

VOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 25
ENERO 2019

PETROLERA



REVISTA DEL COLEGIO
DE INGENIEROS
PETROLEROS DE
MÉXICO A.C.

Homenaje a los presidentes del CIPM

*Tribute
to the
Presidents
of the CIPM*

Modelo de Hubbert

Aplicado a Estados
Unidos y México
en relación a sus
reservas de crudo

*Hubbert Model
applied to the
USA and Mexico
in relation with
its oil reserves*

Análisis de los
factores de
recuperación de
hidrocarburos

*Analysis of the
hydrocarbons
recovery factors*



Estimados Colegiados:
El Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM) se ha consolidado, a lo largo de 45 años, como la institución que impulsa y difunde las actividades del gremio, al tiempo que sirve como interlocutor ante diversas autoridades y otras organizaciones en las tareas de cooperación multidisciplinaria que requiere nuestra profesión.

Es una institución que suma esfuerzos para el desarrollo de la actividad petrolera en el país, tan relevante en el impulso de la actividad económica de México. El CIPM y sus agremiados son parte fundamental de una nación que, con el paso de los años, demanda mayores recursos económicos, gran parte de los cuales provienen de la labor petrolera.

En los albores de un nuevo año y el despegue de una nueva administración en el gobierno federal, los petroleros de México seguimos concentrados en nuestras labores dentro de la trinchera que a cada uno nos fue asignada, o bien, elegimos por libre albedrío.

Los petroleros de México generamos bienestar para el país por medio de las diversas actividades en las que nos hacemos presentes. La apertura del sector petrolero incrementó el abanico de oportunidades, pero al mismo tiempo nos obligó a ser más competitivos, a mejorar nuestras capacidades técnicas y también a dar lo mejor de nosotros en las labores que desarrollamos.



Para contribuir a mejorar las capacidades de los Ingenieros Petroleros de México, velar por sus intereses y ser un vehículo de interlocución, está nuestro Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., plenamente consolidado.

Quedarse estático no es algo que distinga al gremio, por eso es que en el CIPM trabajamos todos los días para impulsar la profesión en beneficio de nuestros agremiados y en general de todos los petroleros del país, ahí radica la relevancia de nuestro colegio. El CIPM no pretende ser una institución solo de representatividad, sino de intercambio y desarrollo.

En el CIPM tenemos una consigna: México es prioridad; por ello, redoblamos esfuerzos para contribuir a su grandeza. Son tiempos de retos, pero al mismo tiempo de oportunidades. Ésta

tampoco es una frase trillada, porque los petroleros de México solemos enfrentar ambas circunstancias en el desarrollo de nuestra profesión; los retos y las oportunidades son parte del día a día.

En este contexto, contamos con una voz en los medios, *Voz Petrolera*, nuestra revista, que se renueva para ofrecer a ustedes lo mejor de la profesión y funcionar como una herramienta de comunicación efectiva entre nosotros y el resto de la sociedad.

Voz Petrolera es para que todos podamos aprovechar este espacio de comunicación, mientras mantenemos nuestra incansable labor de trabajar por y para México.

Dear Collegiate:
The College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. (CIPM) is consolidated, throughout the years, as the institution that promotes and disseminates the activities of the guild, while serving as an interlocutor before authorities and other organizations in the tasks of the multidisciplinary cooperation required by our profession.

It is an institution that joins efforts for the development of the oil activity in the country, so relevant in the impulse of the economic growth of Mexico. The CIPM and its members are a fundamental part of a nation that, along time, demands greater economic resources, a large part of which comes from oil activity.

At the dawn of a new year and the take-off of a new administration in the federal government, we, as oil experts of Mexico, continue to concentrate on our work within the trench that was assigned to each of us, or that we chose by free will.

The oil engineers of Mexico generate well-being for the country through diverse activities. The opening of the oil sector increased the range of opportunities, but at the same time, it forced us to be more competitive, to improve our technical capabilities and also to give our best in the work we develop.

To help improve the capabilities of Mexico's Petroleum Engineers, watch over their interests and be a vehicle for dialogue, we have our fully consolidated College of Petroleum Engineers of Mexico A.C.

Staying put is not something that distinguishes the guild, which is why in the CIPM we work every day to boost the profession in benefit of our members and all our petroleum experts in the country, there, is where the relevance of our school lies. The CIPM does not intend to be just a representation institution, but one of exchange and development.

