

Comunicación artificial entre yacimientos compartimentalizados, para maximizar el valor en campos costa fuera con infraestructura existente

Ing. Vladimir Martínez Bernardino

Dr. Fernando Ascencio Cendejas

Pemex

Dr. Héber Cinco Ley

Información del artículo: recibido: enero de 2013-aceptado: abril de 2014

Resumen

Este trabajo propone una solución para poder lograr mayor conectividad dinámica entre yacimientos compartimentalizados. La propuesta consiste en comunicar a través de pozos horizontales, las zonas o regiones de un yacimiento en donde se ha detectado la compartimentalización. El flujo de hidrocarburos entre los compartimentos se producirá debido a la diferencia de potencial existente entre ellos. El gasto volumétrico de los fluidos transferidos dependerá principalmente del diseño del pozo horizontal, así como de las propiedades petrofísicas del yacimiento y propiedades físicoquímicas de los fluidos.

En el trabajo presente se desarrolla un modelo matemático que representa el comportamiento del potencial de cada compartimento a través del tiempo, cuando se comunican mediante un pozo horizontal. Se considera la aplicación especial en sistemas con capa de gas y se presenta un ejemplo que demuestra el impacto y los beneficios de esta solución. La aplicación de esta propuesta permite explotar hidrocarburos que no han sido drenados debido al efecto de la compartimentalización, a través de la infraestructura existente en las regiones adyacentes; por lo tanto, se puede reducir o eliminar el requerimiento de nueva infraestructura y de esta forma, se amplía la vida útil de la infraestructura existente, logrando así maximizar el valor y la recuperación de los campos, lo cual representa grandes beneficios económicos.

Palabras clave: Comunicación artificial, yacimientos compartimentalizados, campos costa fuera, conectividad dinámica.

Artificial communication between compartmentalized reservoirs for the maximization of value in off-shore fields with existing infrastructure

Abstract

This paper aims a solution to improve dynamic connectivity between regions in compartmentalized reservoirs. The proposal is to drill horizontal wells whose main objective is to communicate the zones where compartmentalization has been detected. The fluid flow between compartments will occur due to the potential difference existing between them. The flowrate will depend on the petrophysical properties of reservoir, physicochemical properties of fluids and the design of horizontal well. The work develops a mathematical model that represents the potential behavior of each compartment over time when they are communicated through a horizontal well. It considers the special application for gas cap systems and it presents an example, which demonstrates the impact and benefits of this solution. The implementation of this proposal will help exploiting the hydrocarbons reservoir through the existing infrastructure in adjacent regions, thus, reducing or eliminating the requirement of new infrastructure and extending the lifespan of existing infrastructure, thereby maximizing the value and recovery of the fields, which can represent great economic benefits for many oil companies.

Keywords: Artificial communication, compartmentalized reservoirs, off-shore fields, dynamic connectivity.

Introducción

La compartimentación es uno de los problemas principales en la explotación de yacimientos de petróleo, ya que puede convertir un yacimiento relativamente grande y continuo en bloques que se comportan como un grupo de pequeños yacimientos. Cada compartimento puede tener sus características propias de fluidos, presión y contactos de fluidos, lo que dificulta el desarrollo eficaz y eficiente de los campos y su recuperación posterior. El grado de compartimentación puede variar debido a la producción. En campos costa fuera, es un factor de riesgo muy importante que debe ser identificado y considerado para el diseño de las estrategias de explotación, ya que puede afectar seriamente los aspectos económicos, debido a la necesidad de perforar más pozos, y a que se incrementa el requerimiento de instalaciones superficiales de producción.

La solución planteada en este trabajo se basa en el desarrollo de un modelo matemático, a partir de las ecuaciones de balance de materia, cuyos parámetros principales son: la compresibilidad, el volumen poroso efectivo y la diferencia de potencial entre compartimentos. También se define el concepto de relación de volumen de petróleo (r), que representa la proporción de volumen de aceite entre el volumen poroso efectivo del bloque, en sistemas con capa de gas. La compresibilidad se considera constante durante periodos de tiempo cortos y debe ser ajustada debido a los cambios de presión sufridos en el sistema. Las ecuaciones determinadas por balance de materia se resuelven en el espacio de Laplace y posteriormente se transforman al espacio real para aplicarse a los sistemas definidos en este trabajo.

