

Aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases, (fluido de control y gas nitrógeno) en la última etapa de perforación en yacimientos con pérdida de presión, (producción)

Mario Gerardo García Herrera

ggarcia@imp.mx

Rubén Nicolás López

rnlopez@imp.mx

Manuel Cruz Castillo

mcruz@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Artículo recibido en agosto de 2016 y aceptado en agosto de 2017

Resumen

Para la aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) en la última etapa de perforación en yacimientos con pérdida de presión, se desarrolló un programa computacional en lenguaje Fortran 90; este programa contiene 23 subrutinas y programa principal, contienen las ecuaciones de flujo de dos fases y el resultado es un perfil de presión, (diseño especial que involucra flujo de dos fases). Los ingenieros pueden simular, evaluar, analizar, modificar antes o durante la perforación no convencional y tomar la mejor decisión, que tan cercano se puede perforar cerca del balance o sobre balance, en la última etapa de perforación y finalmente determinar los patrones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) y elegir los mejores parámetros operativos, para mejorar la última etapa de perforación y evitar daños a la formación productora.

Palabras clave: Flujo de dos fases, perforación no convencional, balance, sobre balance.

Application of the equations of two phase flow (oil base mud Drilling and nitrogen gas) in the last drilling stage in a low-pressure or depleted reservoir

Abstract

Application of the equations of two phase flow (oil base mud drilling and nitrogen gas) in the last drilling stage in the low-pressure or depleted reservoir. A main program with 23 subroutines were developed in Fortran 90 language. The program includes the equations of two phase flow and the final result is the pressure predictions (pressure distribution along the drill pipe and the annulus). The engineers can evaluate, analyze and change parameters before or during unconventional drilling and take the best decision for drilling near balanced or over balanced in the last drilling stage, and finally predict two phase flow patterns and choose the best parameters for drilling and avoid damage to the prospecting formation.

Keywords: Two-phase flow, unconventional drilling, near balanced, over balanced.

Introducción

En nuestro país existen yacimientos que durante su producción perdieron la presión original y al transcurrir los años de producción, fue necesario aplicar la perforación no convencional en la última etapa de perforación, debido a la pérdida de presión del yacimiento y las problemáticas presentadas en la perforación convencional en la última etapa de perforación (e.g. pérdidas de fluido de control). Uno de los retos de los ingenieros de perforación es minimizar la problemática en cada etapa de perforación. Por tal motivo, se perfora la última etapa de perforación no convencional, inyectando dos fluidos: lodo de emulsión inversa y nitrógeno, el objetivo principal es disminuir los daños a la formación productora, (yacimiento) y aligerar la columna hidrostática, con el objetivo minimizar las pérdidas del fluido de control debido a fracturas existentes en el yacimiento. Por otro lado, el reto de los ingenieros es entender la aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases, dado que implica la circulación de dos fluidos mencionados.

Se programaron las ecuaciones de flujo de dos fases, que involucran el flujo de fluido de control y gas nitrógeno, las cuales son necesarias para predecir el perfil de presión (diseño especial de la hidráulica), que se presentan durante la inyección de dos fluidos de diferentes propiedades físicas

en la última etapa de perforación. Se desarrolló un programa computacional en lenguaje Fortran 90, que contiene 23 subrutinas y un programa principal. La aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases, se compararon con casos reportados en México y en la literatura. El objetivo de aplicar las ecuaciones de flujo de dos fases es poder realizar simulaciones matemáticas en sitio (pozo), evaluar, analizar, modificar durante la perforación y tomar la mejor decisión de que tan cerca se puede perforar del balance o sobre balance; además de visualizar y discutir un perfil de presión con pozo en bajo balance (perforando y produciendo hidrocarburo) en la última etapa de perforación y determinar los patrones de flujo de dos fases, (fluido de control y gas nitrógeno).

Antecedentes y fundamentos

La **Figura 1** muestra en el eje de las abscisas los años de explotación y en el eje de las ordenadas la presión del yacimiento (kg/cm^2). La línea punteada de color café representa el comportamiento de la presión del yacimiento. Las presiones visualizadas fueron tomadas por medio de línea de acero. Debido a estas bajas presiones, es necesario aplicar perforación no convencional reportada por Urbietta et al. (2009).

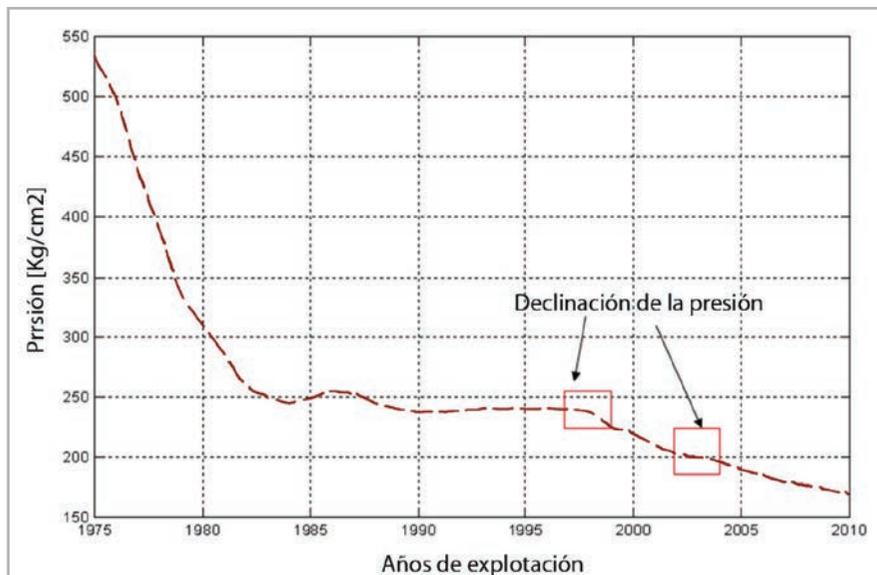


Figura 1. Presión contra años de explotación.

Relevancia fotográfica

Un afloramiento de la formación representativa del periodo Cretácico de la zona de estudio se muestra en la **Figura 2**. Se trata de la muestra de roca tipo caliza color

café claro, (matriz) y se observan incrustaciones de color café y negro, de roca tipo pedernal. En la última etapa de perforación de yacimientos depresionados, se perfora este tipo de formación.



