

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO**



**PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“Evaluación de métodos de diseño de gas lift, aplicados a pozos de la cuenca neuquina”**

**Autor: Roldan, Mauro Sebastián.**

**Neuquén, Argentina 2023.**

**“Evaluación de métodos de diseño de gas lift aplicados a pozos de la cuenca neuquina”**

Proyecto integrador profesional presentado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue, como parte de los requisitos para obtener el título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO.**

Autor: Roldan, Mauro Sebastián.

Legajo: 118100.

Tutor Académico:

- Ing. González Esteban.

Jurado 1: .....

Jurado 2: .....

Jurado 3: .....

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la vida y estar siempre conmigo, guiándome en mi camino.

A mi familia, por acompañarme y apoyarme en todo este proceso, enseñarme a no bajar los brazos frente a las dificultades que se presentaron a lo largo de la carrera.

A mi madre, por su fe, su generosidad y su incansable ayuda en todo momento, gracias a ella he llegado a culminar un pedaleo más de mi vida....

A mi padre por ser mi mejor amigo, consejero y ejemplo a seguir. Todo lo que logre hacer será gracias a su fortaleza, virtudes y valores inculcados en mí.

A hermano por haberme ayudado tanto al comienzo de esta carrera y mostrarme todo ese cariño.

A mi hermana por haber confiado siempre en mí y estar cuando la necesite.

A Leslie, por haber sido mi compañera en estos últimos años, brindándome todo su apoyo sin igual.

A todos mis amigos, por ser ese sostén durante todo este proceso y por esa amistad sincera y desinteresada.

Que dios los bendiga.

Mis más sinceros agradecimientos al Ing. Esteban González, mi profesor y tutor de este trabajo, por haber confiado en mi persona, por la paciencia, el ánimo que me brindo y por la dirección de este trabajo.

Que dios los bendiga.

A la Universidad Nacional del Comahue – Facultad de ingeniería por haberme brindado tanto y haber sido mi hogar durante estos años, en ella encontré una identidad y amor por la superación, ha sido un honor pertenecer a la UNCo.

Gracias...

## RESUMEN

En un pozo fluyente hay suficiente energía almacenada en el yacimiento para que el líquido llegue hasta la superficie. La presión del yacimiento y el gas de formación generan esta energía de levantamiento. Cuando la energía es muy baja para que el pozo fluya en forma natural, será necesaria la instalación de un método artificial de levantamiento.

El “levantamiento artificial por gas”, es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos petroleros. Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie.

El presente trabajo consiste en optimizar la producción de petróleo de 2 pozos en la Cuenca Neuquina, utilizando el software WellFlo. Mediante ésta herramienta se realiza el Análisis Nodal (optimización) de los pozos D-1 y D-2 perteneciente al yacimiento El Caldén, de la Cuenca Neuquina, con el objetivo de exponer las características del pozo, su funcionamiento y necesidad de la mejora en la producción del mismo.

Además, se diseña un sistema cerrado de producción-inyección simulando con el Software WellFlo en el cual, se podrá ver con claridad las características generales de los pozos.

Se concluye con el porcentaje obtenido en el incremento de la producción de petróleo, para el yacimiento El Caldén, dejando expuesto el beneficio de la utilización del método LAG.

También se menciona, la producción por flujo natural original de los pozos y el gasto de gas utilizado para dicho beneficio productivo.

## **ABSTRACT**

In flowing wells, there is enough energy stored in the reservoir for liquid to reach the surface. The pressure from the reservoir and natural gas generate the lifting energy. When this pressure is too low for the well to flow naturally, an artificial lifting method is required.

“Gas lift” is one of the most commonly used methods at a worldwide level for the artificial lifting of production in oil wells. Its concept is very simple given that the continuous-flow version is similar to the natural flow production method, the only difference being that the gas-liquid ratio (GLR) in the fluid column is altered by the injection of compressed gas. This reduces the weight of the fluid column so that the energy of the reservoir is enough to make the production reach the surface.

The aim of this work is to optimize the oil production of two wells from the Neuquén Basin, using the WellFlo software. This tool is used to carry out the nodal analysis (optimization) of the wells D-1 and D-2 from El Caldén reservoir, located in the Neuquén Basin, in order to show the characteristics of the wells, their performance, and the need to improve their production.

Moreover, a production-injection closed system is designed, simulated with the WellFlo software, in which the general characteristics of the wells can be observed.

Finally, this work is concluded with the increase percentage of oil production obtained in El Caldén reservoir, which shows the benefit derived from the use of the GL method. The original production of the wells through natural flow is also shown, as well as the gas expenditure for the mentioned benefit.

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS**

**Análisis Nodal.** Se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.

**Análisis de sensibilidad.** Cuantificar impacto de alguna variable importante sobre la capacidad de producción del sistema.

**Asiento de válvulas.** Disco con orificio a través del cual circula el gas de levantamiento desde la corriente de gas hacia la columna de fluido.

**CHP.** Siglas para abreviar “Casing Head Pressure”, presión de inyección de gas en el cabezal del revestidor de producción.

**Curva de rendimiento.** Representación gráfica de la tasa de producción en función de la tasa de inyección de gas en un pozo de levantamiento artificial por gas.

**Espaciamiento de mandriles.** Determinación de las profundidades donde serán colocados los mandriles a lo largo de la tubería de producción

**Estrangulador ajustable.** Válvula ajustable que permite controlar la tasa de gas de levantamiento que se inyecta al pozo.

**LAG.** Siglas usadas para abreviar el método “Levantamiento Artificial por Gas”.

**Levantamiento artificial.** Método de producción donde se utiliza una fuente externa de energía en la columna de fluido con el fin de levantarla desde el subsuelo hasta la superficie.

**Mandril.** Tramo de tubería especial que posee receptáculo para asentar la válvula de levantamiento.

**Plantas compresoras.** Sistema de compresores que suministran la energía requerida al gas de levantamiento.

**Relación gas – líquido.** Relación existente entre la tasa de gas y la tasa de líquido levantada. Puede ser total, de formación o de levantamiento dependiendo de la tasa de gas utilizada.

**Relación gas – petróleo.** Relación existente entre la tasa de gas y la tasa de petróleo levantada. Puede ser total, de formación o de levantamiento dependiendo de la tasa de gas utilizada.

**Sistema de recolección.** Conjunto de tuberías que permiten recolectar los fluidos que producen los pozos.

**THP.** Siglas para abreviar “Tubing Head Pressure”, presión de producción de fluidos en el cabezal de la tubería de producción.

## ÍNDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO I: PRELIMINARES.....</b>	<b>16</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	16
1.2. OBJETIVO .....	16
1.3. ALCANCE .....	17
1.4. IMPORTANCIA .....	17
1.5. GENERALIDADES.....	17
<b>CAPÍTULO II: BOMBEO NEUMÁTICO.....</b>	<b>19</b>
2.1. PRINCIPIO DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUÓ .....	19
2.2. SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE GAS LIFT.....	19
2.3. TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE GAS .....	19
2.3.1. LAG continuo.....	19
2.3.2. LAG intermitente.....	20
2.4. DEFINICIONES.....	21
<b>CAPÍTULO III: COMPONENTES DEL EQUIPO UTILIZADO PARA EL LAG .....</b>	<b>22</b>
3.1. EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	22
3.1.1. Planta compresora.....	22
3.1.2. Sistema de distribución de gas .....	22
3.1.3. Sistema de recolección de fluidos.....	23
3.2. EQUIPO DE SUBSUELO .....	23
3.2.1. Mandriles.....	23
3.2.2. Válvulas .....	24
3.2.3. Packers .....	24
<b>CAPÍTULO IV: TIPOS DE INSTALACIONES DE GAS LIFT .....</b>	<b>25</b>
4.1. INTRODUCCIÓN .....	25
4.2. INSTALACIÓN ABIERTA .....	25
4.3. INSTALACIONES SEMICERRADAS .....	27
4.4. INSTALACIONES CERRADAS .....	28
<b>CAPÍTULO V: VÁLVULAS DE GAS LIFT .....</b>	<b>29</b>

5.1. NOMENCLATURA DE VÁLVULA DE ELEVACIÓN DE GAS.....	29
5.2. PROPÓSITOS DE LA VÁLVULA DE GAS LIFT .....	29
5.3. TIPOS DE VÁLVULAS.....	29
5.4. FLUJO CONTÍNUO .....	36
5.5. LEVANTAMIENTO INTERMITENTE.....	37
<b>CAPÍTULO VI: FACTORES QUE INFLUYEN EN LA UBICACIÓN DE LAS VÁLVULAS</b> .....	<b>40</b>
6.1. PRESIÓN DE INYECCIÓN .....	40
6.2. GRADIENTE DEL FLUIDO PRESENTE EN EL POZO AL MOMENTO DE DESCARGAR .....	40
6.3. GRADIENTE DINÁMICO.....	40
6.4. PRESIÓN DE BOCA DE POZO .....	40
6.5. NIVEL DEL LÍQUIDO EN EL CASING .....	40
6.6. TEMPERATURA.....	41
6.7. PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO DESEADA PARA HACER PRODUCIR EL POZO (IPR) .....	41
6.8. DIÁMETRO DEL TUBING Y DEL CASING .....	41
6.9. TIPO DE VÁLVULAS.....	41
<b>CAPÍTULO VII: PARÁMETROS DE LOS QUE DEPENDE LA ELECCIÓN DE UN SISTEMA DE EXTRACCIÓN .....</b>	<b>41</b>
7.1. RESERVORIO.....	41
7.1.1. Tipo de petróleo (gravedad api; viscosidad).....	41
7.1.2. Tipo de empuje.....	41
7.1.3. IPR actual y futura .....	42
7.1.4. RGL.....	42
7.1.5. Ubicación del yacimiento.....	42
7.2. DEL POZO .....	42
7.2.1. Profundidad.....	42
7.2.2. Tubería del Casing .....	42
7.2.3. Desviación del pozo .....	42
7.2.4. Estado del cemento .....	42

7.2.5. Espaciamiento .....	42
7.3. EXTERNOS.....	43
7.3.1. Reglamentaciones .....	43
7.3.2. Económico .....	43
7.3.3. Disponibilidad del gas para su inyección.....	43
7.3.4. Potencia disponible .....	43
<b>CAPÍTULO VIII: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAG .....</b>	<b>44</b>
8.1. VENTAJAS .....	44
8.2. DESVENTAJAS .....	44
<b>CAPÍTULO IX: LIMITACIONES DEL GAS LIFT .....</b>	<b>45</b>
9.1. ESTADO DEL CASING .....	45
9.2. PRESIÓN DINÁMICA DE RESERVORIO.....	45
9.3. DISPONIBILIDAD DE ALTA PRESIÓN .....	45
9.4. COSTOS DE INSTALACIÓN .....	45
9.5. POZOS CON ALTO PORCENTAJE DE AGUA (>50%).....	45
9.6. °API > 15%.....	45
<b>CAPÍTULO X: DISEÑO DE INSTALACIONES DE GAS LIFT.....</b>	<b>46</b>
10.1. INTRODUCCIÓN .....	46
10.1.1. Propósitos de las válvulas de elevación de gas .....	46
10.1.2. Ubicación de las válvulas en la configuración de flujo .....	46
10.2. DISEÑO DE FLUJO CONTINUO.....	47
10.3. PRESIÓN DE GAS DE INYECCIÓN Y VOLUMEN .....	49
10.4. TIPOS DE INSTALACIONES .....	50
10.5. USO DE CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICAS .....	50
10.6. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO PARA UNA INSTALACIÓN DE FLUJO CONTINUO .	50
<b>CAPÍTULO XI: WELLFLO.....</b>	<b>52</b>
11.1. APLICACIONES.....	52
11.2. MODELO AVANZADO DE VÁLVULA DE GAS LIFT .....	53
<b>CAPÍTULO XII: OPTIMIZACIÓN.....</b>	<b>54</b>

12.1. LA OPTIMIZACIÓN SE PUEDE REALIZAR DE DOS MANERAS .....	55
12.1.1. Máxima producción.....	55
12.1.2. Optimización económica.....	55
<b>CAPÍTULO XIII: VARIABLES DE ENTRADA .....</b>	<b>57</b>
<b>CAPÍTULO XIV: CONCLUSIONES.....</b>	<b>66</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>68</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>69</b>
PROCEDIMIENTO EN WELLFLO (MODELADO) .....	69

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1. Esquema de pozo con gas lift básico.....	18
Figura N° 2. Los dos tipos básicos de LAG.....	21
Figura N° 3. Sistema típico de LAG, las flechas indican el recorrido del gas en el sistema.....	24
Figura N° 4. Válvula estándar. Instalación abierta.....	26
Figura N° 5. Instalación semicerrada.....	27
Figura N° 6. Instalaciones típicas de Gas Lift (modificada por el autor).....	28
Figura N° 7. Válvula diferencial (Orificio Std).....	30
Figura N° 8. Corte transversal de la válvula NOVA.....	31
Figura N° 9. Válvula STD vs Válvula NOVA.....	31
Figura N° 10. Válvula de presión u operada por presión de casing.....	32
Figura N° 11. Válvula operada por fluido.....	33
Figura N° 12. Válvula proporcional.....	34
Figura N° 13. Válvula piloto.....	35
Figura N° 14. Válvula combinada.....	36
Figura N° 15. Flujo continuo.....	37
Figura N° 16. Inyección intermitente de un solo punto (modificada por el autor).....	38
Figura N° 17. Inyección multipunto intermitente (modificada por el autor).....	39
Figura N° 18. Instalacion típica de flujo continuo.....	48
Figura N° 19. Gradientes, flujo continuo.....	49
Figura N° 20. Curva de rendimiento, Gas Lift flujo continuo.....	56
Figura N° 21. Curvas de rendimiento de elevación de gas de flujo continuo para el pozo D-1.....	59
Figura N° 22. Curvas de rendimiento de elevación de gas de flujo continuo para el pozo D-2.....	60
Figura N° 23. Página inicial.....	69
Figura N° 24. Gldesign.....	70
Figura N° 25. Tablero general de pozo.....	70
Figura N° 26. Ingreso de datos generales del pozo.....	71
Figura N° 27. Tipo de pozo y Tipo de flujo.....	72
Figura N° 28. Correlaciones Multifasicas.....	73

Figura N° 29. Profundidad de referencia .....	73
Figura N° 30. Parámetros de fluido.....	74
Figura N° 31. Datos de las capas del yacimiento.....	75
Figura N° 32. IPR del pozo. ....	75
Figura N° 33. Desviación del pozo. ....	76
Figura N° 34. Revestimiento- Casing. ....	76
Figura N° 35. Revestimiento- Tubing.....	77
Figura N° 36. Datos del Terreno. ....	77
Figura N° 37. Equipos de superficie. ....	78
Figura N° 38. Parametos de Gas Lift. ....	79
Figura N° 39. Parametros de entrada Gas Lift. ....	79
Figura N° 40. Modelo de Temperatura- Calibrado. ....	80
Figura N° 41. Tablero del pozo con sus respectivos datos.....	80
Figura N° 42. Punto de inyección. ....	81
Figura N° 43. Parametros de diseño.....	82
Figura N° 44. Grafica de válvulas.....	82
Figura N° 45. Información general. ....	84
Figura N° 46. Parametros de diseño.....	84
Figura N° 47. Datos del Pozo.....	85
Figura N° 48. Condiciones de Flujo.....	85
Figura N° 49. Misceláneo. ....	86
Figura N° 50. Diseño.....	87
Figura N° 51. Diseño de cálculos de Gas-Liff .....	89
Figura N° 52. Nomenclatura. ....	89
Figura N° 53. Orden de Compra. ....	89

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Pozo D-1.....	57
Tabla N° 2. Pozo D-2.....	58
Tabla N° 3. Pozo D-1 Gas Continuo- Rendimiento de Elevación. ....	58
Tabla N° 4. Pozo D-2 Gas Continuo- Rendimiento de Elevación .....	59
Tabla N° 5. Condiciones Naturales de flujo para los pozos D-1 y D-2. ....	60
Tabla N° 6. Comparación de los resultados para los pozos D-1 y D-2.....	61
Tabla N° 7. Asignación de gas y producción de petróleo para diferentes volúmenes de.....	62
Tabla N° 8. Asignación de gas y producción de petróleo para diferentes volúmenes .....	62
Tabla N° 9. Inyección de Gas (Scf/D) Vs Producción de petróleo (STB/D) .....	62
Tabla N° 10. Descripción en detalles de cada válvula. ....	83

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1. Producción de petróleo a condiciones naturales de flujo vs Tasa de producción.....	61
Gráfico N° 2. Inyección de Gas (Scf/D) Vs Producción de petróleo (STB/D).....	63
Gráfico N° 3. Inyección de Gas (Scf/D) vs Producción de petróleo (STB/D).....	63
Gráfico N° 4. La producción de petróleo, aumentó 2782,42 STB/D. ....	64
Gráfico N° 5. La producción de petróleo, aumentó 2782,42 STB/D. ....	65

### 1.1. INTRODUCCIÓN

---

La mayoría de los pozos son capaces de producir flujo natural en la primera etapa de su vida productiva. No obstante, una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de levantamiento artificial que permita seguir produciendo eficientemente al yacimiento.

En la industria petrolera existen distintos métodos de levantamiento artificial, los cuales se utilizan cuando un pozo no es capaz de cumplir con sus objetivos de producción por métodos naturales (ya sea el pozo fluyendo o no).

Uno de los métodos más utilizados para lograr este propósito es el levantamiento artificial por inyección de gas, el cual puede ser continuo o intermitente. La selección del método a utilizar va a depender de las características existentes tanto en el yacimiento como en el pozo.

También son muy útiles en la industria los simuladores. Los cuales tienen como función representar todos los aspectos del yacimiento y de los pozos, para realizar pronósticos, planificaciones, análisis económicos, optimizaciones, entre otros.

Para este trabajo se utilizará el simulador de yacimientos WellFlo, el cual presenta numerosas opciones para representar de manera apropiada la operación de este mecanismo. La optimización de LAG en WellFlo puede ser aplicada ya sea a un pozo, a un grupo de pozos o al campo entero.

Mediante ésta herramienta se realizará el Análisis Nodal (optimización) de los pozos D-1 y D-2 perteneciente al yacimiento El Caldén, de la Cuenca Neuquina, con el objetivo de exponer las características del pozo, su funcionamiento y necesidad de la mejora en la producción del mismo.

### 1.2. OBJETIVOS

---

Evaluar distintos métodos de diseño de un sistema de producción por gas lift y seleccionar el óptimo, aplicado a un pozo de la Cuenca Neuquina.

Optimizar la producción de petróleo de los Pozos D-1 y D-2, utilizando el software WellFlo, con el cual se realizó el Análisis Nodal para estos pozos, ya que estos cumplen con las características para ser evaluados.

Diseñar un sistema cerrado de producción-inyección simulando con el Software WellFlo en el cual se podrá ver con claridad las características generales de los pozos.

### 1.3. ALCANCE

---

Los pozos D-1 y D-2 se encuentran produciendo por flujo natural a una tasa de producción que puede ser aumentada con el sistema de levantamiento artificial de gas Lift, utilizando gas disponible.

### 1.4. IMPORTANCIA

---

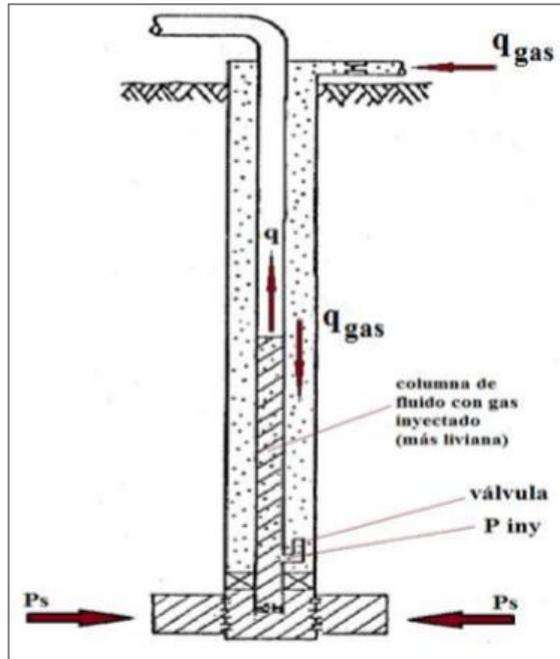
Optimizando la producción, identificando y resolviendo el problema, se habrá logrado contribuir al desarrollo productivo de los campos D-1 y D-2, lo mismo que se traduce en incremento de la rentabilidad petrolera, lo cual trae beneficios económicos tanto al país como a las empresas que están prestando su servicio para lograr producir de la manera más eficiente y responsable los campos petroleros de la Cuenca Neuquina.

### 1.5. GENERALIDADES

---

El levantamiento artificial por gas es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el aumento de la producción en pozos petroleros. Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia, que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

**Figura N° 1**  
Esquema de pozo con gas lift básico.



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

---

## CAPÍTULO II: BOMBEO NEUMÁTICO

---

### 2.1. PRINCIPIO DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUÓ

---

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, una solución posible es suministrar energía en forma de gas para ayudar a elevar los líquidos de la formación por la tubería de producción. Estas tuberías tienen válvulas que se corren como parte de la sarta de la tubería de producción, permitiendo la introducción del gas (el cual se inyecta en el espacio anular) en la columna estática del fluido a profundidades intermedias con objeto de iniciar el flujo.

### 2.2. SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE GAS LIFT

---

Consiste en un proceso mecánico de producción de fluido de un pozo donde el gas a presión relativamente alta (mayor a 250 psi) es usado como medio de elevación. Este gas se inyecta a la columna del pozo a través de la columna de producción o bien en la entre columna, dependiendo de cómo produzca el pozo. El objetivo de la inyección de gas es el de alivianar la columna (bajar la densidad) de los fluidos de producción para que estos puedan salir a superficie, como así también reducir las pérdidas de carga por fricción, lo cual ocurre debido a que la inyección de gas aumenta la RGL, por lo tanto, este método será desfavorable si la  $RGL > RLG_{\text{óptima}}$ .

### 2.3. TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE GAS

---

Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas, ellos son, LAG Continuo y LAG Intermitente:

#### 2.3.1. LAG continuo

---

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.

En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- 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.

### **2.3.2. LAG intermitente**

---

Este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la tubería de producción en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de una válvula. Al igual que en el sistema continuo, en éste la válvula va insertada en la tubería de producción a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a esta última, para levantar los fluidos a la superficie.

