para modelar distintos sistemas de levantamiento artificial tales como: levantamiento artificial por gas, bombas electro-sumergibles, bombas de cavidades progresivas y sistemas de bombeo mecánico. Para este proyecto modelaremos el levantamiento artificial por gas y el sistema de bombeo mecánico.

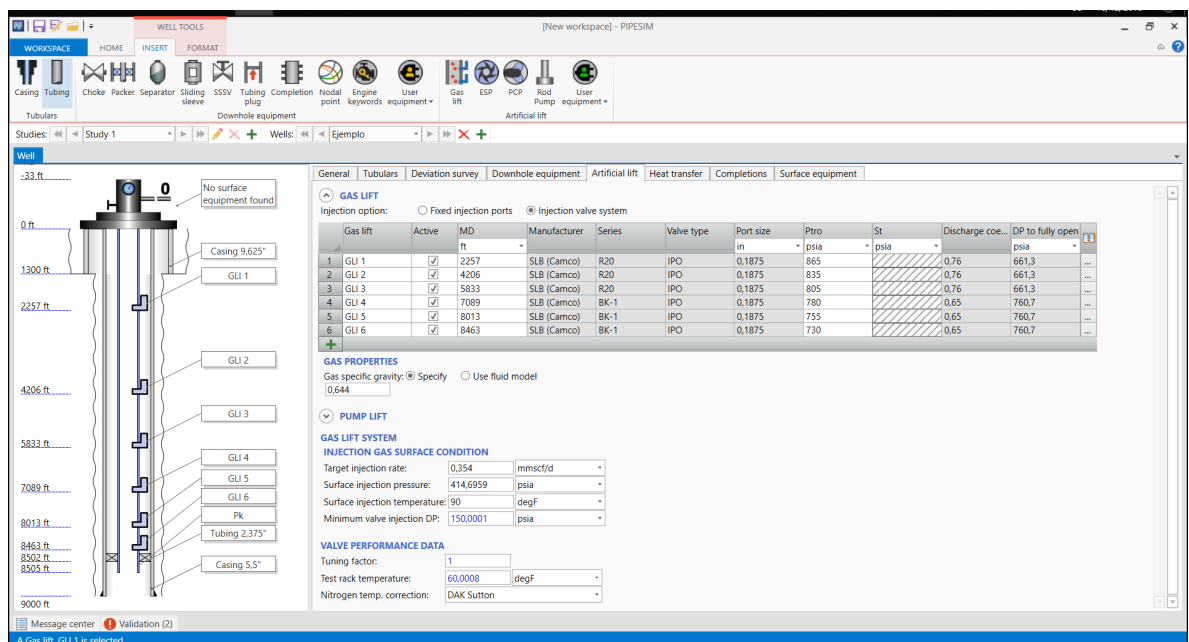
Toda la información suministrada respecto a los diseños de LAG par cada pozo, tal como presiones de operación de las válvulas, números de válvulas, profundidad de las válvulas y diámetro de los orificios, fue cargada en el módulo de levantamiento



artificial del programa.

En la figura 24 se muestra un breve ejemplo de cómo se añade un sistema de LAG. Para esto es necesario conocer las variables de diseño del sistema, como el tipo de válvula, fabricante, presión de apertura, entre otras. Dichas variables fueron suministradas por el departamento de control de producción del campo.

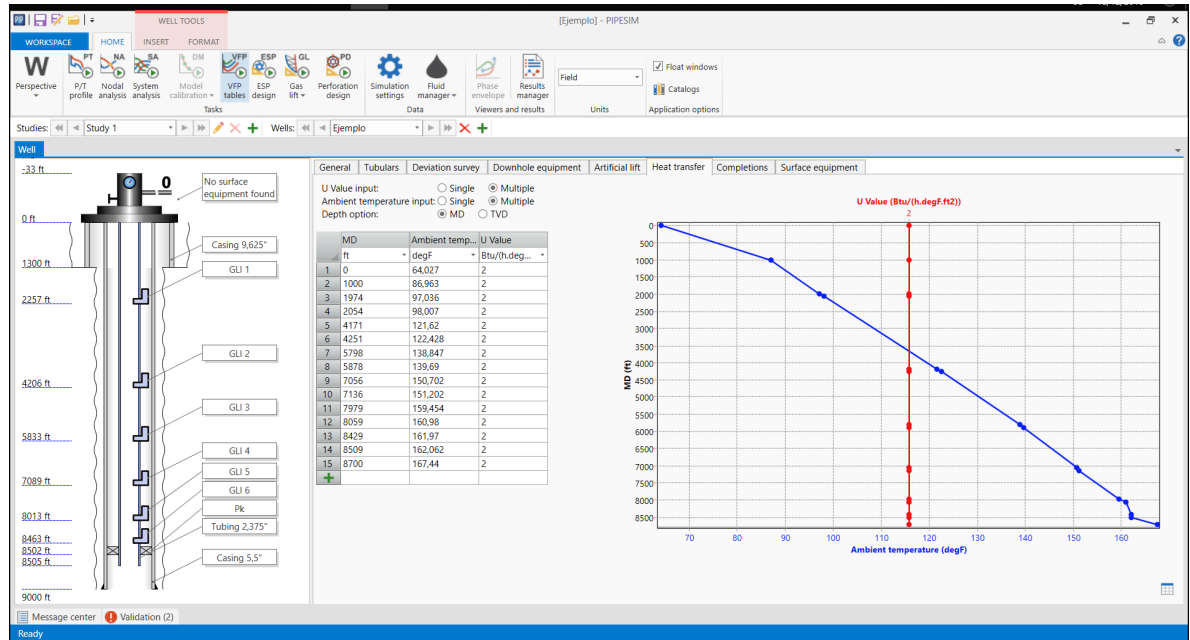
**Figura 24.** Pestaña para configurar el sistema de levantamiento artificial por gas.



**Fuente:** PIPESIM.

- Tranferencia de calor:** Para modelar correctamente el comportamiento termodinámico del fluido en su carrera ascendente desde el yacimiento a superficie es necesario cargar los datos de transferencia de calor del proceso. En tubería de producción la transferencia de calor se da entre el fluido que está dentro de la tubería y sus alrededores. La temperatura de los alrededores (ambiente externo de la tubería) se obtiene de los gradientes de temperatura que se han tomado. El programa interpola las temperaturas para profundidades que no tengan un dato asignado.

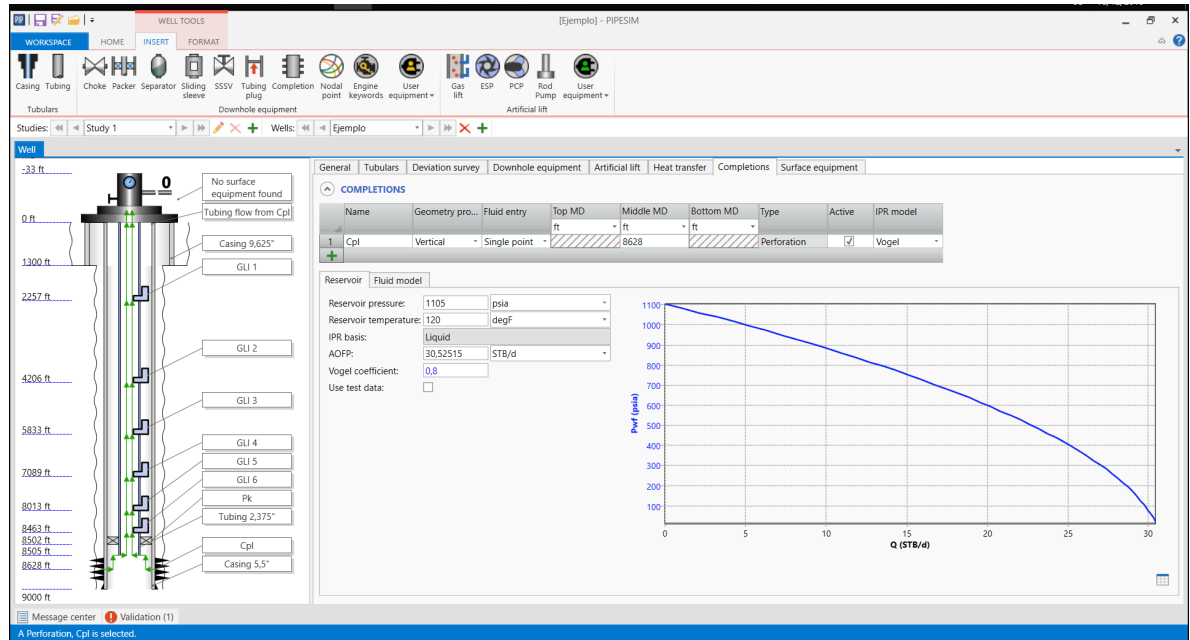
**Figura 25.** Pestaña para ingresar valores relacionados a la transferencia de calor.



**Fuente:** PIPESIM.

- 6. Completamiento:** En el programa, un completamiento se refiere al intervalo que sirve de comunicación entre el pozo y la formación, comúnmente conocido como perforados. En este paso es necesario tener información de presión y temperatura de yacimiento, así como tener definido el índice de productividad. El programa tiene varias opciones para modelar la *Inflow Performance Relationship*.

**Figura 26.** Pestaña para añadir los perforados.



**Fuente:** PIPESIM.

- Fluidos:** También es necesario ingresar los datos que definen las propiedades de los fluidos asociados al yacimiento productor, esto se hace desde la opción *HOME/Fluid Manager*. El programa proporciona varias opciones para configurar las propiedades del fluido, también cuenta con plantillas de fluidos estándar. En este proyecto, los fluidos se configuraron desde la opción *Black Oil*. Es necesario conocer previamente la caracterización del fluido.

**Figura 27.** Pestañas para caracterizar los fluidos.

The image displays two side-by-side windows of the PIPESIM software, both titled 'Edit: Ejemplo'. Each window has a 'FLUID' section at the top with fields for 'Name' (set to 'Ejemplo') and 'Description', and a 'Save as template' button. Below this is a tabbed interface with 'Properties', 'Viscosity', 'Calibration', and 'Thermal' tabs.

The left window's 'Properties' tab is active, showing two columns of input fields:

| STOCK TANK PROPERTIES  |              | CONTAMINANT MOLE FRACTIONS |       |
|------------------------|--------------|----------------------------|-------|
| Watercut               | 0.5 %        | CO2 fraction               | 0.03  |
| GOR                    | 6423 SCF/STB | H2S fraction               | 0     |
| Gas specific gravity   | 0.644        | N2 fraction                | 0.018 |
| Water specific gravity | 1.02         | H2 fraction                | 0     |
| API                    | 19.7 dAPI    | CO fraction                | 0     |

The right window's 'Properties' tab is also active, showing three sections:

- UNDERSATURATED OIL:** Correlation: Vasquez & Beggs; Emulsion viscosity method: Set to viscosity of the continuous ph...
- LIVE OIL:** Correlation: Khan; Inversion watercut: 60 % (Specify selected, Calculate unselected)
- DEAD OIL:** Correlation: De Ghetto; Temperature (1st): 168 degF; Viscosity (1st): 24.76654 cP; Temperature (2nd): 60.0000 degF; Viscosity (2nd): 807.735 cP

Both windows have a 'PIPESIM' logo and a 'Close' button at the bottom.