Figura 2. Afloramiento de la formación representativa del periodo Cretácico.

En la **Figura 3** se muestra el gas nitrógeno N_2 en una botella de plástico a condiciones atmosféricas.



Figura 3. Gas nitrógeno N_2 a condiciones atmosféricas.

En la **Figura 4** se ilustra el flujo a la salida de la presa del fluido de control, donde se observa el fluido de control (emulsión inversa) y las burbujas generadas por la inyección de nitrógeno N_2 en la última etapa de perforación.



Figura 4. Fluido de control y burbujas de gas nitrógeno.

La **Figura 5**, muestra recortes de la formación del Cretácico, con perforación no convencional (fluido de control y gas nitrógeno), los recortes presentan grano muy fino, la formación es una roca de tipo caliza.

La **Figura 6**, muestra recortes lavados y un acercamiento, recortes antes de entrar al yacimiento.



Figura 5. Recortes de la formación.



Figura 6. Recortes lavados y acercamiento.

Finalmente, en la **Figura 7** se muestra en la presa de fluido de control, fluido de control color claro y aporte de hidrocarburos color negro de la formación y perforando la última etapa de perforación no convencional, explicado en este trabajo.



Figura 7. Fluido de control y aporte de hidrocarburos de la formación.

Desarrollo del tema

Concepto de inyección de flujo de dos fases

Flujo de dos fases, **Figura 8**, representa en su parte izquierda el fluido de control y en la parte derecha el gas nitrógeno N_2 ;

se muestra una tubería y el recipiente en el que se mezclan los fluidos en dos fases. Ambos se inyectaron a la tubería de perforación y continúa su transporte ya mezclados, hasta salir por las toberas de la barrena. Cada fluido tiene sus propiedades físicas diferentes.



Figura 8. Inyección del fluido de control y gas nitrógeno a través de la tubería de perforación.

Se inyecta gas nitrógeno N_2 , junto con el fluido de control a través de la sarta de perforación con el propósito de aligerar la columna hidrostática. La configuración del proceso para la perforación no convencional a través de la sarta de perforación se muestra en la **Figura 9**. Las flechas de color negro indican el proceso de fluidos en la perforación, iniciando desde la superficie, punto de partida la presión y

temperatura en la cabeza del pozo, procediendo hacia abajo dentro de la sarta de perforación (fluido de control y gas nitrógeno) hasta el fondo del pozo; entonces, sale a través de las toberas de la barrena (flujo de dos fases), subiendo por el espacio anular (fluido de control y gas nitrógeno N_2 , recortes de la formación) y terminando en superficie.

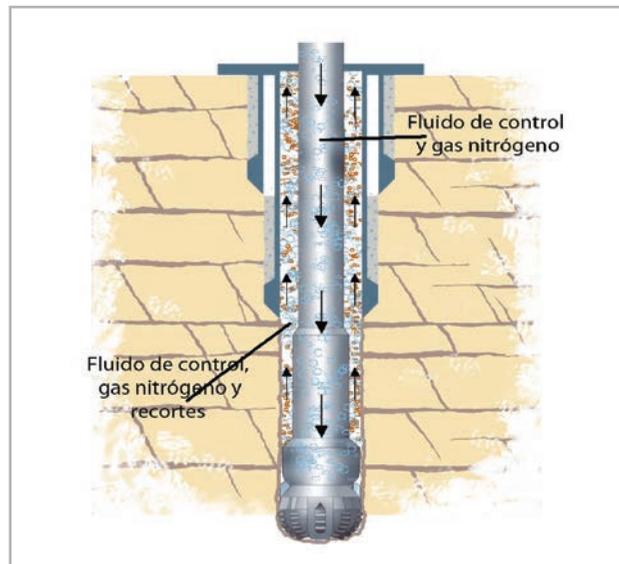


Figura 9. Inyección de fluido de control y gas nitrógeno N_2 por la tubería de perforación y retorno con recortes en el espacio anular.

Patrones de flujo de dos fases

Los patrones de flujo se definen como las distribuciones geométricas de las fases presentes en un sistema de flujo multifásico (fluido de control, gas nitrógeno y transporte de recortes). Cuando se estudia el flujo de dos fases ascendentes en tuberías verticales, como se muestra en la **Figura 10**, se tienen diferentes modelos para determinar los patrones de flujo que rigen el sistema.

Cuando se presenta flujo de dos fases (líquido-gas), en un conducto (tubo), se distribuyen en distintos patrones de flujo. Un patrón en particular depende de los gastos de flujo, las propiedades del fluido y del tamaño de la tubería.

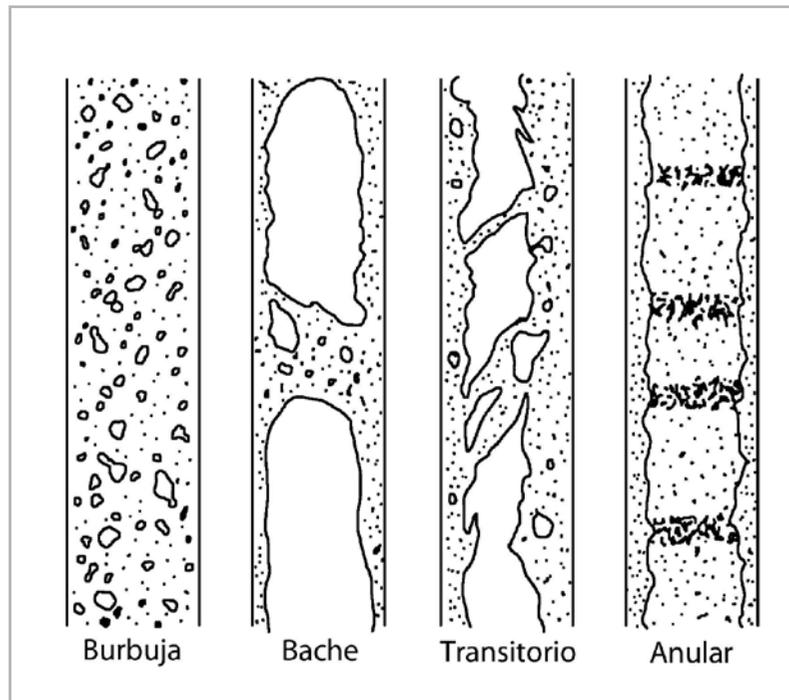


Figura 10. Patrones de flujo existentes en una tubería vertical.

