

ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LAS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN EL
DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LA CAMPAÑA DE
PERFORACIÓN FUTURA DEL CAMPO DE ESTUDIO

SAMUEL VALOVIS RUIZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2018

ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LAS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN EL
DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LA CAMPAÑA DE
PERFORACIÓN FUTURA DEL CAMPO DE ESTUDIO

SAMUEL VALOVIS RUIZ

Proyecto de grado presentado para optar al título de Magíster en Ingeniería de
Petróleos y Gas

Director:

MEng. José Ricardo Bonilla Kalil
Magister en Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2018

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	18
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	21
2. VARIABLES DE PRODUCCIÓN.....	22
2.1. IPR y OUTFLOW	22
2.2. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	24
3. PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA.....	26
3.1. MEDIDAS DE POSICIÓN	26
3.2. MEDIDAS DE VARIABILIDAD.....	27
3.3. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD.....	27
3.3.1. Distribución Normal.....	28
3.3.2. Distribución Log Normal.....	29
3.3.3. Distribución Triangular.....	29
3.3.4. Distribución Uniforme.....	30
3.4. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO.....	31
3.4.1. Declinación.....	33
3.4.2. Índice de Productividad y Caudal de Fluido.....	36
3.4.3. Caudales de petróleo.....	38
3.4.4. Caudal de Fluido.....	40

3.4.5.	Pronóstico de Producción Probabilístico.....	43
4.	BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	51
4.1.	EQUIPO DE SUPERFICIE	52
4.2.	EQUIPO DE FONDO.....	55
4.3.	DISEÑO DE LA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE	59
4.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
5.	CONCLUSIONES	75
6.	RECOMENDACIONES	76
	BIBLIOGRAFÍA.....	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Percentiles EUR.....	47
Tabla 2 Resumen Análisis Probabilístico.....	72

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia	18
Figura 2 Ejemplo Comportamiento de Producción Pozo	25
Figura 3. Distribución Normal.....	28
Figura 4. Distribución Log-Normal	29
Figura 5. Distribución Triangular	30
Figura 6. Distribución Uniforme.....	30
Figura 7. Definir Suposición	33
Figura 8. Ajuste Crystal Ball.....	34
Figura 9. Definir Ajuste	35
Figura 10 Distribución de Probabilidad Declinación.....	35
Figura 11 Distribución de Probabilidad IP	37
Figura 12 Datos de Qo de los pozos Normalizados.....	38
Figura 13 Distribución de Probabilidad Qoi.....	39
Figura 14 Distribución de Probabilidad Qomax.....	40
Figura 15 Datos de Qf de los pozos Normalizados.....	41
Figura 16 Distribución de Probabilidad Qfi.....	42
Figura 17 Distribución de Probabilidad Qfmax.....	43
Figura 18 Previsión Crystal Ball	44
Figura 19 Definición Pronóstico EUR.....	45
Figura 20 Definición de Iteraciones.....	46
Figura 21 Iniciar Iteraciones.....	46
Figura 22 Gráfico Previsiones.....	47
Figura 23 Resultado Previsiones EUR.....	48
Figura 24 Extraer Datos	49
Figura 25 Percentiles Pronóstico de Petróleo	50
Figura 26 Percentiles Pronóstico de Agua.....	51
Figura 27. Esquema Bombeo Electro Sumergible	52
Figura 28 Variador de Velocidad.....	54
Figura 29 Motor.....	56
Figura 30 Bomba	58
Figura 31 Wellflo Flujo ESP	61

Figura 32 Datos de Fluido.....	61
Figura 33 Datos de Yacimiento IPR.....	63
Figura 34 Esquema Pozo Tipo.....	64
Figura 35 Curva de eficiencia de la bomba Seleccionada de 1 etapa	67
Figura 36 Escenario de producción Determinístico.....	71
Figura 37 Comparación Escenarios Pronóstico de Petróleo.....	73
Figura 38 Comparación Escenarios Pronóstico de Agua.....	73
Figura 39 Comparación Escenarios Pronóstico de Fluidos	74

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Índice de Productividad	36
Ecuación 2 Altura Dinámica Total	63
Ecuación 3 Pérdidas por Fricción	64
Ecuación 4 Altura del Fluido Equivalente.....	65
Ecuación 5 Número de Etapas Requeridas	67
Ecuación 6 Potencia al Freno	68
Ecuación 7 Gravedad Específica de la Mezcla	68
Ecuación 8 Voltaje Necesario en Superficie	69
Ecuación 9 Capacidad de Carga Aparente	70

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.

BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE: sistema de levantamiento artificial usado en la industria de los hidrocarburos que consta de una bomba centrífuga que permite levantar el fluido desde el pozo a superficie.

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

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

DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD: función de una variable donde asigna a los sucesos una probabilidad de ocurrencia.

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

ESP (BES): Bomba electro sumergible

Ft: Pérdidas por fricción

GOR: Relación gas-petróleo

HP: Caballos de potencia

Hz: Hertz

IP: Índice de Productividad

IPR: Inflow performance relationship

Kw-h: Kilo vatio hora

Pb: Presión de Burbuja

PYac: Presión de Yacimiento

SG: Gravedad Específica

TDH: Total Dynamic Head

THP: Tubing head pressure (Presión en cabeza)

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LAS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN EL DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN FUTURA DEL CAMPO DE ESTUDIO¹

AUTOR: SAMUEL VALOVIS RUIZ²

PALABRAS CLAVES: Análisis Probabilístico, Diseño Bomba Electro sumergible, Cuenca Llanos Orientales, Crystal Ball.

DESCRIPCIÓN:

El bombeo electro sumergible es un tipo de levantamiento artificial usado ampliamente en la industria del petróleo y actualmente se usa en el Campo de Estudio para producir los pozos, sin embargo es clave tener un buen desempeño de este sistema ya que los costos energéticos y de acciones correctivas pueden ser muy elevados si no se diseña desde el principio de una forma que abarque la mayor cantidad de posibles comportamientos producción.

De acuerdo a la naturaleza del yacimiento crudo pesado con empuje de acuífero activo y alto componente estratigráfico se observa una gran variabilidad en los comportamientos de producción de los pozos, a través del análisis probabilístico de las variables de producción de mayor impacto en el pronóstico de producción se cuantifica la dispersión de los comportamientos de producción y se usa para el diseño de la bomba electro sumergible. Esta dispersión se cuantifica mediante las distribuciones de probabilidad que se calculan para cada una de las variables y con estas distribuciones se realiza el pronóstico de producción que posteriormente se le hacen iteraciones para calcular los escenarios P10, P50, P90.

Con los perfiles de producción obtenidos de los escenarios calculados del análisis probabilístico se diseña la bomba electro sumergible tratando de abarcar en su diseño la mayor dispersión de producción.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Msc. Jose Ricardo Bonilla Kalil

ABSTRACT

TITLE: PROBABILISTIC ANALYSIS OF THE PRODUCTION VARIABLES IN THE DESIGN OF THE ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP OF THE FUTURE DRILLING PERFORATION CAMPAIGN IN THE FIELD OF STUDY³

AUTHORS: SAMUEL VALOVIS RUIZ⁴

KEY WORDS: Electric submersible pump, Llanos Basin, Probabilistic analysis, Crystal Ball

DESCRIPTION:

ESP is a type of artificial lift widely used in the oil industry and is currently used in the field of study to produce wells, however it is important to have a good performance of this system since the costs of energy and corrective actions can be very high if the ESP is not designed from the beginning in a way that covers as many possible production behaviors.

According to the nature of the heavy crude oilfield with active aquifer thrust and high stratigraphic component, a great variability in the production behaviors of the wells is observed, through the probabilistic analysis of the production variables with the greatest impact on the production forecast. The dispersion of the production behaviors is quantified and used for the design of the ESP. This dispersion is quantified by the probability distributions that are calculated for each of the variables and with these distributions the production forecast is made, which is subsequently iterated to calculate scenarios P10, P50, P90.

With the production profiles obtained from the calculated scenarios of the probabilistic analysis, the ESP is designed trying to cover in its design the highest dispersion of production.

³ Specialization Thesis

⁴ Physis-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Msc. Jose Ricardo Bonilla Kalil.

INTRODUCCIÓN

En el Campo de estudio actualmente se tienen bombas trabajando ineficientemente debido a que varias bombas quedan sub dimensionadas o sobre dimensionadas por la gran variabilidad de comportamientos de producción de los pozos del campo, esto se debe a que se diseñan a partir de datos determinísticos haciéndose necesario calcular el rango de dispersión de los posibles comportamientos futuros de los pozos a perforar en la campaña de perforación para mejorar la eficiencia de las bombas a través del diseño de manera preventiva.

En el presente trabajo se describen las características y propiedades más relevantes del Campo de Estudio, donde se evidencia que es un crudo pesado con empuje por acuífero activo con una muy buena productividad de fluidos y una alta heterogeneidad en el yacimiento presentando cambios locales lo que evidencia la gran dispersión que pueden tener en comportamiento de producción los pozos.

Para calcular el rango de dispersión de la producción de los pozos futuros se hace necesario realizar un análisis probabilístico de las principales variables de producción por lo que se revisan conceptos de probabilidad y estadística los cuales se usarán durante el desarrollo del análisis probabilístico y permitirán entender mejor el rango de variabilidad de los comportamientos de producción de los pozos del campo.

Posteriormente se plantea una metodología para realizar el análisis probabilístico de las principales variables de producción que generan el mayor impacto en el pronóstico de producción, donde se calcularon para cada una de las variables trabajadas una distribución de probabilidad y así entender su grado de dispersión y comportamiento. Cuando se tienen todas las distribuciones se realizó el pronóstico de producción usando cada una de las distribuciones calculadas y se calcularon los pronósticos de producción (P10, P50, P90) a través de múltiples iteraciones que

buscan que cada variable tome la mayor cantidad de posibles valores de acuerdo a su distribución.

Finalmente con los pronósticos de producción se revisa la teoría de bomba electro sumergible y su metodología de diseño y así se propone una bomba que abarca la mayor cantidad del rango de dispersión de los pronósticos de producción calculados y así mejorar la eficiencia de las futuras bombas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar el análisis probabilístico de las principales variables de producción para el diseño de la bomba electro sumergible de la campaña de perforación futura del Campo de estudio.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

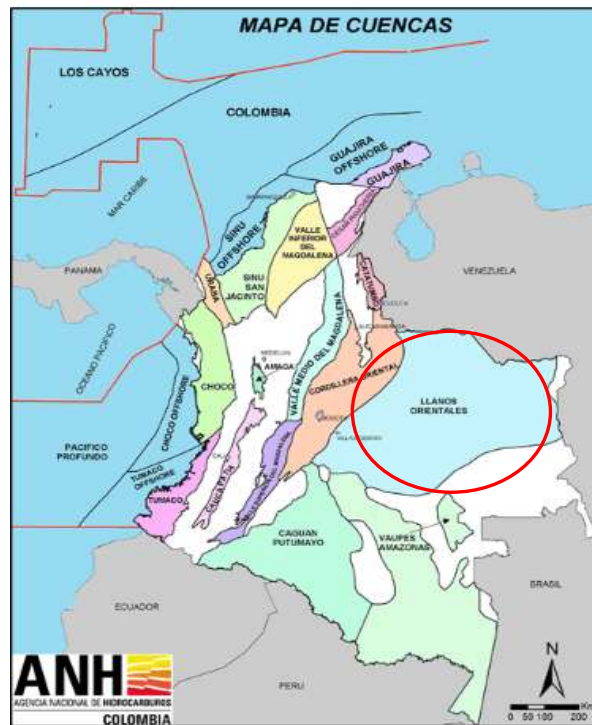
1. Revisar y recopilar la información histórica y actual de las principales variables de producción y las variables de la curva de demanda que afectan el diseño de la bomba BES
2. Realizar el análisis probabilístico de las principales variables de mayor impacto en la producción
3. Hacer el pronóstico de producción del pozo tipo de los escenarios alto, medio y bajo (P10, P50, P90) con base en el análisis probabilístico de las variables de producción
4. Diseñar la bomba electro sumergible tipo que se adecúe al rango de los escenarios de producción alto, medio y bajo de los pozos de la campaña de perforación futura del Campo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

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: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Mapa de Cuencas Sedimentarias de Colombia. 2016.
Recuperado de: <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 con componente continental 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 la cual es el yacimiento del campo.

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 5 y 20 pies, el mecanismo de producción es por acuífero activo, 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 o arenas de menor calidad o sucias que retrasen el agua o impidan su paso.

Se produce crudo de gravedad API que oscila entre 12 y 15 grados con viscosidades promedio de 300 cp.

El yacimiento es primordialmente estratigráfico con una heterogeneidad alta, lo que trae como consecuencia una gran variabilidad en los comportamientos de producción de los pozos, por lo que se hace necesario cuantificar esa dispersión y tratar de predecir los posibles comportamientos futuros.

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

El levantamiento artificial que se está usando en el campo es el bombeo electro sumergible o bombas BES, debido a la variabilidad que se hablaba anteriormente se hace necesario poder tener un rango de los comportamientos futuros de producción para que el diseño de las bombas BES sea adecuado y trabaje de una mejor manera.

Como se dijo anteriormente el mecanismo de producción del yacimiento es por acuífero activo donde hay un mantenimiento de presión bastante bueno y la presión de burbuja es baja por lo que no se tiene capa de gas y el Rs y GOR son del orden de 5 SCF/STB, es decir, el gas no es un factor relevante lo que ayuda mucho para el trabajo de las bombas BES.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria del petróleo el análisis de incertidumbre es un factor clave para el desarrollo de los campos petroleros, especialmente cuando se requiere realizar pronósticos de producción ya que de éste se derivan muchas inversiones para el desarrollo de los campos como es el caso del diseño del sistema de levantamiento artificial, en este caso el bombeo electro sumergible el cual en su diseño depende mucho de las variables de producción con la cual se elabora el pronóstico de producción.

Actualmente el diseño de las bombas puede quedar por fuera de los rangos de operación recomendados (sub dimensionado o sobredimensionado) o no trabajan a las mejores condiciones de eficiencia y se observa pérdida de producción, atribuible a un equipo inadecuado. Lo anterior se debe a que se están diseñando las bombas electro sumergibles a partir de perfiles determinísticos sin tener en cuenta la incertidumbre y la variabilidad del comportamiento de producción de los pozos.

La persistencia del panorama descrito puede llevar al incremento de los costos de operación de las bombas debido a la pérdida de eficiencia, disminución del run life de las bombas por no trabajar en el cono de eficiencia o realizar rediseños de bombas para instalar bombas más adecuadas a los pozos que ya las tienen o las tendrán.

