

**DESARROLLO DE UN PROGRAMA DE COMPUTADOR PARA ESTIMAR LA
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO POR MEDIO DE MEDICIONES DEL NIVEL
DINAMICO DE UN POZO CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BAJO FLUJO
MULTIFÁSICO**

**MOISES JESUS VARGAS CASTRO
JESUS DAVID RIVAS LOSADA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2014**

**DESARROLLO DE UN PROGRAMA DE COMPUTADOR PARA ESTIMAR LA
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO POR MEDIO DE MEDICIONES DEL NIVEL
DINAMICO DE UN POZO CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BAJO FLUJO
MULTIFÁSICO**

MOISES JESUS VARGAS CASTRO

JESUS DAVID RIVAS LOSADA

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA

**INGENIERO DE PETROLEOS, M.sc. EN INGENIERIA DE PETROLEOS CON
ENFASIS EN FISICA DE YACIMIENTOS**

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA

2014

NOTA DE ACEPTACIÓN

Director del proyecto

JAIRO ANTONIO SEPULVEDA

Firma del jurado

LUIS ENRIQUE MANTILLA

Firma del jurado

LUIS FERNANDO BONILLA

Neiva, 2014

DEDICATORIA

La presente Tesis queremos dedicarla a Dios quien nos ha dado la vida, la perseverancia y la fortaleza para alcanzar nuestras metas; y a nuestras familias quienes nos han brindado todo su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por habernos acompañado a lo largo de la carrera, por brindarnos una vida llena de aprendizajes y buenas experiencias.

A nuestros padres por apoyarnos en todo momento, por los valores que nos han inculcado, y por habernos dado la oportunidad de tener una excelente educación en nuestra vida.

A nuestros profesores, que durante la carrera nos brindaron toda su ayuda, sus conocimientos, y apoyo; en especial a nuestro director de tesis, Msc Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, quien con su dedicación, orientación y experiencia logró que sacáramos adelante este proyecto.

A nuestros amigos y compañeros de la carrera, por regalarnos sus valiosos consejos, su apoyo, confianza y compañía, y de haber hecho de nuestra etapa universitaria una gran experiencia.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

1. GENERALIDADES SOBRE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	19
1.1 BOMBEO MECÁNICO - BM.....	19
1.1.1 Equipo de superficie.....	19
1.1.2 Equipo de subsuelo.....	19
1.1.3 Ventajas.....	21
1.1.4 Desventajas.....	21
1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE - BES.....	21
1.2.1 Equipo de superficie.....	22
1.2.2 Equipo de subsuelo.....	22
1.2.3 Ventajas.....	23
1.2.4 Desventajas.....	23
1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS - PCP.....	24
1.3.1 Equipo de superficie.....	24
1.3.2 Equipo de subsuelo.....	25
1.3.3 Ventajas.....	25
1.3.4 Desventajas.....	25
2. IMPORTANCIA DE LA IPR.....	26
2.1 IPR ADIMENSIONAL DE VOGEL.....	27
3. MONITOREO DEL NIVEL DE FLUIDO EN UN POZO.....	29
4. ECUACIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.....	32
4.1 ECUACIÓN GENERAL DE ENERGÍA.....	32
4.2 FLUJO MULTIFÁSICO.....	32
4.2.1 Definición de variables usadas en flujo multifásico.....	33
4.2.1.1 <i>Hold Up líquido</i>	33
4.2.1.2 <i>Velocidad superficial</i>	34

4.2.1.3	<i>Viscosidad</i>	34
4.2.1.4	<i>Densidad</i>	35
5.	MODELOS DE FLUJO	36
5.1	PATRONES DE FLUJO	36
5.1.1	Flujo tipo burbuja (bubble flow).....	36
5.1.2	Flujo tipo pistón (slug flow).....	37
5.1.3	Flujo tipo espuma (churn flow).....	37
5.1.4	Flujo tipo anular (anular flow).....	37
5.2	MODELOS DE FLUJO PARA CASING	37
5.2.1	Flujo tipo burbuja.....	37
5.2.1.1	<i>Criterio de transición</i>	38
5.2.1.2	<i>Hold up para flujo tipo burbuja</i>	38
5.2.2	Flujo tipo pistón.....	38
5.2.2.1	<i>Criterio de transición</i>	38
5.2.2.2	<i>Hold up para flujo tipo pistón</i>	39
5.2.3	Flujo tipo espuma.....	39
5.2.3.1	<i>Criterio de transición</i>	39
5.2.3.2	<i>Hold up para flujo tipo espuma</i>	39
5.2.4	Flujo tipo anular.....	40
5.2.4.1	<i>Criterio de transición</i>	40
5.2.4.2	<i>Hold up para flujo tipo anular</i>	40
5.3	MODELOS DE FLUJO PARA TUBING/CASING	40
5.3.1	Flujo tipo burbuja.....	40
5.3.1.1	<i>Criterio de transición</i>	40
5.3.1.2	<i>Hold up para flujo tipo anular</i>	40
5.3.2	Flujo tipo pistón.....	41
5.3.2.1	<i>Criterio de transición</i>	41
5.3.2.2	<i>Hold up para flujo tipo pistón</i>	41

5.3.3 Flujo tipo espuma.....	41
5.3.3.1 Criterio de transición.....	41
5.3.3.2 Hold up para flujo tipo espuma.....	41
5.3.4 Flujo tipo anular.....	41
5.4 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN TOTALES.....	41
5.4.1 Flujo tipo burbuja.....	41
5.4.2 Flujo tipo pistón.....	42
5.4.3 Flujo tipo espuma.....	42
5.4.4 Flujo tipo anular.....	42
6. DISEÑO DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	44
6.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DIRECTO.....	45
6.2 PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO.....	48
7. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.....	49
7.1 INICIANDO EL PROGRAMA.....	49
7.2 PESTAÑA DATOS GENERALES.....	50
7.3 PESTAÑA DATOS DE CAMPO.....	50
7.3.1 Pestaña datos de campo. A) Profundidad.....	51
7.3.2 Pestaña datos de campo. B) Tasas de flujo volumétrico.....	52
7.3.3 Pestaña datos de campo. C) Estado mecánico.....	53
7.3.4 Pestaña datos de campo. D) Desviación del pozo.....	53
7.4 PESTAÑA DATOS DE YACIMIENTO.....	54
7.4.1 Pestaña datos de yacimiento. A) Propiedades del pozo.....	55
7.4.2 Pestaña datos de yacimiento. B) Propiedades del fluido.....	56
7.4.2.1 Ventana análisis de gas.....	56
7.4.3 Pestaña datos de yacimiento. C) Estimación de la presión de fondo fluyendo.....	57
7.4.4 Pestaña datos de yacimiento. D) Rango de presiones.....	58
8. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA.....	59

8.1 POZO USCO – 1.....	59
8.2 POZO USCO – 2.....	70
8.3 POZO USCO – 3.....	74
8.4 POZO USCO – 4.....	78
8.5 POZO USCO – 5.....	82
9. CONCLUSIONES.....	86
10. RECOMENDACIONES.....	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88
ANEXOS.....	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla.....	20
Figura 2. Sistema convencional de bombeo electro-sumergible.....	23
Figura 3. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas.....	24
Figura 4. Forma general de la IPR.....	26
Figura 5. IPR realizada por el método de Vogel.....	28
Figura 6. IPR adimensional de Vogel.....	28
Figura 7. Registro acústico para la determinación del nivel de fluido.....	30
Figura 8. Resultados estadísticos usando datos de campo.....	44
Figura 9. El procedimiento de la estimación de la presión de fondo fluyendo.....	48
Figura 10. Pantalla de inicio.....	49
Figura 11. Ventana de datos generales.....	50
Figura 12. Pestaña de datos de campo.....	51
Figura 13. Pestaña datos de campo: sección profundidad.....	51
Figura 14. Pestaña datos de campo: sección tasas de flujo volumetrico.....	52
Figura 15. Pestaña datos de campo: sección estado mecánico.....	53
Figura 16. Pestaña datos de campo: sección de desviación del pozo.....	54
Figura 17. Pestaña de datos de yacimiento.....	54
Figura 18. Pestaña datos de yacimiento: sección de propiedades del pozo.....	55
Figura 19. Pestaña datos de yacimiento: sección de propiedades del fluido.....	56
Figura 20. Ventana análisis de gas.....	56
Figura 21. Pestaña datos de yacimiento: sección de la estimación de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).....	57
Figura 22. Pestaña datos de yacimiento: sección de rango de presiones.....	58
Figura 23. Gráfica PIP y sumergencia contra P_{wf} para el pozo USCO-1.....	68
Figura 24. Gráfica nivel dinámico contra P_{wf} para el pozo USCO-1.....	69
Figura 25. Gráfica IPR para el pozo USCO-1.....	69
Figura 26. Gráfica PIP y sumergencia contra P_{wf} para el pozo USCO-2.....	72

Figura 27. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-2.....	72
Figura 28. Gráfica IPR para el pozo USCO-2.....	73
Figura 29. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-3.....	76
Figura 30. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-3.....	76
Figura 31. Gráfica IPR para el pozo USCO-3.....	77
Figura 32. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-4.....	80
Figura 33. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-4.....	80
Figura 34. Gráfica IPR para el pozo USCO-4.....	81
Figura 35. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-5.....	84
Figura 36. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-5.....	84
Figura 37. Gráfica IPR para el pozo USCO-5.....	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de campo para el pozo USCO-1.....	59
Tabla 2. Datos del survey para el pozo USCO-1.....	60
Tabla 3. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-1..	67
Tabla 4. Porcentajes de error para el pozo USCO-1.....	67
Tabla 5. IPR para el pozo USCO-1.....	68
Tabla 6. Datos de campo para el pozo USCO-2.....	70
Tabla 7. Datos del survey para el pozo USCO-2.....	70
Tabla 8. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-2	71
Tabla 9. Porcentajes de error para el pozo USCO-2.....	71
Tabla 10. IPR para el pozo USCO-2.....	71
Tabla 11. Datos de campo para el pozo USCO-3.....	74
Tabla 12. Datos del survey para el pozo USCO-3.....	74
Tabla 13. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-3.	75
Tabla 14. Porcentajes de error para el pozo USCO-3.....	75
Tabla 15. IPR para el pozo USCO-3.....	75
Tabla 16. Datos de campo para el pozo USCO-4.....	78
Tabla 17. Datos del survey para el pozo USCO-4.....	78
Tabla 18. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-4.	79
Tabla 19. Porcentajes de error para el pozo USCO-4.....	79
Tabla 20. IPR para el pozo USCO-4.....	79
Tabla 21. Datos de campo para el pozo USCO-5.....	82
Tabla 22. Datos del survey para el pozo USCO-5.....	82
Tabla 23. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-5.....	83
Tabla 24. Porcentajes de error para el pozo USCO-5.....	83
Tabla 25. IPR para el pozo USCO-5.....	83

NOMENCLATURA

A	:	Área transversal de la tubería. (ft^2)
C _o	:	Coefficiente de flujo (1)
D _l	:	Profundidad del nivel de fluido medido (ft)
D _w	:	Profundidad media de los perforados (ft)
D _p	:	Profundidad de la bomba (ft)
N	:	Número de cálculos para construir la función $DI = f(P_{wf})$ (1)
N _p	:	Número de intervalos de profundidad (1)
d _t	:	Diámetro externo del tubing (in)
d _c	:	Diámetro interno del casing (in)
g	:	Constante de aceleración gravitacional ($\frac{lbm*ft}{lb_f*sec^2}$)
J	:	Índice de producción. ($\frac{Bbl}{psi}$)
P _{wf}	:	Presión de fondo fluyendo (psi)
P _{wf@actual}	:	Presión de fondo fluyendo actual (psi)
P _{wf@fcst}	:	Presión de fondo fluyendo pronosticada (psi)
P _b	:	Presión de burbuja (psi)
P _{bR}	:	Presión original de burbuja del yacimiento (psi)
P _s	:	Presión estática (psi)
P _a	:	Presión del casing en cabeza (psi)
P _l	:	Presión del gas en el anular al nivel dinámico medido (psi)
P _{up}	:	Presión a la entrada de la bomba (psi)
Q _o	:	Caudal de aceite ($\frac{Bbl}{dia}$)
Q _w	:	Caudal de agua ($\frac{Bbl}{dia}$)
Q _g	:	Caudal de gas ($\frac{Scf}{dia}$)
Q _{max}	:	Máximo caudal de líquido que aporta la formación ($\frac{Bbl}{dia}$)

Nrem	:	Número de Reynolds (1)
fm	:	Factor de fricción de la mezcla (1)
U'	:	Energía interna (lbf-ft)
q'	:	Energía calórica agregada al fluido (lbf-ft)
$\frac{mV^2}{2gc}$:	Energía cinética (lbf-ft)
$\frac{mgz}{gc}$:	Energía potencial (lbf-ft)
Ws'	:	Trabajo realizado sobre el fluido por los alrededores (lbf-ft)
\bar{T}_1	:	Temperatura promedio en el casing por debajo de la bomba (°F)
\bar{T}_2	:	Temperatura promedio en el anular (°F)
\bar{T}_3	:	Temperatura promedio por encima del nivel de fluido (°F)
TR	:	Temperatura original del yacimiento (°F)
v _{sL}	:	Velocidad superficial del líquido (ft/seg)
v _{sg}	:	Velocidad superficial del gas (ft/seg)
v _m	:	Velocidad de la mezcla (ft/seg)
v _{∞T0}	:	Velocidad de burbujas de Taylor (ft/seg)
z	:	Coefficiente de compresibilidad del gas (1)
H _L	:	Hold up del líquido (1)
H _g	:	Hold up del gas (1)
μ _o	:	Viscosidad del aceite (cp)
μ _l	:	Viscosidad del líquido (cp)
μ _g	:	Viscosidad del gas (cp)
μ _m	:	Viscosidad de la mezcla (cp)
ρ _o	:	Densidad del aceite (lbm/ft ³)
ρ _L	:	Densidad del líquido (lbm/ft ³)
ρ _g	:	Densidad del gas (lbm/ft ³)
ρ _m	:	Densidad de la mezcla (lbm/ft ³)
σ	:	Tensión superficial (lbm/seg ²)
γ _g	:	Gravedad específica del gas (1)

f_o	:	Fracción del aceite en la mezcla aceite-agua (1)
f_w	:	Fracción del agua en la mezcla aceite-agua (1)
$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{el}$:	Gradiente de presión por cabeza hidrostática $\left(\frac{psi}{ft}\right)$
$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f$:	Gradiente de presión por fricción $\left(\frac{psi}{ft}\right)$
$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc}$:	Gradiente de presión por aceleración $\left(\frac{psi}{ft}\right)$
API	:	Gravedad API del petróleo (1)
MW_{gas}	:	Peso molecular del gas $\left(\frac{lbm}{lbmol}\right)$
$^{\circ}G$:	Gradiente geotérmico de la formación $\left(^{\circ}\frac{F}{100 ft}\right)$

RESUMEN

TITULO:

DESARROLLO DE UN PROGRAMA DE COMPUTADOR PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO POR MEDIO DE MEDICIONES DEL NIVEL DINAMICO DE UN POZO CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BAJO FLUJO MULTIFÁSICO.

AUTORES:

MOISES JESUS VARGAS CASTRO

JESUS DAVID RIVAS LOSADA

PALABRAS CLAVES: flujo multifásico, patrones de flujo, nivel dinámico, presión de fondo fluyendo.

DESCRIPCIÓN:

La habilidad para monitorear las presiones de fondo fluyendo provee muchas ventajas en el manejo de un yacimiento, entre las cuales cabe resaltar la eficiencia de la tasa de producción de un pozo que puede ser determinada con la curva de comportamiento de afluencia (IPR), para lo cual se requiere conocer la presión de fondo. Por esta razón, surge la necesidad de implementar un procedimiento de cálculo para la presión de fondo fluyendo, que permita simplificar las mediciones en el pozo y minimizar costos, evitando detener la producción con el fin de obtener los datos necesarios. En el desarrollo de este trabajo se describe un procedimiento para calcular la presión de fondo fluyendo, a partir de mediciones del nivel de fluido. Con ayuda del uso de modelos para caracterizar el flujo multifásico en un pozo, trabajo experimental y argumentos teóricos; el procedimiento de cálculo permite predecir la presión de fondo fluyendo, sin necesidad de cerrar el pozo. Además este método permite tener en cuenta, la geometría real del pozo. El programa desarrollado a partir de las propiedades de los fluidos de producción, propiedades del yacimiento y del pozo, determina qué patrón de flujo multifásico se ajusta adecuadamente a las condiciones ingresadas por el usuario. Además determina el gradiente total de presión del pozo, y junto con mediciones de nivel de fluido, realiza una gráfica para la predicción de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en función del nivel dinámico medido.

La validación de los resultados se hace con base en datos de campo reales, cuya comparación nos permite hacer una evaluación acertada del modelo propuesto en este proyecto.

ABSTRACT

TITLE:

DEVELOPMENT OF A COMPUTER PROGRAM FOR ESTIMATING THE BOTTOMHOLE PRESSURE FROM DYNAMIC FLUID LEVEL MEASUREMENTS FOR A PUMPED WELL UNDER MULTIPHASE FLOW.

AUTHORS:

MOISES JESUS VARGAS CASTRO

JESUS DAVID RIVAS LOSADA

KEYWORDS: multiphase flow, flow patterns, dynamic fluid level, bottomhole pressure.

DESCRIPTION:

The ability to monitor the flowing bottomhole pressures, provides many advantages in the management of a reservoir, such as the efficiency of a well production rate that can be determined with the inflow performance curve (IPR), so it's necessary to know about the bottomhole pressure behavior. For this reason, there is a need to implement a method for calculating the flowing bottomhole pressure, which allows to simplify the measurements in the well and minimizes costs by avoiding stop production in order to obtain the required data. In this paper, is described a method to calculate the flowing bottomhole pressure, from fluid level measurements. Using models to characterize the multiphase flow in a well, experimental work and theoretical arguments; the calculation procedure allows to calculate the flowing bottomhole pressure, without shutting the well. Also this method allows to take into account real geometry of the well. The software developed from the produced fluid properties, reservoir and well properties, determines what multiphase flow pattern is properly adjusted to the conditions entered by the user. It also determines the total wellbore pressure gradient, and finally with the help of fluid level measurements, makes a graph for predicting the flowing bottomhole pressure (P_{wf}) according to the measured dynamic level.

The validation of the results is based on experimental data found in the literature and real field data, the comparison allows us to make a proper evaluation of the proposed model in this project.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad una gran parte de la energía usada en el mundo proviene de los hidrocarburos. Para que se puedan producir naturalmente de las unidades geológicas que lo contienen, debe existir un diferencial de presión para que el fluido se desplace desde zonas de mayor presión a zonas de menor presión hasta llegar a superficie, por esta razón es de gran importancia conocer la presión de fondo fluyente la cual es la presión que proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hacia la superficie, esta presión es calculada en el fondo del pozo cuando el mismo se encuentra en producción.

Uno de los métodos comúnmente utilizados actualmente para determinar la presión de fondo fluyendo es mediante el uso de un instrumento conocido como sonolog, que registra el nivel de fluido (interfaz gas/líquido) generando una onda de energía en la superficie, registrando el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie.

La energía se proporciona generalmente descargando un cartucho de salva, un delta de presión por medio de una explosión controlada o en los últimos avances una implosión teniendo en cuenta la cantidad de gas que existe libre en el anular. El cálculo de la BHP se lleva a cabo teniendo en cuenta la profundidad de la interfaz gas/líquido, y utilizando modelos de flujo para determinar el gradiente de presión.

Sin embargo, a pesar de las tecnologías disponibles actualmente para la realización de dichas pruebas, siguen existiendo fallas y factores críticos que pudieran presentarse durante la ejecución de las mismas causando problemas operacionales lo que equivale a pérdidas económicas. A lo anterior, se le suman las incertidumbres que se manejan en este tipo de operaciones, como por ejemplo, la certeza de los valores de las propiedades de los fluidos del yacimiento que se usan para el cálculo del gradiente de presión. Por tales motivos, este proyecto surge de la necesidad de emplear técnicas de estimación de presión de pozos basadas en correlaciones matemáticas, trabajo experimental y argumentos teóricos.

1. GENERALIDADES SOBRE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

A continuación se expone en forma general los diferentes sistemas de levantamiento artificial convencionales más aplicados en el mundo, haciendo énfasis en su mecanismo de funcionamiento y en las ventajas y desventajas que poseen.