At the CIPM we have a slogan: Mexico is a priority; therefore, we redouble our efforts to contribute to its greatness. These are times of challenge but at the same time of opportunities. This is not a hackneyed phrase either, because as oil specialists in Mexico, we often face both circumstances in the development of our profession; challenges and opportunities are part of everyday life.

In this context, we have a voice in the media, *Voz Petrolera*, our magazine, which is renewed to offer all of you the best of the profession and function as an effective communication tool between us and the rest of society.

Voz Petrolera is for each one of us, to harness this communication effort, while we maintain our tireless work of fighting for Mexico.

M.C. Luis Ferrán Arroyo

Presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.

President of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C.

2018-2020



Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. /
College of Petroleum Engineers of Mexico

Consejo Directivo Nacional / *National Board*
2018-2020

M.C. Luis H. Ferrán Arroyo
Presidente / President

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar
Vicepresidente / Vice-president

Ing. Francisco Javier Flamenca López
1er Secretario Propietario / 1st Owner Secretary

Ing. Enrique Díaz Rojas
2do Secretario Propietario / 2nd Owner Secretary

Ing. Ángel Cid Munguía
1er Secretario Suplente / 1st Substitute Secretary

Dr. Fernando Flores Ávila
2do Secretario Suplente / 2nd Substitute Secretary

M.I. Saúl Bautista Frago
Tesorero / Treasurer

Ing. Roberto Banda Morato
Subtesorero / Treasurer Assistant

Comisiones / Commissions

M.A. José Carlos Pacheco Ledesma
Eventos / Events

M.I. Jorge Alberto Osorno Manzo
Certificación Profesional / Professional Certification

Dr. Jorge Arévalo Villagrán
Peritos y Testigo Social / Experts and Social Witness

M.I. Teófilo Gutiérrez Acosta
Formación y Desarrollo Profesional / Training and Professional Development

Ing. David E. Blacio Cedillo
*Actualización y Revisión de Documentos Rectores /
Guideline Documents Update and Review*

M.I. Francisco Castellanos Páez
Editorial

Ing. Rafael Rodríguez Amador
Integración de Miembros / Membership

M.I. Jorge Alberto Osorno Manzo
Proyectos / Projects

M.I. Carlos Alberto Avendaño Salazar
Apoyo Técnico e Informático / Information Technologies Technical Support

Realización:

Energy & Commerce

Rubí Alvarado
Directora General / General Manager

Aldo Santillán
Director Editorial y Operaciones / Editorial and Operations Manager

Alejandra Priego
Asistente Dirección General

Ignacio Ortiz
Director de Arte / Art Director

Elena Fernández
Coordinador Editorial / Editorial Coordinator

Gonzalo Rivas
Diseñador Senior / Senior Designer

Ángel Sánchez Pichardo
Desarrollador Web / Web master

Antonio Sandoval
Análisis y redacción / Editing and analysis

Efraín Mariano
Análisis y redacción / Editing and analysis

Manelck Saldivar
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Martha Ochoa
Traducción / Translation



Página 4

CIPM, una institución sólida, eficiente y moderna
CIPM, a solid, efficient and modern institution

Página 8

Grandes líderes a la cabeza del CIPM
Great Leaders Heading the CIPM

Página 14

Modelo de Hubbert para EUA y México
Hubbert's Model for USA and Mexico

Página 18

Análisis de los factores de recuperación de hidrocarburos
Analysis of Hydrocarbon Recovery Factors

Página 19

- A) Métodos de Analogía
A) Analogy Methods
- A.1) Analogías por declinación de la producción
A.1) Analogies by production decrease

Página 20

- A.2) Analogía por áreas
A.2) Analogy by areas
- A.3) Analogía por factores de recuperación
A.3) Analogy by recovery factors
- A.4) Correlaciones del API
A.4) API correlations
- B) Simulación Numérica de Yacimientos
B) Oilfields Numeric Simulation

Página 21

- C) Estudios de Predicción del Comportamiento
C) Studies of Behavior Prediction

El entorno global demanda profesionistas competitivos, para ello, el Colegio es la mejor institución.

CIPM, una institución sólida, eficiente y moderna



Desde el nacimiento del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM) en 1973, sus fundadores vislumbraron con acierto la enorme relevancia de los peritos petroleros para el óptimo desarrollo de México. Hoy, el CIPM cuenta con un aproximado de 20 peritos petroleros certificados en diferentes áreas de especialidad.



