Desarrollo de Programas Computacionales para Analizar Sistemas Básicos de Producción en Pozos de Petróleo

Milton Erazo A.
Ing. Gabriel Colmont M.
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (FICT)
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador
merazo@espol.edu.ec
gcolmont@espol.edu.ec

Resumen

Este reporte detalla el procedimiento seguido para desarrollar programas computacionales para analizar sistemas de producción, básicos e integrados, en pozos de petróleo. Al principio se resalta la necesidad de este tipo de investigaciones. Mediante un estudio estadístico se clasifican las condiciones técnicas bajo las que operan las compañías petroleras en el oriente ecuatoriano; con base en esto y en varios estudios comparativos presentados anteriormente, se seleccionan las correlaciones más apropiadas a implementarse para calcular las propiedades PVT (Presión Volumen Temperatura) de fluidos, el IPR (Comportamiento de Afluencia) del pozo, y la caída de presión del flujo bifásico vertical y horizontal. Posteriormente, se selecciona el lenguaje y sistema computacional más conveniente para implementar los algoritmos desarrollados. El diseño del programa computacional es tal, que luego de una corrida se genera suficiente información como para hacer un estudio detallado de las variables que describen el comportamiento del flujo multifásico. El estudio integrado del sistema de producción se hace a través de Análisis Nodal®. Luego de implementar este programa, se comprobó mediante varias pruebas la confiabilidad de sus resultados. Con esto se ha logrado dotar a la FICT con una herramienta computacional, que permitirá a los estudiantes de Ingeniería de Petróleo ejercitarse y mejorar su capacidad de análisis y resolución de problemas en el área de producción de hidrocarburos.

Palabras Clave: *Programas computacionales, sistemas de producción de petróleo, flujo bifásico, Análisis Nodal, IPR, propiedades PVT.*

Abstract

This report details the procedure followed to develop computer programs to analyze basic and integrated production systems in oil wells. At the beginning it is highlighted the necessity of this kind of investigations. By a statistic study are classified the technical conditions under which oil companies operate in the Ecuadorian Amazon; based on this and in several comparison studies presented before, we selected the most appropriate correlations to be implemented to calculate PVT (Pressure Volume Temperature) properties of fluids, well IPR (Inflow Performance Relationship), and the two-phase vertical and horizontal pressure drawdown. Then, it is selected the most convenient computer language to implement the developed algorithms. The design of the computer program is such that, after a run it generates enough information as to make a detailed study of the variables that describe the two-phase flow behavior. The study of the integrated production system is performed by Nodal® Analisys. After implementing this program the validity of the results was assessed with several tests. With this program the FICT has been supplied with a tool that will permit the petroleum engineering students to exercise themselves and improve their capacity to analyze and solve problems related to hydrocarbon production.

1. Introducción

Es reconocido por la academia y la industria las capacidades competitivas que se obtienen al disponer de programas computacionales para resolver los complejos problemas de las actividades "upstream", intensivas en capital, de la industria petrolera. Por lo tanto, en la actualidad es indispensable que el Ingeniero de Petróleos al iniciar su primer trabajo profesional esté en capacidad de manejar y comprender el funcionamiento de programas computacionales básicos aplicados en la fase "upstream" de la industria petrolera, de modo de acortar la transición entre los aspectos básicos y los complejos; por lo cual es necesario que durante sus estudios disponga y se ejercite con estas herramientas con el fin de mejorar su capacidad de análisis y desempeño.

El objetivo general de esta investigación es desarrollar programas computacionales para analizar sistemas de producción, básicos e integrados, en pozos de petróleo, y proveer a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de la ESPOL con estas herramientas.

El objetivo de estudio de esta investigación es seleccionar las correlaciones apropiadas que describen el comportamiento de los parámetros PVT (Presión Volumen Temperatura), IPR (Comportamiento de Afluencia), flujo vertical, y flujo horizontal aplicables a las condiciones típicas de los pozos petroleros del oriente ecuatoriano. Así como también, escoger las herramientas matemáticas y computacionales más efectivas para el diseño y la implementación de las correlaciones para uso académico y profesional básico.

