

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO QUE PERMITA OPTIMIZAR EL
DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO
DE ESTUDIO

SAMUEL VALOVIS RUIZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PROGRAMA DE ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO QUE PERMITA OPTIMIZAR EL
DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO
DE ESTUDIO

SAMUEL VALOVIS RUIZ

Proyecto de grado presentado para optar al título de Especialista en Producción
de Hidrocarburos

Director:
Ing. Alex Fabián Nieto Velásquez, Especialista en Producción de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PROGRAMA DE ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	13
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	14
1.1. GEOLOGÍA REGIONAL Y ASPECTOS GENERALES	15
1.2. GENERALIDADES DE LAS BOMBAS (ESP)	17
2. ANÁLISIS NODAL	24
2.1. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP	27
2.2. Curva del Outflow	31
2.2.1. Columna Hidrostática.....	31
2.2.2. Pérdidas por Fricción.	32
2.2.3. Presión de Cabeza (THP).	32
2.3. Datos para el Análisis Nodal.....	33
2.3.1. Datos de Entrada Wellflo.	33
2.3.2. Datos de pruebas y Yacimiento.	36
2.3.3. Datos de Equipo	38
2.3.4. Datos de la Bomba.	39
2.3.5. Análisis nodal del Pozo.	41
3. ANÁLISIS DE COSTOS	45
3.1. Costos Energéticos.....	47
3.2. PRODUCCIÓN Y RESERVAS	48
3.3. UTILIDAD	49
4. CONCLUSIONES	51
5. RECOMENDACIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos de Equipo	38
Tabla 2. Datos complementarios de Equipo.....	39
Tabla 3. Datos de la Bomba.....	39
Tabla 4. Puntos usados para el Análisis Nodal.....	41
Tabla 5. Sensibilidad variando la Profundidad de la Bomba.....	45
Tabla 6. Desempeño de la Bomba @3067 pies.	46
Tabla 7. Desempeño de la Bomba @2000 pies.	46
Tabla 8 Costos Energéticos.	47
Tabla 9 Producción de Petróleo.....	48
Tabla 10 Reservas de Petróleo y USD.....	49
Tabla 11 Utilidad de cada Situación.....	50

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1 Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia	15
Figura 2 Componentes de las ESP	17
Figura 3 Variador de Velocidad	19
Figura 4 Motor de la bomba ESP	20
Figura 5 Bomba Centrífuga.....	22
Figura 6 Cable de Potencia Redondo.....	23
Figura 7 Curva de IPR para un Pozo	24
Figura 8 Curva de IPR para un Pozo	26
Figura 9 Condiciones Empuje por Acuífero Activo	30
Figura 10 Datos Generales para el Análisis Nodal.....	34
Figura 11 Datos Generales del fluido para el Análisis Nodal.....	35
Figura 12. Datos de Pruebas y Yacimiento.	36
Figura 13. IPR del Pozo	37
Figura 14. Datos de Eficiencia de la Bomba.....	40
Figura 15. Desempeño de la Bomba	41
Figura 16. Curvas Inflow, Outflow y corriente de la Bomba.	42
Figura 17. Análisis Nodal @60 Hz y profundidad de Intake Actual.....	44
Figura 18 Reservas de Petróleo	49

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1 Ley de Darcy para Flujo Lineal.....	27
Ecuación 2 Ley de Darcy para Flujo Radial.....	28
Ecuación 3 Ley de Darcy para Flujo Radial IP.....	29
Ecuación 4 Cálculo del Gradiente de Fluido.....	31
Ecuación 5 Cálculo de Pérdidas por Fricción.....	32
Ecuación 6 Ley de OHM.	46

GLOSARIO

ANÁLISIS NODAL: técnica usada para la optimización y diagnóstico de producción identificando las restricciones al flujo para poder cuantificar estas restricciones en la producción del sistema.

CAMPO: es el área en cuyo subsuelo existe o hay indicios de que existan uno o más yacimientos.

COSTOS: son los gastos que representan la fabricación o prestación de un servicio determinado, es necesario determinar los costos de un proyecto y de esta manera poder establecer el precio de venta del producto o servicio, todo proyecto tiene unos costos que dependen de la producción y otros que son propios del proyecto los cuales son llamados costos fijos y costos variables.

CRUDO PESADO: petróleo crudo con gravedad API entre 13° y 22,3°

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: es la relación entre el caudal de fluidos producido por un pozo sobre la diferencia de la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

INFLOW: curva de oferta del pozo, es decir, el potencial de producción que puede tener el pozo, en un punto dado a lo largo del pozo.

INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP: es el comportamiento del índice de productividad del pozo variando la presión de fondo fluyendo.

OUTFLOW: curva de demanda del pozo, es decir, las restricciones que se tienen al flujo del pozo.

LISTA DE ABREVIATURAS

BFPD: Barriles de fluido por día

BOPD: Barriles de petróleo por día

COP: Pesos colombianos

ESP: Bomba electro sumergible

GOR: Relación gas-petróleo

HP: Caballos de potencia

Hz: Hertz

IP: Índice de Productividad

IPR: Inflow performance relationship

Kw-h: Kilo vatio hora

PCP: Bomba de cavidades progresivas

THP: Tubing head pressure (Presión en cabeza)

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO QUE PERMITA OPTIMIZAR EL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO DE ESTUDIO¹

AUTOR: SAMUEL VALOVIS RUIZ²

PALABRAS CLAVES: Análisis Nodal, Bomba Electro sumergible, Cuenca Llanos Orientales, Wellflo.

DESCRIPCIÓN:

El análisis nodal es un método para poder optimizar los sistemas de producción e inyección con el fin de revisar si el sistema está operando correctamente, si tiene problemas o para poder optimizar alguna parte del sistema.

Con el objetivo de optimizar no solo técnicamente si no económicamente el sistema de levantamiento artificial que se usa en el Campo de estudio (BES) se realizó un análisis nodal para un pozo del campo en estudio disminuyendo la profundidad de asentamiento de la bomba BES y su impacto en los costos energéticos al disminuir esta profundidad ya que el consumo energético está directamente relacionado con la profundidad de la bomba.

El análisis nodal se llevó a cabo a través del software para análisis nodal Wellflo en donde se varió la profundidad de la bomba hasta donde hubiera punto de operación a una frecuencia de optimización corroborando que la producción no se fuera a ver afectada.

Posteriormente se realizó una comparación entre los costos energéticos entre la situación actual y la situación propuesta del pozo. Para esta comparación se tomó un tiempo de estudio de 5 años donde se calcularon las reservas que aportaba el pozo tanto como para la situación actual como para la situación donde se disminuye la profundidad de la bomba.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Alex Fabián Nieto

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS TO ALLOW OPTIMUM PERFORMANCE OF ARTIFICIAL LFT SYSTEM IN THE FIELD OF STUDY³

AUTHORS: SAMUEL VALOVIS RUIZ⁴

KEY WORDS: Electric submersible pump, Llanos Basin, Nodal Analysis, Wellflo

DESCRIPTION:

The Nodal Analysis is a method that is used to optimize the production and injection systems in the oil industry with the aim of reviewing if the system is operating in the right way, if it has problems in its operation or just to optimize the any part of the system

In order to optimize not only technically plus economically the artificial lift system used in the Field of study (ESP), it was realized the nodal analysis to a well of the field decreasing the ESP depth and its impact on the energy costs while decreasing the pump depth, because the pump depth and the energy costs are in a direct relationship.

The nodal analysis was carried out through the nodal analysis software Wellflo varying the pump depth until it has operation point at the optimization frequency, confirming that production was not affected.

Then a comparison of the energy costs between the current situation and the situation given for the well was performed. In the comparison it was used a time of study of 5 year, in this time it was performed a reserves calculation of the well for both situations, the actual and with the decrease of the pump depth.

³ Specialization Thesis

⁴ Physis-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Eng. Alex Fabián Nieto.

INTRODUCCIÓN

El Campo actualmente produce por Bombeo Electro-sumergible este sistema requiere de energía eléctrica para su desempeño, como este consumo es considerable se ve la necesidad de realizar un análisis de las condiciones actuales y ver la viabilidad de optimizar dicho consumo a través de la disminución de la profundidad de la bomba sin afectar los requerimientos de producción.

El campo de Estudio tiene como mecanismo de producción acuífero activo, produce crudo pesado del orden de 13 grados API, como método de levantamiento artificial se usa la bomba electro sumergible.

Para poder realizar el análisis de reducción de consumo energético por disminución de la profundidad de la bomba se requiere hacer un análisis nodal del pozo teniendo en cuenta la curva de oferta (IPR) y curva de demanda que es todo lo concerniente a las restricciones de flujo desde el yacimiento a superficie, y así poder generar una sensibilidad disminuyendo la profundidad de la bomba sin afectar los requerimientos de producción del pozo.

Para finalizar se realiza un análisis de costos entre la situación actual y la situación propuesta, teniendo en cuenta las reservas del pozo en el periodo de estudio y el ahorro en el consumo energético que presenta la disminución de la profundidad de la bomba.

Al realizar lo anterior se tiene que el cambio de la profundidad de la bomba no genera unas utilidades ni ahorros significativos como para programar su cambio, sin embargo al generar un diferencial de reservas se debe y se recomienda siempre realizar una análisis de los pozos vecinos y condiciones operacionales ya que el cambio de profundidad de la bomba debe ser algo preventivo y no correctivo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y económicamente las condiciones actuales del Campo a través del Análisis Nodal y plantear una alternativa que permita optimizar el desempeño del sistema de levantamiento artificial.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo
2. Revisar y recopilar variables relacionadas con el potencial del pozo como lo son datos del yacimiento, propiedades de los fluidos, pruebas de producción y las variables de la curva de demanda como lo es el estado mecánico del pozo, condiciones operacionales de la bomba y necesidad de producción del campo.
3. Realizar una sensibilidad de la profundidad de la bomba a través del análisis nodal para seleccionar una menor profundidad de acuerdo a la productividad del pozo
4. Realizar un análisis de costos para comparar técnico-económicamente la situación actual y la situación propuesta.