Es fundamental que los pronósticos de producción con los cuáles se diseñan las bombas electro sumergible sean probabilísticos y manejen un rango de posibles comportamientos de producción para que la bomba diseñada trabaje de manera eficiente y se minimice parte de este problema.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo de grado sirve para tener un diseño del bombeo electro sumergible que abarque el rango de dispersión de los diferentes comportamientos de producción de los pozos futuros del campo y así tener una mayor eficiencia en las bombas electro sumergible con producción estable en los pozos y evitar rediseños de las bombas electro sumergibles en los pozos perforados.

El tener los escenarios de perfil tipo P10, P50 y P90 permitirá que el diseño de la bomba electro sumergible cubra de la mejor manera técnica el rango de los posibles comportamientos de producción de los pozos futuros del campo, logrando mayores eficiencias de las bombas, mejor comportamiento de producción de los pozos, un mayor runlife de las bombas obteniendo eficiencias para la empresa y evitar rediseños los cuáles se están presentando, ya que al estar las bombas en los rangos adecuados se invierte menos en mantenimiento, cambios de bomba, se obtienen ahorros energéticos y menor cantidad de barriles por producción diferida debido a intervenciones en los pozos.

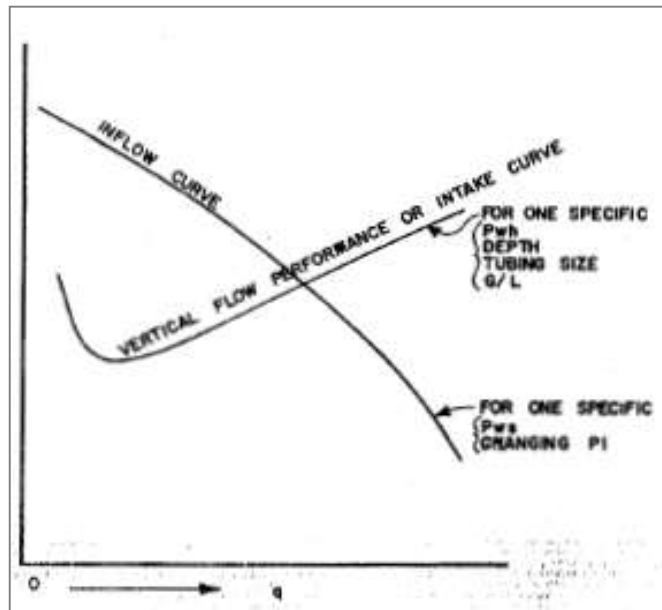
2. VARIABLES DE PRODUCCIÓN

Dentro de la ingeniería de producción realizar un pronóstico de producción de los pozos es fundamental para diseñar de manera correcta el sistema de bombeo electro sumergible, por lo que hay ciertas variables que afectan drásticamente el pronóstico como lo es el IP, declinación de los pozos, tasas de fluidos iniciales y máximas, BSW, etc. Sin embargo se debe revisar cuales variables son las que más dispersión tiene y son más relevantes a la hora de realizar el pronóstico de producción.

2.1. IPR y OUTFLOW

La curva de IPR se conoce como la curva de oferta del pozo y es que tanto un pozo puede aportar de producción, ésta se puede calcular a través de la ley de Darcy cuando se conocen las variables de permeabilidad, viscosidad y presiones pero muchas veces éstas variables no se conocen por pozo y se calcula a través de los caudales. El IP simplemente es un punto de la curva, éste nos sirve para saber el potencial de fluidos del pozo, esta variable es clave para el diseño del bombeo electro sumergible.

Figura 5. Curva de IPR y Outflow



Fuente: Tomado de BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa. Penn Well Publishing Company. 1977. 487p.

Para el Campo de Estudio debido a que es un yacimiento sub saturado con presiones de burbuja del orden de 100 psi y un mantenimiento de presión constante gracias al mecanismo de producción que es acuífero activo se puede usar para calcular el IP el método darcy por pruebas de producción y no se hace necesario usar Vogel, el cual tiene en cuenta el efecto del gas.

Con el IP intrínsecamente se tiene en cuenta los datos de permeabilidad, viscosidad y áreas ya que parten de la Ley de Darcy.

El Outflow o más conocido como la curva de demanda son todas las restricciones que tiene el flujo del fluido a través del pozo. Para objeto de este trabajo el Outflow va a ser todo lo relacionado con estado mecánico, tuberías, diámetros, pérdidas por fricción, Presión en cabeza, peso de la columna hidrostática etc. Ésta curva en general no presenta mucha variabilidad ya que los pozos mecánicamente son muy

similares debido al bajo buzamiento del yacimiento y que se produce de la misma formación en todos los pozos, por lo que se tiene un estado mecánico tipo, sin embargo ésta es fundamental para los requerimientos que necesita vencer el sistema de bombeo electro sumergible.

2.2. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

El diseño del bombeo electro sumergible depende totalmente del pronóstico de producción que se le asigna a los pozos futuros por lo que realizar un buen pronóstico se hace fundamental.

Para realizar el pronóstico de producción se revisan los datos de los pozos donde se va a enfocar la campaña de perforación futura como lo es caudales de petróleo, declinaciones, BSW iniciales y su comportamiento a través del tiempo, los IP etc.

El BSW se entiende como el porcentaje de agua y sedimentos que tiene el flujo del pozo, es decir, da una medición directa del porcentaje de agua lo que indica el tipo de fluido en cuanto a mezcla que se está produciendo en el pozo.

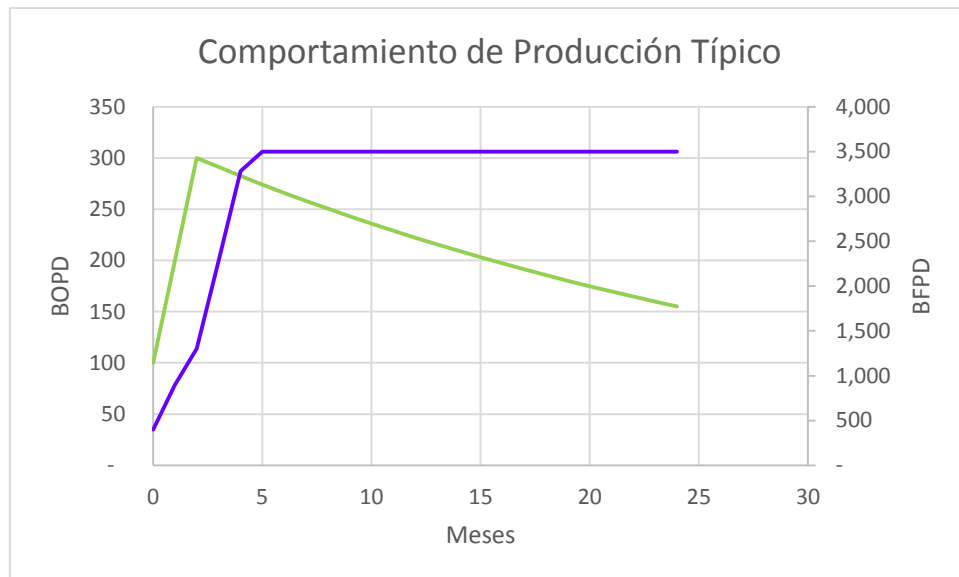
La declinación se puede entender como la disminución en porcentaje de la tasa de fluido en un periodo de tiempo que puede ser mensual, trimestral etc. Hay tres tipos de declinaciones la exponencial, la hiperbólica y la armónica donde dependiendo de la forma de la curva de producción en el tiempo se le asigna el tipo y valor de la declinación.

Algunas de las variables mencionadas anteriormente tienen una dispersión considerable por lo que se va a obtener un pronóstico de producción alto, medio y bajo que pueda abarcar la mayoría de los comportamientos y así entrar a diseñar el bombeo electro sumergible con los pronósticos de producción y los parámetros de

diseño que también deben ser analizados como lo es datos mecánicos del pozo, presiones y demás.

Típicamente el comportamiento de producción del pozo es iniciar con un caudal inicial y subir hasta un caudal máximo de petróleo y declinar mientras que el caudal de fluido se incrementa hasta una tasa constante ya que el mecanismo de producción es acuífero activo, es decir la intrusión de agua. Como ejemplo se muestra en la Figura 2 como es el comportamiento típico de un pozo en el Campo.

Figura 2 Ejemplo Comportamiento de Producción Pozo



Para realizar un pronóstico de producción como el anterior es necesario conocer los caudales de inicio, el Q_o Max, la declinación y el caudal de Fluido que va a mantener el pozo, datos primordiales para obtener el pronóstico de producción.

3. PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA

La probabilidad y estadística sirve para analizar la variabilidad y comportamiento de los datos científicos, en este caso las principales variables de producción que afectan el pronóstico de producción con las cuales se van a diseñar el sistema de bombeo electro sumergible.

La probabilidad se define como la medida de la posibilidad de ocurrencia de un evento⁶. Lo que se busca con la probabilidad y estadística es entender y poder dar un juicio científico frente a la incertidumbre y la variabilidad que se está teniendo en la producción de los pozos del campo.

3.1. MEDIDAS DE POSICIÓN

Las medidas de posición tienen como objetivo poder ubicar el centro de los datos de una muestra donde la muestra es el conjunto de datos de una misma familia o con características similares, de donde sale la media que se define como el promedio de los datos de la muestra.

⁶ LENÍN, Jose. Análisis Cuantitativo de Riesgo en la Actividad de Perforación y Rehabilitación de un Pozo. Baruta. 53. Trabajo de Grado (Especialista en Confiabilidad de Sistemas Industriales). Universidad Simón Bolívar. Decanato de Estudios de Postgrado. 9p.

También se encuentra la mediana que busca indicar la tendencia central de la muestra y así no verse afectada por datos de los extremos que pueden influenciar el promedio para arriba o para abajo⁷.

Dentro de las medidas de posición también se encuentran los deciles, cuartiles y percentiles que lo que buscan es poder dividir los datos de la muestra y dar varias posiciones, generalmente en la industria de los hidrocarburos se usan los percentiles como lo es el P10, P50 y P90. En el caso de los percentiles se divide los datos de la muestra en 100 partes iguales así mismo los cuartiles dividen los datos en 4 partes iguales y los deciles en 10 partes iguales.

3.2. MEDIDAS DE VARIABILIDAD

Como se ha mencionado anteriormente los datos presentan una variabilidad por lo que se hace de vital importancia medir que tan dispersos son los datos, para eso existen medidas como lo es la desviación estándar y el rango.

La desviación estándar se debe tomar como una medida de la dispersión de los datos de una muestra, esta medida es usada con mucha frecuencia en la industria, sin embargo existen otro tipo de medidas de variabilidad como lo es la varianza que para efectos de este estudio no es necesario profundizar.

3.3. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

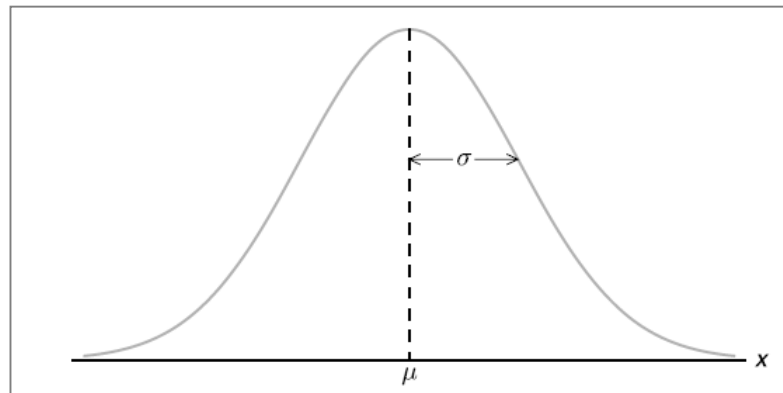
⁷ WALPOLE, Ronald; Otros. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 11p.

Las distribuciones en términos generales son modelos que buscan asignar una probabilidad de que un suceso ocurra en la variable aleatoria y así predecir los posibles resultados o comportamientos de la variable aleatoria.

Dentro de la industria las variables de producción en general se encuentran dentro de 4 distribuciones que son:

3.3.1. Distribución Normal. La distribución normal o gaussiana es ampliamente usada ya que es la que más se acerca a los fenómenos reales, industriales y de investigación por lo que se conoce como la más importante en el campo de la estadística⁸.

Figura 3. Distribución Normal



Fuente: Tomado de WALPOLE, Ronald; et al. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 840p.

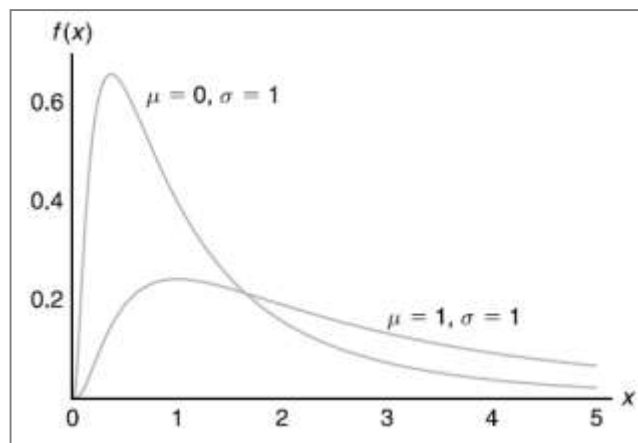
De la anterior figura se deduce que la variable aleatoria X depende de μ y σ siendo la media y la desviación estándar respectivamente, entre más amplia la campana mayor la dispersión de los datos y por el contrario entre más achatada sea la

⁸ WALPOLE, Ronald; Otros. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 172p.

campana el rango de dispersión va a ser menor que igualmente se puede validar con la desviación estándar.

3.3.2. Distribución Log Normal. Se da cuando el logaritmo de la variable aleatoria se encuentra distribuido normalmente y es ampliamente usada⁹.

Figura 4. Distribución Log-Normal

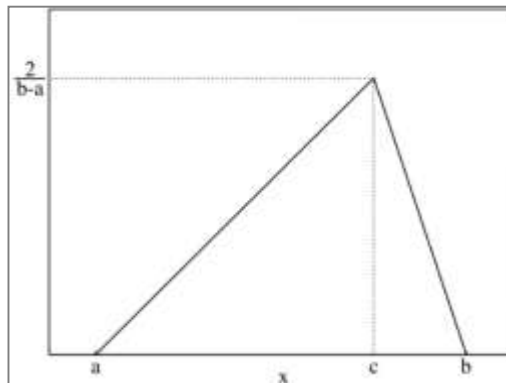


Fuente: Tomado de WALPOLE, Ronald; et al. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 840p.