**Fuente:** PIPESIM.

- Correlación de flujo multifásico:** para completar el modelo de subsuelo es necesario seleccionar las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal que mejor describa el comportamiento del fluido a través de la tubería vertical y horizontal. El programa incorpora múltiples opciones para seleccionar, es indispensable conocer previamente los fundamentos de cada correlación, para facilitar el proceso de selección.

**Figura 28.** Pestaña para seleccionar correlación de flujo multifásico.

Simulation settings

Flow correlations | Heat transfer | Erosion/Corrosion | Environmental | Output variables | Advanced

☒ Use global ☐ Use local

**VERTICAL FLOW (MULTIPHASE)**

Source: Baker Jardine

Correlation: Hagedorn & Brown

Friction factor: 1

Holdup factor: 1

**HORIZONTAL FLOW (MULTIPHASE)**

Source: Baker Jardine

Correlation: Beggs & Brill Revised

Friction factor: 1

Holdup factor: 1

**VERTICAL-HORIZONTAL SWAP ANGLE**

Swap angle: 45 deg

**SINGLE PHASE**

Correlation: Moody

PIPESIM

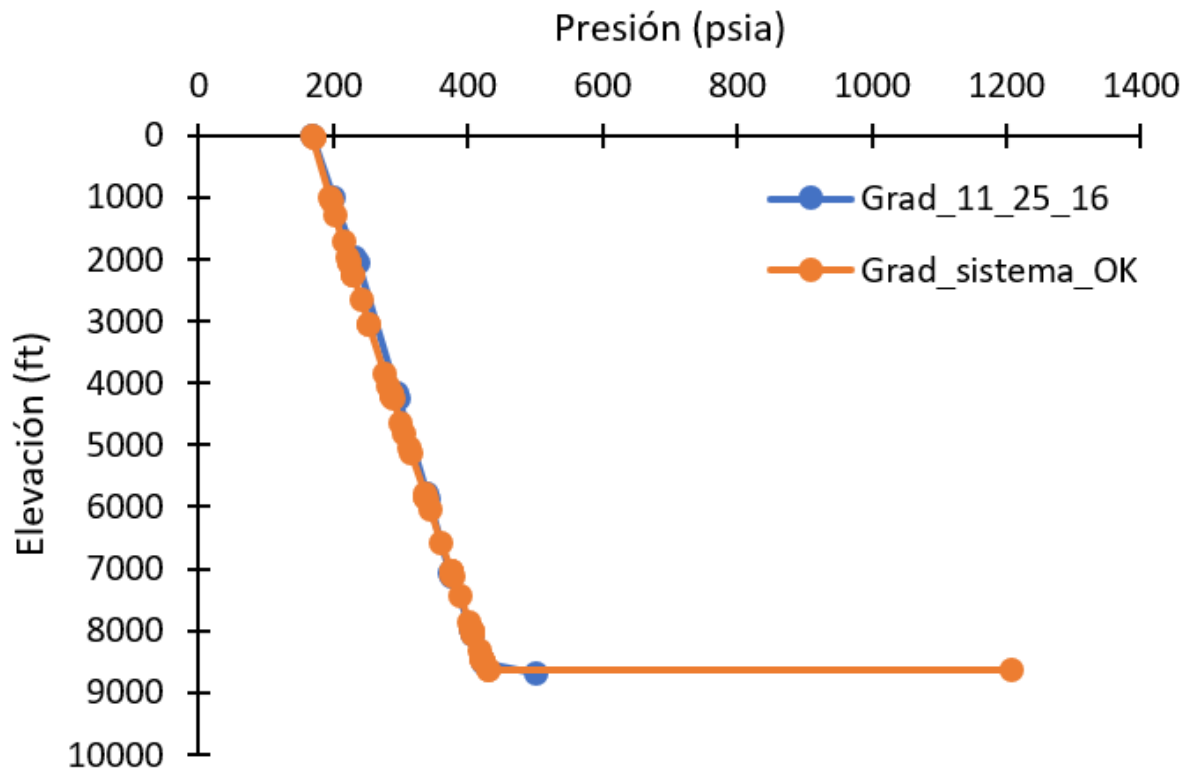
Close

**Fuente:** PIPESIM.

Con el paso anterior se completa el proceso de construcción del modelo del pozo. En este punto ya es posible hacer análisis nodal al pozo, sensibilizando variables del yacimiento, del estado mecánico o del sistema de levantamiento. Estas sensibilizaciones se verán reflejadas en las curvas de inflow y outflow, en función del nodo seleccionado. Sin embargo, antes de ejecutar cualquier simulación a partir del modelo creado, y usar los resultados es importante verificar el ajuste del modelo con el comportamiento real del pozo. El criterio más importante para verificar el ajuste del modelo con las condicio-

nes operacionales es un perfil de presión y temperatura. El programa permite comparar el perfil de presión que se tiene del gradiente dinámico de presión y temperatura más reciente de cada pozo, con el respectivo perfil generado al correr la herramienta de simulación. Para fines prácticos, en este proyecto se exportaron a excel los resultados del gradiente generado por el programa, y se graficaron con las presiones registradas en el gradiente tomado en pozo. Para el pozo del ejemplo, se muestra la calibración del gradiente en la figura 29.

**Figura 29.** Calibración gradiente de presión.



El procedimiento de montaje se repite para cada pozo del campo, una vez se tengan modelados todos los pozos que hacen parte del estudio, se procede a hacer el modelamiento a nivel de superficie, esto es, describir las características de las líneas de producción: topografía, diámetro de tubería, distancias, conexiones y correlaciones de flujo, entre otras; para finalmente integrar los modelos de subsuelo al modelo de superficie que conecta cada pozo a sus respectivas líneas de flujo que van a hacia los manifolds

y finalmente a una de las dos estaciones, Santos o Suerte.

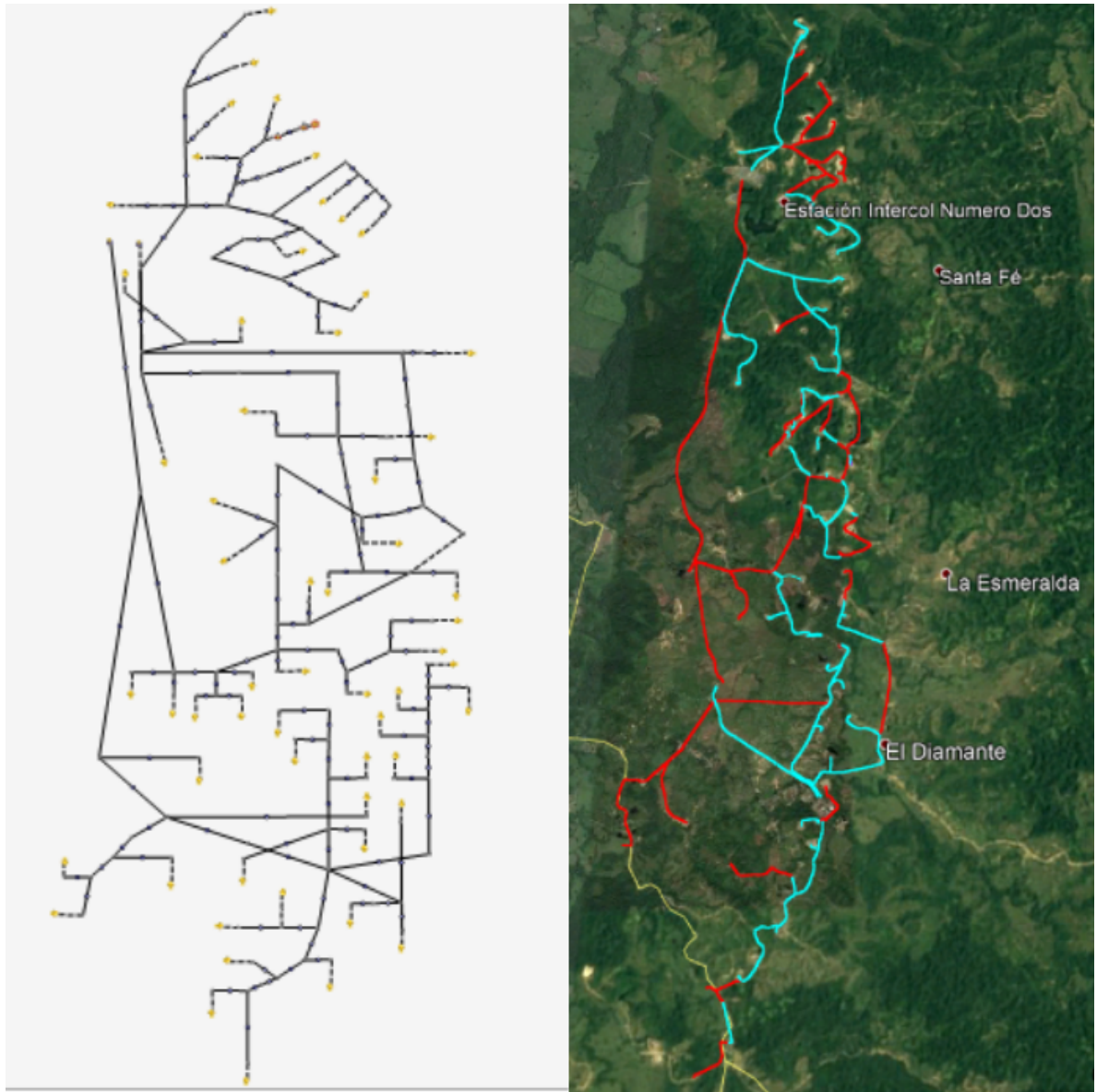
## 2.2. MODELO DE SUPERFICIE:

Para modelar correctamente las líneas de flujo es necesario disponer de un levantamiento topográfico que permita conocer las distancias horizontales y elevaciones a lo largo de cada línea. También se precisa conocer el diámetro interno de los tubos, espesor, material y temperatura externa entre otros datos. Esta información sirve para modelar correctamente el comportamiento del flujo horizontal multifásico. Se emplean los datos de presiones de línea de inyección de gas, caudales de inyección, presiones en cabeza de pozo y pruebas de producción suministrados por el equipo técnico de control de producción.

Se extrajeron trazados de las líneas de inyección de gas lift a partir del listado de coordenadas del levantamiento topográfico realizado por un contratista de Ecopetrol en junio de 2015. Las líneas de producción y las faltantes de la red de inyección de gas lift fueron trazadas con asesoría de personal de campo y extraídas mediante herramientas virtuales.

• **Perfiles topográficos** Los perfiles topográficos de la red de inyección de gas lift fueron extraídos a partir de la serie de coordenadas del levantamiento topográfico desarrollado por un contratista de Ecopetrol en junio de 2015, las faltantes fueron trazadas en Google Earth de acuerdo con indicaciones de personal de campo y extraídas con herramientas virtuales. Con lo que finalmente se construyó el archivo esquematizado en la Figura 30 cuyo color de trazado corresponde a azul para las líneas extraídas del listado de coordenadas y rojo para las líneas trazadas mediante las herramientas virtuales. A la izquierda de la figura 30 se observa el modelo hecho en el Software.