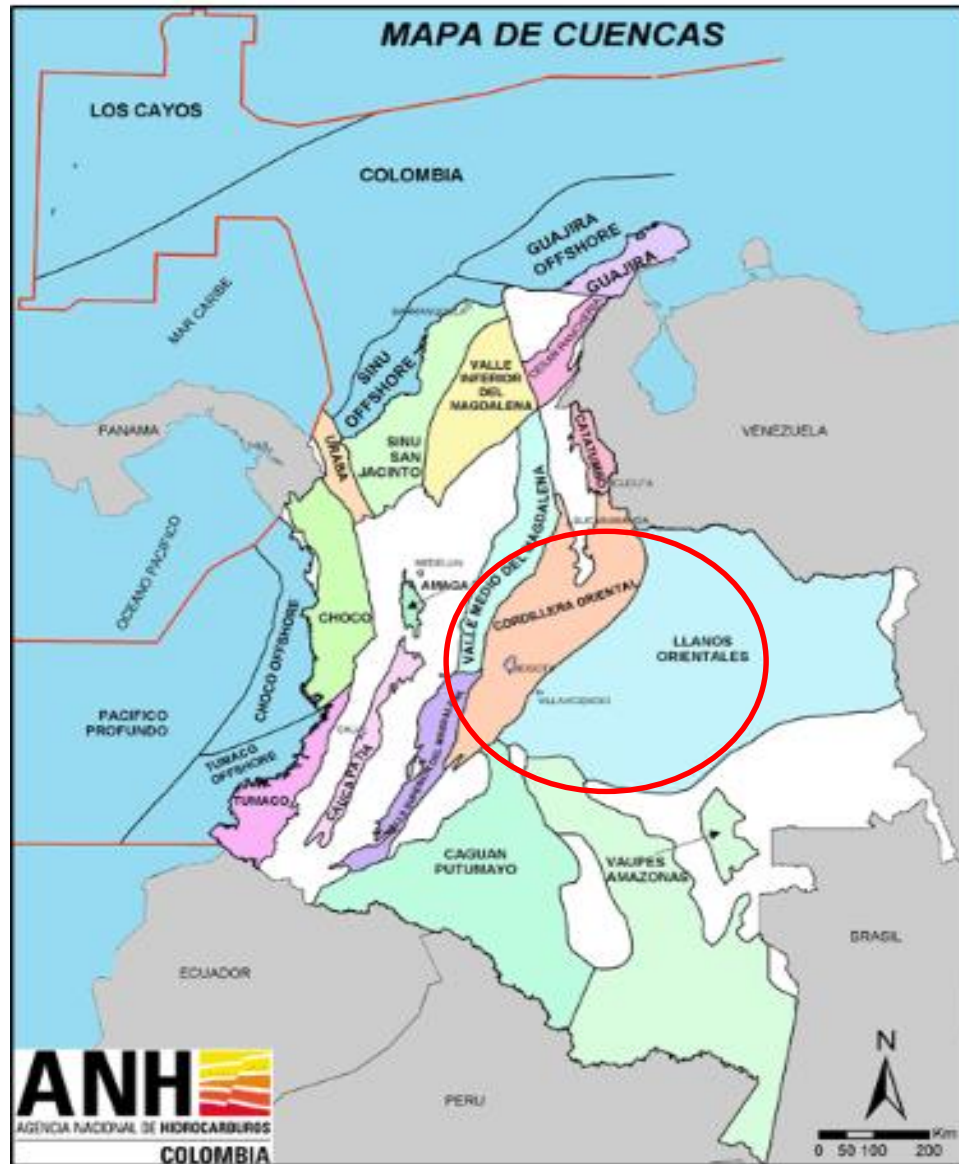
1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1. GEOLOGÍA REGIONAL Y ASPECTOS GENERALES

El campo se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, cerca al municipio de Puerto Gaitán en el departamento del Meta.

La cuenca de los Llanos Orientales actualmente es la que más barriles produce en Colombia casi un 70% de la producción nacional y estos barriles son de crudo pesado y liviano oscilando entre gravedades API de 10 hasta 45 grados API, aunque la mayor producción es de crudo pesado.

Figura 1 Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia



Fuente: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=81>

La geología del petróleo del Campo está conformada de la manera siguiente⁵:

Roca Generadora: son lutitas de ambientes marino continentales de la formación Gachetá, estas rocas poseen un contenido de carbono orgánico de 1 a 3%.

Roca Yacimiento: Las areniscas de la formación Carbonera (C7) gracias a sus propiedades petrofísicas como porosidad permeabilidad y saturación de aceite.

⁵ <http://www.slideshare.net/macorca123/cuencas-sedimentarias-de-colombiadoc-1>

Roca Sello: el sello regional es la formación León, y la formación carbonera (C2,C4,C6,C8), estos sellos son muy locales y tienden a pincharse, pero es de vital importancia que se encuentren buenas rocas sello que separen el contacto agua-petróleo de la roca yacimiento para que el agua no sea un problema posterior.

El Campo tiene como formación productora la formación Carbonera C7, teniendo espesores netos petrolíferos entre 10 y 30 pies, el contacto agua-petróleo es un contacto inclinado e hidrodinámico lo que quiere decir que el agua de producción es un factor muy importante ya que se llega a cortes de agua del orden del 90% en pocos meses, por lo que es importante contar con sellos que retrasen el agua o impidan su paso. Se produce crudo de gravedad API que oscila entre 12 y 15 grados.

Como su producción es de crudo pesado para ser una técnica atractiva su método principal de extracción es por bombas ESP.

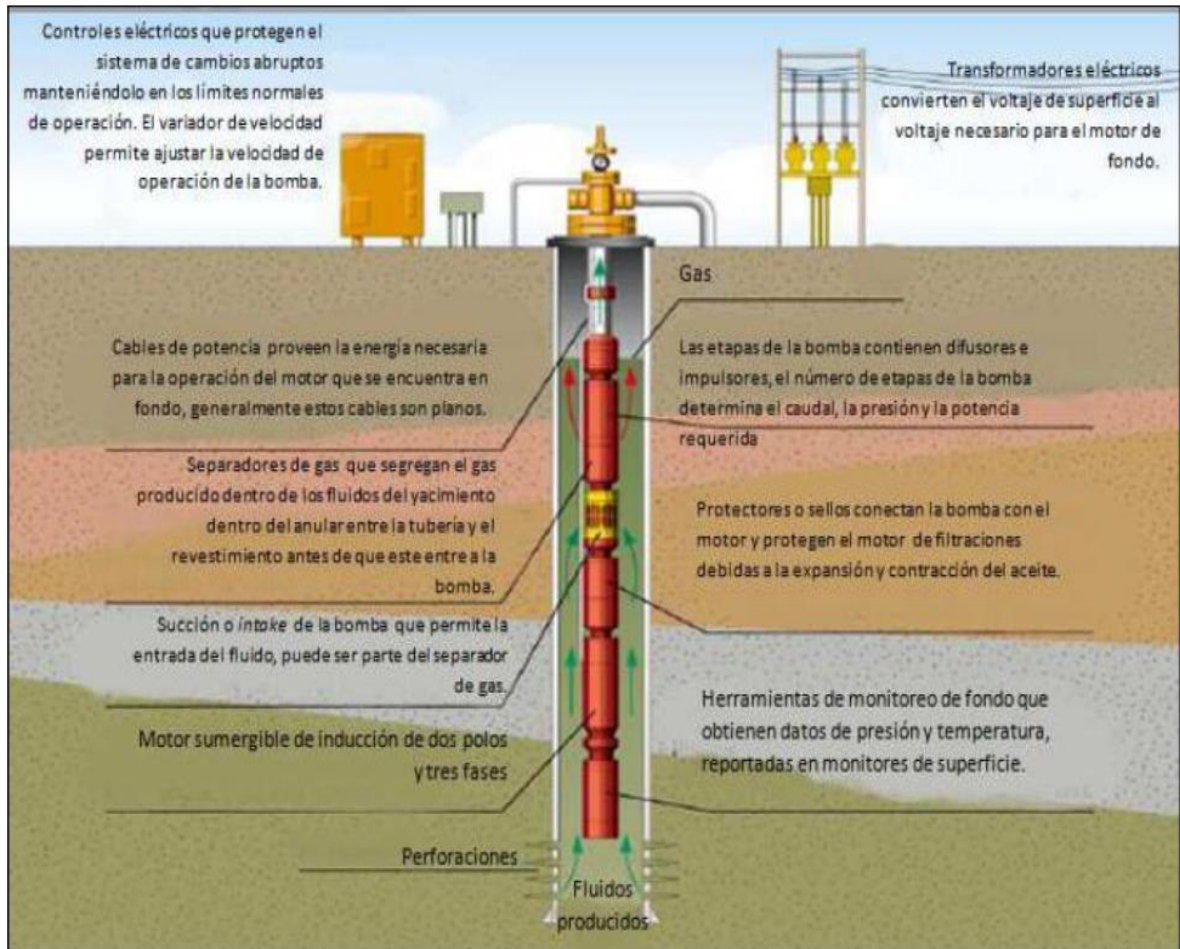
Ya que su mecanismo de producción es por acuífero activo y la no presencia de capa de gas y poco gas en solución, el gas no es un factor relevante como si lo es el agua.

Actualmente el Campo produce alrededor de 1700 BOPD en su mayoría los pozos tienen ESP y algunos PCP. Para revisar si es viable o no cambiar profundidades se va a realizar el estudio para un pozo con suficiente historia de producción, buena productividad y que tenga la suficiente data para que el análisis nodal se confiable y ver si el ahorro energético es importante.

1.2. GENERALIDADES DE LAS BOMBAS (ESP)

Las ESP son un tipo de levantamiento artificial el cual consta de una bomba centrífuga la cual impulsa el petróleo desde la entrada o Intake hasta superficie.

Figura 2 Componentes de las ESP



Fuente: Arteaga Johana. Introducción al levantamiento artificial.

Las bombas ESP están divididas en equipos de fondo y equipos de superficie.

Equipo de superficie⁶:

Consta principalmente de tres equipos un variador de voltaje, el cual provee voltaje trifásico al transformador, la caja de venteo la cual está conectada a fondo para dejar salir el gas del pozo y un registrador de amperaje del motor electrosumergible

Caja de Venteo: la caja de venteo tiene como función principal ventear o liberar el gas producido por el pozo atrapado en la caja reductora del cable eléctrico. Ésta esta provista de un registrador de datos de corriente del motor de la bomba y son plasmados en la carta amperimétrica.

⁶ Takacs, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manuel. Elsevier.2009

Variador: controla la velocidad de rotación del eje del motor, como su nombre lo indica permite variar las rpm con las que el motor gira y así mismo se puede variar la producción y por consiguiente los niveles de sumergencia y de fluido dentro del pozo. Permite arrancar los pozos a bajas velocidades.

Figura 3 Variador de Velocidad



Fuente: Baker Hughes. Submersible Pump Handbook

Transformadores⁷: Cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por voltaje requerido para el motor, está compuesto por el transformador elevador y el transformador reductor.

Equipo de Fondo: el equipo de fondo está compuesto por el motor, sello, separador de gas (Intake), bomba centrífuga y cable. Opcionalmente se puede poner un sensor de fondo el cual registre las presiones de entrada a la bomba y las temperaturas del motor para tener un mejor monitoreo del pozo pero no es un elemento vital del sistema.

