



**Universidad Nacional del Comahue**  
**Facultad de Ingeniería**

Proyecto Integrador Profesional Ingeniería en Petróleo  
“Estudio Técnico-Económico de Artificial Lift para Shale Oil de Vaca  
Muerta en la zona de Senillosa”

Neuquén, 2024

Alumno: Urbano, Ramiro Nicolas

Legajo: ING 4966

Correo: [ramaurbano@gmail.com](mailto:ramaurbano@gmail.com)

**Tutor:** Ing. González, Esteban

## Resumen:

En el presente Proyecto Integrador Profesional que desarrollé durante mi trabajo como pasante en el sector de Ingeniería de Producción en una compañía Operadora se realiza el análisis para seleccionar el artificial lift a instalar en pozos perforados de un Yacimiento ubicado en Senillosa.

Se evalúa de manera técnica-económica la elección del sistema de producción del primer pozo perforado No Convencional en la formación Vaca Muerta en esta área. A partir de la caracterización del hidrocarburo y la capacidad técnica de cada sistema de bombeo, se realiza la comparación para determinar el sistema a instalar en el primer pozo, luego se replicará en los siguientes pozos. Definido el sistema de bombeo, se realizan las simulaciones en software para determinar el diseño completo del sistema a instalar para producir el primer pozo No Convencional del Yacimiento.

**Palabras Clave:** artificial lift, No convencional, Vaca Muerta, sistema de bombeo, comparación, primer pozo, diseño completo.

## Abstract:

In this Professional Integrative Project that I developed during my internship in the Production Engineering department at an operating company, an analysis is conducted to select the artificial lift system to be installed in the drilled wells of a reservoir located in Senillosa.

A technical-economic evaluation is made to choose the production system for the first unconventional drilled well in the Vaca Muerta formation in this area. Based on the characterization of the hydrocarbon and the technical capabilities of each pumping system, a comparison is made to determine which system should be installed in the first well, and this will then be replicated in the subsequent wells. Once the pumping system is selected, simulations are performed using software to determine the complete system design to be installed for producing the first unconventional well of the reservoir.

**Keywords:** artificial lift, Unconventional, Vaca Muerta, pumping system, comparison, first well, design complete.

## RECONOCIMIENTO Y DEDICATORIA

Con este PIP culmina una etapa muy linda de mi vida, donde han sido largos años de esfuerzo y sacrificio para poder cruzar la meta y lograr el título universitario de Ingeniero en Petróleo.

Agradezco de corazón a todas las personas que han estado en este largo camino y me han aportado su granito de arena para enseñarme, corregirme y volverme mejor estudiante, tanto docentes como compañeros. También agradezco a Dios, por acompañarme siempre.

Se lo dedico principalmente a mis padres Rita y Carlos, que siempre me apoyaron en todo, fueron mi fuente de energía en los momentos malos, y si alguna vez pensé en abandonar la carrera por los tropiezos cometidos y no tomé esa decisión, fue por mis padres, fueron mi ejemplo de que con muchos menos recursos lograron el título universitario, además ver el esfuerzo diario que hacían trabajando incontables horas para que tenga todo y no me falte nada en el día a día es imponderable. Por eso la dedicatoria principalmente es a ellos, que me han dado todo y me han inculcado valores fundamentales como el respeto, la bondad y sobre todo el esfuerzo, haciéndome entender que las grandes metas/logros van acompañados de grandes esfuerzos.

Por último y no menos importante, se lo dedico a mis cuatro hermanos mayores Ailyn/Mariana/Rodrigo y Gastón, que siempre de una u otra forma me hicieron sentir su acompañamiento durante todo el transcurso de la carrera, con mensajes de apoyo y de felicidad cuando se enteraban de mi progreso durante la carrera.

# ÍNDICE GENERAL

Introducción: .....	1
Desarrollo.....	3
Sistemas de Levantamiento Artificial .....	8
Bombeo Mecánico .....	9
Equipamiento de Subsuperficie.....	9
Equipamiento de Superficie: .....	15
Gas Lift.....	23
Gas Lift Continuo.....	25
Gas Lift Intermitente .....	28
Plunger Lift .....	31
Evaluación Técnica .....	34
Evaluación Económica.....	38
Diseño de Artificial Lift a Instalar .....	40
Conclusión.....	55
Anexo .....	56
Costos de materiales Bombeo Mecánico .....	56
Trayectoria Direccional.....	57
Bibliografía .....	61

## Introducción:

La Cuenca Neuquina ha sido el tema principal de los últimos años de la industria hidrocarburífera, principalmente debido a la formación Vaca Muerta y su producción No Convencional de petróleo y/o gas.

Por este motivo, este Proyecto Integrador Profesional (PIP) abordará un tema clave, como lo es, la selección del sistema de levantamiento artificial para el shale oil de Vaca Muerta en la zona de Senillosa.

Este trabajo se desarrolló durante el marco de pasantía en la compañía operadora “TECPETROL” en la cual trabajé en distintos objetivos durante 18 meses en el sector de Ingeniería de Producción con enfoque en dos áreas de la compañía, una en la zona de Senillosa (Neuquén) y la otra área ubicada en Catriel (Río Negro).

En la Figura N°1 se puede observar la ubicación de la zona de estudio y un mapa de la ventana de hidrocarburos que posee la Cuenca Neuquina.

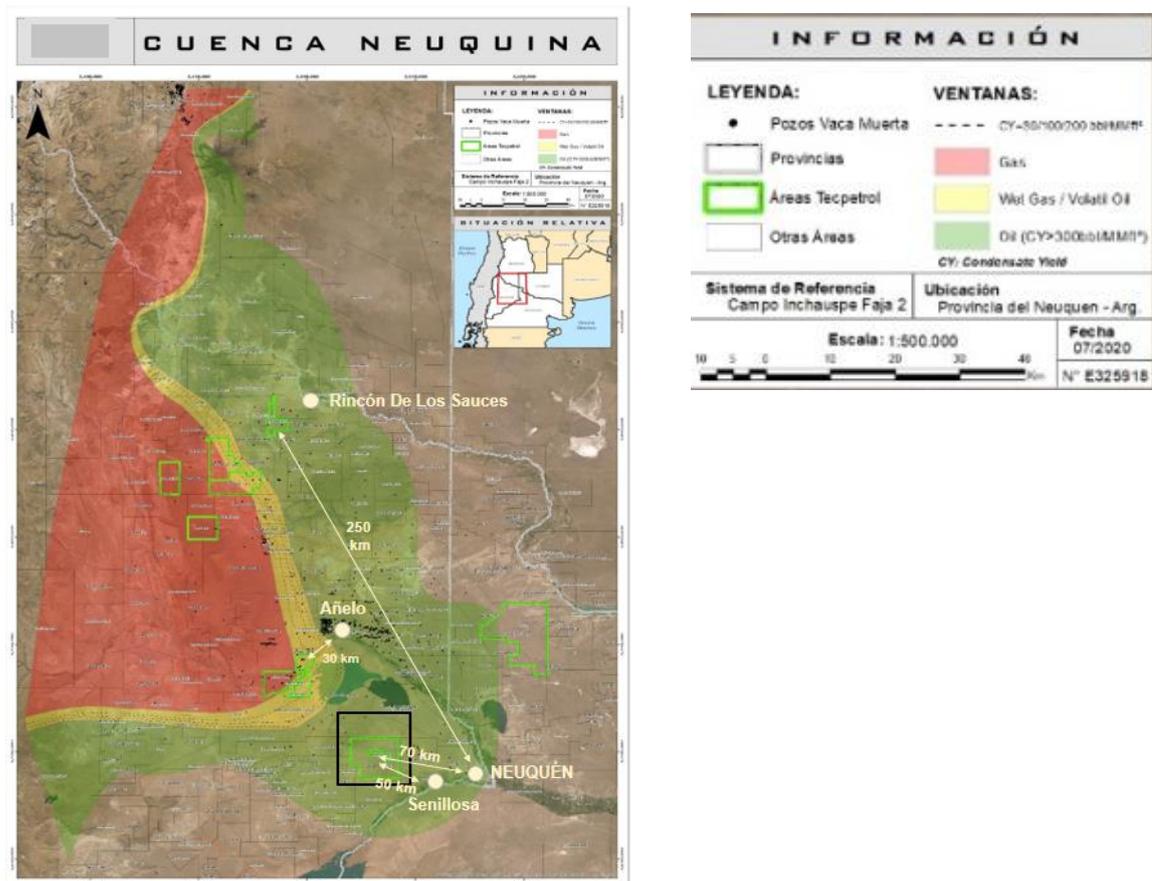


Figura N°1 Ubicación de la zona de estudio y Ventana de Hidrocarburos de la Cuenca Neuquina  
[Tomado de Ingeniería de Reservorios- Tecpetrol].

En base a la caracterización del fluido que producirá esta zona y un análisis técnico-económico de los distintos Artificial Lift que desarrolla la Operadora en sus áreas se definirá con qué sistema de bombeo se explotará la misma.

## Desarrollo

El primer pozo exploratorio a la formación Vaca Muerta en esta área de la compañía se perforó en Julio de 2019, como se obtuvieron buenos resultados, en el año 2022 se decidió perforar tres pozos appraisal para delimitar el área y tener una mayor visión para el futuro desarrollo.

Los cuatro pozos presentan características similares en cuanto a profundidad, tipo de hidrocarburos y litología, por eso mismo, se abordará el desarrollo completo para el primer pozo perforado, éste determinará el sistema de levantamiento artificial elegido para producir el Shale Oil de Vaca Muerta en la zona de Senillosa, y se aplicará el sistema de bombeo elegido para el resto de los pozos.

A continuación, en la Figura N°2 se muestra un mapa isopáquico de la zona de Vaca Muerta de los pozos en estudio.

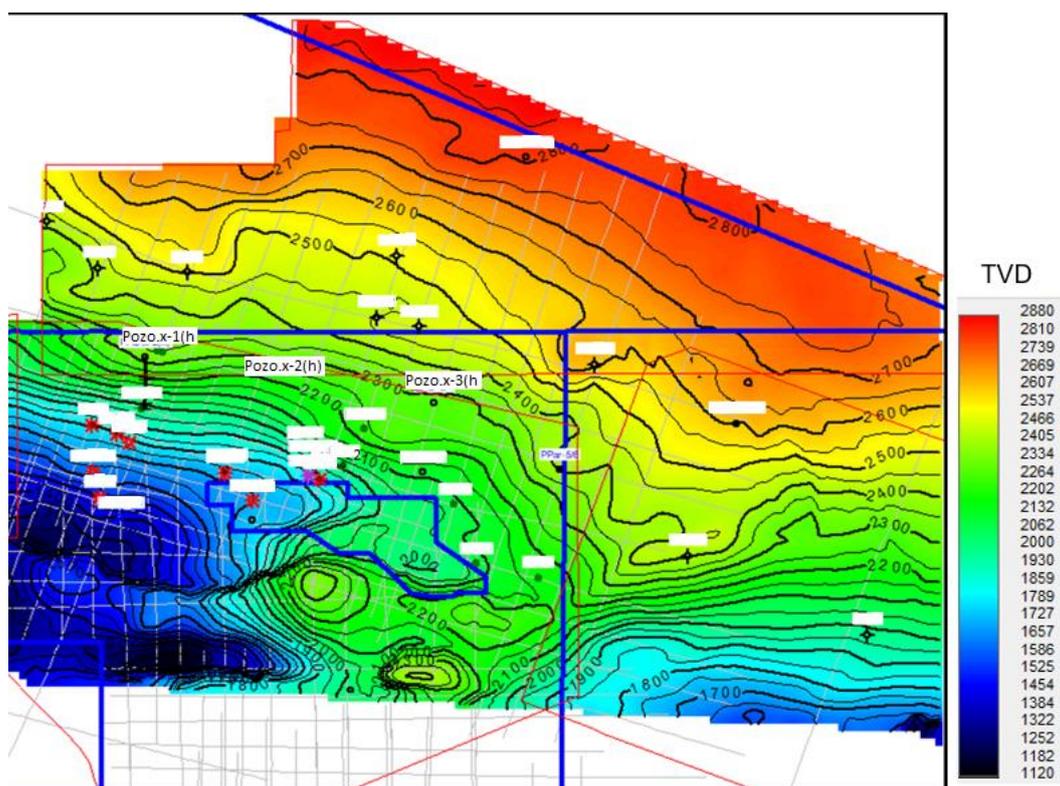


Figura N°2: Mapa isopáquico de la Formación Vaca Muerta en la zona de estudio [Tomado de Ingeniería de Reservorios- Tecpetrol].

Los pozos se encuentran perforados a una profundidad entre 2100 y 2400 metros TVD (True Vertical Depth) y geonavegan de manera horizontal en ramas laterales entre 1600 y 2500 metros.

La columna estratigráfica atravesada en el pozo exploratorio para llegar a la formación Vaca Muerta se presenta en la Tabla N°1.

Tabla N°1: Columna Estratigráfica atravesada [Autoría Propia].

Por Cutting			
Grupo y/o Formación	Metros bajo boca de pozo	TVD	Espesor aparente MD
Gr. Neuquén	0	0	886
Fm. Rayoso	886	885,4	100
Fm. Centenario	986	985,4	749
Fm. Quintuco	1735	1734,3	349
Fm. Vaca Muerta	2084	2082,65	197
Fm. Lotena \ Lajas	2281	2279,18	40 / 40
PROFUNDIDAD FINAL - Piloto	2321	2319,18	
PROFUNDIDAD FINAL - Horizontal	3817	2453,80	

La estrategia de perforación del pozo de estudio fue de un diseño robusto. Por criterio de la compañía Operadora un diseño robusto significa que el plan de perforación implica bajar cuatro (4) cañerías de Casing, a diferencia de un diseño Slim que son tres (3) casing en el pozo.

En la Figura N°3 se muestra el diseño del pozo.

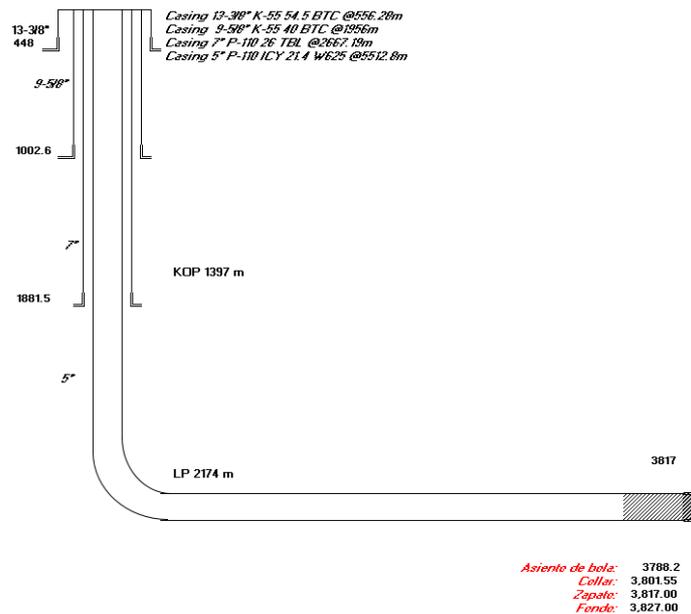


Figura N°3: Diseño del pozo de estudio [Autoría propia].

Y en la Tabla N°2 se detalla la cañería instalada.

Tabla N°2: Diseño de Casing [Autoría propia].

<b>Descripción</b>	<b>Grado</b>	<b>Diámetro Externo (inch)</b>	<b>Peso (Lb/ft)</b>	<b>Tope (mts)</b>	<b>Base (mts)</b>
Casing Guía	K 55	13 3/8	54,4	0	448
Casing Intermedia I	N 80	9 5/8	40	0	1002.7
Casing Intermedia II	N 80	7	26	0	1881.6
Casing Producción	P 110	5	21.4	0	3817.1

Otro punto importante de mencionar sobre el diseño del pozo perforado es la trayectoria, ya que, tendrá relevancia en el análisis futuro sobre el diseño del Artificial Lift a emplear.

En la Figura N°4, que muestra la trayectoria del pozo perforado, se observa que la curva comienza a construirse en 1890 metros hasta aterrizar en el Landing Point en 2174 metros (TVD en 2173 metros), a partir de este punto se perforó la rama horizontal hasta 3827 metros, entubando el casing de producción de 5” en 3817 metros dejando de esta manera 10 metros de cámara para la elongación de la cañería durante la etapa de cementación.

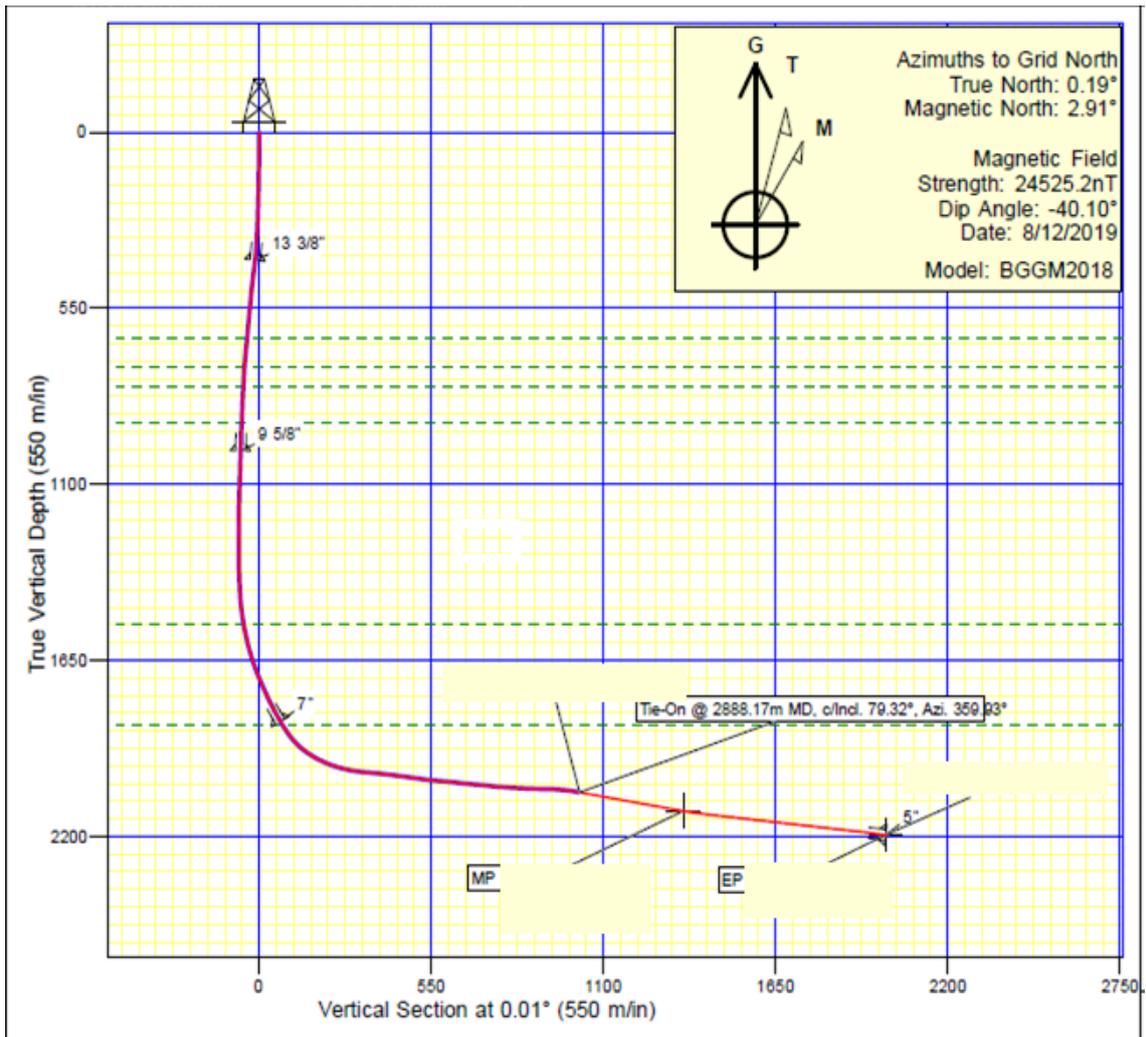


Figura N°4: Trayectoria Direccional del Pozo [Tomado de Software Drilling Office].