1.1 BOMBEO MECÁNICO - BM

El bombeo mecánico, es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial en la actualidad debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y workover. Básicamente, el equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los siguientes componentes:

1.1.1 Equipo de superficie.

- Base de la unidad.
- Generador de potencia.
- Convertidor de potencia.
- Balancín.
- Unidad de contrabalance.
- Barra lisa.
- Instalación de la barra lisa.
- Equipo de cabeza de pozo.

1.1.2 Equipo de subsuelo.

- Varillas de Bombeo.
- Bomba de Subsuelo (que a su vez consta de barril o cuerpo de la bomba, pistón, válvula fija y válvula viajera).
- Ancla de gas (opcional).

Las unidades de bombeo mecánico se clasifican según su geometría en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; unidades neumáticas, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín.

El levantamiento del crudo se realiza mediante la acción de las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, generada en superficie. Estas bombas consisten esencialmente de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido, y pueden ser de acción simple o de acción doble.

Hay dos tipos principales de diseños para estas bombas: bombas de tubing y bombas de inserto o varilla. La bomba de tubing tiene una mayor capacidad, pero su mantenimiento requiere sacar el tubing. La bomba de inserto es usada con mayor frecuencia, ya que puede ser recuperada sacando las varillas. Esta también proporciona una mayor razón de compresión y por lo tanto tiene menos dificultad para el manejo de gas. La diferencia entre estas dos configuraciones se puede observar en la Figura 1. La máxima profundidad de instalación está restringida usualmente por el peso y resistencia de las varillas, la fricción y la dinámica del bombeo. La elongación de las varillas puede llegar a ser significativa y limitar la eficiencia del sistema.

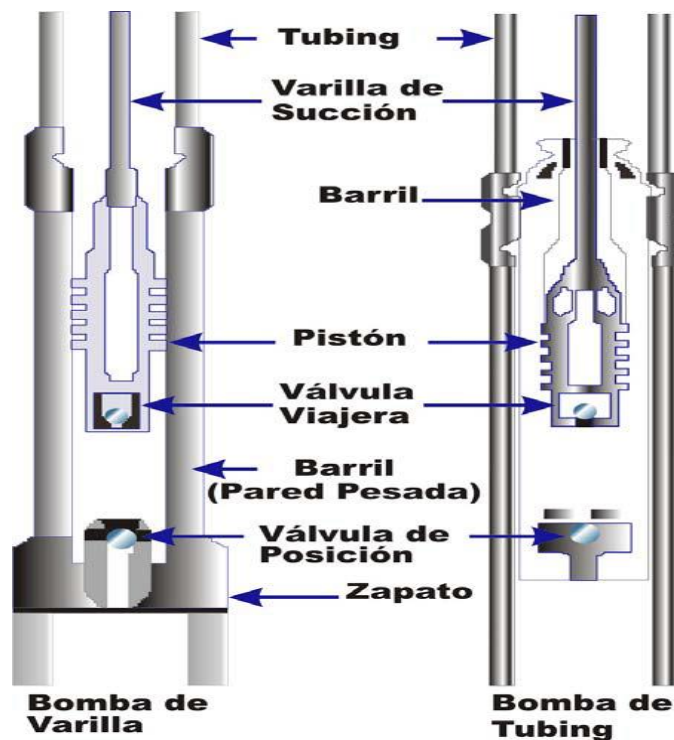


Figura 1. Instalación de una bomba de tubing y una de varilla. (Muñoz y Torres, 2007)

1.1.3 Ventajas.

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de scales.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

1.1.4 Desventajas.

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
- Poca resistencia al contenido de H₂S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

1.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE - BES

Las bombas electro sumergibles (Electrical Submersible Pumps, ESP) están diseñadas como bombas centrífugas compuestas de varias etapas apiladas una tras de otra, las cuales constan de un impulsor giratorio y un difusor estacionario cada una. El impulsor consiste en una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor es una serie de cámaras de diferente área que

convierten la energía cinética de fluido en presión. La potencia proviene de un motor eléctrico instalado en profundidad. La energía eléctrica requerida es transportada desde superficie hacia el motor de subsuelo mediante un cable eléctrico fijado a la parte externa de la tubería de producción. El empuje hacia el fluido de producción es realizado por el impulsor, el cual, imparte un movimiento tangencial y radial al fluido, incrementando así su energía cinética. El difusor recibe el fluido de alta velocidad y reduce ligeramente dicha velocidad antes de enviarlo hacia el impulsor de la próxima etapa de bombeo.

Este aumento en la energía cinética es convertido en presión. El proceso de conversión tiene usualmente una eficiencia de entre 50 y 80 %, para las bombas centrífugas de subsuelo. Estas son bombas de desplazamiento dinámico, en las que la cabeza dinámica total desarrollada (Total Dynamic Head, TDH) es una función de la tasa de flujo y el número de etapas de la bomba.

En general, un equipo completo para la implementación del ESP está conformado por (Ver Figura 2):

1.2.1 Equipo de superficie.

- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia (Variable Frequency Drive, VFD).
- Cable eléctrico.

1.2.2 Equipo de subsuelo.

- Unidad de bombeo centrífugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (Opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Herramienta de monitoreo de fondo (Opcional).

La tasa de producción puede ser controlada por dos métodos; mediante un cambio en la velocidad de la bomba que es efectuado a través del variador de frecuencias; o mediante el uso de un choque de producción.

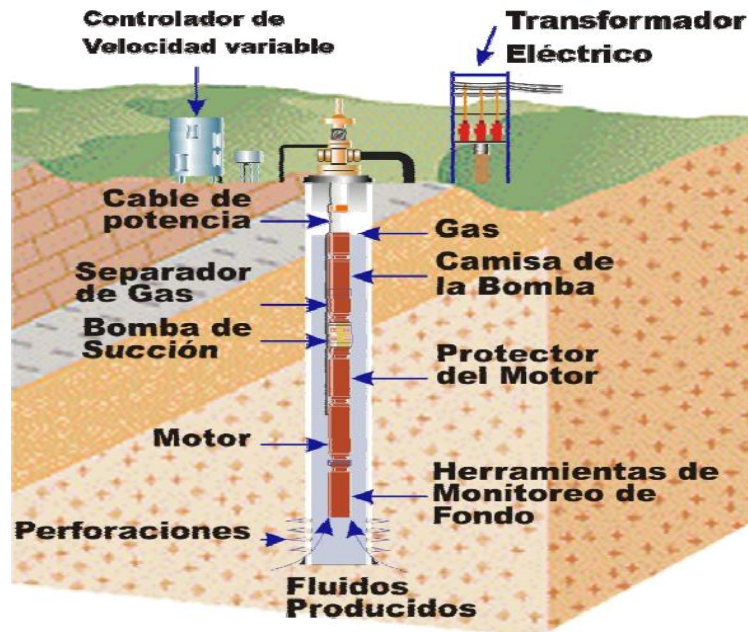


Figura 2. Sistema convencional de bombeo electrosumergible. (Muñoz y Torres, 2007)

1.2.3 Ventajas.

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

1.2.4 Desventajas.

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.

- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS - PCP

Las bombas de cavidades progresivas (Progressive Cavity Pumping, PCP) están conformadas por un rotor, que es una varilla gruesa de metal de forma helicoidal que gira dentro de un estator, el cual, consiste de una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. (Ver Figura 3).

Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El estator está anclado a la tubería de producción, mientras que el rotor gira por el efecto del motor.

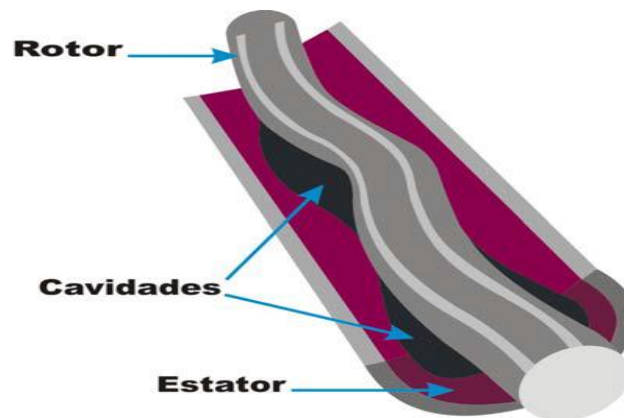


Figura 3. Configuración interna de una bomba de cavidades progresivas. (Muñoz y Torres, 2007)

La conformación normal del equipo PCP convencional consta de:

1.3.1 Equipo de superficie.

- Motor eléctrico.
- Caja reductora de velocidades.
- Caja de empaques.
- Cabezal de pozo.

1.3.2 Equipo de subsuelo.

- Bomba (Rotor y Estator).
- Varillas de succión.

1.3.3 Ventajas.

- Alta tolerancia a la producción de sólidos (hasta un 90 %).
- Buena eficiencia energética.
- Bajos costos capitales y de operación.
- Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas-liquido.
- Bajo perfil en superficie.
- Fácil instalación a corto plazo (por ejemplo, para campañas de exploración).
- No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.

1.3.4 Desventajas.

- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a las altas temperaturas.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- No es compatible con CO₂, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Difícil detección de fallas en subsuelo.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que éstos lo pueden deteriorar.

Se han realizado mejoras en la sarta de varillas para prevenir desgaste entre éstas y la tubería, como el uso de sartas poliméricas de menor peso por unidad de longitud que el acero, así como sartas poliméricas sin uniones. También se han desarrollado materiales especiales para PCP, que mejoran el manejo de crudos livianos, la operación a altas temperaturas y con altas tasas de producción.

2. IMPORTANCIA DE LA IPR

Una curva de comportamiento de afluencia (comúnmente conocida como curva IPR por sus iniciales en inglés) es un gráfico de P_{wf} vs Q , es decir, es una curva que nos da a conocer el comportamiento de la formación productora indicándonos qué presión debe haber en el fondo del pozo (P_{wf}) cuando la formación está entregando una cantidad determinada de fluidos (Q); o lo contrario, a través de la IPR se puede saber, si la presión en el fondo del pozo es una determinada P_{wf} , cuál sería la cantidad de fluido que está saliendo de la formación. La IPR también se puede interpretar como un gráfico de P_{wf} vs Q , su pendiente será dP_{wf}/dQ . Además, teniendo esta curva se puede obtener el índice de producción (J) para cualquier valor de Q en un momento dado. Si se puede obtener la curva IPR para un pozo en cualquier momento, presente o futuro, se podrá saber, como se verá más adelante, si es posible obtener una tasa de producción a unas condiciones dadas y se podrá predecir el comportamiento productivo del pozo en el futuro.

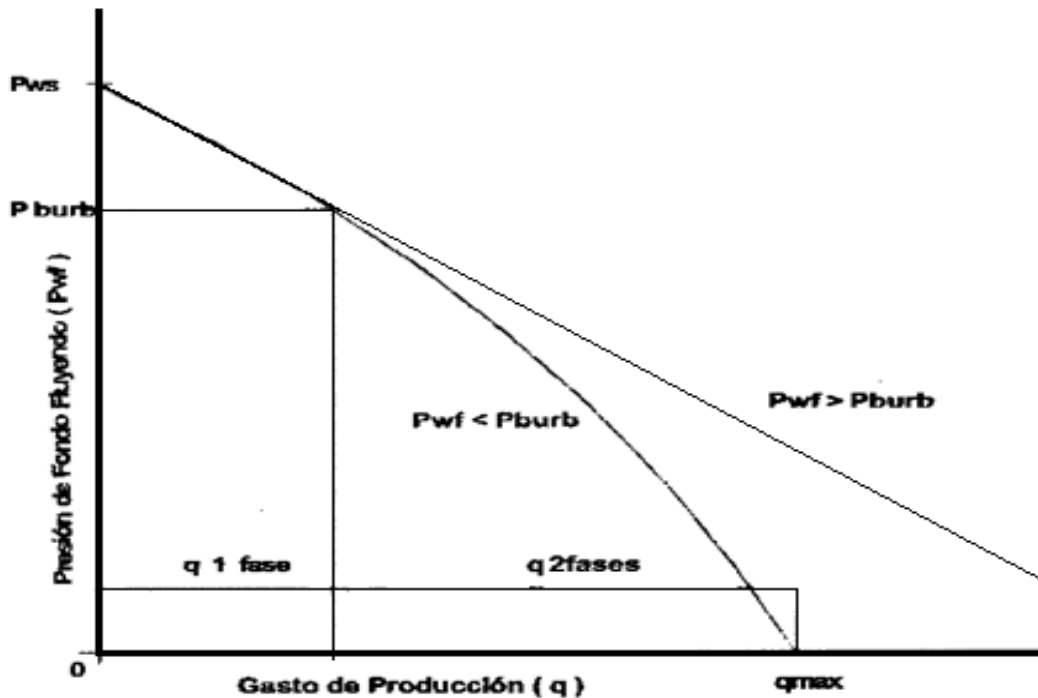


Figura 4. Forma general de la IPR. (Pino, 2010)

Se debe aclarar, mientras no se diga lo contrario, que si se habla de la IPR de un pozo, será de un pozo que produce de una sola formación productora. Además, que el concepto de IPR se aplica principalmente a yacimientos que producen por gas en solución, es decir, de yacimientos volumétricos en los cuales no hay

ingreso de agentes externos al sistema (yacimiento) como sería el caso del gas cuando hay expansión de capa de gas o del agua cuando el yacimiento produce por empuje hidráulico. En el caso de yacimiento volumétrico es donde más validez tiene lo expuesto acerca de la variación del índice de productividad con la tasa de producción y con el tiempo.

Para que la IPR sea una línea recta se necesita que la pendiente sea constante, es decir, que J no varíe con Q lo cual no es cierto pues cuando P_{wf} empieza a estar por debajo del punto de burbuja (P_b), se ha visto que J empieza a disminuir. Se puede considerar que J permanece constante mientras P_{wf} sea mayor que P_b , es decir, que la IPR se puede considerar como una línea recta para valores de presión entre la presión estática (P_s) y P_b y para valores de presión menores de P_b la IPR es una curva cuya pendiente negativa aumenta a medida que disminuye P_{wf} (aumenta Q), lo cual está de acuerdo con lo visto acerca del comportamiento del índice de productividad con la tasa de producción.

La curva de comportamiento de afluencia (IPR) es una representación gráfica de la capacidad productora de la formación y se necesita recurrir a ella cada vez que se vaya a poner en producción o modificar la producción de un pozo. Problemas como determinar si una tasa de producción dada se puede obtener por flujo natural o si para ello se requiere aplicar algún método de levantamiento artificial; el dimensionamiento de la tubería de producción, de la línea de superficie y del estrangulador, requiere el conocimiento de la IPR. Con el fin de programar una adecuada explotación de un pozo a un campo se requiere conocer la IPR en cualquier momento de su vida productiva, es decir, poder conocer la IPR tanto en el presente como en el futuro.

2.1 IPR ADIMENSIONAL DE VOGEL

Vogel obtuvo IPR's para yacimientos con gas en solución variando características del yacimiento, de los fluidos y a diferentes estados de agotamiento, encontrando que todas las curvas obtenidas presentaban una forma muy similar, es decir, una curva de pendiente negativa que se hace mayor a medida que disminuye P_{wf} . Luego, tratando de obtener una ecuación general para todas estas curvas normalizó los valores de la abscisa dividiéndolos por Q_{max} y los de la ordenada por P_s y encontró que todas las curvas al ser normalizadas se aproximaban a una misma curva que se ajustaba a la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (2.1)$$

Esta ecuación se conoce como IPR adimensional de Vogel y se puede aplicar a cualquier pozo en un yacimiento por gas en solución y en cualquier etapa de su vida productiva.

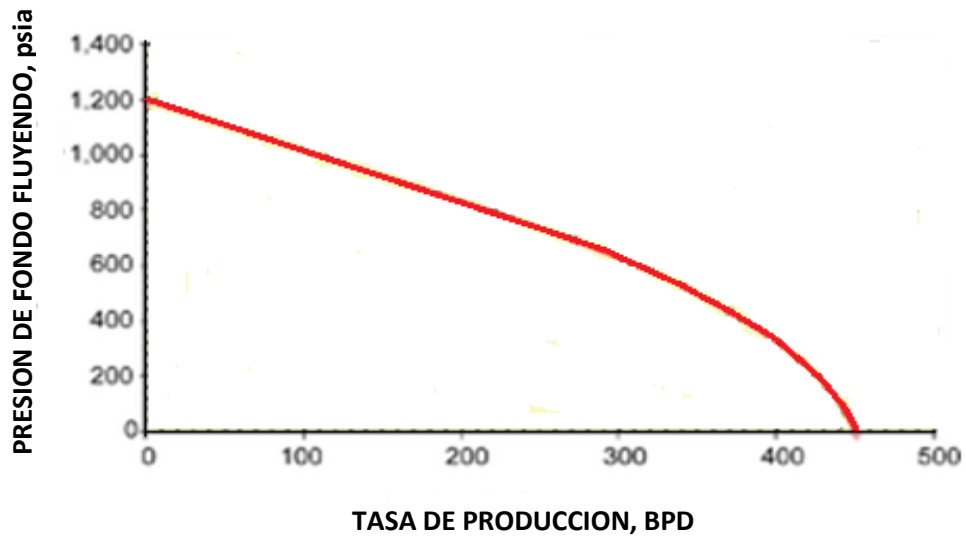


Figura 5. IPR realizada por el método de Vogel. (Nind, 1987)

La IPR sólo requiere conocer P_s y un punto (q, P_{wf}) . Con estos datos y reemplazando en la ecuación anterior se puede despejar Q_{max} ; ya conocidos P_s y Q_{max} , para cualquier valor de Q supuesto se puede calcular su respectivo P_{wf} y de esta forma obtener la IPR. Si se dispone de la curva de la ecuación anterior (Ver Figura 6), la obtención de la IPR es mucho más rápida; en este caso se procede así: para el valor de P_{wf} dado se calcula la relación P_{wf}/P_s y con este dato se va a la curva y se lee su respectivo Q/Q_{max} , como Q se conoce se puede despejar Q_{max} . Conociendo Q_{max} , para cualquier valor de Q supuesto se puede hallar Q/Q_{max} con este valor se va nuevamente a la curva y se lee su respectivo P_{wf}/P_s ; como se conoce P_s se puede despejar P_{wf} . Se hace lo mismo para otros valores de Q supuestos y de esta manera se obtiene la IPR.

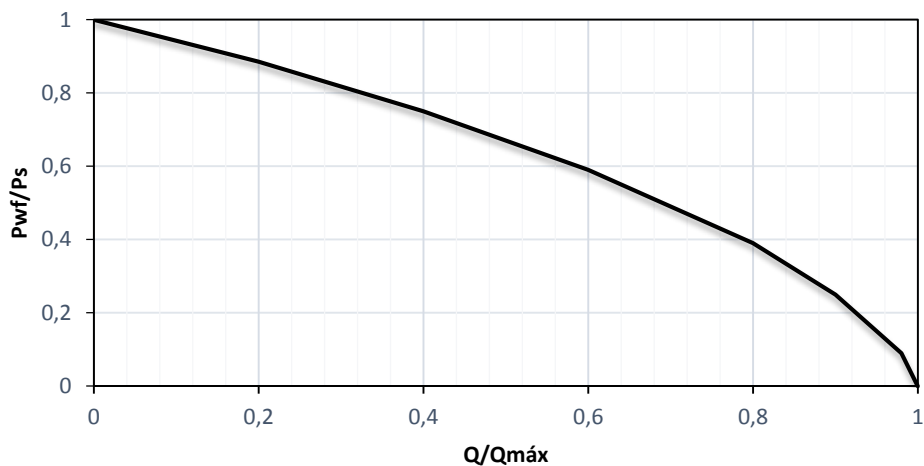


Figura 6. IPR adimensional de Vogel. (Nind, 1987)

3. MONITOREO DEL NIVEL DE FLUIDO EN UN POZO

Las técnicas acústicas (echo-ranging) para realizar sondeos en pozos han ayudado, por más de cincuenta años, en los análisis de pozos de bombeo. Anteriormente las aplicaciones se limitaban a determinar la presencia de líquido en el anular por encima de la bomba. Si se encontraba líquido por encima de la bomba, el operador podía tratar de aumentar la producción al instalar una bomba más grande, o si la bomba no estaba operando apropiadamente esta debía ser retirada y reparada.

Posteriormente con el desarrollo de estos instrumentos, algunos operadores se dieron cuenta que con una interpretación adecuada de los registros se podía obtener información adicional. En particular, la presión de fondo del pozo se calcula, sumando la presión de superficie del revestimiento (casing) y las presiones de la columna hidrostática de gas/líquido. Esto necesita conocer la densidad y distribución del petróleo y agua en la columna del líquido, especialmente en el caso de pozos cerrados donde columnas de líquidos relativamente altas se observan. Los operadores también observaron que en los casos en donde el gas se venteaba por el anular, la presión de fondo de pozo calculada era excesivamente alta. Esto se atribuía a la disminución del gradiente efectivo de líquido por la presencia de burbujas de gas en la columna del líquido por encima de las perforaciones.