La **Figura 11** muestra un diagrama de flujo que explica los pasos a seguir para calcular los patrones de flujo por los modelos mecánicos. El modelo a usarse para determinar las caídas de presión depende de los patrones de flujo que se presentan durante la perforación.

Los patrones de flujo durante la perforación no convencional son de vital importancia para determinar el tipo de flujo que se tendrá dentro de la sarta de perforación y en el espacio anular, así como para saber si habrá un correcto acarreo de los recortes que permitirá tener un mayor avance durante la perforación y por lo tanto, lograr una mayor eficiencia como las reportadas por Pérez Téllez et al., (2002).

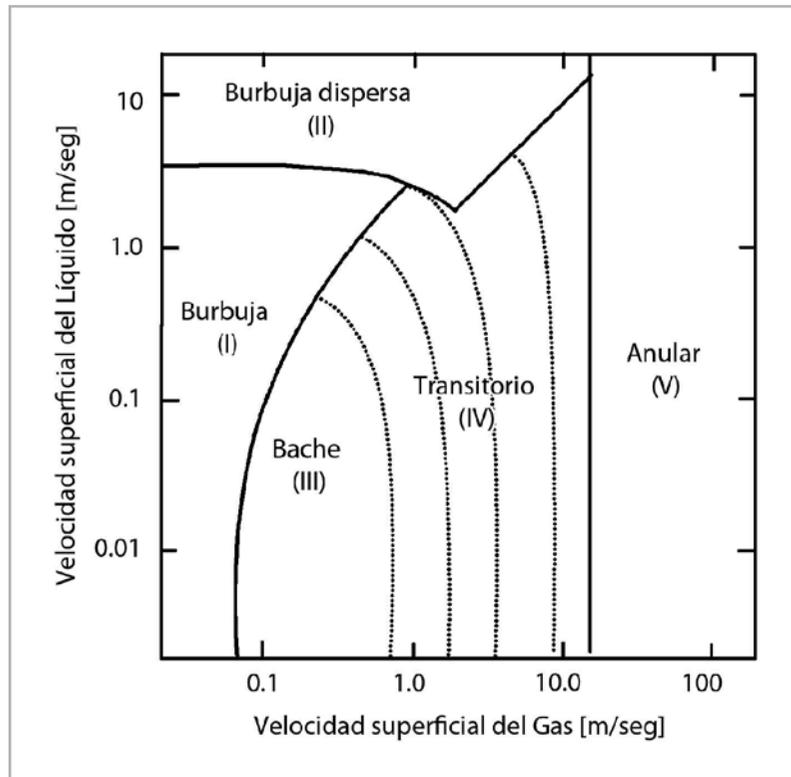


Figura 11. Patrones de flujo en función de velocidades superficiales, (fases: líquido y gas).

La **Figura 11** muestra de forma gráfica los patrones de flujo de acuerdo a las velocidades superficiales del líquido (m/s) y gas (m/s) en ambos ejes (abscisas y ordenada), en la parte inferior de izquierda a derecha tenemos flujo burbuja (I) seguido de flujo bache (III), flujo transitorio (IV), anular (V) y en la parte superior izquierda el flujo burbuja dispersa (II).

La **Figura 12** muestra un diagrama de flujo que explica los pasos a seguir para calcular los patrones de flujo por los modelos mecánicos. El modelo a usarse para determinar las caídas de presión depende de los patrones de flujo que se presentan durante la perforación.

Los patrones de flujo durante la perforación no convencional son de vital importancia para determinar el tipo de flujo que se tendrá dentro de la sarta de perforación y en el espacio anular, así como para saber si habrá un correcto acarreo de los recortes que nos permitirá tener un mayor avance durante la perforación y por lo tanto lograr una mayor eficiencia.

La Figura 12 muestra diagrama de flujo para obtener patrones de flujo del perfil de presión del pozo, (diseño especial que involucra flujo de dos fases).