Una vez finalizada la cementación del casing de producción, ingresa el equipo de Terminación para realizar las fracturas hidráulicas. Esto es necesario ya que los Yacimientos No Convencionales poseen una muy baja permeabilidad, por lo cual necesitan ser fracturados para que puedan producir de manera surgente.

En este pozo de estudio, se realizaron 22 etapas de fractura en la rama lateral.

Finalizada las etapas de fractura, se continua con la etapa de Well-Testing, donde se ensaya el pozo durante 45 días aproximadamente, obteniendo muestras del fluido que son de gran relevancia porque son el primer input de información real del pozo.

Los ensayos en laboratorio sobre las muestras de fluidos brindaron la siguiente caracterización del crudo:

- Petróleo Liviano.

- Gravedad API: 35.7°.
- Gravedad específica: 0.85.
- Baja Relación Gas-Oil (GOR):
  - GOR de  $70 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- WAT (Temperatura de aparición parafinas): 27 °C.

La precipitación de parafinas ocurre en el tubing y en las instalaciones de superficie. La temperatura de precipitación de parafinas es diferente para cada pozo según afirma el estudio “Mejora en la Productividad de pozos afectados por deposición de parafinas en Vaca Muerta” (Elisabet Savoy, et.al, Petrotecnia, Diciembre 2016).

Finalizada la etapa de ensayo, comienza la vida productiva del pozo, para estos casos son pozos surgentes que producen a través del casing de 5”.

Un pozo surgente tiene la suficiente energía para llevar el fluido desde el fondo del pozo hacia la superficie venciendo las pérdidas de carga a través de la tubería, superficie y líneas hasta el colector o manifold del campo.

Luego de un período de producción, el pozo se va depletando con lo cual va disminuyendo su energía para producir los niveles de hidrocarburos deseados, es una incertidumbre poder determinar el momento donde la producción cae por debajo de los niveles esperados, más aún en esta área donde no hay pozos produciendo en la formación Vaca Muerta, lo cual ayudaría a tener una visión más clara del panorama. Por este motivo, sólo se dispondrá de un pozo tipo como referencia para el pozo en estudio como se muestra en la Figura N°5,

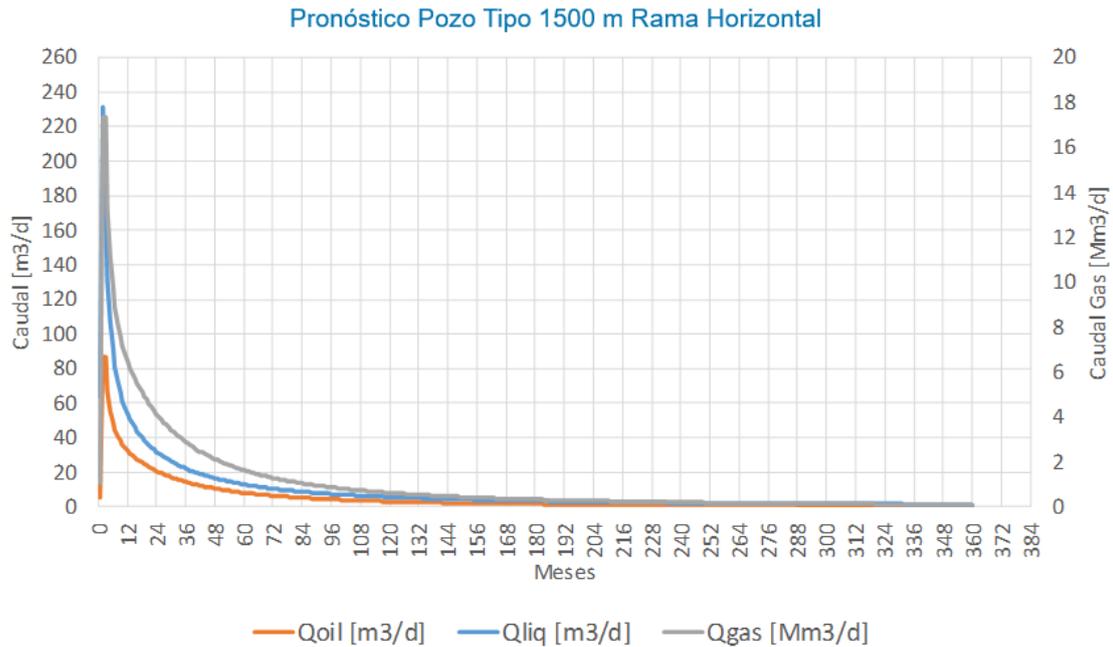


Figura N°5: Pozo Tipo 1500 m Rama Horizontal [Autoría propia].

Con este modelo es posible predecir la caída de presión en función del tiempo y esto permite pronosticar el tiempo en el cual se va a decidir instalar el sistema de levantamiento artificial para producir los caudales deseados, pero con una incertidumbre muy alta.

En función a la información que se tiene hasta al momento, da pie a describir los distintos sistemas de levantamiento artificial que se aplican en la compañía, para luego realizar su comparación técnica-económica y realizar la selección del artificial lift para producir los hidrocarburos del pozo de estudio.

## Sistemas de Levantamiento Artificial

Como este PIP se basa en un caso de estudio de la zona de Senillosa, solo se enfocará en los distintos sistemas de levantamiento artificial más utilizados por la compañía en la Cuenca Neuquina, con la posibilidad de implementar Gas Lift, estos son:

- Bombeo Mecánico.
- Plunger Lift.
- Gas Lift.

Quedan por fuera de este análisis por la baja/nula utilización en la compañía los sistemas Bombeo Hidráulico, Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) y Bombeo Electrosumergible (BES) en el área Neuquina.

Se realizará la descripción de cada uno de los sistemas, comenzando por el más utilizado a nivel nacional y mundial.

### Bombeo Mecánico

El sistema consiste en elevar el fluido (petróleo con gas asociado y agua) por medio de una bomba de profundidad de desplazamiento positivo con movimiento recíprocante accionada por una sarta de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo.

Se comenzará describiendo los componentes utilizando como bibliografía principal el Manual de Producción PAE-Argentina, se describirá el sistema en dos partes, los de subsuperficie y los de superficie, teniendo en cuenta que todo es un sistema integrado.

### Equipamiento de Subsuperficie

Tubing (Caños de producción): el fluido migra a través de estos, se bajan con un ancla para fijarlos a la cañería de aislamiento y un zapato o asiento de anclaje, donde se fija la bomba de profundidad.

Bombas Mecánicas de profundidad: principalmente están compuestas por el barril, el pistón, la válvula de pie (standing valve) contenida en el sistema de anclaje, la válvula viajera (travelling valve) contenida en el pistón y los accesorios.

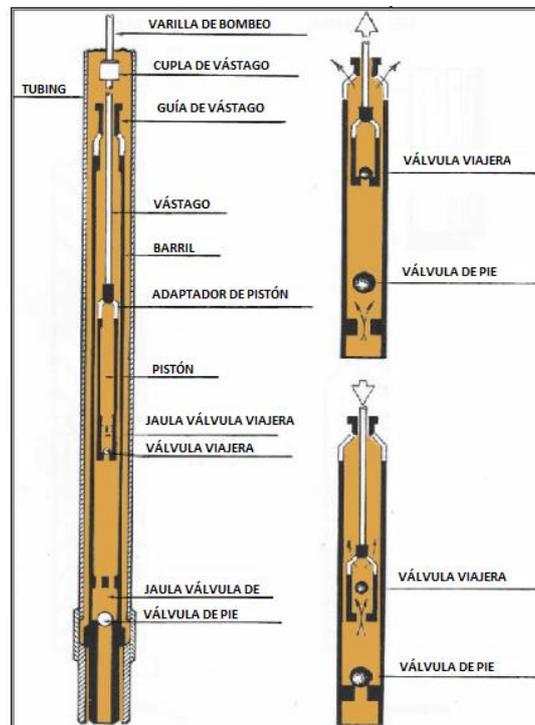


Figura N°6: Componentes de bomba de profundidad [Modificado del Manual de Producción – PAE-Argentina].

Existen dos tipos principales:

Bomba Insertable: Para su instalación, se debe colocar en el tubing un elemento de fijación denominado niple de asiento. Posteriormente se baja la bomba, mediante la sarta de varillas, hasta que el anclaje de la bomba se fija al asiento.

Bombas de Tubing: Provee el máximo desplazamiento de fluido para una determinada cañería de producción. Son bombas resistentes en su construcción y simples en su diseño. El barril se conecta directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior del barril se ubica un niple de asiento, que aloja la válvula fija. El barril de pared gruesa está conectado directamente al tubing por un niple. Las varillas se conectan directamente a la jaula superior del pistón, eliminando la necesidad de usar vástago (Manual de partes, Bolland).

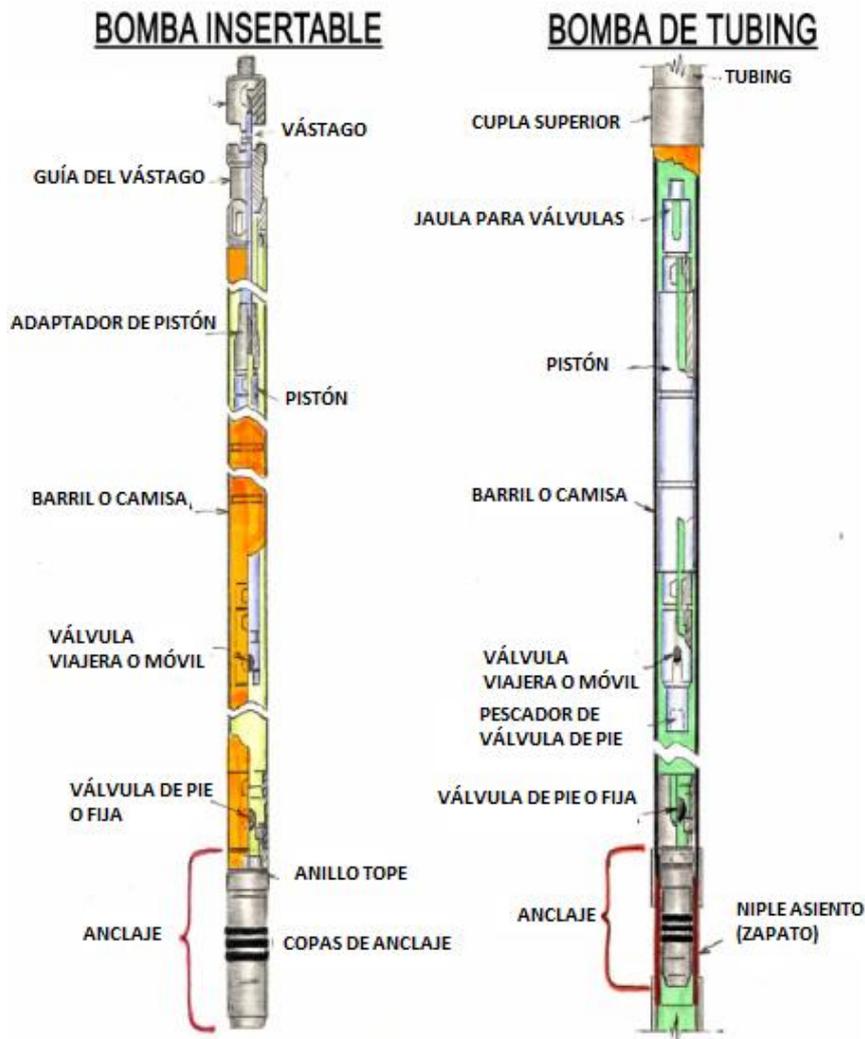


Figura N°7: Tipos de Bombas [Modificado del Manual de Producción- PAE- Argentina].

La diferencia entre estos dos tipos de bombas radica en que las bombas insertables se instalan en el interior del tubing, en cambio las bombas de tubing se conectan a la tubería de producción y se bajan al pozo formando una parte integral de la columna. La desventaja de este tipo de bombas es que se requiere sacar toda la sarta de tubings para hacer una reparación.

La designación de una bomba según la norma API se presenta en la Figura N°8.

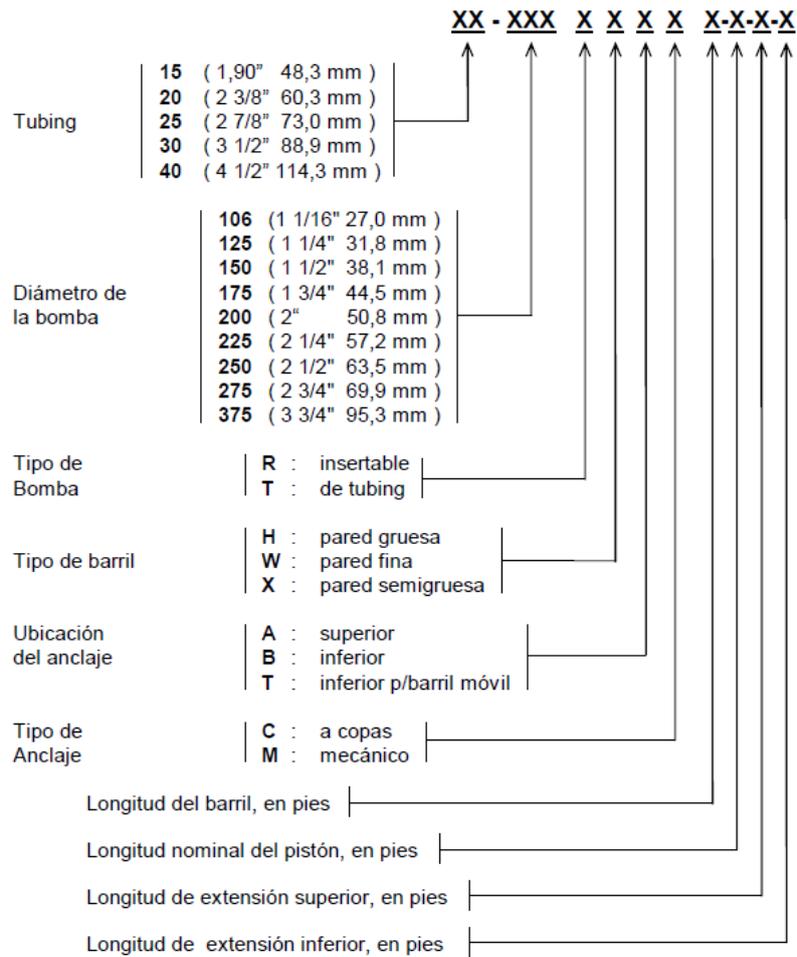


Figura N°8 Nomenclatura API de bomba [Manual de partes, Bolland].

Varillas de bombeo: Su principal función es transmitir el movimiento alternativo generado por la unidad de bombeo hacia la bomba de profundidad. Existen dos longitudes de varillas estándar, 25 y 30 pies, las más utilizadas son las primeras. Los diámetros varían desde 3/4 pulgadas hasta 1 1/2 pulgadas.

Las varillas y trozos de maniobra (sucker rod) se fabrican en acero de distinto grado, grados K, C, D, y alta resistencia. En la Tabla N°3 se detallan las propiedades químicas y mecánicas.

Tabla N°3: Grados de Varillas de Bombeo [Manual de Producción- PAE- Argentina].

Grado	Composición Química	Resistencia a la rotura tracción	
		Mínimo (psi)	Máximo (psi)
K	Acero AISI 4623	85000	115000
C	Acero AISI 1035	90000	115000
D	Acero al carbono o aleado	115000	140000
UHS-NR	Acero 4142	140000	150000
Norris 97	Acero 4142	140000	150000
S-88	Acero 3130	140000	155000
T66-XD	Acero 4138	140000	150000

El grado o serie de acero que más se utilizan en la compañía son el Grado D Alloy que se recomiendan para pozos no corrosivos con moderadas / altas cargas y la otra serie utilizada es AlphaRod HS de Tenaris, brindan alta resistencia con desempeño mejorado en la corrosión y fatiga.

Otras fortalezas de estas varillas son (Tenaris, <https://www.tenaris.com/en/products-and-services/sucker-rods-datasheets?Family=suckerrods>):

- Dureza superior comparada con varillas de bombeo API.
- Mayor confiabilidad debido a los estrictos controles de producción.
- Vida útil extendida.
- Mayores cargas de servicio.
- Mayor vida a fatiga en ambientes corrosivos.
- Roscados disponibles:
  - API: roscado convencional



Figura N°9 Roscado API [Tenaris].

- Blue: Posee una interferencia diametral que crea una mejor distribución de las tensiones, reduciendo las áreas de concentración de estrés. No hay espacio entre las roscas, lo que reduce la tendencia al aflojamiento de la conexión.



Figura N°10 Roscado BLUE [Tenaris].

- X-Torque: Ofrece una sección roscada más grande, lo cual, aumenta la capacidad de torsión de la conexión en comparación con las varillas API convencionales.



Figura N°11 Roscado X-Torque [Tenaris].

- Grados de acero:
  - High Strength (HS): Diseñado para cargas muy altas en ambientes de corrosión media, que ofrece un rendimiento mejorado en comparación con las varillas de bombeo de alta resistencia convencionales.

- Critical Service (CS): Diseñado para ambientes corrosivos, capaz de soportar cargas más altas que las varillas de bombeo tradicionales (API).
- Diámetros de 5/8 a 1 ½ pulgadas.

Las aplicaciones de estas varillas:

- Pozos Profundos.
- Pozos desviados.
- Alto torque.

En la Figura N°12, se muestra como está compuesta la varilla de bombeo:



Figura N°12 Varilla de Bombeo [Autoría propia].

### Equipamiento de Superficie:

Vástago: Es el elemento que vincula la sarta de varillas con la unidad de bombeo. Tiene una superficie pulida que permite sellar el pozo para que no haya pérdidas en superficie. Estos pueden ser pulidos/cromados/metalizados. Varían desde 8 hasta 36 pies y los diámetros más usuales son 1 1/8 pulgadas; 1 ¼ pulgadas; 1 ½ pulgadas.