El CIPM encara con fortaleza y profesionalismo la entrada del nuevo milenio, respaldado por sus miles de colegiados, quienes conforman uno de los logros más significativos del Colegio en las casi dos primeras décadas del siglo.

Estos profesionales son altamente valorados en la industria petrolera nacional e internacional. La acreditación que reciben por parte del Colegio, fundamentada por más de 45 años de experiencia, les permite ser las únicas personas reconocidas para intervenir ante cualquier asunto del sector público o privado, dictaminando sobre los temas de su especialidad (Perforación, Producción, Seguridad y Yacimientos).

Los peritos petroleros certificados son profesionales de excelencia, miembros competentes que han demostrado poseer conocimientos teóricos y prácticos, de forma expresa, sobre alguna especialidad inherente o complementaria a la Ingeniería Petrolera.

Es importante señalar que, para obtener una certificación en el CIPM como perito especializado, es necesario un riguroso proceso que incluye

una intensa evaluación tanto de la experiencia y conocimientos del solicitante, como de sus trabajos publicados en diversos medios o foros.

El CIPM también ha sido reconocido por instituciones como la Secretaría de Educación Pública (SEP) con base en la calidad de sus procesos para certificar a los profesionales petroleros del país. Por esto y más, desde el año 2013, cuenta con el Reconocimiento de Idoneidad de los Procesos de Certificación Profesional, otorgado por la Dirección General de Profesiones de la SEP.

Lo anterior goza de gran relevancia, ya que refleja el compromiso del CIPM para certificar petroleros mexicanos que cuenten con la capacidad y preparación que día a día se demanda en un mundo altamente competitivo.

Asimismo, media docena de libros de la más alta calidad técnica han sido editados y publicados con la finalidad de compartir conocimiento tanto con miembros del CIPM, como con todo aquel que quiera consultar las diversas temáticas tratadas en éstos.

Si bien los fundadores del CIPM vislumbraron escenarios desafiantes, lo cierto es que la tecnología ha provocado que la velocidad de demanda de conocimientos sea cada vez mayor, a lo que el CIPM se ha sabido adaptar cómodamente.

Regulador clave en el Congreso Mexicano del Petróleo

La relevancia del CIPM en la actividad petrolera de nuestro país ha sido reconocida en todos los entornos de la superficie nacional, de ahí que participa como uno de los reguladores del Congreso Mexicano del Petróleo (CMP), evento anual cristalizado por las asociaciones que conforman el comité organizador.

Hoy, el CMP es el mayor congreso de su tipo en Latinoamérica, y uno de los mayores y más importantes en el mundo. Gracias a este tipo de eventos, el nombre de México resuena cada vez más en la industria petrolera global.

Los petroleros de México no solamente participan como organizadores del CMP, sino que, al ser un evento netamente del sector, su intervención es vital para asegurar el éxito del mismo. El CMP reúne cada año a los más influyentes líderes del sector público y privado de la industria petrolera mexicana, además de contar con la asistencia de grandes personalidades de otros países.

El Colegio de las nuevas generaciones

Las nuevas generaciones de ingenieros petroleros requieren una institución que marche a la par de la dinámica en el mundo laboral, académico y empresarial. El Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. es la institución indicada para esto, ya que siempre se ha caracterizado por estar a la vanguardia y por lograr una evolución constante y comprobable.

El CIPM cuenta con un sitio de internet moderno, que refleja información necesaria y oportuna para la comunidad petrolera. Los servicios de digitalización también ocupan un lugar importante en la agenda; además, sus instalaciones están equipadas con tecnología de punta para llevar a cabo sesiones remotas con los colegiados que laboran lejos de la sede del CIPM, incluso en instalaciones ubicadas en el mar.

◊ The global environment demands competitive professionals, for that, the College of Petroleum Engineers of Mexico is the best option

CIPM, a solid, efficient, and modern institution

Since the birth of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. (Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. [CIPM, by its acronym in Spanish]) in 1973, its founders have correctly envisioned the enormous relevance of the oil experts for the best development of Mexico. Today, the CIPM has approximately 20 certified oil experts in different specialty areas.

The CIPM faces with strength and professionalism the entry of the new millennium, supported by its thousands of members, who have become one of the most significant achievements of the College in the first two decades of the century.