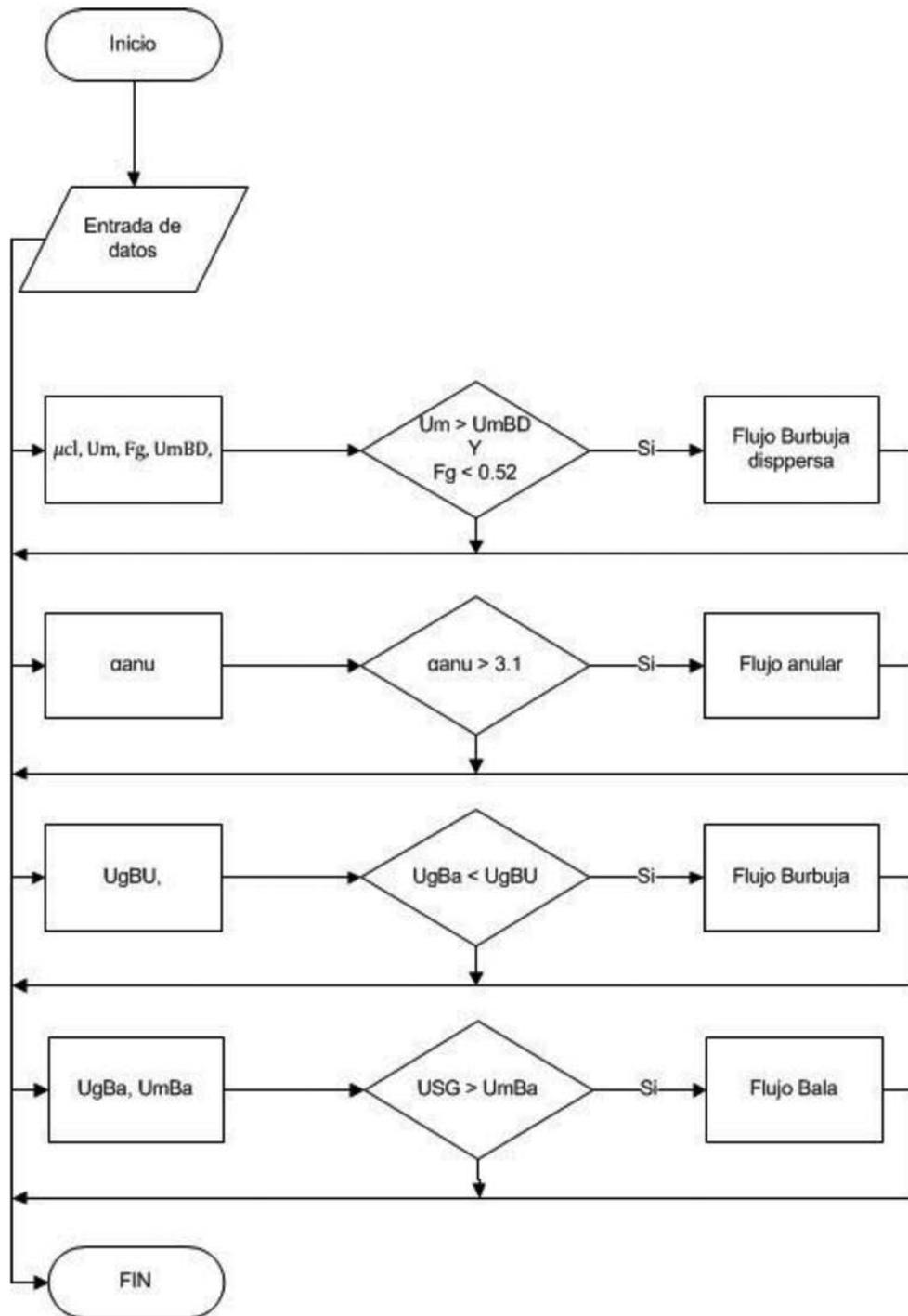


Figura 12. Diagrama de flujo de los patrones de flujo.

La **Tabla 1** muestra de izquierda a derecha, profundidad, gasto de líquido, gasto de gas, velocidad superficial del líquido, velocidad superficial del gas y patrón de flujo obtenido de la aplicación del diagrama de flujo, y programación de las ecuaciones de flujo de dos fases en lenguaje Fortran 90. Los resultados de la Tabla 1, indican que en la mayor parte de tubería se presenta flujo burbuja, esto de acuerdo con los

valores numéricos de velocidad superficial del líquido entre el límite 2 – 3 m/s y velocidad superficial del gas entre el límite 0.1 – 0.3 m/s, se presenta una transición de burbuja a burbuja dispersa con los valores numéricos de velocidades superficiales de líquido y gas entre los límites 9.4 m/s y 0.5 – 0.6 m/s respectivamente.

Tabla 1. Velocidades superficiales del líquido y gas y patrones de flujo dentro de la sarta.

Prof [m]	QLiq [GPM]	QGas [m ³ /min]	VelSupLiq [m/s]	VelSupGas [m/s]	Patrón de flujo
0	119	0.0630	2.1917	0.3067	Burbuja
10	119	0.0620	2.1917	0.3019	Burbuja
100	119	0.0600	2.1917	0.2932	Burbuja
200	119	0.0570	2.1917	0.2794	Burbuja
300	119	0.0550	2.1917	0.2703	Burbuja
400	119	0.0530	2.1917	0.2610	Burbuja
500	119	0.0510	2.1917	0.2515	Burbuja
600	119	0.0490	2.1917	0.2420	Burbuja
700	119	0.0470	2.1917	0.2324	Burbuja
800	119	0.0460	2.1917	0.2276	Burbuja
900	119	0.0440	2.1917	0.2178	Burbuja
1000	119	0.0430	2.1917	0.2130	Burbuja
1100	119	0.0410	2.1917	0.2031	Burbuja
1200	119	0.0400	2.1917	0.1982	Burbuja
1300	119	0.0390	2.1917	0.1932	Burbuja
1400	119	0.0380	2.1917	0.1883	Burbuja
1500	119	0.0370	2.1917	0.1833	Burbuja
1600	119	0.0360	2.1917	0.1783	Burbuja
1700	119	0.0350	2.1917	0.1733	Burbuja
1800	119	0.0340	2.1917	0.1683	Burbuja
1900	119	0.0330	2.1917	0.1633	Burbuja
2000	119	0.0330	2.1917	0.1633	Burbuja
3000	119	0.0270	3.2020	0.2001	Burbuja
3794	119	0.0250	9.4833	0.5603	BuD y Bu
3800	119	0.0250	9.4833	0.5627	BuD y Bu
3900	119	0.0270	9.4833	0.6674	BuD y Bu
3985	119	0.0260	9.4833	0.6393	BuD y Bu
3985	119	0.0260	1.2094	0.0815	Burbuja

Diagramas de flujo del simulador de hidráulica de dos fases

El desarrollo de las ecuaciones del flujo de dos fases fluido de control y gas nitrógeno N_2 , se programaron en 23 subrutinas en lenguaje Fortran 90. El resultado obtenido son valores numéricos, los cuales se grafican para obtener

el resultado visual, y el perfil de presión (diseño especial que involucra el flujo de dos fases), que permita evaluar, entender y analizar el sobrebalance para perforar cerca del balance o sobre balance la última etapa de perforación. En la **Figura 13** muestra el diagrama de flujo empleado en el cálculo de las subrutinas.