Cabeza colgadora de tubing: Según describe (Manual de Producción PAE) éstas se instalan roscadas o en algunos casos soldadas en la cañería de aislación (casing), la que a su vez está sostenida por otra cabeza colgadora vinculada a la cañería guía. En la Figura N°13 se muestra el esquema.

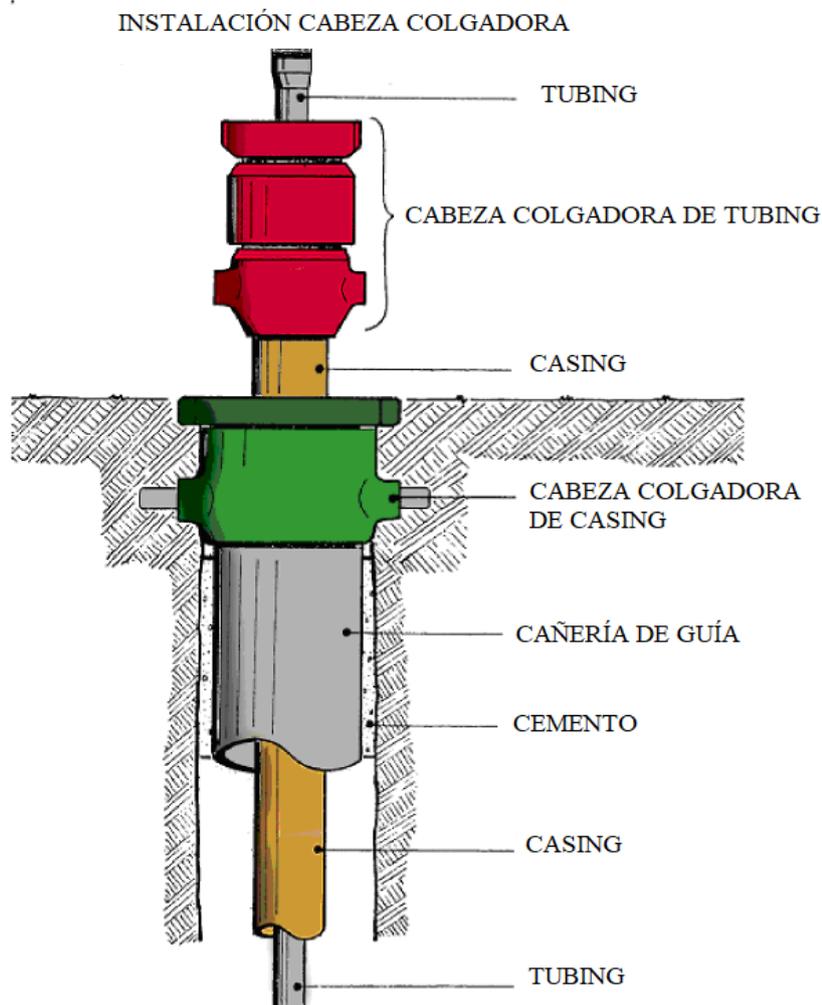


Figura N°13 INSTALACIÓN CABEZA COLGADORA [Modificado de Manual de Producción- PAE- Argentina].

Puente de Producción: Es el equipamiento que permite canalizar el flujo a través de un sistema de válvulas y conexiones que posibilite tomar mediciones y conectarlo con líneas de gas y petróleo. En la Figura N°14 se presenta un ejemplo de un puente de producción con captación de gas.

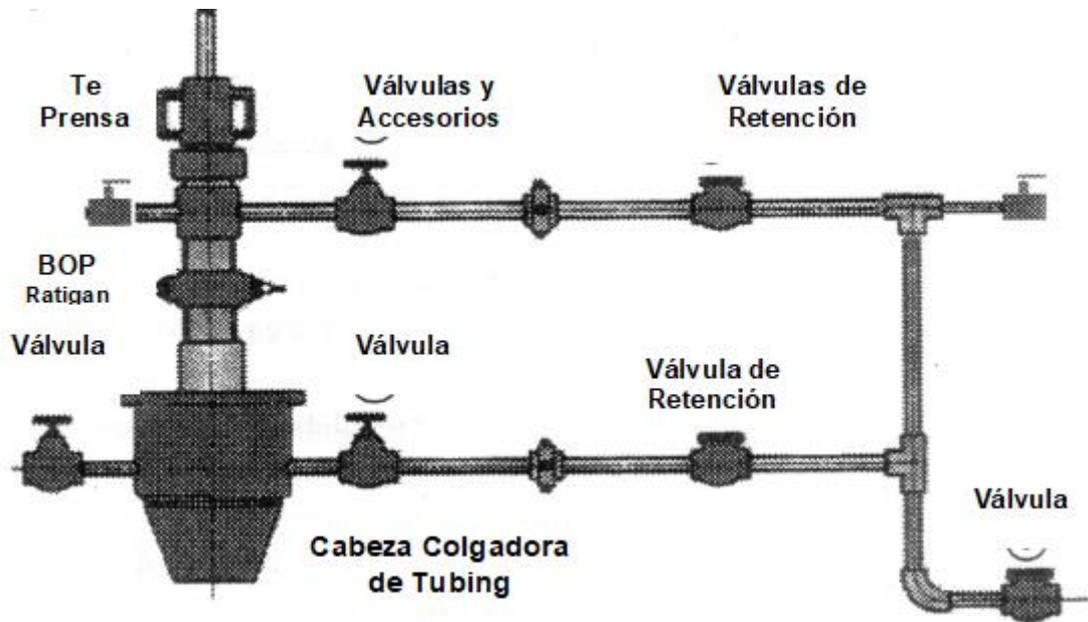


Figura N°14 Puente de producción con Captación de gas (Programa de capacitación Tareas y Servicios de Producción, Marzo 2002).

BOP- Ratigan: La función principal de esta válvula es cerrar el pozo, ya sea frente a la necesidad de cambiar las empaquetaduras o cualquier otro requerimiento. Es el primer dispositivo instalado inmediatamente en el extremo superior del tubing.

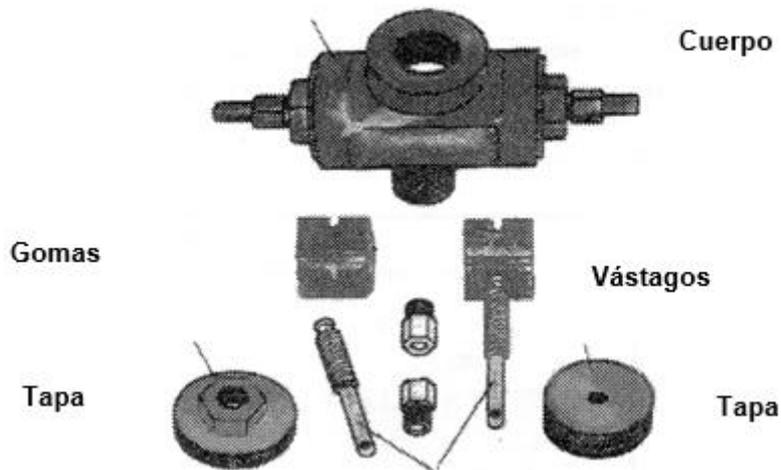


Figura N°15 BOP- Ratigan (Programa de capacitación Tareas y Servicios de Producción, Marzo 2002).

Te Prensa: Su función es empaquetar una pieza en constante movimiento (vástago), conteniendo el líquido y el gas que con determinada presión llega desde el interior del pozo. En la Figura N°16 se presenta el Te Prensa modelo Hércules, tiene excelente rendimiento cuando el vástago de bombeo está en buenas condiciones y centrado.

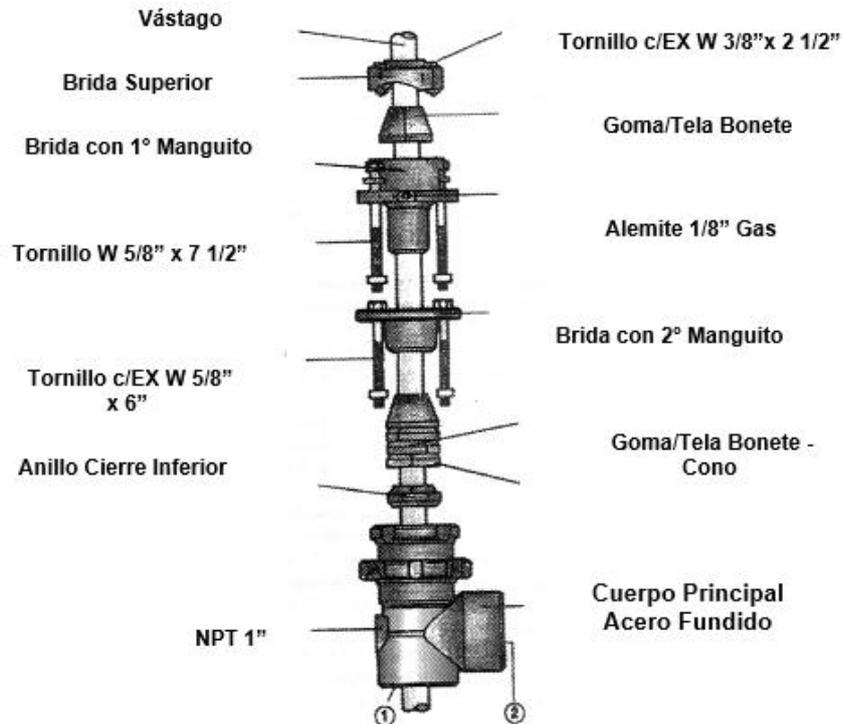


Figura N°16 Te Prensa tipo Hércules (Programa de capacitación Tareas y Servicios de Producción, Marzo 2002).

Aparato Individual de bombeo (AIB): Genera el movimiento para que la bomba funcione a partir de un motor (eléctrico o a explosión).

La clasificación API de los AIB según su geometría es la siguiente:

Convencional (Clase I): basa su geometría en un sistema de palanca de clase I con punto de apoyo en el medio de la viga balancín y emplea contrapesos mecánicos.

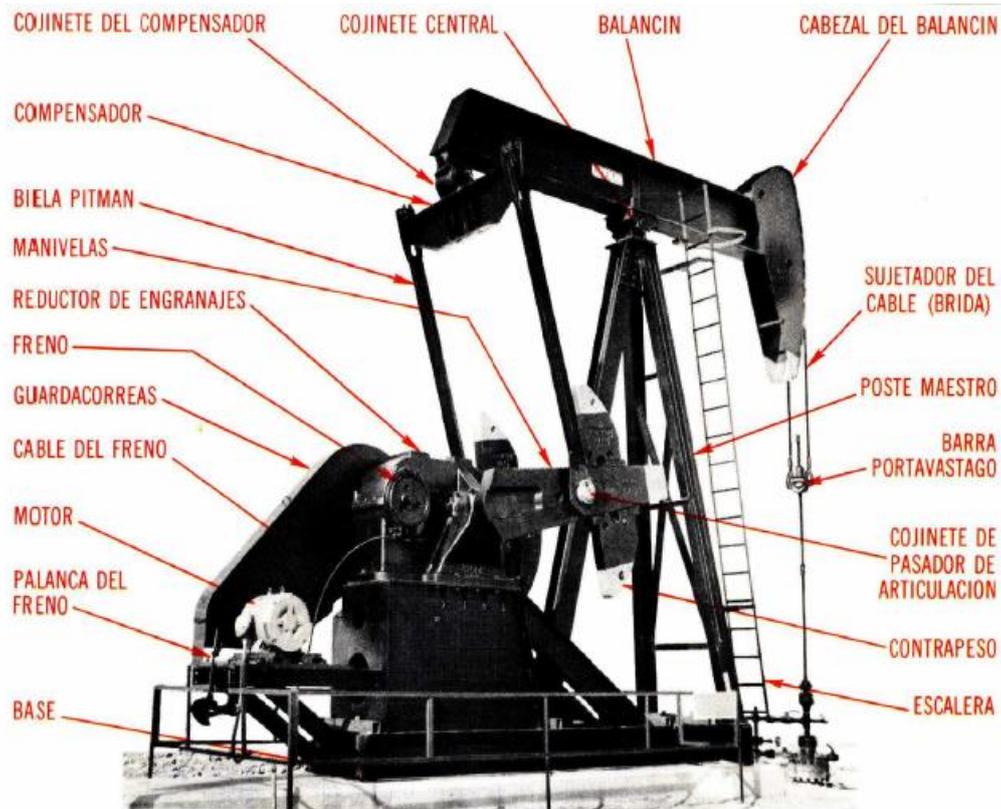


Figura N°17 AIB CONVENCIONAL [Manual de Producción- PAE- Argentina].

AIB balanceado por aire (Clase III): Utiliza un sistema de clase III con punto de apoyo en el extremo del balancín. Como lo menciona, OilFiled Products Group 2002 General Catalog, (Lufkin) el uso de aire comprimido en lugar de contrapesos de hierro fundido permite un control más preciso del contrapeso. Como resultado, el peso de la unidad se reduce considerablemente, lo que disminuye de manera significativa los costos de transporte e instalación.

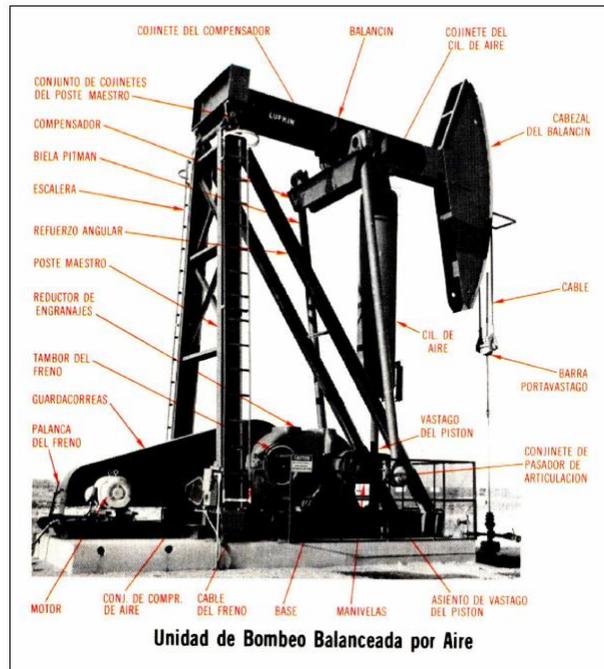


Figura N°18 AIB balanceado por aire [Manual de Producción- PAE- Argentina].

Tipo M (Mark II) (Clase III): La geometría del Mark II produce una subida más lenta y una bajada más rápida, con una aceleración reducida donde la carga es mayor, lo que resulta en menores cargas máximas y una mayor vida útil de la barra. Su característica de contrapeso mecánico en fases reduce el par motor máximo y los requisitos de potencia. En este AIB el poste sansón se encuentra en un extremo.

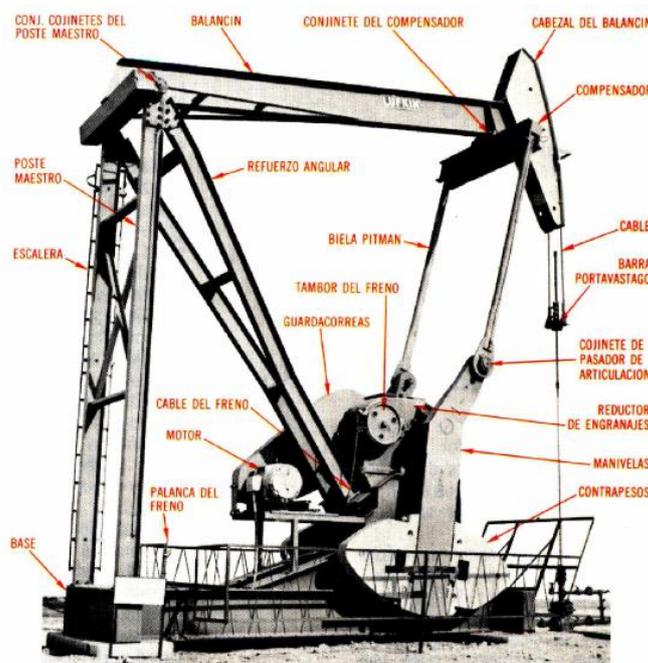


Figura N°19 AIB MARK II [Manual de Producción- PAE- Argentina].

La nomenclatura para los tipos de AIB se muestra en la Figura N°20.

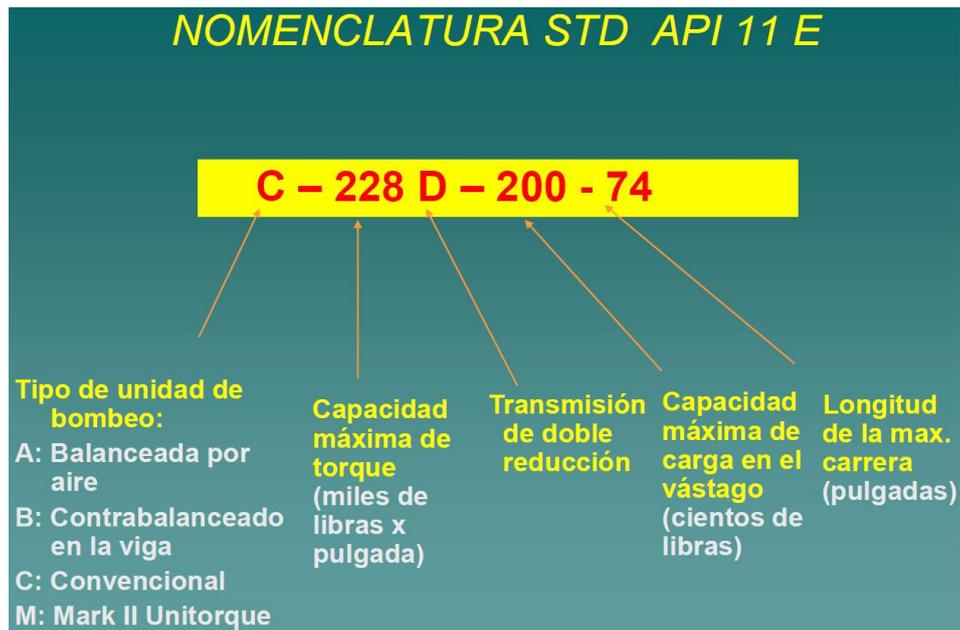


Figura N°20 Nomenclatura STD API 11 E de AIB [Apuntes Cátedra Producción I].