Con base en el objetivo de estudio, los objetivos específicos de esta tesis son:

- Seleccionar las correlaciones más adecuadas para determinar los parámetros PVT de los fluidos.
- Seleccionar correlaciones adecuadas para generar el IPR de un pozo.
- Seleccionar correlaciones adecuadas para determinar la caída de presión de flujo bifásico a lo largo de la tubería en el pozo y en la superficie hasta el separador.
- Seleccionar los métodos matemáticos más adecuados para ser utilizados en el desarrollo de los algoritmos de cálculo.
- Seleccionar un lenguaje de programación y sistema computacional más convenientes para implementar las ecuaciones, correlaciones y métodos matemáticos seleccionados.

1.1. Alcance del proyecto

Este proyecto de investigación tiene el siguiente alcance:

- El sistema de producción integrado incluye al yacimiento, tubería de producción, y la línea de superficie hasta llegar al separador.
- Se aplica a pozos verticales productores de petróleo mediante flujo natural que producen desde una sola zona productora.
- Se cubren los casos de yacimiento saturado y subsaturado para generación del IPR.
- Se considera que existe temperatura constante al implementar las correlaciones para la obtención del IPR presente del pozo y en el cálculo de gradientes de presión en flujo multifásico por tubería vertical y horizontal.
- Las correlaciones son seleccionadas de modo que cubren los rangos típicos de los parámetros de los sistemas de producción existentes en el oriente ecuatoriano, de donde proviene más del 99% de la producción doméstica.
- Se aplica al caso en que las fases gas y líquido fluyen por la misma tubería del pozo, no incluyendo por lo tanto separadores de fondo de pozo.
- Para analizar el desempeño del sistema de producción se utiliza el método de Análisis NODAL® [1] ("NODAL Analysis" (Análisis Nodal) es una marca registrada de Flopetrol Johnston, una división de Schlumberger Technology Corporation, y está protegida por la Patente de Estados Unidos #4,442,710).
- Algunos aspectos que no se cubren en este trabajo incluyen: pozo horizontal, transferencia de calor en el pozo, variación del IPR con el tiempo de producción incorporando balance de materiales, métodos de levantamiento artificial de la producción del pozo, completaciones especiales como: dual, ventanas (side tracks), inteligente, múltiple.
- El programa computacional a desarrollado es uno básico, diseñado de modo tal que a partir de este, posteriormente se pueda:

1. Desarrollar e incorporar otros programas computacionales, que amplíen sucesivamente los alcances de este tipo de estudio y análisis; y,
2. Se pueda con mayor facilidad, manejar programas comerciales o académicos desarrollados por terceros y, eventualmente desarrollar innovaciones.

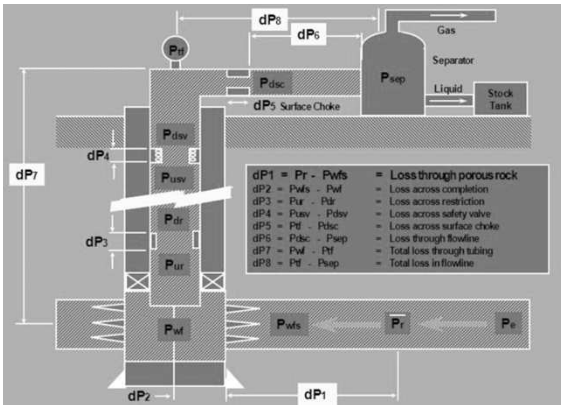

Figura 1. Esquema del sistema de producción integrado (tomado de la referencia 1).

2. Estudio estadístico y clasificación de los parámetros típicos, de interés en el estudio del flujo multifásico de fluidos, según las

condiciones de los sistemas de producción existentes en el oriente ecuatoriano

Como parte de esta investigación se desarrolló un estudio estadístico, en el que se han establecido cuáles son las condiciones bajo las cuales operan las compañías petroleras en el oriente del Ecuador.