3.3.3. Distribución Triangular. Es la distribución que su gráfica tiene forma de triángulo y está dada por un valor mínimo, máximo y una moda.

⁹ WALPOLE, Ronald;Otros. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 201p.

Figura 5. Distribución Triangular



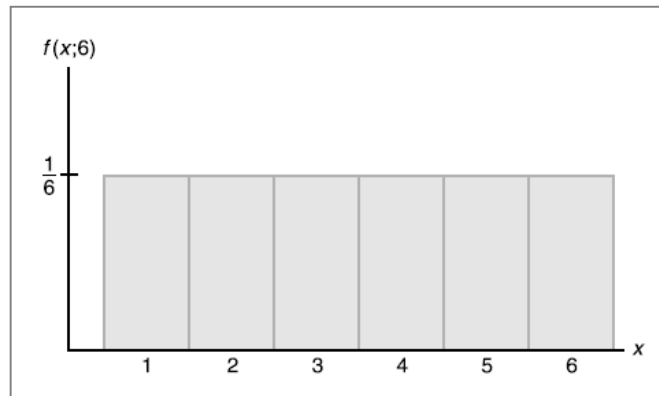
Fuente: Wikipedia. Distribución Triangular. 2017. Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_triangular#/media/File:Triangular_distribution_PM F.png](https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_triangular#/media/File:Triangular_distribution_PM_F.png)

Donde en la gráfica se muestra que a es el valor mínimo, b el valor máximo y c la moda. Entiéndase por moda como el valor que más se repite dentro una muestra.

Esta distribución se usa generalmente cuando el número de datos es limitado pero se entiende el comportamiento o tendencia que presentan.

3.3.4. Distribución Uniforme. Esta es la distribución más simple de todas y se basa en que la variable tiene la misma probabilidad de tomar cada uno de los valores posibles.

Figura 6. Distribución Uniforme



Fuente: Tomado de WALPOLE, Ronald; et al. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 840p.

Dentro de la probabilidad y estadística hay muchas más distribuciones pero debido a los fenómenos que se presentan en la industria del petróleo y su comportamiento no se van a tratar en este estudio.

3.4. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO

Para realizar el análisis probabilístico se seguirá la siguiente metodología o proceso:

- Definir muestra representativa de pozos mediante propiedades o comportamientos similares
- Adquirir información histórica de las variables de producción a usar en el análisis probabilístico (D_i , IP , Q_o max, Q_{oi} , Q_{fi} , Q_{fmax}) de la muestra representativa
- Normalizar (llevar a un tiempo 0) variables dependientes del tiempo.
- Calcular Distribuciones de probabilidad para cada una de las variables (Normal, Log Normal, Triangular, Uniforme)
- Para cada una de las distribuciones definidas calcular percentiles (P10, P50 y P90).

- Definir Número de iteraciones
- Calcular Variable de Comparación (EUR)
- Definir Pronóstico a variable de comparación (EUR) para pescar escenarios (escoger escenario de valor similar en variable de comparación)
- Realizar cálculo de iteraciones mediante el uso de software (Crystal Ball)
- Calcular P10, P50 y P90 para el pronóstico de Producción
- Pescar Escenarios de producción de fluidos P10, P50 y P90 para cada escenario de EUR calculado.

Siguiendo la metodología planteada y anteriormente y de acuerdo a lo mencionado en 2.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN se va a realizar el análisis probabilístico de las siguientes variables que son las que más afectan el pronóstico de producción:

- Declinación
- IP (Potencial del pozo)
- Q_o max (Caudal de Petróleo Máximo)
- Q_{oi} (Caudal de Petróleo Inicial)
- Q_{fi} (Caudal de Fluido Inicial)
- Q_{fmax} (Caudal de Fluido Máximo)

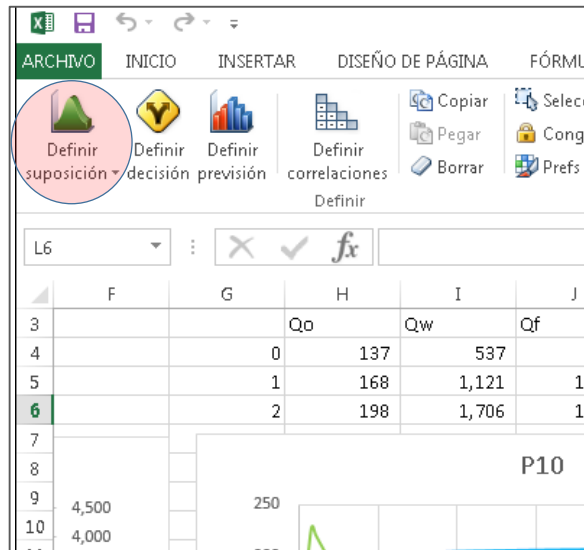
Para el análisis probabilístico se analizarán los datos de 124 pozos representativos para la campaña futura de perforación ya que por localización y propiedades son similares, teniendo en cuenta que las variables que dependen del tiempo como lo es caudal inicial, Q_o max etc. se deberán normalizar, es decir, se deben llevar a un tiempo 0 para que el análisis sea válido.

Como primer paso es necesario calcular las distribuciones de probabilidad de cada una de las variables mencionadas anteriormente para así ver el grado de dispersión y plasmarlo en el pronóstico de producción de cada uno de los escenarios.

3.4.1. Declinación. El comportamiento de declinación de los pozos analizados presenta un comportamiento de tipo exponencial, por lo que el modelo que se usará será este.

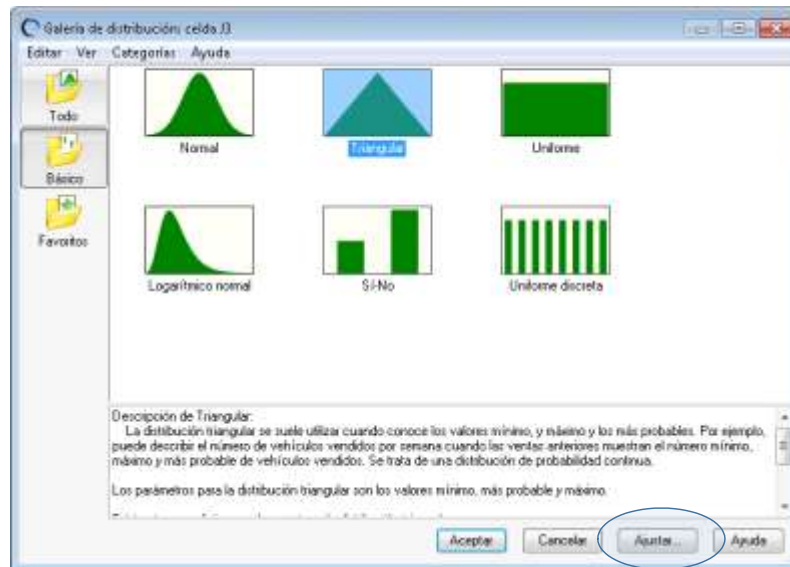
Después de haber calculado la declinación de cada uno de los 124 pozos a través de la gráfica de Q_o Vs. Tiempo se obtiene la siguiente distribución a través de la herramienta de ajuste del software Crystal Ball, con la cual se pueden ajustar los datos calculados de diferentes variables a una distribución probabilística o realizar una distribución de acuerdo a la interpretación de forma manual, este procedimiento se realizará para cada una de las variables dependiendo los datos de cada variable. Para esto se debe ir al menú definir suposición.

Figura 7. Definir Suposición



Al hacer clic en definir suposición aparecerá la pantalla mostrada en la Figura 8 para así poder definir el tipo de distribución en la cual se usa la herramienta ajustar.

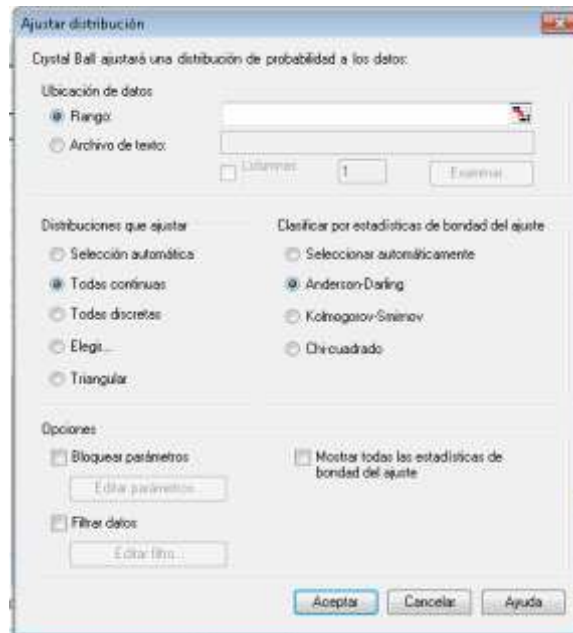
Figura 8. Ajuste Crystal Ball



Cuando se entra a la herramienta ajustar se encontrará el siguiente menú mostrado en la Figura 9, donde en rango se coloca el rango de celdas donde se encuentran

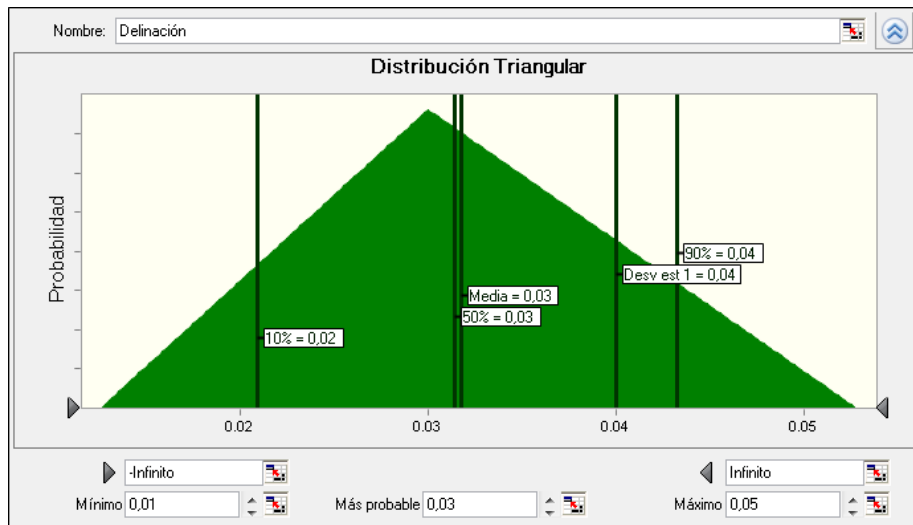
los datos de la variable a realizar la distribución, se selecciona distribución continua ya que éstas son las que se usarán en el trabajo.

Figura 9. Definir Ajuste



Después de dar clic en aceptar la herramienta ayuda a ajustar la mejor distribución para la distribución de los datos en el caso de la declinación dio como resultado una distribución triangular, este procedimiento se debe hacer para cada variable a la que se le calcule una distribución de probabilidad.

Figura 10 Distribución de Probabilidad Declinación



De la Figura 10 se puede concluir que la distribución que más se ajusta a los datos de la muestra es de tipo triangular, con un mínimo de 0.01 M.n., un máximo de 0.05 M.n. y el valor promedio es de 0.03 M.n., y obteniendo los percentiles se puede apreciar que el P10 es 0.02 M.n. y el P90 es 0.04 M.n. esta propiedad afecta directamente el caudal de petróleo que se producirá, es decir, EUR.

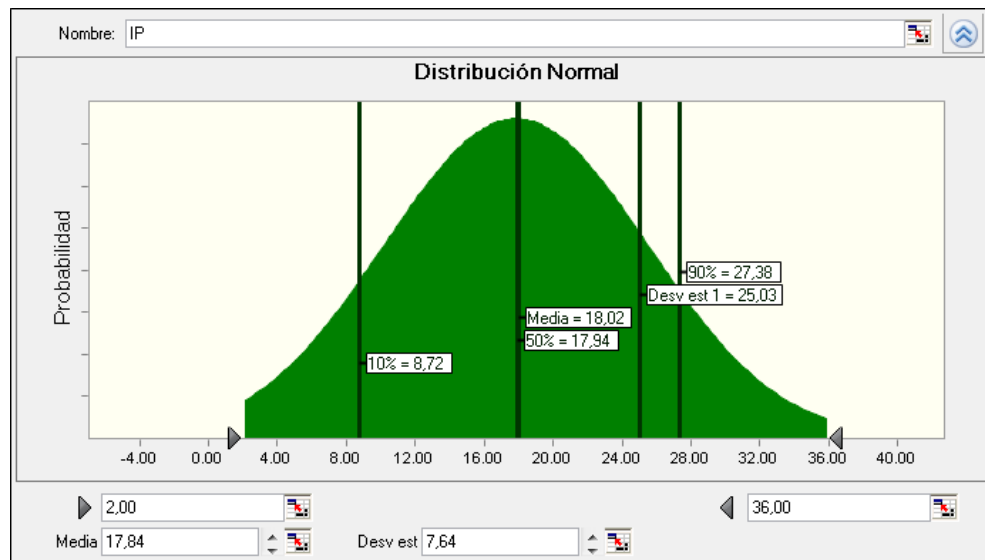
3.4.2. Índice de Productividad y Caudal de Fluido. Para el cálculo del índice de productividad como se dijo en 2.1 IPR y OUTFLOW se usa la metodología de Darcy ya que el yacimiento es sub saturado con presión de burbuja del orden de 100 psi y mantenimiento de presión constante gracias al acuífero activo por lo que no es necesario usar la metodología propuesta por Vogel, por lo que se usa la siguiente ecuación.

Ecuación 1 Índice de Productividad

$$IP = \frac{Q_f}{P_{yac} - P_{wf}}$$

La presión de yacimiento calculada es de 1,100 psi y se puede tomar como constante debido al mecanismo de producción por acuífero activo.