La frecuencia de los ciclos de inyección dependerá del tiempo requerido para que la formación aporte un tapón de líquido a la tubería de producción.

De esta manera se reduce considerablemente el volumen de inyección necesario.

Podemos encontrar tres tipos de instalaciones:

- *Bombeo neumático intermitente convencional.*

Este tipo de bombeo utiliza el interior de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido en contra de la gravedad. En general, se utiliza cuando la presión estática del reservorio y/o el índice de productividad alcanza valores bajos (índices menores a 0.5 (bl/d) /psi con bajas presiones estáticas).

- *Bombeo neumático intermitente con embolo viajero (plunger).*

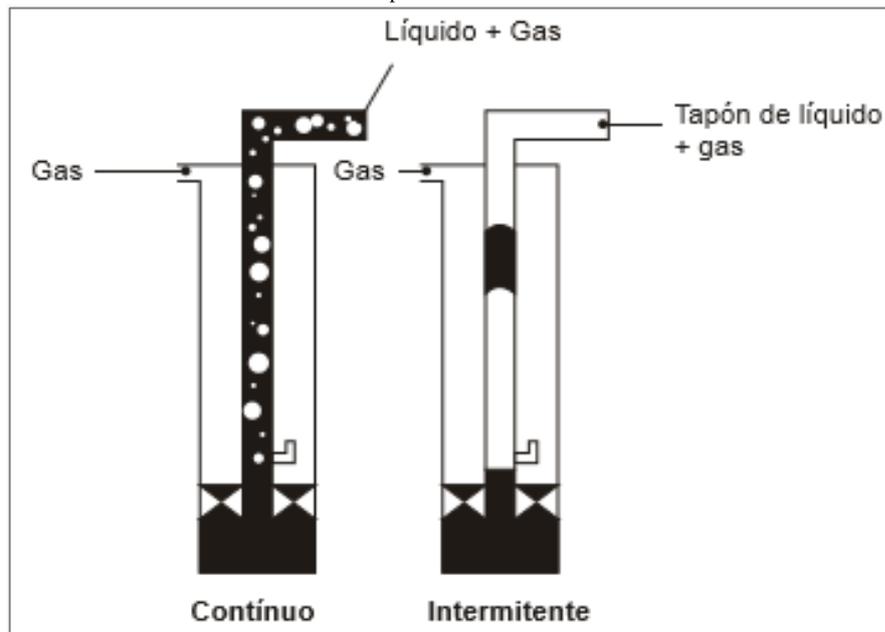
Este tipo de bombeo utiliza el espacio interno de la tubería de producción para almacenar los fluidos de formación y el gas desplaza directamente un pistón metálico que sirve de interface sólida entre el gas inyectado y el tapón de líquido a levantar. Se utiliza para minimizar el resbalamiento de líquido durante el levantamiento del tapón.

- *Bombeo neumático intermitente con cámara de acumulación.*

En este tipo de bombeo intermitente se utiliza el espacio anular entre el espacio de producción y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por

la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido inicialmente a favor de la gravedad y posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos, de tal magnitud que con el sistema intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto, la producción sería casi nula.

**Figura N° 2**  
Los dos tipos básicos de LAG.



Fuente: Curso Taller: "Gas Lift Basico".  
Dictado por: Ricardo Maggiolo, Petroleum Engineer.

#### 2.4. DEFINICIONES

---

*Gradiente estático:* Gradiente de presión de formación sin producir.

*Gradiente de fluencia:* Gradiente de presión del pozo en producción.

*Gradiente de gas:* Gradiente de presión de la columna gaseosa.

*Gradiente térmico:* Variación de la temperatura en profundidad.

---

## **CAPÍTULO III: COMPONENTES DEL EQUIPO UTILIZADO PARA EL LAG**

---

La mayoría de los sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas están diseñados para recircular el gas de levantamiento.

Cuando en un campo existen varios pozos que producen por este método, se deben considerar que forman parte de un sistema de superficie y subsuelo, del cual es imprescindible conocer su función y los elementos que lo conforman.

- Planta compresora.
- Sistema de distribución de gas.
- Sistema de recolección de fluidos.
- Mandriles.
- Válvulas.
- Packers.
- Separadores.
- Planta de tratamiento de gas.

### **3.1. EQUIPOS DE SUPERFICIE**

---

El equipo de superficie se encuentra constituido por la planta compresora, el sistema de distribución del gas de alta presión y el sistema de recolección de fluidos.

#### **3.1.1. 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 de baja presión, el cual puede provenir 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.

#### **3.1.2. Sistema de distribución de gas**

---

La red de distribución, la cual puede ser del tipo ramificado o poseer un múltiple de distribución, 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 disponible en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.

El equipo utilizado para la medición y el control está conformado por el registrador de dos plumas, a través del cual se miden las presiones de inyección y producción; el estrangulador ajustable, la placa orificio donde se regula y controla el gas de inyección y las válvulas de bloqueo mediante las cuales se controla el contraflujo que se pueda generar.

### **3.1.3. Sistema de recolección de fluidos**

---

Está formado por las líneas de flujo, encargadas de transportar el fluido hacia 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.

## **3.2. EQUIPO 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.

### **3.2.1. 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.

#### *Tipos de mandriles*

Existen tres tipos de mandriles: Convencional, Concéntrico y de Bolsillo.

**Mandril Convencional:** Es el primer tipo usado en la industria. Consta de un tubo con una conexión externa, en la cual se enrosca la válvula, con protector por encima de la válvula y otro por debajo. Para cambiar la válvula, se debe sacar la tubería.

**Mandril Concéntrico:** La válvula se coloca en el centro del mandril y toda la producción del pozo tiene que pasar a través de ella. No es posible correr bombas de presión ni herramientas por debajo del primer mandril colocado, debido a la limitación del área (1 3/8 pulgadas de diámetro).

**Mandril de Bolsillo:** La válvula se encuentra instalada en el interior del mandril, en un receptáculo llamado bolsillo. Puede ser fijada y recuperada por cables acerados, sin necesidad de sacar la tubería.

### Tamaño de los mandriles

El tamaño de los mandriles, dependerá del diámetro de la tubería de producción. Los tamaños más utilizados son los de 2 <sup>3/8</sup>”, 2 <sup>7/8</sup>” y 3 <sup>1/2</sup>”.

Al definir el tamaño, se define la serie. Entre los tipos de serie se encuentran los mandriles tipo K para válvulas de una pulgada y los mandriles tipo M para válvulas de 1 <sup>1/2</sup>”.

### 3.2.2. Válvulas

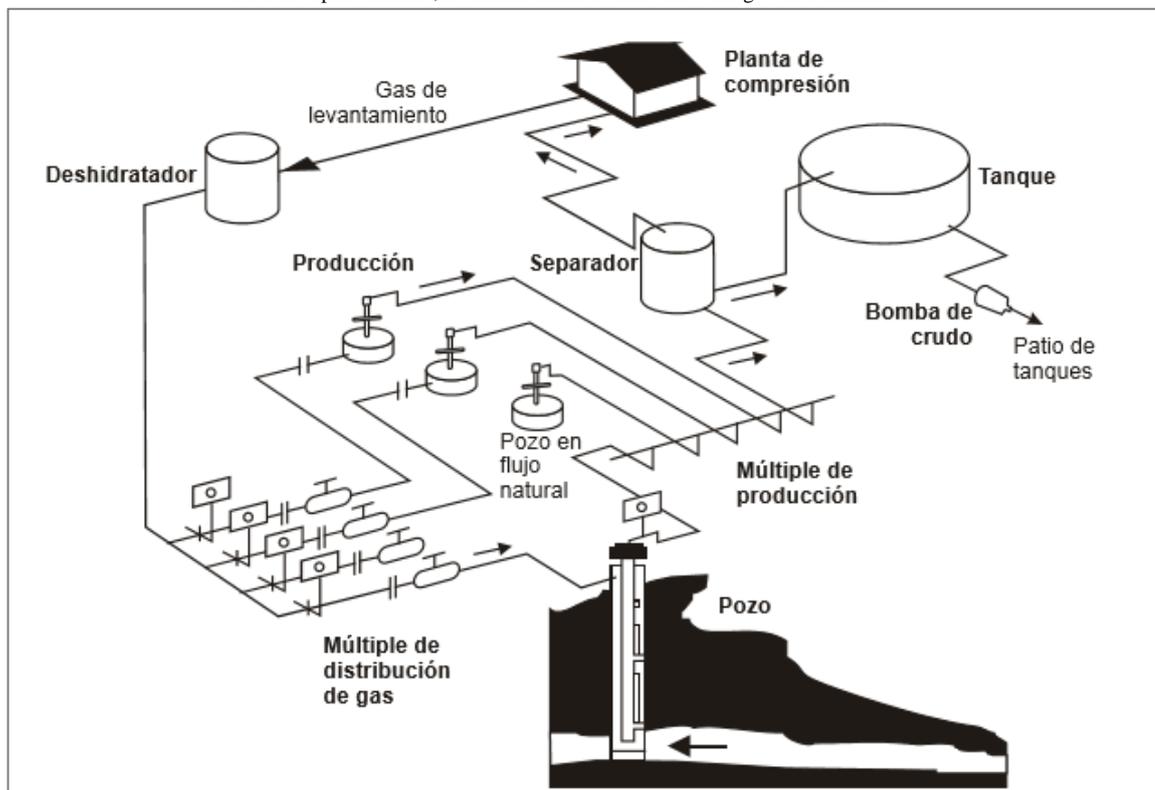
Las válvulas de levantamiento artificial por gas son básicamente, reguladores de presión. Deben ser diseñadas para operar en condiciones de fondo y ser capaces de inyectar el gas a la presión y volumen requeridos.

### 3.2.3. Packers

Dispositivo utilizado para aislar el espacio anular y anclar o asegurar el extremo inferior de la sarta de tubería de producción.

Figura N° 3

Sistema típico de LAG, las flechas indican el recorrido del gas en el sistema.



Fuente: Curso Taller: “Gas Lift Basico”

Dictado por: Ricardo Maggiolo, Petroleum Engineer.

---

## CAPÍTULO IV: TIPOS DE INSTALACIONES DE GAS LIFT

---

### 4.1. INTRODUCCIÓN

---

En general, el tipo de instalación dependerá principalmente por si el pozo debe colocarse en flujo intermitente o continuo. Como así también el tipo de válvula a utilizar.

Las condiciones de pozo dictarán, en gran medida el diámetro del mismo, el tipo de instalación y el tipo de terminación. Además, condiciones como la posible producción de arena y la de agua y/o gas son puntos vitales que influyen en el diseño de la instalación. Al determinar el tipo inicial de instalación, el juicio debe basarse en el rendimiento futuro del pozo, incluyendo la disminución de la presión de fondo fluyente (BHP) y la caída de presión inicial ( $P_i$ ).

### 4.2. INSTALACIÓN ABIERTA

---

En esta operación se suspende una tubería en el pozo sin empacador (packer). Se inyecta gas por el espacio anular y los fluidos se retiran de la tubería (Figura N°4 ). Esto deja la comunicación entre el casing y el tubing, restringiendo así este tipo de instalación a buenos pozos que exhibirán un sello fluido. Normalmente, esto significará pozos que son adecuados para el flujo continuo solamente. Aunque sería posible ejecutar una instalación de este tipo para el flujo intermitente, debe hacerse solo cuando no se pueda ejecutar un empaquetador por alguna razón. En cualquier caso, no se debe ejecutar una instalación abierta cuando exista la posibilidad de que se expulse gas alrededor de la parte inferior del tubo, a menos que el tubo se pueda colocar para un flujo óptimo.

En este caso, el gas debe inyectarse en la parte inferior de la tubería. Esto ofrece la desventaja de necesitar una presión de arranque alta para mayores profundidades para iniciar el pozo produciendo inicialmente. Aunque este método se puede utilizar para el flujo continuo, es extremadamente difícil encontrar el punto correcto de inyección.

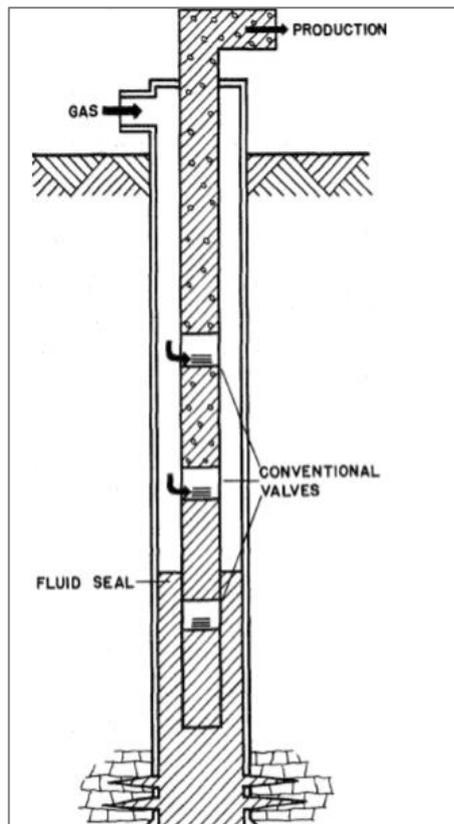
Por lo tanto, en la mayoría de las instalaciones el gas se inyecta por encima de la parte inferior del tubo a través de válvulas de elevación de gas o por otros medios.

Otro problema con las instalaciones abiertas es que la presión variable de la línea superficial hace que el nivel de fluido suba y caiga en el anillo del casing, exponiendo así todas las válvulas de elevación de gas por debajo del punto de inyección de gas a la erosión de fluidos

severo. Al tirar de una instalación de este tipo, generalmente todas las válvulas situadas debajo del punto de inyección de gas se cortarán por erosión de fluidos.

Otra desventaja de este tipo de instalación es que el pozo debe descargarse y volver a estabilizarse cada vez que se cierra. Como no hay empacador en la cámara, el fluido se elevará durante el tiempo de cierre; este fluido debe ser producido nuevamente por el anillo.

Figura N° 4  
Valvula estándar. Instalación abierta.



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

También existe la posibilidad de que mientras se produce el pozo, una parte de los fluidos se mueva hacia arriba por el espacio anular, a través de las válvulas de elevación de gas inferiores, y dentro del tubo. Esto se debe a una menor fricción, por lo tanto, menos resistencia al flujo en el espacio anular. Esto tenderá a causar que las válvulas más bajas se corten por la erosión del fluido de las diversas desventajas citadas, es evidente que normalmente no se recomienda una instalación abierta. Sin embargo, hay casos en los que el funcionamiento de un empacador no es deseable debido a la corrosión, mal estado del casing, etc. Cuando no se puede colocar un empacador, la instalación abierta debe ejecutarse y hará un trabajo satisfactorio en la mayoría de los pozos de flujo continuo. Será muy ineficiente en una instalación intermitente donde es probable que el gas sople alrededor del fondo de la cañería de producción.

### 4.3. INSTALACIONES SEMICERRADAS

---

Esta instalación es idéntica a la instalación abierta, excepto que se añade una empaquetadura entre el casing y el tubing. Este tipo de instalación es adecuado para flujo continuo e intermitente.

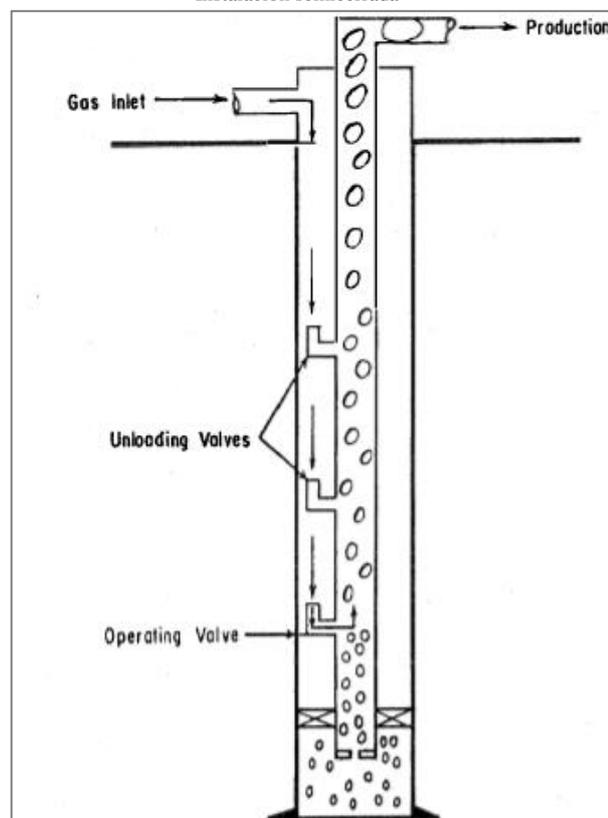
Ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta.

En primer lugar, una vez que el pozo ha sido descargado no hay manera de que el fluido vuelva al espacio anular, ya que todas las válvulas de elevación de gas se hacen funcionar con un control de flujo inverso.

En segundo lugar, ningún fluido puede salir de la tubería y entrar en el espacio anular.

En tercer lugar, la empaquetadura evita que cualquier fluido que pase por la parte inferior de la tubería, entre en el casing.

**Figura N° 5**  
Instalación semicerrada



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

Este tipo de instalación también se utiliza para la elevación intermitente por gas. Aunque la instalación puede estar interactuando desde el fondo de la tubería y la parte superior del paker, el mismo evitará que la presión del gas de casing actúe sobre la formación.

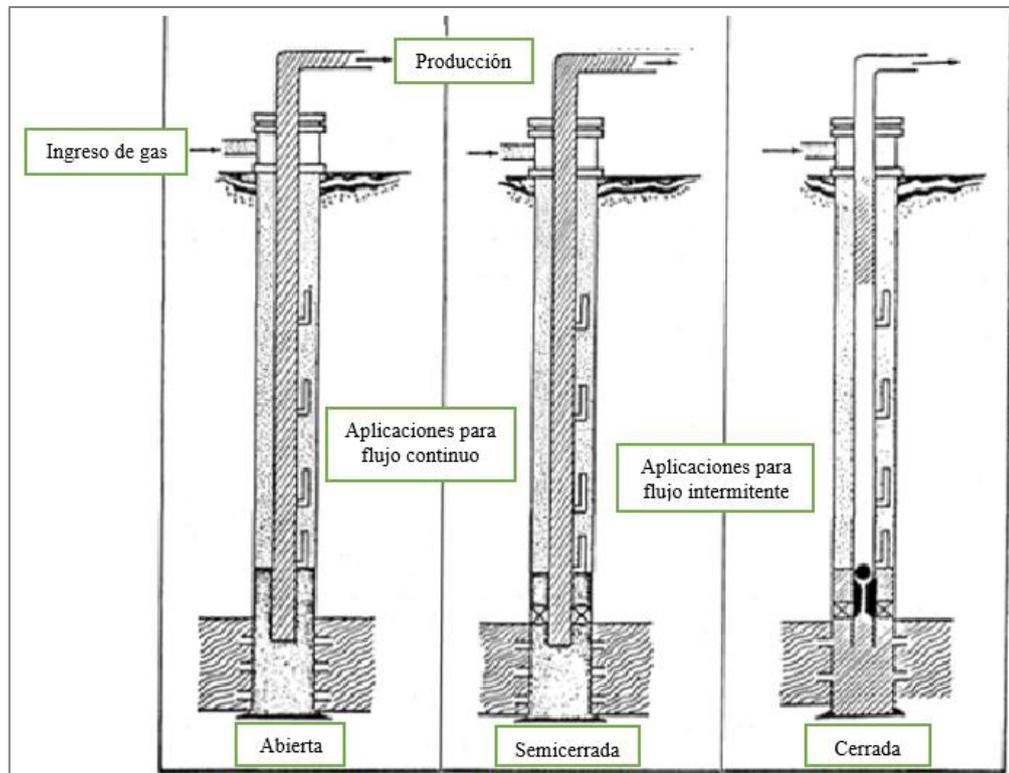
Sin embargo, esta instalación no hace ninguna provisión para evitar que la presión del gas (una vez que ingrese a la sarta de tubería) actúe sobre la formación a través de la misma, lo que puede ocurrir por un levantamiento intermitente.

#### 4.4. INSTALACIONES CERRADAS

Este tipo de instalación es similar a una instalación semicerrada, excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque la válvula de pie normalmente se coloca en el fondo del pozo, se puede colocar directamente debajo de la válvula de elevación de gas inferior. Esta válvula permanente evita que la presión del gas (cuando se inyecta en el tubo) actúe sobre la formación. Se debe accionar una válvula permanente en las instalaciones intermitentes de gas.

Las instalaciones abiertas, semicerradas y cerradas se esquematizan en la .

**Figura N° 6**  
Instalaciones típicas de Gas Lift (modificada por el autor).



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

---

## CAPÍTULO V: VÁLVULAS DE GAS LIFT

---

Para poder diseñar un sistema de levantamiento de gas exitoso, se debe seleccionar una válvula de elevación de gas con las características adecuadas.

Veremos cómo funcionan varios tipos de válvulas elevadoras de gas de uso común en condiciones estáticas y dinámicas.

### 5.1. NOMENCLATURA DE VÁLVULA DE ELEVACIÓN DE GAS

---

Generalmente, se clasifican por qué presión tiene el mayor efecto en la apertura de la válvula. Esta sensibilidad se determina mediante la construcción mecánica de la válvula elevadora de gas. La presión que se expone a la zona más grande de la válvula es la presión dominante para esa válvula.

### 5.2. PROPÓSITOS DE LA VÁLVULA DE GAS LIFT

---

- Inyectar el gas en un punto óptimo en la columna del tubing.
- Permitir el arranque del pozo en la forma más eficiente posible.
- Asegurar la estabilidad.
- Compensar variaciones en la presión de inyección.
- Controlar el flujo de gas inyectado bajo las condiciones de descarga y operación.

### 5.3. TIPOS DE VÁLVULAS

---

Se tienen tres modelos básicos de válvulas en 1" y 1 1/2".

#### *Válvula ciega*

La válvula ciega es de aislamiento para gas-lift, utilizada para no comunicar a la tubería de producción con el espacio anular por donde circula el gas a inyectar. A menudo las válvulas que inyectan gas se reemplazan por válvulas ciegas durante el trabajo de intervención en pozos, cuando no se desea inyectar más gas en ese punto.