These professionals are highly valued in the national and international oil industry. The authentication they receive from the College, based on more than 45 years of experience, allows them to be the only ones authorized to intervene in any matter of the public or private sector, ruling on their specialty topics (Drilling, Production, Security, and Deposits). Certified petroleum experts are professionals of excellence, competent members who have demonstrated to possess theoretical and practical knowledge about some specialty inherent or complementary to Petroleum Engineering.



Otra de las grandes transformaciones se ha generado en la propia organización del CIPM, la cual se fue adaptando con el paso de los años a las necesidades de sus colegiados. Tal es el caso de las comisiones que existen para atender ciertas necesidades, desde aquellas enfocadas en proporcionar servicios más eficientes a los colegiados, hasta las enfocadas en la capacitación y formación de los petroleros del país.

De igual forma, cumplen tareas como informar todo lo relativo a la institución, misma que el año pasado cumplió 45 años y que continúa adaptándose día con día a los requerimientos del gremio.

Apertura a la afiliación de lo mejor de los petroleros del país

En los primeros albores del CIPM, la pertenencia a la institución estaba restringida a la comunidad de colegiados. No obstante, con el paso de los años, el CIPM ha mostrado la apertura necesaria para incorporar también a aquellos petroleros del país que han exhibido las credenciales suficientes para pertenecer a esta comunidad, que ha impulsado por décadas el desarrollo de México.

Es así como, hoy día, existen varios tipos de miembros o colegiados: Los colegiados de número, aquellos profesionales en materia de ingeniería petrolera; y los colegiados honorarios, expertos en el sector petrolero que han tenido una reconocida actuación en beneficio del país.

Es por todo esto, que el CIPM es una institución sólida, eficiente y moderna, preparada para proporcionar a sus colegiados los máximos beneficios, además de dotar al país con más y mejores petroleros que sigan aportando lo mejor de sus capacidades para un México más próspero.



It is important to point out that, in order to obtain a certification from the CIPM as a specialized petroleum expert, a thorough process is required, which includes an intensive evaluation of both the applicant's experience and knowledge, as well as their work published in different media or forums.

The CIPM has also been recognized by institutions such as the Ministry of Public Education (SEP), based on the quality of its certification processes for the country's oil professionals. Due to this and more, since 2013, the College has the Recognition of Suitability of Professional Certification Processes, granted by the General Direction of Professions of the SEP.

This has great relevance, as it reflects the CIPM's commitment to certify Mexican oil masters that have the capacity and preparation that is demanded each day in a highly competitive world.

Likewise, half a dozen books of the utmost technical quality have been edited and published to share knowledge, both with members of the CIPM and with anyone who wants to consult the diverse topics related to the oil industry.

While the founders of the CIPM envisioned challenging scenarios, the truth is that technology has speeded up an increasing demand for knowledge, to which the CIPM has been able to adapt comfortably.



The key regulator of the Mexican Oil Conference

The relevance of the CIPM in the oil activity of Mexico has been recognized in national level; hence, it participates as one of the regulators of the Mexican Oil Congress (CMP), annual event organized by associations integrating the organizing committee.

Today, the CMP is the largest conference of its kind in Latin America, and one of the most important oil events in the world. Thanks to this type of shows, the name of Mexico is heard more and more in the global oil industry.

The oil experts of Mexico not only participate as organizers of the CMP but also, as it is an event for the sector, their intervention is vital to ensure its success. The CMP gathers the most influential leaders of the public and private Mexican oil industry each year, apart from counting with the attendance of big personalities from other countries.



A College for the new generations

The new generations of petroleum engineers require an institution that can keep pace with the dynamics of the labor, academic and business worlds. The College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. is the right institution for this, since it has always been characterized for being at the forefront and for achieving a constant and verifiable evolution.

The CIPM has a modern internet site, which reflects necessary and expedient information for the oil community. The services of digitalization also occupy a very important place in the agenda; also, their premises are equipped with state-of-the-art technology to conduct remote sessions with members working away from CIPM headquarters, even at facilities located at the sea.

Another major transformation has been generated within the CIPM, which has adapted to the needs of their members over the years. Such is the case of the commissions that exist to meet certain needs. From those focused on providing more efficient services to their members to those focused on the training and formations of the country's oil professionals.

Likewise, they carry out tasks such as reporting everything related to the institution, which last year celebrated its 45th anniversary and continues to adapt each day to the requirements of the guild.