Comunicación artificial a través de pozos horizontales

Para minimizar los efectos de la compartimentación causados por la presencia de barreras permeables o semipermeables, la solución consiste en perforar pozos horizontales para comunicar bloques, **Figura 1**. La función del pozo horizontal es la de transferir fluidos desde

Con la comunicación artificial entre yacimientos compartimentalizados obtenida a través de pozos horizontales, se pueden producir los fluidos de las zonas que han tenido poca explotación, a través de la misma infraestructura instalada en zonas adyacentes. Además, esto contribuye a reducir el avance de los contactos de fluidos en regiones altamente explotadas y a balancear la posición de los mismos.

Desarrollo del tema

Antecedentes

Fox y cols. (1988), desarrollaron una técnica para caracterizar la comunicación entre regiones de un yacimiento, empleando conceptos de balance de materia y caídas de presión en estado estacionario; consideraron que el flujo entre compartimentos puede expresarse en función del "índice de comunicación interbloque" (α), donde el gasto volumétrico (q) en una región, es proporcional a la diferencia entre la presión media del bloque fuente (p) y la presión media del bloque receptor (p'). El índice de comunicación interbloque representa la transmisibilidad entre regiones, la cual incluye la roca, fractura, fallas, movilidad y cambio de áreas de flujo. La aplicación de las ecuaciones desarrolladas es para una sola fase; para flujo multifásico, la movilidad total cambia debido a los efectos de permeabilidad relativa; bajo estas condiciones, el índice de comunicación interbloque puede variar a través del tiempo, debido a los cambios de transmisibilidad a través de las barreras semipermeables.

$$q = \alpha(p - p') \quad (1)$$

un bloque fuente a un bloque receptor. El índice de comunicación interbloque se define por las características del sistema roca-fluido y por el diseño del pozo horizontal. La magnitud de α tiene un papel fundamental, ya que de él depende la rapidez con la que se transfieren los fluidos. Un valor pequeño de α puede representar tiempos largos para alcanzar el equilibrio de potenciales, lo cual disminuye la rentabilidad de su aplicación.

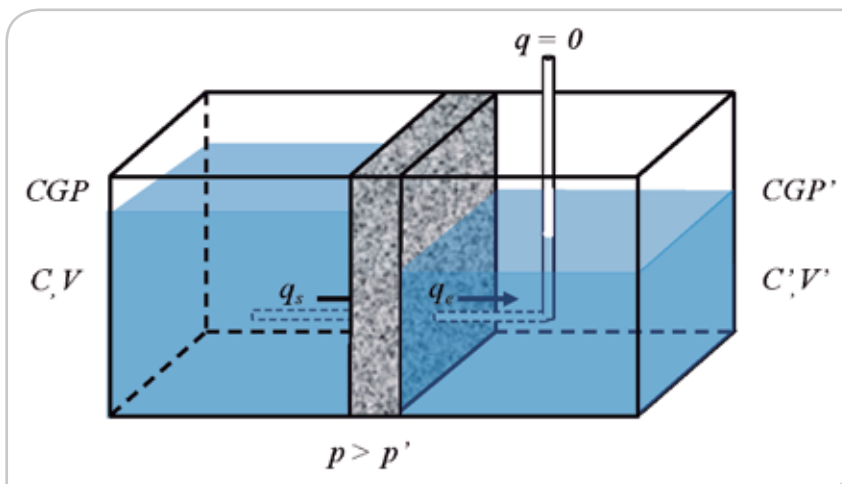


Figura 1. Esquema de comunicación artificial a través de un pozo horizontal entre dos compartimentos con capa de gas y diferentes posiciones del contacto gas-aceite.