Resumiendo, de manera sencilla como se integra el sistema de superficie y subsuperficie se presenta en la Figura N°21,

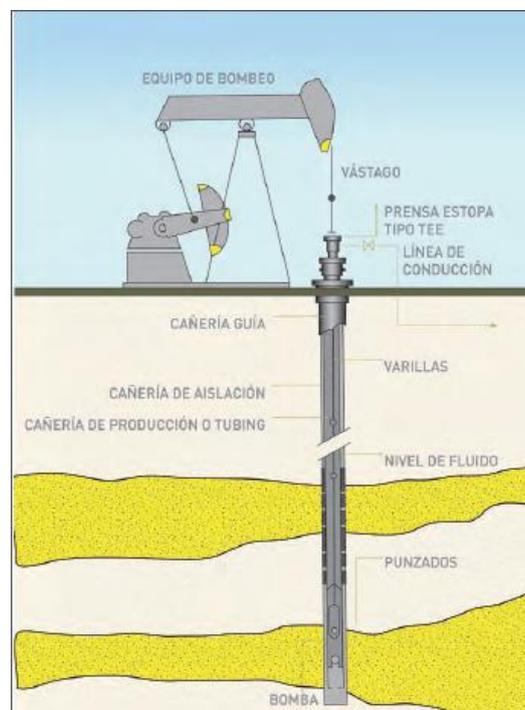


Figura N°21 Sistema de Bombeo Mecánico [Manual de Producción YPF].

Por otra parte, existen otras unidades de bombeo que quedan por fuera de la clasificación mencionada anteriormente.

Solo se describirá la unidad de bombeo de carrera larga (ROTAFLEX), ya que es utilizado en otros yacimientos de la compañía ubicados en el sur del país.

Según lo describe (Manual de Producción de PAE) el Rotaflex es una unidad de baja velocidad de bombeo y carrera larga (Figura N°22).

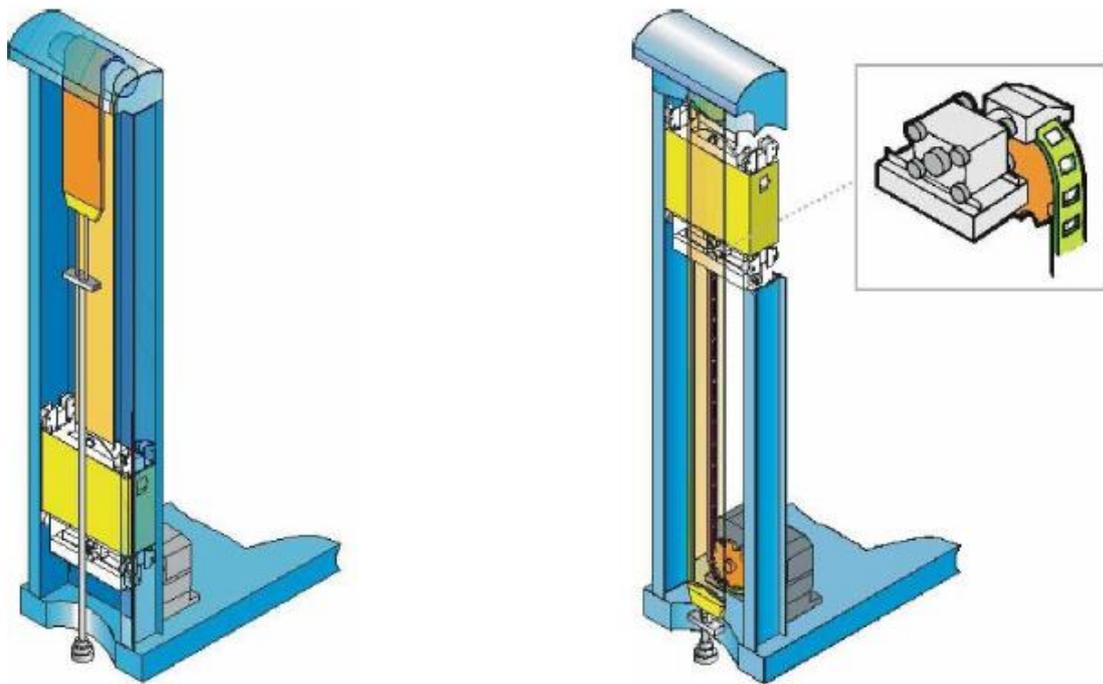


Figura N°22 Rotaflex [Manual de Producción- PAE- Argentina].

El motor eléctrico está conectado directamente a una caja reductora, la cual transmite el movimiento de rotación a una rueda dentada motora que conduce una cadena a velocidad relativamente constante, esta cadena viaja entre la rueda dentada y otra fija en la parte superior de la torre. Como se muestra en la Figura N°23.

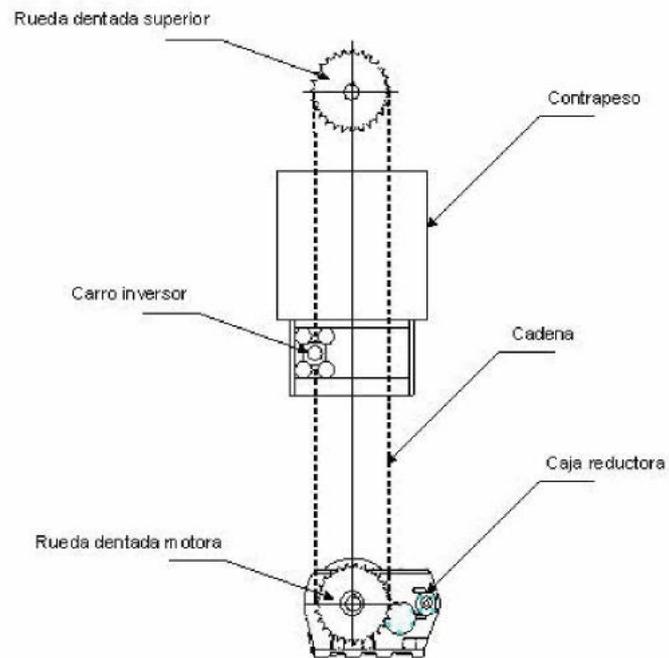


Figura N°23 Sistema de cadena y contrapeso. [Manual de Producción- PAE- Argentina].

Se mencionan a continuación ventajas que presenta este sistema según menciona (Manual de Producción- PAE- Argentina):

- Mejora la vida útil de las instalaciones de producción de fondo de pozo.
- Tiene la característica de embolada larga y lenta que permite mejorar el llenado del barril.
- Reduce los esfuerzos de tensión y compresión sobre la sarta de varillas.
- Reduce del 20 al 50% los costos de energía.
- Aumenta la eficiencia total del sistema.
- Contrapeso fácil y preciso.
- No es necesario su desmontaje para realizar los servicios al pozo.

Constructivamente posee un brazo de palanca más corto que las unidades de bombeo convencionales, lo que permite trabajar con cargas estructurales del mismo rango exigiendo con menor torque a la caja reductora.

Este sistema se utiliza en pozos con:

- Altos caudales de producción.
- Altos niveles de sumergencia.

- Producción de crudos medianos y pesados.
- En pozos con elevado índice de fallas debido a las exigencias a que se somete el sistema.

En la Tabla N°4 se muestran los distintos modelos de unidades disponibles en el mercado con sus especificaciones técnicas.

Tabla N°4: Modelos de Rotaflex [Manual de Producción- PAE- Argentina].

Modelo	800	900	1100
Capacidad de la estructura (lbs)	25600	36000	50000
Longitud de carrera (in)	288	288	306
Caja reductora (lbs-in)	228000	320000	320000
Peso de la unidad (lbs)	46000	46000	56000
Peso de la base (lbs)	29000	29000	29000
Contrapeso mínimo (lbs)	9200	9200	14000
Máxima carga libre (lbs)	9800	17800	16000
Contrapeso máximo (lbs)	19000	27000	30000

### Gas Lift

El Gas Lift según lo menciona (Manual de Producción YPF) es una técnica que consiste en levantar los fluidos del pozo mediante la adición de gas en el subsuelo.

La adición de gas se puede realizar mediante dos maneras:

- Gas Lift Continuo: el gas se inyecta en forma continua y a un caudal relativamente bajo.
- Gas Lift Intermitente: el gas se inyecta en forma periódica y a caudales relativamente elevados.

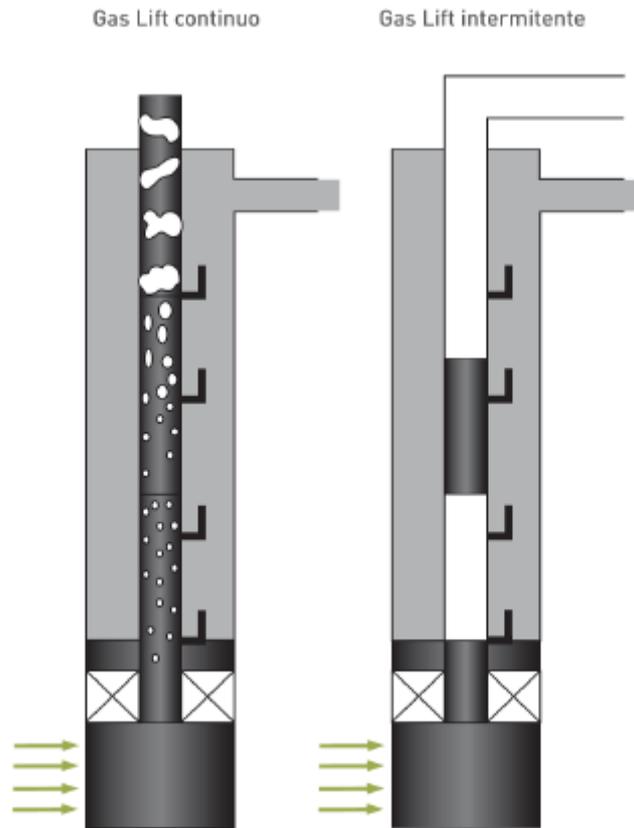


Figura N°24 Gas Lift Continuo / Intermitente [Manual de Producción YPF].

El equipamiento de superficie del sistema se presenta en la Figura N°25, las flechas de la figura indican el recorrido del fluido, el gas a alta presión proviene del sistema de compresión de donde se envía a los pozos a través de una red de distribución, luego el gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado por las estaciones de flujo donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión.

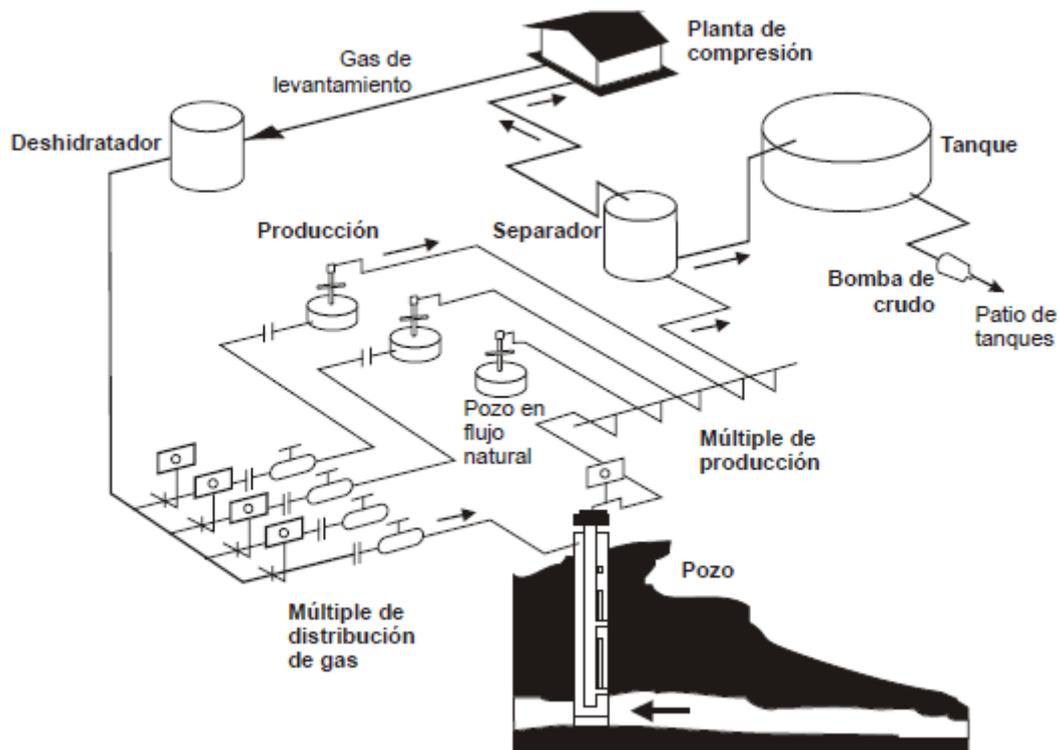


Figura N°25 Sistema Típico de Gas Lift [Gas Lift Básico, ESP OIL ENGINEERING , 2004].

### Gas Lift 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.

Se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para alivianar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita un diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca el caudal deseado.

El sistema requiere dos elementos en subsuelo:

- Válvula de Gas Lift.
- Mandril que conecta la válvula con el tubing.

Este método se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lpc/1000 pies) y con alto índice de productividad, mayor a 0.5 bbl/día/psi (Gas Lift Básico, ESP OIL ENGINEERING , 2004).

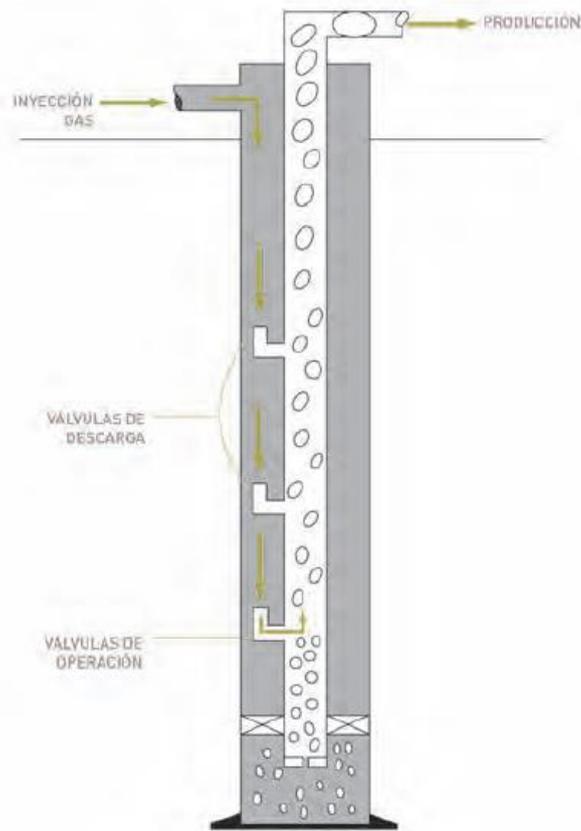


Figura N°26 Gas Lift Continuo [Manual de producción YPF].

Las válvulas de gas lift son básicamente reguladores del subsuelo y se asemejan mucho a los reguladores de gas de superficie. Ambos tienen un elemento de carga, fuelle cargado con nitrógeno, resortes o combinación de ambos, un elemento de reacción, un elemento de transición (fuelle) y un orificio.

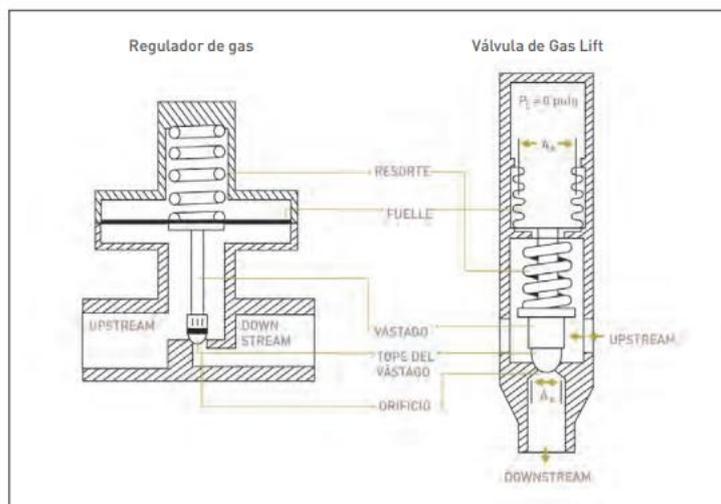


Figura N°27 Válvula Gas Lift [Manual de Producción YPF].

Por otra parte, el mandril para gas lift es el equipo fabricado con material tubular cuya función es la de sostener a la válvula gas lift en su lugar sobre el tubing.

Existen dos tipos básicos de mandriles:

- Para válvulas recuperables en cañería: es el más antiguo, posee dos soportes externos donde se instala la válvula gas lift y se enrosca al tubing.

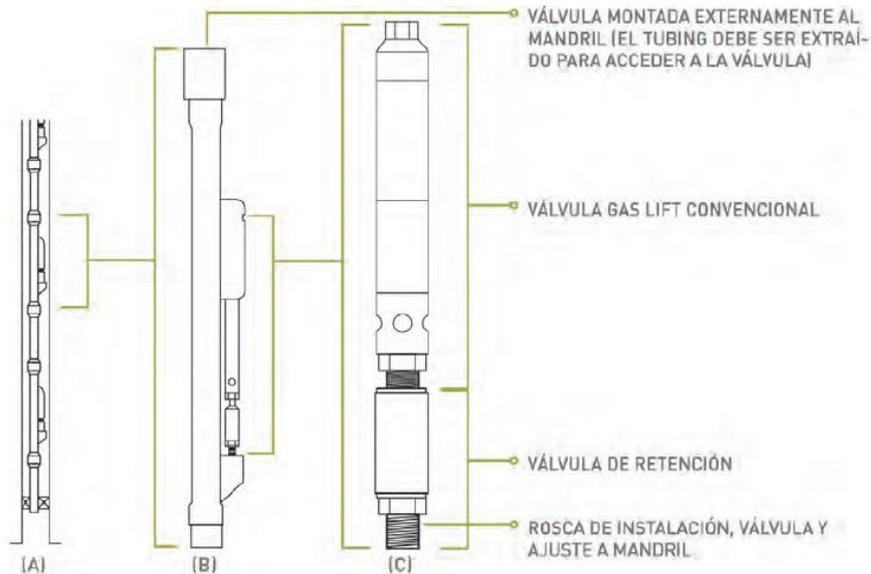


Figura N°28 Mandril [Manual de Producción de YPF].

- Para válvulas recuperables por cable: contiene bolsillos internos donde la válvula puede asentarse y recuperarse con cable.

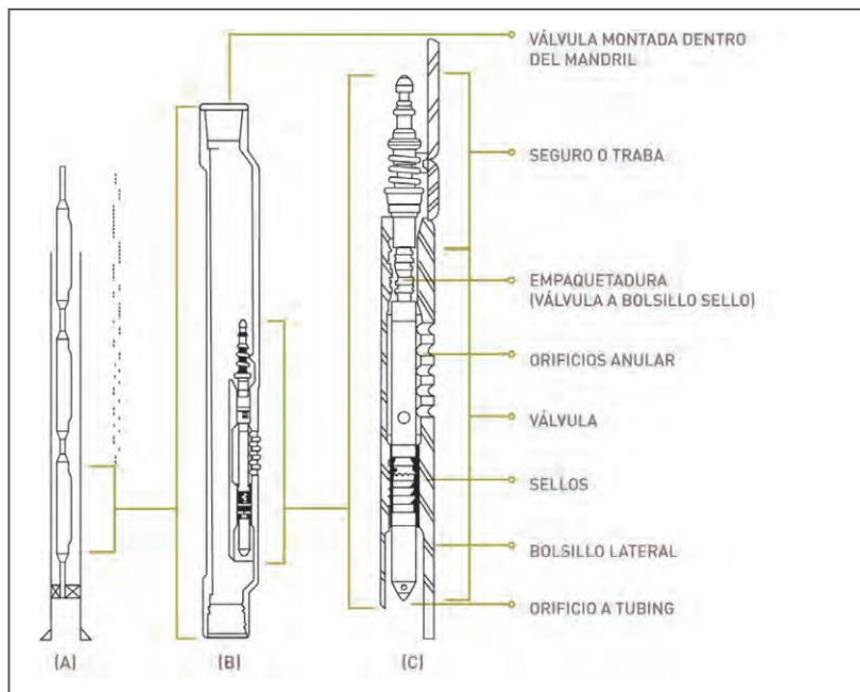


Figura N°29 MANDRIL [Manual de Producción de YPF].