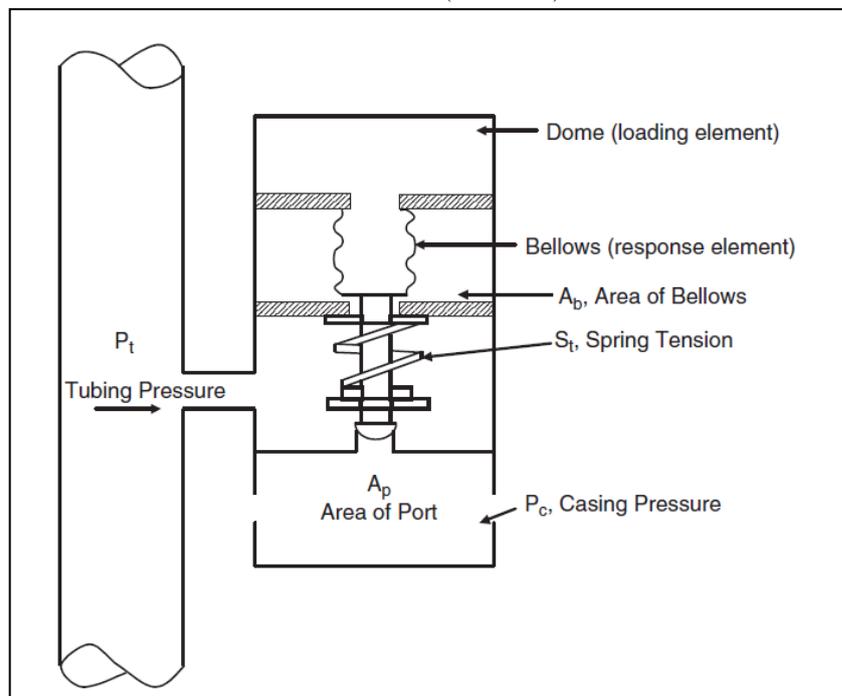
#### *Válvula de orificio*

La válvula permanece siempre abierta permitiendo el pasaje de gas, donde el volumen del mismo es controlado por el diámetro del orificio, además poseen una válvula de retención que permite solamente el pasaje de gas de casing a tubing. Dentro de sus variedades se distinguen:

· *Orificio Std*

El vástago está acoplado a un resorte el cual, al no haber presión, mantiene alejado al vástago de su asiento y así mantiene abierta a la válvula. La acción del resorte se puede regular con una tuerca de ajuste. Para cerrar la válvula debe entrar gas a la presión de inyección por un orificio en la parte superior, y actuando sobre el área del vástago, el cual descenderá sobre el asiento y cerrará el paso de gas. Este tipo de válvula trabaja en el rango sub-crítico de presiones, es decir las velocidades del flujo están por debajo de la velocidad del sonido en el gas.

**Figura N° 7**  
Válvula diferencial (Orificio Std)

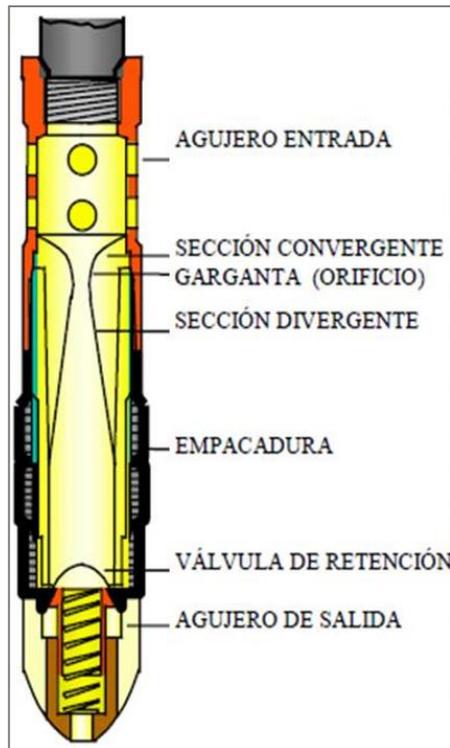


Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

· *Venturi (nova)*

La válvula nova posee, esencialmente, los elementos de una válvula de orificio convencional con la diferencia de que la geometría cilíndrica cambia a convergente- divergente.

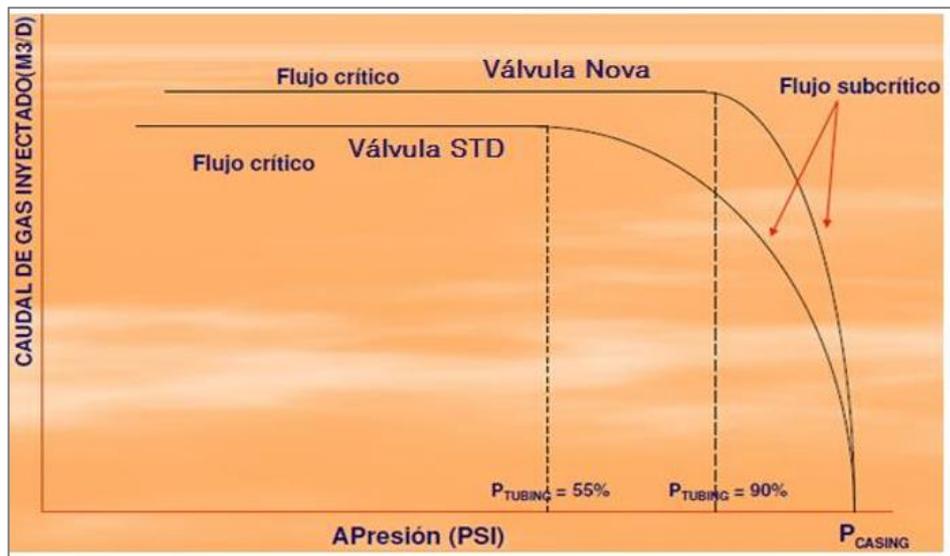
**Figura N° 8**  
Corte transversal de la válvula NOVA



Fuente: Materia: Producción I

El gas entra a la válvula y se consigue con la sección convergente, pasa por el área mínima (garganta orificio), luego por la sección divergente y de ahí a la tubería de producción. La válvula nova también tiene una válvula de retención que impide el paso de flujo reverso. La principal ventaja es que obtiene un flujo crítico más rápido que la válvula de orificio convencional.

**Figura N° 9**  
Válvula STD vs Válvula NOVA



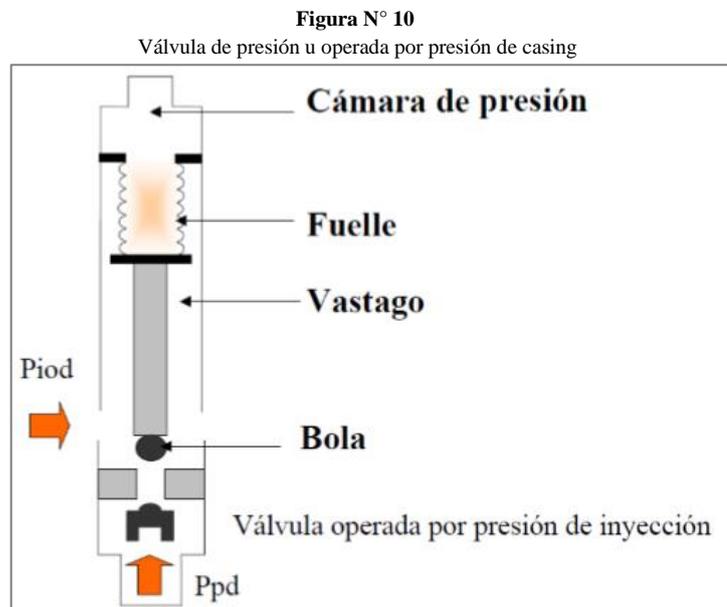
Fuente: Materia Producción I.

· *Válvula de descarga*

Poseen resorte y/o fuelle cargado con gas, generalmente nitrógeno, y operan en el arranque del pozo, luego permanecen cerradas normalmente cuando el pozo queda en producción y básicamente son operadas por la presión del casing o tubing según su tipo.

a) Válvula de presión u operada por presión de casing:

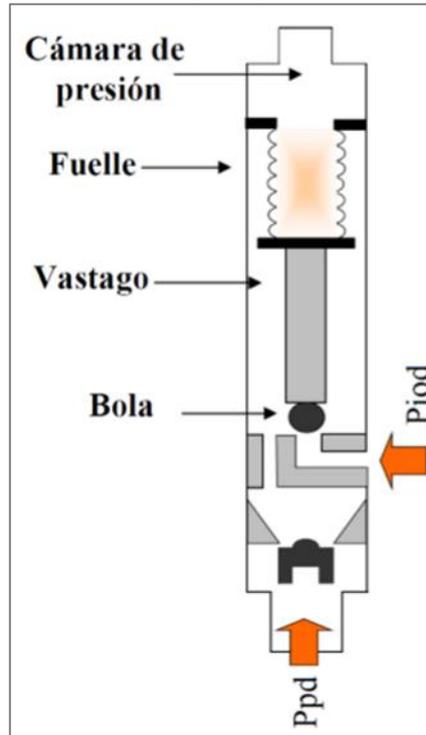
Cuando la presión del gas inyectado está en contacto con el fuelle, la válvula se denomina "operada por presión de inyección", por lo tanto, es sensible a la presión de inyección de gas, esta presión es la fuerza requerida para abrir o cerrar la válvula. El elemento de carga que mantiene la bola en contacto con el asiento puede ser un fuelle cargado de nitrógeno, un resorte ajustable o una combinación de ambos.



b) Válvula operada por fluido ó válvulas operadas por presión de tubing:

En ellas cuando el fluido de producción está en contacto con el fuelle y se ejerce presión sobre este, se denomina "operada por presión de producción". Cuando una válvula operada por fluido abre, la presión del espacio anular es, generalmente, mayor a la presión del tubing a la profundidad de la válvula, así el caudal y el aumento total en presión opuesto al fuelle, después que la válvula abre son mucho mayores que los de una válvula operada por presión de casing.

Figura N° 11  
Válvula operada por fluido



Fuente: Producción I. Trabajo Practico N°4. Bombeo Neumático Continuo.

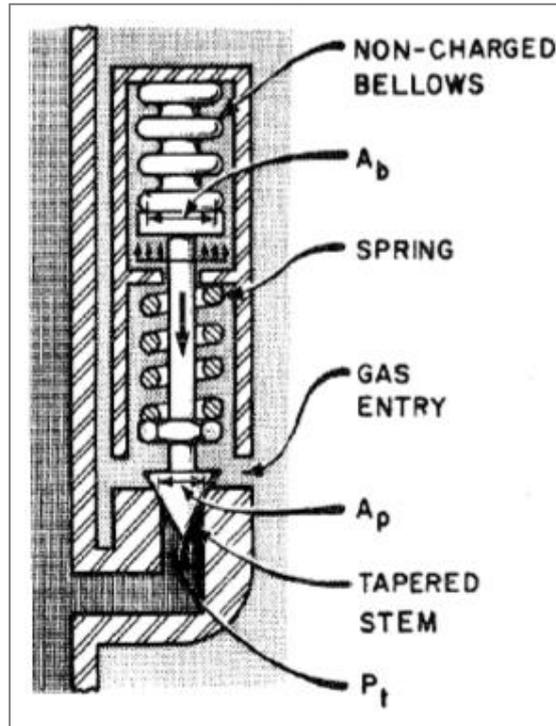
Dentro de estas dos clasificaciones (operadas por presión de casing o tubing) se tiene dos tipos de variedades según su condición de accionamiento.

- i. Balancedas: son aquellas válvulas que para ser abiertas o cerradas dependen exclusivamente de una sola presión (casing o tubing).
- ii. Desbalanceadas: son aquellas válvulas en las que ambas presiones tienen influencia tanto en la apertura como en el cierre.

c) Válvula proporcional o reguladora de presión

También llamada de flujo continuo. Los componentes básicos son los mismos de las válvulas de presión, pero con modificaciones que la hacen más sensible a la presión de tubing cuando está abierta. Esto se logra estrangulando el orificio de entrada de la válvula o utilizando un vástago cónico que permite al área de entrada detectar la presión del tubing cuando la válvula está abierta. Está regulada por un resorte ajustable y como tiene una abertura regulable es sensible a las variaciones de presión en tubing.

Figura N° 12  
Válvula proporcional

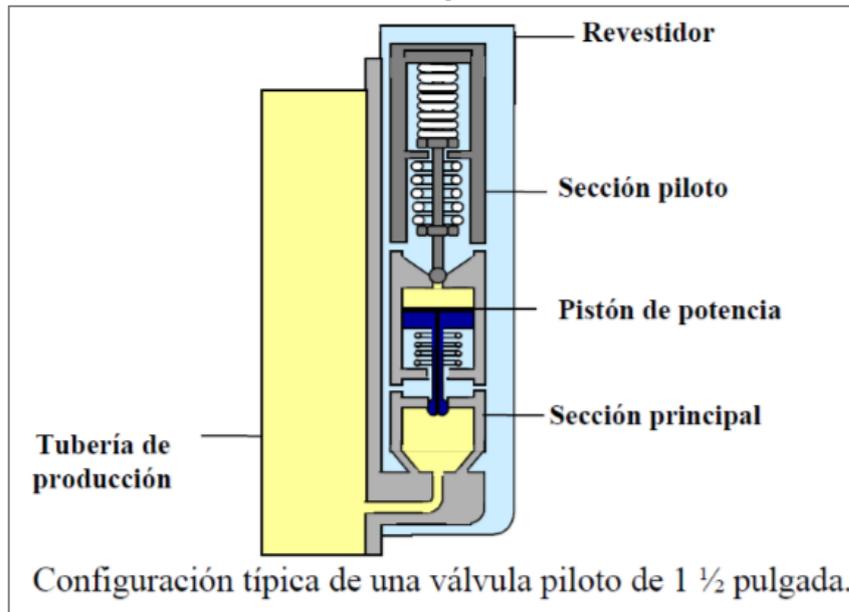


Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

#### d) Válvula piloto

Consta de una sección principal y otra sección “piloto” que a su vez consta de un resorte o fuelle. Están diseñadas para inyectar gas a grandes cantidades durante periodos breves de tiempo, por lo tanto, son más utilizadas en gas-lift intermitente. La sección principal está conectada a la sección piloto por medio de un pistón y ésta abre o cierra en función de la apertura y cierre de la sección piloto o de control. El asiento de la sección piloto está afectado por la presión del tubing gracias a un pequeño agujero que existe en el pistón. Este agujero permite el paso de fluido hasta dicho asiento.

**Figura N° 13**  
Válvula piloto



Fuente: Producción I.

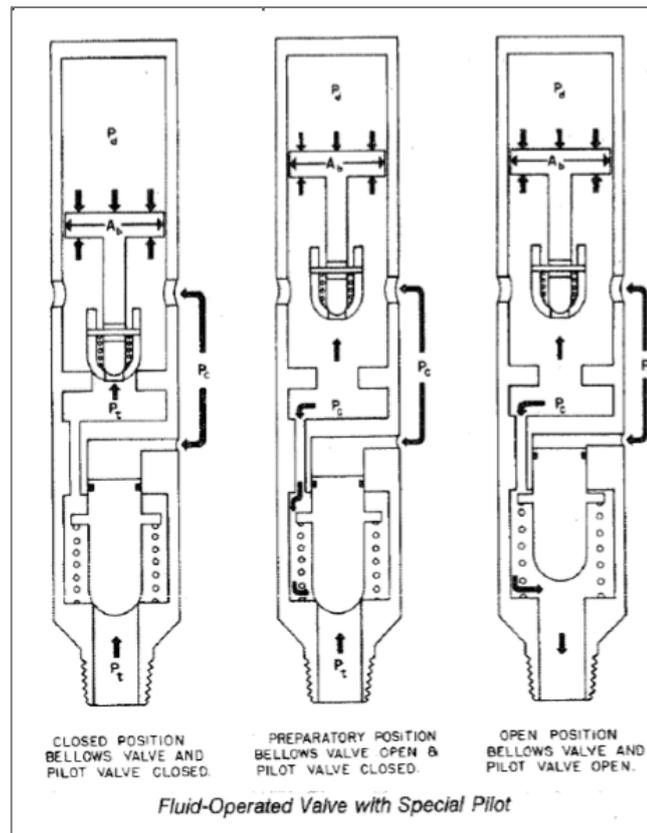
e) Válvula combinada

Es una válvula operada por el fluido del tubing, la cual se abre a partir de la presión en tubing y es cerrada por una reducción en la presión del casing o tubing. Este aparato permite eliminar la restricción de tener que colocar un orificio de entrada en un ingreso de inyección de gas. Básicamente este aparato consta en la parte superior de una válvula operada por presión de casing y en la inferior consta de una válvula piloto. La presión del casing actúa para mover el vástago a la posición de cerrado cuando la fuerza que éste ejerce excede a la compresión del resorte.

Antes de seleccionar el tipo de válvula que se utilizará para una instalación dada, el diseñador debe decidir si el pozo debe colocarse en forma intermitente o continua.

Cuando falta información o cuando el pozo está en el límite entre el flujo continuo y la elevación intermitente, en el momento del diseño se desconoce si el pozo funcionará mejor con flujo continuo o elevación intermitente. Hay válvulas disponibles que son adecuadas tanto para flujo continuo como para elevación intermitente, dependiendo del espacio de las válvulas y el control de la superficie del gas de inyección. En general, se desean estas características de válvula.

Figura N° 13  
Válvula combinada

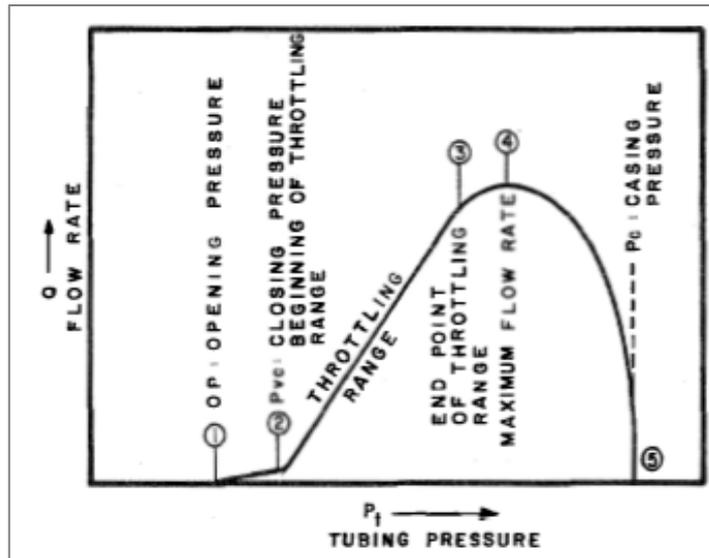


Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

#### 5.4. FLUJO CONTÍNUO

Una válvula utilizada para la aplicación de flujo continuo debe ser sensible a la presión del tubo cuando está en la posición abierta. La válvula debe responder proporcionalmente al aumento y disminución de la presión de la tubería. A medida que disminuye la presión del tubo, la válvula debe comenzar a cerrarse para disminuir el flujo de gas; a medida que aumenta la presión del tubo, la válvula debe comenzar a abrirse, lo que aumentará el rendimiento del gas. Esta respuesta proporcional mantiene la presión establecida de la tubería que fluye o tiende a mantener una presión constante dentro de la tubería. La figura N°14, muestra la respuesta de flujo de gas deseada de una válvula de elevación de gas de flujo continuo. Esta característica se puede lograr con una válvula de presión de estrangulamiento o una válvula de fluido. El mecanismo de apertura es de poca importancia para la aplicación de flujo continuo siempre que la válvula se pueda abrir bajo combinaciones de presión de tubería y tubería operativas.

Figura N° 14  
Flujo continuo



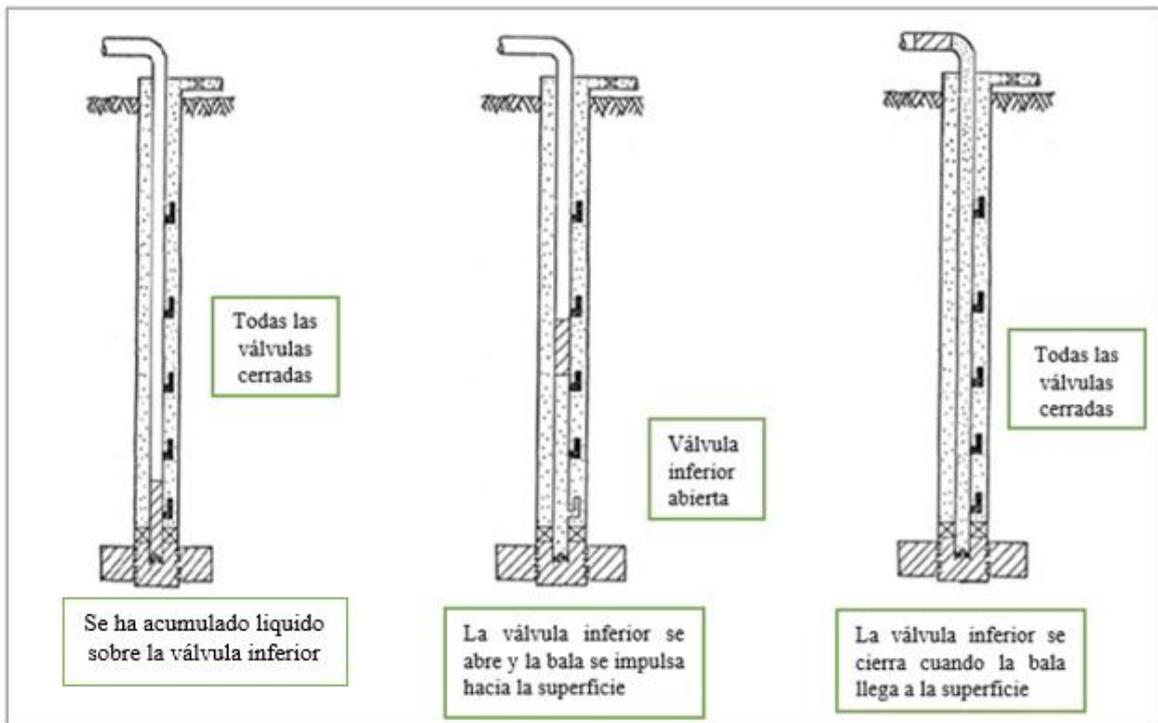
Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

### 5.5. LEVANTAMIENTO INTERMITENTE

Las instalaciones intermitentes exitosas se pueden diseñar con casi cualquier tipo de válvula de elevación de gas si se diseñan correctamente. Básicamente, hay dos tipos de levantamiento intermitente, inyección de punto único e inyección multipunto. En el levantamiento intermitente de un solo punto, todo el gas necesario para impulsar el tapón o bache de fluido a la superficie se inyecta a través de la válvula de operación (Figura N°16). Esta válvula debe abrirse a un tamaño de puerto lo más grande posible simultáneamente con la apertura y debe permanecer en la posición completamente abierta hasta el cierre. Los tamaños de los puertos de la válvula oscilarán entre ¼” y 1” de diámetro, dependiendo de la configuración de finalización que a menudo limita la dimensión física de una válvula que se puede instalar en un pozo.