Para el diseño del pozo horizontal pueden emplearse las ecuaciones en estado estacionario disponibles (Borisov, Merkulov, Giger, Renard y Dupuy, Joshi, etc); para el caso de sistemas con capa de gas pueden utilizarse las ecuaciones desarrolladas por Kuchuk y cols. (1988) y Ozkan (1990). Las caídas de presión por fricción se desprecian para flujo turbulento, Joshi (1991). Para aceites pesados, las caídas de presión pueden ser importantes debido a la alta viscosidad.

Modelo matemático

Para el desarrollo del modelo matemático que representa el comportamiento del potencial de los bloques, se definen los parámetros del sistema.

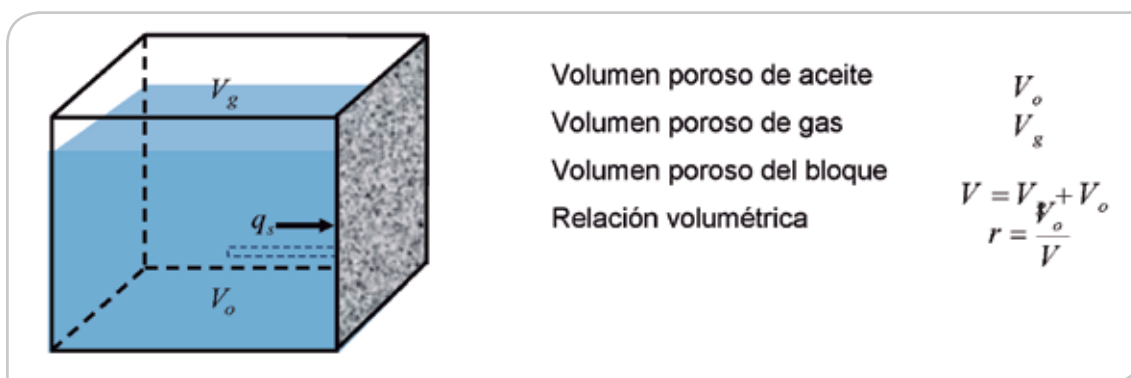


Figura 2. Esquema del bloque fuente

A partir de un balance de materia, se tiene que el cambio de masa que se produce en el bloque fuente través del tiempo se puede representar por:

$$\frac{dm}{dt} = -q\rho_o \quad (2)$$

La ecuación (2) también se puede representar:

$$Vc\rho_o \frac{dp}{dt} = -q\rho_o \quad (3)$$

Donde:

$$\rho = (1 - r)\rho_g + r\rho_o,$$

$$c = (1 - r)c_g + rc_o,$$

Sustituyendo la ecuación (1) en la ecuación (3), tenemos,

$$VC \frac{dp}{dt} = -\alpha (p - p'). \quad (4)$$

Definiendo:

$$C = c \frac{\rho}{\rho_o}.$$

Aplicando la misma metodología para el bloque receptor:

$$V'C' \frac{dp'}{dt} = \alpha (p - p'). \quad (5)$$

La ecuaciones (4) y (5) pueden resolverse en el espacio de Laplace y después transformarlas al espacio real, tenemos:

$$p = (p_i - p'_i) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \omega + p_i \quad (6)$$

donde:

$$\omega = \frac{V'C'}{VC + V'C'},$$

$$\frac{1}{\tau} = \alpha \left(\frac{VC + V'C'}{VCV'C'} \right), \quad (2)$$

La ecuación (6) representa el comportamiento del potencial del bloque fuente y está una función del volumen poroso

efectivo, la presión inicial y la compresibilidad del bloque. Para el bloque receptor se tiene la ecuación siguiente:

$$p' = (p_i - p'_i)e^{-\frac{t}{\tau}} + (p_i - p'_i)\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\omega + p'_i \quad (7)$$

Estas ecuaciones se pueden utilizar para evaluar la sensibilidad del tamaño de los compartimentos y el índice de comunicación entre los bloques; sin embargo, no toman en cuenta la producción de cualquiera de los

compartimentos, por lo cual es necesario desarrollar ecuaciones que los consideren. Entonces, las ecuaciones 8 y 9 son las modificadas de balance de materia.