**Figura 30.** Red de inyección de gas del campo Provincia.



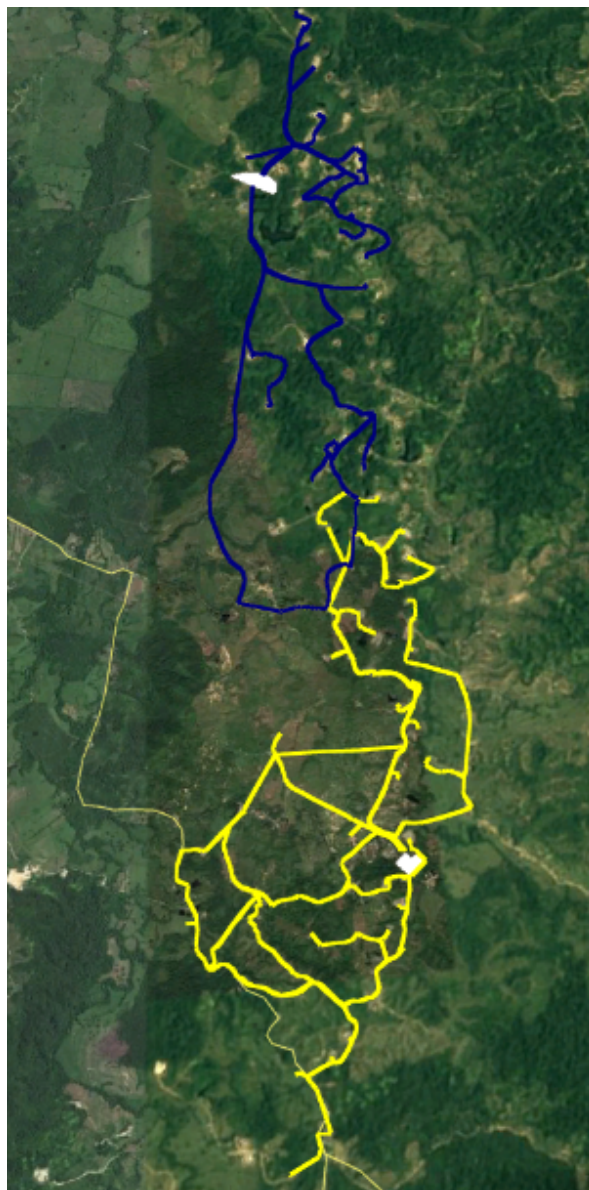
**Fuente:** PIPESIM & Google Earth (Modificado)

Los perfiles topográficos de las líneas de producción del área de Suerte (azul) y del área de Santos (amarillo), fueron extraídos mediante herramientas virtuales y trazados en Google earth de acuerdo a la trayectoria indicada por el personal de campo. A partir



de esta información se construyó el respectivo archivo que se presenta en la Figura 31.

**Figura 31.** Líneas de producción del campo Provincia



**Fuente:** Google Earth (Modificado)

Para configurar el perfil de transferencia de calor se ingresa la temperatura ambiente

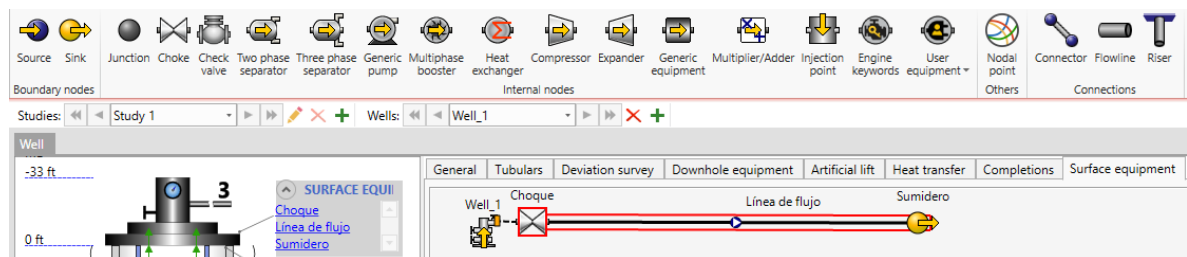
promedio (90 F), conductividad del material de la tubería obtenido a través de la literatura (43 W/m/K) y la velocidad promedio del viento tomada de ingenierías anteriores para la zona (15 Km/h) a partir de los cuales el simulador elabora el perfil de transferencia de calor en las líneas de producción.

Con fines ilustrativos a continuación se muestra un ejemplo de cómo modelar un pozo conectado a un choque y una línea de flujo.

Desde la pestaña *Surface equipment* del editor de pozo, se da click en la pestaña *Insert* para visualizar todos los accesorios que pueden ser añadidos. Para el ejemplo se van a añadir un conector (del pozo al choque), un choque, y una línea de flujo del choque a la salida, que generalmente es el separador. Por practicidad se va a definir un punto de salida de fluido que el programa denomina *sink* (sumidero).

En la figura 32 se puede ver cómo queda el diagrama al añadir los equipos mencionados anteriormente.

**Figura 32.** Equipos de superficie.

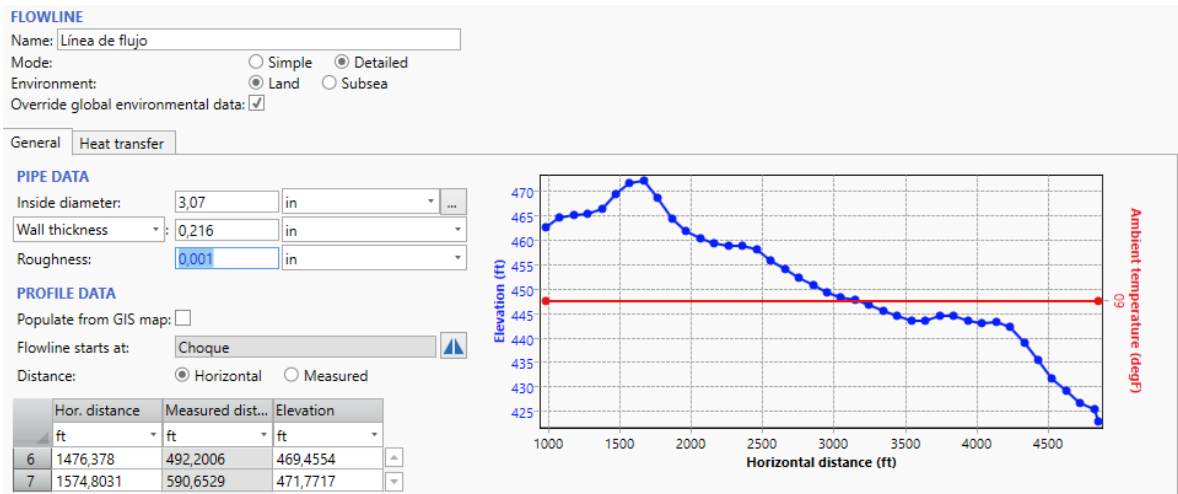


**Fuente:** PIPESIM.

Ahora es importante definir las propiedades de cada equipo, en el caso del choque es necesario especificar el diámetro del orificio. En cuanto a la línea de flujo se debe ingresar el diámetro interno de la tubería, el espesor, la rugosidad y el perfil topográfico a lo largo de toda la línea, de esta manera el programa puede calcular correctamente las pérdidas de presión a lo largo del recorrido desde el pozo a la estación.

La figura 33 muestra la representación de la línea de flujo que hace el programa con los datos topográficos que se le ingresan (elevación y distancia horizontal).

**Figura 33.** Topografía.



**Fuente:** PIPESIM.

## 2.3. INTEGRACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

El campo Provincia actualmente opera mediante gas lift como sistema de levantamiento artificial, sin embargo, recientemente se implementó sistema de bombeo mecánico en el pozo Santos-106. El campo cuenta con una red de distribución e inyección de gas lift. Los fluidos son recolectados en las estaciones Suerte (ubicada en la zona norte del campo) y Santos (ubicada en la zona sur del campo). Los fluidos son direccionados a las mismas mediante línea de producción de 3 in independiente en su mayoría. Adicionalmente cuenta con seis colectores ubicados en las locaciones Santos-120, Sabana, Suerte-43, Santos-121, Santos-32, Santos-112 que redirigen la producción a las estaciones.

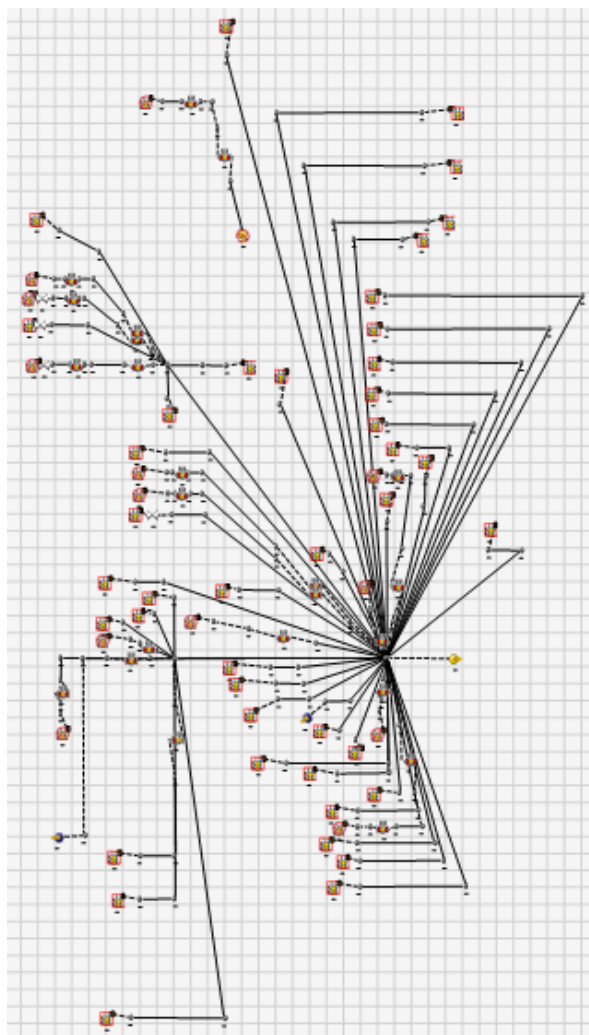
Anteriormente se mostró cómo se creaba el modelo de un pozo individual y sus respectivas líneas de superficie. Este proceso se debe repetir trabajando en el modo red, se importan los modelos de los pozos que fueron creados anteriormente y se conectan ha-