Figura N° 15  
Inyección intermitente de un solo punto (modificada por el autor)

Figura N° 15  
Inyección intermitente de un solo punto (modificada por el autor)



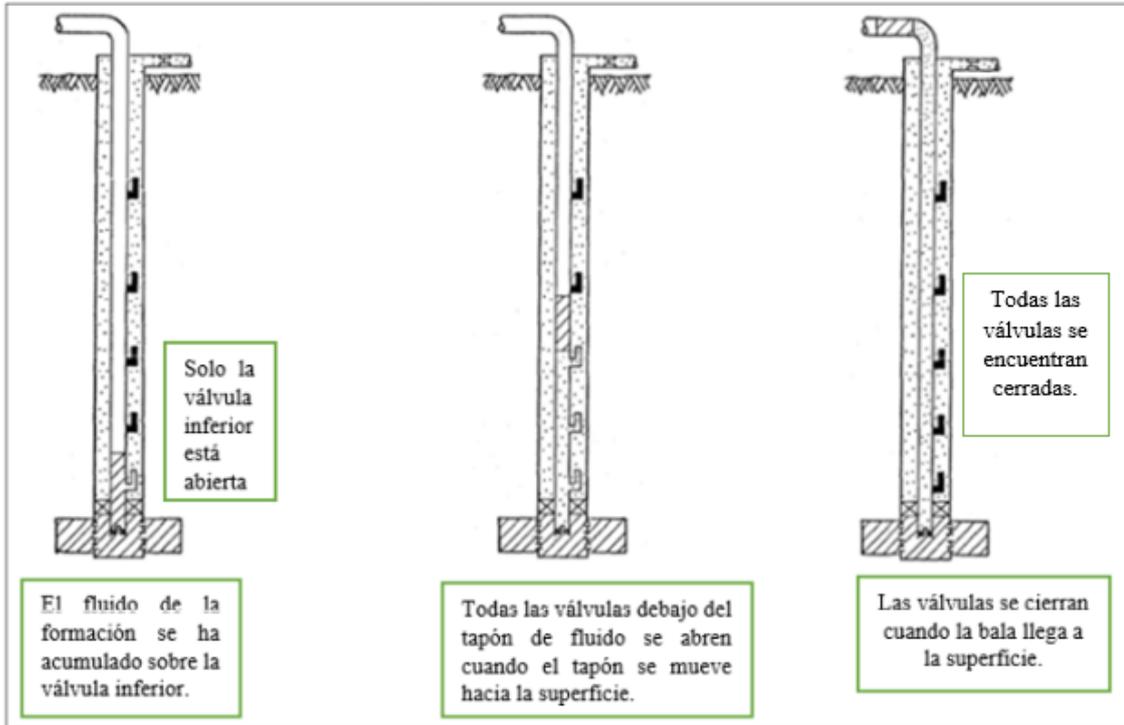
Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

La muestra la secuencia de eventos para la elevación intermitente multipunto. La válvula de operación debe pasar suficiente gas para expandir el tapón de fluido a la siguiente válvula por el orificio. En este momento, la presión debajo del bache de fluido abre esa válvula que complementa el paso de gas de la válvula de operación. La válvula de operación y la (s) válvula (s) abierta (s) a medida que el fluido se mueve hacia arriba por el orificio debe (n) permanecer abierta (s) hasta que el mismo llegue a la superficie. No es necesario abrir todas las válvulas de la cadena en un elevador multipunto. El número de válvulas abiertas depende del tipo de válvula utilizada, el diseño del elevador de gas y la configuración de finalización. Cualquiera de estos cuatro tipos de válvulas se puede usar para este tipo de elevación si está diseñado correctamente.

Figura N° 16

Inyección multipunto intermitente (modificada por el autor)

Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.



---

## **CAPÍTULO VI: FACTORES QUE INFLUYEN EN LA UBICACIÓN DE LAS VÁLVULAS**

---

### **6.1. PRESIÓN DE INYECCIÓN**

---

En primera instancia, permite determinar la profundidad máxima a la cual se podrá realizar la inyección de gas con la presión disponible, lo que depende del peso de la columna del fluido.

Es decir, la profundidad a la cual la presión de inyección del gas es igual a la de la columna de fluido determina la posición de la primera válvula. A partir de ésta, se establecen las profundidades a las cuales las válvulas siguientes comenzarán a operar.

### **6.2. GRADIENTE DEL FLUIDO PRESENTE EN EL POZO AL MOMENTO DE DESCARGAR**

---

Determina el peso de la columna de fluido y, por lo tanto, la ubicación de la primera válvula.

### **6.3. GRADIENTE DINÁMICO**

---

Permite determinar la pérdida de carga en la tubería, y la presión a distintas profundidades. Ayuda a determinar las posiciones restantes de las restantes válvulas.

### **6.4. PRESIÓN DE BOCA DE POZO**

---

Permite saber si habrá una RGL que hará posible la producción, elevando la columna de fluido correspondiente.

### **6.5. NIVEL DEL LÍQUIDO EN EL CASING**

---

Si no se tiene líquido en el casing la primera válvula se coloca donde la columna de líquido iguale a la presión de inyección, y cuando se inyecta gas el nivel de líquido sube. Entonces se puede seguir inyectando gas.

Con líquido en el casing la primera válvula no se coloca donde la columna de líquido iguale a la presión de inyección porque el gas no desciende por la columna de fluido, o sea, la primera válvula se coloca más arriba que cuando no se tiene líquido.

## 6.6. TEMPERATURA

---

La presión de la apertura de cierre de la válvula depende de la temperatura. Si la válvula se coloca a una profundidad tiene una determinada presión. Si se la coloca más abajo tiene más temperatura, por ende, mayor presión, y viceversa.

## 6.7. PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO DESEADA PARA HACER PRODUCIR EL POZO (IPR)

---

Para diversos caudales podemos obtener las presiones de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ).

## 6.8. DIÁMETRO DEL TUBING Y DEL CASING

---

Se tienen en cuenta para las pérdidas de carga, no es lo mismo las pérdidas de carga en un diámetro menor que en uno mayor, es decir los gradientes dependen de los diámetros.

## 6.9. TIPO DE VÁLVULAS

---

En general, las válvulas de fuelle cargado a presión van más juntas y en menor número que las diferenciales.

Básicamente el procedimiento es: Colocar la primera válvula donde la presión de inyección iguala a la presión del gradiente estático del reservorio para cierta profundidad. Una vez que la columna se aliviana cierra esta primera válvula, abriéndose la segunda, la cual busca una misma presión de tubería de producción que para el primer caso, y así sucesivamente en forma secuencial hasta cubrir inclusive la longitud de la sarta.

---

# CAPÍTULO VII: PARÁMETROS DE LOS QUE DEPENDE LA ELECCIÓN DE UN SISTEMA DE EXTRACCIÓN

---

## 7.1. RESERVORIO

---

### 7.1.1. Tipo de petróleo (gravedad api; viscosidad)

---

Por ejemplo, para un petróleo pesado quedan descartados la mayoría de los mecanismos, excepto la PCP.

### 7.1.2. Tipo de empuje

---

Define la energía disponible del reservorio, es decir, la presión inicial.

### **7.1.3. IPR actual y futura**

---

Nos da información del comportamiento actual y futuro de la formación, lo cual nos permite establecer el momento en el que sea necesario instalar (o cambiar) un sistema de extracción artificial.

### **7.1.4. RGL**

---

Es muy importante conocerla, ya que en el caso de elegir gas Lift, la RGL natural define la cantidad necesaria de gas a inyectar para llegar a la RGL óptima.

### **7.1.5. Ubicación del yacimiento**

---

Puede ser off-shore o continental.

## **7.2. DEL POZO**

---

### **7.2.1. Profundidad**

---

Es una limitación en la elección de los mecanismos de extracción, por ejemplo, los sistemas que impliquen el uso de varillas que conecten la bomba con la superficie servirán solo en pozos pocos profundos, en pozos muy profundos las altas temperaturas dificultarán la refrigeración de una bomba electro sumergible.

### **7.2.2. Tubería del Casing**

---

El diámetro del casing limitará el tamaño del sistema de extracción seleccionando.

### **7.2.3. Desviación del pozo**

---

No se ve afectado por los grados de desvío que pueda presentar el pozo.

### **7.2.4. Estado del cemento**

---

Ya que los mecanismos de extracción producirán vibraciones y esfuerzo sobre el casing, será más vulnerable si hay zonas mal cementadas.

### **7.2.5. Espaciamiento**

---

O disposición física de los pozos para obtener la mayor recuperación dentro de la vida del reservorio, según las reservas. De manera que se va a desarrollar el área de producción según se trate de pozos de desarrollo o pozos de avanzadas.

### 7.3. EXTERNOS

---

#### 7.3.1. Reglamentaciones

---

La aplicación de reglamentaciones para el cuidado y preservación del medio ambiente.

#### 7.3.2. Económico

---

El aspecto económico es fundamental, ya que los costos de operación deben justificar la producción.

#### 7.3.3. Disponibilidad del gas para su inyección

---

Muchas veces es posible contar con la disponibilidad del gas en el lugar, pero no siempre esto es posible, por esto, la disponibilidad del gas para su inyección es un limitante del sistema LAG.

#### 7.3.4. Potencia disponible

---

La potencia disponible, es decir, los recursos energéticos disponibles para llevar a cabo la producción.

---

## CAPÍTULO VIII: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAG

---

### 8.1. VENTAJAS

---

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas.
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales.
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena.
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma.
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo.
- Bajo costo de operación.
- Aplicable a cualquier profundidad, presión de reservorio y caudal.
- Altos GOR (> 500).
- Aplicable a pozos de diámetros reducidos y/o desviados.
- Uso en off-shore.

### 8.2. DESVENTAJAS

---

- Se requiere una fuente de gas de alta presión.
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro.
- El gas de inyección debe ser tratado.
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso.
- Su diseño es laborioso.
- Aplicable a pozos de hasta 10.000 pies.

---

## CAPÍTULO IX: LIMITACIONES DEL GAS LIFT

---

### 9.1. ESTADO DEL CASING

---

En el caso de que el casing este corroído, deteriorado o en malas condiciones se corre riesgo de que se rompa y tener pérdidas, haciendo que el método sea poco eficiente o que directamente no funcione.

### 9.2. PRESIÓN DINÁMICA DE RESERVORIO

---

Esto es una limitación solo para gas lift continuo, no para gas lift intermitente. Cuando ocurre que la presión o producción del reservorio es baja se dificulta la aplicación del método.

### 9.3. DISPONIBILIDAD DE ALTA PRESIÓN

---

Ya sea desde un pozo de gas o una planta compresora, la disponibilidad del gas a alta presión no siempre es la adecuada con lo que limita su uso. O no hay disponibilidad, y para llevar gas a alta presión es más caro, por la distancia al pozo.

### 9.4. COSTOS DE INSTALACIÓN

---

Tener una planta compresora y de tratamiento de hidratos o mantenimiento de planta compresora suele ser de alto costo, entonces el método se vuelve menos efectivo en relación costo-beneficio en algunos casos porque el gas que se inyecta debe ser previamente tratado.

### 9.5. POZOS CON ALTO PORCENTAJE DE AGUA (>50%)

---

Se puede dar la formación de hidratos, los cuales traen muchos problemas operativos en los compresores, tuberías e instalaciones de superficie, como pueden ser taponamiento de la línea, disminución de caudal, ruptura de equipos y demás.

### 9.6. °API > 15%

---

No es aplicable en pozos de crudo viscosos y/o con parafinas.

### 10.1. INTRODUCCIÓN

---

Se deben considerar muchos factores en el diseño de una instalación de elevación de gas. Una de las primeras es determinar si el pozo debe colocarse en flujo intermitente o continuo. Muchas instalaciones deben diseñarse sin saber si la instalación funcionará mejor en flujo intermitente o continuo. Hay válvulas disponibles de elevación de gas que son adecuadas tanto para flujo continuo como intermitente, aunque muchas válvulas se pueden usar solo en una u otra.

#### 10.1.1. Propósitos de las válvulas de elevación de gas

---

- a) Descargar los fluidos del pozo para que el gas pueda ser inyectado en el punto óptimo de la tubería.
- b) Controlar el flujo de gas de inyección en condiciones de descarga y operación. En cuanto a todos los demás tipos de elevación artificial, la elevación de gas crea el BHP que fluye requerido para que el pozo pueda producir la velocidad de fluido deseada.

#### 10.1.2. Ubicación de las válvulas en la configuración de flujo

---

La ubicación de las válvulas está influenciada por:

- a. La presión de descarga del gas disponible.
- b. El peso del fluido o el gradiente de los fluidos en el pozo en el momento de la descarga.
- c. El rendimiento de entrada del pozo durante el tiempo de descarga.
- d. La contrapresión superficial en la cabeza del pozo contra la cual se deben descargar y producir los fluidos del pozo.
- e. El nivel de fluido en la carcasa y si el pozo ha sido cargado con el fluido "matar".
- f. El bhp y las características de producción de pozos.

En la mayoría de los casos, esta información está disponible. Sin embargo, en muchos casos se desconoce el rendimiento de entrada del pozo. En este caso, se hace una suposición lógica basada en el conocimiento del operador del pozo para llegar a una tasa de producción de "diseño" en bl/día de líquido. La selección de dicha tasa de producción no significa que la instalación realmente produzca la cantidad supuesta o "de diseño" de fluido. Simplemente sirve como criterio para asegurar que la instalación de la válvula descargará el pozo al punto óptimo de operación mientras el pozo se alimenta de fluidos a la velocidad de "diseño".

Las instalaciones de elevación de gas son lo suficientemente flexibles como para ajustarse y producir prácticamente cualquier tasa. Si se usa una tasa de diseño alta, probablemente significará que se han usado una o dos válvulas adicionales; pero la instalación aún debe realizar satisfactoriamente tasas de producción mucho más bajas. Una tasa de "diseño" lógico asegura que el número de válvulas utilizadas y su ubicación en la tubería sean consistentes con las condiciones existentes del pozo. En una instalación de elevación de gas, se deben conocer todas las ubicaciones de las válvulas para que se puedan realizar ajustes de presión que brinde el rendimiento de fondo de pozo deseado.

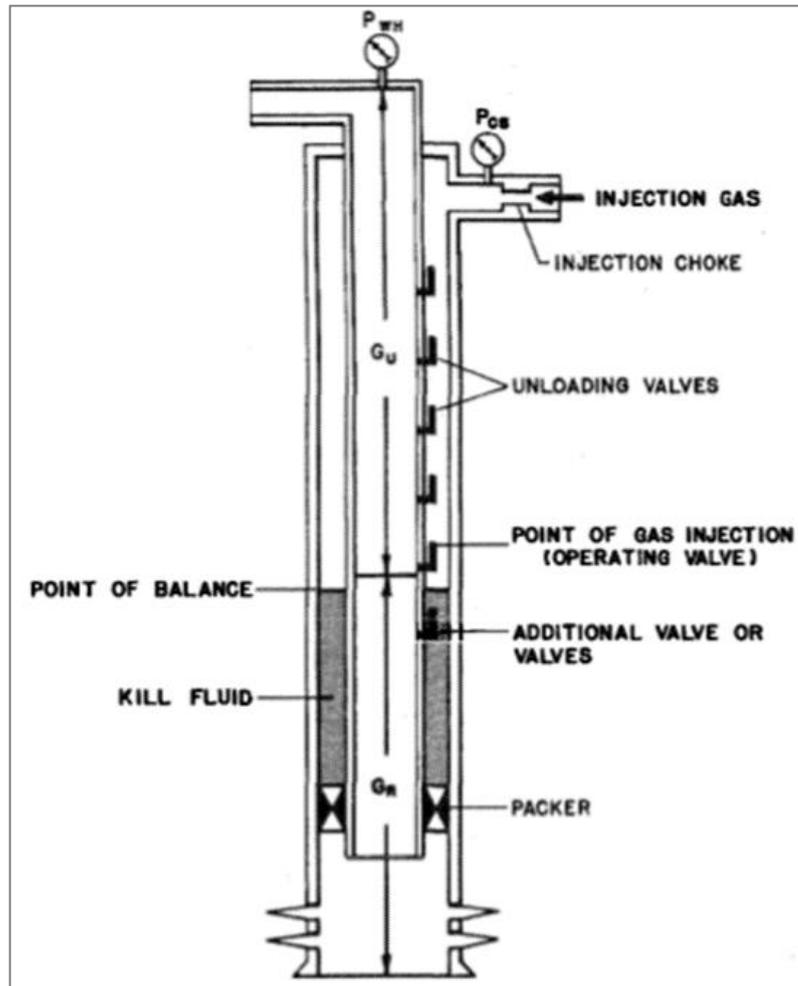
## 10.2. DISEÑO DE FLUJO CONTINUO

---

En la figura N°17, muestra una instalación típica de flujo continuo. Hay seis válvulas en el pozo. Las cuatro válvulas superiores se utilizan como válvulas de descarga para llegar a la quinta válvula, que es la válvula de funcionamiento.

Se añade una válvula adicional por debajo del punto de inyección para la seguridad y/o el cambio de condiciones del pozo. Dado que una válvula está por debajo de la válvula de funcionamiento, el nivel de fluido de eliminación en el casing busca un punto de equilibrio entre la presión de casing y la presión en el tubing. Sin esta válvula en el pozo, el nivel de líquido en el casing se mantendría a la profundidad de la válvula 5 (válvula de funcionamiento). Las cuatro válvulas de descarga permanecen inoperativas hasta que sea necesario descargar el pozo de nuevo por algún motivo, como puede ser la parada del mismo. La figura N°18, es un diagrama de flujo continuo que ilustra los gradientes y presiones involucrados en el levantamiento de gas de un pozo. En esta ilustración la profundidad se traza frente a la presión y la trayectoria de presión de los fluidos comienza desde el BHP que fluye en la parte inferior del pozo y se mueve hasta la superficie.

**Figura N° 17**  
Instalacion tipica de flujo continuo



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

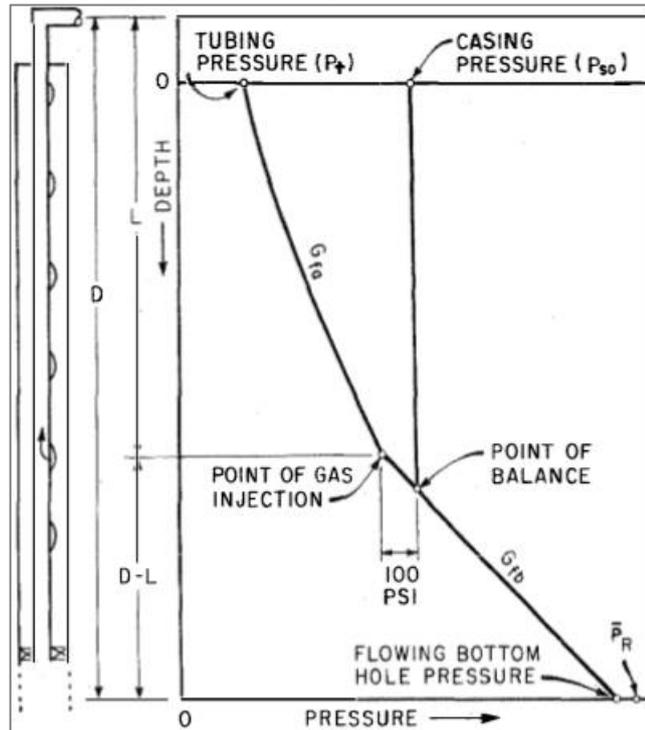
Suponiendo un gradiente de flujo promedio por debajo del punto de inyección de gas y un gradiente de flujo promedio por encima del punto de inyección de gas; comenzar con la presión de la tubería y calcular el Pwf (o BHP) que fluye de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_{wh} + G_{fa}l + G_{fb}(D-L)$$

Donde:

- $P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente.
- $P_{wh}$ : Presión de cabeza de pozo.
- $G_{fa}$ : Gradiente medio que fluye por encima del punto de inyección.
- $G_{fb}$ : Gradiente medio que fluye por debajo del punto de inyección de gas.
- $L$  = Profundidad hasta el punto de inyección de gas.
- $D$  = profundidad total del pozo.

Figura N° 18



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

La válvula superior debe colocarse lo suficientemente alta para que el pozo pueda ser descargado, pero lo suficientemente profundo como para la eficiencia en condiciones de funcionamiento. De hecho, puede resultar ser la válvula de operación.

### 10.3. PRESIÓN DE GAS DE INYECCIÓN Y VOLUMEN

Dos factores que controlan la tasa de producción en gran medida son la presión de gas de inyección y el volumen de gas de inyección. A medida que se dispone de una mayor presión de gas, el punto de inyección se puede reducir progresivamente, lo que provoca un aligeramiento del gradiente que fluye desde un punto más profundo. Por lo tanto, a medida que aumenta la presión, se puede reducir el volumen de gas de inyección requerido. Si se dispone de un suministro ilimitado de gas, el gradiente mínimo se puede alcanzar en todas las instalaciones para cualquier presión de gas; por lo tanto, se puede alcanzar la reducción máxima, así como la producción máxima. Para muchos pozos de flujo continuo, las tasas de producción más altas son imposibles de obtener sin aumentar la presión de funcionamiento de la superficie.

#### 10.4. TIPOS DE INSTALACIONES

---

Para los distintos tipos de instalaciones; el flujo continuo generalmente se ejecuta en una instalación abierta o semicerrada. Si es posible, se debe colocar un empacador en cada instalación de flujo continuo. Muchos pozos requieren altas tasas de producción y utilizarán el flujo del casing.