### Gas Lift Intermitente

Este método consiste en producir periódicamente determinado volumen de hidrocarburo impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. El gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos.

Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro del tubing, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de “resbalamiento” del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del volumen de hidrocarburo inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto de hidrocarburo irá al fondo del pozo integrándose al bache de líquido en formación.

En este sistema, la válvula operadora permanece cerrada hasta que se alcanza la presión de operación de la misma. En el momento en que se alcanza la presión de operación, la válvula se abre rápidamente para permitir que el gas entre al pozo a un caudal muy alto.

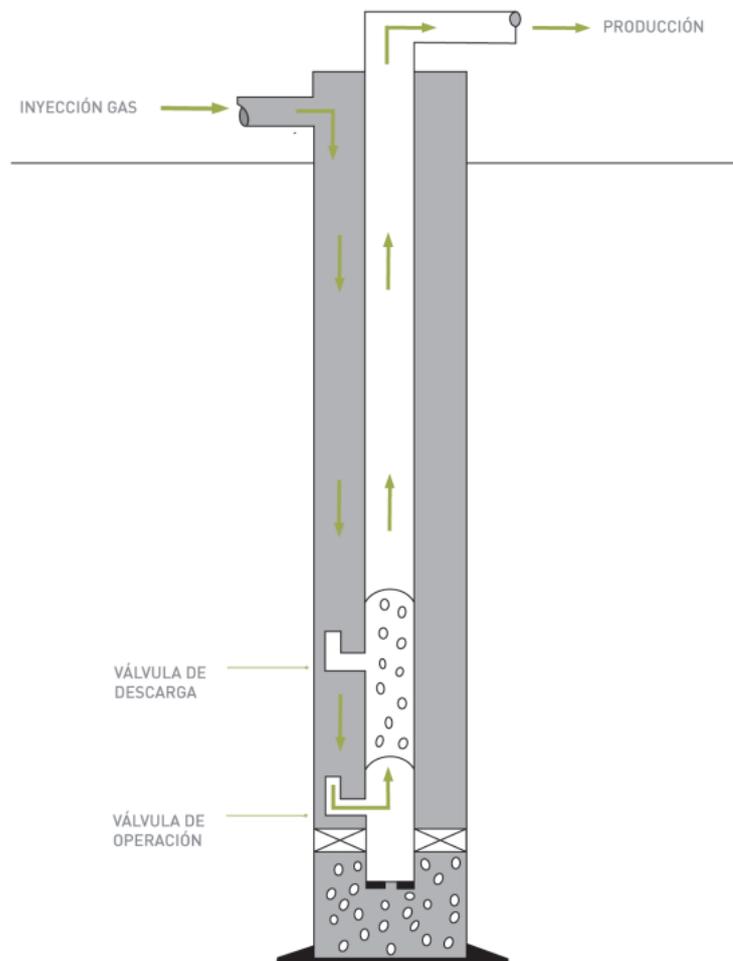


Figura N°30 Gas Lift Intermitente [Manual de Producción YPF].

Gas Lift intermitente con cámara de acumulación:

La cámara de acumulación reduce la altura hidrostática que los fluidos producidos ejercen contra la formación.

Existen dos clases básicas de cámara de acumulación:

1. La de los packers, que permite un gran diámetro.
2. La cámara inestable, que permite ser insertada frente a los punzados o por debajo de ellos.

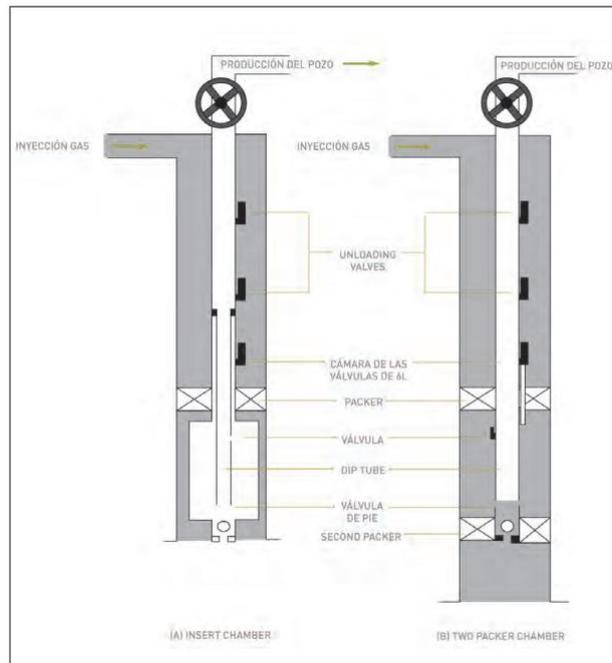


Figura N°31 Cámaras de Acumulación [Manual de Producción de YPF].

Las características de este sistema se presentan en la Tabla N°5.

Tabla N°5: Características del Gas Lift [Manual de Producción- PAE- Argentina].

	Rango	Máximo
Rango de Profundidad	1500 - 3000 mts	4500 mts
Rango de Caudal	15 - 1500 m <sup>3</sup> /d	4800 m <sup>3</sup> /d
Temperatura de Operación	70 - 156 °C	240 °C
Desviación	0 - 50°	70°
Fluidos Corrosivos	Excelente con Materiales apropiados	
Manejo de Gas	Excelente	
Manejo de Sólidos	Buena	
Gravedad Especifica	Mejor para > 15 °API	
Servicios	Wireline o Workover	
Energía a sistema	Compresor / Gas alta presión	
Eficiencia	10% - 30%	

## Plunger Lift

Es un sistema de producción donde se emplea un pistón que viaja de manera ascendente y descendente por dentro del tubing, en la fase ascendente levanta la fase líquida petróleo y/o agua.

El pistón provisto de una válvula llega a boca de pozo, descarga el líquido elevado y un mecanismo llamado lubricador abre la válvula despresurizando el pozo permitiendo que el pistón descienda por caída libre, para reiniciar el proceso. En el fondo del pozo se coloca un resorte para amortiguar la caída.

En la Figura N°32 se muestra el sistema.

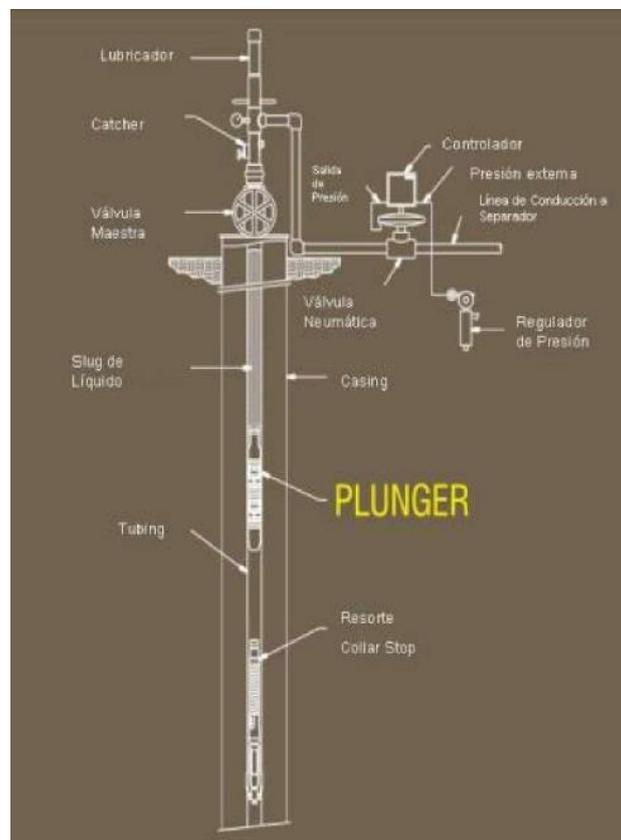


Figura N°32 Plunger Lift [Manual de Producción- PAE- Argentina].

El diseño se realiza en función de las características del pozo, diámetro del casing, presiones y GOR.

Las aplicaciones típicas de este sistema (Manual de Producción YPF) son:

- En yacimientos de bajo potencial, alto GOR, y caudales bajos/medianos.
- Extraer líquidos de los pozos de gas.
- Extraer líquidos en pozos con alta relación gas/petróleo.

- Controlar la acumulación de parafinas en las paredes del tubing.
- Aumentar la eficiencia de los pozos en levantamiento artificial por Gas Lift intermitente.

El sistema Plunger Lift tiene una caudal de operación entre 0.1 y 10 m<sup>3</sup>/día. Su fuente de energía es la misma energía del pozo y el servicio de intervención es mediante Wireline.

Las aperturas y cierres están en función del Controlador de cabeza de pozo y estos pueden ser por (Apuntes de Cátedra Producción I):

- Tiempos fijos: depende sólo de la variable tiempo.
- Presión: Abre a un valor de presión programada y cierra a otro valor.
- Combinación de tiempos y presiones: controlan tiempos y presiones en forma simultánea.
- Tiempo autoajutable: operan sobre el tiempo de cierre de la válvula de producción o el tiempo de flujo de gas posterior al arribo del pistón a superficie.

El sistema básicamente está compuesto por los siguientes componentes:

Pistón: es la interfase sólida entre el gas de levantamiento y el slug de líquido, éste viaja libremente dentro del tubing produciendo de manera intermitente.



Figura N°33 Pistón (Apuntes de Cátedra Producción I).

Lubricador: es el elemento que amortigua la llegada del pistón a superficie y que contiene el dispositivo de detección del mismo (sensor de arribo), permitiendo además atraparlo para inspección, cambio o por necesidad de la operación.



Figura N°34 Lubricador [Apuntes de Cátedra Producción I].

Válvula Motora: Son válvulas de operación neumática que se conectan en la salida de producción y se utilizan para controlar la producción (apertura y cierre del pozo).



Figura N°35 Válvula Motora [Apuntes de Cátedra Producción I].

Resorte en fondo: Es el elemento que amortigua la llegada del pistón al fondo del pozo. Existen varios tipos dependiendo de su utilización del tipo de anclaje disponible.



Figura N°36 Resorte [Apuntes de Cátedra Producción I].

## Evaluación Técnica

El gran desafío que se presenta al momento de realizar la evaluación técnica es la gran incertidumbre sobre la declinación de producción del pozo, por lo cual se buscará un sistema que sea simple y sencillo de diseñar, como así también que cumpla con los requerimientos de caudales deseados a producir.

Se tiene como premisa que el diseño debe cumplir con el objetivo de producción sin generar mermas, además de utilizar el mínimo capital posible.

Se menciona las características del pozo para el análisis:

- Caudal Objetivo (30-50 m<sup>3</sup>/día).
- Bajo GOR.
- Gravedad API: 35.7°.
- Mitigación de parafina.

Para cada sistema de levantamiento artificial, se comentarán las ventajas, desventajas y desafíos que se presentaría si se selecciona dicho sistema.

En Bombeo Mecánico la ventaja frente al resto es un diseño simple de diseñar, y robusto, es decir que una vez instalado puede durar toda la vida del pozo sin necesidad de migrar a otro sistema para poder seguir produciendo caudales bajos.

Es el sistema que tiene la mayor eficiencia (según lo menciona Sistemas de Extracción Artificial de YPF) en comparación con los otros dos sistemas, posee alrededor del 50-60% como se observa en la Figura N°37.

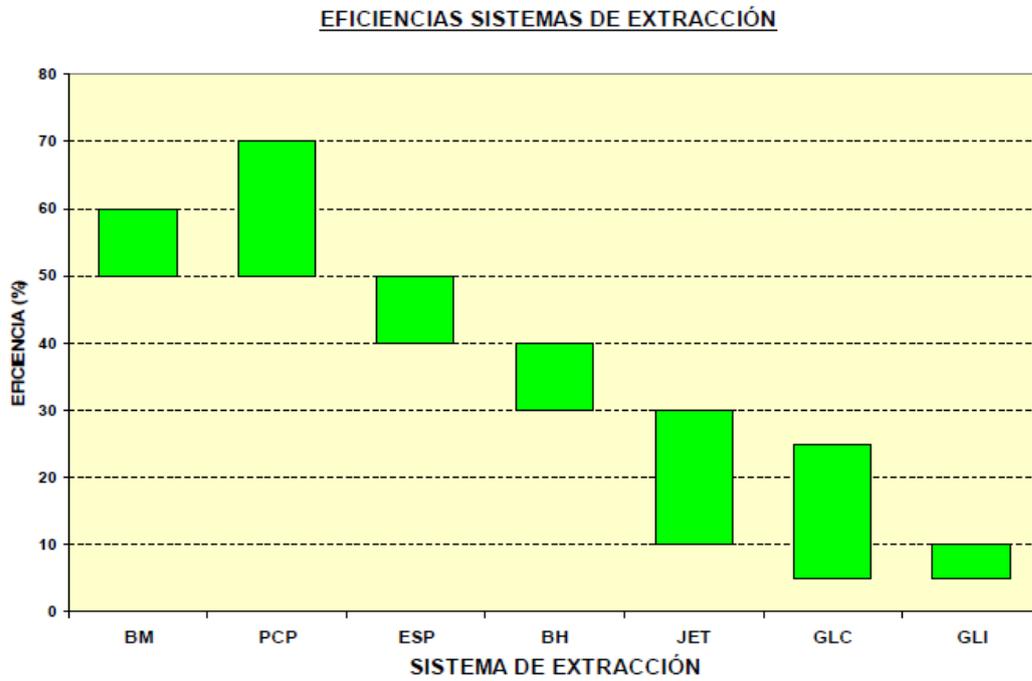


Figura N°37 Eficiencias Sistemas de Extracción (Sistemas de Extracción Artificial de YPF).

Para las complicaciones de parafina se pueden mitigar a través de remoción mecánica con el uso de centralizadores Helix en la sarta de varillas de bombeo.



Figura N°38 Centralizador Helix [Helix™ Sucker Rod Guide, Tenaris].

El centralizador de varillas Helix utiliza una geometría de aletas helicoidales, lo que convierte en un excelente removedor mecánico de parafina y/o para pozos sin rotadores de columna.

Los desafíos que implicaría el uso de Bombeo Mecánico son:

- Trabajo de bomba en semi-surgencia.
- Manejo de bomba con gas.
- Trabajo con fluidos multifásicos.

Para el caso de Gas Lift como no se dispone de know-how para la implementación, se recurrió a consultoría externa y benchmarking de otras compañías. También cabe mencionar que la presión de reservorio y el índice de productividad (IP) son elementos claves para el efectivo diseño del gas lift y son desconocidos en el momento actual del análisis.

Es un sistema que aplica para la profundidad del pozo de estudio y los caudales objetivos a extraer.

Las ventajas que traería este sistema (Manual de Producción YPF):

- Versatilidad de manejo de GOR.
- Mayor control de Drawdown (Control de producción a través de la boca de pozo).
- Menor IF (índice de falla).
- Es el sistema más flexible en cuanto a rangos de caudales sin grandes modificaciones en el sistema.
- Prácticamente no es afectado por la producción de arena.
- Muy baja frecuencia de intervenciones y en general las mismas pueden realizarse con equipos de cable.

Pero por otra parte las desventajas son (Manual de Producción YPF):

- Menos eficiente que Bombeo Mecánico.
- Requiere alta calidad de gas.
- Aumenta la formación de parafina.
- Los plazos de entrega de los compresores necesarios suelen ser muy largos.
- Altas presiones de Casing.
- No maneja fluidos viscosos o emulsiones.

Por último, el sistema de Plunger Lift tiene mayor aplicación en pozos de alto GOR, esto permite producir con bolsones de líquido más pequeños y por lo tanto menores presiones de operación.

Las ventajas que presenta este sistema son:

- La inversión inicial es baja para la compra de la instalación.
- Es capaz de interactuar con la producción de arena.
- No presentan inconvenientes con la producción de gas libre del pozo.
- Fácil operación.

Luego comparando los tres sistemas para el pozo en estudio se obtiene la siguiente tabla:

Tabla N°6: Comparación técnica Bombeo Mecánico vs Gas Lift.

	BM	GL	PL
Manejo de arena	Regular	Regular	Bueno
Mínima afectación por slug	Bueno	Regular	Regular
Bajo GOR	Bueno	Regular	Malo/No cumple
Flexible a la declinación de caudal	Bueno	Regular	Regular
Alto ángulo / Dogleg	Regular	Bueno	Bueno
Mínimas Intervenciones	Regular	Bueno	Bueno
Fácil de diseñar / Simple	Bueno	Malo/No cumple	Bueno
Compatible con tratamientos químicos	Bueno	Regular	Regular
Producción caudal objetivo	Bueno	Bueno	Malo/No cumple

Bueno	Bueno
Regular	Regular
Malo/No cumple	Malo/No cumple

## Evaluación Económica

Realizado el estudio técnico de cada sistema, se prosigue con el análisis económico de cada sistema para luego definir el sistema que se instalará en el pozo en estudio.

De la evaluación técnica, se descartó como opción el sistema Plunger Lift, por ser menos eficiente que los otros dos sistemas y principalmente, por no poder cumplir el caudal a producir deseado.

La comparación de costos entre los dos sistemas será con el enfoque en:

- Inversión Inicial.
- Costo Operativo.
- Índices de Pulling.

Cabe aclarar que estos costos son valores reales de cotización. Comenzando con Bombeo Mecánico, se describe de manera resumida los costos:

- Conversión a Bombeo Mecánico: 440 MUSD.
  - Sub-Superficie (TBG+ V/b + Boca de pozo): 240 MUSD.
  - Superficie (AIB + Motor): 200 MUSD.

Nota: El detalle del costo unitario de material se encuentra en el Anexo 1.

Para el sistema Gas Lift, el diseño propuesto por una consultora externa sería instalando entre 8-11 Mandriles a una profundidad de inyección entre 1800/1900 mts, con presión y caudal de inyección de 60 kg/cm<sup>2</sup> y 15-30 Mm<sup>3</sup>/d respectivamente.

- Conversión a Gas Lift: 195 MUSD.
  - Sub-Superficie (Tubing / Mandriles): 95 MUSD.
  - Superficie: (Unidad Terminal Remota (RTU) /Válvulas/ Caudalímetro): 100 MUSD.

El costo Operativo de la instalación en ambos casos es el mismo,

- Equipo de Torre: 240 MUSD.

Intervención con equipo de Pulling:

- Gas Lift: se considera 6 MUSD cada 6 meses por pozo que corresponde a calibración de válvulas con SlickLine, tomando un índice de pulling 0.1 Intervenciones/Año.