Openness to the affiliation of the best of the country's oil professionals

In the early days of the CIPM, membership to the institution was restricted to the collegiate community. Nevertheless, over the years, the CIPM has shown the necessary openness to incorporate those oil professionals in the country that have exhibited sufficient credentials to be a part of this community, which has been driving Mexico's development for decades.

This is how, today, there are various types of members: Collegiate members by number, those professionals in the fields of petroleum engineering; and honorary members, experts in the oil sector that have had an outstanding performance in benefit of the country.

For all these reasons, the CIPM is a solid, efficient and modern institution, prepared to grant its members with the maximum benefits, in addition to providing the country with more and better oilmen who continue to bring the best of their capabilities for a more affluent Mexico.



Grandes líderes a la cabeza del CIPM

Great leaders heading the CIPM

La historia del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM) ha sido forjada por destacados e importantes personajes de la industria. Su visión, experiencia, conocimiento y guía han sido fundamentales para que el CIPM sea una de las asociaciones de expertos de mayor trascendencia en todo México y América Latina. Ahora, la visión de su actual mesa directiva, proyectará su gran relevancia hacia todo el mundo.

The history of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. (CIPM) has been built by prominent and outstanding professionals of the industry. Their vision, experience, knowledge, and guidance have been essential to position the CIPM as one of the greatest associations of experts all around Mexico and Latin America. Now, the vision of the current board of directors, will drive its relevance to a global status.



ADOLFO LASTRA ANDRADE
(1973-1975)

El primer presidente del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM) inició su carrera en la Secretaría de Comunicaciones y Transportes para posteriormente incorporarse, en 1948, a Petróleos Mexicanos (Pemex). Ahí, fue asignado a labores de exploración y explotación, donde adquirió una vasta experiencia. Fue responsable de la perforación exploratoria en la península de Baja California y llegó a ser director de Pemex Explotación. Fue fundador, primer presidente y promotor en la formación del CIPM.

The first President of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. (CIPM) started his career in the Ministry of Communications and Transport and later joined Petróleos Mexicanos (Pemex), in 1948, where he was assigned to the exploration and exploitation areas, where he acquired vast experience. He was responsible for the exploratory drilling in the Baja California peninsula, and he became director of Pemex Exploitation. He was the founder, first president, and promoter in the formation of CIPM.

MARIO SALINAS ZÁRATE
(1975-1977)

Otro de los miembros fundadores del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. y el segundo presidente nacional. Sus estudios en ingeniería petrolera, llevados a cabo en nuestra máxima casa de estudios, le permitieron desempeñar, junto al ejercicio profesional, una intensa actividad académica en su alma mater.

Another founding member of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. and the second National President. His studies in Petroleum Engineering, at the National Autonomous University of Mexico (UNAM), allowed him to carry out an intense academic activity in his alma mater, along with his professional practice.





CARLOS OROZCO SOSA (1977-1979)

Miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. desde los primeros años de su fundación e integrante de la Academia de Ingeniería. Profesional de la industria petrolera, muy destacado en el ámbito académico, con diversos artículos y presentaciones publicadas. También, impulsó la formación de ingenieros petroleros para satisfacer la demanda de la industria nacional.

Member of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. since the first years of its foundation, and of the Engineering Academy. Professional of the petroleum industry, he outstood in the academic field, with diverse articles and published presentations. He also encouraged the formation of Petroleum Engineers to satisfy the demand of the national industry.



MANUEL J. ORTIZ DE MARÍA (1983-1985)

Como ingeniero petrolero tuvo una destacada trayectoria en Petróleos Mexicanos; fue el primer director de Pemex Exploración y Producción y, también, fue director de producción primaria de la empresa petrolera. Forma parte de la Academia de Ingeniería, en donde ha publicado diversos trabajos relacionados con su profesión.

As a Petroleum engineer, he had an outstanding career in Petróleos Mexicanos; he was the first director of Pemex Exploration and Production, and was director of primary production at the oil company. He is part of the Academy of Engineering, where he has published several works related to his profession.

RODOLFO DOMÍNGUEZ CALZADA (1979-1981)

Cursó su carrera profesional en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y ejerció profesionalmente durante 30 años en Petróleos Mexicanos, en donde pasó por toda la jerarquía de la entonces subdirección de planeación, desde pasante hasta subdirector. Originario de Veracruz; además de ser miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., también lo es de otras asociaciones.