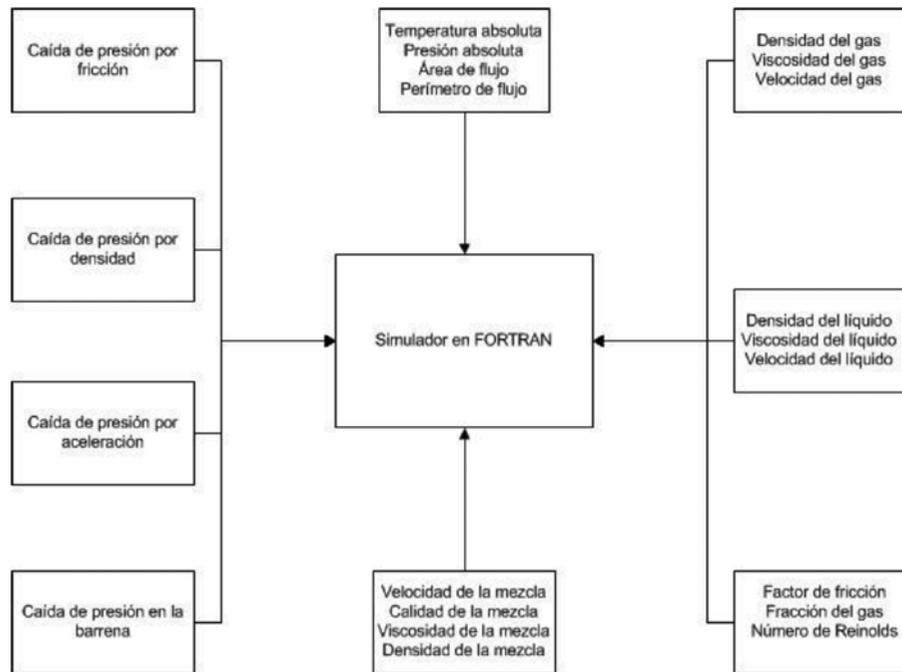


Figura 13. Diagrama de flujo del programa para calcular la hidráulica de bajo balance.

El diagrama de flujo del programa principal, **Figura 14**, inicia con la entrada de datos, cambio de unidades, cálculo de propiedades a condiciones de inyección, determina la geometría del pozo (1), calcula el perfil de presiones en la tubería de perforación (2) y espacio anular (3).

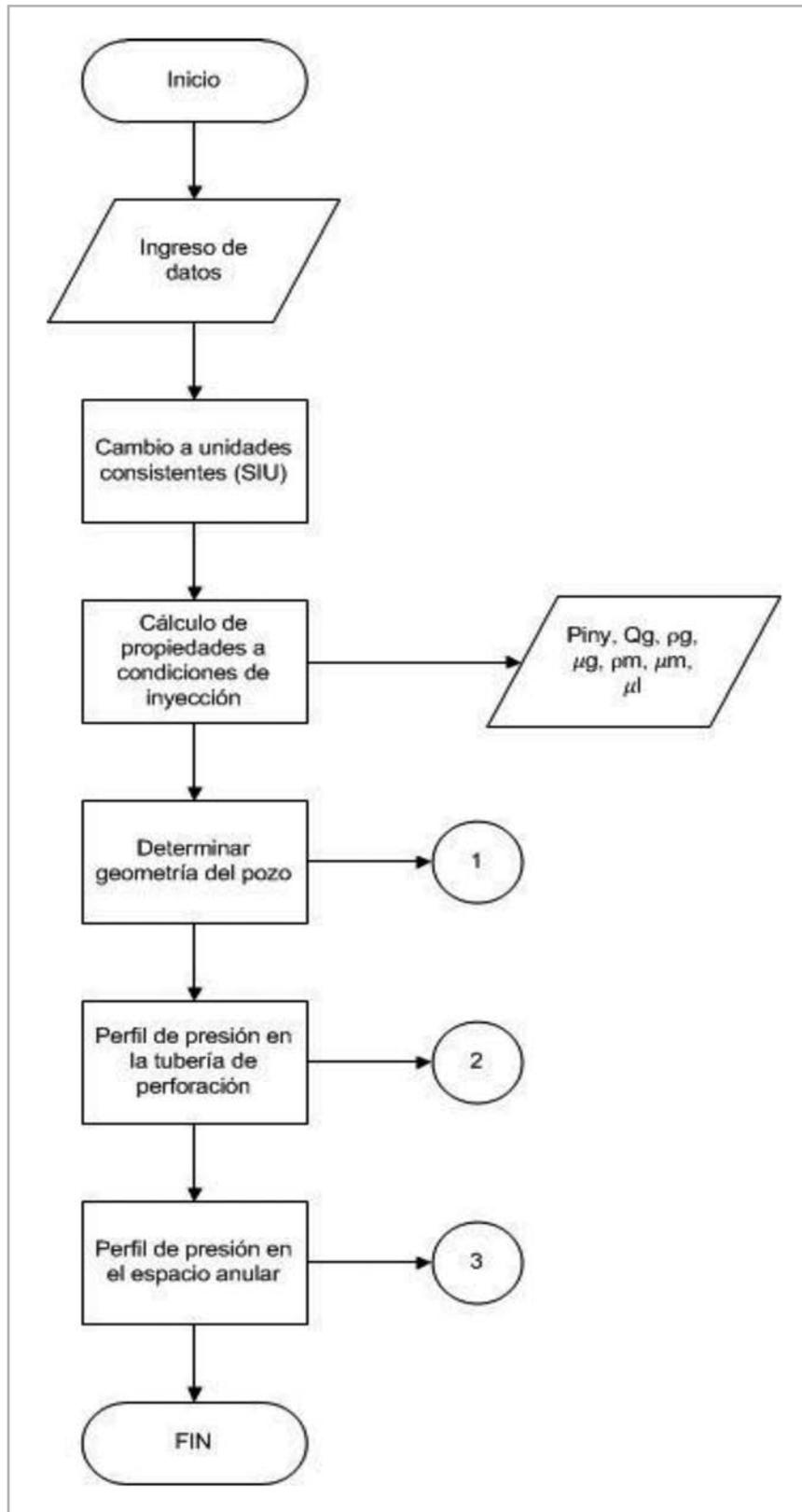


Figura 14. Diagrama de flujo del programa principal para calcular la geometría del pozo (1), perfil de presiones en la tubería de perforación (2) y espacio anular (3).

El programa se ejecuta y se obtienen valores numéricos, los cuales se grafican para obtener el resultado visual del perfil de presión (diseño especial que involucra el flujo de dos fases).