- **Bombeo Mecánico:** se considera un gasto de intervención con equipo de pulling de 80 MUSD, desglosando este valor en gastos por Sub-Superficie 30 MUSD y gastos de Equipo de Torre 50 MUSD, con un índice de pulling de 0.3 Intervenciones/año.

En la Tabla N°7 se presenta los costos de ambos sistemas:

Tabla N°7: Comparación de costos de Instalación de Bombeo Mecánico vs Gas Lift.

<b>Costo Item (MUSD)</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Gas Lift</b>
Equipamiento Superficie	200	100
Equipamiento Sub Superficie	240	95
Instalación con Equipo de Torre	240	240
Intervención con equipo de Pulling/Año	12	80
<b>Costo Total</b>	<b>692</b>	<b>515</b>

Según los números presentados hasta el momento parece que el sistema Gas Lift es más económico que el de Bombeo Mecánico, pero un punto importante es que a caudales por debajo de los 15 m<sup>3</sup>/día se requeriría el cambio de Gas Lift a Bombeo Mecánico y esta conversión costaría 420 MUSD. También se debe tener en consideración que para el Gas Lift se tiene un alto costo de Inversión inicial (Planta Compresora 73 MUSD) y las grandes distancias entre pozos pueden incrementar el costo del sistema de recolección y distribución de gas (Líneas de Inyección: 18 MUSD)

Para el caso del Bombeo Mecánico se tienen potenciales ahorros de compra de AIB de 40 MUSD, ya que en otra área de la compañía se encuentran disponibles de pozos que se encuentran parados.

Sumado a esto la gran ventaja del sistema Bombeo Mecánico es que no requiere modificación en *facilities* existentes.

De esta manera comparando nuevamente los costos el resultado final se presenta en la Tabla N°8:

Tabla N°8: Comparación final de costos de Instalación Bombeo Mecánico vs Gas Lift.

Costo Item (MUSD)	Bombeo Mecánico	Gas Lift
Equipamiento Superficie	200	100
Equipamiento Sub Superficie	240	95
Instalación con Equipo de Torre	240	240
Intervención con equipo de Pulling/Año	12	80
Conversión a Bombeo Mecánico	-	420
Planta Compresora	-	63
Líneas de Inyección	-	18
<b>Costo Total (MUSD)</b>	<b>692</b>	<b>1016</b>

### Diseño de Artificial Lift a Instalar

Luego del análisis técnico-económico sumado a la incertidumbre que existe en productividad, GOR/GLR y declinación de la presión, hacen que la propuesta se base en un diseño conservador que priorice conocer el comportamiento de Vaca Muerta en esta zona, y que sirva como escuela para los próximos diseños del *appraisal*. Entonces el sistema de levantamiento artificial propuesto es Bombeo Mecánico, por su robustez y flexibilidad de regímenes de extracción.

Se avanzará en definir los elementos que se montarán, tanto en subsuelo como en superficie, y los criterios que se utilizarán para el diseño.

Para la elección del tamaño de bomba (diámetro del pistón) debe cumplir con la producción del caudal objetivo. También debe cumplir con el criterio del correcto posicionamiento de la bomba, ya que recordando, éste es un pozo horizontal con rama lateral de 1600 m. Al ser un pozo horizontal de rama extendida, la bomba no puede colocarse en la rama horizontal ya que no podrá anclarse ni tampoco realizar su movimiento de desplazamiento positivo. Entonces se busca posicionar lo más profundo posible con la limitación del ángulo de inclinación.

Se resume a continuación los criterios para la bomba:

- Caudal objetivo: 50-30 m<sup>3</sup>/día.
- Criterio de posicionamiento de bomba:
  - Máximo 30° inclinación/ Dog Leg Severity (DLS) = 2.5° /30 m.

- Sin posibilidad de dogleg ni curvatura.
- Longitud de la bomba: entre 7 y 10 metros.

Con estos criterios y los registros direccionales de construcción del pozo, se define la posición de la bomba:

Tabla N°9: Registros en zona de colocación de bomba insertable.

MD (m)	Inc (°)	Dogleg (°/30 m)
1802.98	26.93	1.84
1831.8	28.82	1.99
1869.65	30.64	0

En el Anexo se encuentran todos los registros direccionales del pozo perforado.

Teniendo la profundidad a donde se debe colocar la bomba, esto es entre 1802-1831 metros aproximadamente, lo que queda por hacer es realizar las simulaciones.

Se utilizará el software SROD para las simulaciones del diseño de Bombeo Mecánico a instalar. Como las combinaciones posibles pueden ser demasiadas, variando el equipamiento (Diámetro de pistón de bomba, AIB, Tubing, sarta de varillas, etc.) y parámetros (GPM, Carrera del AIB, etc.), se utilizarán para las distintas simulaciones los equipamientos que utiliza la compañía Operadora en sus operaciones, éstos se mencionarán más adelante. Es importante la aclaración ya que permitirá comprender los motivos de selección de elementos al momento de realizar las simulaciones, esto aplica para Tubing 2 7/8" N-80 por la disponibilidad y estandarización en las operaciones, bombas con diámetro de pistón 1.75" y 2", grado de varillas D Alloy / Alpharod HS.

El enfoque estará destinado a lograr producir el Shale Oil objetivo, teniendo precaución en el diseño de no superar los límites mecánicos en carga estructural del AIB, torque en la caja del reductor y la carga de sollicitación en la sarta de varillas.

Antes de proceder con las simulaciones, se describirán las ecuaciones principales con las que trabaja el software para interpretar los resultados obtenidos.

Como se menciona anteriormente una de las condiciones principales es cumplir con el caudal objetivo, en la Ecuación N°1 se presenta la fórmula que determina la capacidad de producción de una bomba:

$$P = C \times S_p \times N \times Ef$$

Ecuación N°1

Donde:

- P= Producción (barriles/día).
- Ef = Eficiencia de la bomba (%).
- $A_p$ =Área del pistón (*pulgadas*<sup>2</sup>).
- C= Constante, su valor es el resultado de la multiplicación ( $0.1484 \times \text{Área}_{\text{pistón}}$ ) por lo cual depende del diámetro del pistón, en la Tabla N°10 se muestra los distintos valores de “C” para los diferentes diámetros del pistón.
- $S_p$ = carrera efectiva del pistón.
- N= número de golpes por minuto.

Tabla N°10: Valores de “C” para diferentes diámetros de pistón (Bolland).

Diámetro Pistón	1 ¼”	1 ½”	1 ¾”	2”	2 ¼”	2 ½”	2 ¾”
Constante “C”	0.182	0.262	0.357	0.468	0.590	0.728	0.881

La carrera efectiva del pistón ( $S_p$ ) es el movimiento relativo entre el pistón y el cilindro. Este movimiento difiere de la carrera en el vástago (S) según las condiciones de bombeo y la profundidad.

Se puede calcular a partir de la Ecuación N°1 si se conoce el caudal producido, o despejando de la Ecuación N°2.

$$S = S_p - ep + et + ev$$

Ecuación N°2

Donde (ejemplo para una sarta de dos tramos de diámetros diferentes L1; L2):

- ep= Sobrerecorrido del pistón.

$$ep = \frac{\rho_{\text{acero}}(L_1 \times A_1 + L_2 \times A_2)}{E} \times \left( \frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} \right) \times \frac{S \times N^2}{70500} \times \left( 1 \pm \frac{c}{h} \right)$$

El término de aceleración de la relación biela manivela (c/h) corresponde “-” a un AIB MARK II y es valor positivo “+” para un AIB Convencional (Petroleum, Production Engineering, February 2007).

- $e_v$ : Alargamiento de la sarta de varilla

$$\circ e_v = \frac{12 \times \text{Peso fluido}}{E} \times \left( \frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} \right) \times \frac{S \times N^2}{70500} \times \left( 1 \pm \frac{c}{h} \right)$$

- $e_t$ : Estiramiento del tubing:

$$\circ e_t = \frac{\rho_{\text{fluido}} \times g \times L_l \times \text{Área}_{\text{pistón}} \times L}{E \times \text{Área}_{\text{tubing}}}$$

Si el tubing se encuentra anclado, el estiramiento es igual a cero.

Referencia:

- $E$ = módulo de elasticidad del acero de  $30 \times 10^6$  psi.
- $L_l$ = Valor de la longitud de columna de líquido desde la superficie al nivel que está en el anular tubing-casing.
- $L$ = longitud de posicionamiento de bomba.

Cabe aclarar los términos que faltan referenciar anteriormente, es porque se encuentran referenciados debajo de la Ecuación N°3.

Con respecto a las cargas que van a estar sometidas las sargas de varillas, se procederá a explicar brevemente la teoría sobre el diseño de sarga.

Las barras de menor diámetro se ubican en la sección inferior de la sarga y las de mayor diámetro en la parte superior donde las cargas son mayores. Las barras superiores soportan el peso propio de las varillas más el peso del fluido. Se busca diseñar una columna de tal modo de obtener tensiones similares en la parte superior de cada tramo.

Según menciona (Manual de Producción YPF) las varillas de bombeo se encuentran sometidas a cargas de trabajo alternativas. Este tipo de cargas exponen a la varilla a roturas por fatiga, por lo que se define como la disminución de la resistencia debido a cargas variables de cualquier tipo. El diagrama de Goodman modificado demuestra la tensión máxima admisible en función de la tensión alternativa, es decir, que queda establecida una relación entre la carga máxima y mínima, que no puede sobrepasar cierto límite.

Para un correcto diseño de sarta, se debe verificar el porcentaje de carga de cada tramo de la sarta de varillas. Por lo cual, se procederá a mencionar las ecuaciones con las cuales trabaja el software que determinan el porcentaje de carga.

Para determinar la carga en el vástago pulido máximo (PPRL) y mínimo (MPRL) se utiliza la Ecuación N°3 y N°4 respectivamente:

$$PPRL = P_{fluido} + P_{varilla} + F_{aceleración}$$

Ecuación N°3

Donde:

$$P_{fluido} = \rho_{fluido} + P_{varilla} + F_{aceleración}$$

$$P_{varillas} = \rho_{acero} \times g$$

$$F_{aceleración} = P_{varilla} \times \left( S \times \frac{N^2}{70500} \times \left( 1 \pm \frac{c}{h} \right) \right)$$

Referencia:

- $P_{fluido}$  = Peso del Fluido.
- $P_{varilla}$  = Peso de varilla.
- $F_{aceleración}$  = Fuerza de aceleración.
- $\rho_{fluido}$  = Densidad del fluido.
- $N$  = Número de golpes por minuto.
- $S$  = Longitud de carrera del vástago pulido.
- $g$  = Gravedad.
- $\frac{c}{h}$  = Relación biela manivela.

Carga mínima en el vástago pulido:

$$MPRL = P_{varilla} - E_{empuje} - F_{aceleración}$$

Ecuación N°4

Donde aplicado a una sarta 86 (tres tramos de distinto diámetro de sarta):

$$E_{empuje} = \rho_{acero} \times g \times (A_1 \times L_1 + A_2 \times L_2 + A_3 \times L_3)$$

Para comprender cómo se obtiene el valor de la relación biela manivela, se presenta con un ejemplo de un AIB Mark II.

Se selecciona del catálogo de Lufkin las dimensiones del AIB M-912D-365-168 Figura N°39.

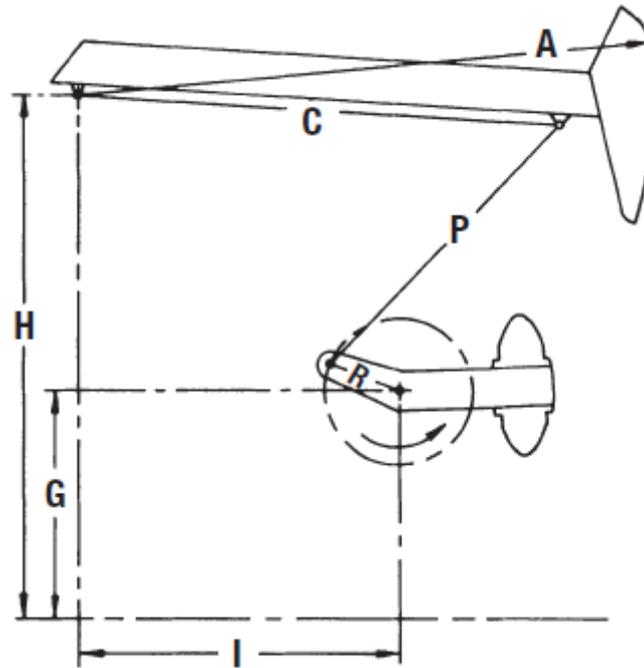


Figura N°39 Geometría de AIB Mark II [Catálogo Lufkin].

Y sus dimensiones se presentan en la Figura N°40.

**API Geometry Dimensions (inches)**

Unit Size	A	C	I	P	H	G	R1, R2, R3, R4	PHASE ANGLE	S.U.	T.F. @ (90° - ∞) /Stroke Length
M-1824D-427-216	384.00	306.00	228.00	234.38	346.00	132.00	80.06, 71.06, 62.06	22.0	-7450	93.734/216
M-1280D-427-216	384.00	306.00	228.00	234.38	346.00	132.00	80.06, 71.06, 62.06	22.0	-7450	93.734/216
M-912D-305-216	384.00	306.00	228.00	234.38	346.00	132.00	80.06, 71.06, 62.06	22.0	-7450	93.734/216
M-912DS-365-216	384.00	306.00	228.00	234.38	346.00	132.00	80.06, 71.06, 62.06	22.0	-7450	93.734/216
M-1280D-427-192	384.00	306.00	228.00	228.06	346.00	132.00	71.69, 62.69, 53.69	19.5	-7160	86.074/192
M-912DS-427-192	384.00	306.00	228.00	228.06	346.00	132.00	71.69, 62.69, 53.69	19.5	-7160	86.074/192
M-912D-305-192	384.00	306.00	228.00	228.06	346.00	132.00	71.69, 62.69, 53.69	19.5	-7160	86.074/192
M-640D-305-192	384.00	306.00	228.00	228.06	346.00	132.00	71.69, 62.69, 53.69	19.5	-7160	86.074/192
M-456D-305-192	384.00	306.00	228.00	228.06	346.00	132.00	71.69, 62.69, 53.69	19.5	-7160	86.074/192
M-912DS-427-168	334.00	270.00	203.00	196.50	295.13	112.13	63.56, 56.56, 49.56	19.0	-6820	75.207/168
M-912D-365-168	334.00	270.00	202.56	193.50	295.13	112.13	63.56, 56.56, 49.56	19.0	-5385	75.207/168
M-912D-305-168	334.00	270.00	202.56	193.50	295.13	112.13	63.56, 56.56, 49.56	19.0	-4860	75.207/168
M-640D-365-168	334.00	270.00	202.56	193.50	295.13	112.13	63.56, 56.56, 49.56	19.0	-5385	75.207/168
M-640D-305-168	334.00	270.00	202.56	193.50	295.13	112.13	63.56, 56.56, 49.56	19.0	-4860	75.207/168
M-456D-305-168	334.00	270.00	202.56	193.50	295.13	112.13	63.56, 56.56, 49.56	19.0	-4860	75.207/168
M-912D-365-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4680	63.023/144
M-640D-365-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4680	63.023/144
M-456D-365-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4680	63.023/144
M-912D-305-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4300	63.023/144
M-640D-305-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4300	63.023/144
M-456D-305-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4300	63.023/144
M-640D-256-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4010	63.023/144
M-456D-256-144	312.00	258.00	186.00	182.38	271.13	112.13	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4010	63.023/144
M-320D-256-144	312.00	258.00	186.00	182.38	276.88	117.88	53.75, 47.75, 41.75	23.0	-4010	63.023/144

Figura N°40 Dimensiones de AIB M-912D-365-168 [Catálogo Lufkin].

Con la siguiente data estructural.

## Structural Data

Unit Size	Polished Rod Capacity (lbs.)	Stroke Lengths (inches)	Walking Beam	Crank Pin Bearing	Samson Post Bearing	Cross Yoke Bearing	Wireline Hanger (inches)	Cranks
M-912D-365-168	36,500	168, 149, 130	W24 x 104	1SE	P18	C22 C	1.38 x 12 CTRS.	168108 MROA

Figura N°41 Data Estructural de AIB M-912-D-365-168[Catálogo Lufkin].

Se tiene como información los siguientes parámetros:

- S: 168 (inch).
- R=C: 63.56.
- P=h: 193.5.
- c/h= 0.328.

Estos datos permiten calcular las tensiones máximas y mínimas según las Ecuaciones N°5 y N°6 respectivamente.

$$\sigma_{m\acute{a}xima} = \frac{PPRL}{A_{varilla\ mayor}} \quad \text{Ecuación N°5}$$

$$\sigma_{m\acute{i}nima} = \frac{MPRL}{A_{varilla\ mayor}} \quad \text{Ecuación N°6}$$

Donde:

- $A_{varilla\ mayor} = \text{Área de la varilla de mayor diámetro.}$

Con estos valores de tensiones máximas y mínimas para el modelo de AIB se puede calcular la máxima tensión admisible de la varilla ( $S_{adm}$ ), utilizando la Ecuación N°7.

$$S_{adm} = \left( \frac{T}{4} + 0.5625 \times S_{min} \right) \times SF \quad \text{Ecuación N°7}$$

Donde:

- SF= Factor de servicio, depende del tipo de varillas y tiene en cuenta las condiciones del pozo como por ejemplo corrosión.
- T= Resistencia mínima a la tracción para las varillas (valor de tabla según el grado de acero).

Por ejemplo, para el caso de acero grado D se presenta en la Tabla N°11 y el valor de T en la ecuación anterior es de 115000 psi.

Tabla N°11: Resistencia a la tracción varillas grado D.

GRADO D	
Resistencia a la tracción	[PSI]
$\sigma_{mínima}$	115000
$\sigma_{máxima}$	140000

Por último, para verificar si la sarta de varilla verifica dentro de los límites de tensión se obtiene con la Ecuación N°8.

$$\% Goodman = \left( \frac{S_{máx} - S_{min}}{S_{adm} - S_{min}} \right) \times 100 \quad \text{Ecuación N°8}$$

Cabe mencionar que se realizarán las simulaciones con los equipamientos (Tubing, Diámetro de bomba, Grado de varilla y AIB) que tiene disponible la compañía operadora y que por criterio compra para su utilización en sus operaciones, estos son:

- Tubing 2 7/8" N80 6.5 lb/ft EU SC.
- AIB Mark II M640-365-168; M912-365-168 y Rotaflex RF 1100-350-500-306.
  - GPM: 4 a 8 para AIB Mark II y 2-4.5 gpm en Rotaflex.
  - Carrera máxima para Mark II.
- Diámetro de pistón de bomba 1.75" y 2".
- Profundidad de Bomba 1820 mts.
- Sarta de varillas 86 Nuevas grados D Alloy y Alpharod HS.

Para determinar el diseño de bombeo mecánico a instalar en el pozo se procede a describir las comparaciones entre los distintos equipamientos.