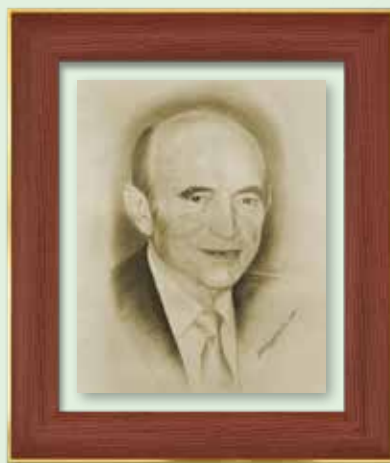
He studied his professional career in the National Autonomous University of Mexico (UNAM) and worked 30 years at Petróleos Mexicanos, where he went through the entire hierarchy of the planning under management office, from intern to under director. Originally from Veracruz, in addition to being a member of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C., he is also a member of other associations.



MIGUEL ÁNGEL ZENTENO BASURTO (1981-1983)

Originario de Coatzacoalcos, Veracruz, estudió ingeniería petrolera y destacó por su intensa actividad docente. Publicó diversos trabajos y un premio, otorgado a los más destacados del gremio petrolero, lleva su nombre. También, fungió como miembro de otras asociaciones del gremio petrolero mexicano y del sector energético nacional.

Originally from Coatzacoalcos, Veracruz, he studied Petroleum Engineering and stood out for his intense teaching activity. He published several works and an award, given to the most outstanding of the petroleum guild, bears his name. He also served as a member of other associations of the Mexican oil guild and the national energy sector.



ANTONIO ECHEVERRÍA CASTELLOT (1985-1987)

Es ingeniero civil petrolero, carrera que estudió en el Instituto Politécnico Nacional (IPN); en este sentido tiene la distinción de haber sido el primer alumno graduado en dicha carrera, dentro de la institución. Originario de Ciudad del Carmen, Campeche, también ejerció en la docencia y tiene varios artículos publicados, relacionados con su actividad y experiencia.

He is a Civil Petroleum Engineer, career that he studied in the Polytechnic National Institute (IPN); in this sense, he was the first student graduated from this major, within the institution. Originally from Ciudad del Carmen, Campeche, he also worked as a teacher and has published several articles related to his activity and experience.



CARLOS G. CUELLAR ANGULO (1989-1991)

Destacado ingeniero petrolero con amplia trayectoria en la hoy Empresa Productiva del Estado, en la que desempeñó diversos cargos de toma de decisiones; es miembro, también, de la Academia de Ingeniería. Ha publicado diversos artículos relacionados con temas técnicos, mismos que han servido de base para la instrucción de los estudiantes del sector energético nacional.

Outstanding Petroleum Engineer with a wide trajectory in Pemex, in which he held several decision-making positions; he is also a member of the Academy of Engineering. He has published several articles related to technical topics that have served as a basis for the instruction of students in the national energy sector.



ABUNDIO JUÁREZ MÉNDEZ (1987-1989)

Ingeniero petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México con una amplia trayectoria en Petróleos Mexicanos, en donde desempeñó cargos de responsabilidad como el de subdirector de producción primaria de la empresa. Originario de San Luis Potosí, también forma parte de la Academia de Ingeniería.

Petroleum Engineer by the National Autonomous University of Mexico with a wide career in Petróleos Mexicanos, where he held positions of responsibility as the deputy director of primary production at the company. Originally from San Luis Potosi, he is also a member of the Academy of Engineering.



ALONSO RUIZ BECERRIL (1991-1993)

Como todos los ingenieros de su generación, estudió su carrera profesional en la Universidad Nacional Autónoma de México. Destacado ingeniero petrolero que marcó la pauta para el inicio de actividades relacionadas con reconocimientos anuales para el gremio y con labores docentes, en momentos en los que la industria nacional se perfilaba nuevamente como factor para el desarrollo nacional. Originario del Estado de México.

Like all engineers of his generation, he studied his professional career at the National Autonomous University of Mexico. Outstanding Petroleum Engineer who set the tone for the start of activities related to annual recognitions for the guild and with teaching works, at a time when the national industry was once again emerging as a factor for national development. Originally from the State of Mexico.