**Figura 34.** Integración de modelos de subsuelo y superficie



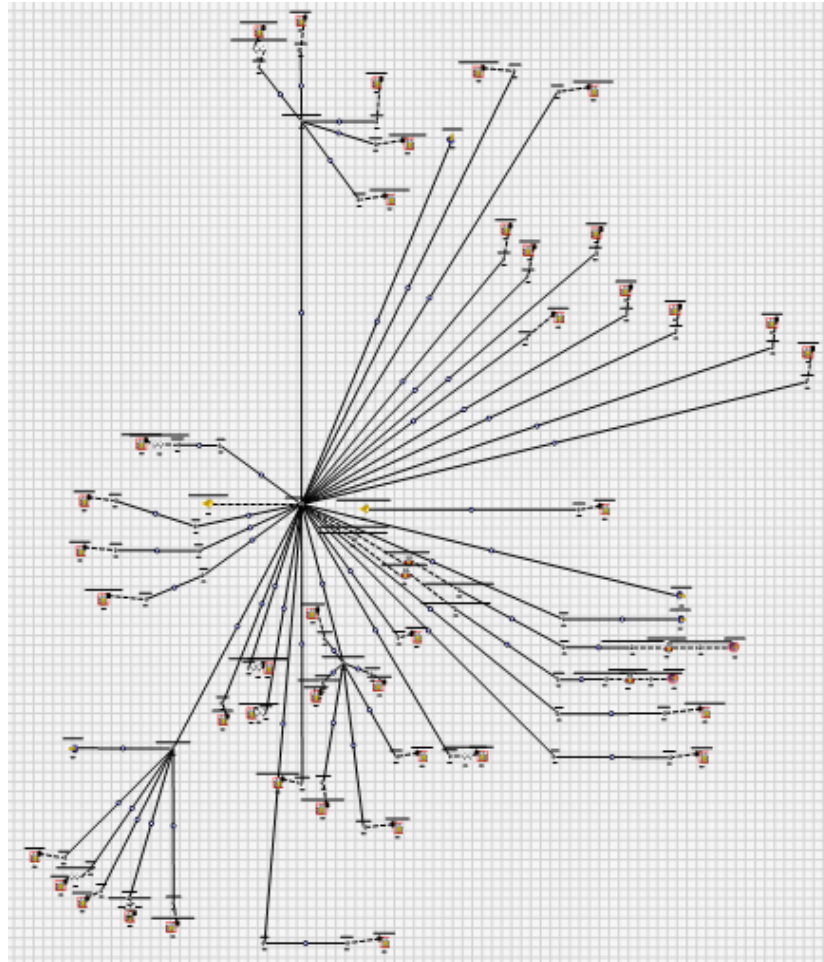
75

**Figura 35.** Mallas estación Santos y Suerte.



**Fuente:** PIPESIM.

**Figura 36.** Mallas estación Santos y Suerte.



**Fuente:** PIPESIM.

Una vez están armadas las redes en su totalidad, se verifica el ajuste del modelo con el sistema real, esto se logra comparando las presiones en varios puntos críticos como la presión en cabeza de pozo, presión en los manifold y presión en el separador de llegada, si bien los datos no van a ser exactamente iguales, deben tener una similitud considerable.

### **3. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Como primera medida se simuló el sistema de producción en su estado actual para identificar pozos en los que el levantamiento artificial por gas no es eficiente. Esto se hizo a través de la herramienta de diagnóstico para levantamiento artificial por gas que incorpora PIPESIM, esta herramienta evalúa el desempeño del levantamiento artificial por gas en los pozos.

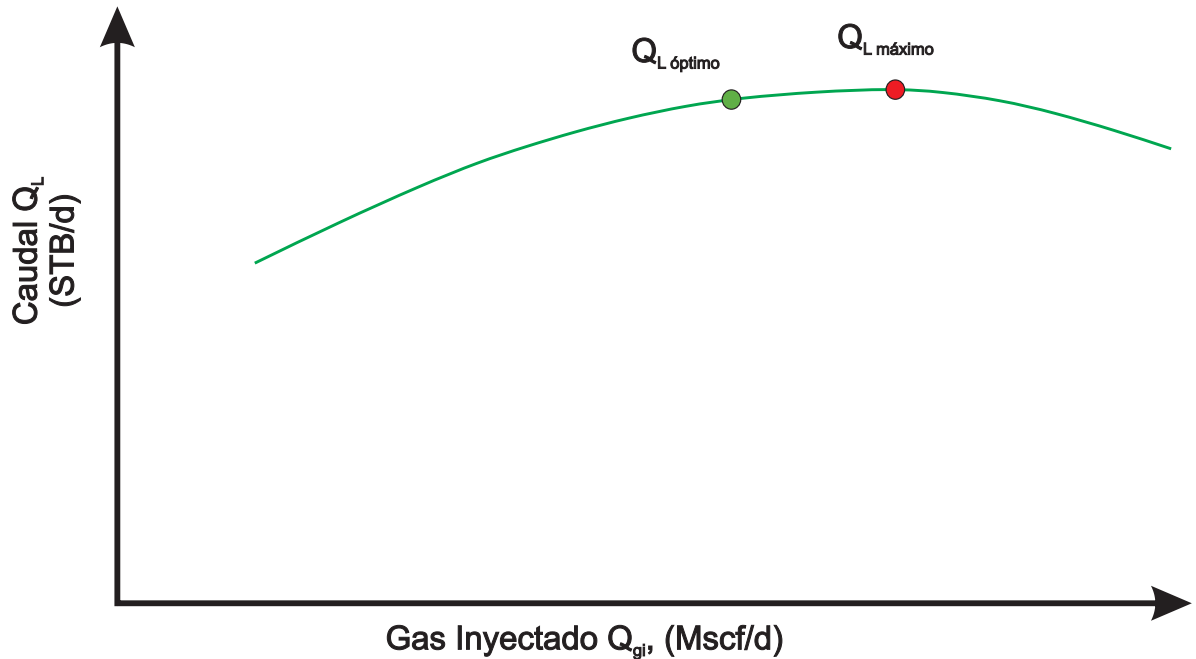
El software calcula (simula) el estado y el rendimiento real de cada válvula en función de las condiciones límite del pozo y los parámetros del gas de inyección, y calcula la tasa de producción del pozo.

La simulación de diagnóstico es iterativa. El rendimiento de cada válvula depende de la simulación que se hace de la presión de inyección y producción (además de los parámetros de la válvula). Sin embargo, la presión de producción simulada en sí depende del rendimiento de cada válvula a su respectiva profundidad de inyección. Por ende, el sistema se resuelve de forma iterativa.

Con este diagnóstico se generan unas curvas de rendimiento que relacionan el caudal de gas inyectado con el caudal de líquido producido. Con estas curvas es posible determinar la tasa de inyección de gas óptima, esto es muy importante pues una inyección de gas excesiva puede reducir la tasa de producción e incrementa los costos operativos innecesariamente, así mismo, si hay grandes cantidades de gas presentes en la tubería, el factor de rozamiento va a sobrepasar el término debido a la gravedad. En otras palabras, los beneficios de tener una columna hidrostática más ligera son contrarrestados por el aumento de fricción.

Como se puede ver en la figura 37 la tasa de inyección de gas óptima no siempre es la que más crudo produce, sino la que genera más rentabilidad. Se debe procurar que todo pozo se opere en la tasa de inyección óptima.

**Figura 37.** Curvas de rendimiento de gas inyectado.



**Fuente:** Jung, Sun-Young y Lim, Jong-Se. «Optimization of gas lift allocation for improved oil production under facilities constraints». En: *Geosystem Engineering* 19 (sep. de 2015), págs. 1-9. DOI: 10.1080/12269328.2015.1084895 (Modificado)

Con base en la anterior gráfica, se analizaron las curvas de rendimiento arrojadas por el software PIPESIM. Se hizo un diagnóstico del sistema actual luego de obtener las curvas de rendimiento para cada pozo.

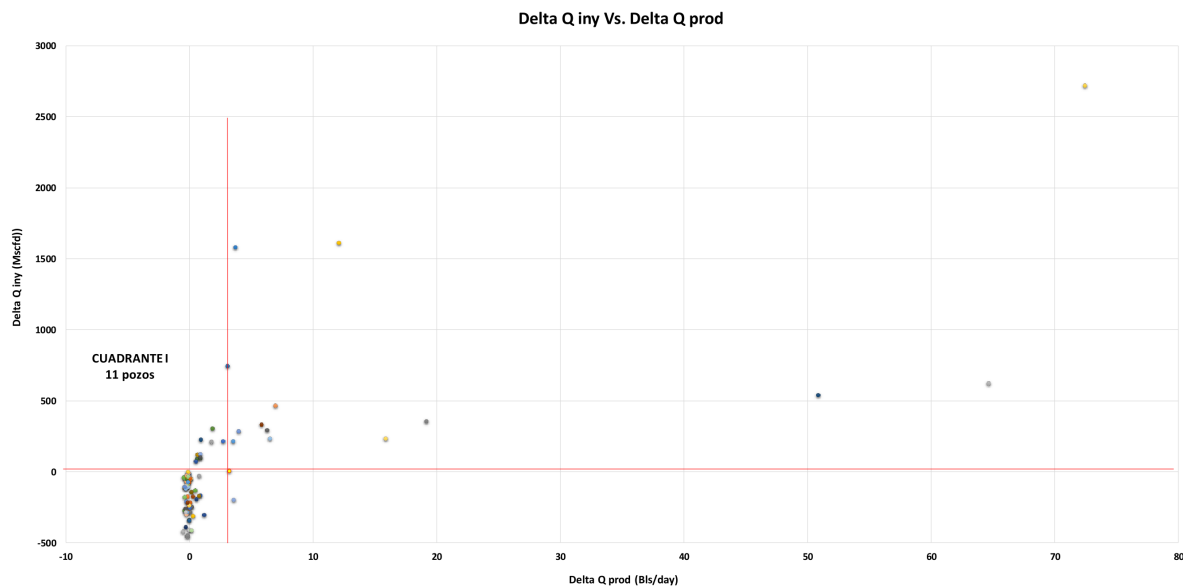
### 3.1. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Como se mencionó anteriormente, se realizó un diagnóstico del sistema de levantamiento gas lift para todos los pozos trabajados, con este diagnóstico se obtienen curvas similares a la observada en la figura 37 para cada uno de los pozos. Con base en dichas curvas y en las pruebas de producción se determinó el caudal de gas de inyección ópti-



mo para cada pozo . Los resultados se representaron en un gráfico analítico cross-plot, en donde se clasificaron los pozos en cuatro cuadrantes según los diferenciales de gas de inyección y aceite producido.

**Figura 38.** Cross-plot escenario 1.



A partir del gráfico se hizo una clasificación de los pozos según el cuadrante en el que quedaron distribuidos, así:

- **Pozos en el cuadrante 1:** Los 11 pozos ubicados en este cuadrante necesitan un aumento en la inyección de gas de más de 5000 scf/d para producir tan solo 3 STB/d adicionales. Es decir, requieren elevar significativamente la inyección de gas sin que esto resulte en una ganancia significativa de barriles. Se concluye que estos pozos ya están operando en un punto óptimo, pues sus caudales de producción están cerca de sus respectivos potenciales. Por esta razón no son objeto de optimización o candidatos a cambio de SLA.
- **Pozos en el cuadrante 2:** Si a los 12 pozos distribuidos en este cuadrante se les aumenta el gas de inyección en más de 5000 scf/d, producirán a cambio más

de 3 STB/d. Esto representa una oportunidad que debe ser evaluada con el fin de recuperar los barriles potenciales identificados. Estos pozos serán objeto de análisis posteriormente, pues se evaluará si es económicamente viable realizar un cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico con el fin de explotar la oportunidad de mejora que se evidencia de la simulación. Cabe aclarar que no se va realizar el estudio de factibilidad de la optimización (aumento de tasa de inyección o profundización de punto de inyección) del sistema gas-lift puesto que esto fue abordado en el pasado por Páez<sup>1</sup>.