En el monitoreo del nivel dinámico de un pozo se hace uso de un sistema (conocido como echometer) que consiste en una unidad registradora con un teclado y una pantalla LCD, el cual se puede conectar a una unidad de nivel de fluido, dinamómetro, un flowmeter o a un sensor de presión de superficie según sea la necesidad del cliente. El sistema de echometer consiste en 2 partes: una unidad generadora de señal y una unidad de recepción de la señal. La unidad generadora produce una señal acústica, la cual viaja a través del espacio anular del pozo, reflejándose en el nivel de fluido y regresando hasta la unidad de recepción. Para el análisis de los resultados generados, se debe tener en cuenta (Ver Figura 7):

- Cambios en el área seccional causa ondas de sonido que se reflejan de regreso al micrófono.
- El reflejo inicial es el del disparo.
- Una serie de pequeños reflejos indican cuellos de la tubería.
- Los impulsos de baja frecuencia detectan el nivel de fluido.

Un pulso acústico es generado desde la superficie del pozo. Este pulso viaja a través del gas y va reflejando los cambios en el área seccional del anular (revestidor-tubería) incluyendo cuellos de tubería, liners, nivel de fluido, etc. La data acústica es adquirida para un predeterminado número de segundos, basado en la profundidad de la formación. La profundidad desde la pistola hasta cualquier anomalía en el anular del revestidor es directamente proporcional al tiempo para que el pulso acústico viaje desde la pistola hacia el revestidor hasta la anomalía y se refleje de vuelta al micrófono. Finalmente el nivel de fluido es determinado de multiplicar, el tiempo de viaje de la señal acústica (seg), el número de juntas por segundo (tasa de reflexión de cuellos, Jts/seg) y la longitud promedio de la tubería (ft/Jts).

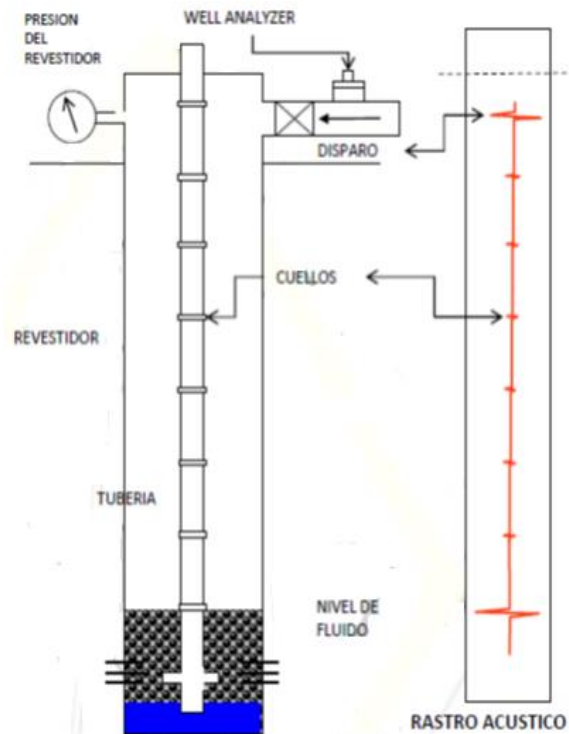


Figura 7. Registro acústico para la determinación del nivel de fluido. (Echometer Company, 2009)

Una vez ha sido localizado el nivel del fluido, la presión de fondo es estimada por medio del uso de modelos de flujo para calcular la caída de presión a través de la mezcla gas-aceite-agua que existe por debajo del nivel dinámico.

A partir del conocimiento de las longitudes de las columnas de líquido y gas, la BHP puede ser estimada añadiendo las presiones ejercidas por estas columnas a

la presión del casinghead. Aunque este procedimiento sea algo simple, estos cálculos indirectos presentan potencialmente problemas en 2 áreas: la resolución del dispositivo acústico que localiza la interfaz gas/líquido, y la estimación de la densidad de la columna gas/líquido.

Por esta razón, surge la necesidad de implementar un procedimiento de cálculo para la presión de fondo fluyendo, que permita simplificar las mediciones en el pozo y minimizar costos, evitando detener la producción con el fin de obtener los datos necesarios.

4. ECUACIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

Existen una variedad de correlaciones disponibles para predecir la caída de presión durante el flujo multifásico, no obstante, muchas de esas correlaciones son enteramente empíricas quedando en duda su exactitud; además los procedimientos de cálculos son complicados. Por lo tanto, un mejor enfoque es intentar modelar el sistema de flujo para luego evaluar el modelo contra los datos experimentales. En resumen, el modelamiento de flujo multifásico requiere un entendimiento físico del sistema.

4.1 Ecuación general de energía

La base teórica para las principales ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de energía, una expresión para el balance o conservación de energía entre dos puntos de un sistema. Como se observa en la ecuación 4.1.

$$U'_1 + P_1V_1 + \frac{mV_1^2}{2gc} + \frac{mgz_1}{gc} + q' + Ws' = U'_2 + P_2V_2 + \frac{mV_2^2}{2gc} + \frac{mgz_2}{gc} \quad (4.1)$$

Usando principios termodinámicos se modifica la ecuación de energía desarrollada, a la forma de ecuación de gradiente de presión, finalmente quedando así:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_l} \rho \sin \theta + \frac{\rho v dv}{g_c dl} + \frac{f \rho v^2}{2g_c dl} \quad (4.2)$$

La ecuación 4.2 es aplicable a cualquier fluido y a cualquier ángulo de inclinación, donde f es el factor de fricción y está en función del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería, esta relación se muestra en el diagrama de Moody.

A manera general esta ecuación se puede expresar así:

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{cabeza hidrostática}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_f + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} \quad (4.3)$$

La ecuación 4.3 es usualmente adaptada para flujo multifásico asumiendo que la mezcla gas – líquidos puede ser considerada como homogénea sobre un volumen finito de tubería.

4.2 Flujo multifásico

El flujo multifásico entendido como cualquier fluido que está compuesto de más de una fase o componente, es comúnmente encontrado en varios procesos

industriales. En la industria del petróleo el flujo multifásico es muy frecuente en líneas de producción y líneas de transporte. El requerimiento para diseños económicos, optimización de condiciones operacionales, operaciones seguras, lidera la necesidad de información detallada sobre los efectos de las propiedades físicas del fluido sobre las características del flujo multifásico.

4.2.1 Definición de variables usadas en flujo multifásico

En flujo multifásico el gradiente de pérdidas por fricción se incrementa para la misma masa que si estuviera en flujo monofásico, el flujo puede desarrollar una naturaleza vibrante, los fluidos se pueden separar por la diferencia en densidades y el flujo de cada fase viaja a diferentes velocidades en la tubería.

Una interface rugosa puede existir entre las fases. Propiedades como densidad, velocidad, y viscosidad, las cuales son relativamente simples para fluidos individuales, en flujo multifásico son muy difíciles de calcular.

El cálculo de los gradientes de presión requiere valores de condiciones de flujo tales como velocidad y propiedades del fluido como densidad, viscosidad, y en algunos casos, tensión superficial, cuando esas variables son calculadas para flujo multifásico, ciertas reglas de mezcla y definiciones únicas son encontradas.

4.2.1.1 Hold Up Líquido

Se define como la relación entre el volumen de líquido que ocupa un segmento de tubería y el volumen del segmento de tubería.

$$H_l = \frac{\text{volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{volumen del segmento de tubería}} \quad (4.4)$$

En caso de fluctuaciones de flujo, tales como flujo tipo bache, el hold up líquido a un punto, cambia periódicamente y es tomado como un valor de tiempo promedio. El H_l varía de 0 para gas a 1 para líquido. El H_l puede ser tomado por varios métodos, como pruebas de resistividad o capacitancias, densímetros nucleares etc. El segmento que queda es ocupado por gas, el cual es llamado hold up gas.

$$H_g = 1 - H_l \quad (4.5)$$

Un valor para HI no puede ser calculado analíticamente, este debe ser determinado de correlaciones empíricas y está en función de variables tales como las propiedades del gas y del líquidos, patrones de flujo, diámetro e inclinación de tubería.

4.2.1.2 Velocidad superficial

Muchas de las correlaciones de flujo multifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase del fluido es definida como la velocidad que la fase exhibiría si fluyera sola a través del total de la sección transversal de la tubería. La velocidad superficial del gas es calculada así:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} = \frac{(Q_g - Q_{oRs})Bg}{\pi D^2 / 4} \quad (4.6)$$

Para las velocidades del líquido:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} = \frac{Q_{oBo} + Q_{wBw}}{\pi D^2 / 4} \quad (4.7)$$

La velocidad de la mezcla:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad (4.8)$$

4.2.1.3 Viscosidad

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en el aspecto operacional de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos.

La viscosidad del fluido es necesaria para conocer el número de Reynolds así como otros números adimensionales usados como parámetros en las correlaciones de flujos de fluidos. El concepto de la viscosidad del flujo multifásico no está bien definido y en consecuencia existe una gran variedad de correlaciones para el cálculo de la misma. Sin embargo, en forma general, se pueden definir la siguiente ecuación para conocer la viscosidad de la mezcla multifásica:

$$\mu_m = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad (4.9)$$

La viscosidad de la mezcla de agua y crudo (μ_l) es usualmente calculada usando las fracciones de cada componente, siendo:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (4.10)$$

Siendo:

$$f_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} \quad (4.11)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (4.12)$$

Por otro lado, la viscosidad del gas natural, crudo y agua se calculan por correlaciones empíricas.

4.2.1.4 Densidad

Cuando el fluido que se está estudiando es monofásico y de un solo componente, el cálculo de la densidad en función de la presión y temperatura se realiza por medio de una ecuación de estado que represente el fluido. En este caso, el fluido es multifásico y determinar la densidad de la mezcla gas-líquida es más complicado debido a que hay que tomar en cuenta la separación gravitacional y los fenómenos físicos entre las fases. De este modo, se presentan las siguientes ecuaciones generales para determinar la densidad de la mezcla multifásica.

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (4.13)$$

La densidad de la mezcla agua-crudo (ρ_L) puede ser calculada si se conocen las tasas de flujo del crudo y el agua suponiendo que no existe deslizamiento entre las fases de la siguiente manera:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (4.14)$$

5. MODELOS DE FLUJO

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen simultáneamente en una tubería, hay un amplio rango de posibles regímenes de flujo. Por patrón de flujo se refieren a la distribución de cada fase en relación a la otra fase en la tubería. Muchos investigadores han predicho el patrón de flujo que podría existir para varios sets de condiciones, y diferentes nombres han sido dados a varios patrones. La predicción del patrón de flujo que se presenta en un determinado punto en un pozo es de gran importancia, ya que algunas correlaciones usadas para la predicción de pérdida de presión varían de acuerdo al patrón de flujo existente. La predicción de los patrones de flujo para flujo horizontal es más difícil que para flujo vertical, ya que en flujo horizontal, las fases tienden a separarse debido a la diferencia en densidad, causando una forma de flujo estratificado.

En el flujo bifásico (líquido/gas), las interacciones entre la fase líquida y el gas, por estar influenciadas por las propiedades físicas y velocidades de cada fase, por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en la línea, solamente existe un tipo de flujo para cualquier instante de tiempo. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro en una misma sección transversal del tubo.

Cuando ocurren flujos simultáneos existirán diferentes fases con diferentes configuraciones para cada una. Los patrones de flujo dependerán de las condiciones de presión, caudal y geometría del canal. El conocimiento de los patrones de flujo que existirán en pozos y tuberías es fundamental para elegir apropiadamente la teoría hidrodinámica respectiva, en concordancia con lo mencionado anteriormente, a continuación se detallan brevemente los cuatro patrones de flujo que ocurren con mayor frecuencia.

5.1 PATRONES DE FLUJO

5.1.1 Flujo tipo burbuja (bubble flow).

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de gas forma burbujas a lo largo de la tubería, las velocidades del gas y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, eso se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas mantienen su forma geométrica en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón.

5.1.2 Flujo tipo pistón (slug flow).

A medida que la tasa de gas incrementa, las burbujas más pequeñas empiezan a coalescer y formar burbujas de mayor tamaño. En el momento en que se tengan tasas de flujo de gas suficientemente altas, las burbujas aglomeradas se vuelven tan grandes como para ocupar casi toda el área transversal de la tubería. Estas burbujas de gran tamaño, conocidas como “burbujas de Taylor”, separan los baches de líquido entre ellas, y a este comportamiento se le denomina **flujo pistón**.

5.1.3 Flujo tipo espuma (churn flow).

Cuando se incrementan aún más las tasas de flujo de gas, el esfuerzo cortante entre las burbujas de Taylor y la película líquida incrementa causando un rompimiento entre ellas. El movimiento de agitación resultante de los fluidos le da el nombre a este patrón de flujo denominado **flujo tipo espuma**.

5.1.4 Flujo tipo anular (annular flow).

El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el gas y llevado al centro como gotas arrastradas. Aguas abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de la gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable.

5.2 MODELOS DE FLUJO PARA CASING

Según Rashid Hasan y Shah Kablr (1988), los modelos de ecuaciones para los diferentes patrones de flujo multifásico son los siguientes:

5.2.1 Flujo tipo burbuja.

$$v_{sg} = \frac{\sin \theta}{4 - C_o} (C_o v_{sl} + v_s) \quad (5.1)$$

C_o es el coeficiente de flujo dado por las ecuaciones 5.2 y 5.3

$$C_o = 1.2 \text{ Si } d_c < 0.12 \text{ m } \text{ ó } \text{ Si } v_{sl} > 0.02 \text{ m/s} \quad (5.2)$$

$$C_o = 2.0 \text{ Si } d_c > 0.12 \text{ m } \text{ y } \text{ Si } v_{sl} < 0.02 \text{ m/s} \quad (5.3)$$

Donde:

$$v_s = 1.53 \left[\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (5.4)$$

5.2.1.1 Criterio de transición.

$$a. v_{sg} @ Ecuación 4.6 < v_{sg} @ Ecuación 5.1 \quad (5.5)$$

ó

$$b. H_g < 0.52 \text{ y } v_M^{1.12} > 4.68(d_c)^{0.48} \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\sigma} \right]^{0.5} \left(\frac{\sigma}{\rho_L} \right)^{0.6} \left(\frac{\rho_L}{\mu_L} \right)^{0.06} \quad (5.6)$$

5.2.1.2 Hold up para flujo tipo burbuja.

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{C_o v_m + v_s} \quad (5.7)$$

5.2.2 Flujo tipo pistón.

5.2.2.1 Criterio de transición.

$$v_{sg} @ Ecuación 4.6 > v_{sg} @ Ecuación 5.1 \quad (5.8)$$

Y

$$v_{sg}^2 \rho_g < [17.1 \log_{10}(\rho_L v_{sL}^2) - 23.2] \text{ Si } v_{sL}^2 \rho_L > 50 \quad (5.9)$$

$$v_{sg}^2 \rho_g < 0.00673(v_{sL}^2 \rho_L)^{1.7} \text{ Si } v_{sL}^2 \rho_L < 50 \quad (5.10)$$

Las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3 son empleadas también para el criterio de transición del flujo tipo pistón.

5.2.2.2 Hold up para flujo tipo pistón.

La ecuación 5.7 se emplea igualmente para determinar el hold up de este tipo de flujo, pero con valores diferentes para el C_o y v_s de la siguiente manera:

$$C_o = 1.2 \quad (5.11)$$

$$v_s = 0.35 \sqrt{gd_c \frac{(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}} \sqrt{\sin \theta} (1 + \cos \theta)^{1.2} \quad (5.12)$$

5.2.3 Flujo tipo espuma.

5.2.3.1 Criterio de transición.

$$v_{sg} @ \text{Ecuación 4.6} < 3.1 \left[\frac{\sigma g (\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \quad (5.13)$$

Y

$$v_{sL} \rho_L > [17.1 \log_{10}(\rho_L v_{sL}^2) - 23.2] \text{ Si } v_{sL}^2 \rho_L > 50 \quad (5.14)$$

$$v_{sL} \rho_L > 0.00673 (\rho_L v_{sL}^2)^{1.7} \text{ Si } v_{sL}^2 \rho_L < 50 \quad (5.15)$$

Las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3 son empleadas también para el criterio de transición del flujo tipo espuma.

5.2.3.2 Hold up para flujo tipo espuma.

Las ecuaciones 5.7 y 5.12 se emplean igualmente para determinar el hold up de este tipo de flujo, pero con un valor diferente para C_o :

$$C_o = 1.15 \quad (5.16)$$

5.2.4 Flujo tipo anular

5.2.4.1 Criterio de transición.

$$v_{sg} @ \text{Ecuación 4.6} > 3.1 \left[\sigma g \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g^2} \right) \right]^{0.25} \quad (5.17)$$

5.2.4.2 Hold up para flujo tipo anular.

$$H_L = 1 - (1 + X^{0.8})^{-0.378} \quad (5.18)$$

Si NReg \leq 2000 entonces:

$$X = \frac{\sqrt{\left(\frac{dp}{dz_L} \right)_F}}{\sqrt{\left(\frac{dp}{dz_g} \right)_F}} \quad (5.19)$$

Si NReg $>$ 2000 entonces:

$$X = \left[\frac{(1-x)}{x} \right]^{0.9} \sqrt{\left(\frac{\rho_g}{\rho_L} \right) \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0.1}} \quad (5.20)$$

5.3 MODELOS DE FLUJO PARA TUBING/CASING

Los criterios mencionados anteriormente para establecer el patrón de flujo son aplicados también para los modelos donde se considera el espacio anular entre el tubing y casing. A manera de consideración es importante tener en cuenta que la Ecuación 5.1 no es válida para establecer los criterios de los determinados patrones de flujo en los modelos de tubing/casing, en cambio la Ecuación 5.21 que posteriormente se citará si tiene la validez para este tipo de modelo de flujo. Según Rashid Hasan y Shah Kablr (1988), los modelos de ecuaciones para los diferentes patrones de flujo multifásico son los siguientes:

5.3.1 Flujo tipo burbuja.

$$v_{sg} = \frac{1}{1 - 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right)} \left\{ 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right) v_{sl} + 0.375 \left[g \sigma \frac{(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} \right\} \quad (5.21)$$

5.3.1.1 Criterio de Transición (Ver sección 5.2.1.1).

5.3.1.2 Hold up para flujo tipo anular.

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{\left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right) (v_{sg} + v_{sl})} + \frac{v_{sg}}{1.5 \left[g \sigma \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L^2} \right) \right]^{0.25}} \quad (5.22)$$

5.3.2 Flujo tipo pistón.

$$v_{\infty T\theta} = \left[0.35 + 0.1 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \right] \left[g_c (d_c - d_t) \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L} \right) \right]^{0.5} \sqrt{\sin \theta} (1 + \cos \theta)^{1.2} \quad (5.23)$$

5.3.2.1 Criterios de Transición (Ver sección 5.2.2.1).

5.3.2.2 Hold up para flujo tipo pistón.

$$H_g = \frac{v_{sg}}{(C_1 v_M + v_{\infty T\theta})} \quad (5.24)$$

$$C_1 = 1.2 + 0.70 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \quad (5.25)$$

$$v_{\infty T\theta} = \left[0.35 + 0.1 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \right] \left[g_c (d_c - d_t) \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L} \right) \right]^{0.5} \sqrt{\sin \theta} (1 + \cos \theta)^{1.2} \quad (5.26)$$

5.3.3 Flujo tipo espuma.

5.3.3.1 Criterios de transición (Ver sección 5.2.3.1).

5.3.3.2 Hold up para flujo tipo espuma.

$$H_g = \frac{v_{sg}}{(C_1 v_M + v_{\infty T\theta})} \quad (5.27)$$

$$C_1 = 1.15 + 0.70 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \quad (5.28)$$

La ecuación 5.26 es empleada en el calculo del hold up para el flujo tipo espuma.