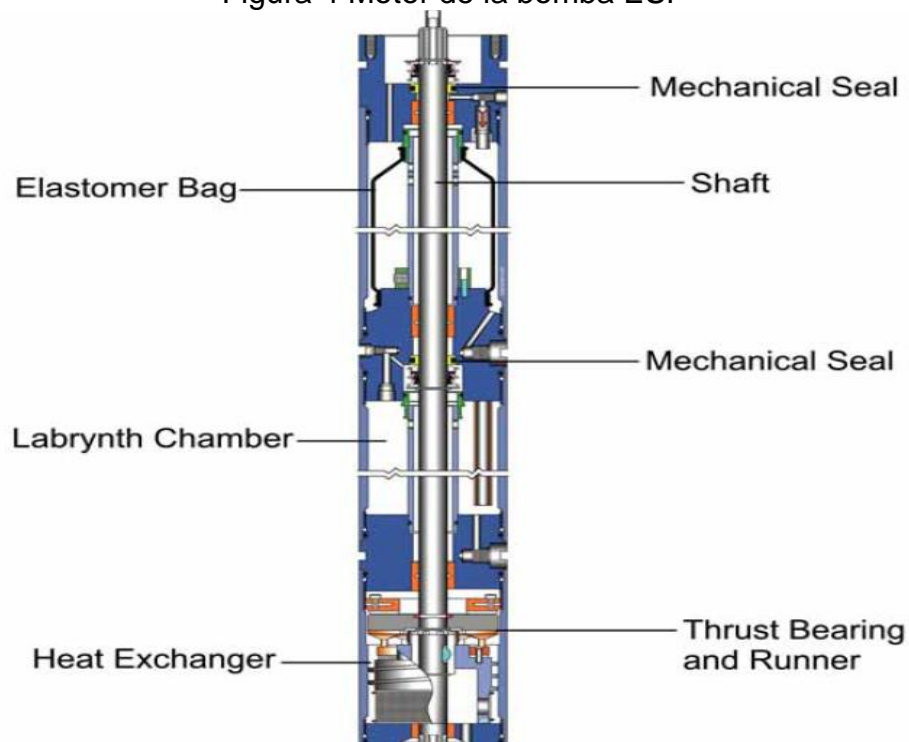
⁷ Baker Hughes. Submersible Pum Handbook. Eighth Edition. Claremore Oklahoma. 2008

Motor: el motor es del tipo de inducción de dos polos provee giro y torque a la bomba, este está constituido por rotores y cojinetes ensamblados a lo largo del eje. Éste contiene un aceite dieléctrico para poder dar lubricación y enfriamiento al motor. Este motor consume energía eléctrica para su funcionamiento aparte de que debido a su trabajo genera calor el cual no es aprovechado por eso debe estar dentro un fluido circulante que lo refrigere en este caso el fluido del yacimiento.

La función principal del motor e convertir la energía eléctrica en movimiento o torque que haga girar el eje y por consiguiente se transmita a la bomba y a las etapas para poder levantar el fluido.

Sello: se encuentra entre el motor y la bomba está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión del pozo. También absorbe la carga axial generada a través del cojinete, retrasa la entrada del fluido del pozo al motor esto lo hace a través de cámaras laberínticas que generan caminos tortuosos y largos para que el fluido pase por éstos, le da espacio al aceite dieléctrico para cuando se expande pueda entrar y para cuando se enfríe o se contraiga.

Figura 4 Motor de la bomba ESP



Fuente: Baker Hughes. Submersible Pump Handbook

Intake: Permite la entrada de los fluidos hacia la bomba para que esta a través de las etapas pueda desplazarlos hasta superficie este intake solo permite el acceso del fluido y transmitir el movimiento a través del conjunto de ejes, cuando se requiere

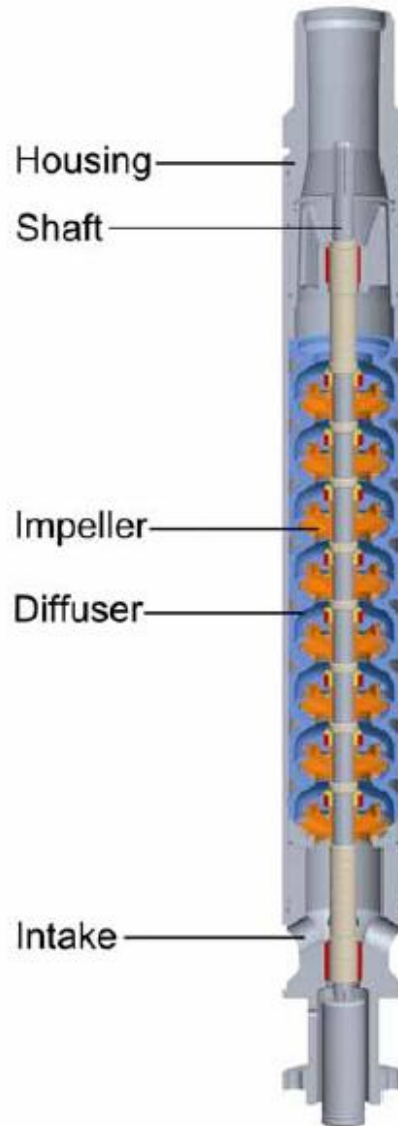
separar el gas se provee de separador de gas el cual aparte de permitir el acceso de los fluidos separa el gas con el que viene el fluido.

Separador Gas: en pozo con alta relación gas petróleo el separador de gas reemplaza el intake y ayuda a mejorar el funcionamiento y desempeño de la bomba separando una porción de gas antes de que entre a la primera etapa de la bomba ya que las bombas ESP pierden eficiencia con el manejo del gas en las etapas ya que ocupan espacio que podría estar lleno de fluido o puede generar bloqueos, corrosión y demás problemas asociados al gas.

Bomba⁸: consiste en una bomba centrífuga compuesta por etapas las cuales son un impulsor que rota y difusor el cual permanece estático, el movimiento que es transmitido a través de los ejes y llevado hasta el impulsor genera energía para que el fluido pueda llegar a superficie y circule a través del difusor a esto se le conoce como etapa, y la suma de las etapas de la bomba logra llevar el fluido a superficie con la suficiente energía para que llegue hasta el cabezal.

⁸ Blum, Carlos. Et al. Alternative Deployment of an ESP System in South America. Society of Petroleum Engineers. SPE 165076. 2013.

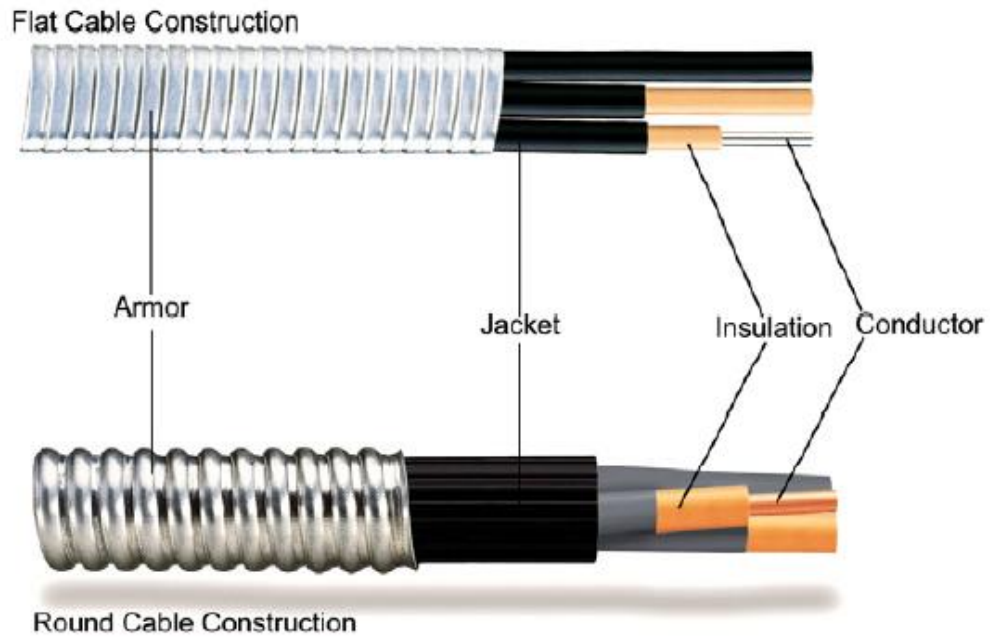
Figura 5 Bomba Centrífuga



Fuente: Baker Hughes. Submersible Pump Handbook

Cable: Permite transmitir la energía hasta el motor. La energía en superficie es conducida por un cable de superficie. El cable de potencia puede ser redondo o plano dependiendo las configuraciones y requerimientos de cada pozo. El cable es el enlace crítico entre el equipo de fondo y fuente de energía en superficie, este cable es trifásico debe ser construido para soportar ambientes agresivos, corrosivos, fluidos calientes etc. Generalmente se usa el cable redondo ya que el plano no permite que haya interferencia de armónicos y ocupa menos espacio.

Figura 6 Cable de Potencia Redondo



Fuente: Baker Hughes. Submersible Pump Handbook

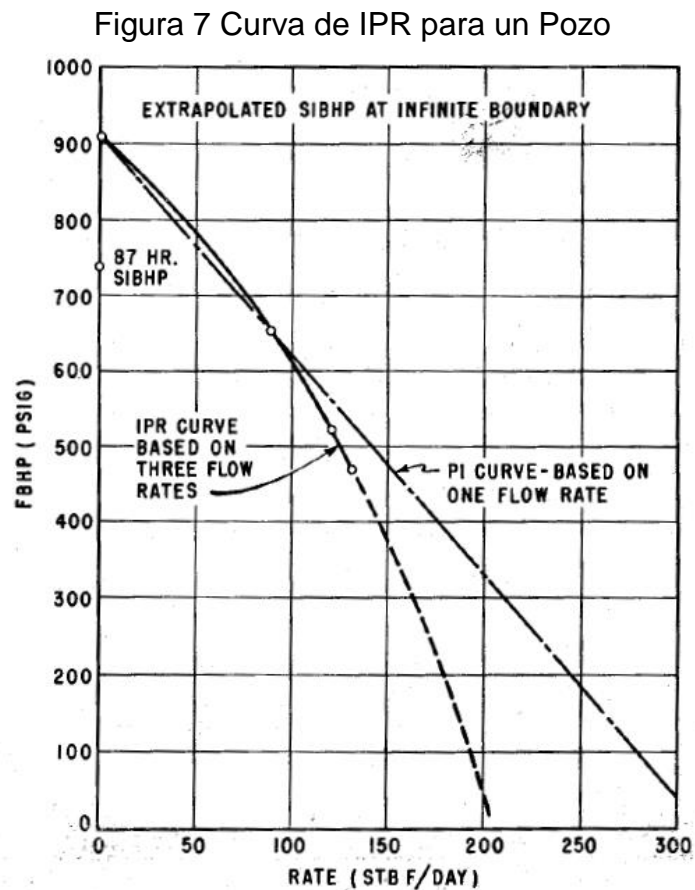
En las bombas (ESP) el consumo energético está directamente relacionado con la profundidad, es decir, a mayor profundidad mayor consumo energético, como las bombas deben estar sumergidas en el fluido siempre hay una restricción para poder producir los pozos y la da el nivel de sumergencia, este nivel lo da inicialmente el potencial del pozo y puede ser variado por la velocidad o las rpm con que se está operando la bomba, a mayor rpm menor va a ser el nivel de sumergencia este relación es importante tener en cuenta porque si se tiene claro el aporte del yacimiento en cuando a nivel de sumergencia podemos producir a una menor profundidad sin tener que preocuparse por la sumergencia.

2. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es una técnica que ha sido aplicada por años para el diseño, análisis y optimización de los sistemas de producción tanto en superficie como en fondo de pozo.

El análisis nodal tiene en cuenta propiedades del yacimiento como lo son la permeabilidad, viscosidad y todo lo relacionado con la ley de darcy ya que esto va contenido en el índice de productividad y el IPR (Inflow Performance Relationship).

Inflow Performance Relationship.



Fuente: Brown Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods.