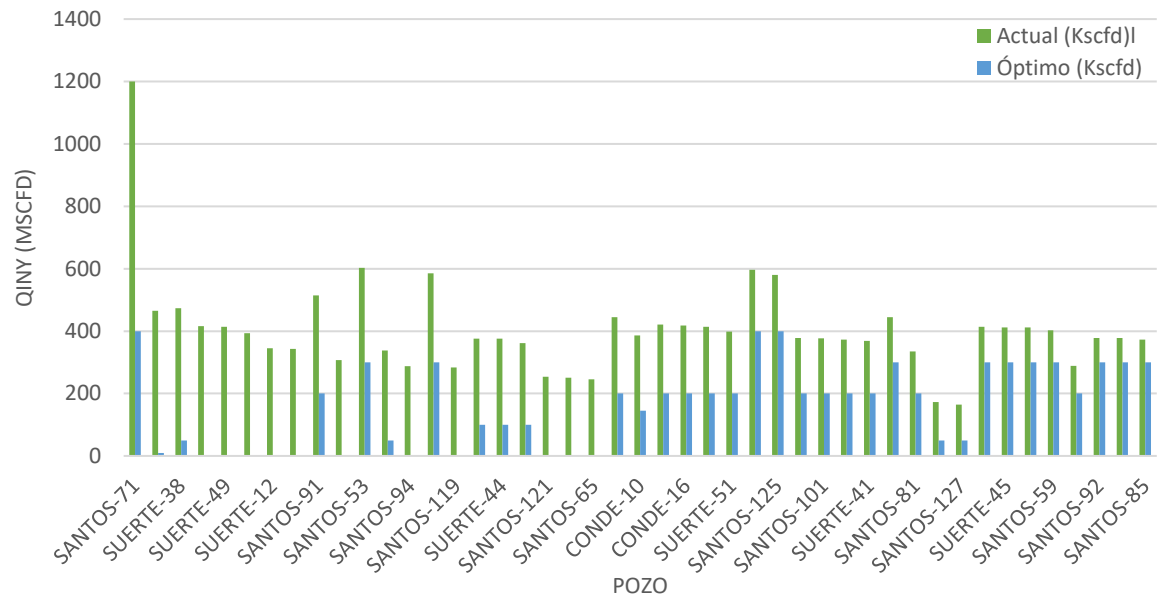
- **Pozos en el cuadrante 3:** En este cuadrante se encuentran 65 pozos con sobreinyección de gas, es decir, se está inyectando más gas del necesario y a cambio se están obteniendo 3 o menos barriles de aceite adicionales por día. Se debe considerar una reducción en la tasa de inyección para llevar al pozo al punto óptimo de operación y así disminuir los costos operacionales del campo.
- **Pozos en el cuadrante 4:** en este cuadrante se ubican pozos que requieren un aumento en la tasa de inyección de gas de menos de 5000 scf/d para aportar más de 3 STB/d adicionales. Este es el caso del pozo Suerte-51. Debido a que se requiere aumentar ligeramente el gas de inyección para obtener un buen incremento en la producción, se debe aumentar la tasa de inyección de gas para producir los barriles adicionales identificados.

Una vez realizado este análisis, es posible realizar una comparación de la tasa de inyección de gas actual contra la tasa de inyección ideal para cada pozo. Esto se representa gráficamente en las figuras 39 y 40. Estas figuras permiten visualizar gráficamente la diferencia entre la tasa de inyección de gas actual (real, barras verdes) y la tasa de inyección que le software recomienda inyectar (ideal, barras azules). Para facilitar la interpretación de estas gráficas se ordenaron los pozos de izquierda a derecha, desde los más sobreinyectados (tasa actual mayor a la recomendada) hasta los más subinyectados (tasa actual menor a la recomendada), respectivamente. La Figura 40 es una continuación de la Figura 39.

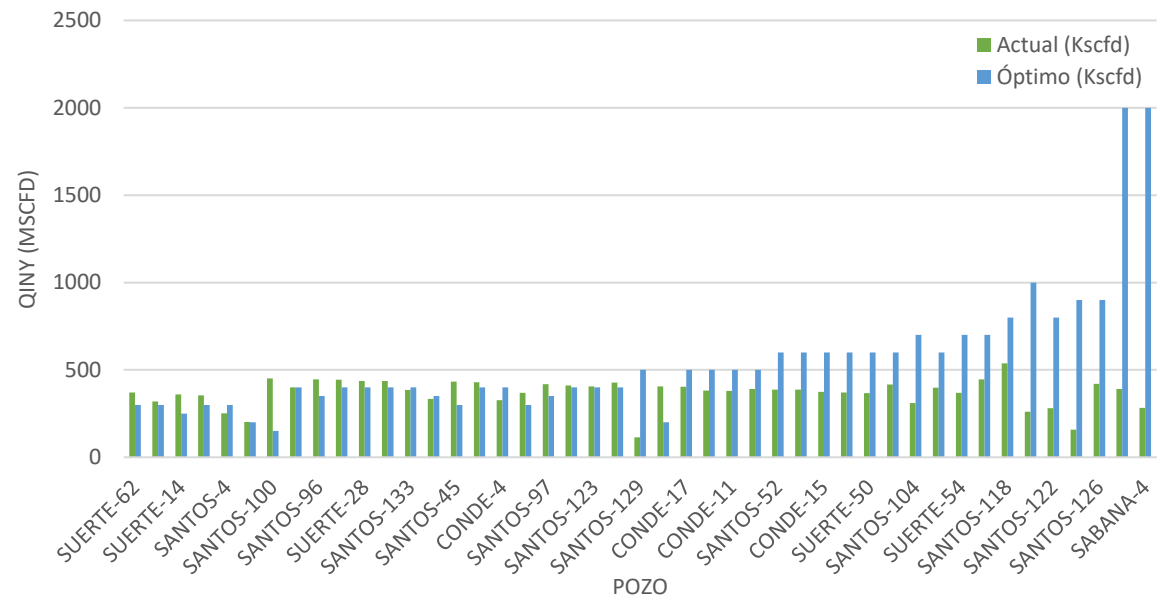
---

<sup>1</sup>Rincón y Páez, *Optimización de la Producción del Campo Provincia (Pozos Santos, Conde, Suerte y Sabana) como Resultado del Análisis Nodal Pozo a Pozo y la Revisión del Sistema de Levantamiento Artificial Actualmente Utilizado*, óp.cit.

**Figura 39.** Inyección ideal para los pozos.



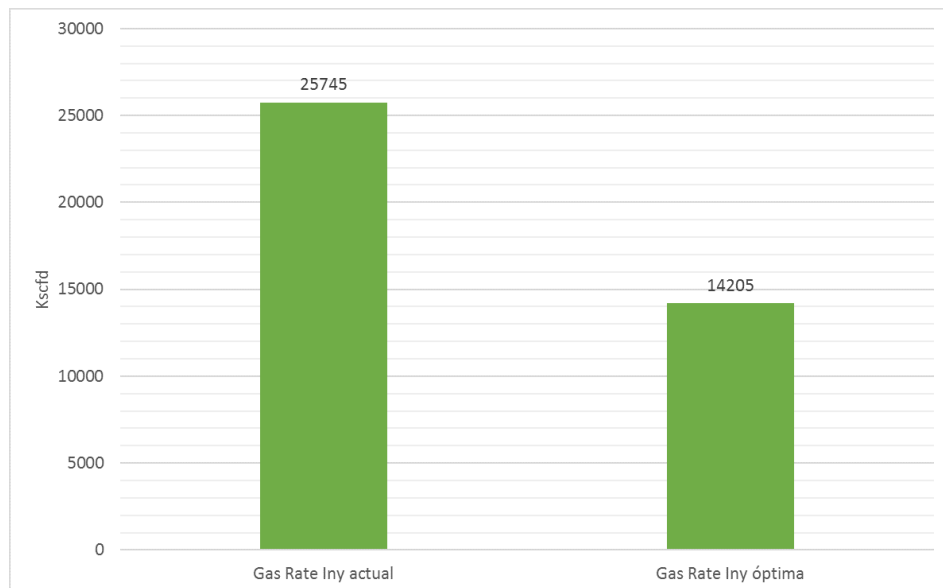
**Figura 40.** Inyección ideal para los pozos.



Sumando las diferencias entre las tasas de gas inyectadas actualmente y las tasas de

inyección de gas óptimas se evidencia una sobreinyección de 11549 Kscf/d (en todo el campo), equivalentes al 45 % del gas inyectado actualmente en los pozos ubicados en el cuadrante 3. Dicho de otra manera, a los pozos del cuadrante 3 se le inyectan actualmente 25754 Kscf/d, sin embargo, después del análisis de las curvas de rendimiento se determinó que con 14205 Kscf/d estos pozos operarían de manera más eficiente, y se ahorrarían 11549 Kscf/d de gas. En la figura 41 se representa graficamente esta diferencia.

**Figura 41.** Inyección ideal para los pozos del cuadrante III.



### 3.2. SELECCIÓN DE POZOS PARA EL CAMBIO DE SLA

Con base en el diagnóstico realizado en PIPESIM y presentado en la Sección 3.1, se determinó que los pozos ubicados en el cuadrante 2 eran candidatos para evaluar el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico, pues no es económicamente viable aumentar la tasa de inyección de gas teniendo en cuenta las falencias en el sistema de compresión del campo (baja confiabilidad), así como el inminente proceso de inyección de agua que se avecina para el campo. En la literatura existen trabajos que demuestran que el aumento progresivo en el corte de agua de los pozos afecta

negativamente el desempeño del sistema de levantamiento artificial por gas<sup>2</sup>.

Así pues, dado que hay tecnologías diferentes al gas lift, tales como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico, con ventajas competitivas para ser aplicadas a pozos de crudo con altos cortes de agua, se justifica técnicamente el potencial uso de tecnologías de levantamiento artificial alternativas al gas lift en pozos con altos cortes de agua. En este caso la tecnología escogida fue el bombeo mecánico.

Se seleccionaron los siguientes pozos para ser modelados con un sistema de levantamiento mecánico:

- Suerte-50
- Suerte-53
- Suerte-54
- Sabana-4
- Sabana-5
- Santos-57
- Santos-104
- Santos-118
- Santos-122
- Santos-126
- Santos-132
- Conde-5

---

<sup>2</sup>Bagci, Ali; Murat, Muharrem y Nava, Jocsiris. «ESP Performances for Gas-Lifted High-Water-Cut Wells». En: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (2010).

### 3.3. COMPARACIÓN GAS-LIFT VS BOMBEO MECÁNICO

Se decide que es más conveniente evaluar el cambio de sistema de levantamiento y no considerar un aumento en la tasa de inyección debido a que con el inminente aumento del corte de agua, intrínseco al proceso de inyección de agua que se formula como alternativa para aumentar el factor de recobro en el campo, el peso de la columna de fluidos aumentará, disminuyendo la eficiencia del gas en aligerar el peso de la columna. El peso de la columna de fluidos en el pozo aumenta debido a que el agua tiene una gravedad específica mayor que el aceite, además de que el gas de inyección no se disuelve fácilmente en el agua. Por tales razones, una solución a largo plazo puede ser instalar el sistema de levantamiento mecánico en los pozos del campo que sean aptos.

Se utilizó PIPESIM para modelar el cambio de SLA y conocer la respuesta en la producción del pozo a dicho cambio. En todos los pozos hubo una respuesta positiva (incremento) en la producción, pero en unos más que otros, esto debido a que cada pozo tiene un potencial distinto.