Resultados de la aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases

El resultado final se muestra en la **Figura 15**, el perfil de presión del pozo (diseño especial que involucra flujo de dos fases), la aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno), diagramas de flujo mostrados en las Figuras 4, 5 y 6; programación de las ecuaciones descritas. La Figura 12 muestra el resultado final; en el eje de las abscisas la magnitud de la presión en unidades de (kg/cm^2) y en el eje de las ordenadas la

profundidad (m). De derecha a izquierda la línea de color azul la presión dentro de la sarta de perforación; la línea de color rojo la presión en el espacio anular y la línea de color negro la presión de formación, y muy importante, la presión del yacimiento, (más actualizada). Perfil de presión obtenido, se puede desplazar dependiendo de los gastos de fluido de control y gas nitrógeno, en este caso, mostrado en Figura 12; presenta un sobrebalance de $55 \text{ kg}/\text{cm}^2$. Esto significa que está $55 \text{ kg}/\text{cm}^2$ arriba de la presión del yacimiento $300 \text{ kg}/\text{cm}^2$. El desplazamiento a la izquierda significa acercarse al balance y el desplazamiento a la derecha significa un sobrebalance. Entre se aleja a la derecha, se está en sobrebalance. El resultado del perfil de presión es muy importante, los ingenieros de pozo pueden simular, evaluar, analizar, modificar antes o durante la perforación no convencional, y tomar la mejor decisión, finalmente elegir los mejores parámetros operativos.

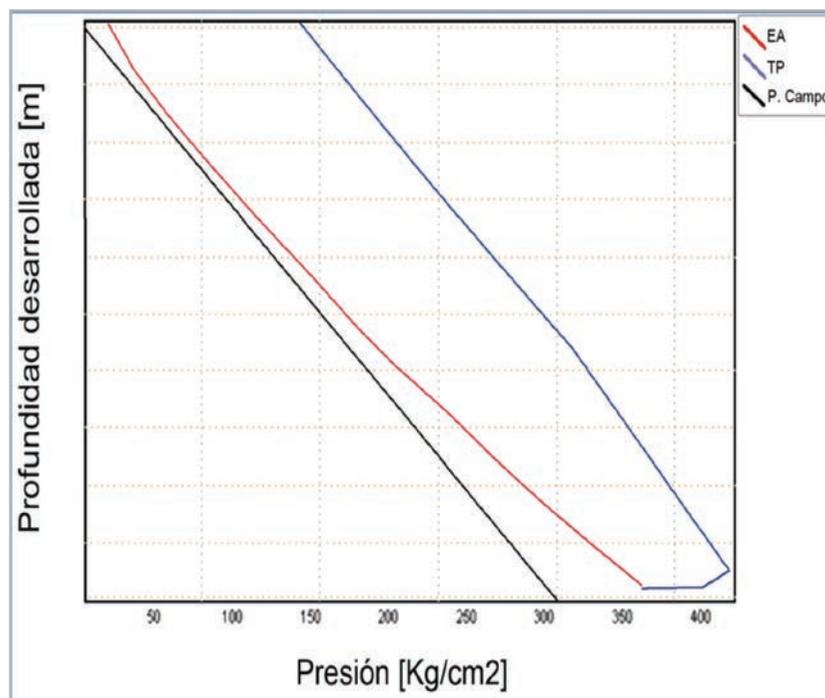


Figura 15. Perfiles de presión calculado y referencia de presión del campo.

En las **Figuras 16** y **17**, se muestran los resultados de la literatura y se compara con los resultados obtenidos en la Figura 12 y Tabla 1. En la literatura el resultado de perfil de presión expresado en unidades inglesas (psi) y caso mostrado Figura 12, perfil de presión expresado en unidades del sistema internacional (kg/cm^2).

La Figura 16 presenta la gráfica del perfil de presión medido (comportamiento real de presión que presentó el pozo durante la perforación) y el calculado (con un modelo de flujo de dos fases) del pozo reportado en la literatura. Los resultados se reportan en [psi] y los resultados presentados en este trabajo en (kg/cm^2). En el eje de las abscisas el perfil de presión (psi) y en las ordenadas la profundidad del

pozo (m). La línea delgada color negro con puntos negros nos representa el perfil de presión real del pozo (medido) y la línea gruesa color negro representa el perfil de presión calculado con el modelo de flujo de dos fases reportado en la

literatura, Pérez Téllez et al. (2002). La **Tabla 2**, muestra una comparación de los resultados obtenidos por el simulador presentado en este trabajo y los valores de presión reportados en la literatura, Pérez Téllez, et al. (2002).

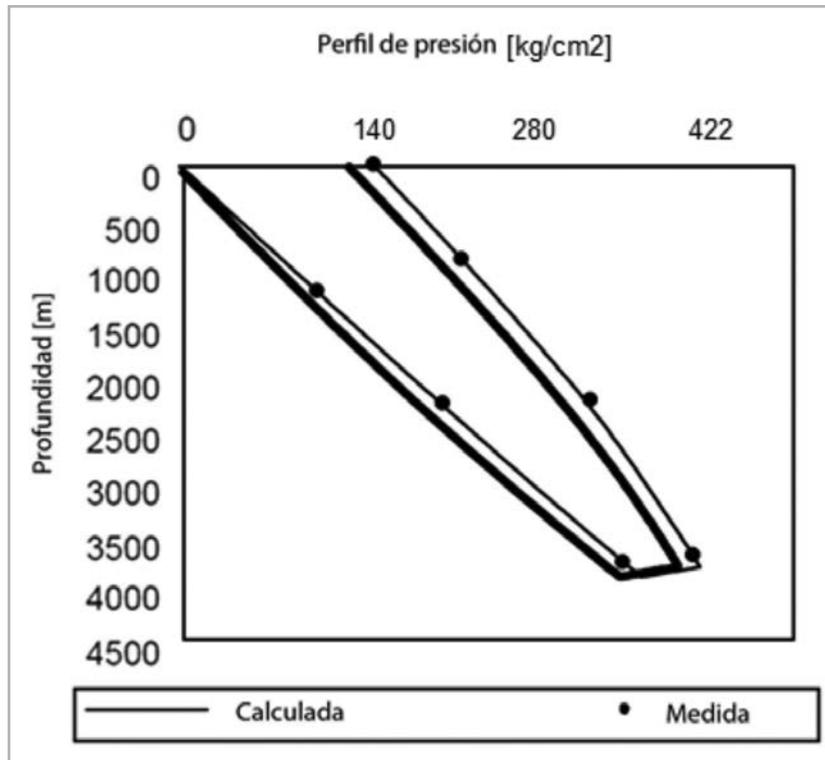


Figura 16. Perfil de presión, caso medido reportado en la literatura.