#### 10.5. USO DE CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICAS

---

Siempre que sea posible, se debe utilizar la correlación de flujo multifásico más precisa para un área determinada, datos de campo de fusión y correlaciones de propiedades de fluidos de laboratorio. Para el ingeniero de diseño de campo, esto puede no estar disponible y se pueden utilizar curvas de gradiente fluidas preparadas a tal fin.

#### 10.6. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO PARA UNA INSTALACIÓN DE FLUJO CONTINUO

---

Para diseñar una instalación de elevación de gas de flujo continuo, se debe obtener la siguiente información:

1. Profundidad del pozo.
2. Tamaño de la tubería y casing (a menos que se especifique lo contrario).
3. Producir condiciones de importancia, como arena, parafina, etc.
4. Tamaño y longitud de la línea de flujo de la superficie.
5. Contrapresión del separador.
6. Flujo de superficie esperado presión de la tubería.
7. Tasa de producción deseada.
8. Porcentaje de corte de agua.
9. SG de gas de inyección.
10. Presión y volumen de gas de inyección disponible en el sitio del pozo (a menos que se especifique).
11. Características de rendimiento del flujo de entrada del pozo.
12. Temperatura del fondo del fondo y gradiente geotérmico.
13. Temperatura de flujo superficial.
14. Gravedad Api del petróleo.
15. Gravedad específica del agua.
16. Gravedad específica y cantidad de gas de solución a diferentes presiones.
17. Bhp estático.

18. Factores de volumen de formación para el petróleo a diferentes presiones.

19. Viscosidad del crudo, tensión superficial, etc

Muchos de estos elementos se utilizan en el diseño de la instalación de flujo continuo. Cuanto mayor sea la información disponible, mejor será el diseño de la instalación. En muchos casos, hay una falta de información suficiente para permitir un diseño óptimo.

El software de análisis de sistemas WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso-a-paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio. El uso del software WellFlo resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

### 11.1. APLICACIONES

---

El paquete de software WellFlo es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado WellFlo puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.
- Diseño de completación para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo.
- Diseño de levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo.
- Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo.
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas claves que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa y ofrecer así al usuario un excelente kit de herramientas de ingeniería.

- Modelado detallado de desempeño de influjo de reservorio.
- Múltiples modelos de completación y perforación.
- Análisis detallado de skin.
- Modelado detallado de Pvt de fluidos.
- Modelos de crudo negro para petróleo y gas.
- Modelos de ecuación de estado para crudo condensado y volátil.
- Ajuste de data de laboratorio.
- Predicción de comportamiento del fluido.

## 11.2. MODELO AVANZADO DE VÁLVULA DE GAS LIFT

---

Las presiones a las cuales las válvulas de gas lift permiten que el gas pase y las cantidades de gas que pasan por las mismas dependen de la forma en que están construidas.

- Las válvulas de orificio son simples: si hay suficiente presión en el casing para que alcance la válvula, entonces las principales limitaciones de cuánto gas pueden pasar a través de la válvula son el tamaño del puerto y la presión del casing.
- Las válvulas controladas por presión o válvulas “vivas” se abren a una presión que depende del vencimiento de una fuerza de resistencia (fuelle o resorte). Estos mecanismos también permiten que la válvula se abra completa o parcialmente y que pasen cantidades variables de gas dependiendo del balance de las presiones de tubing y casing y del tamaño del puerto de la válvula.

En ANEXO A se presenta el procedimiento que se llevó a cabo para el diseño constructivo del pozo D-1, haciendo uso del software WellFlo a modo de visualizar el funcionamiento de la herramienta.

Durante muchos años, el término "inyección óptima de gas" significaba el volumen de gas inyectado por el cual la tasa de producción era máxima. Hoy en día, el uso de gas se ha vuelto muy importante y el óptimo debe asignarse al punto donde un gasto incremental para la inyección de gas es igual a un porcentaje del ingreso incremental producido a esta tasa de inyección. La determinación de la distribución óptima de gas para cada pozo de elevación de gas en un depósito tiene una importancia particular cuando el gas disponible es insuficiente para abastecer a todos los pozos; por lo tanto, el gas debe asignarse a los pozos que producen más petróleo. Un estudio de optimización determina la tasa óptima de inyección de gas que debe suministrarse a un grupo de pozos de elevación de gas de flujo continuo donde el suministro de gas está restringido a un cierto volumen de gas. Para generar lo que es llamado por Mayhill "la curva de rendimiento" de un pozo de elevación de gas en un momento determinado, se debe utilizar una correlación confiable que prediga con precisión las pérdidas de presión en el flujo vertical de dos fases.

Tipos de correlaciones:

- Hagedorn y Brown.
- Beggs y Brill.
- Poettmann y Carpenter.
- Fancher y Brown.
- Duns y Ros.
- Gilbert

Optimizar un pozo individual o un grupo de pozos elevadores de gas era una tarea abrumadora cuando se hacía manualmente. Hoy en día, los procedimientos de optimización se pueden programar para su solución por ordenador digital y se pueden predecir con precisión las tasas óptimas de inyección de gas. A medida que aumenta la tasa de inyección de gas, la producción aumenta hasta alcanzar el máximo. Los nuevos aumentos en las tasas de inyección de gas causarían una disminución de la producción. El gas adicional continúa disminuyendo el gradiente de presión general hasta un punto después del cual cualquier gas adicional causa un aumento en el gradiente de presión. Esto se debe a la fricción adicional y posiblemente a los efectos de energía cinética.

La capacidad de predecir pérdidas de presión en el flujo vertical de dos fases es esencial, y no fue hasta que se desarrollaron correlaciones precisas para predecir el flujo de dos fases que la inyección óptima de gas podría predecirse con precisión. Hasta ese momento la optimización en el campo por procedimientos de prueba y error. En muchos casos se estaba obteniendo la máxima producción, pero en otros el gas se estaba desperdiciando innecesariamente en algunos pozos.

## **12.1. LA OPTIMIZACIÓN SE PUEDE REALIZAR DE DOS MANERAS**

---

### **12.1.1. Máxima producción**

---

La primera es un procedimiento para obtener la máxima producción de un grupo de pozos que tiene una cantidad total asignada de gas que se utilizará. Este es el caso, por ejemplo, en una plataforma offshore donde el gas de elevación del sistema de compresor sólo se puede utilizar para los pozos de esa plataforma específica.

### **12.1.2. Optimización económica**

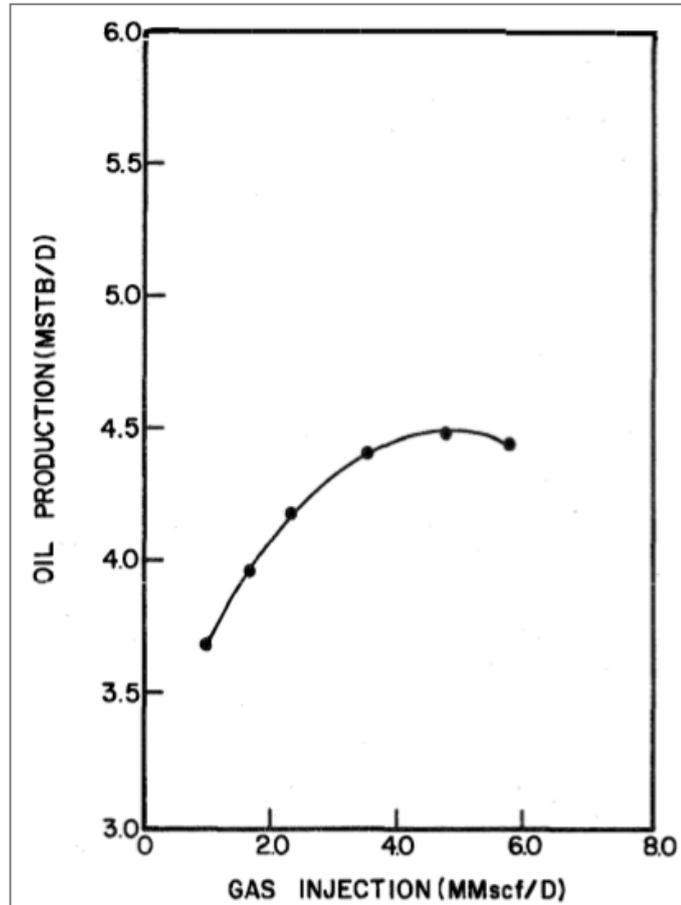
---

La segunda se basa en una optimización económica en la que el costo de una cantidad incremental de gas es igual al beneficio del aumento incremental de la producción. Este es el caso cuando se están considerando nuevos compresores o el gas disponible se puede dirigir fácilmente a otra fuente rentable. En la práctica, ambos enfoques pueden ser cercanos a la misma producción total para un grupo de pozos o pueden diferir considerablemente dependiendo de la disponibilidad y el costo del gas.

Para este trabajo se utilizó la optimización para la máxima producción, no considerándose la optimización económica.

Figura N° 19

Curva de rendimiento, Gas Lift flujo continuo



Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

---

**CAPÍTULO XIII: VARIABLES DE ENTRADA**

---

Se realizó un estudio de campo de pozos en una plataforma costa afuera. Los datos típicos para dos de estos pozos se muestran en las siguientes Tablas.

**Tabla N° 1**  
Pozo D-1

<b>POZO D-1</b>	
Profundidad de inclinación.	11083 pies.
Profundidad vertical	9029 pies.
Distancia donde cambia el diámetro (medido desde abajo)	1843 pies.
Diámetro de la tubería utilizada en el puerto inferior del pozo.	3½ pulgadas.
Diámetro de la tubería utilizada en el puerto superior del pozo.	4 ½ pulgadas.
Relación gas- liquido de formación.	322,0 scf / stb.
Presión de boca de pozo	144 psia.
Presión estática del fondo del pozo	3014,7 psia
Índice de productividad	5.68 psi/ft.
Presión de operación en superficie	1140,00 psig.
Temperatura en la cabeza del pozo	120 °f.
Temperatura del fondo del pozo	180 °f
Corte de agua	0,20 %.
Gravedad específica del gas	0,76
Gravedad apiº de petróleo	34.016
Gravedad específica del agua	1,03
Inyección de gas	3.1480 mscf/d.
Producción de petróleo	5513 stb/d.

Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

Tabla N° 2  
Pozo D-2

POZO D-2	
Profundidad de inclinación.	11501 ft
Profundidad vertical	9185 ft
Distancia donde cambia el diámetro (medido desde abajo)	1261 ft
Diámetro de la tubería utilizada en el puerto inferior del pozo.	3½ in.
Diámetro de la tubería utilizada en el puerto superior del pozo.	4½ in
Relación gas- líquido de formación.	553,0 scf/STB
Presión de boca de pozo	164,7 psia
Presión estática del fondo del pozo	3114,7 psia
Índice de productividad	1,28 psi/ft
Presión de operación en superficie	1100,0 psig
Temperatura en la cabeza del pozo	120 °F
Temperatura del fondo del pozo	180 °F.
Corte de agua	57.5%
Gravedad específica del gas	0,76
Gravedad api° de petróleo	34.0
Gravedad específica del agua	1,03
Inyección de gas	1622,0 Mscf/d
Producción de petróleo	830,0 STB/d

Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

A continuación se muestran los resultados tabulados de los datos de los pozos.

Tabla N° 3  
Pozo D-1 Gas Continuo- Rendimiento de Elevación.

POZO D-1 GAS CONTINUO · RENDIMIENTO DE ELEVACIÓN			
Tasa de Líquido (STB/D)	Tasa de OIL (STB/D)	RGL inyeccion (Scf/STB)	Volumen de Gas de Iny (Mscf/D)
5346,7	5336	250.00	1336,67
6068,41	6056,28	500.00	3034,21
6284,23	6271,66	750.00	4713,17
6307,93	6295,31	1000.00	6307,93
6254,96	6242,45	1250.00	7818,7

Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

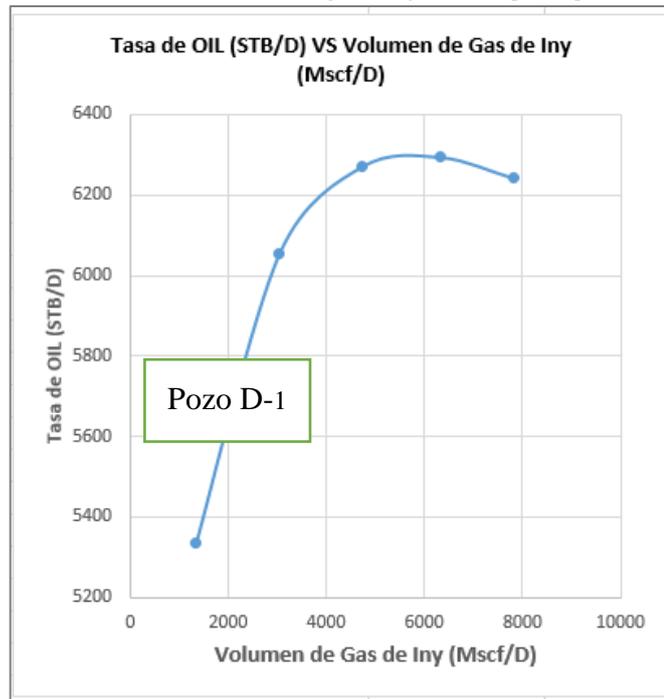
**Tabla N° 4**  
 Pozo D-2 Gas Continuo- Rendimiento de Elevación

<b>POZO D-2 GAS CONTINUO · RENDIMIENTO DE ELEVACIÓN</b>			
<b>Tasa de Liquido (STB/D)</b>	<b>Tasa de OIL (STB/D)</b>	<b>RGL inyeccion (Scf/STB)</b>	<b>Volumen de Gas de Iny (Mscf/D)</b>
2175,31	924,53	250	543,83
2307,6	980,73	500	1153,8
2358,04	1002,17	750	1768,53
2386,67	1014,33	1000	2386,67
2404,67	1021,98	1250	3005,83
2415,85	1026,74	1500	3623,78
2421,31	1029,06	1750	4237,29
2424,54	1030,44	2000	4849,13
2424,56	1030,44	2250	5455,7

Fuente: The Technology Of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Kermit E. Brown.

Luego se prepararon curvas de rendimiento de elevación de gas de flujo continuo para los pozos.

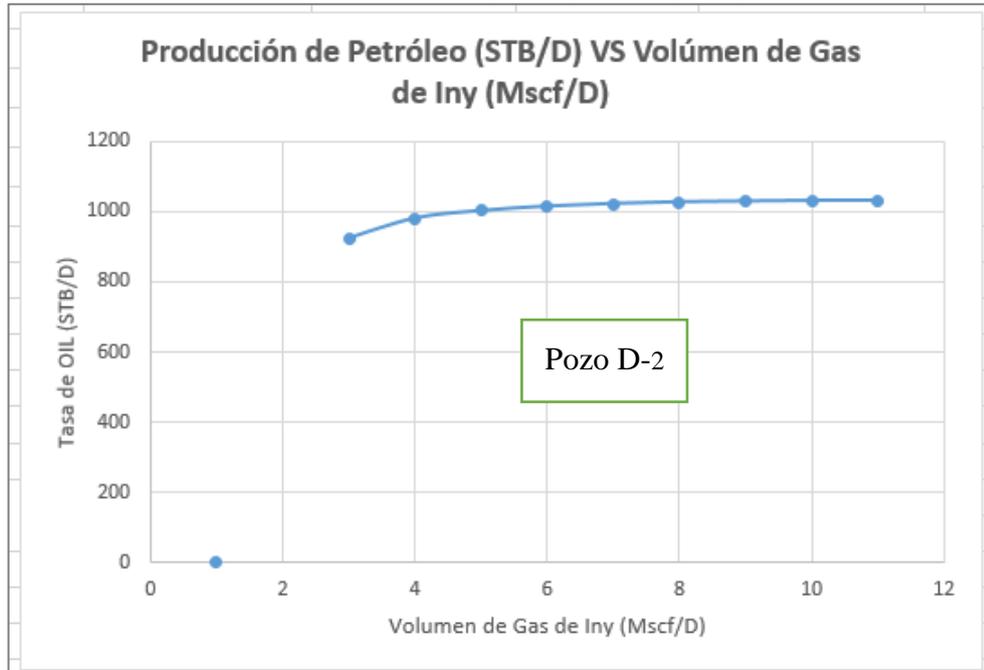
**Figura N° 20**  
 Curvas de rendimiento de elevación de gas de flujo continuo para el pozo D-1.



Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 21**

Curvas de rendimiento de elevación de gas de flujo continuo para el pozo D-2



Fuente: Elaboración propia

Las condiciones de operación para los pozos usaron 4460 Mscf / D para producir 7176,34 STB / D.

La tabla N°5, muestra las condiciones naturales de flujo de los pozos.

**Tabla N° 5**

Condiciones Naturales de flujo para los pozos D-1 y D-2

CONDICIONES NATUALES DE FLUJO						
POZO	Tasa de liquido (STB/D)	Tasa de agua (STB/D)	Producción de Oil (STB/D)	RGL Formacion Scf/STB)	Presión de fondo del pozo (psia)	Presión de cabeza de pozo que fluye (psia)
D-1	3422,45	6,86	3426,58	322	2410,22	144,78
D-2	1829,51	1051,97	777,54	553	1685,4	164,72
<b>Total</b>	<b>5251,96</b>	<b>1058,83</b>	<b>4204,12</b>			

Fuente: Elaboración propia

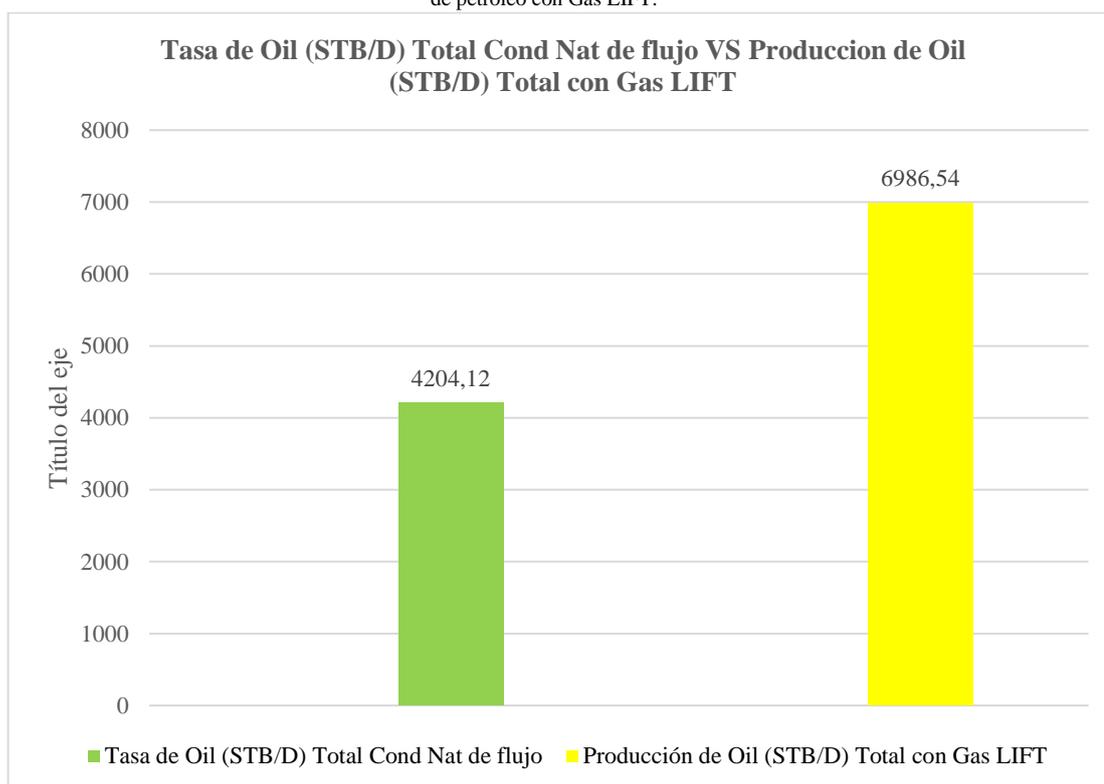
Los pozos producen por flujo natural. El sistema puede entregar 4204,12 STB / D por flujo natural. Pero cuando 4770 Mscf/D es inyectado proporcionalmente en los pozos, la producción de petróleo se incrementa a 6986,54 STB / D como se muestra en la tabla N°6 .

**Tabla N° 6**  
Comparación de los resultados para los pozos D-1 y D-2.

COMPARACION DE LOS RESULTADOS						
N° de Pozo	Inyeccion de Gas (Mscf/D)	Produccion de Oil (STB/D)	Iny de Gas (Mscf/D)	Produccion de Oil (STB/D)	Iny de Gas (Mscf/D)	Produccion de Oil (STB/D)
D-1	0	3426,58	3148	5513	3148	5999,14
D-2	0	777,54	1622	830	1622	987,4
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>4204,12</b>	<b>4770</b>	<b>6343</b>	<b>4770</b>	<b>6986,54</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico N° 1**  
Producción de petróleo a condiciones naturales de flujo vs Tasa de producción de petróleo con Gas LIFT.



Fuente: Elaboración propia.

En este estudio, los pozos se colocaron en un flujo de gas de flujo continuo y se optimizó para las tasas de producción de petróleo posibles utilizando 46035,48 Mscf / D de gas disponible.

**Tabla N° 7**

Asignación de gas y producción de petróleo para diferentes volúmenes de gas disponible

	Volumen de Gas = 1900 (Mscf/D)		Volumen de Gas = 3370 (Mscf/D)		Volumen de Gas = 4460 (Mscf/D)	
N° de Pozo	Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)	Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)	Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)
D-1	1890	5598,02	3360	6052,29	4450	6259,76
D-2	10	907,58	10	907,58	10	907,58
<b>TOTAL</b>	<b>1900</b>	<b>6505,6</b>	<b>3370</b>	<b>6959,87</b>	<b>4460</b>	<b>7167,34</b>
Total de gas inyectado (Mscf/D)			46035,48			

Fuente: Elaboración propia

**Tabla N° 8**

Asignación de gas y producción de petróleo para diferentes volúmenes de gas disponibles

Volumen de Gas = 5550 (Mscf/D)		Volumen de Gas = 8460 (Mscf/D)		Volumen de Gas = 10132,74 (Mscf/D)		Volumen de Gas = 12132,74 (Mscf/D)	
Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)	Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)	Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)	Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)
5330	6346,93	5730	6362,81	5958,15	6365,23	6958,15	6365,23
220	920,15	2760	1020,68	4174,59	1035,43	5174,59	1035,43
<b>5550</b>	<b>7267,08</b>	<b>8490</b>	<b>7383,49</b>	<b>10132,74</b>	<b>7400,66</b>	<b>12132,74</b>	<b>7400,66</b>

Fuente: Elaboración propia

La siguiente tabla muestra la tasa de producción de petróleo en (STB/D) obtenida para las distintas tasas de inyección de gas en (Scf/D).