5.3.4 Flujo tipo anular (Ver sección 5.2.4).

5.4 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN TOTALES

5.4.1 Flujo tipo burbuja.

$$\left(\frac{dP}{dD} \right)_{\text{Cabeza Hidrostatica}} = \frac{\rho_m * g * \sin \theta}{g_c * 144} \quad (5.29)$$

$$\left(\frac{dP}{dD} \right)_f = \frac{2 * f_m * v_m^2 * \rho_m}{g_c * d * 12} \quad (5.30)$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{acc} = \frac{v_m * \rho_m * \Delta V_m}{g_c * \Delta D * 144} \quad (5.31)$$

Donde f_{mezcla} se determina a partir de

$$N_{Rem} = \frac{\rho_L * v_m * d}{\mu_L} \quad (5.32)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_m}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\left(\frac{k}{D}\right)}{3.7} + \frac{2.51}{N_{Rem} \sqrt{\lambda}} \right) \quad (5.33)$$

Si no se conoce la rugosidad relativa, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$f_m = 0.3164 N_{Rem}^{-0.25} \quad (5.34)$$

5.4.2 Flujo tipo pistón.

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{2 * f_m * v_m^2 * \rho_L * H_L}{g_c * d * 12} \quad (5.35)$$

El gradiente de presión de cabeza hidrostática y el gradiente por aceleración se calculan empleando la ecuación 5.29 y 5.31 respectivamente.

5.4.3 Flujo tipo espuma.

Para el cálculo de los gradientes de presión para este tipo de flujo se emplean las ecuaciones 5.29, 5.31 y 5.35.

5.4.4 Flujo tipo anular.

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Cabeza\ Hidrostatica} = \frac{\rho_c * g * \sin \theta}{g_c * 144} \quad (5.36)$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{2 * f_c * V_{gas}^2 * \rho_c}{g_c * d * 12} \quad (5.37)$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{aceleracion} = \frac{V_{gas} * \rho_c * dV_{gas}}{g_c * d * 144} \quad (5.38)$$

Donde:

$$(v_{sg})_c = v_{sg} \mu_g \frac{\left(\frac{\rho_g}{\rho_L}\right)^{0.5}}{\sigma} \quad (5.39)$$

$$f_c = 0.079 \frac{[1+75(1-f_g)]}{(N_{Rem})^{0.25}} \quad (5.40)$$

$$\rho_c = f_{gc} \rho_g + (1 - f_{gc}) \rho_L = \frac{(v_{sg} \rho_g + E v_{sL} \rho_L)}{(v_{sg} + E v_{sL})} \quad (5.41)$$

$$E = 0.0055 \left[(v_{sg})_c x 10^4 \right]^{2.86}, \text{ Si } (v_{sg})_c x 10^4 < 4 \quad (5.42)$$

Ó

$$E = 0.857 \log_{10} \left[(v_{sg})_c x 10^4 \right] - 20, \text{ Si } (v_{sg})_c x 10^4 > 4 \quad (5.43)$$

Nota: Si le ecuación 5.43 predice un valor más grande que 1 se asumirá como 1.

6. DISEÑO DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Los modelos utilizados para la caracterización de los patrones de flujo y el cálculo de las pérdidas de presión en tuberías verticales y desviadas fueron tomados del trabajo realizado por Kabir y Hasan (1988).

Existen muchos métodos para caracterizar el flujo multifásico y el gradiente de presión en tuberías verticales y desviadas, sin embargo, las correlaciones empleadas son enteramente empíricas. Los trabajos realizados por Baker (1954) y Flanigan (1958) son bastantes simples; sus métodos son aplicables solos para sistemas ligeramente inclinados desde la horizontal, y no se esperan que sean muy exactos. El trabajo hecho por Guzhov (1967) y otros, es más sofisticado pero aun así limitado para sistemas muy cercanos a la horizontal y es bastante inexacto a valores bajos del hold-up del líquido. También existen métodos que intentan caracterizar los patrones de flujo pero estos métodos generalmente son incompletos y están dirigidos solamente para un régimen de flujo, por ejemplo, el trabajo realizado por Singh y Griffith (1970)

Sin embargo, ninguna de estas correlaciones tiene en cuenta el efecto del diámetro del casing y del tubing, como si lo tiene Kabir y Hasan (1988). El rango de aplicación de este modelo fue validado con datos publicados de diferentes fuentes. Kabir y Hasan (1988) compararon los resultados de su trabajo con datos provenientes de Beggs (1954), Lau (1972) y datos de Sevigny (1962), el modelo que propusieron fue evaluado con datos de campos disponibles de 10 pozos off-shore reportados por Griffith y otros (1973). La figura 8 presenta los resultados obtenidos usando el modelo propuesto y el método de Beggs y Brill (1973).

Well	Error in Prediction (%)			
	Proposed Method		Beggs and Brill ¹	
	Last Pressure	Overall	Last Pressure	Overall
M1	-3.06	-1.06	-6.13	-8.23
M2	13.6	15.6	20.15	19.12
M3	3.71	4.93	-0.25	-1.4
M4	-12.28	-9.37	-16.88	-17.06
M5	-1.55	—	-3.18	—
M6	3.93	—	1.81	—
M7	-1.5	-2.5	10.42	7.31
M8	-6.75	-9.24	3.04	-9.7
M9	20.94	16.27	21.85	8.39
M10	-8.16	-5.48	1.38	-11.28
Average Error	0.880	1.144	3.22	-1.61
Standard Deviation	10.12	10.23	11.71	15.54

Figura 8. Resultados estadísticos usando datos de campo de Griffith y otros (1973) (Kabir y Hasan, 1988).

La comparación del modelo propuesto con datos de otras fuentes indica que la exactitud de las predicciones del modelo disminuye a medida que la desviación de la tubería desde la vertical incrementa. Esta tendencia probablemente refleja el incremento de los valores de las constantes utilizados en el modelo que propusieron. Finalmente, esto sugiere que el modelo propuesto se comporta ligeramente mejor que el método de Beggs y Brill (1973). Sin embargo, no se puede llegar a la conclusión de que este método propuesto es superior a los demás por la carencia de pozos validados.

El procedimiento de cálculo para estimar la presión de fondo fluyendo fue extraído del trabajo elaborado por Bikbulatov y otros (2005). El primer paso es el cálculo del nivel dinámico a una determinada profundidad como una función de la presión de fondo fluyente.

6.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DIRECTO

1. Cálculo de las temperaturas promedio en el casing por debajo de la bomba (\bar{T}_1), en el anular (\bar{T}_2), y por encima del nivel de fluido (\bar{T}_3).
2. Calcular las presiones de burbuja promedio en el casing y en el anular, mediante la siguiente ecuación:

$$P_b(\bar{T}) = P_{bR} 10^{0,00164(\bar{T}-T_R)} \quad (6.1)$$

3. Calcular la presión del gas anular al nivel dinámico medido (D_{Lm}), por medio de la siguiente ecuación:

$$P_l = P_a \exp \left[\frac{0.01875 D_l \gamma_g}{\bar{T}_3 \bar{z}_3} \right] \quad (6.2)$$

El valor de \bar{z}_3 es calculado por ensayo y error de la siguiente manera:

$$\begin{array}{l} \rightarrow \bar{z}_3 = 1 \\ \left. \begin{array}{l} P_l = P_a \exp \left[\frac{0.01875 D_l \gamma_g}{\bar{T}_3 \bar{z}_3} \right] \\ \bar{P}_3 = \frac{(P_a + P_l)}{2} \\ \bar{z}_3 = f_z(\bar{P}_3, \bar{T}_3) \end{array} \right\} \end{array}$$

4. Determinar los valores de la presión de fondo fluyendo utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{wfi} = P_{wfi@actual} + \frac{(P_{wfi@fcst} - P_{wfi@actual})}{N-1} (i - 1) \quad (6.3)$$

Donde $i = 1, 2, 3, \dots, N$, N – el número de cálculos necesarios para construir la función $D_i = f(P_{wf})$ (usualmente $N \approx 20$).

Para cada valor de P_{wf} ($i = 1, 2, \dots, N$) se usa el siguiente procedimiento para calcular su correspondiente nivel dinámico:

4.1 Seleccionar un intervalo de profundidad ΔD , se sugiere que no exceda un valor de 32 ft.

$$\Delta D = \frac{(D_w - D_p)}{N_p} \quad (6.4)$$

Donde N_p es el número de intervalos de profundidad.

4.2 El procedimiento iterativo inicia asumiendo una presión, \widetilde{P}_{j+1} , para luego calcular una presión, $P_{j+\frac{1}{2}}$, con la siguiente ecuación:

$$D_j = D_w - j\Delta D \quad (6.5)$$

$$P_{j+\frac{1}{2}} = \frac{(P_j + \widetilde{P}_{j+1})}{2} \quad (6.6)$$

Donde $j = 0, 1, 2, \dots, N_p$, $P_0 = P_{wfi}$, $T = \bar{T}_1$.

5. Con la presión, $P_{j+\frac{1}{2}}$, determinar las propiedades de los fluidos (aceite, gas, agua) haciendo uso de correlaciones PVT.

6. Si la presión, $P_{j+\frac{1}{2}}$, se encuentra por debajo del punto de burbuja, calcular las velocidades superficiales de las fases (Ver sección 4.2.1.2). Ir a paso 7.

De lo contrario, calcular solamente la velocidad superficial del líquido mediante la ecuación 4.7 y asumir el hold up del líquido, H_l , igual a 1. Ir a paso 8.

7. Determinar el patrón de flujo de acuerdo a los criterios mencionados en el capítulo anterior y calcular las fracciones in-situ (Hold up) de cada fase (Ver secciones 5.2.1 a 5.3.4).

8. Calcular las propiedades de la mezcla como viscosidad, densidad y velocidad superficial (Ver secciones 4.2.1.2 a 4.2.1.4).

9. Calcular el gradiente total de presión de acuerdo a la ecuación 4.3 y a la sección 5.4.

10. Calcular la presión, P_{j+1} , con la siguiente ecuación:

$$\widetilde{P}_{j+1} = P_j - D \left(\frac{dp}{dB} \right)_l^{j+\frac{1}{2}} \quad (6.7)$$

Si la presión, \widetilde{P}_{j+1} , coincide con la presión supuesta anteriormente, dirigirse al paso 4.2 y empezar una nueva iteración, donde $P_j = \widetilde{P}_{j+1}$.

De lo contrario, dirigirse al paso 4.2 y reemplazar la presión, \widetilde{P}_{j+1} , por la calculada en la ecuación 6.7 para determinar la presión, $\widetilde{P}_{j+\frac{1}{2}}$ e iniciar nuevamente los cálculos.

11. Cuando $j = N_p$, la presión \widetilde{P}_{j+1} , es igual a la presión de la bomba, P_{up} .

12. El procedimiento iterativo es el mismo descrito en el paso 4.2 hasta el paso 10, con las siguientes variaciones:

$$D_j = D_p - j\Delta D \quad (6.8)$$

Donde $j = 0, 1, 2, \dots, N_p$, $P_0 = P_{up}$, $T = \bar{T}_2$.

13. El procedimiento se detiene cuando $\widetilde{P}_{j+1} \leq P_l$.

14. Para calcular el nivel dinámico se realiza una interpolación entre los dos últimos valores de presión obtenidos, mediante la siguiente manera:

$$D_{li} = D_j + (D_{j+1} - D_j) \left(\frac{P_L - P_j}{P_{j+1} - P_j} \right) \quad (6.9)$$

El procedimiento descrito del paso 4 al 14 se sigue realizando para un número determinados de presiones de fondo fluyendo, P_{wfi} , dependiendo del número que se le haya dado a N, numero de intervalos necesitados para construir la función.

6.2 PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO

Una vez realizado el procedimiento descrito en la sección 6.1 se obtienen valores de nivel dinámico, D_{li} , con sus respectivas presiones de fondo fluyendo, P_{wfi} . Se procede a realizar la curva $D_{li} = f(P_{wfi})$ para estimar la presión de fondo fluyendo, P_{wfi} , a cualquier nivel dinámico medido.

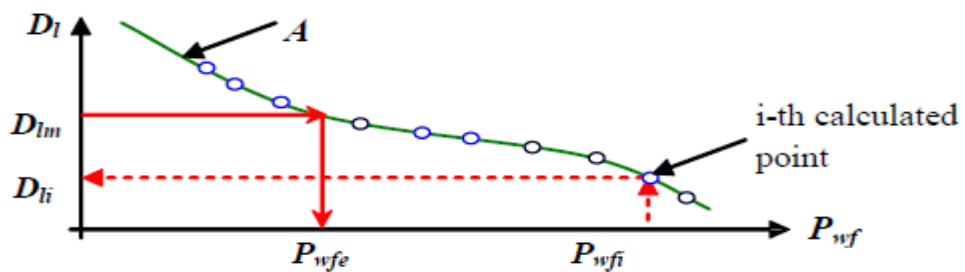


Figura 9. El procedimiento de la estimación de la presión de fondo fluyendo en función del nivel dinámico (Bikbulatov et al, 2005).

7. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

7.1 INICIANDO EL PROGRAMA

Al ejecutarse el programa se despliega la pantalla de presentación de la figura 9.



Figura 10. Pantalla de inicio

- Abrir programa: despliega la interfaz principal del programa, donde se procede a ingresar los datos de entrada del modelo. (Ir sección 7.2)
- Graficar PIP y sumergencia: realiza una gráfica de la presión a la entrada de la bomba y de la sumergencia versus presión de fondo fluyendo.
- Borrar gráfica de la bomba: borra la gráfica realizada en el anterior punto.
- Graficar nivel dinámico: realiza el gráfico de predicción de la Pwf en función del nivel dinámico medido.
- Borrar gráfica nivel dinámico: borra la gráfica realizada en el anterior punto.
- Graficar IPR: realiza la curva IPR para el pozo en cuestión.
- Borrar gráfica IPR: borra la gráfica realizada en el anterior punto.
- Borrar datos: borra todos los resultados impresos por el programa.

7.2 PESTAÑA DATOS GENERALES

The screenshot shows a software window titled 'Ingreso de Datos' with three tabs: 'Datos Generales', 'Datos de Campo', and 'Datos de Yacimiento'. The 'Datos Generales' tab is active. It contains the following elements:

- Five text input fields labeled: 'Nombre del pozo', 'ID del pozo', 'Nombre de la compañía', 'Operador', and 'Nombre del campo'.
- A checkbox labeled 'Los perforados se encuentran en un espacio anular (Entre el casing y el tubing)' which is currently unchecked.
- A checked checkbox labeled 'Especificar el método de producción'.
- A list of radio buttons with the following options: 'BES', 'PCP', and 'Bombeo Mecanico'.
- A section labeled 'Comentarios' with a large, empty text area below it.

Figura 11. Ventana de datos generales.

- Nombre del pozo: Entre el nombre del pozo
- ID del pozo: Entre la identificación del pozo
- Nombre de la compañía: Entre el nombre de la compañía
- Operador: Entre el nombre de la persona que está haciendo la prueba
- Nombre del campo: Entre el nombre del campo
- Especificar el método de producción: Cuando se da click en esta opción se desplegara una lista con los sistemas de levantamiento disponibles para correr el programa, entres los sistemas de levantamiento se encuentran: Bombeo electro-sumergible (BES), bombeo por cavidades progresivas (PCP) y bombeo mecánico.
- Comentarios: Este espacio se usa para entrar información importante del equipo o del completamiento del pozo.

7.3 PESTAÑA DATOS DE CAMPO

En esta pestaña se ingresan los principales datos de campo como la profundidad de la bomba, la profundidad media de los perforados, los respectivos caudales de producción, el estado mecánico del pozo y datos suministrados por el survey.

Datos Generales | Datos de Campo | Datos de Yacimiento

Profundidad

Intervalo de profundidad (ft)

Puntos a graficar (1)

Perforados TVD (ft)

Nivel de fluido TVD (ft)

Bomba TVD (ft)

Bomba OD (inch)

Tasas de flujo volumetrico

Qo (BPD)

Qg (PCS)

Qw (BPD)

BSW(1)

Estado Mecanico

D_cas_inter (inch) Retirar el casing intermedio

D_cas_produc (inch) Tope_Cas (ft) ¿El casing va hasta superficie?

D_tub_prod (inch) Tuberia de producción TVD (ft)

Angulo de inclinación inicial(1)

Rugosidad (1) No considerar la rugosidad

Desviación del pozo

	MD (ft)	Angulo (1)	Tope TVD (ft)
1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Nota: En el ingreso del primer angulo considere como base la profundidad

Figura 12. Pestaña de datos de campo

A continuación se explican los cuatro cuadros presentes como profundidad, tasas de flujo volumetrico, estado mecanico y desviación del pozo.

7.3.1. Pestaña datos de campo. A) Profundidad

Profundidad

Intervalo de profundidad (ft)

Puntos a graficar (1)

Perforados TVD (ft)

Nivel de fluido TVD (ft)

Bomba TVD (ft)

Bomba OD (inch)

Figura 13. Pestaña datos de campo: sección profundidad.

- Intervalo de profundidad: Corresponde al delta de profundidad, de tal forma que desde la profundidad del pozo hasta el nivel dinámico existan intervalos de longitud iguales para fines de cálculo. (El valor del intervalo de profundidad no debería ser más grande a 32 ft)
- Puntos a graficar: Corresponde al número de cálculos necesarios para construir la función $D_l = f(P_{wf})$.
- Perforados: Corresponde a la profundidad media de los perforados, PPM.
- Nivel de fluido: Corresponde a la profundidad del nivel dinámico registrado en el pozo.
- Bomba TVD: Corresponde a la profundidad de la entrada de la bomba. Cuando se selecciona el bombeo mecánico como método de producción aparecerá en la pantalla referido como tubing de producción.
- Bomba OD: ingresar el valor del diámetro externo de la bomba.

7.3.2. Pestaña datos de campo. B) Tasas de flujo volumétrico

The image shows a software interface titled "Tasas de flujo volumétrico". It contains four input fields, each with a label to its left. The labels are: "Qo (BPD)", "Qg (PCSD)", "Qw (BPD)", and "BSW (1)". To the left of the "Qw (BPD)" and "BSW (1)" labels, there are radio buttons. The input fields are empty text boxes.

Figura 14. Pestaña datos de campo: sección tasas de flujo volumétrico.

- Qo: corresponde al caudal de petróleo en barriles estándar por día.
- Qg: corresponde al caudal de gas en pies cúbicos estándar por día.
- Qw: corresponde al caudal de agua en barriles estándar por día. Si se conoce el caudal de agua de producción marque esta opción.
- BSW: corresponde a la cantidad de agua y sedimentos que se producen con el crudo. Sólo marque esta opción en caso de conocer éste valor y no poseer el valor del caudal de agua de producción. El valor debe ser ingresado en fracción.

7.3.3 Pestaña datos de campo. C) Estado mecanico

Estado Mecanico

D_cas_inter (inch) Retirar el casing intermedio

D_cas_produc (inch) Tope_Cas (ft) ¿El casing va hasta superficie?

D_tub_prod (inch) Tuberia de producción TVD (ft)

Angulo de inclinación inicial(1)

Rugosidad (1) No considerar la rugosidad

Figura 15. Pestaña datos de campo: sección estado mecánico.

- D_cas_inter = corresponde al diametro interno del casing intermedio del pozo. Normalmente se asume que el casing intermedio va hasta superficie.
- D_cas_produc = corresponde al diametro interno del casing de producción o también llamado liner.
- Tope_cas = corresponde al tope del liner o casing de producción.
- D_tub_prod = corresponde al diametro externo de la tuberia de producción. Se asume que el diametro de la tuberia de producción es igual al diametro de la bomba.
- Angulo de inclinación inicial: corresponde al primer angulo de inclinación considerado desde la profundidad media de los perforados.
- Rugosidad: corresponde a la rugosidad relativa de la tuberia. Si no se conoce este dato, seleccionar la opción: “no considerar la rugosidad”.
- Tubería de producción TVD: permite ingresar al usuario la profundidad total verdadera de la tubería de producción, esto con el fin de realizar los cálculos debidos por encima de la profundidad de la bomba.

7.3.4. Pestaña datos de campo. D) Desviación del pozo

En esta sección el número maximo de ingresos de angulos son seis, entonces lo que se sugiere es promediar la cantidad de angulos en un intervalo de profundidad determinado por el usuario. Por ejemplo, el ingreso del primer angulo se considera como base la profundidad media de los perforados y el tope lo selecciona a criterio del usuario, finalmente cuando se tiene el intervalo se promedian los angulos que se encuentran dentro de este rango; de esta forma se obtiene el angulo para el primer punto. Este procedimiento se realiza hasta alcanzar la superficie.

Desviación del pozo			
	MD (ft)	Angulo (1)	Tope TVD (ft)
1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura 16. Pestaña datos de campo: sección de desviación del pozo.

- MD: corresponde a la profundidad medida.
- Angulo: corresponde al angulo promedio de un intervalo determinado. Este angulo es tomado desde la horizontal, por ejemplo un pozo vertical tiene un angulo de 90°.
- Tope TVD: corresponde al tope de un intervalo determinado.

7.4 PESTAÑA DATOS DE YACIMIENTO

En esta pestaña se ingresan los principales datos de yacimiento como la presión de burbuja del fluido, la CHP, el API y la presión estática, entre otros valores característicos del pozo y del fluido.