Antes de revisar el efecto del cambio de SLA en los pozos, es importante recordar el principio de funcionamiento de cada uno de estos sistemas de levantamiento:

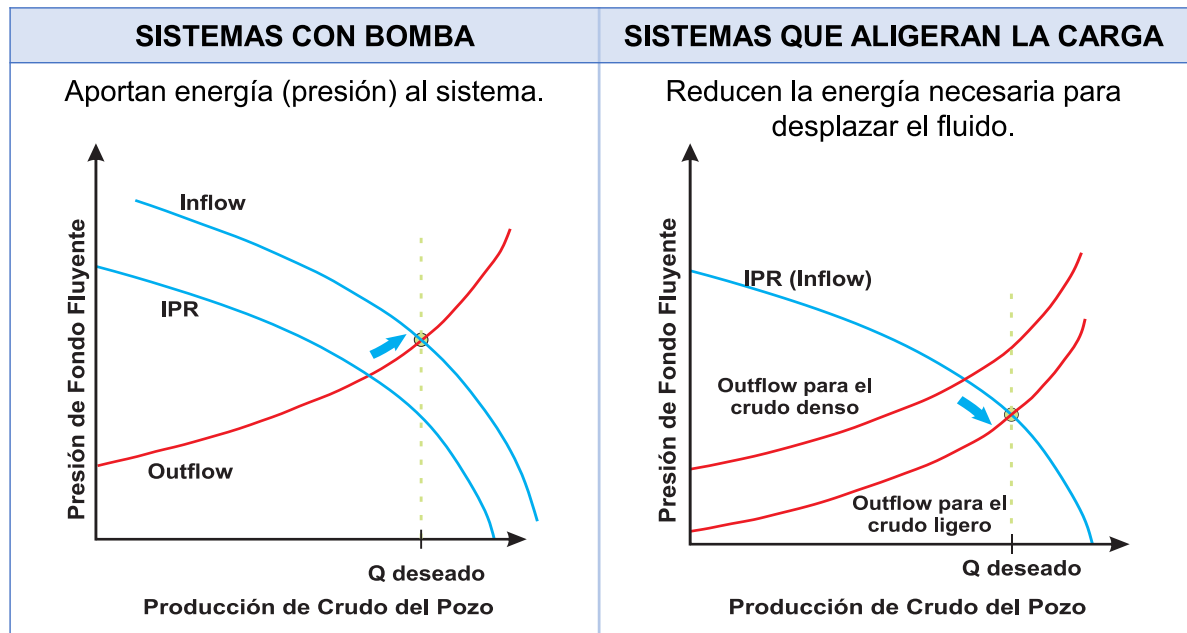
- El Gas-Lift convencional consiste en inyectar gas a la tubería de producción a través de unas válvulas de inyección con el fin de que se mezcle con la corriente de líquido que viene del fondo del pozo. El efecto causado por la incorporación del gas en el líquido es una disminución en la densidad de la corriente, por consiguiente necesitará menos energía para llegar hasta superficie. Dicho de otra manera, la columna de fluidos disminuye su peso y alcanza la superficie con mayor facilidad.
- El bombeo mecánico es un sistema con bomba de desplazamiento positivo que, a través de una sarta de varillas, transmite un movimiento recíprocante a la bomba de succión ubicada en el fondo del pozo logrando así la transferencia del crudo del interior del pozo a la tubería de producción y por ella llega a la superficie.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup>Montes, Erik. *Métodos de Producción, Notas de clase: "Sistemas de Levantamiento Artificial: Selección"*. 2018.

En la figura 42 se representa gráficamente el efecto que cada SLA tiene sobre las curvas de Inflow y Outflow en el nodo de fondo de pozo.

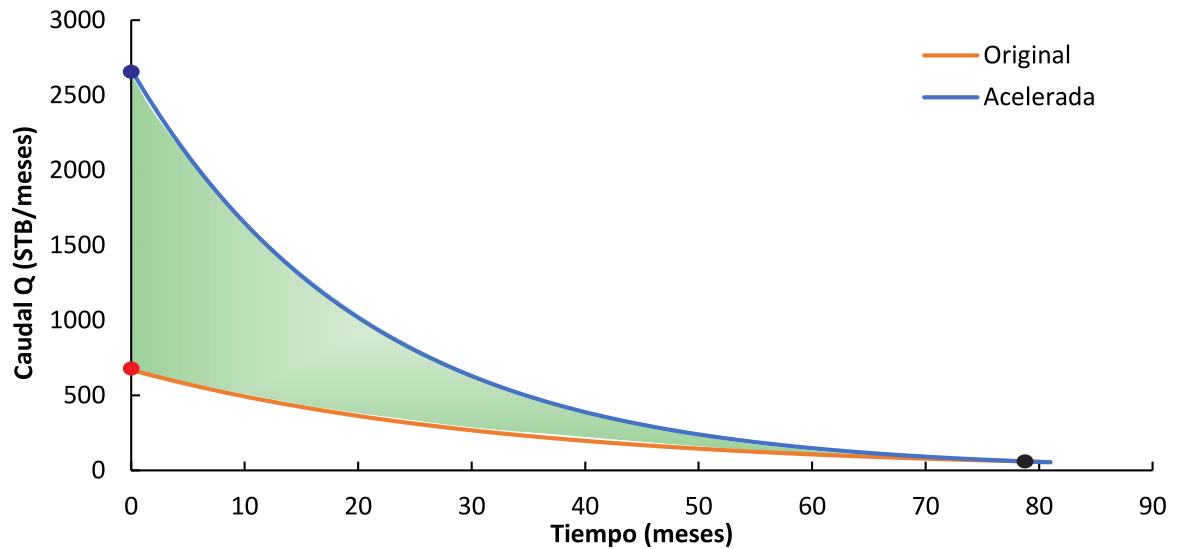
**Figura 42.** Principios de los sistemas de levantamiento artificial.



**Fuente:** Montes, Erik. *Métodos de Producción, Notas de clase: "Sistemas de Levantamiento Artificial: Selección"*. 2018 (Modificado)

**3.3.1. SANTOS-126.** En la Figura 43 se puede observar que con el sistema de gas-lift instalado, el pozo Santos-126 produce alrededor de 670 barriles mensuales (punto rojo), al modificar el modelo en PIPESIM, retirando la sarta de producción de gas-lift, e instalando el sistema de bombeo mecánico (punto azul), se observa un incremento de 2001 barriles mensuales, hasta los 2670 barriles mensuales.

**Figura 43.** Curvas de declinación Santos-126.



Con ese aumento en la producción del pozo se obtienen 34.260 barriles incrementales a lo largo del periodo de evaluación (área sombreada). Esta cifra de  $N_p$  incremental se obtiene de la diferencia entre el área bajo la curva del modelo con bombeo mecánico (línea de color azul) y el área bajo la curva del modelo con Gas lift (línea de color naranja). Este incremento se obtiene en el transcurso de 79 meses, tiempo en el cual el sistema implementado llega a su límite económico.



**Tabla 2:** Resultados de las simulaciones.

| Pozo       | $Q_{GL}$ (STB/mes) | $Q_{BM}$ (STB/mes) | $\Delta t$ (mes) | Np Inc (STB) |
|------------|--------------------|--------------------|------------------|--------------|
| Suerte-50  | 240                | 780                | 68               | 9.029        |
| Suerte-53  | 173                | 1.290              | 64               | 19.477       |
| Suerte-54  | 695                | 1.213              | 34               | 5.093        |
| Santos-57  | 201                | 1.530              | 69               | 24.095       |
| Santos-104 | 347                | 900                | 96               | 15.105       |
| Santos-118 | 835                | 1.500              | 52               | 8.873        |
| Santos-122 | 756                | 1.500              | 68               | 12.996       |
| Santos-126 | 669                | 2.670              | 79               | 34.260       |
| Santos-132 | 361                | 1.620              | 69               | 17.341       |
| Sabana-4   | 1.018              | 1.830              | 40               | 10.941       |
| Sabana-5   | 994                | 1.721              | 74               | 12.179       |
| Conde-5    | 458                | 1.200              | 74               | 15.619       |

#### **4. ANÁLISIS FINANCIERO**

Una vez se tiene conocimiento de la respuesta de la producción del pozo asociada al posible cambio de sistema de levantamiento en los pozos seleccionados, se puede determinar la factibilidad técnica de cada cambio. Sin embargo, es mandatorio analizar la factibilidad financiera de ejecutar los cambios de sistema de levantamiento artificial. Existen metodologías bien definidas para evaluar financieramente un proyecto y poder dar respuesta a la pregunta que definirá finalmente si se hacen o no los cambios de SLA, ¿Convendrá la inversión?.

Una inversión conviene en la medida que se pueda recuperar con intereses y deje algún excedente. Es decir, la empresa necesita recuperar el dinero invertido en la operación de cambio de SLA y, obtener unos beneficios que satisfagan sus expectativas de rendimiento para que aumente su riqueza.

Para tomar la importante decisión de invertir, la compañía debe conocer su tasa de oportunidad que es una tasa de interés de referencia, con base en este indicador financiero, el inversionista (la empresa) decide si el proyecto es atractivo o no. Para el caso de Ecopetrol S.A. esta tasa está fijada en 11 % efectivo anual.

Para poder predecir el flujo de caja de cada inversión, se usarán los siguientes valores preliminares, expuestos en la tabla 3, dichos valores están sujetos a variaciones según el comportamiento del mercado internacional del petróleo y gas.

**Tabla 3:** Valores de referencia para el análisis financiero.

| Descripción                | Valor   | Unidad   |
|----------------------------|---------|----------|
| Precio del Crudo Brent     | 60      | USD/STB  |
| Precio del Crudo Provincia | 45      | USD/STB  |
| Regalías                   | 20      | %        |
| Precio del Gas             | 4,23    | USD/MBTU |
| Poder Calorífico del Gas   | 1150    | BTU/scf  |
| Lifting Cost               | 8,5     | USD/STB  |
| Inversión Promedio         | 524.000 | USD      |
| Producción Diferida        | 7       | días     |

Cada uno de los doce pozos seleccionados como técnicamente viables para la realización del cambio de SLA, fue sometido al mismo proceso de evaluación financiera, es decir, cada pozo es tratado como un caso independiente de los demás, esto es debido a que no todos los pozos tienen el mismo potencial, y por tanto, su respuesta al cambio de SLA no será la misma.

Con base en experiencias de la compañía en operaciones de cambios de SLA análogos a los propuestos en este trabajo, se estimó que la duración promedio de cada intervención sería de 7 días calendario, con esto, se procedió a la elaboración del AFE para cada uno de los pozos. Se decidió tomar un valor promedio de AFE para el análisis financiero. Esto se hizo debido a que las variaciones entre los costos de cada pozo eran mínimas. El principal factor que variaba el costo era la bomba de subsuelo, sarta de varillas y unidad de superficie requerida para cada pozo.

En la figura 44 se puede ver el AFE del pozo Santos-126. Como se puede evidenciar de esta imagen, el ítem con el mayor costo es el SLA nuevo, que incluye la unidad de bombeo, transformador, variador, varillas y bomba, entre otros.

Figura 44. AFE pozo SANTOS-126

Fuente: Ecopetrol S.A.