La información correspondiente a las propiedades PVT del petróleo fue obtenida en el Centro de Investigaciones Geológicas Quito (CIGQ) de Petroecuador, el día 13 de Marzo del 2008. Esta información está compuesta por datos extraídos de 165 reportes PVT de fluidos de los distintos campos petroleros del oriente ecuatoriano los cuales constan en los archivos del CIGQ. La información obtenida incluye:

- Número de pozo
- Zona productora
- Presión de burbuja
- Temperatura del yacimiento
- Grado API del petróleo
- Solubilidad en el punto de burbuja
- Factor volumétrico de formación del petróleo en el punto de burbuja
- Gravedad específica del gas

Tabla 1. Datos de análisis PVT de fluidos de pozos del oriente ecuatoriano (extracto)

Pozo No.*	Zona	Pb	Ty	° API	Rso @ Pb	Bo @ Pb	G. GAS
1	U	1440	216	28	399	1,4708	0,9208
2	HOLLIN	120	237	28,9	17	1,1792	1,25
3	U INF.	440	208	17,1	70	1,227	1,062
4	G-2	1308	208	31	442	1,338	1,071
5	T	1312	205	31,4	355	1,2501	1,409
6	T INF.	1100	238	33,4	453	1,4765	1,6692
7	U	1482	209	27,4	420	1,222	1,088
8	U	750	208	30,9	232	1,2397	
9	BASAL TENA	520	213	14,5	60	1,1325	0,914
10	BASAL TENA	630	180	21,1	116	1,1547	1,145
11	HOLLIN	72	204	33,2	9	1,1709	
12	HOLLIN INF	180	236	31,6	8	1,1537	0,8092
13	HOLLIN SUP	175	236	32,4	12	1,1525	1,244
14	T	890	200	24,9	229	1,3558	1,3154
15	T	890	200	25,6	229	1,3558	1,315

El resto de la información fue obtenida de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en la ciudad de Quito, del 18 febrero al 18 de marzo del 2008. La base de datos de pozos que se ha construido, agrupa una producción de petróleo de 22067 stb/d.

Para integrar este banco de datos se escogieron pozos de diferentes arenas de los campos de las compañías que aportan con el mayor porcentaje de la producción del Ecuador. Este criterio de selección de pozos ha sido utilizado con el objetivo de representar las características del pozo, yacimiento y propiedades de los fluidos, lo cual servirá para analizar las correlaciones más apropiadas. El banco de datos construido consta de la siguiente información:

- Producción diaria de petróleo del pozo
- Producción diaria de líquido del pozo
- Producción diaria de gas del pozo
- Presión fluyente de fondo del pozo
- Índice de productividad del pozo
- Presión de cabeza del pozo
- Temperatura de cabeza del pozo
- Presión de burbuja
- Profundidad TVD (Profundidad Vertical Verdadera) de la zona productora
- Presión promedio del yacimiento
- Temperatura del yacimiento
- Espesor neto de pago
- Porosidad de la formación
- Daño de formación
- Tipo de perfil del pozo
- Diámetro del tubing de producción

Se logró clasificar diversos parámetros de producción, del yacimiento, y de propiedades de los fluidos, en base a la zona productora. Las zonas consideradas en este estudio son:

- Caliza M1, de donde proviene el 38,1% de la producción de petróleo (22067 stb/d) de los pozos analizados.
- Arena U (incluyendo U superior y U inferior), de donde proviene el 32,4% de la producción de petróleo.
- Arena T (incluyendo T superior y T inferior), de donde proviene el 16,6% de la producción de petróleo.
- Arena Hollín (incluyendo Hollín superior y Hollín inferior), de donde proviene el 9,7% de la producción de petróleo.
- Arena Basal Tena, de donde proviene el 3,2% de la producción de petróleo.

Para cada una de estas zonas productoras, se analizaron estadísticamente diversos parámetros y se obtuvo la media, desviación estándar, valor mínimo y valor máximo de estos parámetros. Los parámetros que se analizaron son:

- Temperatura del yacimiento (Ty)
- Gravedad específica del gas (SGg)
- Presión promedio del yacimiento (Pr)
- Profundidad TVD de la zona productora
- Porosidad de la formación
- Espesor neto de pago (Hnet pay)
- Producción diaria de líquido del pozo (QL)
- Porcentaje de sedimentos básicos y agua (BSW)

- Producción diaria de petróleo del pozo (Qo)
- Índice de productividad efectivo (IP / Hnet pay)
- Relación gas – líquido de producción (GLR)

También para cada una de las 5 zonas productoras se determinaron ecuaciones que correlacionan la presión de burbuja en función de la solubilidad, y el factor volumétrico de formación del petróleo en función de la solubilidad.