$$VC \frac{dp}{dt} = -\alpha (p - p') - q_p, \quad (8)$$

$$V'C' \frac{dp'}{dt} = \alpha (p - p') - q'_p, \quad (9)$$

Las soluciones para estas ecuaciones se expresan por medio de las ecuaciones 10 y 11:

$$p = \left[(p_i - p'_i)\omega - \frac{q_T \tau}{\sigma} + \frac{q_p}{\gamma} \right] \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) - \frac{q_T}{\sigma} t + p_i, \quad (10)$$

$$p' = (p_i - p'_i) \left[(\omega - 1)e^{-\frac{t}{\tau}} - \omega \right] - \left(\frac{q_T \tau}{\sigma} - \frac{q'_p}{\gamma'} \right) \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) - \frac{q_T}{\sigma} t + p_i, \quad (11)$$

donde:

$$q_T = q_p + q'_p,$$

$$\sigma = VC + V'C',$$

$$\gamma = \alpha \left(\frac{VC}{V'C'} \right) + 1,$$

$$\gamma' = \alpha \left(\frac{V'C'}{VC} \right) + 1.$$

La expresión para calcular el flujo de fluidos entre los compartimentos a cualquier tiempo determinado es la siguiente:

$$q = \alpha \left[(p_i - p'_i)e^{-\frac{t}{\tau}} + \left(\frac{q_p}{\gamma} - \frac{q'_p}{\gamma'} \right) \left(e^{-\frac{t}{\tau}} - 1 \right) \right]. \quad (12)$$

Aplicación

Para aplicar la solución, se define el sistema mostrado en la **Figura 3**, el objetivo es comunicar dos bloques con las mismas propiedades y dimensiones, pero con diferentes posiciones del contacto gas-aceite y presiones, ya que el bloque dos

se ha explotado más y tiene mayor infraestructura (pozos, infraestructura superficial de producción, tuberías, etc.). Las propiedades del sistema roca-fluido son típicas de yacimientos naturalmente fracturados para los campos costa afuera de Pemex.

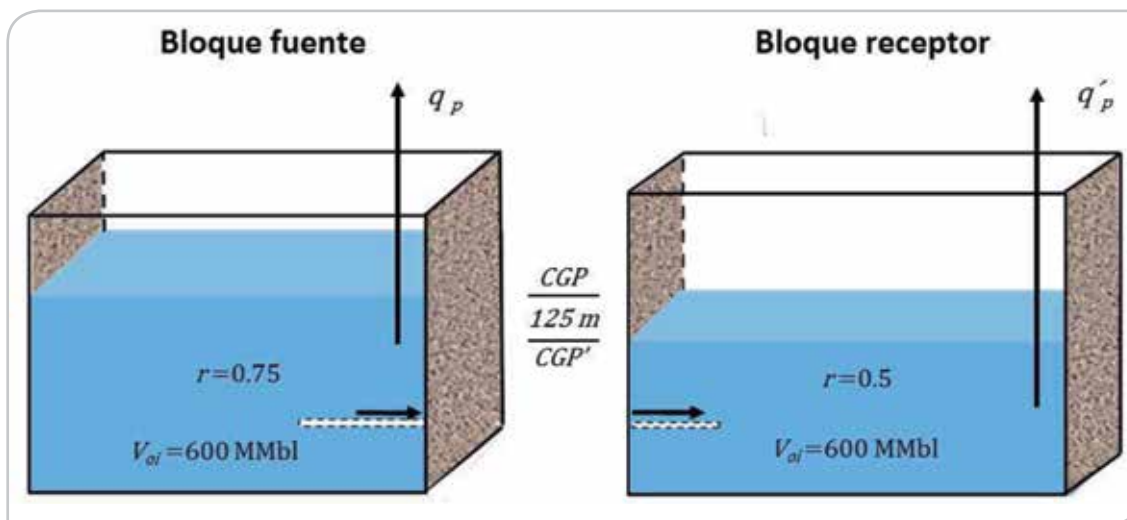


Figura 3. Sistema de dos bloques comunicados a través de un pozo horizontal.

Los efectos transitorios se desprecian debido a las altas permeabilidades.

Para la explotación del campo se definen los escenarios siguientes:

Escenario 1. Se desea explotar el bloque 1 a través de tres pozos adicionales con un índice de productividad de 370 bl/d/kg/cm^2 , perforados a través de un tetrápodo adicional a la infraestructura existente.