Figura 17. Pestaña de datos de yacimiento.

A continuación se explican los cuatro cuadros presentes como propiedades del pozo, propiedades del fluido, estimación de la P_{wf} y rango de presiones.

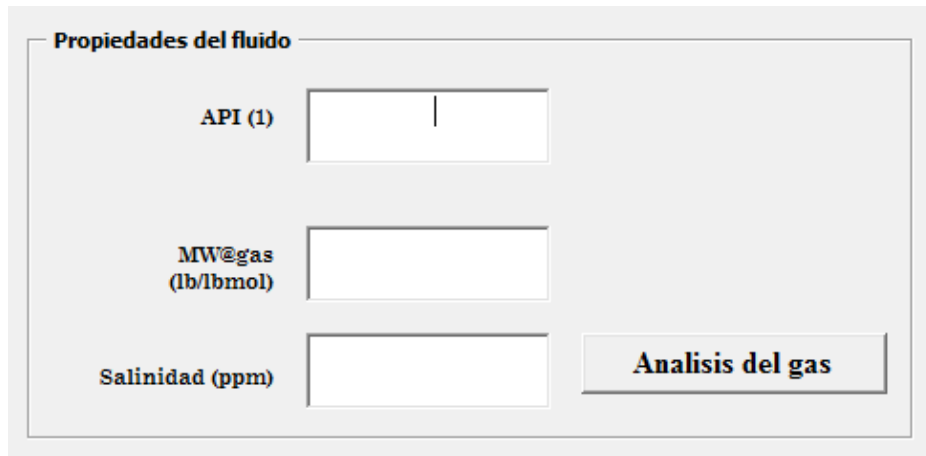
7.4.1 Pestaña datos de yacimiento. A) Propiedades del pozo

The image shows a software window titled "Propiedades del pozo". It contains six input fields, each with a label to its left. From top to bottom, the labels are: "T@yac (°F)", "Gradiente de Temperatura (°F/100ft)", "T@amb (°F)", "Pb@R (psia)", "Presión anular cabeza pozo (psia)", and "T@motor (°F)". To the right of the "T@motor (°F)" field, there is a radio button.

Figura 18. Pestaña datos de yacimiento: sección de propiedades del pozo.

- T@yac: corresponde a la temperatura del yacimiento.
- Gradiente de temperatura: corresponde al gradiente de temperatura de la formación.
- T@amb: corresponde a la temperatura ambiente en la cabeza del pozo.
- Pb@R: corresponde a la presión de burbuja del fluido a condiciones del reservorio.
- Presión anular cabeza pozo: corresponde a la CHP (Casing head pressure).
- T@motor: esta opción aparece cuando se selecciona el método de producción denominado bombeo electro-sumergible (BES), si el usuario no tiene el valor puede marcar la opción para no tenerlo en cuenta en los cálculos.

7.4.2 Pestaña datos de yacimiento. B) Propiedades del fluido



Propiedades del fluido

API (1)

MW@gas (lb/lbmol)

Salinidad (ppm)

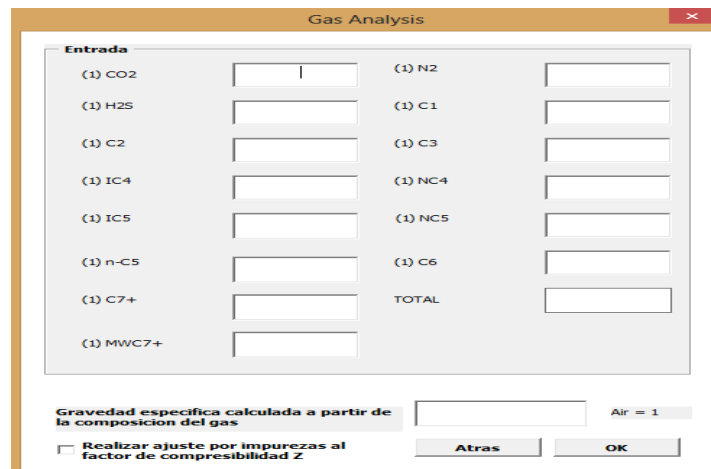
Análisis del gas

Figura 19. Pestaña datos de yacimiento: sección de propiedades del fluido.

- API: corresponde a la gravedad API° del petróleo.
- MW@gas: corresponde al peso molecular del gas. Si se tiene la gravedad específica del gas; se multiplica por el peso molecular del aire correspondiente al valor de 28.9625 para obtener el peso molecular del gas.
- Salinidad: corresponde a la salinidad del agua de formación.

En esta sección existe un botón para determinar la gravedad específica del gas mediante datos obtenidos en una cromatografía, además existe la posibilidad de corregirla por la presencia de contaminantes.

7.4.2.1 Ventana análisis de gas



Gas Analysis

Entrada

(1) CO2	<input type="text"/>	(1) N2	<input type="text"/>
(1) H2S	<input type="text"/>	(1) C1	<input type="text"/>
(1) C2	<input type="text"/>	(1) C3	<input type="text"/>
(1) IC4	<input type="text"/>	(1) NC4	<input type="text"/>
(1) IC5	<input type="text"/>	(1) NC5	<input type="text"/>
(1) n-C5	<input type="text"/>	(1) C6	<input type="text"/>
(1) C7+	<input type="text"/>	TOTAL	<input type="text"/>
(1) MWC7+	<input type="text"/>		

Gravedad específica calculada a partir de la composición del gas Air = 1

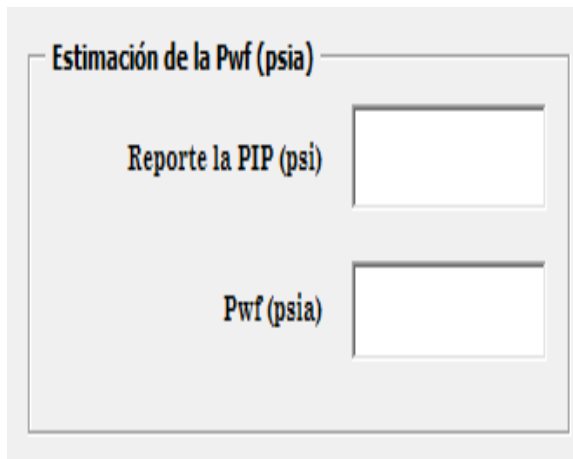
Realizar ajuste por impurezas al factor de compresibilidad Z

Atras OK

Figura 20. Ventana análisis de gas.

- Entrada: se ingresan los datos correspondientes a las fracciones de la composición del gas hasta la fracción plus, c_{7+} , con su correspondiente peso molecular, MW_{C7+} .
- Realizar ajuste por impurezas al factor de compresibilidad Z: esta opción permite ajustar el factor de compresibilidad Z por impurezas.

7.4.3 Pestaña datos de yacimiento. C) Estimación de la presión de fondo fluyendo



The image shows a software interface window titled "Estimación de la Pwf (psia)". Inside the window, there are two input fields. The first field is labeled "Reporte la PIP (psi)" and the second field is labeled "Pwf (psia)". Both fields are currently empty.

Figura 21. Pestaña datos de yacimiento: sección de la estimación de la presión de fondo fluyendo (Pwf).

- Reporte la PIP: en este cuadro se ingresa la pump intake pressure (PIP) reportada de acuerdo al día donde se obtuvieron los datos de producción.
- Pwf: en este cuadro se estima y se imprime el resultado de la presión de fondo fluyendo (Pwf) con base a la PIP reportada.

7.4.4 Pestaña datos de yacimiento. D) Rango de presiones

The image shows a software window titled "Rango de Presiones". Inside the window, there are three rows, each with a label on the left and an empty rectangular input field on the right. The labels are: "Pwf@fcst (psia)", "Pwf@actual (psia)", and "Presión Estática (psia)".

Figura 22. Pestaña datos de yacimiento: sección de rango de presiones

- Pwf@fcst: corresponde a la presión de fondo fluyendo (Pwf) máxima en la cual el usuario estima el nivel dinámico, es decir la presión objetivo hasta donde se requieran hacer las predicciones. Por lo tanto esta presión debe ser menor a la Pwf@mínima.
- Pwf@actual: corresponde a la presión de fondo fluyendo (Pwf) mínima en la cual el usuario estima el nivel dinámico. Ambas presiones de fondo fluyendo generan un rango en el cual el usuario obtendrá un número de estimaciones del nivel de fluido de acuerdo al número de puntos a graficar (Ver sección profundidad)
- Presión estática: corresponde a la presión estática del yacimiento.

8. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA

A continuación se presenta una validación del programa con el fin de brindar confiabilidad al usuario.

8.1 POZO USCO-1

El pozo USCO-1 opera bajo flujo multifasico y posee una bomba electrosumergible, los datos reportados de campo para la validación son mostrados a continuación.

ΔD (ft)	10	$Diam_{cas_prod}$ (inch)	6.336
N (1)	5	$Diam_{tub_prod}$ (inch)	3.5
D_w (ft)	3063	D_t (ft)	3111
D_l (ft)	3008	T_{yac} (°F)	125
D_p (ft)	3158	$^{\circ}G$ ($^{\circ} \frac{F}{100 ft}$)	3.1
$Diam_{Bomba}$ (inch)	4	T_{amb} (°F)	70
Q_o (Bbl)	80	P_b (psia)	981
Q_g (PCS)	50000	CHP (psia)	14.5
Q_w (Bbl)	2235	API (1)	25.9
MW_{gas} ($\frac{lbm}{lbmol}$)	23.59	Salinidad (ppm)	5500
$P_{wfactual}$ (psia)	100.068	P_{wfcst} (psia)	90
$P_{estatica}$ (psia)	179.7	$PIP_{reportada}$ (psia)	135
$P_{wfreportada}$ (psia)	97.6	$Sumergencia_{reportada}$ (ft)	150

Tabla 1. Datos reportados de campo para el pozo USCO-1

Angulo (1)	Tope TVD (ft)
60	3157.5
60	3058.36
60.68	3048.80
61	3017.69
60.8	2990.83
60.9	2908.22

Tabla 2. Datos del survey para el pozo USCO-1

1. Cálculo de las temperaturas promedios

$$\bar{T}_1 = \frac{\left[\left(\frac{^{\circ}G}{100} * D_p \right) + T_{amb} + T_{yac} \right]}{2}$$

$$\bar{T}_1 = \frac{\left[\left(\frac{3.1}{100} * 3158 \right) + 70 + 125 \right]}{2}$$

$$\bar{T}_1 = 146.45 \text{ } ^{\circ}F$$

$$\bar{T}_2 = \frac{(T_{pump} + T_{nivel})}{2}$$

$$\bar{T}_2 = \frac{(167.90 + 163.25)}{2}$$

$$\bar{T}_2 = 165.57 \text{ } ^{\circ}F$$

$$\bar{T}_3 = \frac{(T_{nivel} + T_{amb})}{2}$$

$$\bar{T}_3 = \frac{(163.43 + 70)}{2}$$

$$\bar{T}_3 = 116.63 \text{ } ^{\circ}F$$

2. Calculo de las presiones de burbuja promedio

$$P_b(\bar{T}_1) = P_{bR} 10^{0,00164(T_1 - T_R)}$$

$$P_b(\bar{T}_1) = 981 * 10^{0,00164(146.45 - 125)}$$

$$P_b(\bar{T}_1) = 1063.76 \text{ psi}$$

$$P_b(\bar{T}_2) = P_{bR} 10^{0,00164(T_2 - T_R)}$$

$$P_b(\bar{T}_2) = 981 * 10^{0,00164(165.57 - T_R)}$$

$$P_b(\bar{T}_2) = 1143.43 \text{ psi}$$

3. Calculo de la presión del gas anular al nivel dinamico (D_{Lm})

$$\bar{z}_3 = 1$$

$$P_l = P_a \text{Exp} \left[\frac{0.01875 D_l \gamma_g}{\bar{T}_3 \bar{z}_3} \right]$$

$$P_l = 29.2 * \text{Exp} \left[\frac{0.01875 * 3008 * 0.815}{576.294 * 1} \right]$$

$$P_l = 31.623 \text{ psi}$$

$$\bar{P}_3 = \frac{(P_a + P_l)}{2}$$

$$\bar{P}_3 = \frac{(29.2 + 31.623)}{2}$$

$$\bar{P}_3 = 30.412 \text{ psi}$$

Con los valores de la \bar{P}_3 y \bar{T}_3 se calcula las propiedades pseudocriticas para luego calcular la temperatura y presión pseudoreducidas obteniéndose los siguientes valores:

$$sP_r = 0.0463$$

$$sT_r = 1.411$$

Se procede a calcular el factor de compresibilidad, Z.

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * sP_r}{10^{0.9813 * sT_r}} \right) + \left(\frac{0.274 * sP_r^2}{10^{0.8157 * sT_r}} \right)$$

$$Z = 1 - \left(\frac{3.52 * 0.0463}{10^{0.9813 * 1.411}} \right) + \left(\frac{0.274 * 0.0463^2}{10^{0.8157 * 1.411}} \right)$$

$$Z = 0.99331$$

Como el Z calculado no es igual al Z asumido anteriormente, se repite el procedimiento de cálculo hasta lograr la convergencia del factor de compresibilidad, Z.

El valor final obtenido para $P_l = 31.64 \text{ psi}$

4. Determinación de los valores de la presión de fondo fluyendo

$$P_{wfi} = P_{wfi@actual} + \frac{(P_{wfi@fcst} - P_{wfi@actual})}{N-1} (i - 1)$$

$$P_{wfi} = 100.068 + \frac{(90 - 100.068)}{5-1} (1 - 1)$$

$$P_{wfi} = 100.068 \text{ psi}$$

4.1 Seleccionar el intervalo de profundidad

$$\Delta D = 10 \text{ ft}$$

4.2 Asumir una \widetilde{P}_{j+1}

$$\widetilde{P}_{j+1} = 105.718 \text{ psi}$$

$$P_{j+\frac{1}{2}} = \frac{(P_j + \widetilde{P}_{j+1})}{2}$$

$$P_{1+\frac{1}{2}} = \frac{(100.068 + 105.718)}{2}$$

$$P_{1+\frac{1}{2}} = 102.893 \text{ psi}$$

$$D_j = D_w + j\Delta D$$

$$D_1 = 3063 + 1 * 10$$

$$D_1 = 3073 \text{ ft}$$

5. Con la presión, $P_{1+\frac{1}{2}}$, se determinan las propiedades de los fluidos (aceite, gas y agua) haciendo uso de correlaciones PVT. Los valores obtenidos son los siguientes:

$$B_w = 1.021 \frac{BY}{BS}$$

$$B_o = 1.033 \frac{BY}{BS}$$

$$B_g = 0.0291 \frac{BY}{PCS}$$

$$R_s = 14.14 \frac{PCS}{BS}$$

$$\mu_w = 0.000297 \frac{lbm}{ft * sec}$$

$$\mu_o = 0.004375 \frac{lbm}{ft * sec}$$

$$\mu_g = 3.20224 * 10^{-7} \frac{lbm}{ft * sec}$$

$$\rho_w = 61.5699 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_o = 54.3918 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_g = 0.38002 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\sigma_{go} = 0.0605 \frac{lbm}{sec^2}$$

$$\sigma_{gw} = 0.1352 \frac{lbm}{sec^2}$$

$$\sigma_m = 0.1327 \frac{lbm}{sec^2}$$

$$\rho_L = 61.3218 \frac{lbm}{ft^3}$$

$$\mu_L = 0.000438 \frac{lbm}{ft * sec}$$

6. Calculo de las velocidades superficiales de las fases

$$D_a^2 = D_c^2 - D_t^2$$

$$D_a^2 = 6.336^2 - 3.5^2$$

$$D_a^2 = 27.8948 \text{ inch}^2$$

$$V_{sl} = \left(\frac{Q_o * B_o + Q_w * B_w}{\pi * \frac{D_a^2}{4}} \right) * 0.0094$$

$$V_{sl} = \left(\frac{80 * 1.033 + 2235 * 1.021}{\pi * \frac{27.8948}{4}} \right) * 0.0094$$

$$V_{sl} = 1.015865 \frac{ft}{seg}$$

$$V_{sg} = \left(\frac{Q_g - Q_o * R_s}{\pi * \frac{D_a^2}{4} * B_g} \right) * 0.0017$$

$$V_{sg} = \left(\frac{50000 - 80 * 14.14}{\pi * \frac{27.8948}{4} * 0.0291} \right) * 0.0017$$

$$V_{sg} = 3.927932 * 10^{-3} \frac{ft}{seg}$$

7. Determinación del patrón de flujo de acuerdo a los criterios.

$$v_{sg@bu} = \frac{1}{1 - 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right)} \left\{ 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right) v_{sl} + 0.375 \left[g \sigma \frac{(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right]^{0.25} \right\}$$

$$v_{sg@bu} = \frac{1}{1 - 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{3.5}{6.336} \right)} \left\{ 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{3.5}{6.336} \right) 1.015865 + 0.375 \left[32.2 * 0.1327 \frac{(61.3218 - 0.38002)}{61.3218^2} \right]^{0.25} \right\}$$

$$v_{sg@bu} = 1.628877 \frac{ft}{seg}$$

Si $V_{sg} < v_{sg@bu}$ entonces

$$H_L = 1 - \frac{v_{gs}}{\left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right) (v_{gs} + v_{ls})} + \frac{v_{gs}}{1.5 \left[g \sigma \left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_l^2} \right) \right]^{0.25}}$$

$$H_L = 1 - \frac{3.927932 * 10^{-3}}{\left(1.97 + 0.371 \frac{3.5}{6.336} \right) (3.927932 * 10^{-3} + 1.015865)} + \frac{3.927932 * 10^{-3}}{1.5 \left[32.2 * 0.1327 * \left(\frac{61.3218 - 0.38002}{61.3218^2} \right) \right]^{0.25}}$$

$$H_L = 0.998682$$

$$H_g = 1 - H_L$$

$$H_g = 1 - 0.998654$$

$$H_g = 1.31752 * 10^{-3}$$

8. Calculo de las propiedades de la mezcla.

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$\rho_m = 61.3218 * 0.998682 + 0.38002 * (1 - 0.998682)$$

$$\rho_m = 60.900121 \frac{lbm}{ft^3}$$

$$\mu_m = \mu_L H_L + \mu_g H_g$$

$$\mu_m = 0.000438 * 0.998682 + 3.20224 * 10^{-7} * 1.31752 * 10^{-3}$$

$$\mu_m = 3.745283 \frac{lb}{ft * sec}$$

$$V_m = v_{sL} + v_{sg}$$

$$V_m = 1.015865 + 3.927932 * 10^{-3}$$

$$V_m = 1.019799 \frac{ft}{sec}$$

9. Calculo del gradiente total de presión

$$N_{Rem} = \frac{\rho_L * V_m * \frac{D_a}{12}}{\mu_L}$$

$$N_{Rem} = \frac{61.3218 * 1.019799 * \frac{5.281562}{12}}{0.000438}$$

$$N_{Rem} = 72984.29$$

$$f_{mezcla} = 0.3164 N_{Rem}^{-0.25}$$

$$f_{mezcla} = 0.3164 * 72984.29^{-0.25}$$

$$f_{mezcla} = 0.01924993$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Cabeza Hidrostatica}} = \frac{\rho_{\text{mezcla}} * g * \sin\theta}{g_c * 144}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Cabeza Hidrostatica}} = \frac{60.900121 * \sin(60)}{144}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Cabeza Hidrostatica}} = 0.366257 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{fricción}} = \frac{2 * f_{\text{mezcla}} * V_m^2 * \rho_{\text{mezcla}}}{g_c * D_a * 12}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{fricción}} = \frac{2 * 0.01924993 * 1.019799^2 * 60.900121}{32.2 * 5.281562 * 12}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{fricción}} = 1.194833 * 10^{-3} \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Total}} = \left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Cabeza Hidrostatica}} + \left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{fricción}}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Total}} = 0.366257 + 1.194833 * 10^{-3}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Total}} = 0.367452 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

10. Calcular la presión, P_{j+1}

$$\widetilde{P}_{j+1} = P_1 + \Delta D * \left(\frac{dP}{dD}\right)_{\text{Total}}$$

$$\widetilde{P}_{j+1} = 100.068 + (10 * 0.367452)$$

$$\widetilde{P}_{j+1} = 103.743 \text{ psi}$$

Debido a que la presión calculada no es igual a la presión supuesta anteriormente, se debe devolver al paso 4.2 y comenzar los cálculos nuevamente tomando la nueva \widetilde{P}_{j+1} calculada. Finalmente la \widetilde{P}_{j+1} convergió a un valor de 103.742 psi en la iteración tres.