Varios autores han propuesto diferentes consideraciones para la curva de IPR como lo fue Darcy, Vogel, Klint y demás, estas variaciones dependen de factores a tener en cuenta como permeabilidades relativas, condiciones de yacimiento, pruebas de producción etc.

A este tipo de curvas en análisis nodal se les conoce como inflow y cuando están a la altura de las perforaciones se le conoce como IPR, y cuando se tiene un punto específico se le conoce como IP o Índice de Productividad.

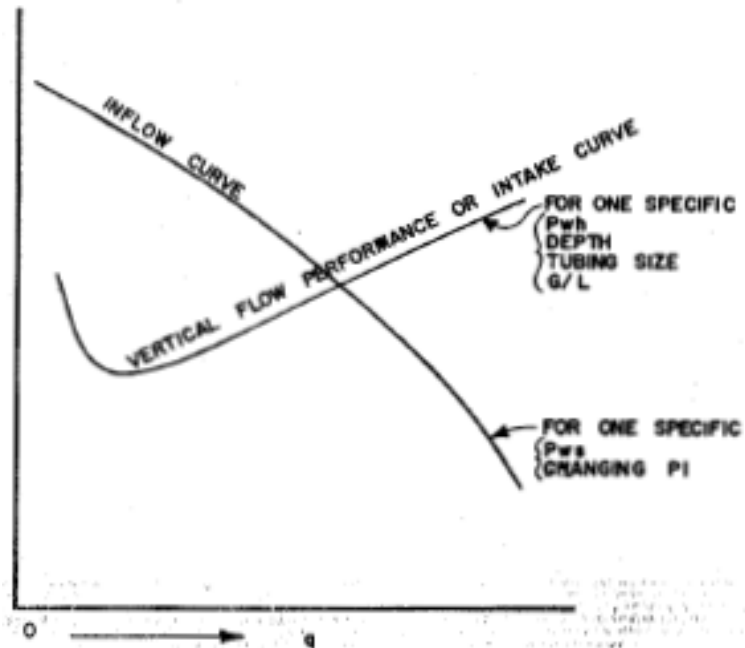
Para poder conocer bien este IP o IPR es necesario conocer las condiciones de producción y tener pruebas validadas aparte de tener las variables de yacimientos necesarias para poder calcularlo.

El Outflow o más conocido como la curva de demanda son todas las restricciones que tiene el flujo del fluido. Para objeto de este trabajo el Otuflow⁹ va a ser las todo lo relacionado con estado mecánico, tuberías, diámetros rugosidad pérdidas por fricción, Presión en cabeza, peso de la columna hidrostática etc.

Teniendo estas dos curvas el Inflow y el Outflow graficadas en un mismo plano de presión contra caudal de fluido se puede hallar el punto de operación.

⁹ Brown, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Pennwell Books. Tulsa. 1977.p1.

Figura 8 Curva de IPR para un Pozo



Fuente: Brown Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods.p1.

El punto de Operación es donde se cruzan las curvas de Inflow y Outflow, si no se cruzan quiere decir que ese escenario no es posible y que no llegaría el fluido a superficie.

Para realizar el análisis nodal se necesita poder realizar estas dos curvas y mirar si disminuyendo la profundidad de la bomba tengo punto de operación y puedo obtener la producción deseada.

Dependiendo de las condiciones que tenga la curva del Inflow y del Outflow pueden variar ya sea por aumentar o disminuir el diámetro de la tubería o variar la presión en cabeza de pozo.

Cuando no se tiene punto de operación es necesario modificar alguna de las dos curvas dependiendo de los proyectos que se tengan para el campo o el pozo se puede modificar una o la otra.

Cuando se modifica la curva del Inflow quiere decir que estoy modificando propiedades del yacimiento como puede ser la presión de yacimiento, generalmente

esta curva se modifica a través de métodos de recobro secundario o terciario. Cabe resaltar que un aumento en el corte de agua puede llegar a modificar la curva del Inflow y no necesariamente es beneficioso.

Por otro lado la curva del Outflow es más fácil de modificar dependiendo las condiciones del pozo ya sea modificando la tubería de producción o la presión de cabeza o alguna de las variables relacionadas de esta curva, se hace más sencillo entrar a modificar esta curva sin embargo el potencial del pozo sería igual ya que simplemente estoy modificando las restricciones mas no el potencial del pozo.

Cuando ya no se puede subir el fluido a superficie y el pozo está en flujo natural se coloca un sistema de levantamiento artificial para poder darle esa energía necesaria para poder subir al fluido, en el caso de este trabajo se usa un levantamiento artificial por ESP como ya se había mencionado anteriormente.

2.1. INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP

La curva de Inflow tiene en cuenta todas las variables relacionadas con el potencial de producción del pozo y datos de yacimiento, ya que esta parte de la ley de darcy la cual involucra variables como lo es la viscosidad, permeabilidad, área de flujo, el diferencial de presión o Draw Down y demás.

La ley de Darcy enuncia lo siguiente:

Ecuación 1 Ley de Darcy para Flujo Lineal

$$Q = \frac{Kx A x (Pyac - Pwf)}{\mu x l}$$

Q=Caudal de Fluido

K=Permeabilidad

A=Area de Flujo

Pyac=Presión de Yacimiento

Pwf=Presión de fondo Fluyendo

μ =Viscosidad

L=Longitud

A partir de la ley de Darcy se enuncia que el caudal de fluido a través de un diferencial de presión en el caso de yacimiento va a ser la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo, el caudal va a depender de la permeabilidad del medio poroso, área por donde transita el flujo, viscosidad y longitud de la zona.

A través de las variables que se tienen en la ley de Darcy se enuncia un término llamado IP o índice de productividad.

Ya que en el yacimiento se tiene flujo radial, la ecuación de darcy puede ser modificada a través de despejes y convirtiendo las unidades para que sean compatibles con la unidades de campo da como resultado la siguiente ecuación.

Ecuación 2 Ley de Darcy para Flujo Radial

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times K \times h \times (P_{yac} - P_{wf})}{\mu \times l \times \beta \times \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right) - 0.75}$$

Q= tasade flujo

k= permeabilidad efectiva

h = espesor efectivo de arena

μ = viscosidad promedio

P_{yac} = presión del yacimiento

P_{wf} = presión de fondo

r_e = radio de drenaje

r_w = radio del pozo

B= factor volumétrico

La mayoría de datos de la ecuación 2 no se tienen disponibles. Pero se realiza la asunción de que los datos de permeabilidad, viscosidad, radio de drenaje, factor volumétrico, y viscosidad son constantes para un pozo la ecuación se convierte que el caudal es igual a una constante por el delta de presión. Realizando despejes y demás se llega a la ecuación del índice de productividad IP para flujo radial la cual es:

Ecuación 3 Ley de Darcy para Flujo Radial IP

$$IP = \frac{Qf}{Pyac - Pwf}$$

IP: Índice de Productividad del Pozo

Qf: Caudal de Fluido

Pyac: Presión de Yacimiento

Pwf: Presión de Fondo Fluyendo

Esta Ley de Darcy tiene en cuenta una sola fase como el Campo de Estudio tiene crudo pesado y la relación Gas-Aceite es muy pequeña se puede despreciar, haciendo valida esta ecuación para los cálculos necesarios para IP e IPR.

Cuando se tiene gas en el yacimiento esto afecta considerablemente la curva del IPR, ya que toca tener en cuenta la permeabilidad del gas la cual es mucho mayor que la del petróleo, la viscosidad del gas será mucho menor que la del petróleo con estos dos factores el caudal de gas en el yacimiento se aumenta considerablemente lo que conlleva a que los poros de la roca sean llenados con gas reduciendo el espacio para el petróleo.

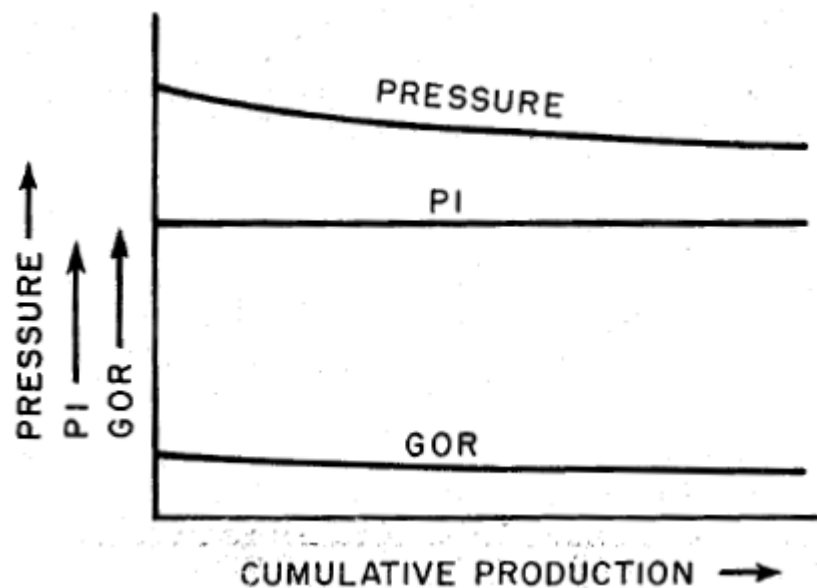
Comparado con la Ley de Darcy el caudal de petróleo será menor y para estos casos hay varios autores que propusieron formulas y correlaciones para calcular el IP del pozo por ejemplo Vogel, Klints, etc....

Como se dijo anteriormente el IP es solo un punto dentro de la curva de IPR a una Pwf dada, es decir que para tener la curva del pozo en un momento dado debo tener varias condiciones supuestas de Pwf.

Cabe resaltar que para el campo de estudio el mecanismo de producción primaria es por acuífero activo donde se mantiene la presión gracias a éste empuje y tiene ciertas características como lo son¹⁰:

Se hace un desplazamiento del petróleo por el agua, en este tipo de yacimiento las perdidas por Draw Down no son muchas, se puede extrapolar las condiciones de IP linealmente a través de Draw Downs dados. Generalmente la presión permanece por encima de la Presión de burbuja gracias al mantenimiento de presión por el empuje que ejerce el agua sobre el petróleo y esto indica que no se va a tener una producción de gas considerable aunque hay casos en donde si se tienen acuíferos con producción de gas pero no en el caso de Estudio, pero hay que tener cuidado con el incremento del BSW ya que este puede generar un decremento en el índice de productividad del pozo.

Figura 9 Condiciones Empuje por Acuífero Activo



Fuente: Brown Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods.p3.

Como se dijo anteriormente con tener pruebas de producción con su respectiva P_{wf} y que sean fiables se puede tener la curva del IPR de los Pozos que tengan condiciones de bomba ESP.

¹⁰ Brown, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Pennwell Books. Tulsa. 1977.p3

2.2. Curva del Outflow

La curva del Outflow consta de todas las posibles restricciones que se tienen en el movimiento del fluido a superficie las cuales son varias y es necesario tenerlas en cuenta ya que afectan drásticamente la producción del pozo.

2.2.1. Columna Hidrostática

La columna hidrostática o mejor dicho el peso de ésta hacen que haya una restricción en contra del flujo hacia superficie ya que el pozo tiene un nivel dinámico que hay que mantener y sobre todo con levantamientos artificiales por ESP ya que estas deben estar sumergidas para su correcto funcionamiento si no se pueden tener problemas graves.