Además se clasificaron estadísticamente otros parámetros generales de producción como: el daño de formación, el tipo de levantamiento del pozo, el tipo de perfil del pozo, el diámetro del tubing de producción entre otros.

3. Análisis y selección de las correlaciones disponibles para determinar los parámetros PVT de los fluidos

Se hizo una revisión de las correlaciones más usadas en la industria petrolera para determinar las propiedades PVT del petróleo, gas, y agua [2, 4]. Posteriormente se analizaron los resultados del estudio estadístico de la precisión de las distintas correlaciones. Este estudio estadístico fue hecho comparando los valores PVT estimados por las distintas correlaciones contra los valores medidos en el laboratorio. Se obtuvieron coeficientes de corrección para utilizarse con estas correlaciones, y finalmente se establecieron las correlaciones PVT seleccionadas para ser implementadas en el programa computacional. A continuación se muestra la ecuación de Standing [10] para estimar la solubilidad del petróleo incorporando el factor de corrección obtenido para esta correlación:

$$Rso = 1{,}0449 \times SGg \times \left(\frac{Cpb}{10^{9{,}1^{-4} \times T - 1{,}25^{-2} \times API}}\right)^{\left(\frac{1}{0{,}83}\right)}$$

4. Análisis y selección de los métodos disponibles para generar el IPR actual de un pozo de petróleo

Se seleccionaron los métodos para generar el IPR presente del pozo [1], incluyendo los siguientes casos:

- Yacimiento saturado
- Yacimiento subsaturado produciendo a presión de flujo mayor al punto de burbuja.
- Yacimiento subsaturado produciendo a presión de flujo menor al punto de burbuja.

5. Análisis y selección de los métodos disponibles para determinar la caída de presión de flujo bifásico a lo largo de la tubería en el pozo desde el fondo hasta la cabeza

Se revisaron las características de los distintos métodos para predecir la caída de presión de flujo bifásico en el pozo [1, 2, 3, 5], y se analizaron varios estudios comparativos que se han realizado evaluando los métodos existentes. De acuerdo a esto, se seleccionó el método desarrollado por Hagedorn A. & Brown K. [7] para ser implementado en el programa computacional. En los últimos años se han desarrollados métodos mecanicistas que al parecer ofrecen un mejor desempeño [3]. Estos métodos todavía necesitan mayor evaluación por parte de investigadores independientes.

6. Análisis y selección de los métodos disponibles para determinar la caída de presión de flujo bifásico a lo largo de la tubería en la superficie desde la cabeza hasta el Separador

Se revisaron las características de los distintos métodos para predecir la caída de presión de flujo bifásico en la tubería de superficie [1, 2, 3, 5], y se analizaron varios estudios comparativos que se han realizado evaluando los métodos existentes. Con base en estos estudios se seleccionó el método desarrollado por Beggs & Brill [8] para ser implementado en el programa computacional.

7. Análisis y selección de los métodos matemáticos disponibles para desarrollar los algoritmos de cálculo

Se analizó la factibilidad de usar una u otra herramienta matemática para implementar los programas computacionales a desarrollarse en esta investigación. Se describe cómo se resolvieron los problemas matemáticos que se presentan al pasar a la implementación en programas de computación de las diversas correlaciones que se encuentran involucradas en este estudio.

8. Análisis y selección de los lenguajes de programación y sistemas computacionales disponibles para implementar las ecuaciones, correlaciones y métodos matemáticos seleccionados previamente

Se seleccionó el sistema computacional Matlab para implementar este proyecto, porque cumple con las siguientes características:

- Presta facilidades para trabajar de manera vectorial, es decir con arreglos de datos, y a la vez con funciones matemáticas complejas.
- Cuenta con herramientas potentes para graficación de curvas
- Cuenta con interfaz gráfica cómoda, basada en el entorno del sistema operativo Windows.