Los resultados obtenidos utilizando el modelo, después de realizar los cálculos con las respectivas presiones de fondo fluyendo, P_{wfi} , descritos en la sección 6 son mostrados a continuación.

Pwf (psia)	Presión de la bomba (psi)	Nivel Dinámico (ft)	Sumergencia (ft)
100.068	134.9986442	2876.902383	281.0976167
97.551	132.480797	2883.752371	274.2476288
95.034	129.9629055	2890.603093	267.3969068
92.517	127.4449665	2897.454221	260.5457786
90	124.9269765	2904.304819	253.695181

Tabla 3. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-1 calculados por el modelo

Los porcentajes de errores obtenidos son mostrados a continuación considerando la $P_{wfi\text{actual}} = 100.068 \text{ psi}$ (dato reportado de campo) como valor de referencia.

Dato	% Error
<i>Pwf (psia)</i>	2.5287
<i>PIP (psia)</i>	0.0007
<i>D_l (ft)</i>	4.3583

Tabla 4. Porcentajes de error para el pozo USCO-1

$Q_{liq} \left(\frac{Bbl}{dia} \right)$	$P_{wf} (psia)$
0	179
2313.493163	100.068
2368.710367	97.551
2422.780711	95.034
2475.704194	92.517
2527.480817	90
3625.18523	0

Tabla 5. IPR calculada para el pozo USCO-1

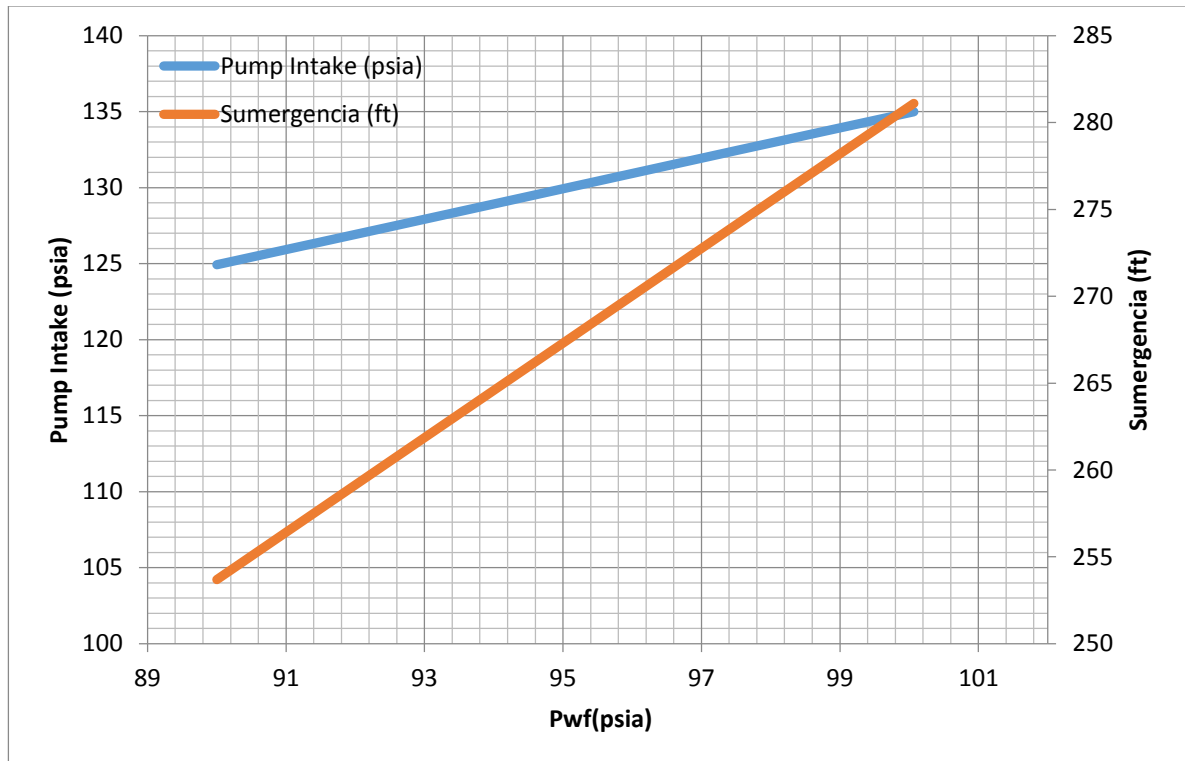


Figura 23. Gráfica PIP y sumergencia contra P_{wf} para el pozo USCO-1.

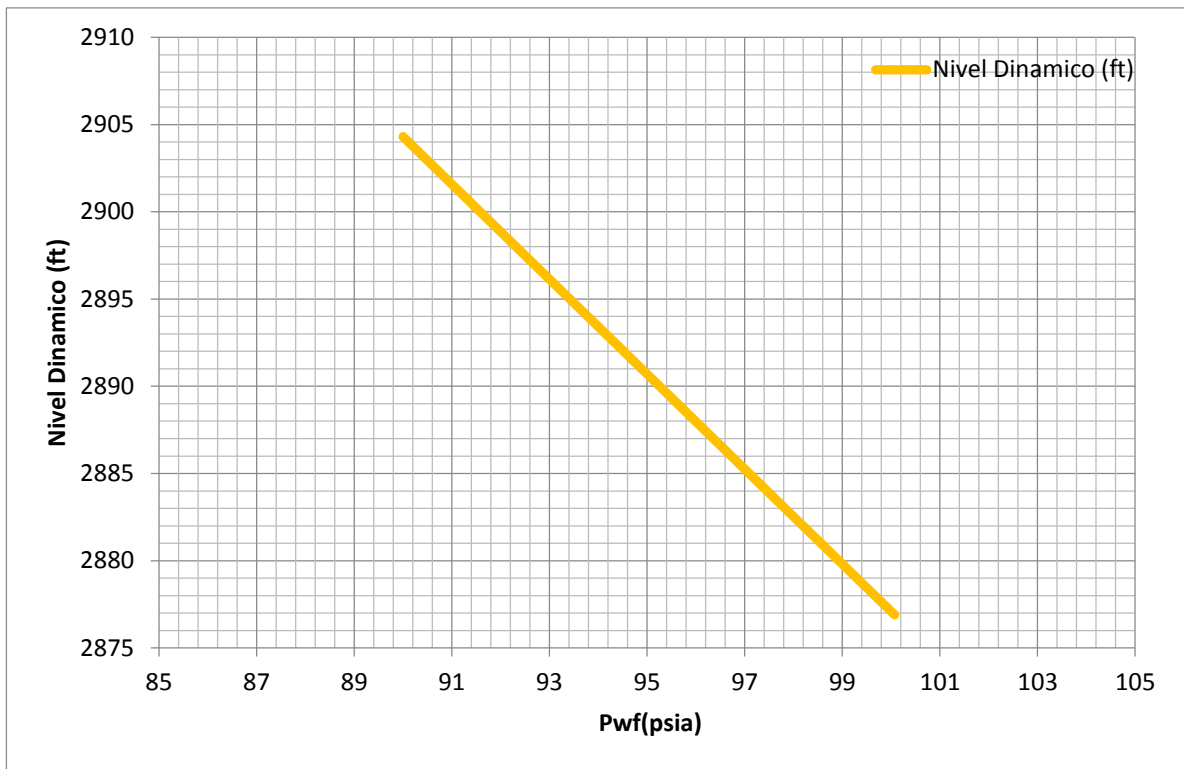


Figura 24. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-1.

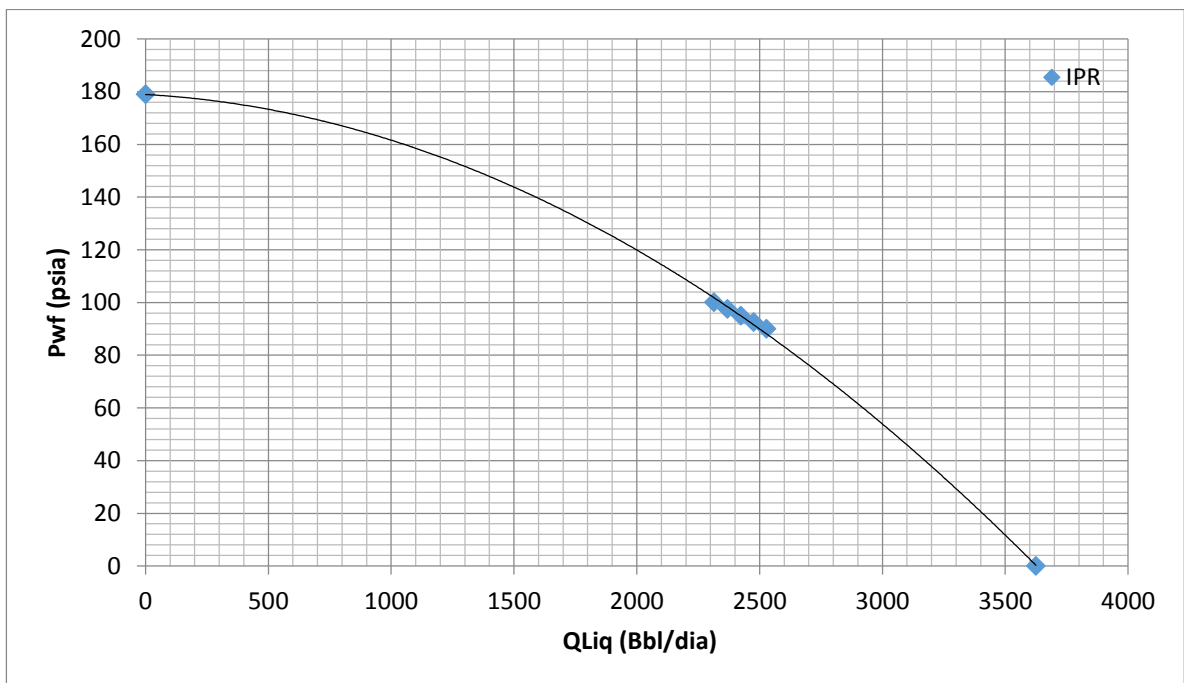


Figura 25. Gráfica IPR para el pozo USCO-1

8.2 POZO USCO-2

El pozo USCO-2 opera bajo flujo multifasico y produce por bombeo de cavidades progresivas, los datos reportados de campo para la validación son mostrados a continuación.

ΔD (ft)	10	$Diam_{cas_prod}$ (inch)	6.276
N (1)	5	$Diam_{tub_prod}$ (inch)	3.5
D_w (ft)	2698	D_t (ft)	2848.64
D_l (ft)	2713.64	T_{yac} ($^{\circ}F$)	122
D_p (ft)	2895.64	$^{\circ}G$ ($^{\circ}\frac{F}{100\ ft}$)	3.83
$Diam_{Bomba}$ (inch)	4	T_{amb} ($^{\circ}F$)	70
Q_o (Bbl)	70	P_b (psia)	981
Q_g (PCS)	39000	CHP (psia)	23.6
Q_w (Bbl)	930	API (1)	27
MW_{gas} ($\frac{lbm}{lbmol}$)	23.59	Salinidad (ppm)	5500
$P_{wfactual}$ (psia)	24.475	P_{wfcst} (psia)	10
$P_{estatica}$ (psia)	593.8	$PIP_{reportada}$ (psia)	100
$P_{wfreportada}$ (psia)	26.5	$Sumergencia_{reportada}$ (ft)	182

Tabla 6. Datos reportados de campo para el pozo USCO-2

Angulo (1)	Tope TVD (ft)
63.2	2983.52
64.7	2893.66
65.3	2848.34
66	2802.79
66.6	2757.01
67.65	2657.49

Tabla 7. Datos del survey para el pozo USCO-2

Pwf (psia)	Presión de la bomba (psi)	Nivel Dinámico (ft)	Sumergencia (ft)
24.475	100.0049516	2741.588524	154.0514757
20.85625	96.53042615	2750.583936	145.0560637
17.2375	92.88231206	2760.062699	135.577301
13.61875	89.22566617	2769.602762	126.037238
10	85.52603439	2779.255594	116.3844055

Tabla 8. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-2 calculados por el modelo

Los porcentajes de errores obtenidos son mostrados a continuación considerando la $P_{wf_{actual}} = 24.475 \text{ psi}$ (dato reportado de campo) como valor de referencia.

Dato	% Error
<i>Pwf (psia)</i>	7.6415
<i>PIP (psia)</i>	0.005
<i>D_l (ft)</i>	1.0299

Tabla 9. Porcentajes de error para el pozo USCO-2

Q_{liq} (Bbl/día)	P_{wf} (psia)
0	593
999.7853961	24.475
1001.394212	20.85625
1002.942878	17.2375
1004.431395	13.61875
1005.859762	10
1009.494123	0

Tabla 10. IPR calculada para el pozo USCO-2

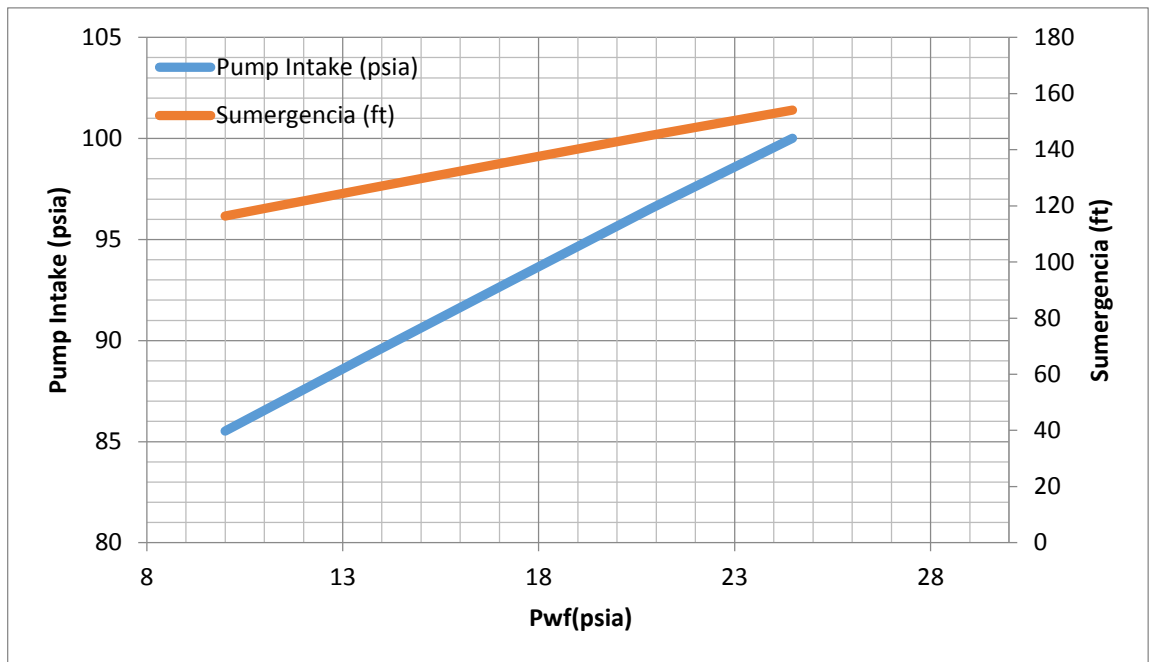


Figura 26. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-2

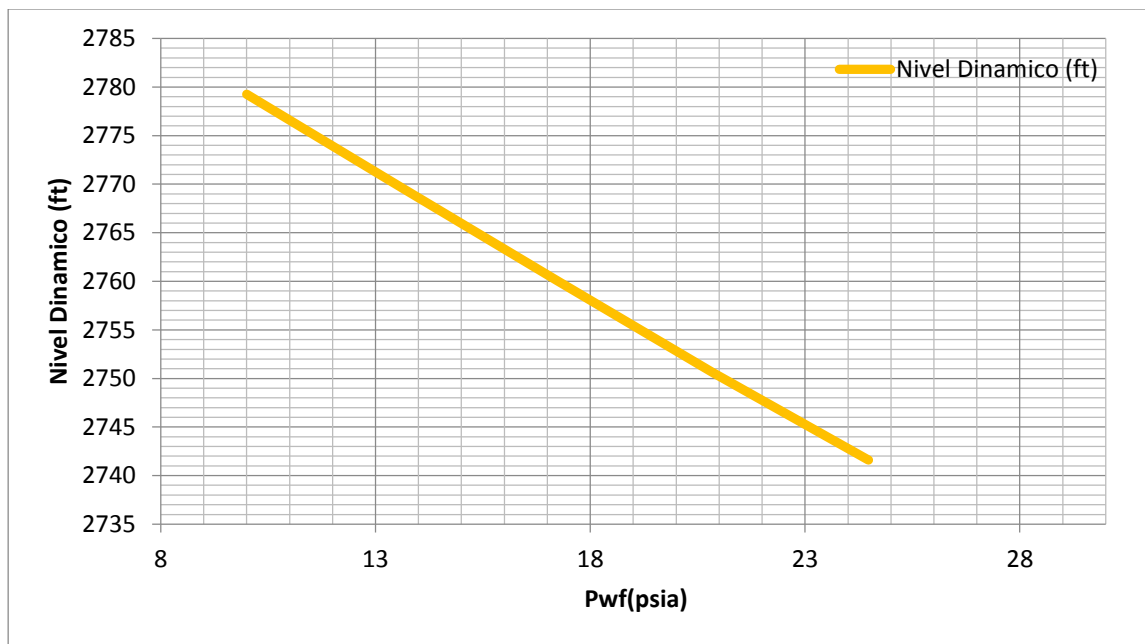


Figura 27. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-2

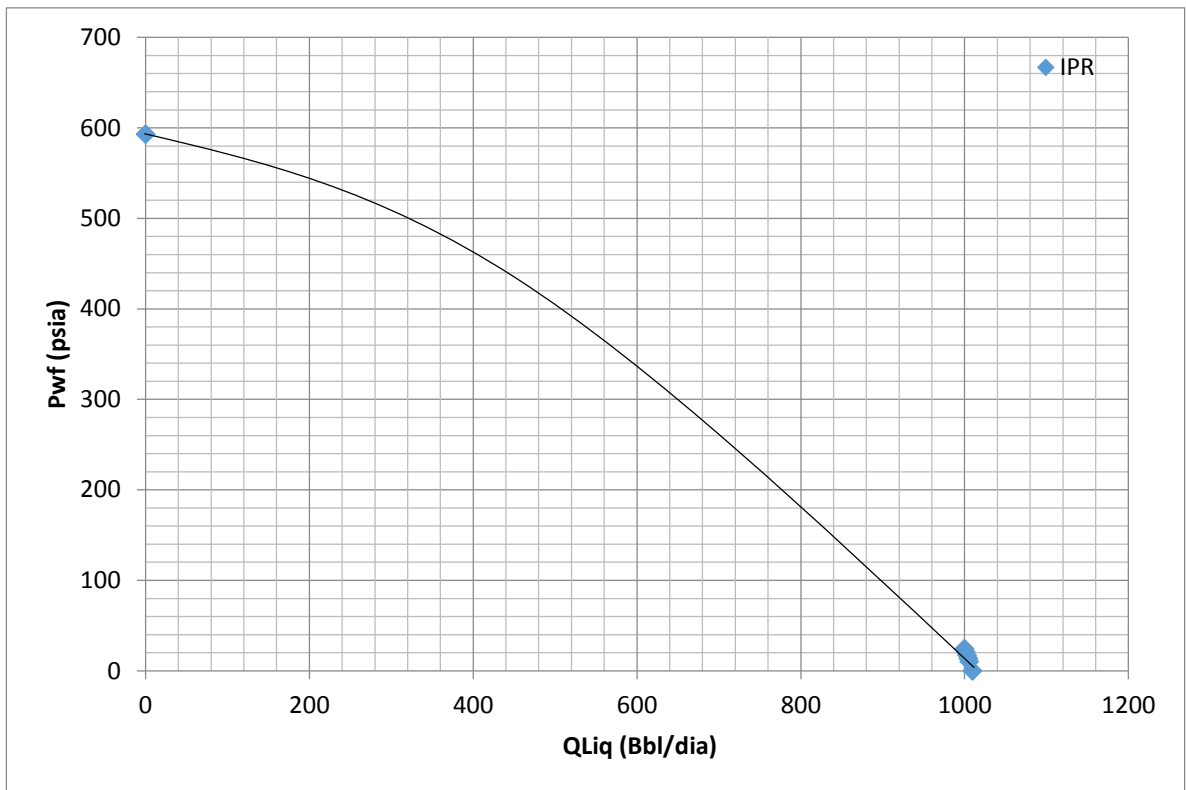


Figura 28. Gráfica IPR para el pozo USCO-2

8.3 POZO USCO-3

El pozo USCO-3 opera bajo flujo multifasico y produce por bombeo de cavidades progresivas, los datos reportados de campo para la validación son mostrados a continuación.