La columna hidrostática va a tener factores claves para su cálculo e impacto como lo va a ser el tipo de fluido y su gravedad específica en este caso se tiene una mezcla de crudo y agua como se habló antes la cantidad de gas es despreciable y la altura de la columna de fluido.

Para estos cálculos es necesario tener la gravedad API del crudo producido y del agua que para el caso de estudio es un agua dulce normal con un gradiente de presión de 0.433 psi/ft.

Para calcular el gradiente del fluido se debe tener en cuenta tanto las condiciones del agua como las del crudo y su porcentaje que lo va a dar el corte de agua de las pruebas de producción.

Ecuación 4 Cálculo del Gradiente de Fluido

$$\textit{Gradiente Fluido} = (SG_o * (1 - BSW) + SG_w * BSW) * 0.433$$

SG_o: Gravedad Específica del Petróleo

SG_w: Gravedad Específica del Agua

BSW: Corte de Agua

2.2.2. Pérdidas por Fricción.

La fricción es una pérdida de energía que a su vez mediante modelamientos matemáticos se pueden transformar en pérdidas de presión que generalmente se da por el contacto con las paredes de la tubería, al corte viscoso de la mezcla que va subiendo a superficie etc....

Estas pérdidas por fricción se pueden calcular mediante gráficos o mediante modelos matemáticos, cabe resaltar que estas pérdidas pueden aumentar a medida que se aumenta la velocidad de flujo y más aún si no se tiene flujo laminar ya que va a generar un mayor choque entre las moléculas.

Ecuación 5 Cálculo de Pérdidas por Fricción

$$\Delta P = \frac{f * \delta * v^2}{2 * g_c * d}$$

ΔP : Pérdidas por Fricción

δ : Densidad del Fluido

V: Velocidad del Fluido

g_c : Constante Gravitacional

d: Diámetro de la Tubería

Como se puede observar en la ecuación 5 a medida que aumento la velocidad crece al cuadrado las pérdidas por fricción es decir si yo no tengo caudal de producción las pérdidas serían 0 ya que no hay movimiento ni oposición al movimiento, una medida muy común cuando las pérdidas por fricción son determinantes es modificar el diámetro de la tubería ya que a medida que aumenta la velocidad disminuye al cuadrado es decir entre más grande o mayor diámetro de tubería menor van a ser las pérdidas por fricción.

2.2.3. Presión de Cabeza (THP).

Es la presión con la cual están llegando los fluidos a superficie generalmente es un parámetro que podemos controlar a través del choque para pozos en flujo natural o con la velocidad de la bomba o frecuencia del levantamiento artificial.

Esta presión generalmente es un Nodo muy importante a la hora de hacer cálculos de análisis nodal tal como la misma presión de fondo fluyendo. Esta interviene en la curva del outflow, porque es una restricción que se le está poniendo al flujo de producción, a medida que aumentó la presión en cabeza más restricción va a tener el fluido para subir.

2.3. Datos para el Análisis Nodal

Como se vio anteriormente se necesitan ciertos datos para poder realizar el análisis nodal y poder corroborar si se tiene suficiente nivel de fluido para poder disminuir la profundidad de la bomba y poder ahorrar costos energéticos.

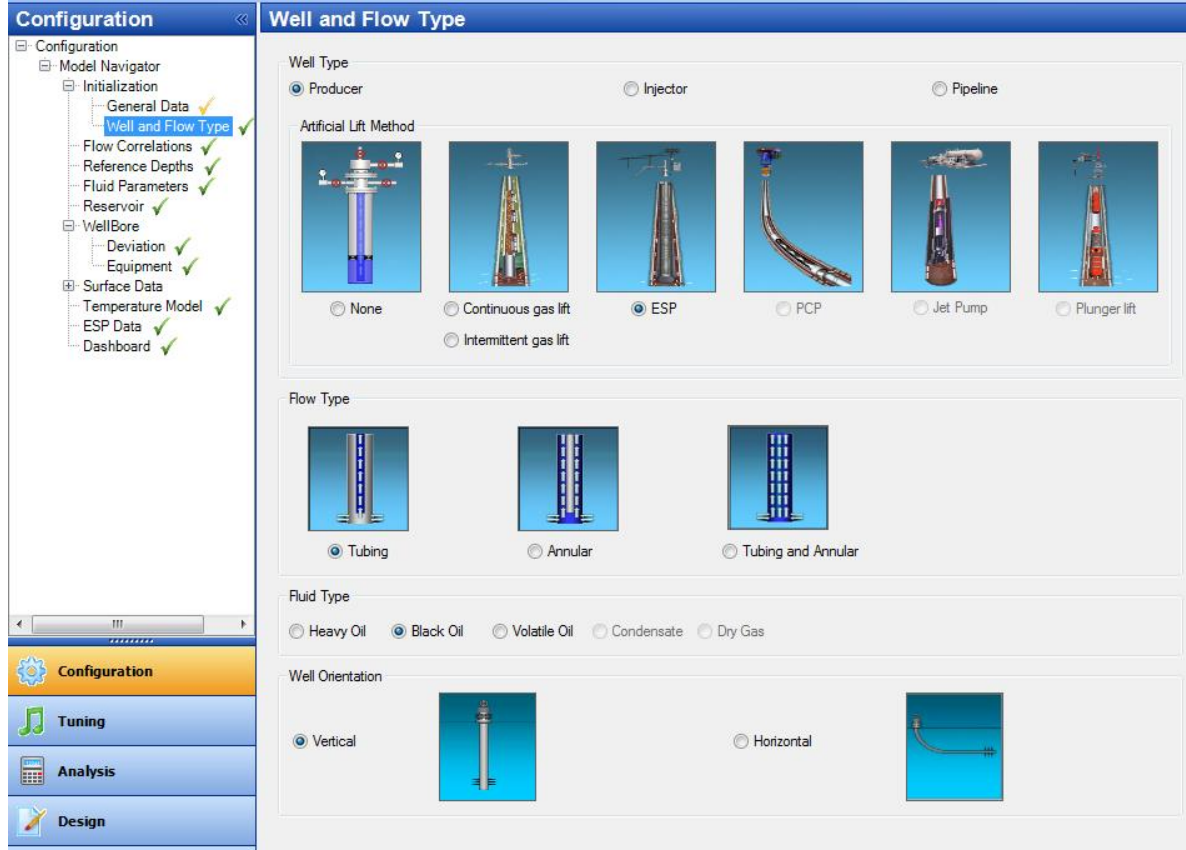
En el campo de estudio como se dijo antes es un campo de crudo pesado donde se tiene una gravedad API promedio de 13.8 grados. El análisis nodal se va a realizar mediante el software Wellflo el cual tiene la modalidad de bombeo electro sumergible.

Para poder realizar el análisis nodal y la sensibilidad es necesario entender el software los módulos que se van a usar dependiendo los datos disponibles y el análisis de resultados.

2.3.1. Datos de Entrada Wellflo.

El software inicialmente pide o solicita el tipo de pozo (productor, inyector o pipeline), solicita el tipo de levantamiento artificial o si es por flujo natural, si es vertical u horizontal y el tipo de fluido a continuación se muestra para los dos pozos en los que se va a hacer el análisis nodal las diferentes condiciones.

Figura 10 Datos Generales para el Análisis Nodal.

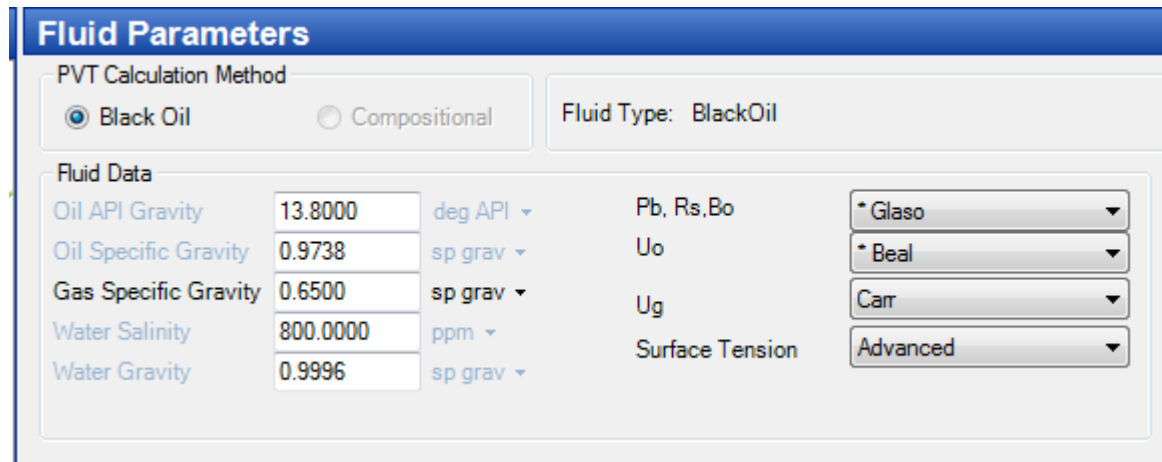


Se puede observar en la figura anterior los siguientes datos.

El pozo es un productor que va produce con una bomba ESP a través del Tubign o tubería de producción el fluido es de tipo Black Oil (aceite negro) debido a sus condiciones de GOR (muy bajo) y gravedad API (Alrededor de 13,8 grados).

Para la siguiente sección del software la cual es Fluid Parameters se describen las condiciones generales del fluido como lo es gravedad API, gravedad específica, condiciones del agua, correlaciones usadas para los datos PVT, y datos generales.

Figura 11 Datos Generales del fluido para el Análisis Nodal



Parameter	Value	Unit
Oil API Gravity	13.8000	deg API
Oil Specific Gravity	0.9738	sp grav
Gas Specific Gravity	0.6500	sp grav
Water Salinity	800.0000	ppm
Water Gravity	0.9996	sp grav

Se puede notar las siguientes condiciones del fluido.

Gravedad API: 13.8

Gravedad Específica del Petróleo: 0.9738

Gravedad del agua: 0.9996

Para los datos relacionados con el PVT debido a estudios realizados se tiene que la correlación de Glaso es la que mejor representa las propiedades del fluido comparado con PVT's realizados previamente. Para dar la relevancia que se merece lo importante del análisis PVT es la viscosidad que es de alrededor de 400 cP por que se enfatiza en ésta variable, se enfatiza por que como se está hablando de crudo pesado es una variable fundamental para poder tenerla en cuenta para próximos proyectos de recobro o demás.

Después de haber descrito las generalidades del fluido que son importantes pero que pues como tal en el proceso de extracción estas condiciones no van a cambiar mucho debido a que es un crudo pesado con muy poca cantidad de gas a través del recorrido hacia superficie no va a tener cambios significativos ni que impacten para el objeto de estudio de ésta monografía.

2.3.2. Datos de pruebas y Yacimiento.

Ya se describió anteriormente los datos del fluido, generales y demás ahora se tienen que describir los datos de yacimiento como lo es el espesor de la formación, espesor, perforados y demás. Lo importante de la sección de la formación es que solo se tiene una ya que dependiendo del número de formaciones puede haber varias y con propiedades diferentes pero para el caso puntual no es necesario ya que se está produciendo de una sola formación.