- Los estudiantes de Ingeniería de la Espol están familiarizados con el uso de Matlab.

9. Diseño e implementación del programa computacional para analizar sistemas de producción, SISPRO

El programa desarrollado, SISPRO, fue diseñado e implementado con las siguientes características:

- Está compuesto por un conjunto de programas (funciones) que le permiten al usuario definir las variables de entrada y procesar los datos de salida fácilmente usando una interfaz gráfica no compleja y familiar.
- Las funciones de Sispro generalmente le permiten al usuario generar curvas, para facilitar el análisis visual del comportamiento de las variables. El usuario puede incluso comparar los gráficos de resultados entre corridas distintas.
- Los algoritmos usados en Sispro han sido diseñados e implementados de modo que el programa sea los más estable y seguro posible, previniendo así errores durante la ejecución. Al finalizar una corrida se obtiene información que le permite al usuario validar los resultados verificando la convergencia de los métodos iterativos, y que las variables hayan tenido el comportamiento esperado.

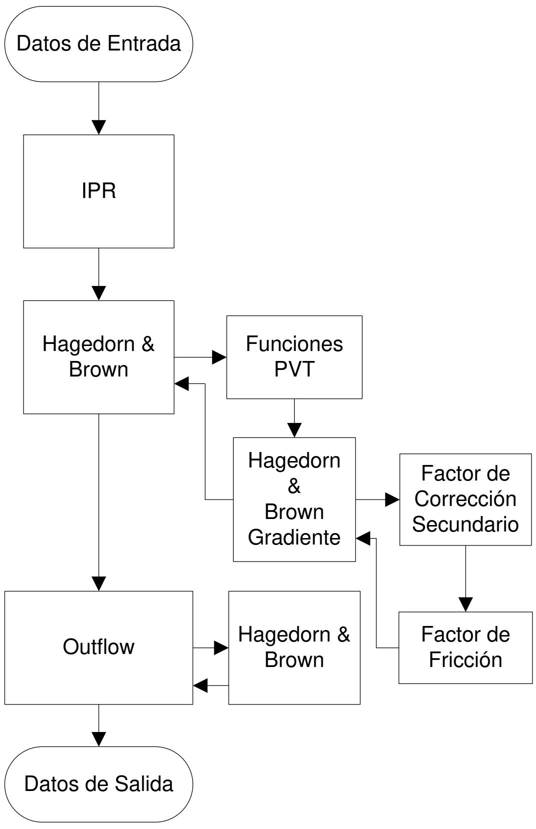

Figura 2. Diagrama de flujo de las funciones internas de SISPRO para realizar análisis nodal.

10. Análisis y prueba del programa computacional desarrollado

Luego de la implementación, SISPRO fue sometido a varias pruebas para determinar la validez y confiabilidad de los resultados, los mismos que fueron comparados con mediciones de campo y de laboratorio según el caso, y con datos obtenidos de la literatura.

Se verificó que las variables de salida tengan el comportamiento físico esperado y que las predicciones se realicen dentro de la precisión esperada.

Basado en los resultados de las pruebas se determinó que el programa computacional SISPRO ha sido diseñado e implementado correctamente.

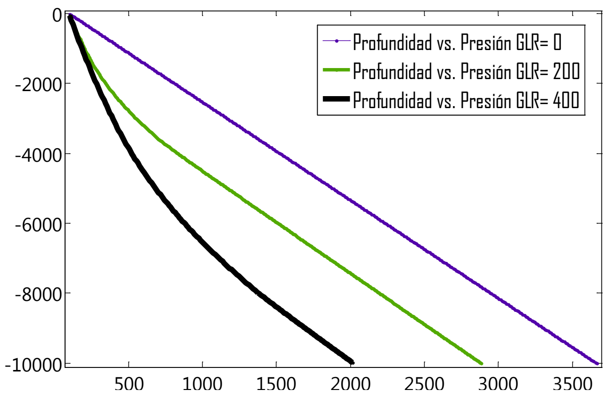

Figura 3. Curvas de flujo vertical con relación gas-líquido variable, generadas con el programa SISPRO.