Escenario 2. Se desea explotar el bloque 1 a través de seis pozos adicionales con un índice de productividad de 370 bl/d/kg/cm^2 , perforados a través de un tetrápodo adicional a la infraestructura existente.

Escenario 3. El bloque 1 transfiere fluidos al bloque 2 a través de un **pozo horizontal** (puede ser con medio árbol submarino). Los fluidos de ambos bloques se producen a partir de la infraestructura existente con la que se explota el bloque 2.

Escenario 4. Similar al caso 3, pero con **dos pozos horizontales** para transferir fluidos de un bloque a otro.

Resultados

Podemos observar que al inicio de la explotación, **Figura 4**, la producción más alta se alcanza con el caso 2, sin embargo, el periodo es muy corto debido a la declinación. Los casos que consideran la comunicación artificial entre los bloques a través de pozos horizontales debido a la transferencia de hidrocarburos, alcanzan una producción sostenida durante un periodo de tiempo mayor.

Respecto a la producción acumulada de aceite en el periodo de tiempo considerado (10 años), los escenarios 3 y 4 presentan un comportamiento similar; la realización de una evaluación económica puede mostrar cual es la mejor alternativa de explotación.

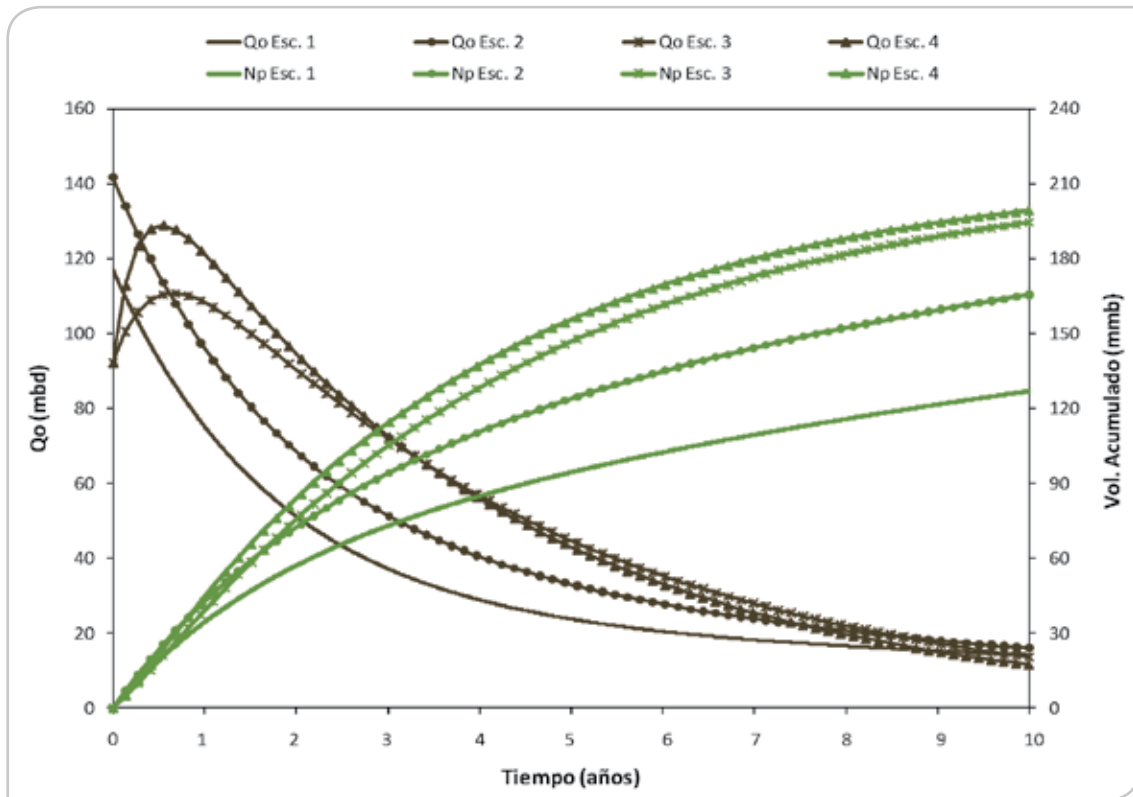


Figura 4. Comportamiento de la producción estimada para cada escenario evaluado.