Figura 12. Datos de Pruebas y Yacimiento.

The screenshot displays the 'Layer 1 General' configuration window. It includes the following fields and options:

- Active:** Active
- Name:** Layer 1
- Pressure:** 1100 psia
- Temperature:** 135.0 deg F
- Midperf Depth (MD):** 3663.00 ft
- Water Cut:** 0.8900 Fraction
- Gas-Oil Ratio:** 13.0000 SCF/STB
- IPR Model:** StraightLine
- IPR Data:** (Empty text area)
- Include non-Darcy effects:**
- Test Point Data:**
 - Bottom Hole Flowing Pressure
 - Pump Intake Pressure
 - Fluid Level
- Test Pressure 1:** 981.6960 psia
- Test Rate 1:** 212.0 STB/d
- Test Pressure 2:** -0.0040 psia
- Test Rate 2:** 0.0 STB/d

Options:

- Use Static Pressure at Pump Intake
- Pressure:** 0.0000 psia

Productivity Index (J): 1.7920 STB/d/psi

Como ya se dijo anteriormente los la forma de calcular el IPR va ser a través de la ecuación de Darcy que es una línea recta que en este caso en Wellflo aparece como Straight.

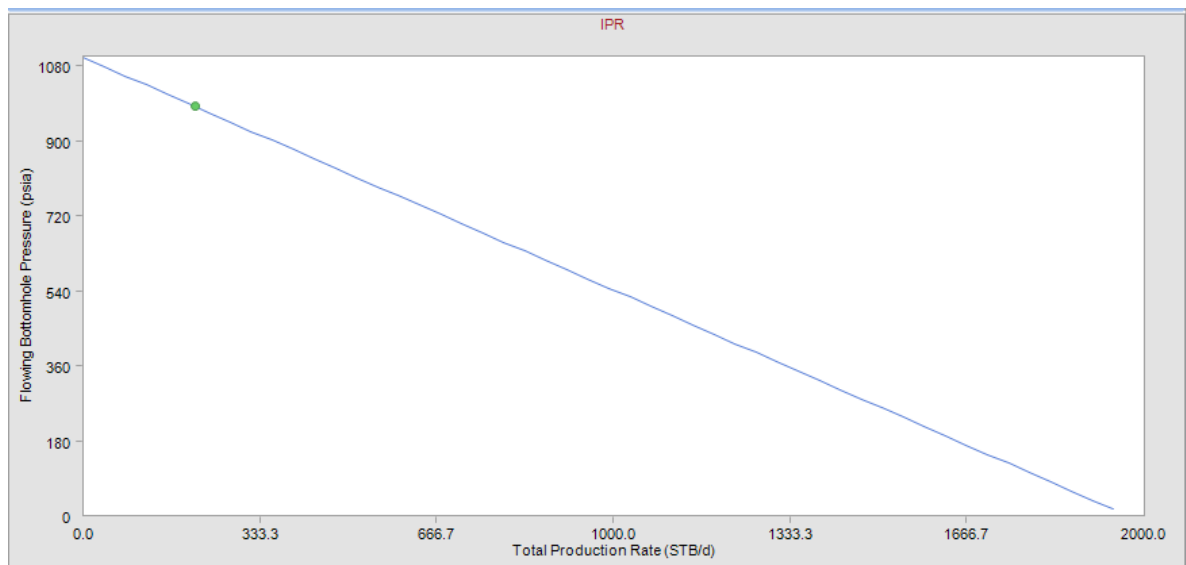
Wellflo tiene diferentes formas de calcular el IP del pozo a través de una prueba de producción (Test point data), a través de parámetros del yacimiento como ya se había dicho, sería teniendo fiabilidad de datos de Permeabilidad, viscosidad y lo que tiene en cuenta la ecuación de Darcy.

Es importante tener en cuenta que al calcular el IP por datos de producción se está teniendo en cuenta que el pozo está en una realidad dinámica y real y no se dependen de datos teóricos. Para poder hacer un cálculo verídico de la permeabilidad se deberían hacer análisis de corazones, para la viscosidad tener en cuenta PVT's en pozos similares o si se tienen en el mismo pozo lo mismo para cada una de las variables que tiene en cuenta la ecuación de Darcy, por este motivo se usa el Test Point Data.

Que hace el software Wellflo en este caso, con la presión de yacimiento la prueba de producción la cual puede ser un nivel de fluido o con la Presión del Intake, y con el caudal se usa la ecuación del Darcy para el IP donde es la relación del caudal de fluido sobre el Draw Down.

Se puede apreciar en la figura anterior que con una presión de yacimiento de 1100 psi, una presión de yacimiento de 981.69 (dato de prueba de producción) y un caudal de 212 BFPD se tiene un IP de 1.79 STB/d/Psi.

Figura 13. IPR del Pozo



En la figura anterior se puede observar la gráfica del IPR para el pozo que se está trabajando, el punto verde representa la prueba de producción que se tomó para este caso, cabe resaltar que es una prueba representativa con 24 horas de duración a parte se toma el promedio de las pruebas de producción estables y confiables para realizar estos cálculos.

2.3.3. Datos de Equipo

En esta sección se tienen en cuenta los datos de ubicación en el estado mecánico del pozo se tienen como tal tres datos importantes los cuales son la tubería de producción, la descarga de la bomba y el intake.

Éstos datos son importantes debido a que el fluido pasa por la tubería de producción y se ve afectado por la condiciones de diámetro, rugosidad y longitud que se tengan de éste, la descarga de la bomba y el intake de la bomba son importantes ya que son la referencia de que el fluido está siendo energizado y aparte se tiene la referencia que la bomba está a esa profundidad y de qué pasaría si se disminuye la profundidad.

Tabla 1. Datos de Equipo

	Name	Start Point Measured Depth	End Point Measured Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness	Flow Configuration
		ft	ft	ft	in	in	in	
1	Tubing	12.30	3058.00	3045.70	3.500	2.973	0.0012	Tubing
2	Descarga	3058.00	3060.00	2.00	3.500	2.973	0.0012	Tubing
3	Intake	3060.00	3067.00	7.00	3.500	2.973	0.0012	Tubing

Se puede apreciar que se tiene que el flujo va por la tubería de producción desde 12.3 pies hasta 3058 pies, con un diámetro externo de 3.5 pulgadas y una rugosidad la cual es importante ya que de ahí el software se basa para realizar los cálculos de pérdidas por fricción. Se observa que la descarga se encuentra a 3058 pies y el intake a 3067 pies, lo que quiere decir que la idea es disminuir esta profundidad y ver si se puede producir lo mismo bajo las mismas condiciones de presión de fondo fluyente.

Como datos complementarios se tiene la descripción del casing o tubería de revestimiento, el PMP el punto medio de los perforados.

Tabla 2. Datos complementarios de Equipo.

	Name	Start Point Measured Depth	End Point Measured Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness
		ft	ft	ft	in	in	in
1	Tubing	12.30	3058.00	3045.70	7.143	6.369	0.0012
2	Descarga	3058.00	3060.00	2.00	7.143	6.369	0.0012
3	Intake	3060.00	3067.00	7.00	7.143	6.369	0.0012
4	Casing 7"	3067.00	3662.00	595.00	7.000	6.369	0.0012
5	PMP	3662.00	3663.00	1.00	7.000	6.369	0.0012

En la figura anterior se puede observar los datos de revestimiento y PMP y sus respectivas propiedades de diámetro y rugosidad.

2.3.4. Datos de la Bomba.

En la sección de la bomba se deben colocar y suministrar los datos de operación y diseño a los cuales está la bomba que actualmente tiene el pozo. Como se dijo anteriormente el pozo tiene una bomba ESP y se van a mostrar las condiciones operativas necesarias para que el software pueda hacer el cálculo del análisis nodal.

Tabla 3. Datos de la Bomba.

Pump Environment		
Measured Depth	3067.00	ft
Max Equ't O.D.	6.369	in
Min Equ't O.D.	0.000	in
Operation Frequency	30	Hz
Upstream Temperature	60.0	deg F
Pump Name	ESP	

En la tabla anterior se muestran las condiciones actuales de la bomba es decir que la bomba que se tiene está ubicada a una profundidad de 3067 pies con un OD de 6.369 pulgadas, operando a una frecuencia de 29 Hz.

Figura 14. Datos de Eficiencia de la Bomba.

The image shows a software interface titled "Wear Factor/Efficiencies". It contains the following elements:

- A text input field for "Pump wear factor" with the value "0.9" and a dropdown menu set to "Fraction".
- Two radio buttons: "Power factor" (unselected) and "Head factor" (selected).
- A text input field for "Motor wear factor" with the value "0.9" and a dropdown menu set to "Fraction".

Estos datos son muy importantes ya que sirven para poder cuadrar el diseño a parte del factor L y otros datos claves para poder ajustar el análisis nodal o simulación con la realidad.

Para el pozo se usa una bomba con las siguientes especificaciones:

Tasa Mínima: 290BFPD

Tasa Maxima: 604 BFPD

Número de Etapas: 70

El motor tiene las siguientes especificaciones:

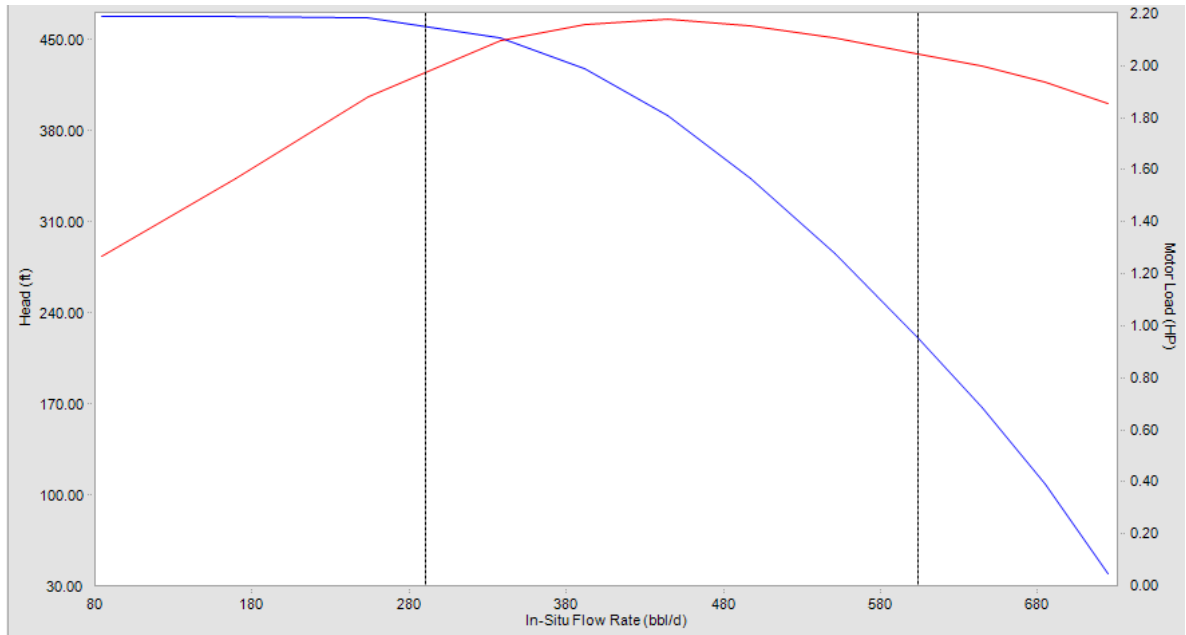
Potencia: 100 HP

Voltaje: 1245V

Amperaje: 47A

A continuación se muestra la gráfica de desempeño de la bomba mencionada.