11. Conclusiones

Se ha desarrollado una herramienta computacional la cual puede incorporarse en la capacitación de los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de la Espol, con el beneficio de mejorar el aprendizaje y la capacidad para analizar y resolver problemas en el área de producción.

Las características de SISPRO incluyen:

- Cálculo de la caída de presión de flujo bifásico en el pozo usando la correlación de Hagedorn & Brown.
- Cálculo de la caída de presión de flujo bifásico en la superficie usando la correlación de Beggs & Brill.
- Generación del IPR del pozo usando IP constante arriba de la presión de burbuja, y la correlación de Vogel [9] por debajo de la presión de burbuja.
- Realización de análisis Nodal con la presión de flujo de fondo del pozo (Pwf) como nodo.
- Ejecución de análisis Nodal con la presión de cabeza del pozo (Pwh) como nodo.
- Cálculo de propiedades PVT del petróleo, gas y agua.

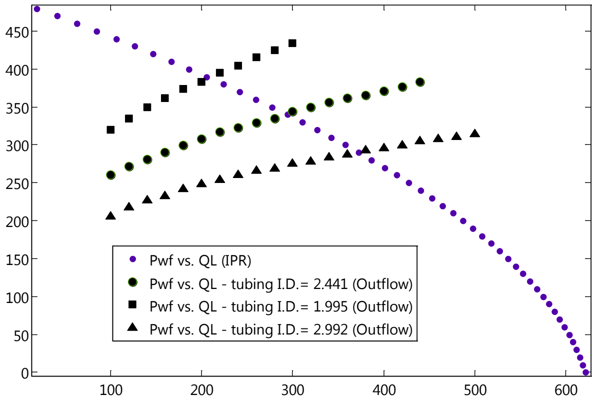

Figura 4. Curvas de IPR y Outflow con diámetro interno de tubing variable, generadas con el programa SISPRO.

En los programas desarrollados, se han implementado las correlaciones que son aplicables a las condiciones típicas de los pozos petroleros del oriente ecuatoriano para describir el comportamiento de los parámetros PVT, IPR, flujo vertical, y flujo horizontal. En la sección de análisis y prueba de los programas computacionales desarrollados se pudo constatar, que las estimaciones realizadas con estos programas reproducen resultados de laboratorio y mediciones de campo disponibles así como resultados reportados en la literatura, por lo que son confiables y pueden ser utilizados en aplicaciones de campo.

Como resultado de la evaluación de las correlaciones PVT, se han obtenido factores de corrección para ser utilizados con estas correlaciones. Con estos factores de corrección se ha logrado mejorar las estimaciones de las propiedades PVT de los crudos ecuatorianos de los yacimientos utilizados en este estudio, a efecto de lograr un análisis nodal confiable del cual derivar conclusiones útiles.

12. Agradecimiento

Al personal de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y del Centro de Investigaciones Geológicas Quito de Petroecuador, y al Ing. Galo Montenegro, profesor de la FICT y miembro del departamento de geología de Petroecuador.

13. Referencias

[1]Beggs, D. Production Optimization Using Nodal Analysis, OGCI, Tulsa – Oklahoma, 1991.

[2]Brill, J. & Beggs, D. Two Phase Flow in Pipes, The University of Tulsa, Tulsa – Oklahoma, 1978.

[3]Hasan, A. & Kabir, C. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores, Society of Petroleum Engineers, Richardson – Texas, 2002.

[4]Craft, Hawkins, Terry, Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd Edition, Prentice Hall, 1991.

[5]Brown, K. & Beggs, D. The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 1, PPC Books, Tulsa – Oklahoma, 1977.

[6]Lee, Rollins, Spivey. Pressure Transient Testing, Textbook Vol. 9, Society of Petroleum Engineers, 2003.

[7]Hagedorn, A. & Brown, K. “Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits”, JPT, April 1965.

[8]Beggs & Brill, “A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes”, JPT, May 1973.

[9]Vogel, J. “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells”, Society of Petroleum Engineers, paper SPE 1476. 1968.

[10] Standing, M. B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, 9th print, SPE, Richardson – TX, 1981.