Los resultados de la evaluación se presentan en la Figura 5. El valor presente mayor neto se obtiene en el caso 4; sin

embargo, la eficiencia de inversión máxima se alcanza en el caso 3.

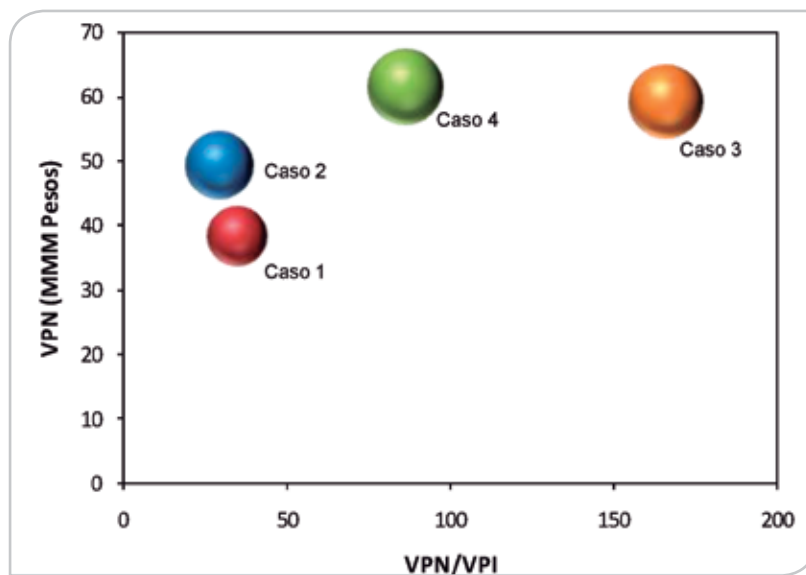


Figura 5. Rentabilidad de los escenarios.

Conclusiones

Este trabajo demuestra que la aplicación de la solución desarrollada puede permitir obtener beneficios, tales como: reducir o eliminar el requerimiento de infraestructura adicional para la explotación de las regiones adyacentes a los bloques productores, maximizando así el valor del campo; retrasar la aplicación de procesos de recuperación secundaria o mejorada y hacer más eficiente su aplicación; tener un mejor conocimiento de la posición y avance de los contactos de fluidos; disponer de una mejor estimación para las reservas y la recuperación final.

Nomenclatura

α =	Índice de comunicación interbloque
p =	Presión media o potencial del bloque fuente
p' =	Presión media o potencial del bloque receptor
r =	Relación volumétrica de petróleo
q_p =	Producción del bloque fuente
q'_p =	Producción del bloque receptor

Referencias bibliográficas

Fox, M.J., Chedburn, A.C.S. y Stewart, G. 1988. Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions. Artículo SPR 18360, presentado en European Petroleum Conference, Londres, Inglaterra, octubre 16-19. <http://dx.doi.org/10.2118/18360-MS>.

Joshi, S.D. 1991. *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.

Kuchuk, F. J., Goode, P. A., Wilkinson, D. J., et al. 1991. Pressure-Transient Behavior of Horizontal Wells With and Without Gas Cap or Aquifer. *SPE Form Eval* 6 (1): 86-94. SPE-17413-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/17413-PA>.

Ozkan, E. 2005. Horizontal Wells Reservoir and Production Aspects.

Stewart, G. y Whaballa, A.E. 1989. Pressure Behavior of Compartmentalized Reservoirs. Artículo SPE 19779, presentado en SPE Annual Technical and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 8-11. <http://dx.doi.org/10.2118/19779-MS>.