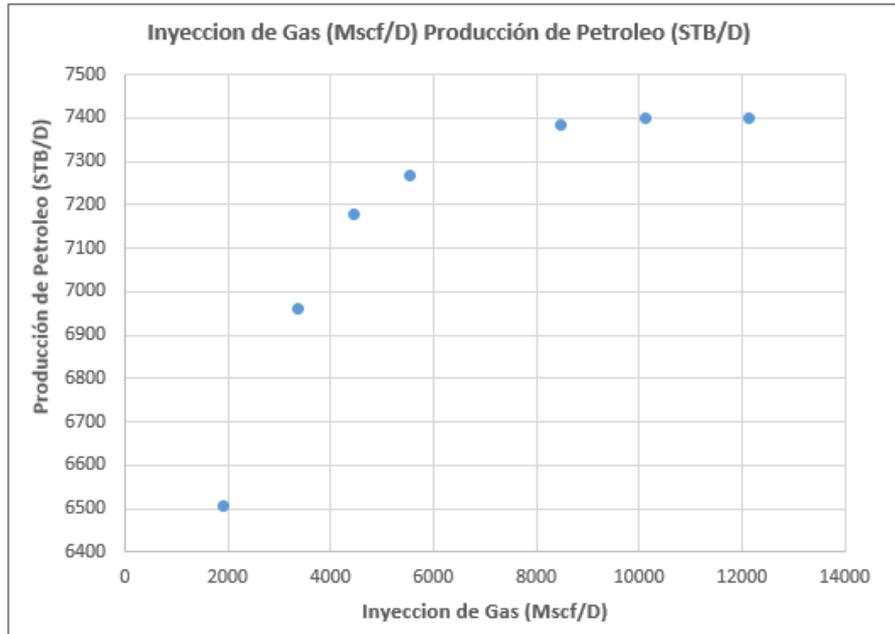
**Tabla N° 9**

Inyección de Gas (Scf/D) Vs Producción de petróleo (STB/D)

Inyección de Gas (Mscf/D)	Producción de Petróleo (STB/D)
1900	6505,6
3370	6959,87
4460	7176,34
5550	7267,08
8490	7383,49
10132,74	7400,66
12132,74	7400,66

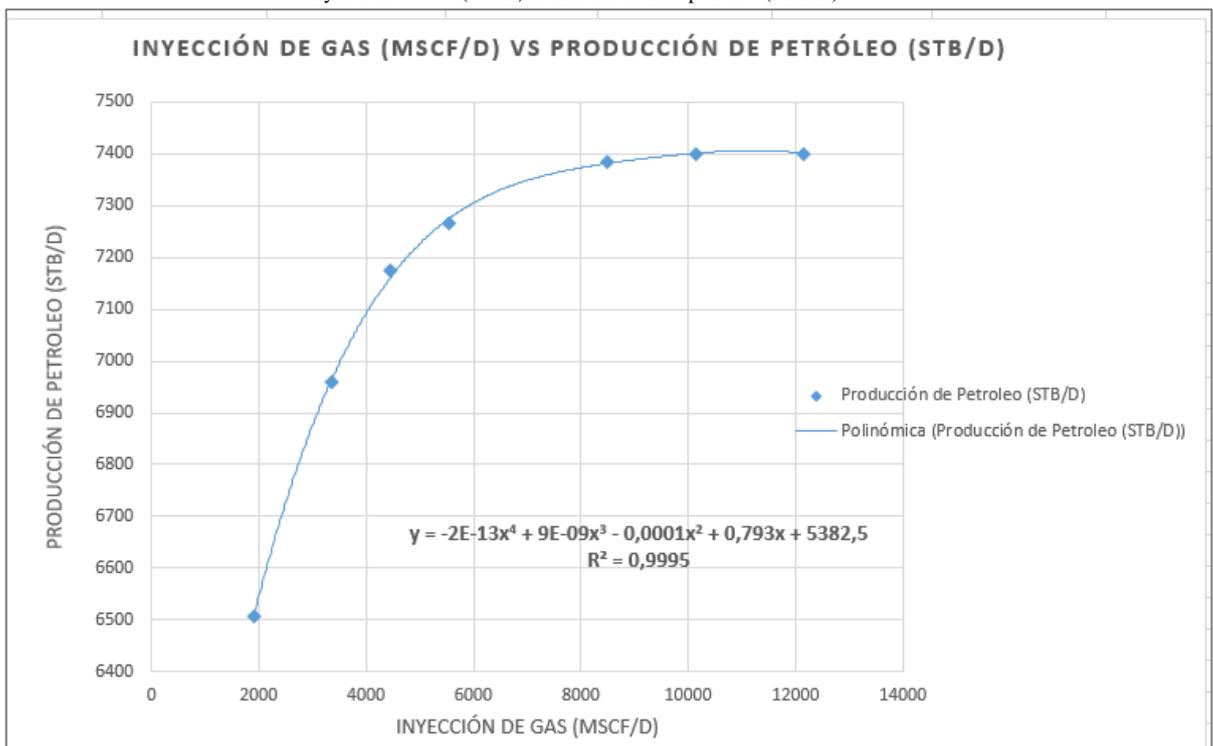
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico N° 2**  
Inyección de Gas (Scf/D) Vs Producción de petróleo (STB/D)



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico N° 3**  
Inyección de Gas (Scf/D) vs Producción de petróleo (STB/D)



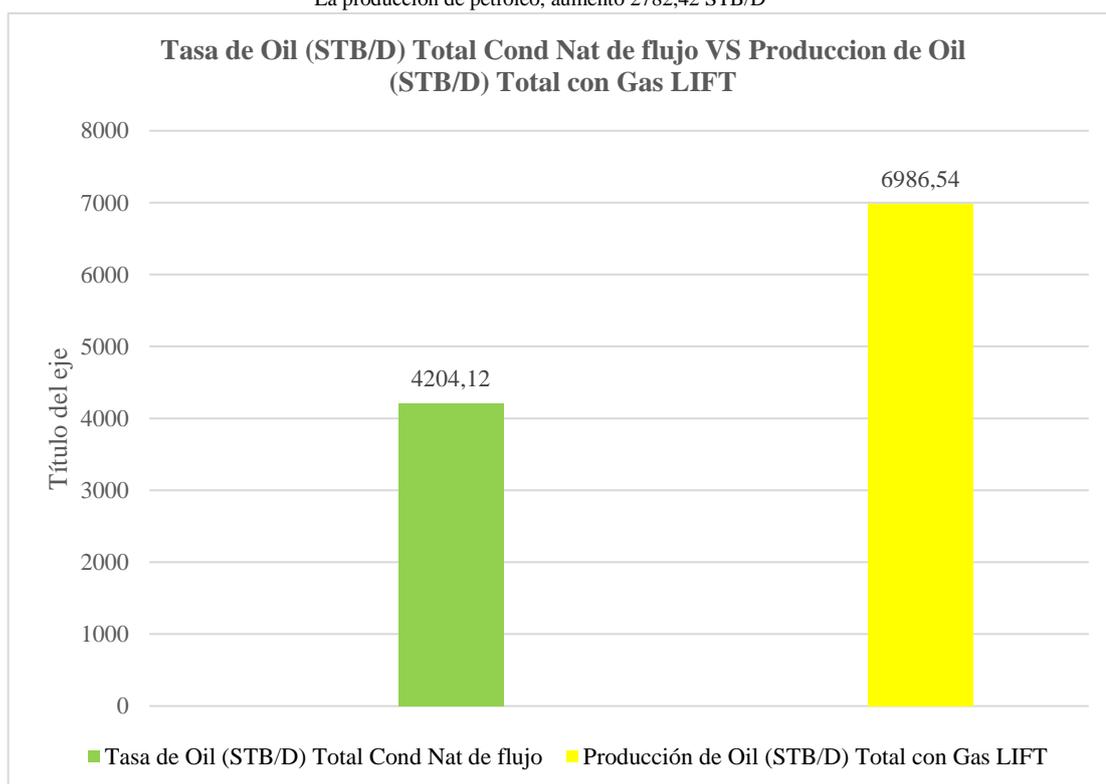
Fuente: Elaboración propia

Muestra que cuando la capacidad del compresor es de 1900 Mscf / D, el sistema puede entregar 6505,6 STB / D; pero cuando se inyectan 3370 Mscf / D en los pozos, la tasa de producción total de petróleo será de 6959,87 STB / D. Esto representa un aumento de 454,27 STBO / D. De manera similar, cuando se inyectan 4460 Mscf / D de gas, la tasa de

producción de petróleo será de 7176,34 STB / D. Esto representa un aumento en la tasa de producción de petróleo de 216,47 STB / D. Por encima de la tasa de producción de petróleo dada por los 3370 Mscf / D de gas inyectado. Observe que a medida que la inyección de gas aumenta por encima de este punto, la tasa de producción de petróleo aumenta, pero a un ritmo más lento. Esto se debe a que el sistema está produciendo casi a la capacidad máxima con 4460 Mscf/D.

En otras palabras, cada pozo está produciendo casi en el punto máximo de la curva de rendimiento con **4460 Mscf / D**. Al aumentar la capacidad del compresor de 4460 Mscf / D a 5550 Mscf / D, el aumento en la tasa de producción de petróleo será 83,74 STB / D. De manera similar, cuando la capacidad del compresor se incrementa de 5550 Mscf / D a 8490 Mscf / D, el aumento en la tasa de producción de petróleo será de solo 116,41 STB / D, y la producción máxima de petróleo para el sistema se alcanzará cuando 10132,74 Mscf / D de gas se inyecta.

**Gráfico N° 4**  
La producción de petróleo, aumentó 2782,42 STB/D



Fuente: Elaboración propia



---

## CAPÍTULO XIV: CONCLUSIONES

---

Se ha presentado un modelo para mejorar la producción de pozos por levantamiento artificial por gas, utilizando análisis nodal. La técnica permite determinar la tasa de producción que puede producir el pozo, tomando en cuenta la geometría de la perforación, completación y propiedades físicas del fluido del yacimiento.

Del trabajo aquí presentado se concluye:

- La opción “Gas Lift Optimización” del simulador Wellfo representa adecuadamente el comportamiento del yacimiento ante la inyección de gas para levantamiento artificial en los pozos productores.
- Los pozos producen por flujo natural.
- El sistema puede entregar 4204 STB/D por flujo natural. Pero cuando 4770 Mscf/D es inyectado proporcionalmente en los pozos, la producción de petróleo se incrementa a 6986 STB/D.
- En este estudio, los pozos se colocaron en un flujo de gas de flujo continuo y se optimizó para las tasas de producción de petróleo posibles utilizando 46035 Mscf / D de gas disponible, para obtener un aumento de la producción de 2782 STB/D.
- El sistema está produciendo casi a la capacidad máxima con 4460 Mscf/D. En otras palabras, cada pozo está produciendo casi en el punto máximo de la curva de rendimiento con 4460 Mscf / D.
- La producción máxima de petróleo para el sistema se alcanzará cuando 10132 Mscf / D de gas se inyecta.
- En términos de porcentajes, la producción de petróleo aumentó en un 66%, respecto a sus condiciones iniciales por flujo natural.

Comentarios finales:

- La utilización del sistema LAG, aporta a la producción de petróleo una cantidad significativa.
- El LAG es uno de los métodos más utilizados para el levantamiento artificial de fluido en la industria petrolera.

- Su aplicación se encuentra sujeta a las condiciones de pozo y al presupuesto de la empresa, debido a su inversión inicial.

---

## BIBLIOGRAFÍA

---

Brown, K. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Volumen 2a. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Co.

Florero, E. (2016). Sistema Gas Lift "LAG". Mayo 6, 2020, de n/a. Sitio web: <https://es.slideshare.net/erlanandresfloreromaldonado/presentacion-gas-lift>.

González, E. (2018). Materia "Producción" (material de aula). Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina.

Maggiolo, R. (2004). Curso Taller "Gas Lift Básico" (material de aula). Instalaciones ESP OIL. Maracaibo, Venezuela.

Nind, T. (1987). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. D.F, México: Limusa S.A.

**PROCEDIMIENTO EN WELLFLO (MODELADO)**

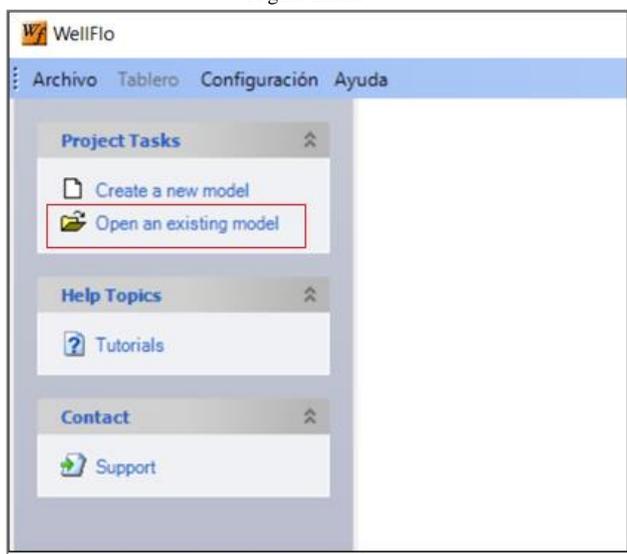
---

A continuación, se presentará el procedimiento para utilizar el Software WellFlo, el mismo ayudará a realizar el análisis de optimización y la aplicación de la instrumentación de superficie. La información que se ingresará en el software para el respectivo análisis estará validada de acuerdo a las condiciones establecidas para el pozo D-1, las mismas que se presentaron en la tabla. N°1.

Se inicia WellFlo, en la página inicial.

- 1- Se abre desde el ordenador, el icono Wellflo y luego la opción “Abrir modelo existente”.

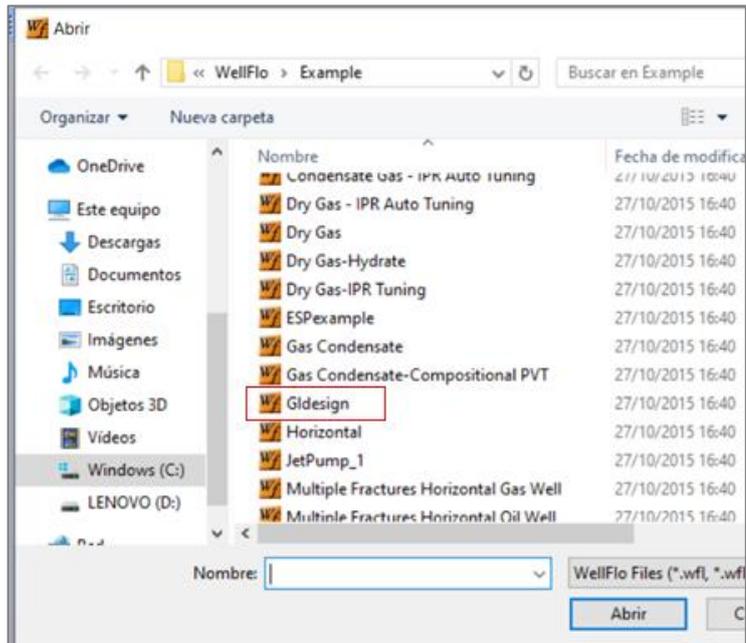
**Figura N° 22**  
Página inicial



Fuente: Elaboración propia

- 2- Se elige la opción de Gldesign, la cual ofrece las características generales para el diseño de Levantamiento Artificial de Gas.

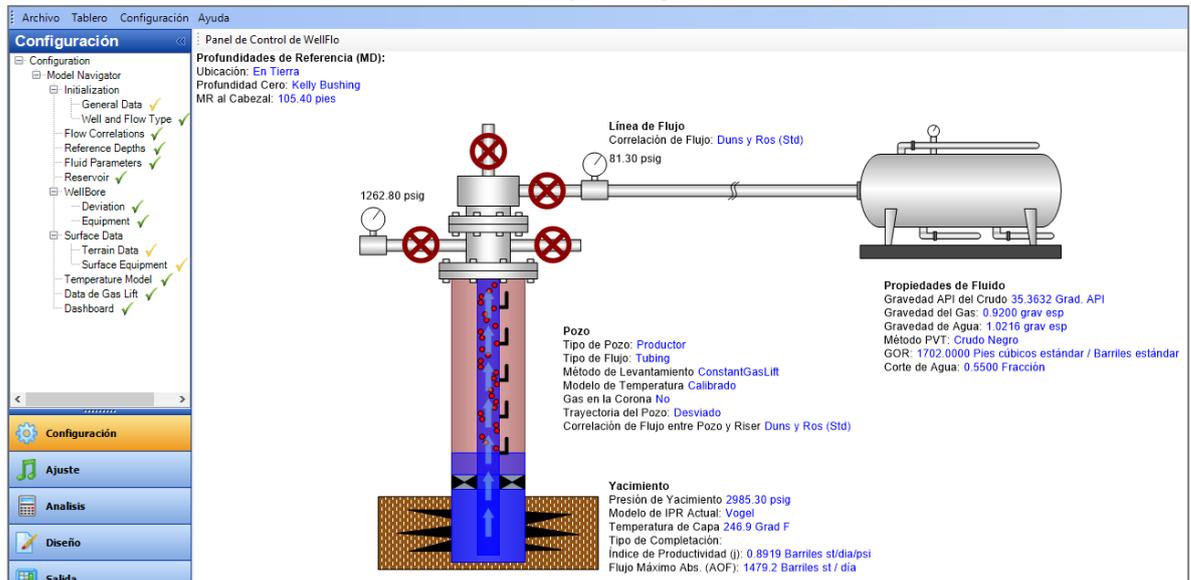
**Figura N° 24**  
Gldesign



Fuente: Elaboración propia

### 3- Tablero general del pozo.

**Figura N° 23**  
Tablero general de pozo



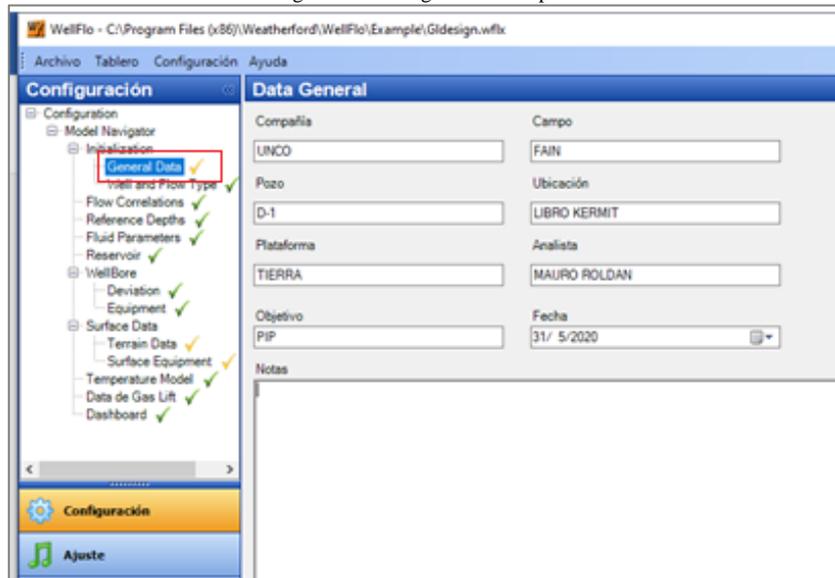
Fuente: Elaboración propia

### 4- Se ingresan los datos del pozo en el Simulador. En la pestaña de configuración.

- Compañía.
- Campo.
- Nombre del pozo.
- Ubicación.

- Plataforma.
- Analista,
- Objetivo.
- Fecha.

**Figura N° 24**  
Ingreso de datos generales del pozo



Fuente: Elaboración propia.

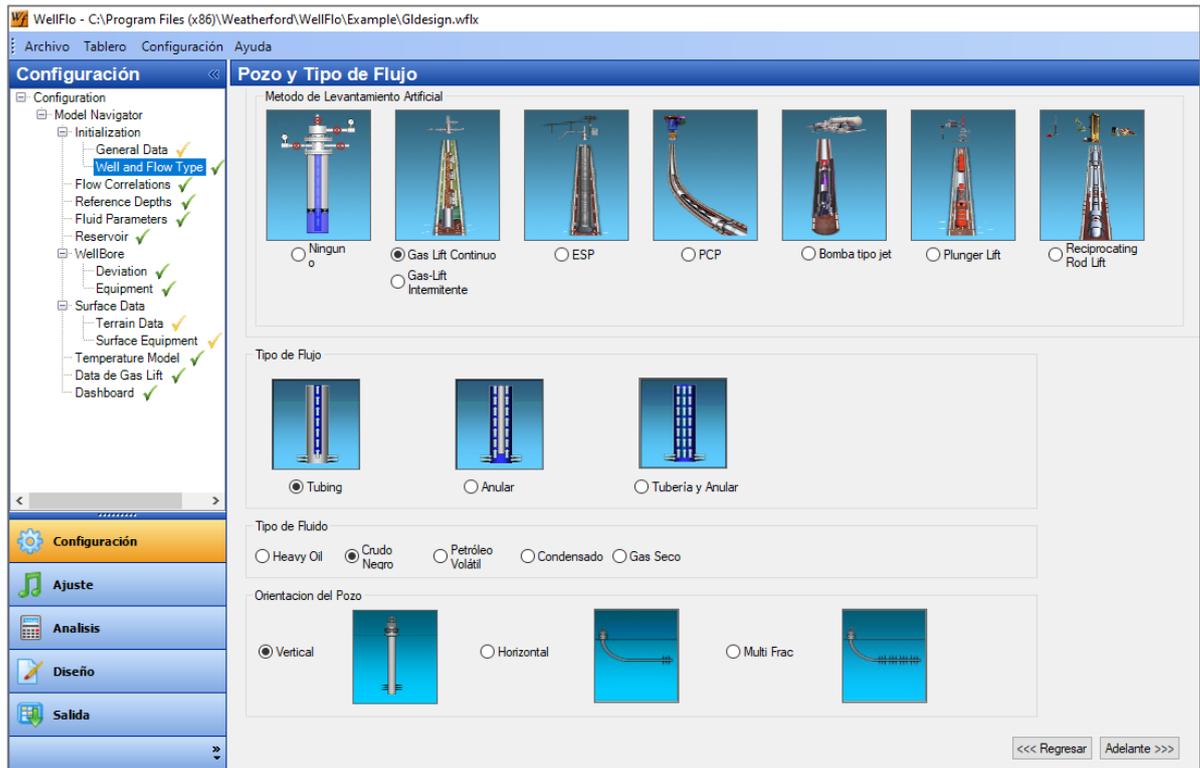
Seguido de la opción “aplicar” para que el simulador capte los datos ingresados.