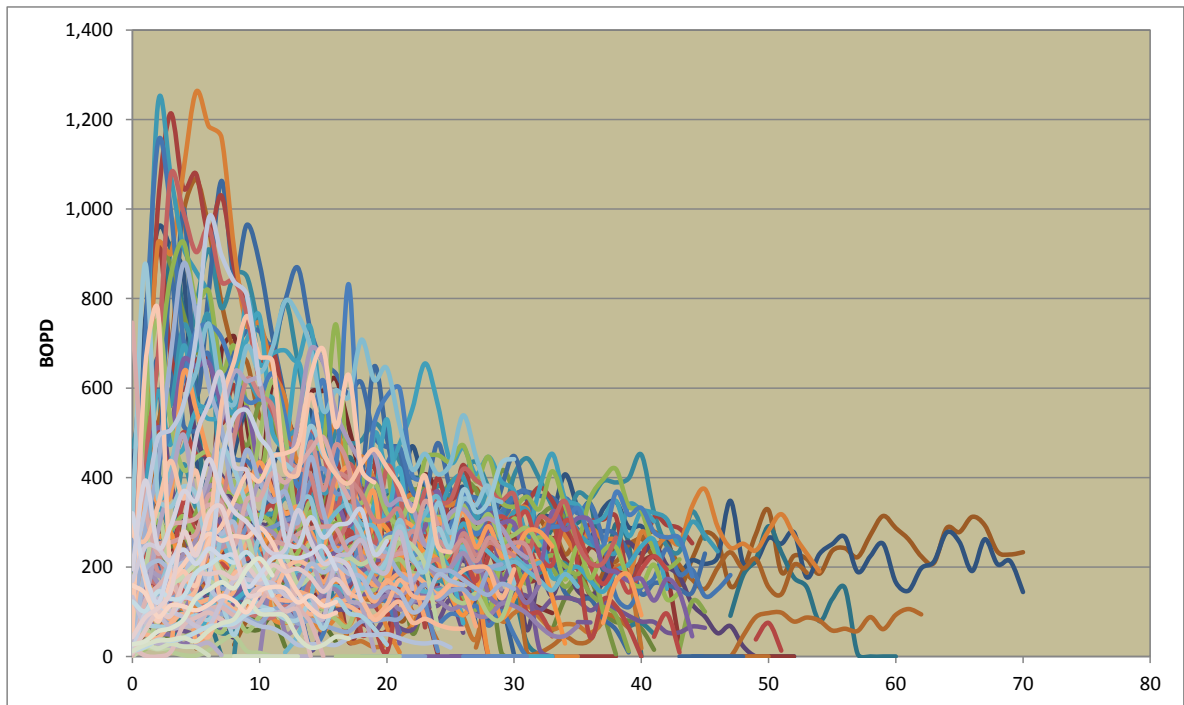
Figura 11 Distribución de Probabilidad IP



En la Figura 11 se puede observar que el IP tiene una variabilidad desde un escenario bajo de 8.72 BFPD/psi a 27.38 BFPD/psi en un escenario alto, donde se ve que se tiene buen potencial de producción de fluidos.

3.4.3. Caudales de petróleo. Como inicio del pronóstico de producción es importante saber el Q_{oi} (caudal de petróleo inicial); como esta variable depende del tiempo se debe normalizar para usar los datos y poderlos comparar entre los 124 pozos.

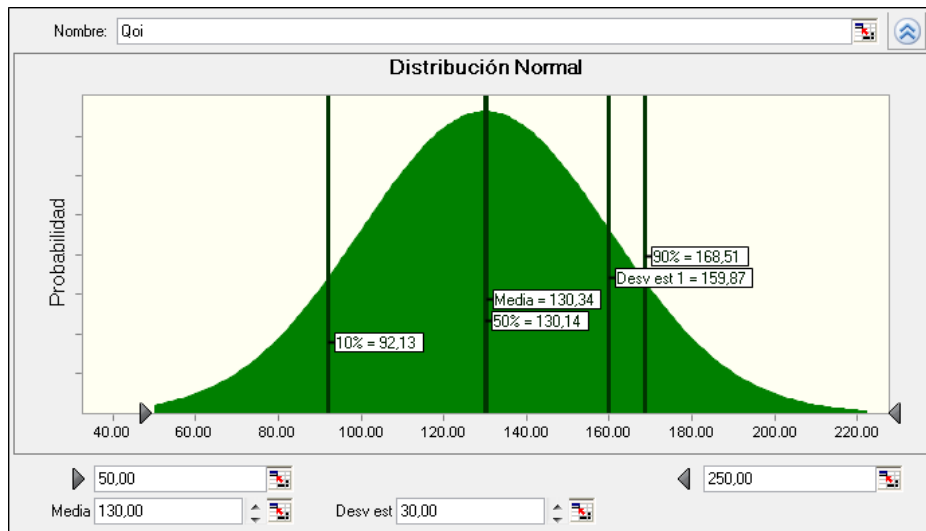
Figura 12 Datos de Q_o de los pozos Normalizados



Como se ve en la Figura 12 se grafican todos los datos de Q_o y se normalizan llevando todos los pozos a un tiempo 0 para poder hacer comparables los datos entre sí, este mismo procedimiento se realiza para los caudales de fluido y de agua. Cabe resaltar que en la gráfica se puede apreciar la gran variabilidad de comportamientos de producción que tienen los pozos de la muestra.

Para Q_{oi} (Caudal inicial de petróleo) se tiene la siguiente distribución:

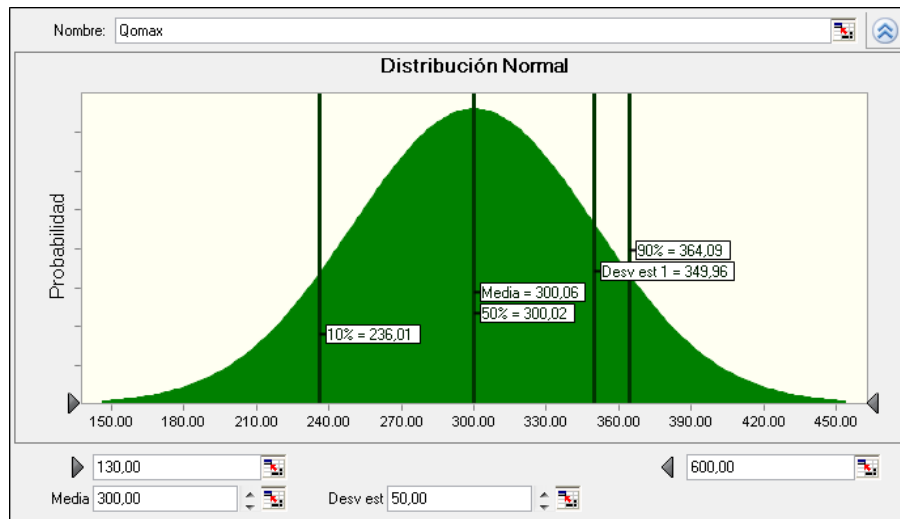
Figura 13 Distribución de Probabilidad Qoi



De acuerdo a la Figura 13 se observa que el caudal inicial de petróleo tendrá una variación entre 92 BOPD a 168 BOPD.

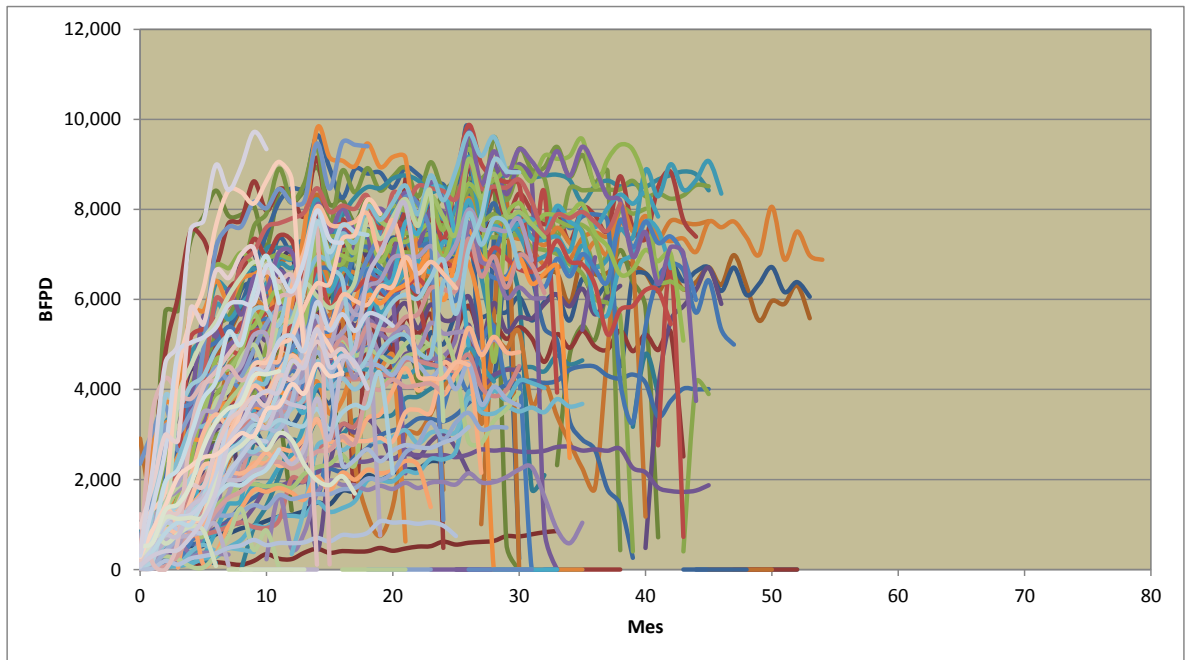
Para el Qomax del cual depende la mayor parte del pronóstico, debido que desde éste comienza la declinación, presenta la siguiente distribución de probabilidad:

Figura 14 Distribución de Probabilidad Qomax



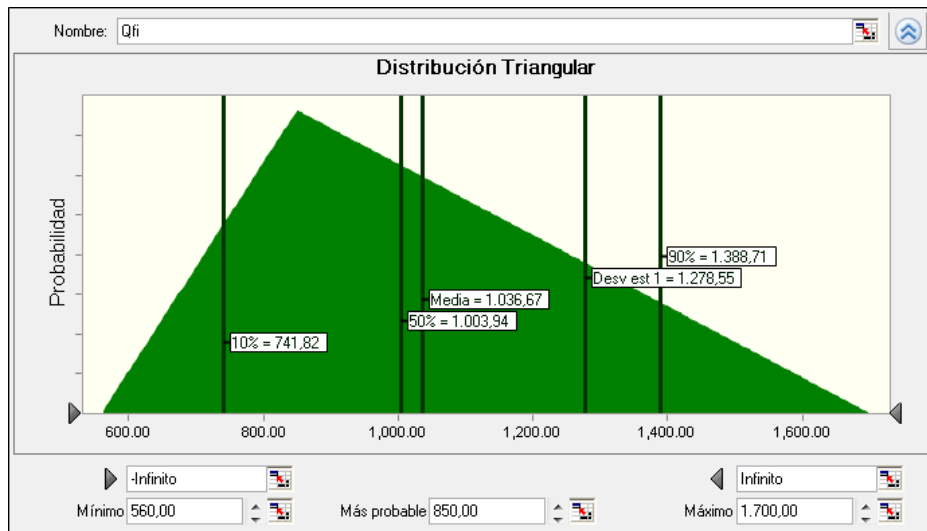
3.4.4. Caudal de Fluido. Para el caudal de fluido inicial (Q_{fi}) se realiza el mismo procedimiento que el caudal de petróleo, se debe normalizar y construir la distribución que más lo representa.

Figura 15 Datos de Q_f de los pozos Normalizados



Se muestra el resultado de la normalización de los datos de caudales de fluido para los pozos de la muestra para así poder compararlos y calcular Q_{fi} y Q_{fmax} , se puede ver la gran dispersión de los datos, evidenciando que se puede tener una gran cantidad de comportamientos de producción.

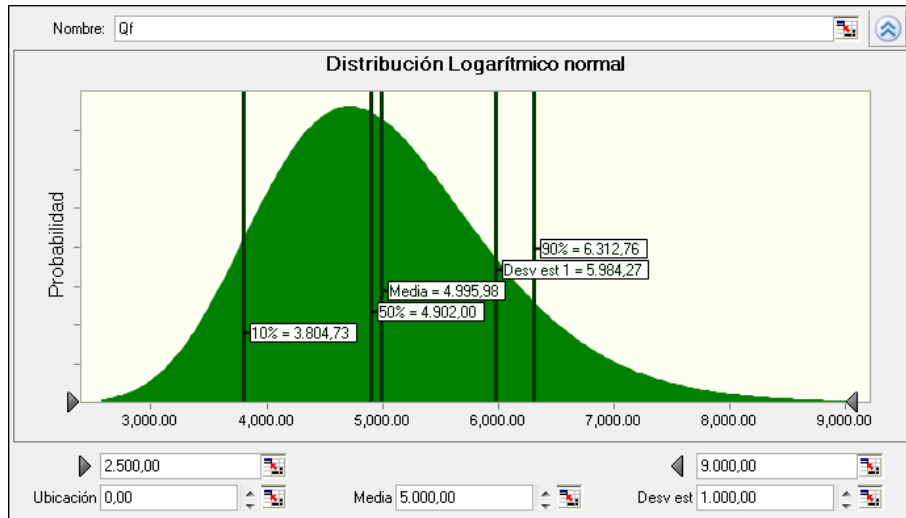
Figura 16 Distribución de Probabilidad Qfi



En la Figura 16 se observa que el Qfi (caudal de fluido inicial) varía entre un escenario bajo de 741 BFPD a 1,388 BFPD en un escenario alto.

Para el Qfmax se usan los datos de cada uno de los pozos para hallar su distribución de probabilidad, después de haberlos normalizado.

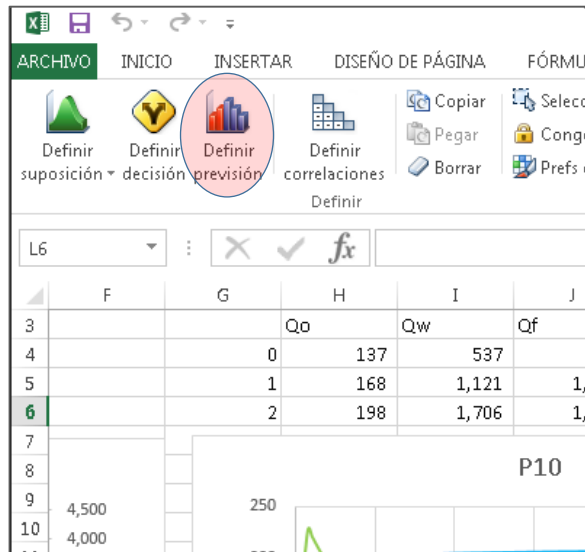
Figura 17 Distribución de Probabilidad Qfmax



Al revisar la Figura 17 se puede apreciar que en un escenario de P10 se tendría un caudal de fluido de 3,804 BFPD y en un escenario de P90 de 6,312 BFPD. Esta variabilidad es clave para el diseño de la bomba electro sumergible.