En la Tabla N°12 se presentan la comparativa entre:

- Tres tipos de AIB utilizados en las operaciones de la compañía Operadora
  - M 640-365-168
  - M 912-365-168
  - ROTAFLEX RF 1100-350-500-306
- Variación de golpes por minuto de los equipos de superficie.
- Tamaño del Diámetro del Pistón de la bomba (1.75"; 2") son los más utilizados en las operaciones de la compañía.

Tabla N°12: Comparación de diseños de Bombeo Mecánico.

Diámetro del piston	GPM	M640-365-168		M912-365-168		Diámetro del piston	GPM	ROTAFLEX RF 1100 350-500-306				
		Caudal (80%de eficiencia)	Torque reductor	Caudal (80%de eficiencia)	Torque reductor			Caudal (80%de eficiencia)	Torque reductor			
B175 + TBG 2 7/8"	5	Caudal (80%de eficiencia)	32	Caudal (80%de eficiencia)	32	B175 + TBG 2 7/8"	2	Caudal (80%de eficiencia)	26			
		Carga Estructural	101.8	Carga Estructural	69.5			Carga Estructural	31.4			
		Torque reductor	39	Torque reductor	39			Torque reductor	39			
	6	Caudal (80%de eficiencia)	68.9	Caudal (80%de eficiencia)	66.9		B175 + TBG 2 7/8"	3	Caudal (80%de eficiencia)	47.9		
		Carga Estructural	97.7	Carga Estructural	66.9				Carga Estructural	35.9		
		Torque reductor	45	Torque reductor	45				Torque reductor	54		
	7	Caudal (80%de eficiencia)	71.4	Caudal (80%de eficiencia)	72.9			B175 + TBG 2 7/8"	4	Caudal (80%de eficiencia)	50.6	
		Carga Estructural	107.6	Carga Estructural	72.9					Carga Estructural	37.8	
		Torque reductor	54	Torque reductor	54					Torque reductor	61	
	8	Caudal (80%de eficiencia)	72.7	Caudal (80%de eficiencia)	70.3				B175 + TBG 2 7/8"	4.5	Caudal (80%de eficiencia)	51.3
		Carga Estructural	103.1	Carga Estructural	70.3						Carga Estructural	41.2
		Torque reductor	40	Torque reductor	40						Torque reductor	32
B200 + TBG 2 7/8"	5	Caudal (80%de eficiencia)	75.2	Caudal (80%de eficiencia)	78.8	B200 + TBG 2 7/8"				2	Caudal (80%de eficiencia)	50.3
		Carga Estructural	113.7	Carga Estructural	78.8						Carga Estructural	36.2
		Torque reductor	48	Torque reductor	48						Torque reductor	50
	6	Caudal (80%de eficiencia)	77	Caudal (80%de eficiencia)	83.4		B200 + TBG 2 7/8"			3	Caudal (80%de eficiencia)	52.5
		Carga Estructural	120	Carga Estructural	83.4						Carga Estructural	41
		Torque reductor	57	Torque reductor	57						Torque reductor	68
	7	Caudal (80%de eficiencia)	79.3	Caudal (80%de eficiencia)	84.9			B200 + TBG 2 7/8"		4	Caudal (80%de eficiencia)	54.2
		Carga Estructural	123	Carga Estructural	84.9						Carga Estructural	43.3
		Torque reductor	69	Torque reductor	69						Torque reductor	78
	8	Caudal (80%de eficiencia)	81	Caudal (80%de eficiencia)	80.4				B200 + TBG 2 7/8"	4.5	Caudal (80%de eficiencia)	56.5
		Carga Estructural	116.2	Carga Estructural	80.4						Carga Estructural	43.8
		Torque reductor	69	Torque reductor	69						Torque reductor	78

	Verifica Mecánicamente
	No Verifica Mecánicamente

En la Tabla N°12 presenta la comparación entre los tres equipos, la interpretación del cuadro es la siguiente, del lado izquierdo (primera columna) está el diámetro del pistón y el diámetro del tubing 2 7/8”, en la segunda columna están los diferentes golpes por minuto, entonces cada bomba 1.75”; 2” está evaluada a cuatro diferentes números de golpes.

Para mejor comprensión del cuadro, se muestra el resultado obtenido por el software para Bomba 1.75”, Tubing 2 7/8”, 7 GPM, AIB: M640-365-168.

El resultado obtenido son las siguientes variables:

- Caudal:  $45 \left( \frac{m^3}{día} \right)$  a 80% Eficiencia.
- Carga Estructural: 71.4%.
- Torque reductor: 107.6%.

La misma interpretación es para el Rotaflex, donde la diferencia radica en la variación de los golpes por minuto de 2 a 4.5 GPM.

Analizando la Tabla N°12 es importante aclarar cómo se menciona en Sistema de Extracción Artificial, (YPF), los dos parámetros más importantes de medición son:

- Torque Máximo.
- Carga Máxima.

El torque está directamente relacionado con la caja reductora, y la carga con la estructura. Si bien ambos valores tienen relación física, el exceso de torque daña la caja reductora y no necesariamente a la estructura. Por otra parte, el exceso de carga lo hace exclusivamente con la estructura.

El torque neto en el eje reductor de una unidad de bombeo, es la diferencia entre el torque provocado por la carga del pozo y el torque del contrapeso para una posición de manivela. Este torque neto es la carga torsional real “vista” por el motor y el reductor en el ciclo del bombeo. El valor máximo de torque neto es denominado pico de torque y es el valor para el cual debe diseñarse el reductor.

Por lo tanto, en una instalación de bombeo, el pico de torque real ocurrido durante el ciclo no deberá exceder la capacidad nominal del reductor.

En la Tabla N°12 se observa que los tres equipos cumplen (color verde) con la carga estructural de la sarta de varillas de bombeo, mientras que lo marcado en rojo indica que no verifica mecánicamente. En este caso el torque reductor del AIB 640-365-168 es mayor al 100%, como supera el torque máximo existe el peligro de rotura del mismo, por lo cual, queda descartado para su utilización.

Para este caso, como es el primer pozo perforado del área y posee una rama lateral de 1600 metros, la incertidumbre es muy alta sobre la declinación de producción que va a tener, por lo tanto, evaluando costos entre los dos, si se utilizara el AIB 912-365-168 el costo es de 145 MUSD versus 290 MUSD que cuesta el Rotaflex. Es por esto que se optará por el primer AIB mencionado ya que se mantiene la premisa inicial de utilizar el mínimo capital posible.

Se realiza la comparación para la misma Sarta 86 con varillas de grado D y Alpharod HS para determinar el diseño a instalar y por criterio de la Operadora se utiliza un Factor de Servicio (SF) de 0.9.

Se simula en el software con la siguiente configuración desde fondo a superficie:

- Bomba (1820 metros).
- Trozo 7/8", 2 ft, Grado D Alloy.
- Varillas de peso 1" Centralizadas Grado D Alloy (Cantidad 20).
- Trozo 7/8", 2 ft, Grado D Alloy.
- Varillas 3/4" AlphaRod HS. Centralizadas (Cantidad 68).
- Varillas 7/8" AlphaRod HS. Lisas (Cantidad 52).
- Varillas 7/8" AlphaRod HS. Centralizadas (Cantidad 36).
- Varillas 1" AlphaRod HS. Centralizadas (Cantidad 63).
- Vástago 1.1/2" x 26 ft Metalizado Nuevo.

Well Info Pump / Tubing Rod String Pumping Unit Motor / Speed							
Rod String Design Option			SPECIFY ROD DESIGN		Rod String Number		
Rod Type	Diameter (mm)	Length (m)		Modulus (GPa)	Tensile (kPa)	Weight (kg/m)	Rod Guide
		Count					
1	TENARIS ALPHAROD HS	25.40 (1.00)	63	210.29	1034214	4.333534	M - MOLDED ON
2	TENARIS ALPHAROD HS	22.225 (0.875)	36	210.29	1034214	3.262056	M - MOLDED ON
3	TENARIS ALPHAROD HS	22.225 (0.875)	52	210.29	1034214	3.262056	N - NO
4	TENARIS ALPHAROD HS	19.05 (0.75)	68	210.29	1034214	2.428684	M - MOLDED ON
5	TENARIS D ALLOY	25.40 (1.00)	20	210.290088	827370.84	4.333534	M - MOLDED ON
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							

**Total: 1821.180**

Auto Add Rod Guide Weights      **Pump Depth: 1820**      Service Factor: 0.9

Figura N°42 Tomado de Software *SROD<sup>TM</sup>*, Sarta de Varillas seleccionadas  
(<https://lufkin.com/solutions-services/srod/>).

El resultado obtenido es el que se presenta en la Tabla N°13, por criterio de la compañía si se encuentra la sarta con un porcentaje mayor al % 100, la sarta está sobre exigida (color rojo, fila Rod Loading, Tabla N°13). Se analiza en el cuadro comparativo que la sarta de varillas grado D Alloy están sobre exigidas.

Tabla N°13: Comparación de diseños de Sarta de varillas 86 Grado D Alloy vs Alpharod HS [ Reporte Extraído de Software SROD™].

<b>LUFKIN</b>	<b>AIB M912-365-168- SARTA 86 ALPHAROD HS</b>	<b>AIB M912-365-168- SARTA 86 D ALLOY</b>
<b>Report Data</b>		
<b>Rod/Taper Information</b>		
1) Rod Type	TENARIS ALPHAROD HS	TENARIS D ALLOY
1) Diameter (inch)	1	1
1) Length (m)	304	304
1) Rod Loading	61	117
2) Rod Type	TENARIS ALPHAROD HS	TENARIS D ALLOY
2) Diameter (inch)	1	1
2) Length (m)	175	175
2) Rod Loading	53	101
3) Rod Type	TENARIS ALPHAROD HS	TENARIS D ALLOY
3) Diameter (inch)	0.875	0.875
3) Length (m)	274	274
3) Rod Loading	64	121
4) Rod Type	TENARIS ALPHAROD HS	TENARIS D ALLOY
4) Diameter (inch)	0.875	0.875
4) Length (m)	396	396
4) Rod Loading	55	105
5) Rod Type	TENARIS ALPHAROD HS	TENARIS D ALLOY
5) Diameter (inch)	0.75	0.75
5) Length (m)	572	572
5) Rod Loading	63	114
6) Rod Type	API D	API D
6) Diameter (inch)	1.5	1.5
6) Length (m)	99	99
6) Rod Loading	19	19

Con esta comparación entre los dos grados acero, se decide instalar las varillas grado Alpharod HS.

Lo que resta, es definir el diámetro de pistón de la bomba. Realizando el análisis al 80% de eficiencia, ambas cumplen con el caudal objetivo, pero se instalará la bomba de 2” ya que tiene la posibilidad de producir mayor cantidad de Shale Oil e ir evaluando el comportamiento de la declinación para tener mejor panorama para el resto de los pozos perforados.

Por criterio de la operadora y los resultados óptimos que traen asociados a las bombas instaladas en otros pozos, se utiliza bomba con barril de pared semigruesa, el anclaje a copas y con ubicación inferior, la longitud del barril 24 ft, con longitud del pistón 4ft y extensión 1 ft.

La nomenclatura de la bomba insertable de fondo a instalar es:

25-200-RXBC-24-4-1

El código API se desglosa de la siguiente manera:

- Diámetro de Tubing = 25 (2 7/8”).
- Diámetro de la Bomba= 200 (2”).
- Tipo de Bomba= R (Mecánica insertable).

- Tipo de Barril: X (Pared semigruesa).
- Ubicación del Anclaje= B (Inferior).
- Tipo de Anclaje= C (Copas).
- Longitud de barril = 24 ft.
- Longitud del pistón= 4 ft.
- Longitud de extensiones= 1ft.

Por las condiciones del pozo, es necesario bajar el conjunto de bomba con accesorios, estos son:

Ring Valve (RV): este dispositivo tiende a evitar el bloqueo de la bomba por presencia de gas, tanto en su posición cerrada (por compresión del gas) como en posición abierta (por surgencia de un alto caudal de gas).

Antibloqueo de Gas (AG): Esta válvula se coloca en la parte superior de la bomba e inmediatamente por debajo de la guía de vástago. Permite disminuir la presión de descarga y así facilitar la apertura de la válvula viajera.

Por último, se muestra en la Figura N°43 el diseño final del Bombeo Mecánico a instalar.

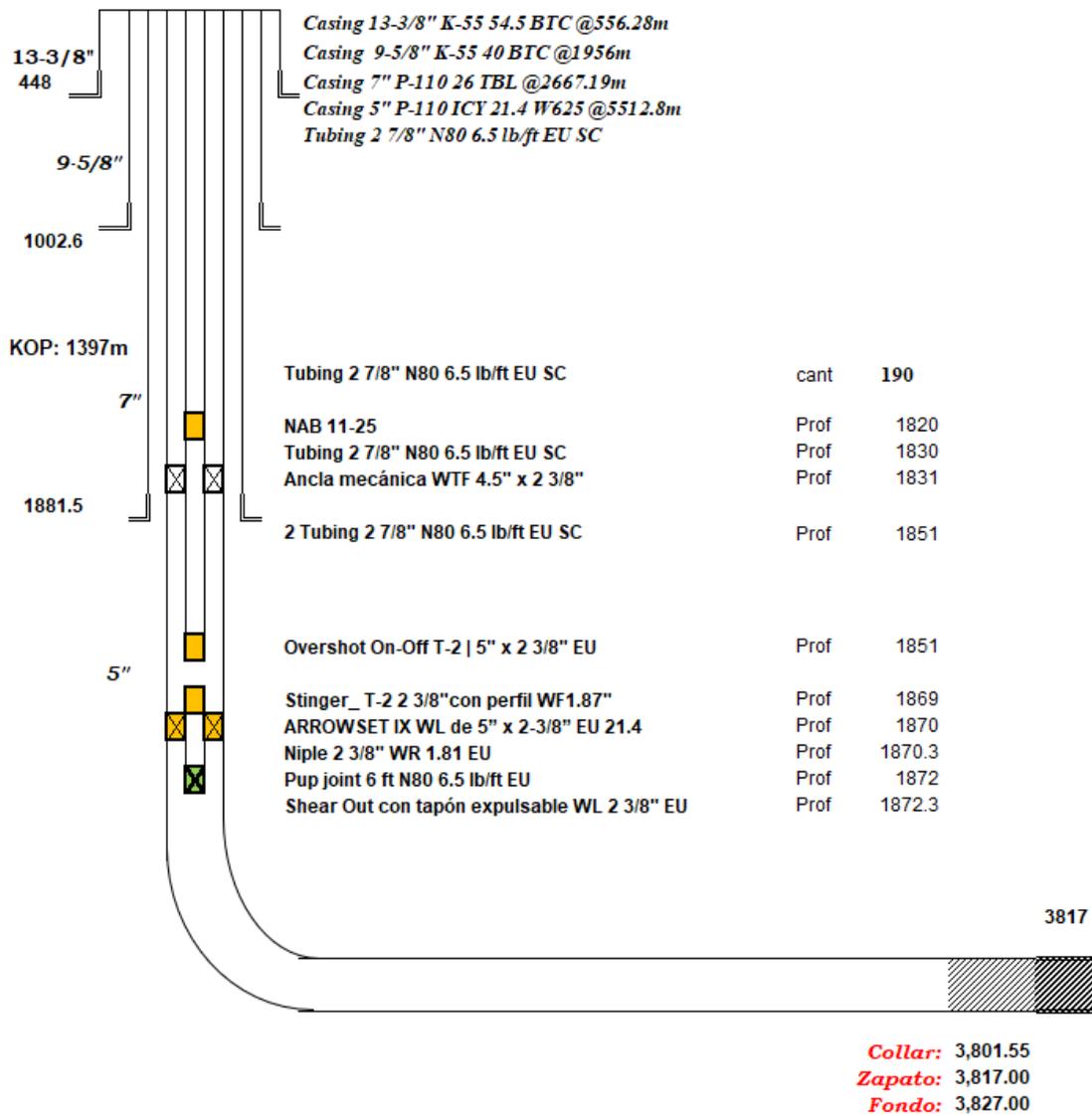


Figura N°43 Diseño Final Bombeo Mecánico [Autoría Propia].

Y la instalación de varillas final se muestra en la Tabla N°14.

Tabla N°14: Instalación final Varillas de Bombeo.

Instalación de varillas de bombeo	Cantidad
Bomba 25-200-RHBC-24-4-1	1
Trozo 7/8", 2 ft, Grado D Alloy	1
Varillas de peso. 1" Centralizadas. Grado D Alloy	20
Trozo 7/8", 2 ft, Grado D Alloy	1
Varillas 3/4" AlphaRod HS. Centralizadas. Nuevas	68
Varillas 7/8" AlphaRod HS. Lisas. Nuevas.	52
Varillas 7/8" AlphaRod HS. Centralizadas. Nuevas	36
Varillas 1" AlphaRod HS. Centralizadas. Nuevas	63
Trozo 1". AlphaRod HS	Necesarios
Vástago 1.1/2" x 26 ft Metalizado Nuevo	1

## Conclusión

En función del diseño del pozo y la caracterización del fluido de la zona, se desarrolló cada sistema de levantamiento artificial, cada uno con sus ventajas y desventajas para luego comparar entre Bombeo Mecánico y Gas Lift como sistema de producción para el primer pozo. En base a la comparación técnica-económica se definió el sistema de Bombeo Mecánico por el análisis operativo y de costos, siendo mejor opción para el desarrollo del área.

Una vez definido el sistema de producción, se continuó con las simulaciones para definir tipo de AIB a montar, diseño de sarta de varillas y tamaño de pistón de bomba, teniendo en cuenta que los primeros dos elementos mencionados (AIB, Sarta de varillas) verifiquen mecánicamente y el tamaño de bomba cumpla con la premisa de extraer el caudal objetivo de hidrocarburos del pozo. El diseño seleccionado fue AIB 912-365-168, sarta de varillas 86 grado Alpharod HS y tamaño del pistón de bomba de 2”.

Este diseño se bajará para el primer pozo y se utilizará el mismo Artificial Lift para el resto de los pozos cada uno con su respectivo análisis ya que varían las longitudes de ramas laterales por ende variará el caudal disponible para extraer como así también las exigencias mecánicas.