En la **Tabla 2** se muestra una comparación de los resultados obtenidos por el simulador presentado en este trabajo y los valores de presión que mostró el pozo medido (durante la perforación) y reportado en la literatura.

Tabla 2. Perfil de presión calculado y medido reportado en la literatura.

Presión de fondo del pozo	
	Presión (kg/cm ²)
Calculado	356
Real	350

El resultado en la Tabla 2, comparando calculado y medido reportado en la literatura es 6 kg/cm² mayor que el medido, una aproximación muy cercana con lo medido.

entre la presión medida (círculos negros) con las presiones del pozo pronosticadas (modelo) reportado en la literatura por Pérez Téllez, et al. (2002).

Se tomó el mismo caso del pozo reportado en la literatura, gasto de lodo de 119 gpm y un gasto de gas de 10 m³/min, los resultados se muestran en la **Figura 17**, una comparación

Los patrones de flujo predichos se muestran sistemáticamente en las líneas verticales que están a la derecha de la Figura 17, dentro de la sarta de perforación

presenta flujo burbuja dispersa, saliendo de la barrena entre lastra barrenas y el asentamiento de la tubería de revestimiento se presenta flujo burbuja dispersa, flujo

burbuja ocurre aproximadamente en el 80% del espacio anular y después un cambio de flujo transitorio y finalmente flujo bache.

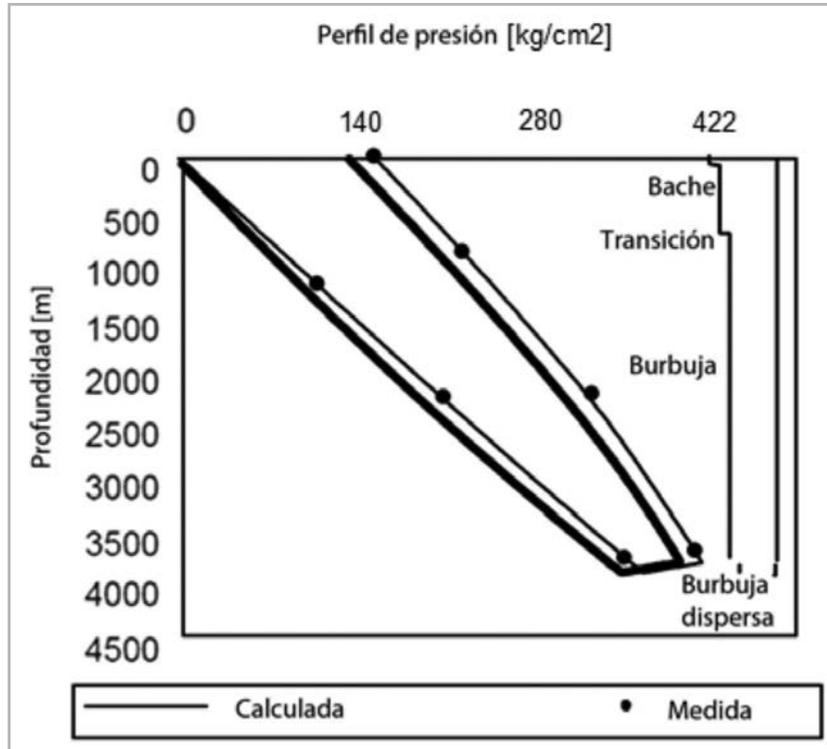


Figura 17. Presiones y patrones de flujo.

En la Figura 18 se muestra, de izquierda a derecha, el perfil de presión reportado en la literatura que fue calculado y medido en unidades inglesas y perfil de presión (aplicación

de flujo de dos fases fluido de control y gas nitrógeno) presentado en este trabajo en unidades de campo utilizadas en el área de yacimientos y perforación de pozos.

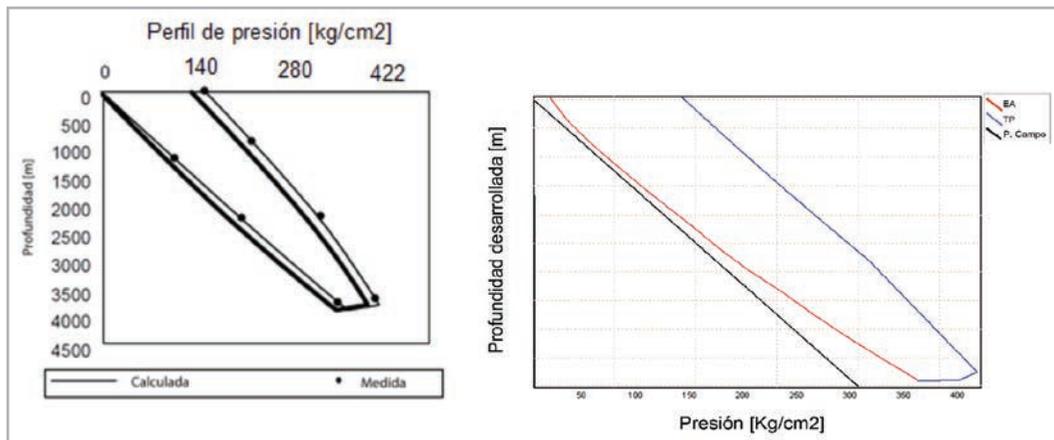


Figura 18. Perfiles de presión reportados en literatura y desarrollo de investigación.

Conclusiones

Se obtuvo el perfil de presión y patrones de flujo en la tubería de perforación y espacio anular, éstos se compararon con un caso reportado en la literatura. La práctica operativa se puede simular apropiadamente dado que los resultados calculados y medidos difieren sólo 6 kg/cm² con lo reportado en la literatura. Los mejores parámetros operativos para definir la hidráulica de la última etapa de perforación se pueden obtener mediante la aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases y patrones de flujo dentro de la tubería de perforación y en el espacio anular.

Agradecimientos

Al Instituto Mexicano del Petróleo, (Gerencias de Geofísica y Gerencia de soluciones en Herramientas y Sistemas para pozos), Dr. Vicente Casariego González, Ingenieros Antonio Urbieto López, Ignacio Rangel Martínez y César Montalvo Merino de Petróleos Mexicanos, por el apoyo brindado, discusiones técnicas y por el deseo de realizar ingeniería en perforación de pozos.