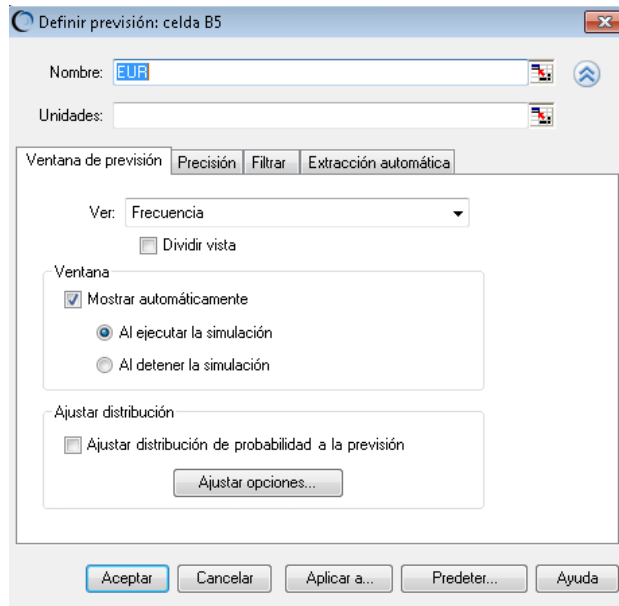
3.4.5. Pronóstico de Producción Probabilístico. El cálculo del pronóstico de producción probabilístico se hace mediante la herramienta Crystal Ball en la parte de previsiones usando las distribuciones de probabilidad previamente calculadas, lo que hará el software es dar la mayor cantidad de posibles valores aleatorios de acuerdo a cada una de las distribuciones calculadas. Para eso se va Crystal Ball al menú Definir previsión como se ve en la Figura 18.

Figura 18 Previsión Crystal Ball



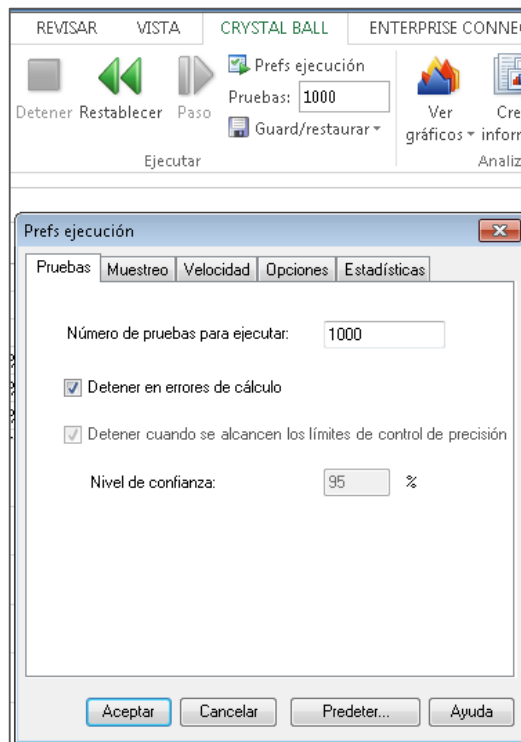
Al Entrar a la herramienta definir previsión aparece el siguiente menú mostrado en la Figura 19, para la definición del pronóstico (previsión) se usará el EUR que recupera el pozo que simplemente es todo el volumen de petróleo en Bbls a través del tiempo para identificar los escenarios P10, P50 y P90, para los cálculos se harán con 1,000 iteraciones, es decir, el escenario P50 de EUR coincidirá con el pronóstico de producción P50. Esto se hace debido que se realizan 1,000 iteraciones y es necesario tener una variable de identificación para los pronósticos tanto de petróleo y agua para así saber cuál es el P10, P50 y P90. Al definir como previsión el EUR el software calculará para cada una de las iteraciones el EUR y así este se podrá conectar con su respectivo pronóstico de producción.

Figura 19 Definición Pronóstico EUR



Para definir el número de iteraciones se tiene que ir al menú prefs ejecución en la pestaña de pruebas y colocar el número de pruebas que se quieren poner a correr, así como se muestra en la

Figura 20 Definición de Iteraciones



A continuación se debe dar clic en iniciar como se muestra en la Figura 20.

Figura 21 Iniciar Iteraciones



De acuerdo a las 1,000 iteraciones que realizó el software se obtuvo como resultado la siguiente distribución de percentiles de EUR:

Tabla 1 Percentiles EUR

Percentiles	EUR (Bbls)
P10	216,673
P50	295,725
P90	417,230

Como se puede observar en la Tabla 1 se calcularon los EUR de los percentiles P10, P50 y P90, con esos valores se pesca cada uno de los escenarios, es decir, se saca de los datos iterados del escenario del pronóstico de producción que corresponda al EUR del percentil calculado, tanto para petróleo como fluido y con estos datos se puede calcular todo lo necesario para el diseño de la bomba electro sumergible.

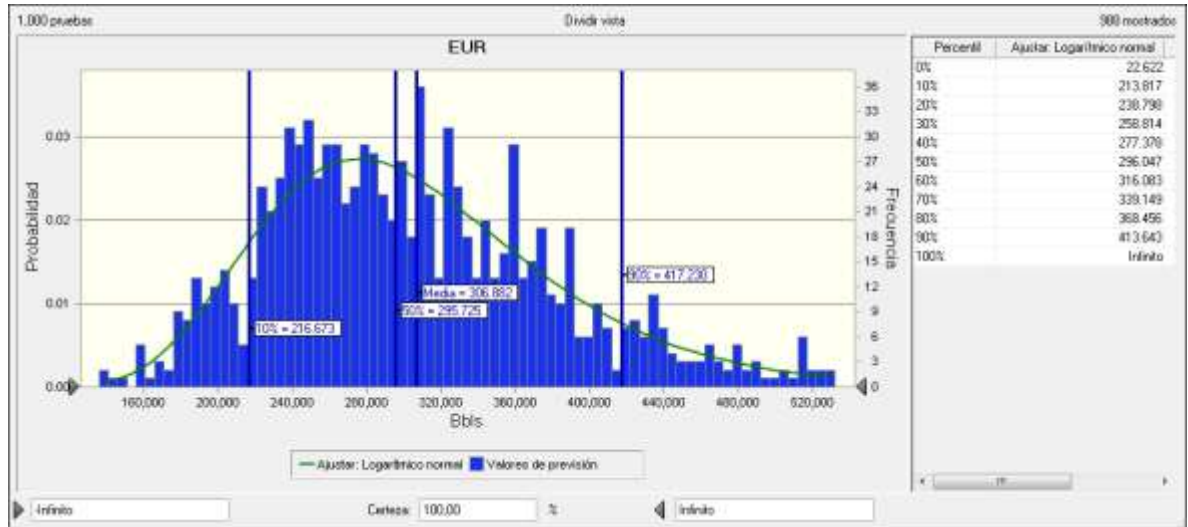
La siguiente gráfica se puede obtener mediante el menú ver gráficos como se muestra en la Figura 22.

Figura 22 Gráfico Previsiones



Como la variable de comparación usada es el EUR es necesario pararse en la celda de EUR y en el menú ver gráficos hacer click en abrir celdas seleccionadas y se obtiene la siguiente gráfica.

Figura 23 Resultado Previsiones EUR

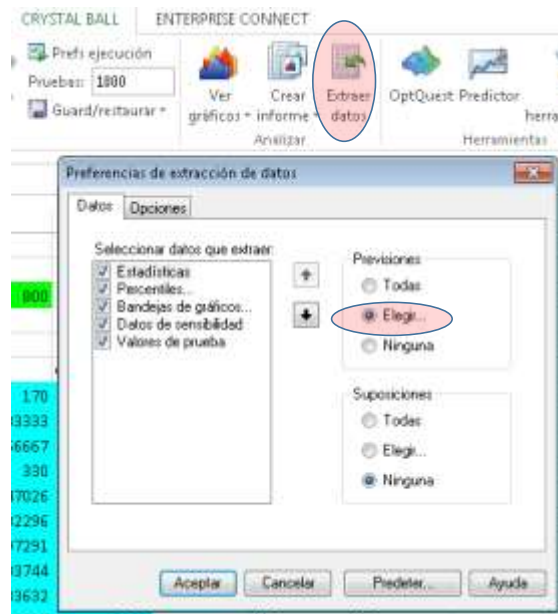


Como la variable de comparación usada es el EUR es necesario situarse en la celda donde se calculó el EUR y en el menú ver gráficos hacer clic en abrir celdas seleccionadas y se obtiene la siguiente gráfica mostrada anteriormente.

Se puede observar la distribución de las 1,000 iteraciones y los diferentes percentiles, se ubican en la gráfica los percentiles P10, P50 y P90 que son los escenarios de los cuales se va a pescar el pronóstico de producción tanto de petróleo como de fluido.

Para entrar en los datos iterados es necesario ir al menú extraer datos, previamente definir pronóstico a cada caudal de petróleo y fluido en cada fecha para que el software lo haya iterado, ver Figura 24.

Figura 24 Extraer Datos

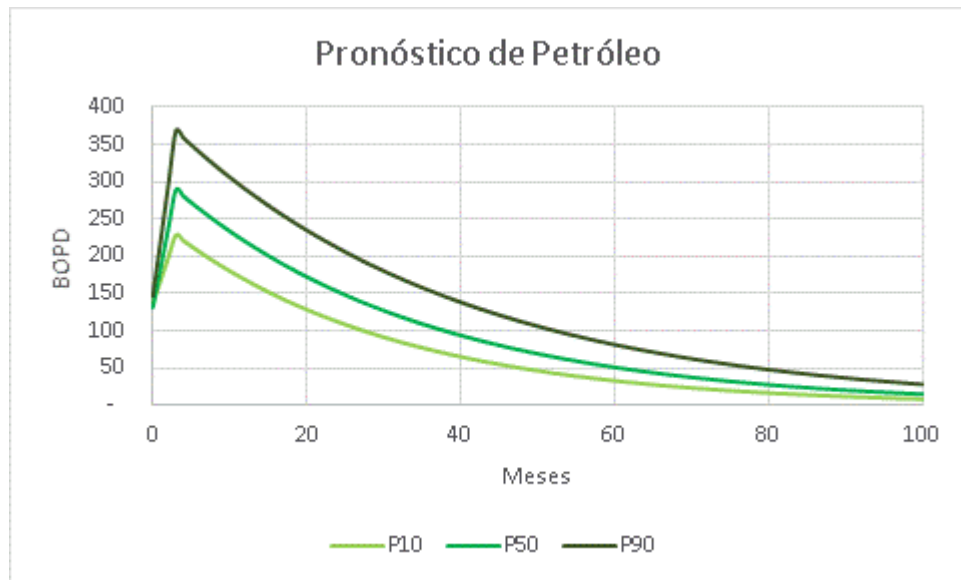


De acuerdo a la información que se necesite se pueden seleccionar estadísticas básicas, percentiles, gráficos y demás, posteriormente se le da elegir en previsiones y se seleccionan todas las celdas del caudal de petróleo y fluidos que fueron objeto de la previsión.

Al realizar el procedimiento Crystal Ball mostrará todas las iteraciones realizadas para cada celda seleccionada en donde se pescarán los escenarios que correspondan a los EUR de los percentiles P10, P50 y P90.

Al pescar los diferentes pronósticos de petróleo para cada uno de los EUR calculados se tiene lo siguiente al graficarlos en excel:

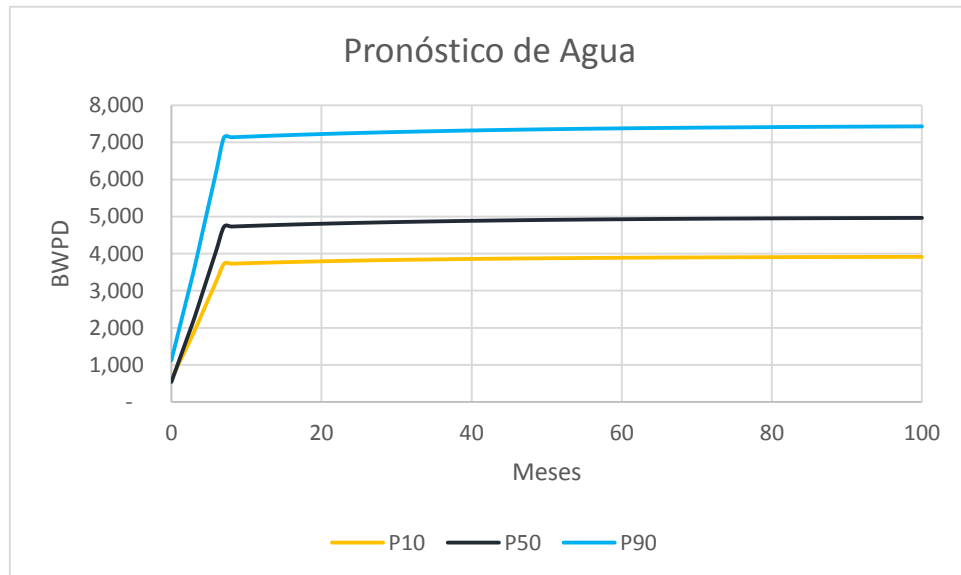
Figura 25 Percentiles Pronóstico de Petróleo



Se obtiene del análisis probabilístico del pronóstico de producción de petróleo para cada uno de los escenarios P10, P50 y P90.

Para el pronóstico de agua se realiza el mismo procedimiento de buscar el EUR de los percentiles asociados y pescar el pronóstico de agua.