ΔD (ft)	10	$Diam_{cas_prod}$ (inch)	4.276
N (1)	5	$Tope_{cas_prod}$ (ft)	2731.19
D_w (ft)	2673	$Diam_{cas_inter}$ (inch)	6.276
D_l (ft)	2609.2	$Diam_{tub_prod}$ (inch)	3.5
D_p (ft)	2689.2	D_t (ft)	2643.2
$Diam_{Bomba}$ (inch)	4	T_{yac} ($^{\circ}F$)	150
Q_o (Bbl)	53	$^{\circ}G$ ($^{\circ} \frac{F}{100 ft}$)	3.8
Q_g (PCS)	15000	T_{amb} ($^{\circ}F$)	70
Q_w (Bbl)	647	P_b (psia)	981
MW_{gas} ($\frac{lbm}{lbmol}$)	23.59	CHP (psia)	9.4
$P_{wfactual}$ (psia)	44.692	API (1)	27
$P_{estatica}$ (psia)	114.9	Salinidad (ppm)	5500
$P_{wfreportada}$ (psia)	48.1	P_{wfcst} (psia)	40
$Sumergencia_{reportada}$ (ft)	80	$PIP_{reportada}$ (psia)	50

Tabla 11. Datos reportados de campo para el pozo USCO-3

Angulo (1)	Tope TVD (ft)
51.9	2676.3
51.28	2626.9
51.3	2579.3
51.14	2531
51.12	2482
50.42	2433.9

Tabla 12. Datos del survey para el pozo USCO-3

Pwf (psia)	Presión de la bomba (psi)	Nivel Dinámico (ft)	Sumergencia (ft)
44.692	50.0042265	2615.100482	74.09951847
43.519	48.80756532	2618.764579	70.43542135
42.346	47.63427526	2622.356433	66.8435668
41.173	46.46096836	2625.948749	63.25125147
40	45.28764326	2629.541676	59.65832397

Tabla 13. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-3 calculados por el modelo

Los porcentajes de errores obtenidos son mostrados a continuación considerando la $P_{wf_{actual}} = 44.692 \text{ psi}$ (dato reportado de campo) como valor de referencia.

Dato	% Error
<i>Pwf (psia)</i>	7.0852
<i>PIP (psia)</i>	0.0084
<i>D_l (ft)</i>	0.2261

Tabla 14. Porcentajes de error para el pozo USCO-3

$Q_{liq} \left(\frac{Bbl}{dia} \right)$	$P_{wf} (psia)$
0	114
695.6516427	44.692
702.9922327	43.519
710.1852699	42.346
717.2307545	41.173
724.1286863	40
871.0455764	0

Tabla 15. IPR calculada para el pozo USCO-3

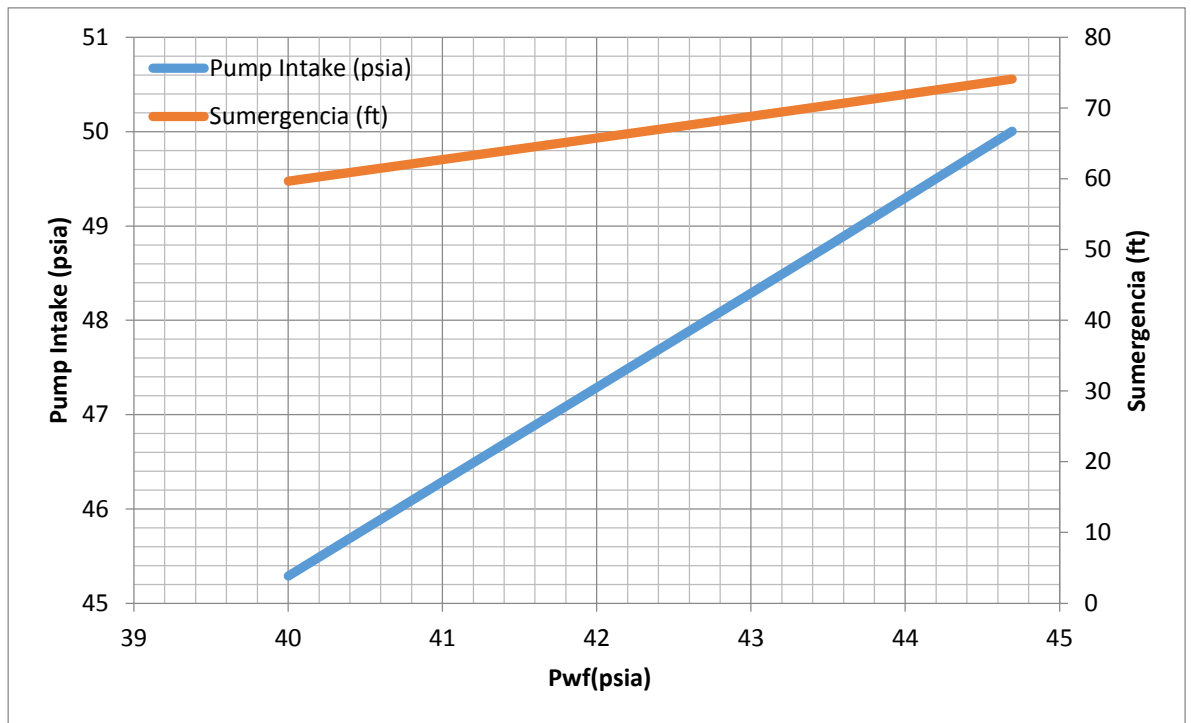


Figura 29. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-3

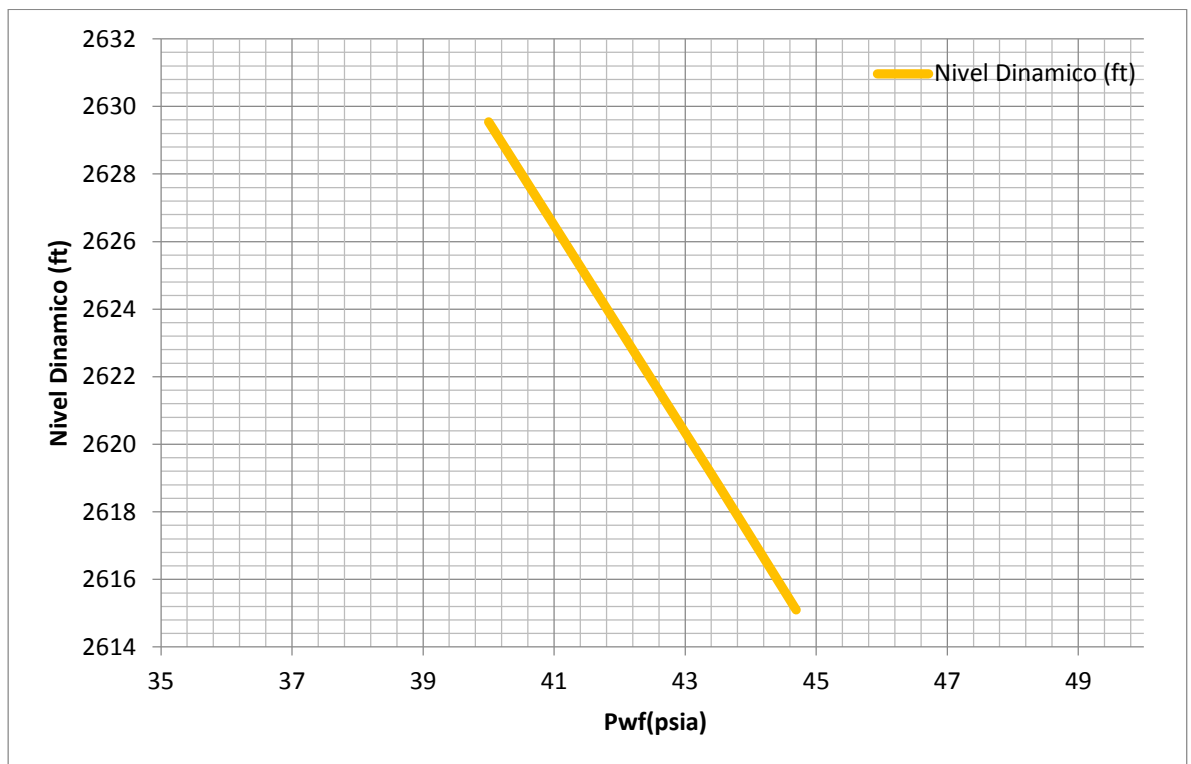


Figura 30. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-3

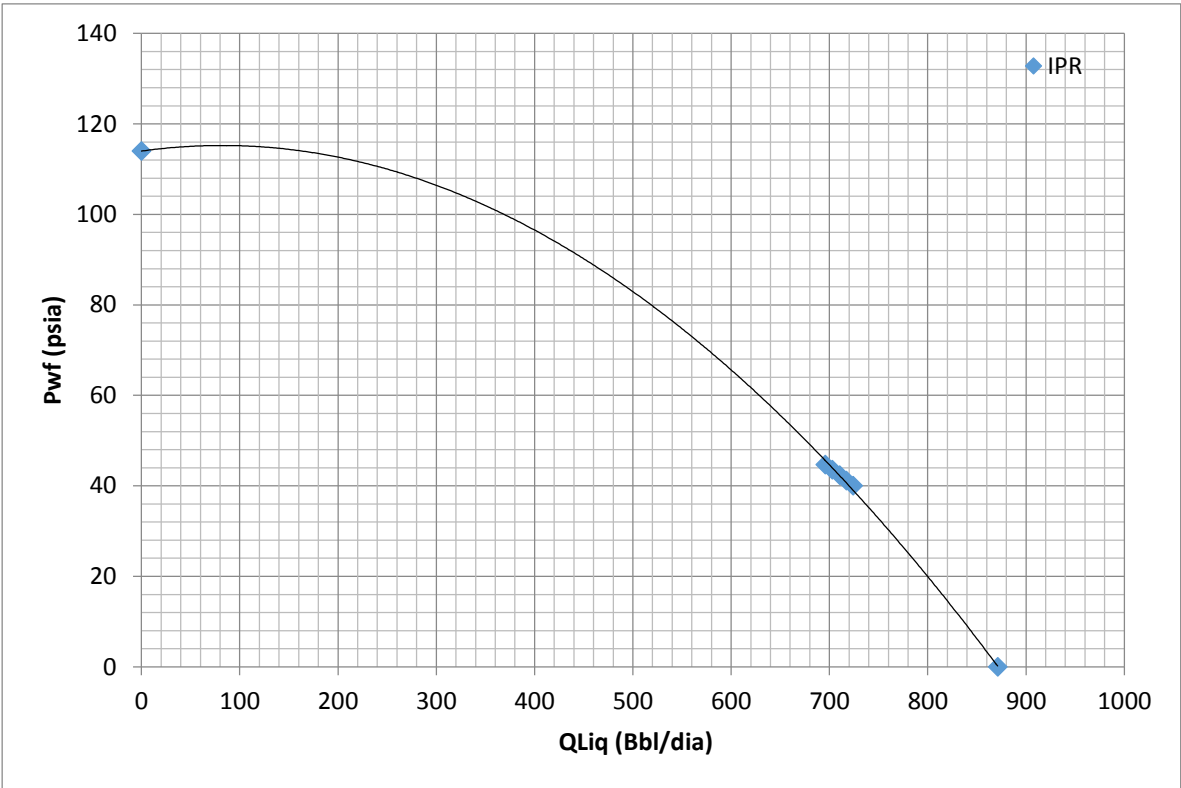


Figura 31. Gráfica IPR para el pozo USCO-3

8.4 POZO USCO-4

El pozo USCO-4 opera bajo flujo multifasico y produce por bombeo mecanico, los datos reportados de campo para la validación son mostrados a continuación.

ΔD (ft)	10	$Diam_{cas_prod}$ (inch)	6.336
N (1)	5	$Diam_{tub_prod}$ (inch)	3.5
D_w (ft)	2816	T_{yac} ($^{\circ}F$)	126
D_l (ft)	2809.1	$^{\circ}G$ ($^{\circ} \frac{F}{100 ft}$)	3.9
D_p (ft)	2840.1	T_{amb} ($^{\circ}F$)	70
Q_o (Bbl)	61	P_b (psia)	981
Q_g (PCS)	20000	CHP (psia)	22.3
Q_w (Bbl)	814	API (1)	26.9
MW_{gas} ($\frac{lbm}{lbmol}$)	23.59	Salinidad (ppm)	5500
$P_{wfactual}$ (psia)	54.61	P_{wfcst} (psia)	40
$P_{estatica}$ (psia)	120	$PIP_{reportada}$ (psia)	62
$P_{wfreportada}$ (psia)	51	$Sumergencia_{reportada}$ (ft)	31

Tabla 16. Datos reportados de campo para el pozo USCO-4

Angulo (1)	Tope TVD (ft)
46.6	2819.97
47.9	2783.25
48.71	2755.62
49	2745.83
49.9	2707.84
50.72	2676.29

Tabla 17. Datos del survey para el pozo USCO-4

Pwf (psia)	Presión de la bomba (psi)	Nivel Dinámico (ft)	Sumergencia (ft)
54.61	62.02893342	2767.455456	72.64454373
50.9575	58.32720748	2779.332882	60.76711844
47.305	54.67382603	2791.230472	48.86952831
43.6525	50.9708872	2803.305463	36.79453737
40	47.31716452	2815.307138	24.79286223

Tabla 18. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-4 calculados por el modelo

Los porcentajes de errores obtenidos son mostrados a continuación considerando la $P_{wf\text{actual}} = 54.61 \text{ psi}$ (dato reportado de campo) como valor de referencia.

Dato	% Error
<i>Pwf (psia)</i>	7.0784
<i>PIP (psia)</i>	0.0466
<i>D_l (ft)</i>	1.4825

Tabla 19. Porcentajes de error para el pozo USCO-4

$Q_{liq} \left(\frac{Bbl}{dia} \right)$	$P_{wf} \text{ (psia)}$
0	120
869.5051183	54.61
901.6846531	50.9575
932.1302067	47.305
960.8417791	43.6525
987.8193702	40
1169.786096	0

Tabla 20. IPR calculada para el pozo USCO-4

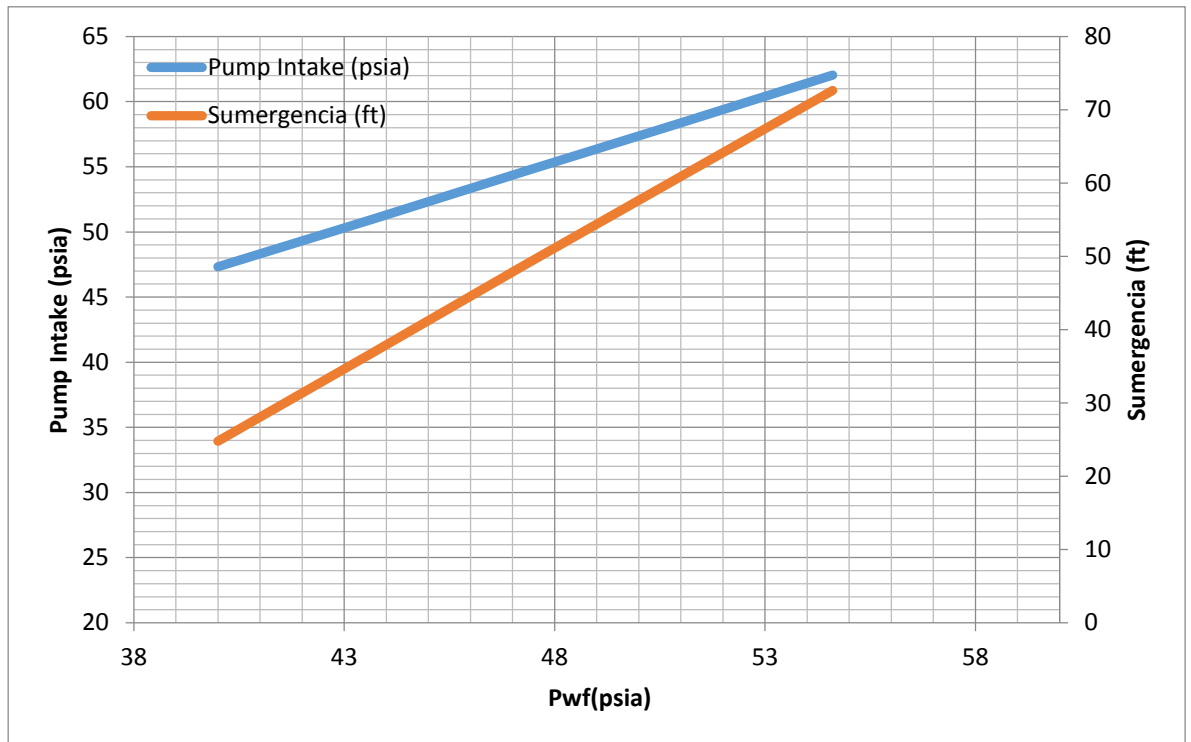


Figura 32. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-4

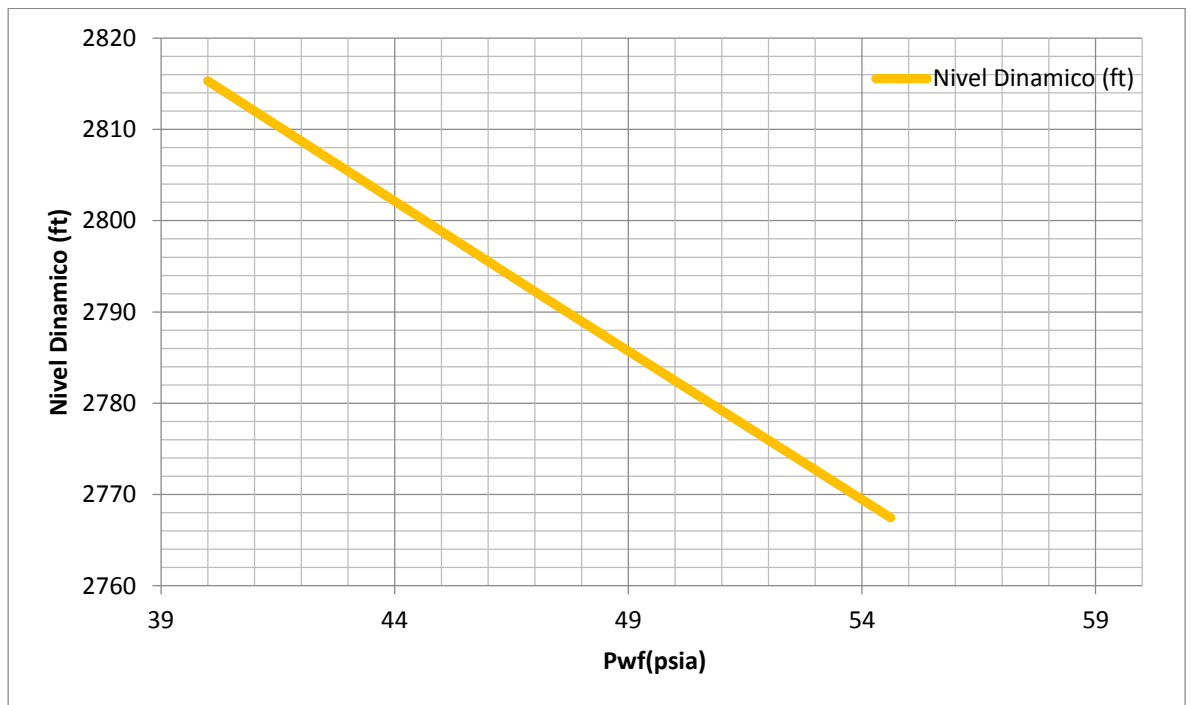


Figura 33. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-4

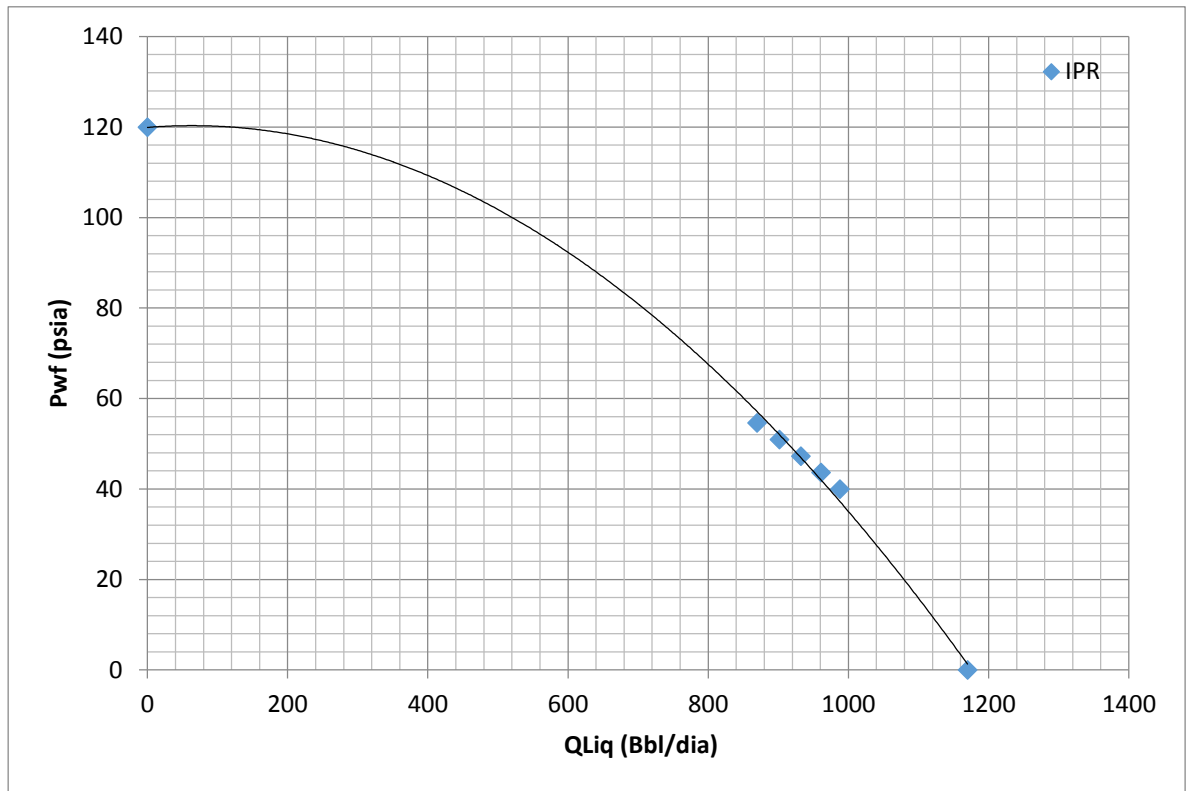


Figura 34. Gráfica IPR para el pozo USCO-4

8.5 Pozo USCO-5

El pozo USCO-5 opera bajo flujo multifasico y produce por bombeo mecanico, los datos reportados de campo para la validación son mostrados a continuación.