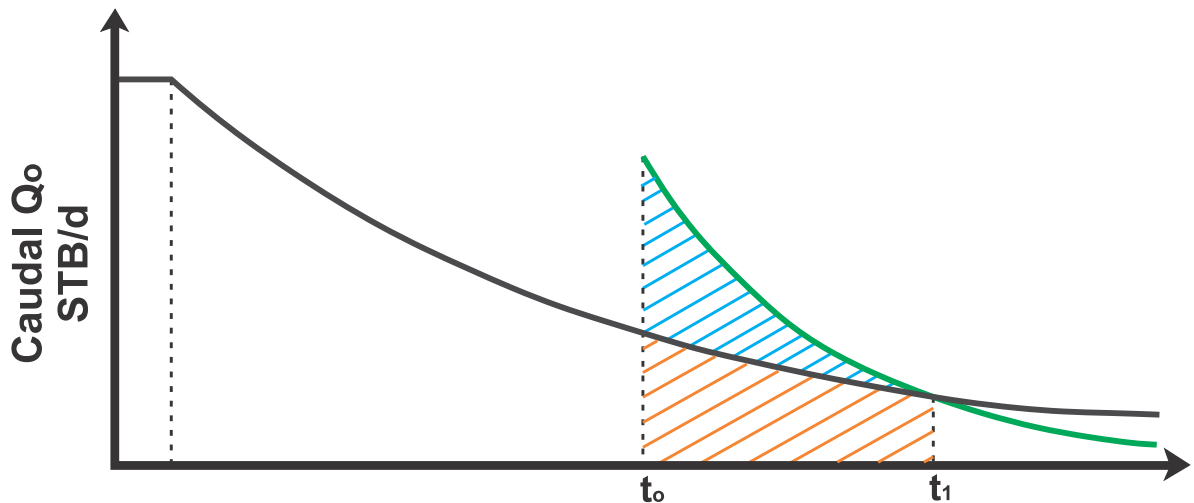
La viabilidad financiera de cada trabajo de Workover fue calculada para tres escenarios de precios distintos (pesimista, realista y optimista), previendo posibles fluctuaciones futuras en los precios internacionales de los hidrocarburos así:

- Pesimista: Brent a 45 USD/STB
- Realista: Brent a 60 USD/STB
- Optimista: Brent a 100 USD/STB

#### 4.1. CÁLCULO DE INGRESOS

Cuando se realiza un trabajo de intervención a un pozo con el fin de aumentar (acelerar) su producción, un método práctico para evaluar si dicha intervención es rentable es el uso de las curvas de declinación. En la figura 45, se observa que en el tiempo  $t$ , hay un aumento en la producción debido al cambio de SLA, representado por la curva de declinación acelerada (verde). La producción incremental se ve representada por el área sombreada de celeste en la figura 45.

**Figura 45.** Representación gráfica del petróleo incremental



Para determinar la producción incremental, se hace el siguiente cálculo para tiempos que estén entre  $t_0$  y  $t_1$ : el área bajo la curva de declinación acelerada, menos el área bajo la curva de declinación original representa la producción ( $N_p$ ) incremental. Es decir:

$$Np_{Incremental} = Np^{(a)} - Np \quad (4.1)$$

Para el pozo Santos-126:

$$Np_{Incremental} = 54,147 \text{ STB} - 19,887 \text{ STB} = 34,260 \text{ STB} \quad (4.2)$$

Conociendo la producción incremental obtenida al llevar a cabo el cambio de sistema de levantamiento, se pueden determinar los ingresos que se obtendrán debidos a la venta del crudo multiplicando la cantidad de barriles de petróleo incremental por el precio de venta del crudo del Campo Provincia, que suele estar 15 dólares por debajo del precio del crudo de referencia Brent. Para el caso del pozo Santos-126, los ingresos generados por la venta de petróleo son:

$$\text{Ingresos x Crudo} = 34,260 \text{ STB} \cdot 45 \frac{\text{USD}}{\text{STB}} = 1,541,691 \text{ STB} \quad (4.3)$$

Para el caso de estudio hay una segunda fuente de ingresos que consiste en el ahorro debido al gas que se deja de inyectar. Este ahorro se genera porque antes del cambio de sistema de levantamiento, se inyectaba gas a cada pozo para aligerar la columna de fluidos; en promedio se inyectaban 400 kscfd por pozo. Con el cambio de sistema de levantamiento, este gas, otrora inyectado al pozo, puede ser vendido y apalancar la viabilidad financiera del proyecto.

Para calcular los ingresos ocasionados por la venta del excedente de gas, es necesario conocer el poder calorífico del gas. Ecopetrol S.A. suministró cromatografías realizadas al gas del campo, de allí se promedió un poder calorífico de 1150 BTU/scf, que actualmente se vende a 4,23 USD/MBTU. Por tratarse de un sistema cerrado, la venta de este gas se realiza una única vez por mes. Así pues, se procede a mostrar un ejemplo del cálculo de los ingresos por venta de excedentes de gas para el pozo Santos-126, al cual se le inyectan 300 kscfd.

$$Ahorro = 300 \frac{\text{Kscf}}{\text{dia}} \cdot \frac{1000}{1} \frac{\text{scf}}{\text{Kscf}} \cdot 1150 \frac{\text{BTU}}{\text{scf}} \cdot \frac{1}{1 \times 10^6} \frac{\text{MBTU}}{\text{BTU}} \cdot 4,23 \frac{\text{USD}}{\text{MBTU}} \quad (4.4)$$

La ecuación (4.4) nos da el ahorro en dólares/día, empero, como se mencionó anteriormente, el sistema de gas-lift es cerrado, es decir que esos 300 Kscf están recirculando durante todo el mes, así que para interpretar de manera adecuada este ahorro, se usará en dólares/mes (el sistema se abre mensualmente para extraer el excedente de gas y venderlo.) De esta manera, el ahorro vendría dado por:

$$\text{Ingresos x Gas} = 1,459 \frac{USD}{mes} \cdot 79 \text{ meses} = 115,289 USD \quad (4.5)$$

El procedimiento es el mismo para todos los pozos, el único cambio se presenta en la tasa de gas de inyección de cada pozo, en la tabla 4 se presenta la cantidad de gas inyectado por cada pozo.

**Tabla 4:** Gas Inyectado por pozo.

| Pozo       | Gas Inyectado (kscfd) |
|------------|-----------------------|
| Suerte-54  | 350                   |
| Suerte-53  | 366                   |
| Suerte-50  | 366                   |
| Santos-57  | 387                   |
| Santos-104 | 304                   |
| Santos-118 | 300                   |
| Santos-122 | 300                   |
| Santos-126 | 300                   |
| Santos-132 | 300                   |
| Sabana-4   | 300                   |
| Sabana-5   | 300                   |
| Conde-5    | 400                   |

De esta manera, los ingresos para cada pozo serán calculados sumando los ingresos por concepto de venta de petróleo y gas así:

$$\begin{aligned}
 \text{Ingresos} &= \text{Venta de Petróleo} + \text{Venta de Gas} \\
 \text{Ingresos} &= 1,541,691 \text{ USD} + 115,289 \text{ USD} \\
 \text{Ingresos} &= 1,656,980 \text{ USD}
 \end{aligned}
 \tag{4.6}$$

Los ingresos se calculan siguiendo el mismo procedimiento realizado para calcular los ingresos del pozo tomado como ejemplo ilustrativo (Santos-126), con sus respectivos cambios en las tasas de petróleo y gas.

## 4.2. CÁLCULO DE EGRESOS

A los ingresos obtenidos por las mejoras logradas con la intervención al pozo se le deben descontar los egresos que apliquen, para este trabajo se tuvieron en cuenta egresos por cuatro conceptos:

- Producción diferida, es decir, el volumen de petróleo que se dejó de recolectar durante los días que se detuvo el pozo para ser intervenido.
- Regalías del 20 % sobre lo producido.
- Lifting Cost, que es el costo de llevar un barril de petróleo hasta superficie.
- Inversión del trabajo de Workover.

**4.2.1. PRODUCCIÓN DIFERIDA.** Por experiencia de la compañía, se tomó el valor de 7 días como referencia para la duración del cambio de sistema de levantamiento artificial. Durante estos 7 días de intervención se deja de producir petróleo, este cese en la producción se contabiliza como una pérdida de dinero. Para calcular el dinero a descontar se multiplica la tasa de producción diaria inmediatamente anterior al inicio de la intervención por los días que dure esta. Por ejemplo, para el pozo Santos-126.



$$\text{Diferida} = 22 \left[ \frac{STB}{dia} \right] \cdot 7 [dias] \cdot 45 [USD] = 6930 [USD] \quad (4.7)$$

**4.2.2. REGALÍAS.** Las regalías en Colombia se calculan según la Resolución 164 de 2015, para el caso del Campo Provincia las regalías que se pagan son del 20 % de la producción. Para el pozo Santos-126, las regalías pagadas son:

$$\text{Regalías} = \text{Barriles Producidos} \cdot 0,20\% \quad (4.8)$$

**4.2.3. LIFTING COST.** El lifting cost hace referencia a los costos intrínsecos de llevar un barril de petróleo desde el subsuelo hasta superficie, para su venta. En otras palabras, son los costos asociados a la producción, o costos de producción de cada barril.

Estos costos incluyen, entre otros factores:

- Costos de transporte.
- Salarios de operadores directos del campo.
- Supervisión de la producción.
- Suministros
- Funcionamiento de las bombas.
- Electricidad.
- Mantenimiento.
- Depreciación.

El proceso matemático para determinar este coste de levantamiento está fuera del alcance de este texto, por tal razón no se ahondará en dicho proceso, y se procederá a referir el valor de 8,5 dólares por barril de petróleo producido.

**4.2.4. INVERSIÓN.** Finalmente, se debe descontar el dinero que fue invertido para el cambio de sistema de levantamiento artificial.

Siendo rigurosos, el valor de la inversión no es el mismo para cada pozo. Sin embargo, la variación es virtualmente despreciable. La diferencia del valor se origina del hecho de que cada pozo va a requerir un sistema de levantamiento con herramientas distintas, pero como ya se mencionó, esta variación no es significativa.

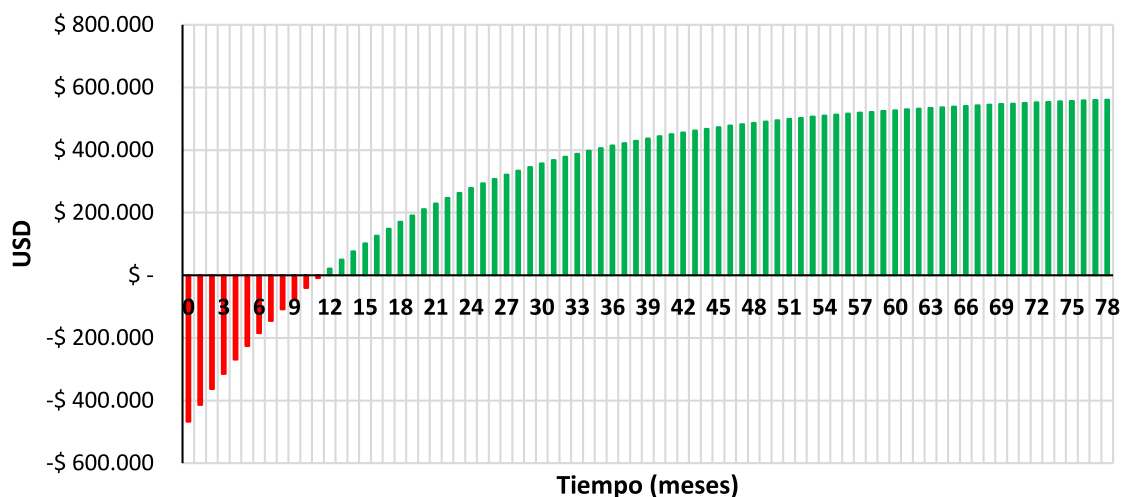
Con base en AFEs de trabajos análogos al propuesto en este texto, se estimó un valor promedio de 524.000 dólares de inversión por pozo a candidato a realizarle el cambio.