Figura 26 Percentiles Pronóstico de Agua



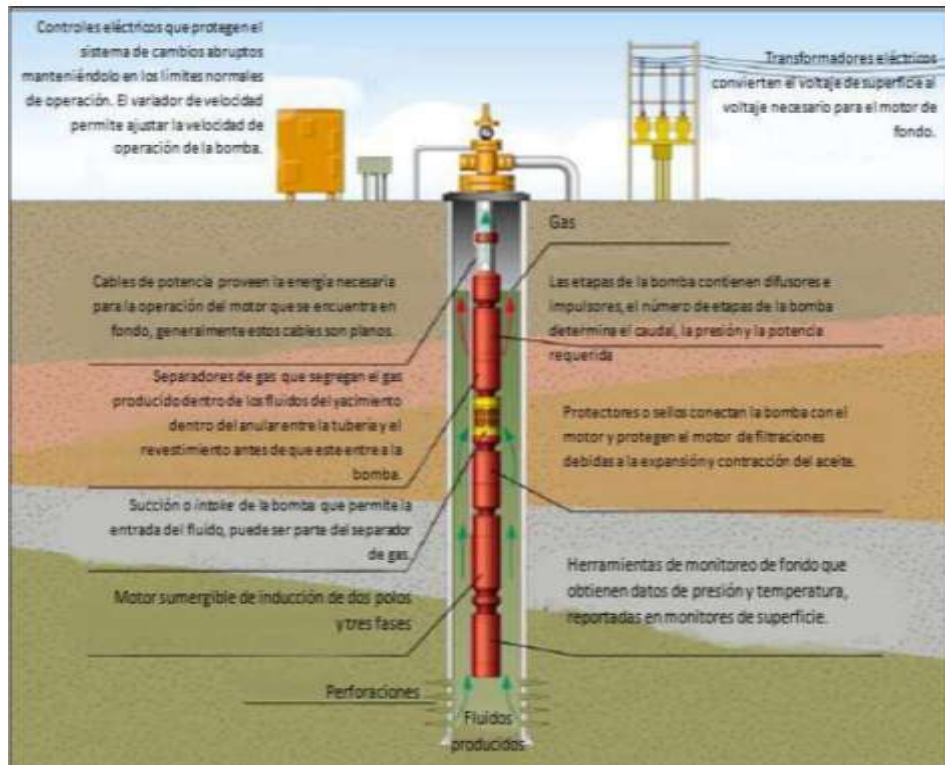
Se pueden observar los pronósticos de Agua para cada uno de los escenarios, se puede apreciar que el caudal de agua está variando entre 4,000 BFPD a 7,400 BFPD.

4. BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

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

Con los diferentes parámetros y cálculos de diseño se deben diseñar los equipos mencionados anteriormente donde se deben calcular altura dinámica total, pérdidas por fricción y energía requerida entre otros.

Figura 27. Esquema Bombeo Electro Sumergible



Fuente: ARTEAGA Johanna, Introducción al Levantamiento Artificial. Schlumberger Ltd. 2007.

4.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie¹⁰ 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 evitar problemas por este fluido, y un registrador de amperaje del motor electro sumergible.

¹⁰ TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manuel. Elsevier.2009

- **CAJA DE VENDEO**

Su función principal es dar liberación al gas se atrapa en la caja reductora del cable eléctrico. Dentro de lo que la compone tiene un registrador de datos que mide la corriente del motor de la bomba, la cual es graficada en la carta amperimétrica.

- **VARIADOR**

El variador de velocidad controla la velocidad de rotación del eje del motor, permite variar las revoluciones por minuto (rpm) con las que gira el motor, es decir, es la herramienta por la cual se puede controlar la producción del pozo de acuerdo sus condiciones de sumergencia, presiones y fluidos dentro del pozo. Permite arrancar los pozos a bajas velocidades para el cuidado del sistema. Este equipo puede ser controlado remotamente lo que genera una gran versatilidad del sistema ya que por factores climáticos pueden haber paradas de un número importante de pozos, para el control de producción permite hacer un buen balance de fluidos producidos a través de las líneas y aparte si falla la comunicación remota siempre se puede controlar manualmente en el sitio.

Figura 28 Variador de Velocidad



Fuente: Tomado de Baker Hughes. Submersible Pump Handbook. Tenth Edition. 2011. 226p.

- **TRANSFORMADORES¹¹**

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

¹¹ Baker Hughes. Submersible Pum Handbook. Eighth Edition. Claremore Oklahoma. 2008

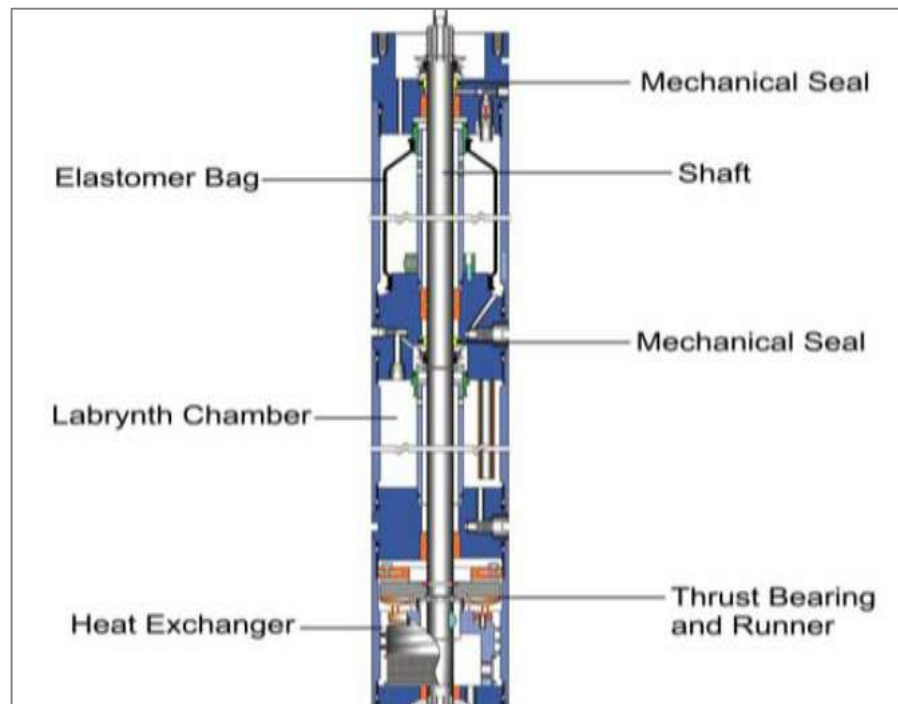
4.2. EQUIPO DE FONDO

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 (pero si de mucha ayuda).

- **MOTOR**

La función principal del motor es convertir la energía eléctrica proveniente ya sea de generación local o de la red nacional a torque para que la bomba pueda girar y subir el fluido a través de todo su sistema, está compuesto por rotores y cojinetes ensamblados a lo largo del eje. A medida que el motor trabaja este genera energía térmica que es desaprovechada por el sistema por lo que es necesario que este en contacto con un fluido circulante que permita su refrigeración el cual es el fluido proveniente del pozo, esta condición hace que sea obligatorio que el sistema este sumergido en el fluido del pozo, la altura a la cual se encuentra el fluido por encima de la bomba se le conoce como sumergencia de la cual se ha hablado previamente.

Figura 29 Motor



Fuente: Tomado de Baker Hughes. Submersible Pump Handbook. Tenth Edition. 2011. 226p.

- **SELLO**

El sello permite en gran medida que el motor y la bomba puedan realizar su función, se encuentra en entre la bomba y el motor. Dentro de sus funciones se encuentra el de igualar la presión de fluido del motor y la presión del pozo, absorbe la carga axial generada por el motor actuando como una especie de colchón para evitar el desgaste prematuro de las partes del motor y de la bomba, impide la entrada del fluido proveniente del pozo al motor a través de cámaras laberínticas por donde pasa el fluido, ayuda a que el aceite dieléctrico del motor trabaje ya que permite su expansión y contracción debido a los cambios de temperatura que ocurren en éste.

- **INTAKE**

Su función básicamente es permitir la entrada del fluido proveniente del pozo hacia la bomba y permitir la continuación del movimiento generado por el motor a través de ejes interconectados.

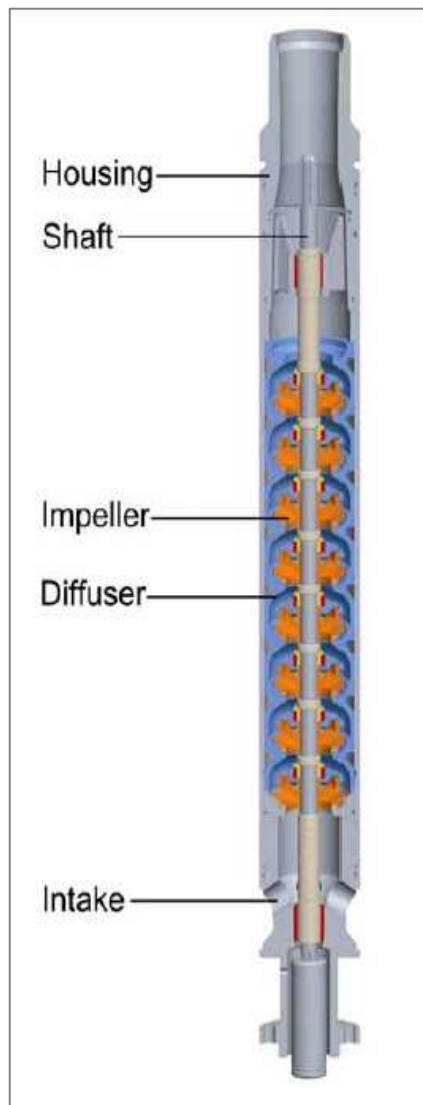
- **SEPARADOR DE GAS**

El separador de gas como su nombre lo indica separa la fase gaseosa de la fase líquida del fluido para que esta última pueda entrar a la bomba ya que si entra gas ocasiona que se genere cavitación en la bomba resultando en pérdida de eficiencia, problemas operaciones (bloqueos, corrosión) y menor run life.

- **BOMBA**

La bomba es de tipo centrifuga compuesta por etapas, una etapa es un impulsor que rota dentro de un difusor estático, el movimiento transmitido por los ejes llevado hasta el impulsor genera energía para que el fluido suba a la siguiente etapa y la suma de las etapas logra que el fluido llegue hasta superficie.

Figura 30 Bomba



Fuente: Tomado de Baker Hughes. Submersible Pump Handbook. Tenth Edition. 2011. 226p.

- **CABLE**

La principal función del cable es transmitir la energía desde superficie hacia el motor, existen dos configuraciones para el cable redondo o plano dependiendo las configuraciones energéticas requeridas, este es un cable trifásico construido para trabajar en ambientes agresivos en cuanto a corrosión, altas temperaturas, gas, etc.

4.3. DISEÑO DE LA BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE

Para el diseño de la bomba electro sumergible se realizará mediante el siguiente procedimiento usando el Software Wellflo y hojas de cálculo excel:

- Definir Datos de estado mecánico (Profundidad total TVD, punto medio de perforados, profundidad de asentamiento de la bomba, tipo de casing y tubing, presión en cabeza THP).
- Definir variables de producción y yacimiento (presión de yacimiento, temperatura de fondo, relación gas petróleo GOR, gravedad específica del agua, gravedad API, gravedad específica del gas, presión de burbuja, viscosidad del petróleo)
- Colocar el tipo de pozo (Productor, Inyector) y su tipo de mecanismo en este caso BES o ESP
- Agregar configuración del pozo en Reference Depths
- En el módulo Fluid Parameters colocar información de fluidos de yacimiento y gravedades específicas
- Definir el tipo de yacimiento (Saturado, Sub saturado) para así usar el método de IPR adecuado ya sea Darcy, Vogel o la combinación de ambos.
- En el módulo Reservoir Layers Data colocar los datos de yacimiento
- Verificar que toda la información de estado mecánico y yacimiento requerida este completa.
- Calcular Altura Dinámica Total
- Usar datos del análisis probabilístico en cuanto a rango de producción de fluidos para seleccionar una bomba que cumpla con este rango solicitado
- Consultar la curva de operación Cabeza vs. Producción de fluido para una etapa de la bomba.
- Calcular número de etapas requerida por la bomba de acuerdo a la TDH

- Calcular la potencia al freno BHP
- Seleccionar el motor con base en el cálculo de BHP
- Seleccionar el número de cable de acuerdo a disponibilidad
- Calcular el voltaje requerido en superficie para el funcionamiento de la bomba
- Calcular la capacidad de carga aparente KVA

Siguiendo el procedimiento mencionado anteriormente para el diseño de la bomba electro sumergible es necesario tener datos de configuración del estado mecánico del pozo, producción, propiedades del fluido, propiedades PVT, y posibles problemas que pueda tener el levantamiento artificial.

Para realizar el diseño se usará la herramienta Wellflo como apoyo en el módulo de análisis y diseño ESP, como también hojas de cálculo Excel.

Profundidad Total (TVD): 3,100 ft

Mitad de perforaciones: 2,915 ft

Asentamiento: 2,800 ft

Casing: 7" N80

Tubing: 3 ½ " EUE

THP: 180 psi

Pyac: 1,200 psi

Temperatura Fondo: 140°F

GOR: < 5 SCF/STB

SG agua: 0.9995

°API: 13.5°

SG Gas: 0.6

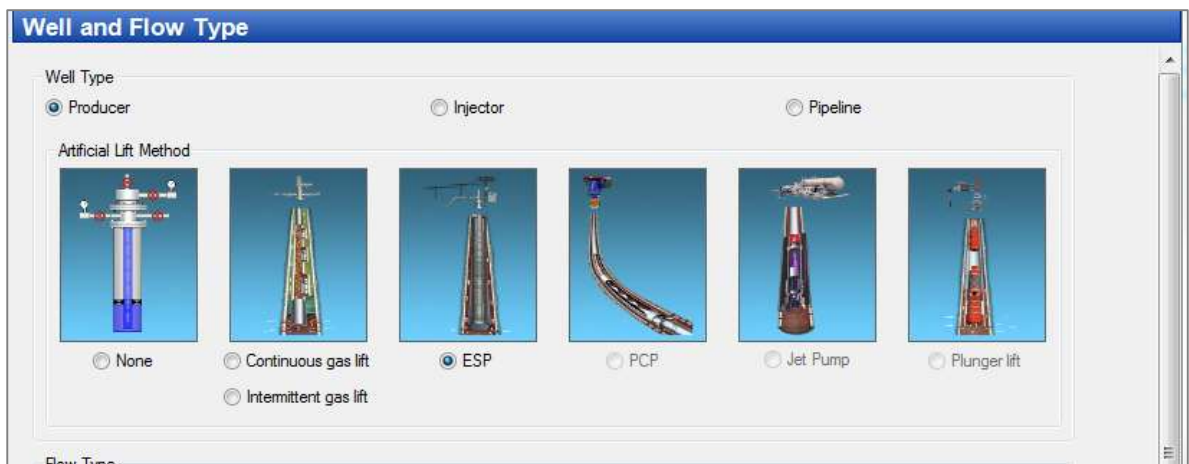
Pb: 100 Psi

Viscosidad Oil: 300 cp

Con los datos dados anteriormente se procede a diseñar el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible.