ΔD (ft)	10	$Diam_{cas_prod}$ (inch)	6.276
N (1)	5	$Diam_{tub_prod}$ (inch)	3.5
D_w (ft)	2997	T_{yac} ($^{\circ}F$)	150
D_l (ft)	2383.34	$^{\circ}G$ ($^{\circ}\frac{F}{100\ ft}$)	4.48
D_p (ft)	2519.34	T_{amb} ($^{\circ}F$)	70
Q_o (Bbl)	18	P_b (psia)	981
Q_g (PCS)	12000	CHP (psia)	26.2
Q_w (Bbl)	602	API (1)	27.5
MW_{gas} ($\frac{lbm}{lbmol}$)	23.59	Salinidad (ppm)	5500
$P_{wfactual}$ (psia)	227.773	P_{wfcst} (psia)	220
$P_{estatica}$ (psia)	821.3	$PIP_{reportada}$ (psia)	60
$P_{wfreportada}$ (psia)	213.3	$Sumergencia_{reportada}$ (ft)	136

Tabla 21. Datos reportados de campo para el pozo USCO-5

Angulo (1)	Tope TVD (ft)
57.62	2566.79
57.47	2527.97
57.35	2508
56.26	2402.27
55.46	2350.12
54.88	2297.59

Tabla 22. Datos del survey para el pozo USCO-5

Pwf (psia)	Presión de la bomba (psi)	Nivel Dinámico (ft)	Sumergencia (ft)
227.773	59.98222829	2484.190625	35.14937517
225.82975	58.14915079	2489.437612	29.90238787
223.8865	56.25415826	2494.862798	24.47720231
221.94325	54.36119958	2500.270808	19.06919156
220	52.47041763	2505.622336	13.71766395

Tabla 23. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-5 calculados por el modelo

Los porcentajes de errores obtenidos son mostrados a continuación considerando la $P_{wf_{actual}} = 227.773 \text{ psi}$ (dato reportado de campo) como valor de referencia.

Dato	% Error
<i>Pwf (psia)</i>	6.7853
<i>PIP (psia)</i>	0.0297
<i>D_l (ft)</i>	4.2315

Tabla 24. Porcentajes de error para el pozo USCO-5

$Q_{liq} \left(\frac{Bbl}{dia} \right)$	$P_{wf} \text{ (psia)}$
0	821
619.5750811	227.773
620.6413937	225.82975
621.7014163	223.8865
622.7551489	221.94325
623.8025914	220
701.7200061	0

Tabla 25. IPR calculada para el pozo USCO-5

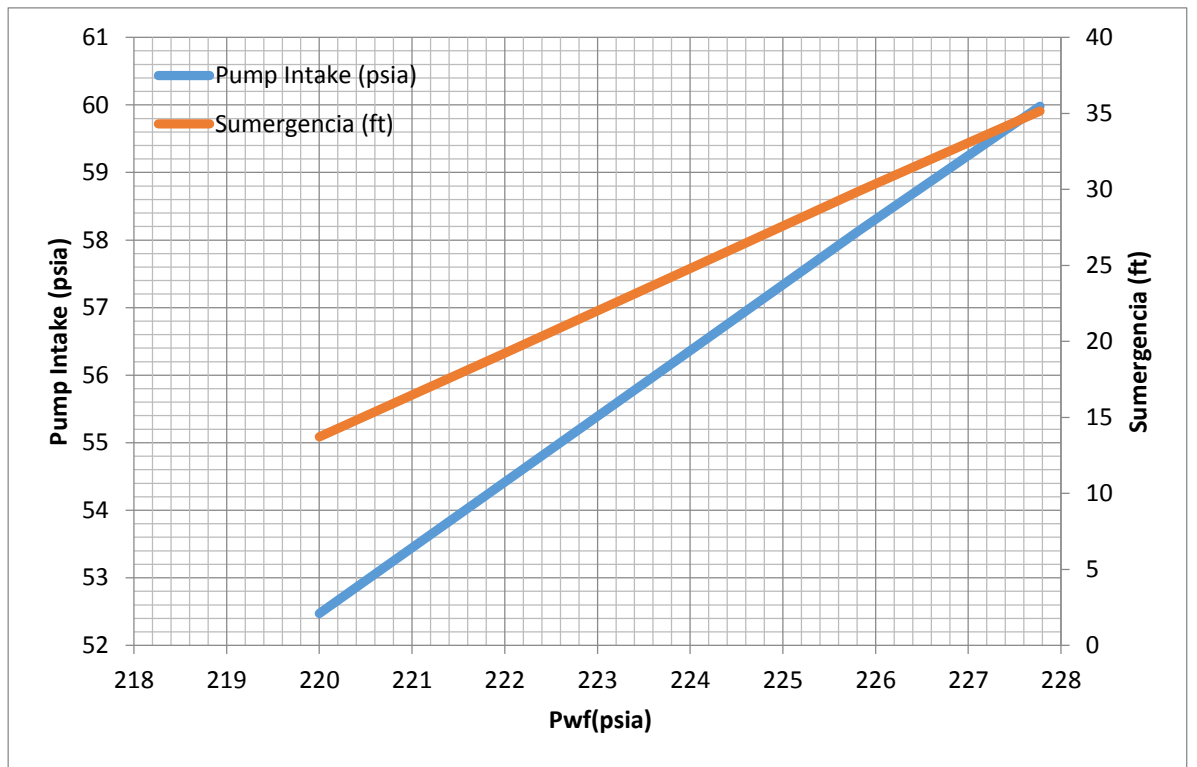


Figura 35. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-5

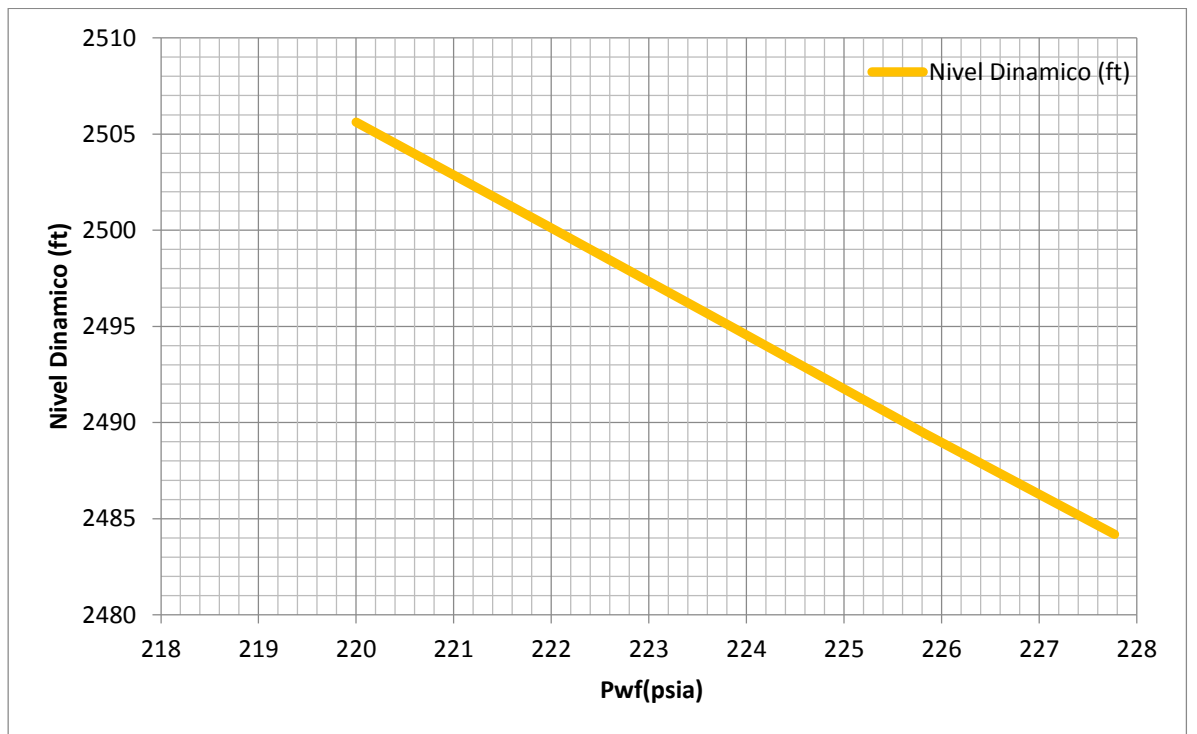


Figura 36. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-5

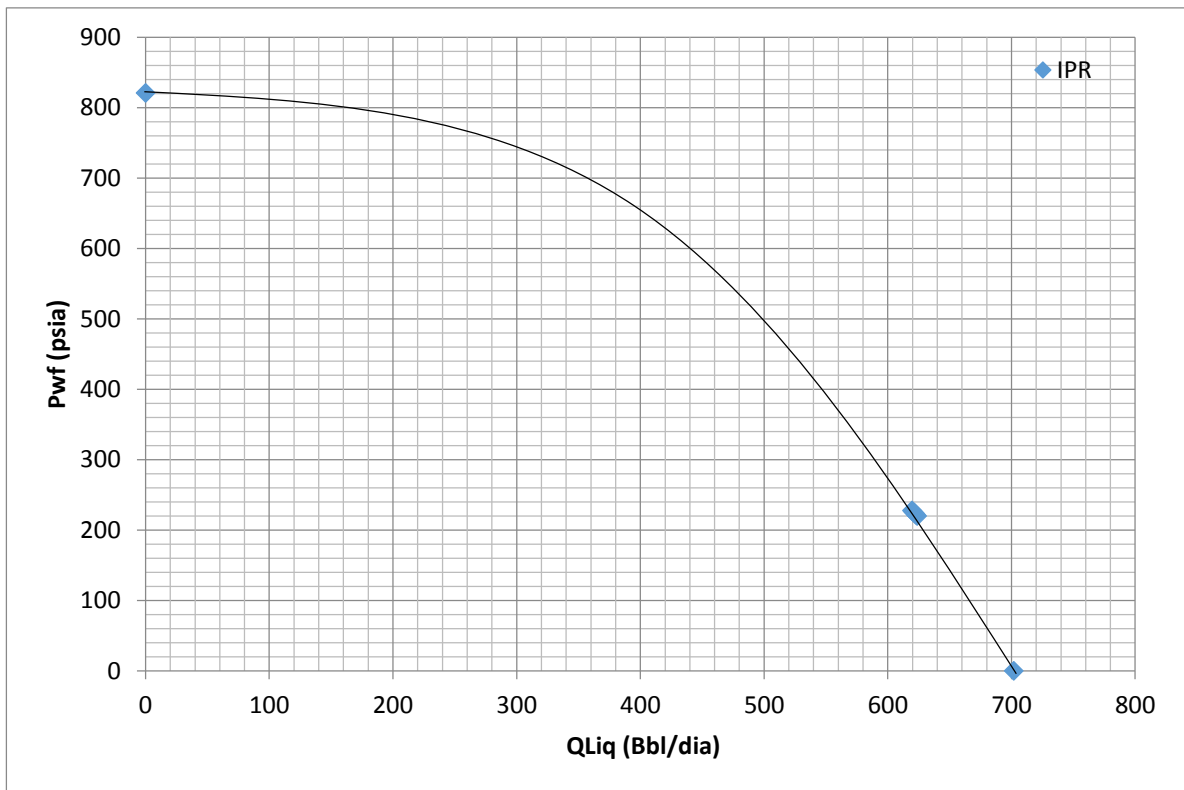


Figura 37. Gráfica IPR para el pozo USCO-5

9. CONCLUSIONES

- Se desarrolló un programa de computador del método de Kabir y Hasan (1988), mediante la herramienta Visual Basic para Aplicaciones de Excel 2013, el cual permite al usuario determinar y predecir la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para pozos completados sin empaque que producen bajo la acción de un sistema de levantamiento y flujo multifásico, a partir de mediciones del nivel dinámico.
- El programa permite simplificar los cálculos necesarios para estimar presiones de fondo y presiones de entrada en las bombas, en cualquier momento de la vida productiva de un pozo; y también permite tomar en cuenta la geometría real del mismo.
- La exactitud en los resultados de las correlaciones para el cálculo del gradiente de presión de flujo multifásico, depende en gran medida de las correlaciones utilizadas para calcular las propiedades físicas de los fluidos.
- La principal ventaja de este método es que permite calcular la presión de fondo fluyendo sin necesidad de medir el gradiente de presión (dp/dt) en superficie, como se hace usualmente en métodos de cálculo estándar.
- El desarrollo de la curva IPR para un respectivo pozo permite obtener predicciones de la presión de fondo fluyendo, y mediante esta manera, conocer su caudal óptimo de producción. Además, conociendo la presión de fondo fluyendo, el programa permite obtener la sumergencia y la presión de entrada de la bomba para un respectivo pozo, con el fin de obtener una adecuada sumergencia para proteger el estado físico de la bomba.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda medir la distribución real de temperatura e implementarla en el modelo, para obtener cálculos más exactos.
- Aunque las correlaciones para el cálculo de las propiedades físicas utilizadas en este método, cubren un amplio rango de crudos, se recomienda utilizar otro tipo de correlaciones que se ajusten mejor a los diferentes tipos existentes de aceites.
- El procedimiento de cálculo utilizado en este programa presenta carencias de exactitud cuando se aplica para pozos desviados con ángulos de inclinación mayores a 33° tomados desde el eje vertical, por lo tanto, se recomienda manejar otras correlaciones que se puedan emplear para estos casos.
- Mejorar el procedimiento de cálculo en lo que respecta a la cantidad de gas separado a la entrada de la bomba, puesto que éste modelo no lo tiene en cuenta.
- Cuando se modela un pozo desviado, puede que la data referente a los ángulos de inclinación sea insuficiente para arrojar resultados precisos. Se recomienda ampliar la cantidad de valores ingresados de este tipo, para hacer más exacto el programa.
- El procedimiento de cálculo sólo se podrá aplicar a pozos verticales y desviados. Se hace necesario complementar el programa con un método de cálculo para pozos horizontales.

BIBLIOGRAFÍA

1. Rashid Hasan, A. and Shah Kabir, C. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells. SPE 15138, May of 1988.
2. Rashid Hasan, A. and Shah Kabir, C. A Study of Multiphase Flow Behavior in a Deviated Well. SPE 15449, November of 1988.
3. Bikbulatov, S; Khaanov, M. and Zagurenk, A. Flowing Bottomhole Pressure Calculation for a Pumped Well under Multiphase Flow, 2005.
4. Eldon W. Sams. Experimental Investigation of Average Heat-Transfer and Friction Coefficients for Air Flowing in Circular Tubes Having Square-Thread-Type Roughness. National Advisory Committee for Aeronautics, June of 1952.
5. Luis Mora Vallejo and Jacobo Zegrí Reiriz. A Theoretical and Experimental Study of Horizontal Air-Water Two-Phase Flow with a Spool Piece. Department of Energetics, July of 2011.
6. Yamilet Sánchez Montero; Jenny Montbrun Di-Filippo; Marcos G. Ortiz and Alexis L. Bouza Vincero. Método de Determinación de Patrones de Flujo en Tuberías Verticales a través de Lógica Difusa. Simposio Brasileño de Automatización Inteligente, Septiembre de 1999.
7. Hewitt G.F. and Roberts D.N. Studies of Two-Phase Flow Patterns by Simultaneous X-Ray and Flash Photography. Chemical Engineering Division, 1969.
8. Carlos Bánzer, S. Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad del Zulia, Enero de 1996.
9. Sandra Viviana Bedoya Rios y Diana Carolina Fontecha Calderon. Desarrollo de una Herramienta Computacional con Correlaciones de Flujo Multifásico Aplicando el Factor de Ajuste para la Viscosidad de Crudos Pesados. Universidad Industrial de Santander, 2010.
10. Beggs Dale, H. and Brill, P. James. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. SPE-AIME, May of 1973.
11. Annabella, Cravino C. and Pérez B, Al D. Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción de la Caída de Presión del Flujo Bifásico de Gas y de Líquido en Tuberías Verticales. Universidad Central de Venezuela, 2007.
12. Marcelo Hirschfeldt. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. OilProduction.net, Versión2008V1.

- 13.** Baker, O. Simultaneous Flow of oil and gas – A Report on Magnolia’s Research on Two-Phase Pipeline Design. July 26, 1954.
- 14.** Beggs Dale, H. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI and Petroskills Publications, May of 2003.
- 15.** Economides, Michael J.; Hill, Daniel A. and Christine Ehlig-Economides. Petroleum Production Systems. Prentice-Hall PTR, 1994.
- 16.** Nind, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. McGraw-Hill, 1987.
- 17.** Tarek Ahmed. Reservoir Engineering. Elsevier Inc, 2006.
- 18.** Flanigan, O. Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems. March 10, 1958
- 19.** Clegg, J.D.; Bucaram, S.M. and Heln Jr, N.W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods. JPT, November of 1993.
- 20.** Machete Rojas, Eliana Yaira. Análisis del Desempeño de dos Sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el Campo Caño Limón. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- 21.** Gábor Takács. Sucker-Rod Pumping Manual. PennWell Corporation, 2003.
- 22.** Echometer Company, Well Analyzer and TWM Software. Operating Manual, 2009.
- 23.** Muñoz, Alvaro y Torres, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros, diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- 24.** Gregory, G.A. Comments on the Prediction of Liquid Holdup for Gas-Liquid Flow in Inclined Pipes. August of 1974.
- 25.** Singh, G. and Griffith, P. Determination of Pressure Drop Optimum Pipe Size for a Two-Phase Slug Flow in an Inclined Pipe. November of 1970.
- 26.** Lau, C.W. Bubbly and Slug Flow Pressure Drop in an Inclined Pipe. 1972.
- 27.** Sevigny, R. Jr. An Investigation of Isothermal Cocurrent Two-Fluid Two-Phase Flow in an Inclined Tube. 1962.
- 28.** Griffith, P. et al. Two Phase Pressure Drop in Inclined and Vertical Pipes. 1973.
- 29.** Beggs, H.D. and Brill, J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. May of 1973.

ANEXOS

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA ESTIMACION DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO MEDIANTE MEDICIONES DEL NIVEL DINAMICO