## Anexo

### Costos de materiales Bombeo Mecánico

Item	Material	Costo
SUBSUPERFICIE	TBG N-80 6,5LB/PIE API 5CT	64000
	Ancla	4500
	NAB	350
	ON-OFF: Overshot + Stinger	3000
	Packer WL	7500
	Shear Out con tapón expulsable	500
	Pup joint 4 ft N80 6.5 lb/ft	500
	CROSSOVER 2 7/8" TBLxEU SC	2500
	Niple + tapón + Herramienta Flow Control	250
	SEPARADOR DE GAS SG278B7	4500
Varillas de bombeo	Varillas 1" . Lisas. Nuevas	5480
	Varillas 7/8" . Lisas. Nuevas	5832
	Varillas 3/4" . Lisas. Nuevas	0
	Varillas 1" . Centralizadas. Nuevas	4512
	Varillas 7/8" . Centralizadas. Nuevas	5809
	Varillas 3/4" . Centralizadas. Nuevas	10260
	Varillas de peso. 1.5" pin 3/4".	4900
	Trozo 1" . . 2 ft	360
	Trozo 1" . . 3 ft	360
	Trozo 1" . . 4 ft	180
	Trozo 1" . . 6 ft	180
	Trozo 1" . . 8 ft	180
	Trozo 7/8" . . 2 ft	180
	Trozo 7/8" . . 3 ft	180
	Reducción 1x7/8	120
	Vástago 1.5"	1000
	Reducción 7/8x3/4	300
	Bomba mecánica 150 con AG+RV	4500
Boca de pozo	Sección C MMA 13 5/8" 10M x 7 1/16" 10M con bocha colgadora	39000
	Conjunto brida adaptadora 7 1/16" 10M x 2 9/16" 10M	3700
	Rotador de sarta	1000
	RodLook doble	45000
	Lubricador de vástago	1500
	Boca de pozo/Stuffing Box	21000
Superficie	AIB 640-365-168/912-365-168/	145000
	Telecomando/VSD 100/75 HP con Samwell integrado	35000

	Motor 75/100 HP	12000
	Instalación AIB + montaje Motor eléctrico	10000
<b>Total</b>		<b>445133</b>

## Trayectoria Direccional

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)	Comments
					Northing (m)	Easting (m)			
0.00	0.00	0.00	-546.40	0.00	0.00 N	0.00 E	0.00	0.00	
30.00	0.51	160.91	-516.40	30.00	0.13 S	0.04 E	0.51	-0.13	
60.00	0.61	148.44	-486.40	60.00	0.39 S	0.17 E	0.15	-0.39	
90.00	0.77	174.00	-456.40	90.00	0.73 S	0.28 E	0.34	-0.73	
120.00	0.73	140.37	-426.41	119.99	1.07 S	0.42 E	0.44	-1.07	
150.00	0.94	203.95	-396.41	149.99	1.45 S	0.44 E	0.90	-1.45	
180.00	1.25	183.00	-366.41	179.99	2.00 S	0.32 E	0.50	-2.00	
210.00	1.72	184.36	-336.42	209.98	2.78 S	0.27 E	0.47	-2.78	
240.00	1.82	196.11	-306.44	239.96	3.69 S	0.10 E	0.38	-3.69	
270.00	2.33	198.14	-276.46	269.94	4.72 S	0.22 W	0.51	-4.72	
300.00	2.60	202.46	-246.49	299.91	5.93 S	0.67 W	0.33	-5.93	
330.00	3.59	208.73	-216.53	329.87	7.39 S	1.38 W	1.05	-7.39	
360.00	5.14	209.73	-186.62	359.78	9.38 S	2.50 W	1.55	-9.38	
390.00	6.63	212.76	-156.78	389.62	12.00 S	4.10 W	1.52	-12.00	
400.45	7.24	213.75	-146.40	400.00	13.06 S	4.79 W	1.78	-13.06	13 3/8"
420.00	8.38	215.21	-127.04	419.36	15.24 S	6.30 W	1.78	-15.24	
427.63	9.01	215.29	-119.49	426.91	16.19 S	6.97 W	2.49	-16.19	
459.49	9.24	220.79	-88.04	458.36	20.16 S	10.08 W	0.85	-20.16	
487.53	8.30	221.42	-60.32	486.08	23.38 S	12.89 W	1.01	-23.38	
515.86	7.83	222.00	-32.27	514.13	26.35 S	15.53 W	0.51	-26.35	
544.16	7.46	222.16	-4.23	542.17	29.14 S	18.05 W	0.39	-29.14	
573.13	7.07	220.99	24.51	570.91	31.88 S	20.49 W	0.43	-31.88	
600.92	7.18	220.56	52.09	598.49	34.49 S	22.74 W	0.13	-34.49	
633.06	6.87	218.51	83.99	630.39	37.52 S	25.24 W	0.37	-37.52	
661.95	6.99	217.52	112.66	659.06	40.27 S	27.39 W	0.18	-40.27	
690.36	6.65	218.53	140.87	687.27	42.93 S	29.46 W	0.38	-42.93	
718.72	6.19	219.33	169.06	715.46	45.39 S	31.46 W	0.50	-45.39	
748.96	5.22	220.56	199.15	745.55	47.70 S	33.38 W	0.97	-47.70	
777.42	4.71	221.55	227.50	773.90	49.56 S	35.00 W	0.55	-49.56	
806.67	4.19	223.06	256.66	803.06	51.24 S	36.53 W	0.55	-51.24	
835.04	3.64	223.41	284.96	831.36	52.65 S	37.85 W	0.58	-52.65	
864.15	3.43	222.95	314.02	860.42	53.96 S	39.08 W	0.22	-53.96	
892.58	3.12	218.26	342.40	888.80	55.19 S	40.14 W	0.43	-55.19	
922.00	2.94	218.52	371.78	918.18	56.41 S	41.11 W	0.18	-56.41	
950.75	2.59	218.78	400.50	946.90	57.49 S	41.97 W	0.37	-57.49	
978.76	2.36	213.99	428.48	974.88	58.46 S	42.69 W	0.33	-58.46	
990.00	2.36	213.99	439.71	986.11	58.85 S	42.95 W	0.00	-58.85	
1,000.00	2.36	213.99	449.70	996.10	59.19 S	43.18 W	0.00	-59.19	9 5/8"
1,020.00	2.24	213.99	469.69	1,016.09	59.85 S	43.63 W	0.19	-59.85	

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates (m)		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)	Comments
					Northing	Easting			
1,050.00	2.05	213.99	499.67	1,046.07	60.78 S	44.26 W	0.19	-60.78	
1,080.00	1.86	213.99	529.65	1,076.05	61.63 S	44.83 W	0.19	-61.63	
1,110.00	1.68	213.99	559.63	1,106.03	62.40 S	45.35 W	0.19	-62.40	
1,140.00	1.49	213.99	589.62	1,136.02	63.09 S	45.81 W	0.19	-63.09	
1,170.00	1.30	213.99	619.61	1,166.01	63.69 S	46.22 W	0.19	-63.69	
1,200.00	1.12	213.99	649.61	1,196.01	64.22 S	46.57 W	0.19	-64.22	
1,230.00	0.93	213.99	679.60	1,226.00	64.66 S	46.87 W	0.19	-64.66	
1,260.00	0.75	213.99	709.60	1,256.00	65.03 S	47.12 W	0.19	-65.03	
1,290.00	0.56	213.99	739.60	1,286.00	65.31 S	47.31 W	0.19	-65.31	
1,320.00	0.37	213.99	769.60	1,316.00	65.51 S	47.45 W	0.19	-65.51	
1,350.00	0.19	213.99	799.60	1,346.00	65.64 S	47.53 W	0.19	-65.64	
1,380.00	0.00	0.00	829.60	1,376.00	65.68 S	47.55 W	0.19	-65.68	
1,410.00	2.00	8.00	859.59	1,405.99	65.16 S	47.48 W	2.00	-65.16	
1,440.00	4.01	8.00	889.55	1,435.95	63.60 S	47.26 W	2.00	-63.60	
1,470.00	6.01	8.00	919.43	1,465.83	61.00 S	46.90 W	2.00	-61.00	
1,500.00	8.02	8.00	949.20	1,495.60	57.37 S	46.39 W	2.00	-57.37	
1,530.00	10.02	8.00	978.83	1,525.23	52.72 S	45.73 W	2.00	-52.72	
1,560.00	12.03	8.00	1,008.28	1,554.68	47.04 S	44.93 W	2.00	-47.04	
1,590.00	14.03	8.00	1,037.50	1,583.90	40.34 S	43.99 W	2.00	-40.34	
1,620.00	16.04	8.00	1,066.47	1,612.87	32.63 S	42.91 W	2.00	-32.63	
1,650.00	18.04	8.00	1,095.16	1,641.56	23.93 S	41.69 W	2.00	-23.93	
1,680.00	20.05	8.00	1,123.51	1,669.91	14.23 S	40.32 W	2.00	-14.23	
1,710.00	22.05	8.00	1,151.51	1,697.91	3.56 S	38.83 W	2.00	-3.56	
1,740.00	24.06	8.00	1,179.11	1,725.51	8.07 N	37.19 W	2.00	8.07	
1,770.00	26.06	8.00	1,206.29	1,752.69	20.65 N	35.42 W	2.00	20.65	
1,800.00	28.06	8.00	1,233.00	1,779.40	34.16 N	33.52 W	2.00	34.16	
1,830.00	30.07	8.00	1,259.22	1,805.62	48.60 N	31.49 W	2.00	48.60	
1,860.00	32.07	8.00	1,284.92	1,831.32	63.93 N	29.34 W	2.00	63.93	
1,885.84	33.80	8.00	1,306.60	1,853.00	77.84 N	27.38 W	2.00	77.84	
1,890.00	34.48	7.91	1,310.05	1,856.45	80.15 N	27.06 W	4.93	80.15	
1,920.00	39.40	7.33	1,334.02	1,880.42	98.02 N	24.68 W	4.93	98.02	
1,950.00	44.31	6.86	1,356.36	1,902.76	117.88 N	22.21 W	4.93	117.88	
1,980.00	49.23	6.47	1,376.90	1,923.30	139.58 N	19.67 W	4.93	139.58	
2,010.00	54.15	6.13	1,395.49	1,941.89	162.97 N	17.09 W	4.93	162.97	
2,040.00	59.07	5.83	1,412.00	1,958.40	187.87 N	14.48 W	4.93	187.87	
2,070.00	63.99	5.57	1,426.29	1,972.69	214.11 N	11.87 W	4.93	214.11	
2,100.00	68.91	5.32	1,438.28	1,984.68	241.47 N	9.26 W	4.93	241.47	
2,130.00	73.83	5.09	1,447.86	1,994.26	269.78 N	6.69 W	4.93	269.78	
2,160.00	78.75	4.87	1,454.97	2,001.37	298.80 N	4.16 W	4.93	298.80	

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)	Comments
					Northing (m)	Easting (m)			
2,190.00	83.67	4.65	1,459.55	2,005.95	328.34 N	1.70 W	4.93	328.34	
2,197.20	84.85	4.60	1,460.27	2,006.67	335.48 N	1.12 W	4.93	335.48	
2,220.00	85.20	0.86	1,462.25	2,008.65	358.16 N	0.04 W	4.93	358.16	
2,225.25	85.28	360.00	1,462.68	2,009.08	363.40 N	0.00 E	4.93	363.40	
2,250.00	85.28	360.00	1,464.72	2,011.12	388.06 N	0.00 W	0.00	388.06	
2,280.00	85.28	360.00	1,467.19	2,013.59	417.96 N	0.00 W	0.00	417.96	
2,310.00	85.28	360.00	1,469.65	2,016.05	447.86 N	0.00 W	0.00	447.86	
2,340.00	85.28	360.00	1,472.12	2,018.52	477.76 N	0.00 W	0.00	477.76	
2,370.00	85.28	360.00	1,474.59	2,020.99	507.66 N	0.00 W	0.00	507.66	
2,400.00	85.28	360.00	1,477.06	2,023.46	537.55 N	0.00 W	0.00	537.55	
2,430.00	85.28	360.00	1,479.52	2,025.92	567.45 N	0.00 W	0.00	567.45	
2,460.00	85.28	360.00	1,481.99	2,028.39	597.35 N	0.00 W	0.00	597.35	
2,490.00	85.28	360.00	1,484.46	2,030.86	627.25 N	0.00 W	0.00	627.25	
2,520.00	85.28	360.00	1,486.93	2,033.33	657.15 N	0.00 W	0.00	657.15	
2,550.00	85.28	360.00	1,489.39	2,035.79	687.05 N	0.00 W	0.00	687.05	
2,580.00	85.28	360.00	1,491.86	2,038.26	716.94 N	0.00 W	0.00	716.94	
2,610.00	85.28	360.00	1,494.33	2,040.73	746.84 N	0.00 W	0.00	746.84	
2,640.00	85.28	360.00	1,496.79	2,043.19	776.74 N	0.00 W	0.00	776.74	
2,670.00	85.28	360.00	1,499.26	2,045.66	806.64 N	0.00 W	0.00	806.64	
2,700.00	85.28	360.00	1,501.73	2,048.13	836.54 N	0.00 W	0.00	836.54	
2,730.00	85.28	360.00	1,504.20	2,050.60	866.44 N	0.00 W	0.00	866.44	
2,760.00	85.28	360.00	1,506.66	2,053.06	896.33 N	0.00 W	0.00	896.33	
2,790.00	85.28	360.00	1,509.13	2,055.53	926.23 N	0.00 W	0.00	926.23	
2,820.00	85.28	360.00	1,511.60	2,058.00	956.13 N	0.00 W	0.00	956.13	
2,850.00	85.28	360.00	1,514.07	2,060.47	986.03 N	0.00 W	0.00	986.03	
2,880.00	85.28	360.00	1,516.53	2,062.93	1,015.93 N	0.00 W	0.00	1,015.93	
2,910.00	85.28	360.00	1,519.00	2,065.40	1,045.83 N	0.00 W	0.00	1,045.83	
2,940.00	85.28	360.00	1,521.47	2,067.87	1,075.72 N	0.00 W	0.00	1,075.72	
2,970.00	85.28	360.00	1,523.94	2,070.34	1,105.62 N	0.00 W	0.00	1,105.62	
3,000.00	85.28	360.00	1,526.40	2,072.80	1,135.52 N	0.00 W	0.00	1,135.52	
3,030.00	85.28	360.00	1,528.87	2,075.27	1,165.42 N	0.00 W	0.00	1,165.42	
3,060.00	85.28	360.00	1,531.34	2,077.74	1,195.32 N	0.00 W	0.00	1,195.32	
3,090.00	85.28	360.00	1,533.80	2,080.20	1,225.22 N	0.00 W	0.00	1,225.22	
3,095.25	85.28	360.00	1,534.24	2,080.64	1,230.45 N	0.00 E	0.00	1,230.45	
3,120.00	84.05	360.00	1,536.54	2,082.94	1,255.09 N	0.00 W	1.50	1,255.09	
3,150.00	82.55	0.00	1,540.04	2,086.44	1,284.88 N	0.00 W	1.50	1,284.88	
3,157.53	82.17	0.00	1,541.04	2,087.44	1,292.35 N	0.00 W	1.50	1,292.35	
3,180.00	82.17	0.00	1,544.10	2,090.50	1,314.61 N	0.00 W	0.00	1,314.61	
3,210.00	82.17	0.00	1,548.19	2,094.59	1,344.33 N	0.00 W	0.00	1,344.33	

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates Northing (m)      Easting (m)		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)	Comments
3,240.00	82.17	0.00	1,552.28	2,098.68	1,374.05 N	0.00 W	0.00	1,374.05	
3,270.00	82.17	0.00	1,556.37	2,102.77	1,403.77 N	0.00 W	0.00	1,403.77	
3,300.00	82.17	0.00	1,560.46	2,106.86	1,433.49 N	0.00 W	0.00	1,433.49	
3,330.00	82.17	0.00	1,564.54	2,110.94	1,463.21 N	0.00 W	0.00	1,463.21	
3,360.00	82.17	0.00	1,568.63	2,115.03	1,492.93 N	0.00 W	0.00	1,492.93	
3,390.00	82.17	0.00	1,572.72	2,119.12	1,522.65 N	0.00 W	0.00	1,522.65	
3,420.00	82.17	0.00	1,576.81	2,123.21	1,552.37 N	0.00 W	0.00	1,552.37	
3,450.00	82.17	0.00	1,580.89	2,127.29	1,582.09 N	0.00 W	0.00	1,582.09	
3,480.00	82.17	0.00	1,584.98	2,131.38	1,611.81 N	0.00 W	0.00	1,611.81	
3,510.00	82.17	0.00	1,589.07	2,135.47	1,641.53 N	0.00 W	0.00	1,641.53	
3,540.00	82.17	0.00	1,593.16	2,139.56	1,671.25 N	0.00 W	0.00	1,671.25	
3,570.00	82.17	0.00	1,597.25	2,143.65	1,700.97 N	0.00 W	0.00	1,700.97	
3,600.00	82.17	0.00	1,601.33	2,147.73	1,730.69 N	0.00 W	0.00	1,730.69	
3,630.00	82.17	0.00	1,605.42	2,151.82	1,760.41 N	0.00 W	0.00	1,760.41	
3,660.00	82.17	0.00	1,609.51	2,155.91	1,790.13 N	0.00 W	0.00	1,790.13	
3,690.00	82.17	0.00	1,613.60	2,160.00	1,819.85 N	0.00 W	0.00	1,819.85	
3,720.00	82.17	0.00	1,617.68	2,164.08	1,849.57 N	0.00 W	0.00	1,849.57	
3,750.00	82.17	0.00	1,621.77	2,168.17	1,879.29 N	0.00 W	0.00	1,879.29	
3,780.00	82.17	0.00	1,625.86	2,172.26	1,909.01 N	0.00 W	0.00	1,909.01	
3,810.00	82.17	0.00	1,629.95	2,176.35	1,938.73 N	0.00 W	0.00	1,938.73	
3,840.00	82.17	0.00	1,634.04	2,180.44	1,968.45 N	0.00 W	0.00	1,968.45	
3,870.34	82.17	0.00	1,638.17	2,184.57	1,998.51 N	0.00 W	0.00	1,998.51	5"

## Bibliografía

1. *Apuntes de Cátedra de Producción I, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue.*
2. *Ardila Rojas, O.M. (2019). Metodología para la evaluación de la eficiencia energética en un sistema de levantamiento de crudo mediante unidades de bombeo mecánico [Tesis]. <https://www.studocu.com/co/document/servicio-nacional-de-aprendizaje/mecanica-diesel/taxis-bombeo-mecanico-taller/31104511?origin=user-profile>.*
3. *Datasheets de Varillas de Bombeo, <https://www.tenaris.com/es/productos-y-servicios/varillas-datasheets?familia=suckerrods>.*
4. *Elisabet Savoy, Sezal Ucan, Juan Martínez, Lucas González Day, María G. Moll y Luciano Monti, Joaquín Ramírez, Diego Palmerio, Nery Cano, Petrotecnia, Febrero 2016.*
5. *“Gas Lift Básico, ESP OIL ENGINEERING CONSULTANTS, MARACAIBO VENEZUELA 2004”*
6. *Manual de Partes, Bolland, Mayo 2012, Versión 3.0.*
7. *Manual de Producción-PAE-Argentina.*
8. *Manual de Producción Upstream YPF.*
9. *Manual Sistemas de Extracción Artificial, YPF.*
10. *OilField Products Group 2002 General Catalog, Lufkin.*
11. *Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach, Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, February 2007.*
12. *Práctica Recomendada para el Diseño de Instalaciones Gas Lift de Flujo Continuo usando Válvulas Accionadas a Presión de Inyección, API PRACTICA RECOMENDADA 11V6 SEGUNDA EDICIÓN, JULIO 1999.*
13. *Programa de capacitación Tareas y Servicios de Producción, Repsol YPF, Astra Evangelista S.A, Marzo 2002.*