### **4.3. FACTIBILIDAD FINANCIERA**

Conociendo la totalidad de ingresos y egresos, es posible determinar si se obtendrá un beneficio económico con la ejecución del cambio de sistema de levantamiento. A continuación se muestran los resultados obtenidos para el pozo Santos-126.

En la Figura 46 analizaremos la respuesta del análisis financiero realizado al pozo Santos-126. El pozo arroja una respuesta favorable al cambio de sistema de levantamiento, con una producción incremental inicial de 2001 barriles mensuales. Antes del cambio de sistema de levantamiento artificial el pozo estaba produciendo alrededor de 22 barriles por día, para fines contables, se totaliza la producción mensual, es decir, 669 barriles mensuales. Con la instalación del sistema de levantamiento mecánico, la producción aumenta hasta 2670 barriles mensuales.

**Figura 46.** Flujo de caja Santos-126



De acuerdo con los resultados exhibidos en la Tabla 5, la inversión resulta en un balance favorable de \$526.406 dólares. Como se observa en la Figura 46 en los primeros meses de la implementación del sistema de bombeo mecánico el flujo de caja, el cual es representado por las barras de color rojo y verde de la gráfica, tienen una respuesta negativa (barras de color rojo), este flujo negativo ira disminuyendo hasta el momento en el cual se recupera la inversión inicial del proyecto, en este caso para el pozo Santos-126 al año comienzan a obtenerse flujos positivos (barras de color verde), lo cual representan las ganancias para una empresa.

Para conocer cuál sería el resultado en otros escenarios del precio internacional de barril, se repitieron los cálculos financieros para dos escenarios distintos, uno pesimista que consideraba un precio del crudo de referencia brent de 45 dólares por barril y otro optimista de 100 dólares por barril.

En los dos casos los balances fueron positivos, el caso base arrojó una utilidad de \$117.630 dólares, mientras que para el caso optimista las utilidades aumentan hasta los \$1.616.472 dólares.

**Tabla 5:** Ingresos y egresos Santos-126.

| Concepto               | Dólares      |
|------------------------|--------------|
| Producción Incremental | \$ 1.541.691 |
| Gas Ahorrado           | \$ 115.289   |
| Regalías               | -\$ 308.338  |
| Lifting Cost           | -\$ 291.208  |
| Inversión Inicial      | -\$ 524.000  |
| Producción Diferida    | -\$ 7.028    |
| Total                  | \$ 526.406   |

El procedimiento que se le realizó al pozo Santos-126, se repitió para cada uno de los pozos candidatos al cambio de SLA, los resultados obtenidos de cada pozo se muestran en la siguiente tabla xxx.

**Tabla 6:** Valores de referencia para el análisis financiero.

| Pozo       | Ganancias / Pérdidas (dólares) |              |               |
|------------|--------------------------------|--------------|---------------|
|            | Brent a \$45                   | Brent a \$60 | Brent a \$100 |
| Suerte-50  | -264.660                       | -157.149     | 129.547       |
| Suerte-53  | -109.361                       | 123.765      | 745.434       |
| Suerte-54  | -392.031                       | -333.345     | -176.848      |
| Sabana-4   | -303.174                       | -175.450     | 165.146       |
| Sabana-5   | -234.194                       | -91.527      | 288.920       |
| Santos-57  | -22.037                        | 266.399      | 1.035.561     |
| Santos-104 | -150.340                       | 29.703       | 509.818       |
| Santos-118 | -316.427                       | -212.873     | 63.270        |
| Santos-122 | -228.618                       | -75.311      | 333.505       |
| Santos-126 | 117.630                        | 526.406      | 1.616.472     |
| Santos-132 | -157.049                       | 49.779       | 601.318       |
| Conde-5    | -141.268                       | 44.444       | 539.676       |

## 5. CONCLUSIONES

- Los modelos elaborados en PIPESIM representan de manera adecuada la mayoría de los pozos. En ciertos pozos el ajuste no es el esperado, es decir, los datos arrojados por el simulador difieren considerablemente de las mediciones en campo. Se identificó como causa de estas discrepancias la calidad de la información disponible, en especial, la baja precisión en la medición del gas inyectado a cada pozo. También, algunos pozos no contaban con toma de gradientes actualizados (recientes).
- Se confirmó la hipótesis de un posible aumento en la producción de los pozos al realizar un cambio de sistema de levantamiento artificial. Esto representa un hallazgo importante, pues al tratarse de pozos con alto GOR, se esperaba que el resultado no fuera favorable.
- El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico demuestra una alternativa viable para sustituir al gas-lift, previendo que el peso de la columna de fluidos aumente con la inyección de agua que se está evaluando actualmente en el campo.
- Los cambios de sistema de levantamiento artificial, por sí solos, no logran cumplir con las expectativas de retorno financiero de Ecopetrol S.A. Este hecho se explica teniendo en cuenta que en la simulación no se está incluyendo el efecto de barrido que habría con el método de recobro secundario que se planea implementar en el yacimiento. Así mismo, se están aislando actividades complementarias al cambio de sistema de levantamiento artificial, tales como operaciones de cañoneo y re-cañoneo. Se está evaluando exclusivamente la producción incremental debida al cambio de SLA per se.
- A partir de los criterios de evaluación de la viabilidad económica del proyecto, se puede concluir que solo la mitad de los pozos dejan una rentabilidad (ganancias) positivas para la compañía, estas podrían aumentar, además de que posiblemente aumentaría el número de pozos con una respuesta positiva, teniendo en cuenta el efecto que causaría la inyección de agua como método de recobro.

## 6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda instalar dispositivos(instrumentación) y/o mecanismos que permitan medir y conocer con mayor precisión y exactitud las variables operativas de los pozos. Variables tales como las tasas de gas inyectado y producido, presiones en fondo, revestimiento y cabeza de pozo. Esto con el fin de tener información de calidad para alimentar los modelos, pues de esto dependerá la validez de las predicciones realizadas con estos.
- En caso de implementar el cambio de sistema de levantamiento, se recomienda aprovechar el equipo de trabajo que se desplazará hasta la locación para realizar operaciones paralelas al objetivo principal de la intervención, tales como el cañoneo, recañoneo, estimulación y corrida de registros, entre otras. La realización de estas operaciones complementarias apalancará financieramente la intervención al pozo, haciendo que la TIR y el VPN aumenten, en comparación a sus valores si se hace únicamente el cambio de SLA.
- Se recomienda ajustar la tasa de inyección de gas, aumentarla o reducirla según sea el caso, a los pozos que están operando de manera ineficiente y no son candidatos a cambio de SLA en las condiciones actuales del campo.
- Se recomienda evaluar la utilización del Gas producido por el campo como combustible para la generación de la energía necesaria para el funcionamiento de los motores principales de los sistemas de bombeo mecánico, esto con el fin de reducir costos de operación (OPEX).
- Se recomienda revisar la viabilidad de implementar de un sistema de ancla de gas para los pozos seleccionados para el cambio de SLA, debido al alto GOR que presenta el campo. Ya que por la presencia de Gas disuelto debajo de la entrada de la bomba, la carrera del pistón se llenaría de gas y no de líquido reduciendo así la eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo.
- Se recomienda realizar pruebas de solubilidad entre el gas y el agua de inyección. Esto permitirá conocer con mayor precisión el impacto que el *waterflooding* tendrá en el sistema de producción basado en levantamiento artificial por gas.

- Se recomienda integrar un modelo de simulación de procesos de recobro secundario, que incorpore a los modelos de pozo realizados en este trabajo, los efectos de la inyección de agua en el yacimiento. De esta manera se podrán identificar y predecir los cambios en la producción una vez se inicie el *waterflooding*. Teniendo este conocimiento, se pueden tomar medidas con anticipación, como migrar más pozos a otro tipo de sistema de levantamiento artificial.
- Para la armonía y buen flujo de la información entre herramientas digitales, se recomienda utilizar herramientas de la suite de Schlumberger, tales como PETREL™ para el montaje del modelo de inyección de agua. La razón es la fácil integración de PIPESIM™ con PETREL™.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. *Reservoir Engineering Handbook*. Fourth Edition. Boston: Gulf Professional Publishing, 2010.

ARCENTALES, Danilo; CAIZAPANTA, Marco y MIRANDA, Bolívar. *Aplicación del análisis nodal para la evaluación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo ESPOL iii*. Guayaquil, Ecuador.

ARPS, J.J. *Analysis of Decline Curves*. Society of Petroleum Engineers, 1945.

BAGCI, Ali; MURAT, Muharrem y NAVA, Jocsiris. «ESP Performances for Gas-Lifted High-Water-Cut Wells». En: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (2010).

BEGGS, H Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, OK: OGCI y Petroskills Publications, 1991.

CHAPARRO, Carlos; AMAYA, Raul; RIVERA, Juan; FERREIRA, Uriel; PINTO, Juan y DUARTE, Cesar. «Cyclic Gas Injection Increases the Hydrocarbons Production in One Mature Field». En: *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium* (2017).

FERREIRA, Uriel y AMAYA, Raul. «Mejoramiento en las técnicas de intervención a pozo, rompiendo paradigmas con la campaña de Workover de Campo Provincia». En: *Congreso Mexicano del Petróleo* (2019).

GERENTE ACTIVO. *Informe Técnico Anual 2016 Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Mares*. El Centro: ECOPETROL S.A., 2017.



GUO, Boyun; LYONS, William C y GHALAMBAR, Ali. *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2007.

IKOKU, Chi U. *Natural Gas Reservoir Engineering*. New York: Wiley, 1984.

JUNG, Sun-Young y LIM, Jong-Se. «Optimization of gas lift allocation for improved oil production under facilities constraints». En: *Geosystem Engineering* 19 (sep. de 2015), págs. 1-9. DOI: 10.1080/12269328.2015.1084895.

MAGGIOLO, Ricardo. *Gas Lift Básico*. Maracaibo, Venezuela: ESP Oil Engineering Consultants, 2004.

MONTES, Erik. *Métodos de Producción, Notas de clase: "Sistemas de Levantamiento Artificial: Selección"*. 2018.

PLATA, Cristian. *Evaluación de Diferentes Escenarios para la Optimización del Sistema de Producción del Campo San Roque por medio de la Técnica de Análisis Nodal*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2016.

RINCÓN, Rocio del Pilar y PÁEZ, William Alberto. *Optimización de la Producción del Campo Provincia (Pozos Santos, Conde, Suerte y Sabana) como Resultado del Análisis Nodal Pozo a Pozo y la Revisión del Sistema de Levantamiento Artificial Actualmente Utilizado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011.

RIVERO, José. *Análisis Nodal y Explotación de Petróleo*. 2007.

RUEDA, Julie Tatiana Jaimes y CASTELLANOS, Sergio Andrés Gutierréz. *Actualización del Modelo de Análisis Nodal del Campo Bonanza y Evaluación del Sistema Actual de*

*Producción para la Campaña de Desarrollo 2015*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2015.

TETOROS, Ioannis E. *Desing of a continuous gas lift system to initiate production in a dead well*. Creta, Grecia: Technical University of Crete, 2015.