Referencias

- Alexandrou, A. 2000. *Principles of Fluid Mechanics*. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.
- Chapman, S. J. 2004. *Fortran 90/95 for Scientists and Engineers*. Boston, Massachusetts: McGraw-Hill Higher Education.
- Gou, B. y Ghalambor, A. 2002. *Gas Volume Requirements for Underbalanced Drilling: Deviated Holes*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.
- Hasan, A. R. y Kabir, C. S. 1988. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells. *SPE Prod Eng* **3** (02): 263-272. SPE-15138-PA. <https://doi.org/10.2118/15138-PA>.
- Pérez Téllez, C., Smith, J. R. y Edwards, J. K. 2002. A New Comprehensive, Mechanistic Model for Underbalanced Drilling Improves Wellbore Pressure Predictions. Artículo presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition in México, Villahermosa, México, febrero 10-12. SPE-74426-MS. <https://doi.org/10.2118/74426-MS>.
- Pérez Téllez, C., Smith, J. R. y Edwards, J. K. 2004. Improved Bottomhole Pressure Control for Underbalanced Drilling Operations. Artículo presentado en IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, EUA, marzo 2-4. SPE-87225-MS. <https://doi.org/10.2118/87225-MS>.
- Pérez Téllez, C., Urbieto, C., Lupo, C. P. M. et al. 2009. MPD Concentric Nitrogen Injection Used to Drill a Successful Horizontal Well in Fractured and Depleted Mature Reservoirs in Mexico South Region. Artículo presentado en Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia, mayo 31-junio 3. SPE-122982-MS. <https://doi.org/10.2118/122982-MS>.
- Smith, I. M. 1995. *Programming in Fortran 90: A First Course for Engineers and Scientists*. Chichester, U.K.: John Wiley and Son.
- Urbieto, A., Lupo, C. P. M., Castellanos de la Fuente, J. M. et al. 2009. First Application in Mexico and New World Depth Record for MPD Concentric Nitrogen Injection to Drill Horizontal Wells in Low Pressure. Artículo Presentado en SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Ámsterdam, Países Bajos, marzo 17-19. SPE-119912-MS. <https://doi.org/10.2118/119912-MS>.
- Urbieto, A., Pérez Téllez, C., Lupo, C. P. M. et al. 2009. First Application of Concentric Nitrogen Injection Technique for a Managed Pressure Drilling Depleted Well in Southern México. Artículo presentado en IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference & Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, febrero 12-13. SPE-122198-MS. <https://doi.org/10.2118/122198-MS>.
- Wallis, G. B. 1969. *One-dimensional Two-phase Flow*. New York: McGraw-Hill.

Apéndice

Ecuaciones del fluido de control y gas nitrógeno, (N₂).

Temperatura absoluta

Para calcular la temperatura absoluta del fluido de control y gas nitrógeno se necesita la temperatura del pozo y del medio ambiente expresada en la ecuación siguiente.

$$T_{\text{abs}} = T + 273.15.$$

$$T = \text{Temperatura, } ^\circ\text{C}.$$

$$T_{\text{abs}} = \text{Temperatura absoluta, K}.$$

Presión absoluta

Para calcular la presión absoluta se requiere la presión de poro expresada en la ecuación siguiente.

$$P_{abs} = P + P_{atm}$$

P= Presión, Pa.

P_{abs} = Presión absoluta, Pa.

P_{atm} = Presión atmosférica, Pa.

Área de flujo

Flujo en la sarta de perforación:

Para calcular el área de flujo se necesita el diámetro de la sección interior de la sarta de perforación expresada en la ecuación siguiente:

$$A_f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

Flujo en el espacio anular:

Para calcular el área de flujo en el espacio anular se necesita diámetro de la barrena, diámetro de la sección exterior de la sarta de perforación y el diámetro de la tubería de revestimiento o tubería corta, depende el caso.

$$A_f = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}$$

A_f = Área de flujo, m².

d = Diámetro interior (menor), m.

D = Diámetro exterior (mayor), m.

π = Número pi, valor numérico, 3.1416.

Velocidad promedio del fluido por unidad de área

Para calcular la velocidad promedio se necesita el gasto del fluido de control y el área de flujo.

$$V_f = \frac{Q}{A_f}$$

V_f = Velocidad del fluido, $\frac{m}{s}$.

Q = Gasto del fluido, $\frac{m^3}{s}$.

Semblanza de los autores

Mario Gerardo García Herrera

Trabajos de investigación y proyectos facturables desarrollados en Reforma Chiapas, Villahermosa Tabasco, Ciudad del Carmen Campeche, Poza Rica Veracruz y Ciudad de México.

Miembro de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros.

Ha presentado ponencias en la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Delegación México.

Cuenta con cinco años impartiendo cátedras en la Maestría en Ingeniería Petrolera en la UNAM. Becado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, (CONACYT) para realizar estudios de Maestría, (2003) y Doctorado, (2007).

Rubén Nicolás López

Doctor en Ingeniería Petrolera y gas natural en la opción de perforación de pozos por la Universidad Nacional Autónoma de México desde el 2006. Actualmente en el IMP, es Tecnólogo para la explotación y desarrollo de campos y Catedrático del posgrado en el Departamento de Ingeniería Petrolera en DEPEI - UNAM.

Con más de 16 años dedicados profesionalmente a temas de investigación aplicada y desarrollo de productos en perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Cuenta con ocho publicaciones científicas arbitradas, un capítulo de libro, tres patentes, ocho derechos de autor, siete tesis de nivel maestría en temas de perforación de pozos, 15 ponencias tecnológicas en foros de la industria petrolera nacional e internacional e innumerables reportes técnicos de soluciones tecnológicas realizadas a Pemex. Es Evaluador acreditado del CONACYT y ha participado activamente en la evaluación de propuestas de demandas tecnológicas relacionadas con el sector hidrocarburos.

Manuel Cruz Castillo

Trabajos de investigación y facturables en exploración en la sedimentación, estratigrafía y geología estructural de las cuencas: Tampico Misantla, Chicontepec, Macuspana, Reforma Akal, Salina de Istmo, y Burgos; además de riesgo geológico en instalaciones petroleras.

Miembro de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Sociedad Geológica Mexicana y la Unión Geofísica Mexicana.