5- Elijo el tipo de pozo y el tipo de flujo.

- Analisis: Nodal
- Tipo de pozo: Productor
- Modelo de levantamiento artificial: Gas Lift Continuo.
- Tipo de flujo: Tubing.
- Tipo de fluido: Black Oil
- Orientacion del pozo: Vertical.

Seguido de la opcion “aplicar”

**Figura N° 25**  
Tipo de pozo y Tipo de flujo



Fuente: Elaboración propia

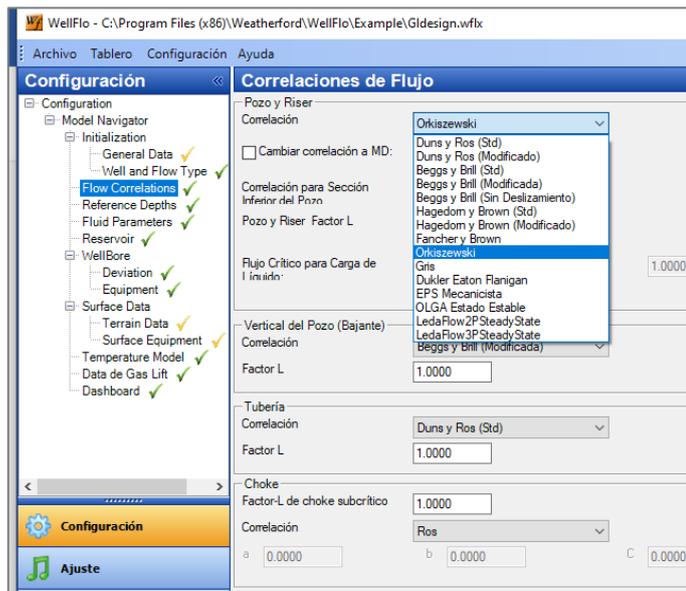
## 6- Determino una correlación multifasica, considero Orkizewski

Como se puede observar se pueden seleccionar varias correlaciones: Las correlaciones disponibles son las siguientes:

- Duns y Ros (STD)
- Duns y Ros (Modificado)
- Beggs y Brill (Std)
- Otras.

Todas las correlaciones cuentan con un factor de corrección para un mejor cotejamiento con los datos reales (para corregir una pequeña variación entre los datos calculados y los reales).

**Figura N° 26**  
Correlaciones Multifasicas

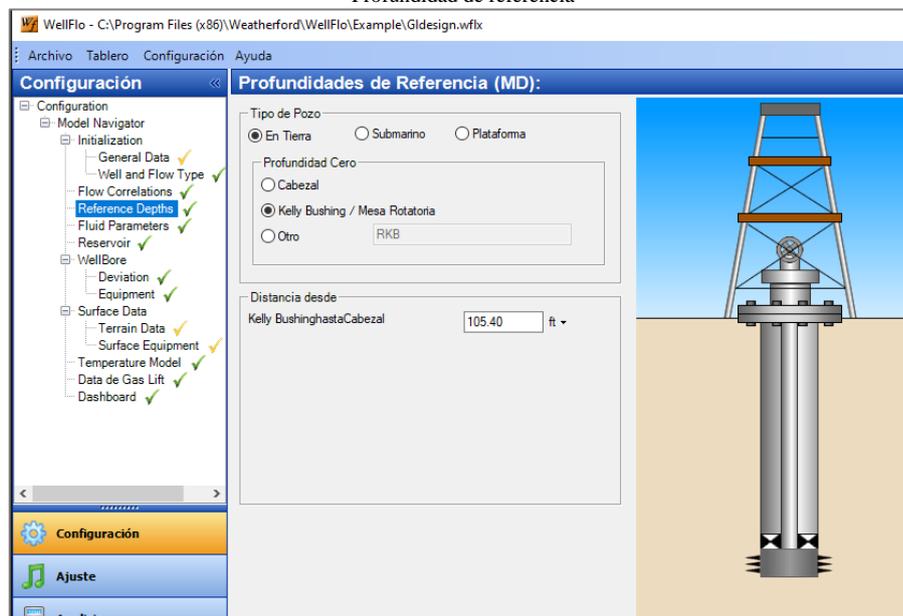


Fuente: Elaboración propia

## 7- Profundidades de referencia (md).

Debemos elegir la ubicación del pozo y la profundidad cero de referencia, generalmente se determina esta posición en la mesa rotary del equipo (Kelly Bushing).

**Figura N° 29**  
Profundidad de referencia



Fuente: Elaboración propia.

## 8- Parámetros de fluido.

Método de cálculo PVT: Crudo Negro

Datos de fluido:

- Gravedad API del crudo (unidades en °API)

- Gravedad específica del crudo (por defecto).
- Gravedad específica del gas.
- Salinidad de agua (por defecto) (unidades en ppm).
- Gravedad de agua.
- Pb, Rs, Bo (Glaso).

Figura N° 27  
Parámetros de fluido

Fuente: Elaboración propia

## 9- Datos de reservorio

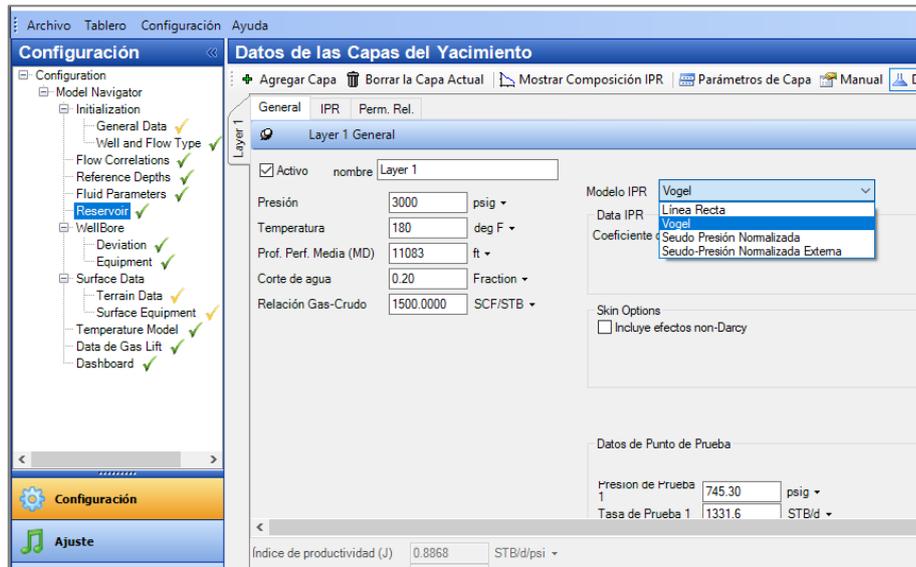
Datos de las capas del yacimiento.

General:

- Presión (psig)
- Temperatura (°F)
- Profundidad media (MD) (ft)
- Corte de agua (fracción)
- Relación Gas-Crudo (Scf/Stb)

Seleccionamos un modelo de IPR, elijo Vogel.

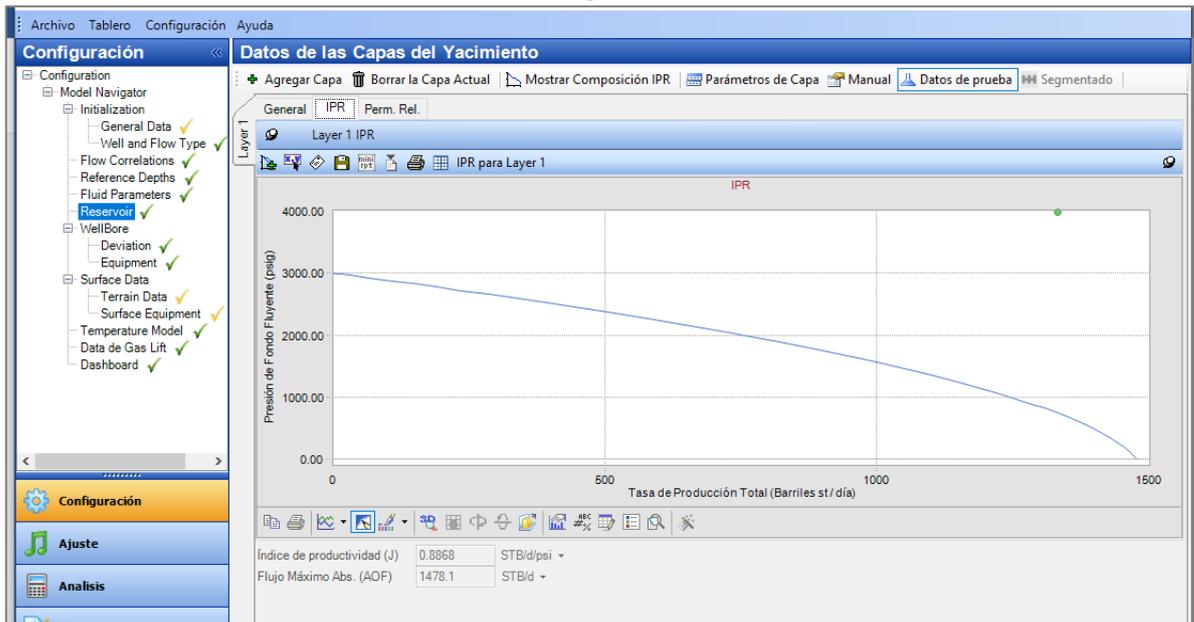
Figura N° 28  
Datos de las capas del yacimiento



Fuente: Elaboración propia

En la misma sección, podemos ver la gráfica de la IPR del pozo en cuestión.

Figura N° 29  
IPR del pozo



Fuente: Elaboración propia

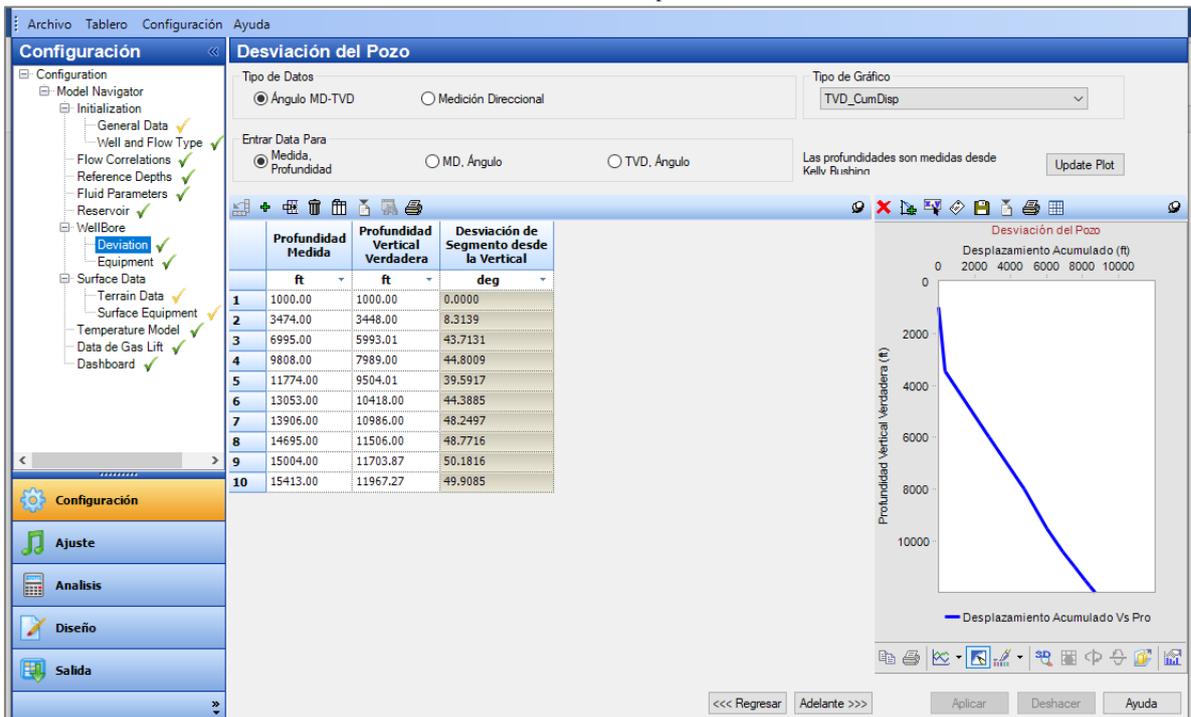
### 10- Desviación del Pozo:

Tipo de dato: Ángulo MD-TVD

Entrar data para: Medida Profundidad.

Figura N° 30

## Desviación del pozo



Fuente: Elaboración propia

### 11- Equipamiento del pozo: Revestimiento (Casing).

- Las profundidades son medidas desde el Kelly Bushing.

Medida en el punto de inicio.

Punto final de la profundidad medida. (ft)

Longitud del segmento. (ft)

Diámetro externo. (in)

Diámetro interno. (in)

Aspereza absoluta. (in)

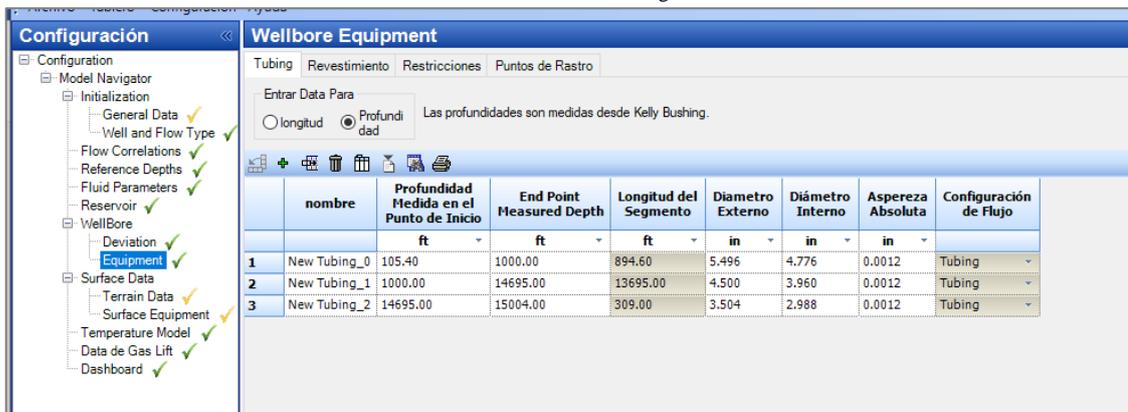
**Figura N° 31**  
Revestimiento- Casing



Fuente: Elaboración propia

## 12- Equipamiento del pozo (Tubing).

Figura N° 32  
Revestimiento- Tubing



Fuente: Elaboración propia

## 13- Datos del terreno:

Distancia desde el cabezal (ft)

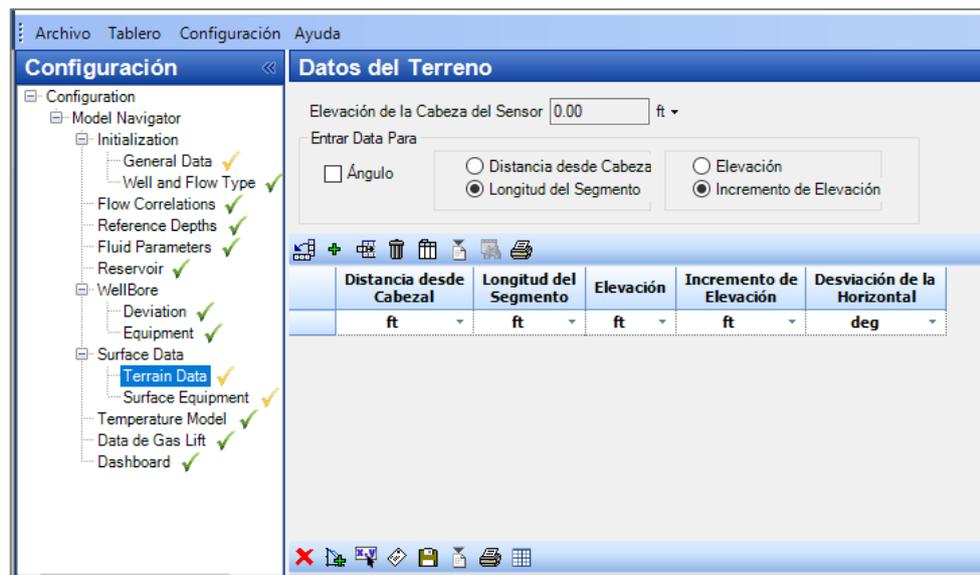
Longitud del segmento (ft)

Elevación (ft).

Incrementos de elevación.

Desviación de la horizontal. (Grados)

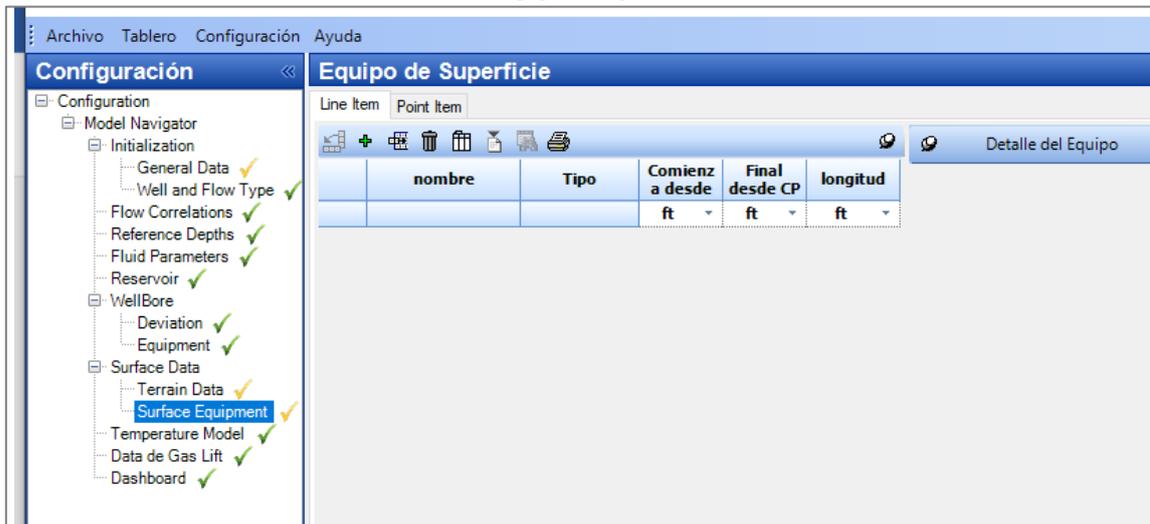
Figura N° 33  
Datos del Terreno



Fuente: Elaboración propia.

## 14- Equipo de superficie.

Figura N° 34  
Equipos de superficie



Fuente: Elaboración propia

## 15- Parámetros de gas Lift:

- Número de válvulas
- Profundidad Medida (ft).
- TVD (profundidad vertical verdadera) (ft).
- Temperatura a la que se encuentra la válvula (°F).
- Fabricante.
- Modelo.
- Puerto (64th) in
- Tro (psig)
- Correlación.

Para su activación deben estar tildadas.

Figura N° 35  
Parametros de Gas Lift

Active	Válvula #	Profundidad Medid ft	TVD ft	Temp deg F	Fabricante	Modelo	Puerto	R	TRO psig	Correlación
<input checked="" type="checkbox"/>	1	2660.92	2643.46	129.4	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	1310.30	Th-Cr
<input checked="" type="checkbox"/>	2	5084.32	4611.95	157.5	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	1325.30	Th-Cr
<input checked="" type="checkbox"/>	3	7118.20	6080.43	180.2	None	1.0" IPO	12.00	0.0939	1365.30	Th-Cr
<input checked="" type="checkbox"/>	4	8501.81	7062.18	195.3	None	1.0" IPO	16.00	0.1647	1450.30	Th-Cr
<input checked="" type="checkbox"/>	5	9417.87	7712.18	205.2	None	Orifice	*7.00	0	0.00	Th-Cr
<input type="checkbox"/>	6	10292.27	8362.18	0.0	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	2005.30	Th-Cr
<input type="checkbox"/>	7	11135.76	9012.18	0.0	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	2055.30	Th-Cr
<input type="checkbox"/>	8	11995.35	9662.19	0.0	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	2100.30	Th-Cr
<input type="checkbox"/>	9	12904.93	10312.19	0.0	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	2150.30	Th-Cr
<input type="checkbox"/>	10	13870.24	10962.19	0.0	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	2185.30	Th-Cr
<input type="checkbox"/>	11	14860.81	11612.18	0.0	None	1.0" IPO	8.00	0.0428	2220.30	Th-Cr

Fuente: Elaboración propia.

16- Se ingresan los parámetros de entrada de gas lift.

- Presión operativa (psig)
- Gravedad de gas de inyección.
- El delta presiones diferenciales (psi)
- GRL de inyección (Scf/Stb).

Fijar los datos ingresados y fijar la GRL de inyección, para luego calibrar por el modelo de temperatura.