Figura 15. Desempeño de la Bomba



2.3.5. Análisis nodal del Pozo.

Ya con los datos suministrados al software se puede generar el análisis en él se muestra la curva de Inflow y Outflow.

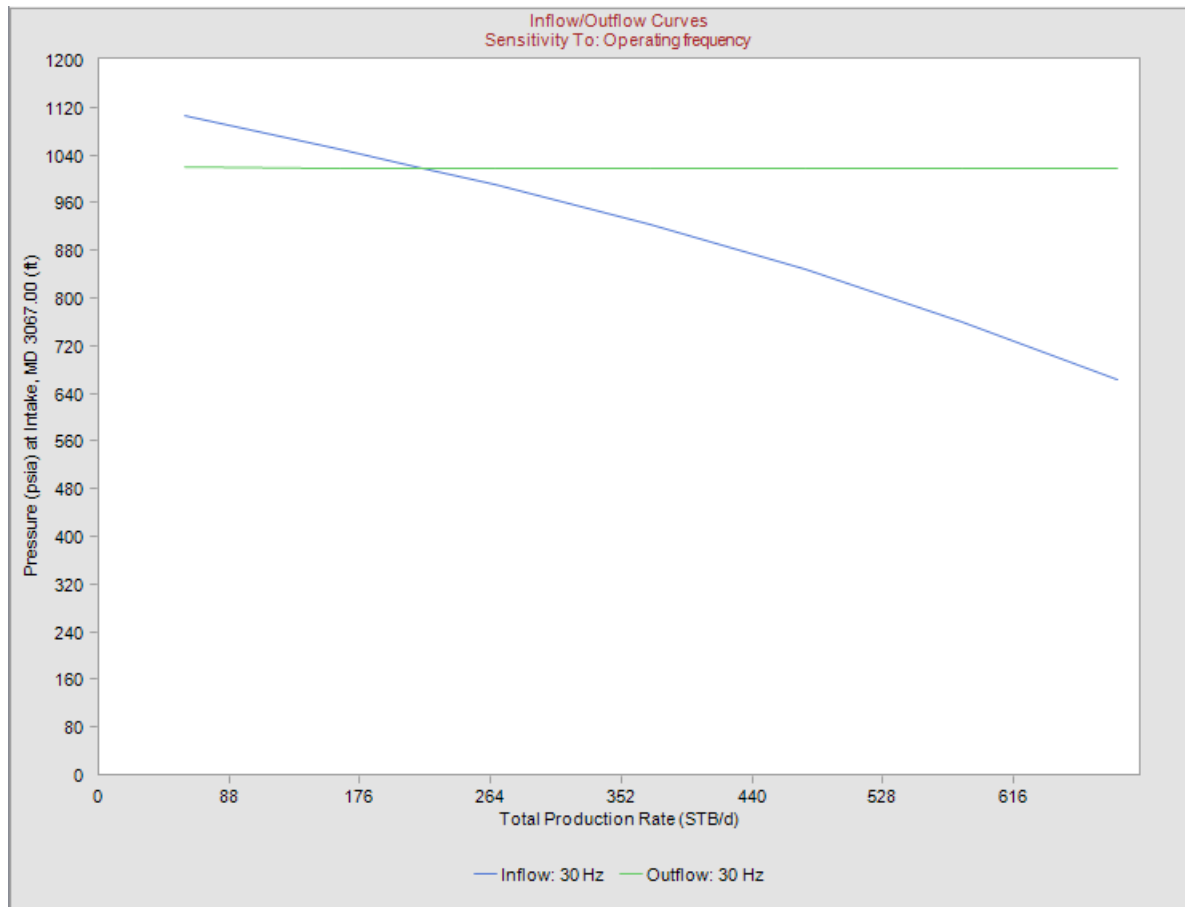
Para realizar el análisis nodal el software tiene unos datos solicitados, se necesita escoger 3 nodos para poder realizar el análisis nodal. El Top Node, Solution Node y Bottom Node. En general se puede escoger cualquier punto como nodo dependiendo de las necesidades como se dijo previamente en la sección de análisis nodal, para este caso el Top Node será el Cabezal del Pozo, el Solution Node será donde se tiene la bomba y el Bottom Node será el yacimiento.

Tabla 4. Puntos usados para el Análisis Nodal

Calculation Nodes			
Operating Node	Node Name @depth	Pressure	Temperature
		psia	deg F
Top Node	Xmas Tree @12	24.6960	
BottomNode	Layer 1 @3663	1100.0000	135.0
Solution Node	Intake @3067		

Después de escoger los nodos con sus respectivos datos se entra a realizar el análisis nodal para la frecuencia dada, que en este caso son 30Hz.

Figura 16. Curvas Inflow, Outflow y corriente de la Bomba.

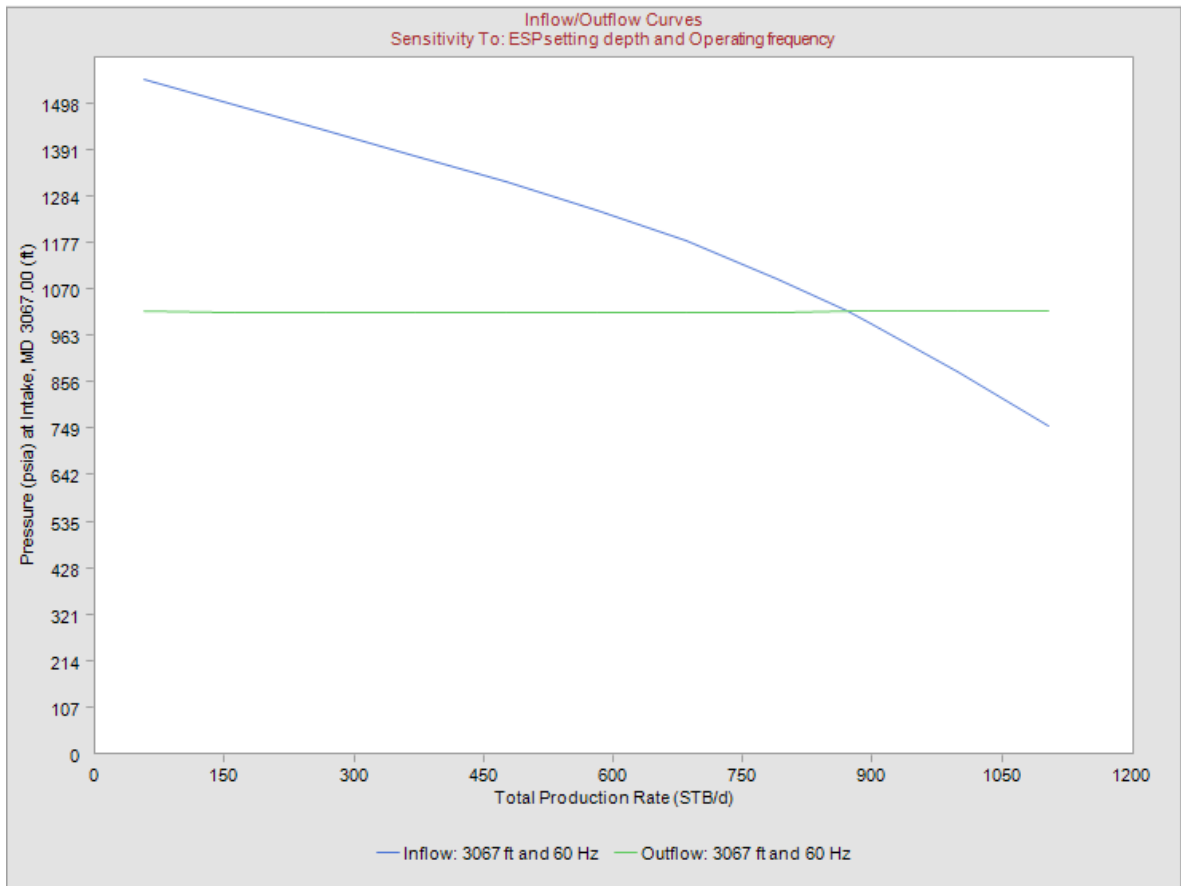


Se puede apreciar en la figura anterior que hay punto de operación como se dijo anteriormente cuando las curvas del Inflow y Outflow se cruzan es el punto en el cual está operando la bomba, si no se cruzarán estas dos curvas significa que no hay solución para los datos dados es decir que tocaría realizar algo más para poder hacer real la solución. Se puede observar que el punto de operación da en un caudal de aproximadamente 210 BFPD lo que quiere decir que el diseño está ajustado.

Ya con el diseño ajustado se procede a realizar la sensibilidad con la profundidad de la bomba la idea es disminuir esa profundidad, actualmente se tiene que está a 3067 pies la idea es poder disminuir esta profundidad a una menor sin afectar la producción y se puede operar la bomba a condiciones de optimización.

Para poder saber si al optimizar la bomba se va a poder producir la cantidad requerida se hace la sensibilidad a 60 Hz que sería una condición de frecuencia para lo cual se podría producir si no hubieran restricciones de agua para esta sensibilidad se hace con la opción sensitivities y la opción operating frequency.

Figura 17. Análisis Nodal @60 Hz y profundidad de Intake Actual



Se puede observar en la figura anterior que al tener una frecuencia de 60 Hz y a la profundidad de 3067 pies (profundidad de la bomba) se tiene una producción aproximada de 870 BFPD, como actualmente hay algunas restricciones en el manejo y disposición de agua no se tienen datos reales del pozo a esta frecuencia.

Para efectos del análisis nodal se debe realizar una sensibilidad a la frecuencia de optimización que es a donde se proyecta se va a poner a producir el pozo, la idea es disminuir la profundidad de la bomba sin afectar la producción y a una frecuencia de optimización de 60 Hz.

Para realizar la sensibilidad a una menor profundidad en el software está la opción de ESP Setting Depth, esta permite que podamos bajar la profundidad de la boma a la misma frecuencia que en este caso será 60 Hz.

A continuación se muestra la tabla de las diferentes sensibilidades que se realizaron para la profundidad de la bomba.

Tabla 5. Sensibilidad variando la Profundidad de la Bomba

Operating Pressure	Liquid Rate	Oil Rate	Water Rate	Gas Rate	Water Cut	Produced GOR	Status	Sens 1:ESP setting depth	Sens 2:Operating frequency
(psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)		(ft)	(Hz)
							No operating point	1400	60
527.99	862.4	94.9	767.5	0	0.89	13	Stable	1410	60
525.85	866.2	95.3	770.9	0	0.89	13	Stable	1420	60
523.01	871.3	95.8	775.5	0	0.89	13	Stable	1450	60
522.7	871.8	95.9	775.9	0	0.89	13	Stable	1500	60
522.55	872.1	95.9	776.2	0	0.89	13	Stable	2000	60
522.78	871.7	95.9	775.8	0	0.89	13	Stable	2500	60

Se puede apreciar que al disminuir la profundidad de la bomba la producción de fluido no cambia considerablemente y se puede apreciar que cuando se asiente la bomba a 1400 pies no hay punto de operación es decir, que por encima de esta profundidad como se puede asentar la bomba como es el caso en 1410 pies que si muestra punto de operación.