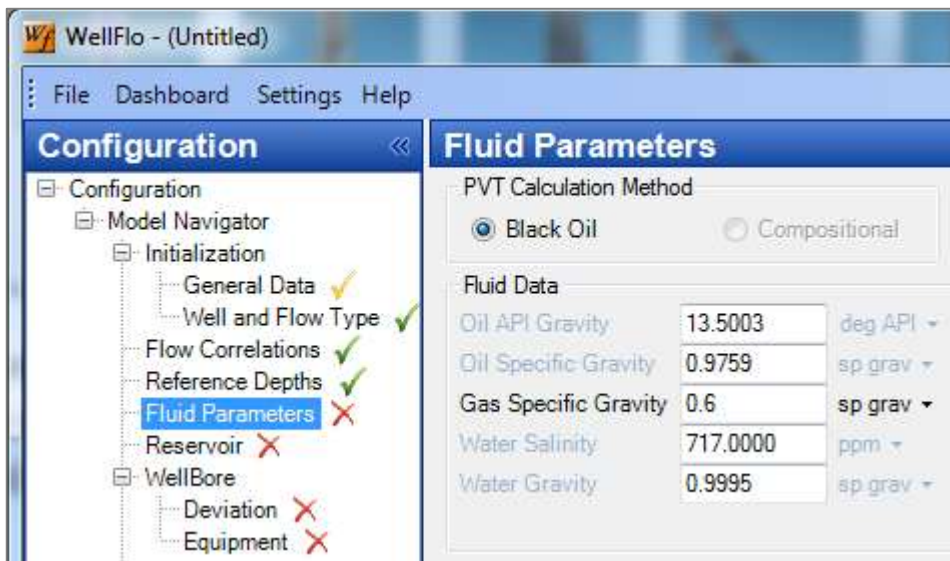
Como primer dato se debe colocar el tipo de flujo del pozo, en este caso se escoge ESP. Como lo muestra la Figura 31.

Figura 31 Wellflo Flujo ESP



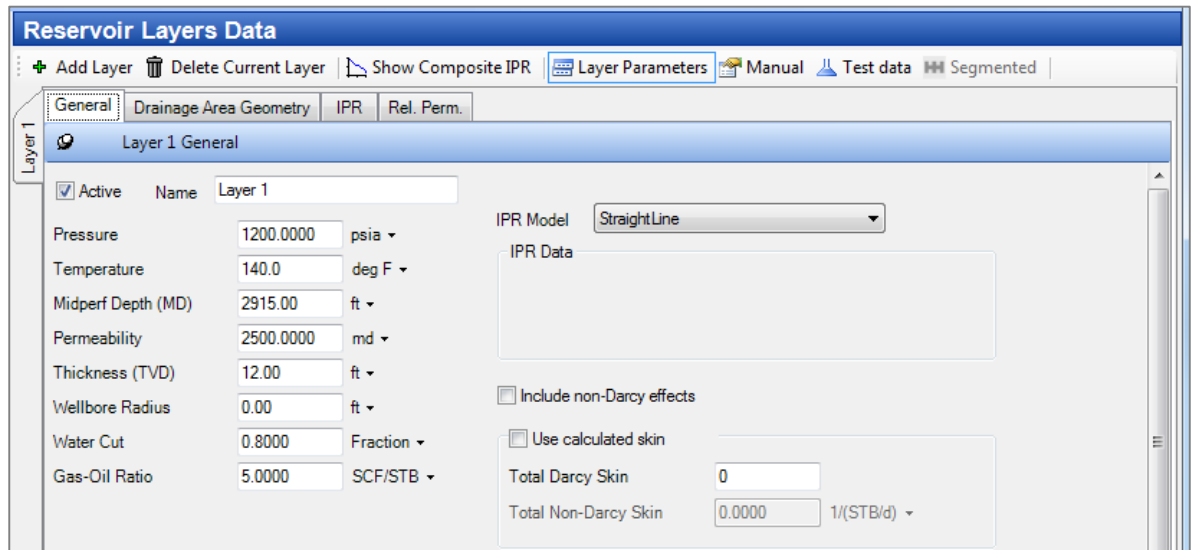
Se procede con los datos del Casing y tubing de acuerdo a las profundidades y se agregan los datos del fluido (API y gravedad específica del agua y del gas)

Figura 32 Datos de Fluido



Seguido se cargan los datos del IPR el cuál se hace a través de Layer Parameters y se le asigna el modelo Straight Line o en Manual (que es el modelo basado en Darcy, como se ha dicho anteriormente no se tiene presencia de gas por el mecanismo de producción y la baja presión de burbuja)

Figura 33 Datos de Yacimiento IPR



Después haber agregado y calculado los datos de pozo, fluidos y yacimiento se procede a calcular la TDH.

La TDH hace referencia a la altura total de fluido que debe descargar la bomba y se rige por la siguiente ecuación:

Ecuación 2 Altura Dinámica Total

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

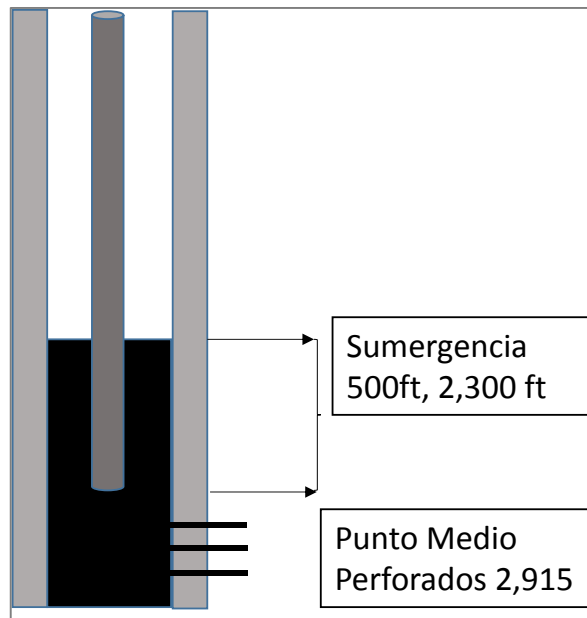
Hd: Distancia vertical entre el nivel dinámico de producción y la superficie

Ft: Perdidas por fricción a través de la tubería

Pd: Altura del fluido equivalente para vencer las restricciones en superficie

Como requerimiento mínimo se debe tener una sumergencia de 500 Ft este debe ser el escenario más crítico en cuanto a PIP con el cual se debe diseñar. En la Figura 34 se puede observar el esquema del pozo tipo en cuanto al requerimiento de la sumergencia.

Figura 34 Esquema Pozo Tipo



Con los datos mostrados anteriormente se puede calcular el Hd que sería 2,300 ft.

Las pérdidas por fricción a través de la tubería se calculan mediante la siguiente ecuación basada en Hazen-William:

Ecuación 3 Pérdidas por Fricción

$$F_t = \frac{2.083 * \frac{100^{1.85}}{C} * \frac{Q^{1.85}}{34.3}}{ID^{4.8655}}$$

Ft: Pérdidas por fricción (ft/1,000 ft)

C: Coeficiente de Línea (Vieja=100, Nueva=120)

Q: Tasa de Flujo (BFPD)

ID: Diámetro Interno de Tubería (Pulgadas)

De acuerdo al diseño propuesto el escenario donde más caudal se maneja es el escenario P90 con 7,461 BFPD (sumando el caudal de petróleo y agua) por lo que la anterior ecuación queda de la siguiente manera:

$$Ft = \frac{2.083 * \frac{100^{1.85}}{120} * \frac{7,461^{1.85}}{34.3}}{2.992^{4.8655}}$$

Al realizar los cálculos se tiene que el Ft es de 151.63 ft/1,000 ft y al multiplicar por los pies de tubería que se tienen desde la bomba da como resultado 424.57 ft.

Para el cálculo del último componente de la TDH simplemente es pasar la THP del pozo a ft a través de la densidad compuesta del fluido.

Ecuación 4 Altura del Fluido Equivalente

$$Pd = \frac{THP}{2.31 \frac{ft}{psi} * \delta_{compuesta}}$$

Para la densidad compuesta se usa como BSW el del escenario P90 cuando llega al caudal de fluido máximo que es 96.6%.

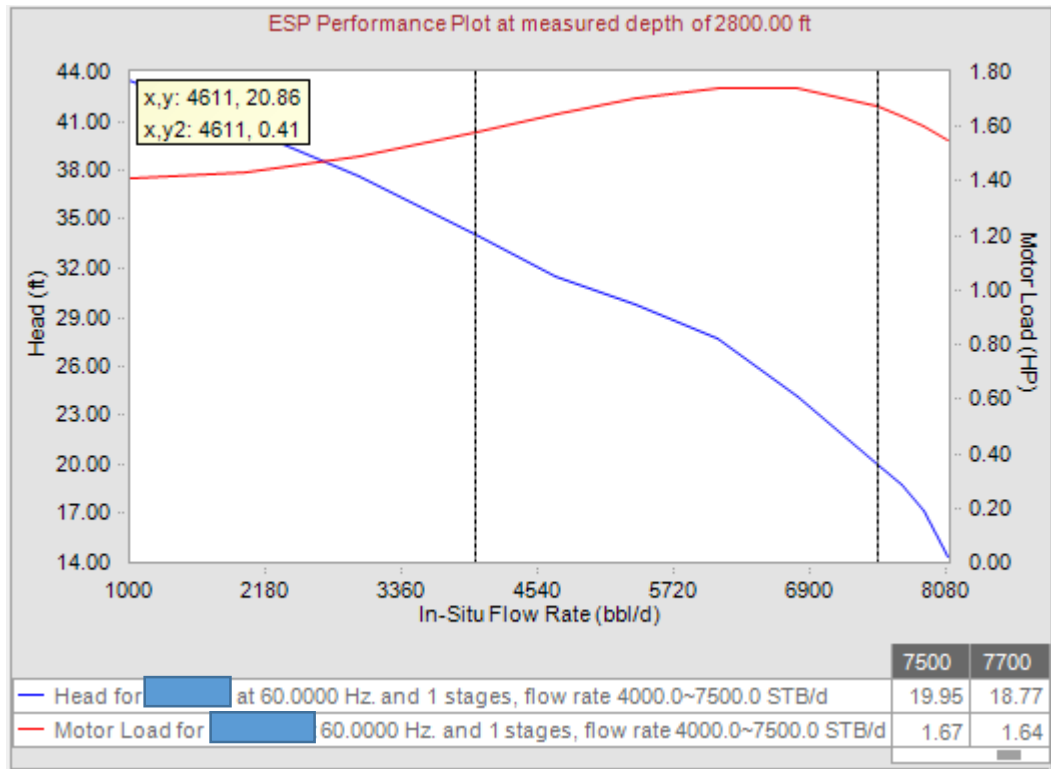
$$Pd = \frac{180}{2.31 \frac{ft}{psi} * 0.9987}$$

Al resolver la ecuación se tiene como resultado que Pd es 78 ft, por lo que la TDH del pozo tipo en el escenario P90 (condición más crítica en fluidos) es de:

$$TDH = 2,300 + 424.57 + 78 = 2,802.57 \text{ ft}$$

De acuerdo a los escenarios calculados en el análisis probabilístico como mínimo se tiene un caudal de 4,000 BFPD y uno máximo de 7,461 BFPD por lo que se necesita escoger una bomba que maneje ese rango de operación. Al revisar las diferentes opciones dentro de las bombas disponibles se seleccionó la bomba que maneja un rango de producción de 4,000 a 7,500 BFPD.

Figura 35 Curva de eficiencia de la bomba Seleccionada de 1 etapa



En la Figura 35 se muestra la curva de eficiencia de la bomba seleccionada de una etapa con los datos de cabeza y potencia requeridos.

Ya con el dato de cabeza y la TDH calculada previamente se puede calcular el número de etapas necesarias para el diseño.

Ecuación 5 Número de Etapas Requeridas

$$\# \text{ etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza/etapa}}$$

Reemplazando los valores y aproximando al valor inmediatamente siguiente se tiene lo siguiente:

$$\# \text{ etapas} = \frac{2,802.57}{19.95} = 141$$

Ya con el número de etapas necesarias se puede calcular la potencia al freno requerida de la siguiente forma:

Ecuación 6 Potencia al Freno

$$BHP = \# \text{ Etapas} * \frac{BHP}{\text{Etapa}} * SG \text{ mezcla}$$

Para calcular la gravedad específica de la mezcla se hace simplemente mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 7 Gravedad Específica de la Mezcla

$$SG_{\text{mezcla}} = \% \text{ Petróleo} * SG \text{ oil} + \% \text{ Agua} * SG \text{ agua}$$

Teniendo en cuenta el escenario P90 se tiene lo siguiente: el BSW del escenario cuando llega a su caudal de fluido máximo es de 96.6% como se dijo anteriormente por lo que se usa este valor para calcular la SGmezcla.

$$SGmezcla = 0.034 * 0.976 + 0.966 * 0.9995 = 0.9987$$

Y así la ecuación de la potencia al freno del motor queda de la siguiente forma:

$$BHP = 141 * 1.67 * 0.9987 = 236$$

De acuerdo con la potencia al freno calculada se puede escoger un motor acorde con este requerimiento y de acuerdo a su disponibilidad contractual.

Motor Seleccionado: 240 hp – 2,600 V, 58 A.

Con base a los requerimientos y disponibilidad se escoge el cable #4 redondo que tiene la pérdida de 29.64 Volts/Amps/1,000 ft ya corregido por temperatura.

Como ya se tiene que se pierde 29.64 Volts/Amps/1,000 ft se puede calcular el Voltaje necesario en superficie mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 8 Voltaje Necesario en Superficie

$$V \text{ sup req} = \text{Voltaje del motor} + \Delta V$$

Reemplazando queda de la siguiente forma:

$$V \text{ sup req} = 2,280 + \frac{29.64 * 2,800}{1,000} = 2,363V$$

Posterior a tener el voltaje requerido en superficie se valida que el voltaje al arranque exceda el 40%, después de la verificación se obtiene que llega cerca de un 79%.