Figura N° 36  
Parametros de entrada Gas Lift

Temperature Model ✓  
Data de Gas Lift ✓  
Dashboard ✓

Configuración  
Ajuste  
Análisis  
Diseño

Parámetros de entrada Gas Lift

Presión Operativa: 1140 psig

Gravedad de Gas de Inyección: 0.70 sp grav

Válvula de presión dif.: 100.000 psi

GLR de Inyección: 322.0000 SCF/STB

Usar Qgi  Usar GLRi

Fuente: Elaboración propia

17- Modelo de temperatura:

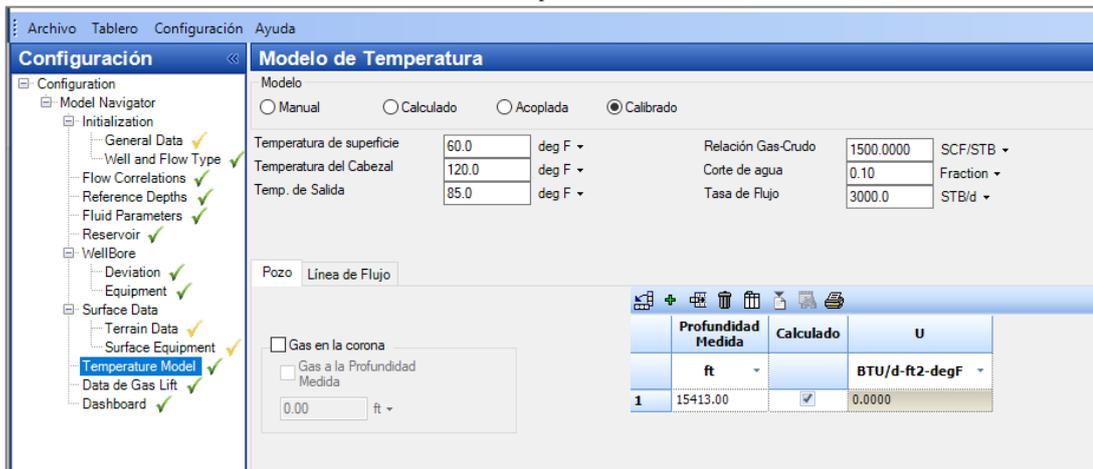
- Temperatura en superficie (°F).
- Temperatura del cabezal (°F).

- Temperatura de salida (°F)

Luego calibramos:

- Relación gas- crudo (Scf/stb)
- Corte de agua
- Tasa de flujo (Stb/D)

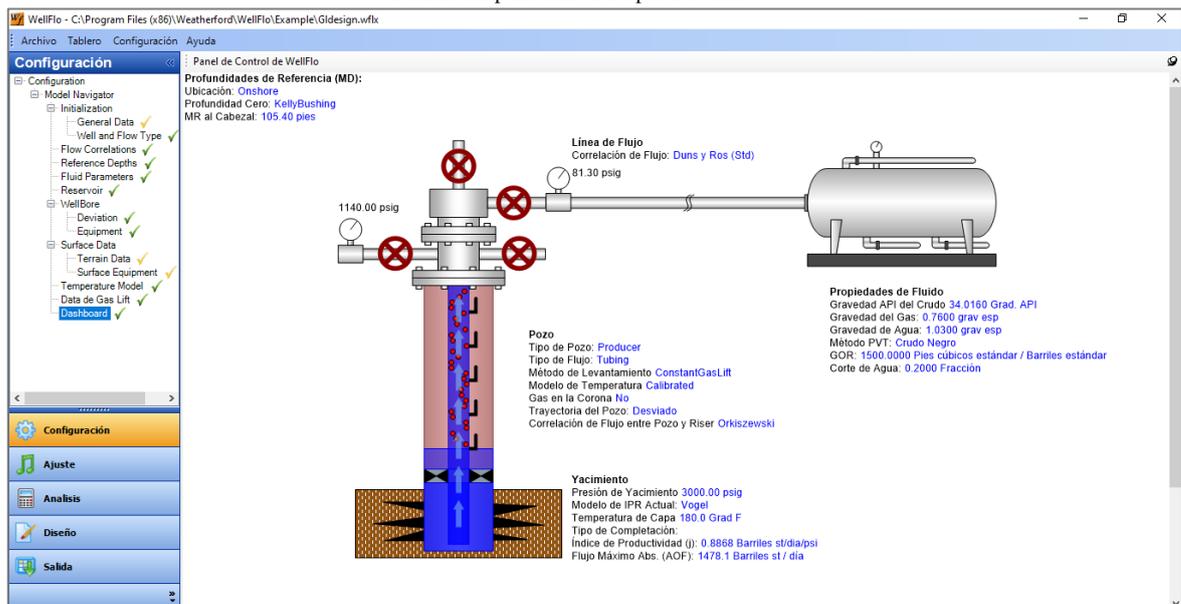
**Figura N° 37**  
Modelo de Temperatura- Calibrado



Fuente: Elaboración propia

18- Finalmente nos sale el tablero general de nuestro pozo con todos los datos ingresados, estamos en condiciones de comenzar a realizar los cálculos para el diseño óptimo.

**Figura N° 38**  
Tablero del pozo con sus respectivos datos

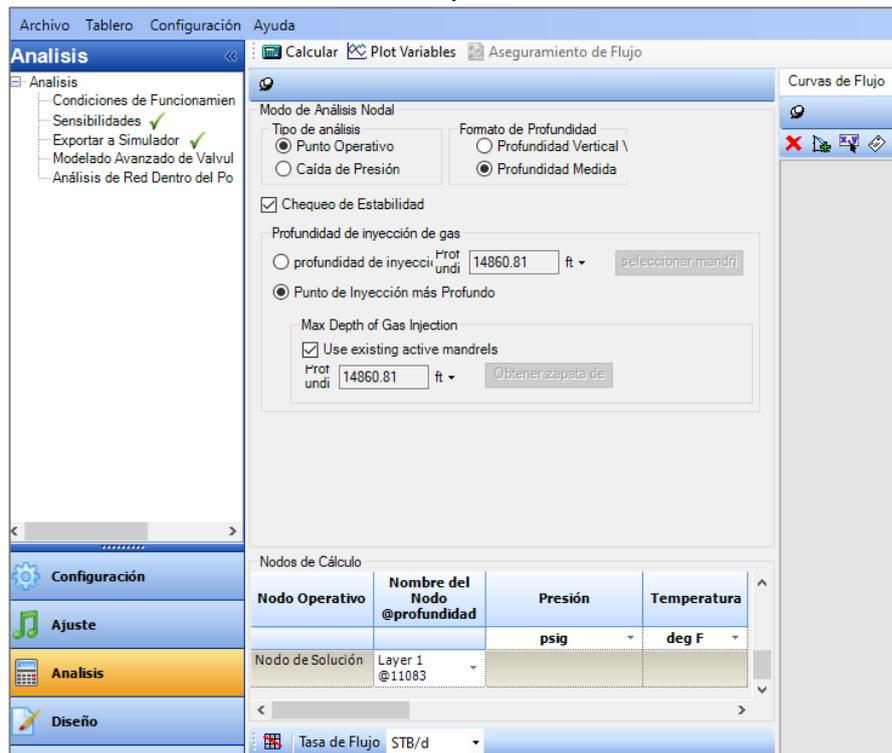


Fuente: Elaboración propia.

En la pestaña de ANALISIS selecciono el Modelo de Análisis Nodal para determinar el Punto Operativo y en el Formato de profundidad, Profundidad Medida.

Luego click en CALCULAR y la opción de Punto de Inyección más profundo. Así obtengo la profundidad del punto de inyección en (ft), éste punto es el de la última válvula, es decir, será la posición de la válvula operadora o de inyección.

**Figura N° 39**  
Punto de inyección

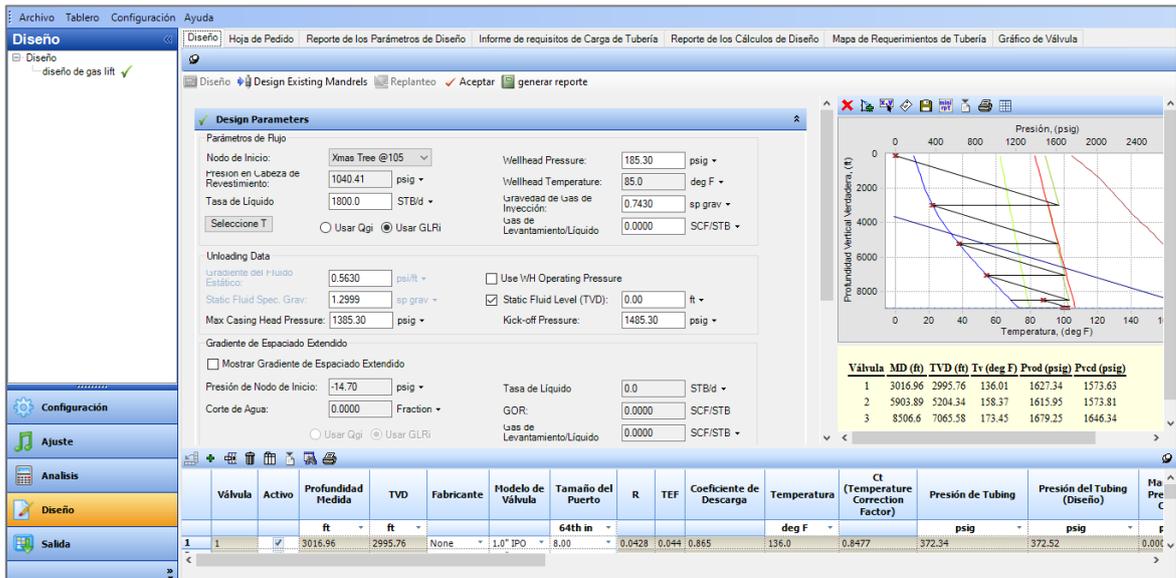


Fuente: Elaboración propia

En la pestaña de DISEÑO. Obtengo todos los parámetros necesarios para el diseño

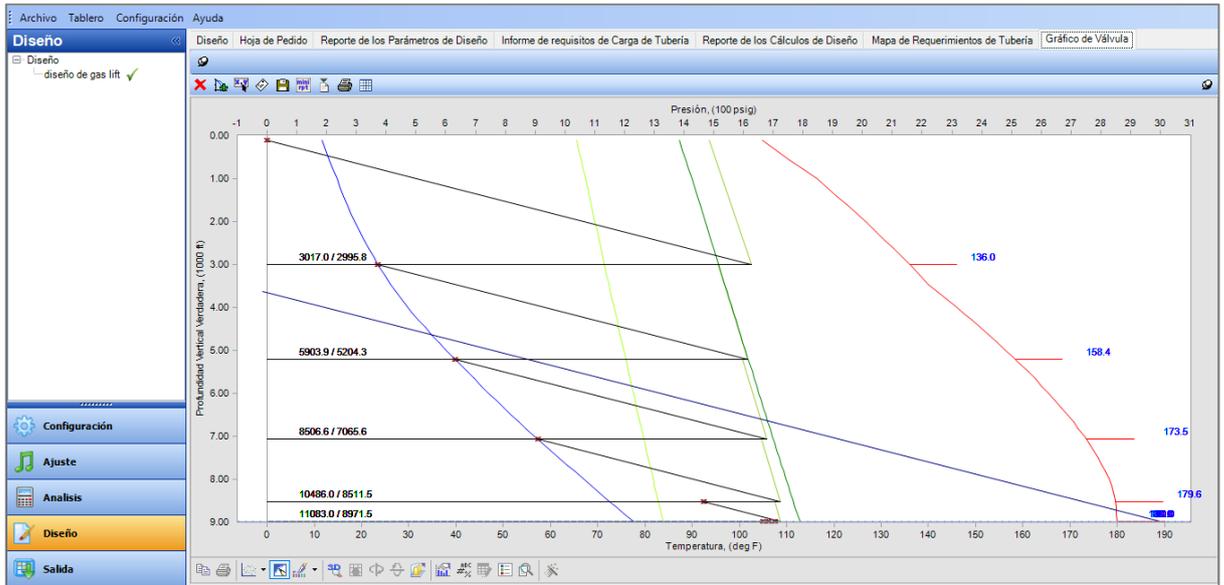
En la parte derecha de la pantalla se tiene la profundidad de las válvulas en el pozo, con sus respectivas características, por ejemplo, Temperatura, Modelo, TVD, Presión Operativa, etc.

**Figura N° 40**  
Parametros de diseño



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 41  
Gráfica de válvulas



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, podemos detenernos aquí para analizar las características del diseño de nuestro pozo, con la cantidad de válvulas recomendables, separación entre válvulas, temperaturas a la cual se encuentran, presiones, etc.

Seguido de una tabla con la descripción en detalles de cada válvula que forma parte del diseño.

**Tabla N° 10**  
Descripción en detalles de cada valvula

<b>Válvula</b>	<b>MD (ft)</b>	<b>TVD (ft)</b>	<b>Tv (deg F)</b>	<b>Pvod (psig)</b>	<b>Pvcd (psig)</b>
1	3016.96	2995.76	136.01	1627.34	1573.63
2	5903.89	5204.34	158.37	1615.95	1573.81
3	8506.6	7065.58	173.45	1679.25	1646.34
4	10486.01	8511.48	179.56	1724.27	1713.22
5	11083	8971.52	180	1725.09	1724.23
6	11083	8971.52	180	1705.09	1704.23
7	11083	8971.52	180	1685.09	1665.58
8	11083	8971.52	180	1665.09	1665.09

Fuente: Elaboración propia.

Me pide que no deje este espacio

En la opción de Diseño y luego reporte de informe, obtenemos en forma automática, un PDF con la descripción general del diseño de Gas Lift.

**Figura N° 42**  
Información general



## Gas Lift Design Report

Generated on Sunday, 31 May 2020 at 20:09:04

### Información General

Compañía	UNCO	Fecha	05/31/2020
Campo	FAIN	Ordenado Por	
Pozo	D-1	Distrito	
Concesión		Nombre de Taladro	

### Summary

Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 43**  
Parametros de diseño

### Parámetros de Diseño

inyección de gas		
Presión de Kickoff	1485.30	psig
Presión Operativa	1040.41	psig
Gravedad del Gas	0.7430	grav esp
Tasa de Inyección de Gas	0.1500	Millones de pies cúbicos por día

Tubería/Casing		
Tubing O.D.	5.496	in
Tubing I.D.	2.988	in
Threads		
Tubing Depth (TVD)	11703.87	pies
Tubing Depth (MD)	15004.00	pies
Casing I.D.	6.096	in

Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 44**  
Datos del Pozo

Pozo		
Well Depth (TVD)	11967.27	pies
Well Depth (MD)	15413.00	pies
Packer Depth (TVD)	0.00	pies
Packer Depth (MD)	0.00	pies
Midperf Depth (TVD)	8971.52	pies
Prof. Perf. Media (MD)	11083.00	pies
Temperatura de superficie	120.0	Grad F
Bottom Hole Temperature	180.0	Grad F

Fuente: Elaboración propia.

**Figura N° 45**  
Condiciones de Flujo

Condiciones de Flujo		
Tipo de Flujo	Tubing	
Tubing Back Pressure	185.30	psig
Bottomhole Pressure	1214.69	psig
Gravedad del Crudo	34.0164	Grad. API
Gravedad de Agua	1.0300	grav esp
Corte de agua	0.2000	Fracción
Índice de productividad (J)	0.8868	Barriles st/día/psi
RGP	1500.0000	Pies cúbicos estándar / Barriles estándar
Tasa Líquida	1800.0	Barriles st / día

Condiciones Estáticas		
Nivel del Fluido Estático	0.00	pies
Gradiente de Fluido de Kill	0.5630	psi/pie

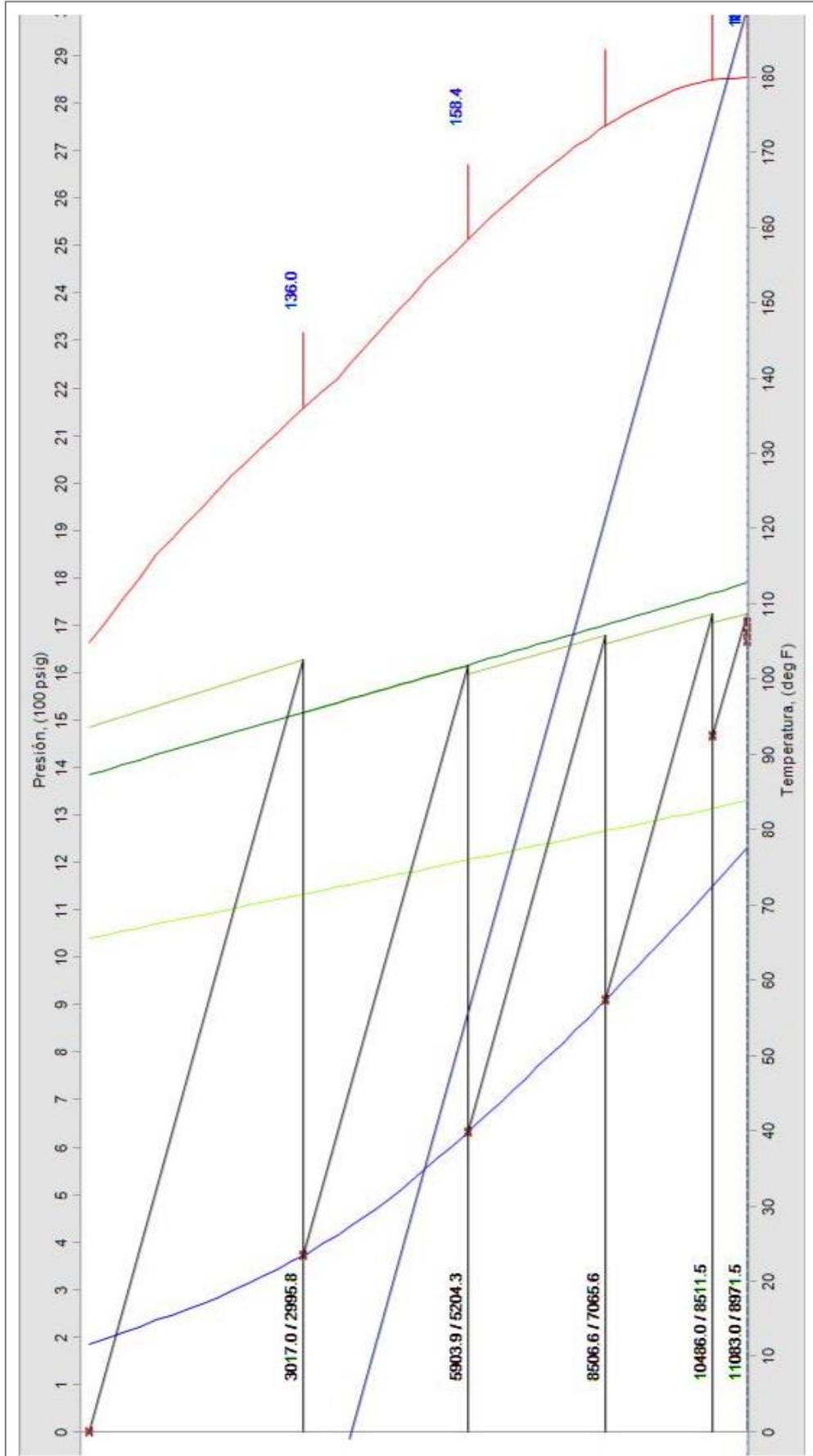
Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 46**  
Misceláneo

Misceláneo	
Multiphase Correlation	Orkiszewski
Using Temperature Bias	No
Temperature Correction	Riguroso
Design Method	Valve Closing Pressure

Fuente: Elaboracion propia

Figura N° 47  
Diseño



Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 48**  
Diseño de cálculos de Gas-Lift

**Diseño de Cálculos de Gas-Lift**

nombre	MD (ft)	TVD (ft)	Tv (deg F)	TCF	Manuf.	Modelo	Port Size (64th in)	R	Pt (psig)	Pt (Des.) (psig)	Pc (Des.) (psig)	Pc/Pd (psig)	Po (psig)	Po Surf (psig)	Pc Surf (psig)	PTRO (psig)
1	3016.96	2995.76	136	0.8477	None	1.0" IPO	8	0.0428	372	373	1642	1574	1627	1485	1437	1391
2	5903.89	5204.34	158	0.8126	None	1.0" IPO	8	0.0428	631	631	1631	1574	1616	1385	1350	1333
3	8506.60	7065.58	174	0.7888	None	1.0" IPO	8	0.0428	910	910	1694	1646	1679	1369	1343	1355
4	10486.01	8511.48	180	0.7802	None	1.0" IPO	8	0.0428	1150	1466	1739	1713	1724	1353	1345	1393
5	11083.00	8971.52	180	0.7784	None	1.0" IPO	8	0.0428	1229	1705	1740	1724	1725	1338	1337	1401
6	11083.00	8971.52	180	0.7787	None	1.0" IPO	8	0.0428	1229	1685	1720	1704	1705	1323	1322	1385
7	11083.00	8971.52	180	0.7803	None	1.0" IPO	8	0.0428	1229	1229	1700	1666	1685	1308	1293	1354
8	11083.00	8971.52	180	0.7803	None	1.0" IPO	8	0.0428	1229	1685	1680	1665	1665	1293	1293	1354

Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 49**  
Nomenclatura

<b>Tv</b>	Temperature at valve
<b>TCF</b>	Factor de corrección de temperaturas
<b>R</b>	AP/AB
<b>Pt</b>	Presión de Tubing
<b>Pt(Design)</b>	Design Tubing Pressure
<b>Pc(Design)</b>	Design Casing Pressure
<b>Pc/Pd</b>	Closing Casing Pressure
<b>Po</b>	Opening Casing Pressure
<b>Po Surf</b>	Surface Opening Pressure
<b>Pc Surf</b>	Surface Closing pressure
<b>PTRO</b>	Presión de prueba que abre el rack

Fuente: Elaboracion propia

**Figura N° 50**  
Orden de Compra

<b>Shop Order</b>											
Valves				CHECKS				LATCHES			
QTY.	Nuevo	REC.	EXC.	QTY.	Nuevo	REC.	EXC.	QTY.	Nuevo	REC.	EXC.
Valve No.	Fabricante	tipo de válvula	PTRO	Tamaño del Puerto	Depth (TVD)	Depth (MD)	Special Instructions				
1	None	1.0" IPO	1391	8	2995	3018					
2	None	1.0" IPO	1333	8	5204	5903					
3	None	1.0" IPO	1354	8	7085	8508					
4	None	1.0" IPO	1392	8	8511	10486					
5	None	1.0" IPO	1400	8	8971	11083					
6	None	1.0" IPO	1384	8	8971	11083					
7	None	1.0" IPO	1354	8	8971	11083					
8	None	1.0" IPO	1353	8	8971	11083					
Mandrel Specifications											
QTY.	Type & Size	Thread	Grade	New/Rec	Coating	Other Info					
<b>Shipping Date</b>				<b>Setup By</b>							
<b>Ship Via</b>				<b>Final Test By</b>							
<b>Shipping Ticket</b>											

Fuente: Elaboración propia.