Ya con la sensibilidad realizada se escoge situar la bomba a 2000, ya que es un valor bastante menor pero no tan cercano al límite de profundidad de 1400 pies.

Se podría a cualquier profundidad mayor a 1400 pies pero para los análisis y valor del proyecto se va a hacer con 2000.

3. ANÁLISIS DE COSTOS

Para poder realizar un análisis sencillo de la electricidad es necesario enunciar la Ley de OHM la cual está enunciada de la siguiente manera:

La Ley de OHM enuncia¹¹ que la intensidad de corriente es proporcional a la diferencia de potencial o Voltaje y debido a que las proporcionalidades requieren de una constante de proporcionalidad se introdujo la constante llamada R o resistencia eléctrica.

¹¹ http://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Ohm

Ecuación 6 Ley de OHM.

$$I = \frac{V}{R}$$

Es importante ya que con los datos que se tienen de Voltaje y Amperaje se puede calcular una resistencia eléctrica la cual va a ser la distancia que recorre la electricidad o la corriente para ir desde el variador de superficie hasta la bomba en fondo lo que quiere decir que si se disminuye la resistencia se puede lograr el mismo diferencia de potencial o voltaje con una menor intensidad de corriente lo que se traduce en menores costos.

Es necesario evaluarlo a la misma frecuencia ya que a mayor frecuencia el consumo de energía es mayor por lo que se va a evaluar a 60 Hz, donde se tienen las condiciones de operaciones dadas por la bomba.

Para el caso de 3067 wellflo calcula los siguientes datos de desempeño de la bomba.

Tabla 6. Desempeño de la Bomba @3067 pies.

Liquid Rate	Water Cut	Produced GOR	Pump Intake Pressure	Pump Discharge Pressure	Total dynamic head	% Free Gas At Intake	Motor Load	Frequency	Surface KVA
(STB/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	(psia)	(psia)	(ft)	(Percent)	(Fraction)	(Hz)	(KVA)
870.9	0.89	13	523.0761	1017.0604	1161.02	0	0.25	60	28.79

Y para el caso de 2000 pies de profundidad de asentamiento de la bomba wellflo calcula lo siguiente:

Tabla 7. Desempeño de la Bomba @2000 pies.

Liquid Rate	Water Cut	Produced GOR	Pump Intake Pressure	Pump Discharge Pressure	Total dynamic head	% Free Gas At Intake	Motor Load	Frequency	Surface KVA
(STB/d)	(Fraction)	(SCF/STB)	(psia)	(psia)	(ft)	(Percent)	(Fraction)	(Hz)	(KVA)
872.1	0.89	13	259.5673	753.8594	1161.96	0	0.25	60	28.37

Se puede observar que hay una diferencia en consumo de KVA en superficie en el caso de 3067 se tiene como se tenía previsto un valor mayor que con 2000 pies de profundidad.

Resumiendo se tiene:

@3067 pies de asentamiento de la bomba se tiene 28.79 KVA

@2000 pies de asentamiento de la bomba se tiene 28.37 KVA

Se sabe que un KVA es igual a 0.8 KW es decir que a final de cuentas se tiene lo siguiente:

@3067 pies de asentamiento de la bomba se tiene 23.032 KW y 30.87 HP.

@2000 pies de asentamiento de la bomba se tiene 22.696 KW y 30.42 HP.

Después de tener el consumo de la bomba es necesario evaluarlo a un tiempo dado y con esto se tendrá el consumo a través del tiempo.

3.1. Costos Energéticos

Para el análisis completo del caso se debe revisar que tanto es lo que se está ganando en ahorro energético. Como se vio anteriormente se tienen dos consumos de energía al disminuir la profundidad de la bomba.

En el campo se tiene la referencia de que el KW-h cuesta 250 COP, con este dato se puede realizar la comparación de los dos consumos energéticos.

Para realizar el estudio se va a tomar un tiempo de 5 años.

Tabla 8 Costos Energéticos.

Profundidad Bomba	3067 pies	2000 pies
Horas	43799.04	43799.04
KW-h	23.032	22.696
KW	1,008,779.5	994,063.0
Costo	252,194,872.3	248,515,753.0

En la tabla anterior se puede apreciar los costos generados por el uso de la bomba durante 5 años lo que da una diferencia de 3,679,119 COP.

3.2. PRODUCCIÓN Y RESERVAS

Como se puede apreciar en la tabla 7 al disminuir la profundidad de la bomba se tiene una producción diferente como se va a mostrar en la siguiente tabla:

Tabla 9 Producción de Petróleo

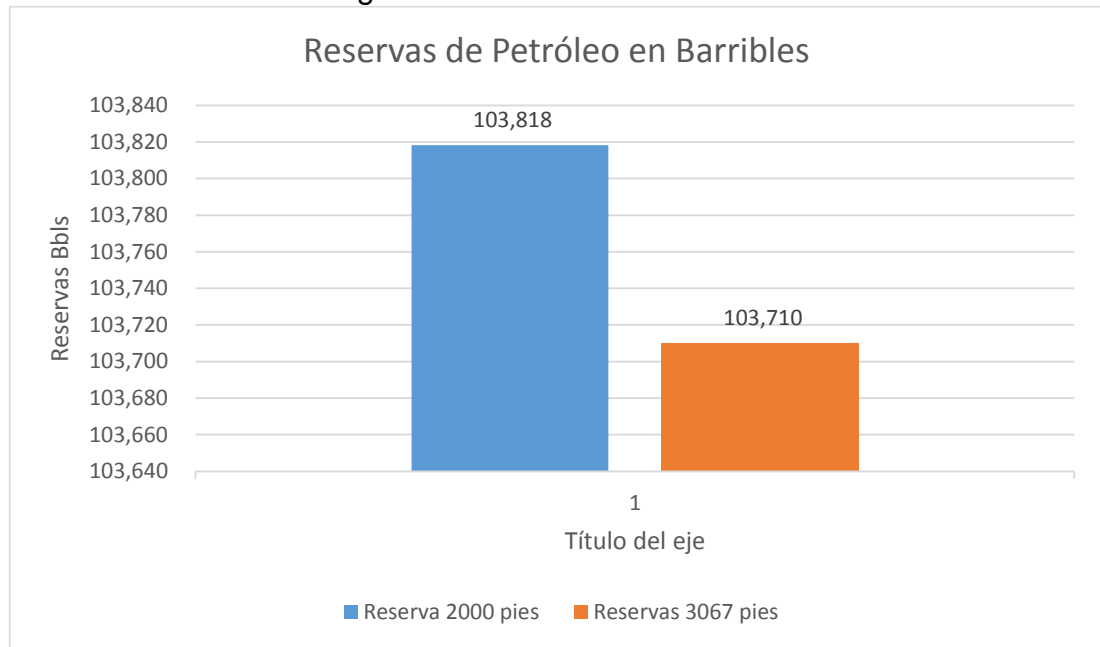
Profundidad (pies)	Qf (BFPD)	Qo (BOPD)
2000	872,1	95,9
3067	870,9	95,8

Para los cálculos se toma un valor promedio de 60 USD por barril de petróleo, ya que es el valor al cual actualmente se evalúan los proyectos.

Como se toma un tiempo de estudio de 5 años es necesario tener el perfil de producción del pozo, como el yacimiento tiene como empuje un acuífero activo se le asigna una declinación exponencial y basado en datos de yacimiento y curvas de declinación, la declinación nominal mensual es de 0.02 m.n. tomando como tasa de petróleo inicial los datos de la tabla 9.

Al realizar el pronóstico de producción durante los 5 años de estudio da como resultado una cantidad de reservas por cada situación:

Figura 18 Reservas de Petróleo



Con las reservas y el precio de evaluación del barril de petróleo se puede calcular cuánto dinero genera el pozo.

Tabla 10 Reservas de Petróleo y USD

Situación	Reservas	USD
2000 pies	103,818	6,229,095
3067 pies	103,710	6,222,600

3.3. UTILIDAD

Para este caso de estudio la utilidad va a ser igual los ingresos que genera el pozo menos el consumo energético de cada situación ya que se requiere evaluar solo el impacto del consumo energético.

Tabla 11 Utilidad de cada Situación.

	Consumo Energético (USD)	Ingreso del pozo (USD)	Utilidad
2000 pies	124,258	6,229,095	6,104,837
3067 pies	126,097	6,222,600	6,096,502

Como se puede apreciar en la tabla anterior la bomba situada a 2000 pies tiene una mejor utilidad que a 3067 pies, sin embargo la diferencia solo es de 8,335 USD.

4. CONCLUSIONES

- Al realizar el análisis nodal se muestra que el pozo presenta el potencial suficiente para poder realizar una disminución de la profundidad de la bomba, hasta una profundidad mínima de 1410 pies.
- Al revisar el potencial del pozo a 60 Hz se tiene que la bomba que fue seleccionada para el pozo está sub dimensionada ya que el rango de caudales que la bomba maneja es de 300 y 625 barriles, y el pozo produce a 60 Hz aproximadamente 800 BFPD.
- Al comparar la Utilidad de las dos situaciones se ve que la diferencia de Utilidad es de USD 8,335 a favor de tener la bomba a una profundidad de 2000', siendo una diferencia de utilidad poco representativa para realizar el cambio de profundidad de la bomba.
- Se concluye que la disminución de la profundidad de la bomba debe ser algo más preventivo que correctivo teniendo en cuenta los pozos vecinos y condiciones de yacimiento, ya que hay un ganancial en las reservas del pozo.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda cambiar el diseño de la bomba actual del pozo por una de mayor capacidad que pueda manejar más de 800 BFPD para que la bomba pueda operar en el rango óptimo y no esté operando en upthrust, ya que puede generar problemas a futuro.
- Se recomienda antes de definir la profundidad de asentamiento de la bomba, realizar un análisis nodal de pozos vecinos y condiciones operacionales para tratar de disminuir la profundidad de la bomba desde su inicio y sea algo preventivo y no correctivo.
- Como se pudo observar la bomba para el caso de Estudio estaba sub dimensionada por lo que se recomienda revisar los pozos actuales y las bombas que tienen para saber si son las adecuadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. <http://www.anh.gov.co>
2. ARTEAGA Johanna, Introducción al Levantamiento Artificial. Schlumberger Ltd. 2007.
3. BAKER Hughes. Submersible Pump Handbook. Eighth Edition. Claremore Oklahoma. 2008. 280p.
4. BLUM, Carlos. JIMENEZ, Jacksson. POZO, Lenin. Alternative Deployment of an ESP System in South America. Society of Petroleum Engineers. SPE 165076. 2013. 14p.
5. BROWN Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Pennwell Books. Tulsa. 1977. 500p.
6. TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual. Elsevier. Burlington. 2009. 420p.