Finalmente se calcula la capacidad de carga aparente (KVA) mínimo requerido, con este dato se puede seleccionar el transformador más adecuado ya que existen muchos tipos de transformadores, se calcula mediante la siguiente formula:

Ecuación 9 Capacidad de Carga Aparente

$$KVA = \frac{V \text{ Sup req} * AMP * \sqrt{3}}{1,000}$$

Reemplazando se tiene lo siguiente:

$$KVA = \frac{2,363 * 58 * \sqrt{3}}{1,000} = 237 \text{ KVA}$$

4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

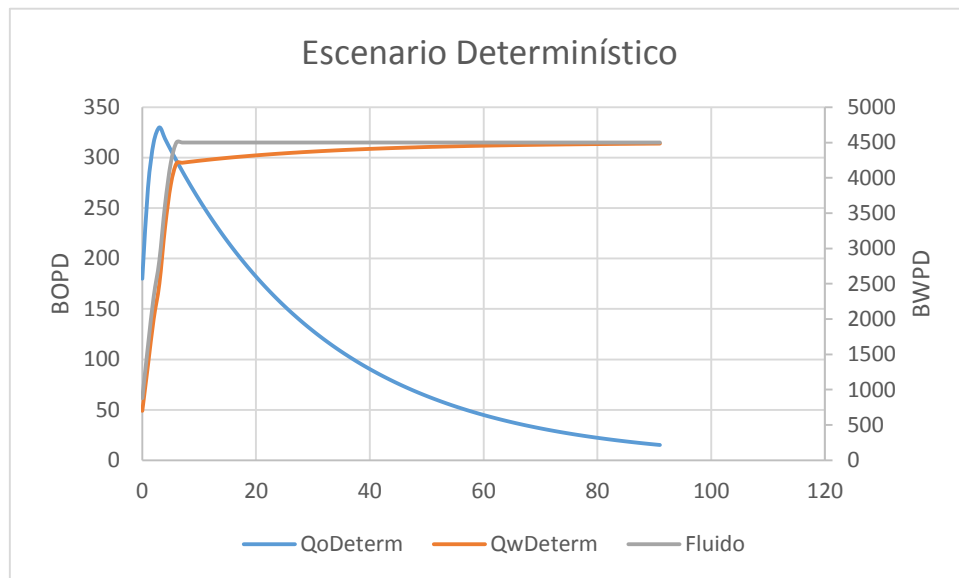
Como se ha mencionado el campo presenta una gran variabilidad de comportamientos de producción debido a que el yacimiento presenta un componente altamente heterogéneo con trampa estratigráfica, lo que quiere decir que las propiedades petrofísicas tanto del sello como de la arena yacimiento presenta una alta variabilidad y el sello una discontinuidad en su presencia. Con las características de yacimiento mencionadas y el mecanismo de producción por acuífero activo hace que se obtenga una gran variabilidad en los comportamientos

de producción de los diferentes pozos del campo, esto se pudo observar en el cálculo de las diferentes variables de producción y en el resultado del análisis probabilístico por lo que en una misma área del campo se pueden observar comportamientos de producción bastante diferentes.

Al diseñar las bombas electro sumergibles con un dato determinístico, hay una alta probabilidad que varios pozos queden trabajando fuera del cono de eficiencia.

El diseño actual se basa en datos determinísticos, es decir, en un solo perfil de producción el cual se encuentra en aproximadamente 4,500 BFPD, y la bomba diseñada busca satisfacer ese requerimiento sin tener en cuenta el amplio rango encontrado en el análisis probabilístico. En la Figura 36 se muestra el escenario con que se parte del diseño actual de la bomba electro sumergible.

Figura 36 Escenario de producción Determinístico



De acuerdo a lo visto en el comportamiento tan variable de los pozos de producción y realizando un análisis probabilístico de las variables de producción se puede

observar que las variables de mayor impacto para generar el pronóstico de producción de los pozos futuros son:

- Declinación
- Índice de Productividad
- Caudal de Petróleo inicial
- Caudal de Petróleo Máximo
- Caudal de Fluido inicial
- Caudal de Fluido Máximo

A continuación se presenta un resumen de lo calculado en el análisis probabilístico:

Tabla 2 Resumen Análisis Probabilístico

Variable	Distribución	P10	P50	P90
Di (n.m.)	Triangular	0.02	0.03	0.04
IP (BFPD/psi)	Normal	8.72	17.94	27.38
Qoi (BOPD)	Normal	92	130	168
Qomax (BOPD)	Normal	236	300	364
Qfi (BFPD)	Triangular	741	1,003	1,388
Qfmax (BFPD)	Log normal	3,804	4,902	6,312

Se puede apreciar que se tiene un amplio rango de cada una de las variables, al realizar el proceso iterativo para calcular cada uno de los perfiles de producción de los escenarios alto, medio y bajo (P10, P50, P90) se puede apreciar que un pozo en una misma zona del campo puede tener un IP de 8.72 o de 27.38, cerca de un 300% de diferencia entre un dato y otro, al diseñar sin tener en cuenta esta variabilidad puede quedar una gran población de pozos con bombas sub dimensionadas o sobredimensionadas.

Después del proceso iterativo usando Crystal Ball se obtuvieron los pronósticos de producción de cada uno de los escenarios (P10, P50 y P90), en la Figura 37,

Figura 38 y Figura 39 se muestran los diferentes escenarios de petróleo, agua y fluidos comparados con el escenario determinístico.

Figura 37 Comparación Escenarios Pronóstico de Petróleo

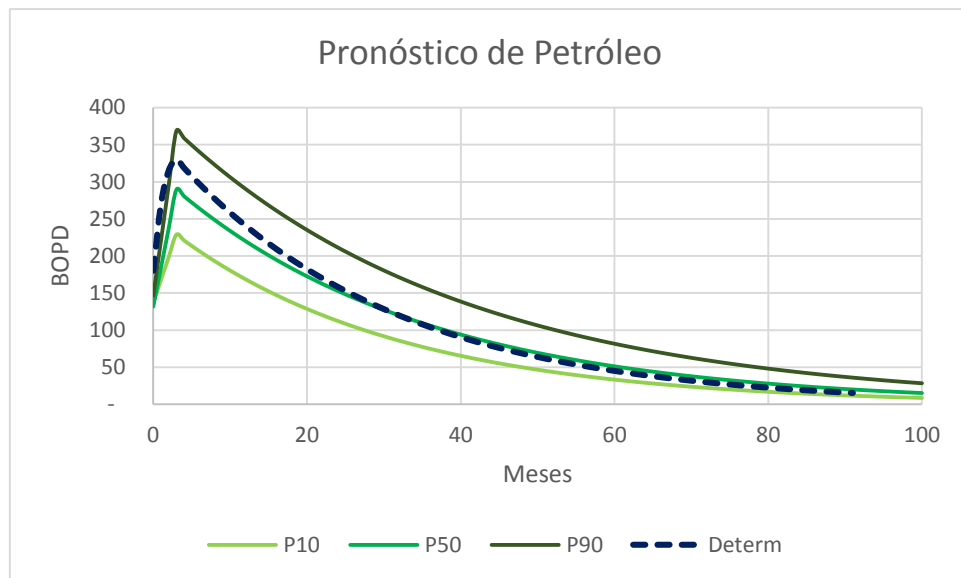


Figura 38 Comparación Escenarios Pronóstico de Agua

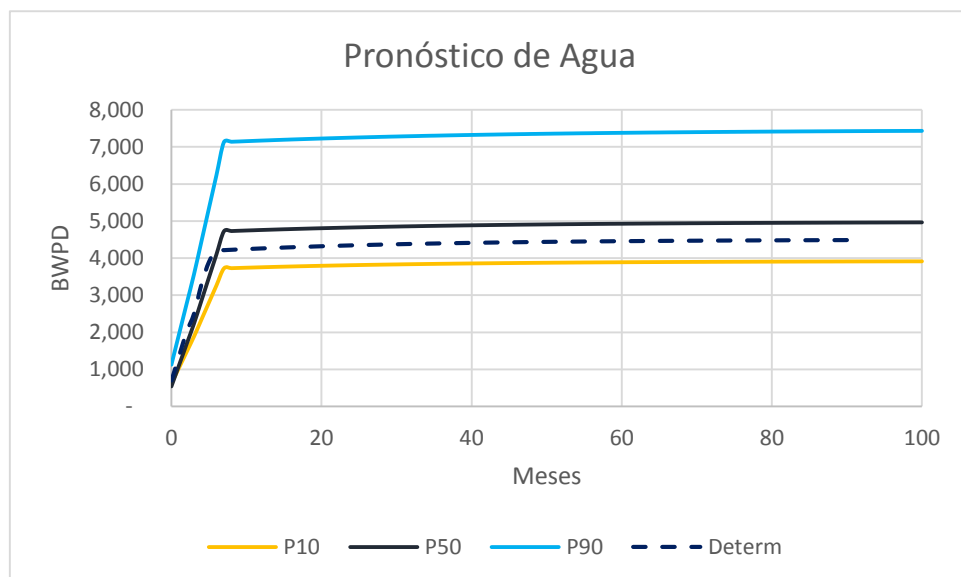
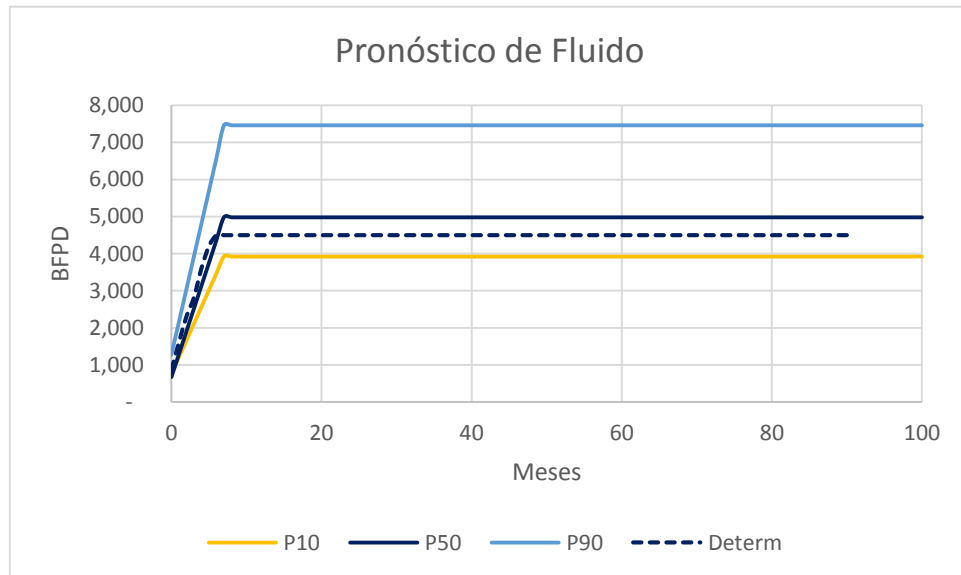


Figura 39 Comparación Escenarios Pronóstico de Fluidos



Se puede observar que el escenario determinístico tiene un caudal de fluido alrededor de 4,500 BFPD y actualmente se está usando una bomba con rango desde 3,500 a 5,100 BFPD mientras que los pronósticos calculados se encuentran en un rango entre 3,900 BFPD a 7,400 BFPD dando así un margen mucho más acertado de los posibles comportamientos que se pueden encontrar en los pozos de la campaña futura del campo de estudio.

Con los resultados del análisis probabilístico se diseña una bomba electro sumergible que cubre este rango de producción dentro de su cono de eficiencia, esto permitirá prever los posibles comportamientos de producción de los pozos futuros y así lograr un mejor funcionamiento de las bombas electro sumergibles. La bomba diseñada abarca un rango de producción aproximado entre 4,000 BFPD a 7,500 BFPD en su cono de eficiencia, sin embargo hay un porcentaje extra tanto en el límite superior como en el límite inferior donde se puede manejar de manera adecuada la bomba sin mayores inconvenientes operacionales para los pozos que se pudieran salir del rango del análisis probabilístico.

5. CONCLUSIONES

- Se definieron las variables de producción que generan mayor impacto en el cálculo del pronóstico de producción como lo son la declinación, el IP, los caudales de petróleo y los caudales de fluido.
- A través del análisis probabilístico se pudo cuantificar los diferentes rangos de variabilidad de cada una de las variables de producción desde un P10 a un P90, (Di de 0.02 a 0.04 m.n., IP de 8.72 a 27.38 BFPD/psi, Qoi de 92.13 a 169 BOPD, Qomax de 236 a 364 BOPD, Qfi de 742 a 1,389 BFPD, Qfmax de 3,805 a 6,313 BFPD) usadas para el cálculo de los pronósticos de producción y su correspondiente distribución probabilística logrando entender el grado de dispersión de cada una de ellas y el grado de dispersión de la producción de los pozos.
- Se obtuvieron los pronósticos de producción alto, medio y bajo (P10, P50, P90) para tomarlo como dato de entrada para el diseño de la bomba electro sumergible, el rango calculado fue de 3,900 BFPD a 7,400 BFPD.
- Se definió metodología para realizar el análisis probabilístico de las principales variables de producción para calcular los escenarios de producción alto, medio y bajo.
- Se diseñó una bomba electro sumergible teniendo en cuenta los resultados generados del análisis probabilístico donde se obtuvo una bomba con un rango en su cono de eficiencia entre 4,000 BFPD a 7,500 BFPD, cubriendo así una gran cantidad de posibles comportamientos futuros de producción del campo.

6. RECOMENDACIONES

- Actualizar el análisis probabilísticos con los datos de producción de la nueva campaña y así obtener siempre un modelo ajustado al comportamiento real del campo.
- Validar posibles opciones para medir el IP de los pozos futuros del campo como medida adicional antes de instalar la bomba definitiva a través de una bomba de sacrificio o algún otro tipo de tecnología que permita medirlo de manera temprana y así poder adecuar y/o modificar la bomba a usar en el pozo.
- Realizar un análisis probabilístico para todo el campo preferiblemente por sectores o áreas con comportamientos de producción similares o dividir el campo por sectores de producción con similitudes para tener un modelo completo de variabilidad de producción de todo el campo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. <http://www.anh.gov.co>

ARTEAGA Johanna, Introducción al Levantamiento Artificial. Schlumberger Ltd. 2007.

BAKER HUGHES INC. Submersible Pump Handbook. Eight Edition. Claremore, Oklahoma. BAKER HUGHES INC, 2008.

BENÍTEZ, Jefferson; CRISTO, John. Rediseño de los sistemas de bombeo electrosumergible (BES) para la extracción de agua aplicado a un Campo Colombiano

BORLING, Daniel; SVIDERSKIY, Sergey; GORLANOV, Sergey. Best Practices & Innovations for improved ESP Performance; Mature Field Case History; TNK-BP Company, Russian Federation. {En línea}. 28/10/2010. {Fecha de consulta}. Disponible en www.spe.org

BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa. Penn Well Publishing Company. 1977. 487p.

LENÍN, Jose. Análisis Cuantitativo de Riesgo en la Actividad de Perforación y Rehabilitación de un Pozo. Baruta. 53. Trabajo de Grado (Especialista en Confiabilidad de Sistemas Industriales). Universidad Simón Bolívar. Decanato de Estudios de Postgrado.

OROZCO, Andrés; ROCHA, Nelson. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando herramienta software basada en Simulación Montecarlo. Bucaramanga, 2008, 225. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual. Elsevier. Burlington. 2009. 420p.

WALPOLE, Ronald; et al. Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias. México. Pearson Educación. 2007. 840p.

Wikipedia. Distribución Triangular. 2017. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_triangular#/media/File:Triangular_distribution_PMF.png