Semblanza de los autores

M. en I. Vladimir Martínez Bernardino

Ingeniero Químico Petrolero egresado del Instituto Politecnico Nacional y Maestro en Ingeniería Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México. Dentro de la industria petrolera cuenta con más de 13 años de experiencia en donde se ha desempeñado como Ingeniero de Operación en el Organismo Subsidiario Pemex-Refinación, así como Ingeniero de Operación de Pozos, Analista en Diseño de Instalaciones participando en el Proyecto Regional de Aprovechamiento de Gas y Proyecto de deshidratación de petróleo crudo en instalaciones costa fuera del Activo de Producción Cantarell de Pemex-Exploración y Producción, actualmente se desempeña como Ingeniero de Yacimientos dentro de este mismo Activo.

Dr. Héber Cinco Ley

Estudió la licenciatura en Ingeniería Petrolera y cursó la Maestría en Ingeniería Física de Yacimientos en la Universidad Nacional Autónoma de México. Obtuvo el Doctorado en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Stanford (1974), donde colaboró como profesor asistente. Fue profesor en la Facultad de Ingeniería en la UNAM, así como profesor visitante, asistente y consultor en el Departamento de Ingeniería Petrolera en la Universidad de Stanford.

Fungió como Jefe de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y ha sido director general de diversas compañías relacionadas con la ingeniería petrolera. Ha obtenido diversos premios por su labor de investigación, así como por sus aportaciones científicas. Es autor de más de 100 artículos especializados. Entre las diversas distinciones que ha obtenido están: el Premio nacional de ingeniería petrolera 1990 otorgado por el CIPM; el Premio por aportaciones al conocimiento técnico otorgado por la SPE México (2002); el premio "Instituto Mexicano del Petróleo" otorgado por la AIPM, y el Premio "Lester C. Uren Award" otorgado por *Society of Petroleum Engineers* en 2005.

Dentro de Petróleos Mexicanos fue asesor técnico de la Subdirección de Producción Primaria y Subdirector de la Coordinación Técnica de Explotación de Pemex Exploración y Producción. En febrero del 2007 fue designado Director General del Instituto Mexicano del Petróleo, cargo que ocupó hasta el 2010.

Dr. Fernando Ascencio Cendejas

Ingeniero en Energía por la Universidad Autónoma Metropolitana. En 1990 graduado como Maestro en Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y en 1996, en la misma institución, obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería. Su proyecto de investigación doctoral versó sobre procesos de transferencia de calor en medios naturalmente fracturados, por el cual obtuvo mención honorífica. En 1977 obtuvo el premio "El mejor Estudiante de México" otorgado por el comité CONACYT-DIARIO DE MEXICO-ANUIES. Fue miembro del Sistema Nacional de Investigadores nivel I, en el periodo 1994-2010, e integrante del Catálogo de investigadores del Atlas de la Ciencia Mexicana.

En 1981 inició su experiencia profesional como investigador en el Departamento de termodinámica de la División de Investigación Básica de Procesos del Instituto Mexicano del Petróleo. Posteriormente, de 1982-1994, colaboró en la Gerencia de Proyectos Geotermo Eléctricos de la Comisión Federal de Electricidad, realizando actividades de ingeniería de yacimientos, particularmente, de caracterización y simulación numérica. De 1994-1997 se desempeñó como investigador en la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana, en donde impartió diversas cátedras, como termodinámica, fenómenos de transporte, variable compleja, mecánica de los fluidos, entre otras. En esta institución fue responsable del diseño del plan de estudios de la Maestría en Ingeniería Mecánica, opción en termociencias. Actualmente es profesor por asignatura en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, e imparte las materias de Fenómenos de transporte y modelación matemática con aplicaciones a las geociencias y termociencias.

Ha publicado más de 50 artículos técnicos en diversos foros nacionales e internacionales. Los temas principales han sido en ingeniería de yacimientos, pruebas de transitorios de presión en pozos, medios naturalmente fracturados, productividad de pozos y procesos de transferencia de calor en sistemas hidrotermales. Coautor de cinco patentes, dos de ellas en proceso de trámite en USA y Canadá.

Desde 1997 colabora en Pemex Exploración y Producción, primero en la Subdirección de tecnología y desarrollo profesional, y actualmente como Subgerente en la Gerencia de análisis y dictamen técnico de proyectos de la Subdirección de planeación y evaluación.