ANTONIO ACUÑA ROSADO (1993-1995)

Realizó sus estudios profesionales en la Universidad Nacional Autónoma de México, institución de la que también obtuvo el grado de maestría en ingeniería. En Pemex, tuvo una amplia trayectoria que lo llevó, entre otros puestos destacados, a ser director del proyecto Cantarell, uno de los más importantes que tuvo la industria petrolera mexicana a finales del siglo anterior.

He completed his professional studies at the National Autonomous University of Mexico, where he also obtained a Master's Degree in engineering. At Pemex, he had an extensive career that led him, among other prominent positions, to be director of the Cantarell project, one of the most important fields that the Mexican oil industry had at the end of the previous century.

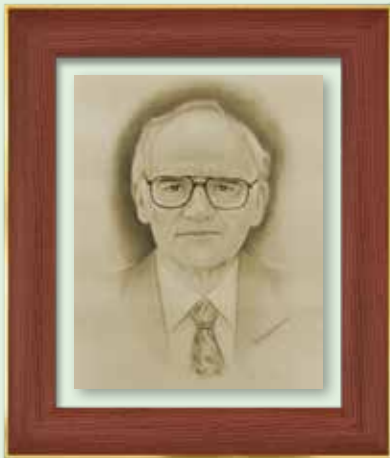


LUZBEL NAPOLEÓN SOLÓRZANO (1995-1996)

Una prolífica vida profesional, y sus 51 años de ejercicio docente, lo avalan como uno de los ingenieros petroleros más distinguidos de México; generaciones de petroleros mexicanos tienen como maestro a este ingeniero, egresado de la UNAM. También, trabajó en Pemex, en el Instituto Mexicano del Petróleo y es consultor independiente.

A prolific professional life, and his 51 years of teaching, endorse him as one of the most distinguished Petroleum Engineers in Mexico; generations of Mexican oil professionals have had this engineer as their teacher, a graduate from the UNAM. He has also worked at Pemex, at the Mexican Petroleum Institute (IMP), and is now an independent consultant.





**RICARDO PALACIOS CALVA
(1996-1997)**

Ingeniero petrolero con una destacada trayectoria en proyectos de desarrollo para el impulso del sector energético mexicano, en la última década del siglo pasado. Obtuvo su profesión en la Universidad Nacional Autónoma de México y su oficio por enseñar lo llevó a la publicación de artículos especializados en temas petroleros.

Petroleum Engineer with an outstanding trajectory in development of projects for the impulse of the Mexican energy sector, in the closing decade of the last century. He obtained his profession at the National Autonomous University of Mexico and his teaching trade led him to the publication of specialized articles on oil topics.



**TEÓDULO GUTIÉRREZ ACOSTA
(1997-1999)**

Mexiquense de nacimiento, es otro de los ingenieros que la máxima casa de estudio del país ha preparado para el sector energético nacional. En 1969, se graduó como ingeniero petrolero y su trayectoria en Pemex lo calificó para dirigir el gremio petrolero. Participó, también, en proyectos de relevancia nacional para la industria petrolera mexicana.

Mexican by birth, he is another engineer prepared for the national oil sector by the UNAM. In 1969, he graduated as a Petroleum Engineer, and his career in Pemex qualified him to lead the oil guild. He also participated in projects of national relevance to the Mexican oil industry.



**GUILLERMO C.
DOMÍNGUEZ VARGAS
(1999-2001)**

Inició su trayectoria profesional en Pemex, donde ocupó diversos cargos como: Gerente de Producción de la Región Sur, Gerente de Planificación de la Región Marina y Subdirector de Tecnología y Desarrollo Profesional (1995), concretamente en Pemex Exploración y Producción.

Estudió la carrera de Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, es Maestro en Ingeniería de Producción de Petróleo por la misma casa de estudios y Doctor en Ingeniería Petrolera por la Universidad del Sur de California.

He began his professional career in 1969 in Pemex; he held various positions: Production Manager of the Southern Region, Planning Manager of the Marine Region and Deputy Director of Technology and Professional Development (1995), specifically in Pemex Exploration and Production.

He studied Petroleum Engineering at the Faculty of Engineering of the National Autonomous University of Mexico; acquired a Master's Degree in Petroleum Production Engineering at the same university and has a PhD in Petroleum Engineering from the University of Southern California.



**IGNACIO ARMENDÁRIZ MOLINA
(2002-2003)**

Ingeniero petrolero guanajuatense que cursó su carrera profesional en la máxima casa de estudios; posteriormente tomó la academia, así como su trabajo en Pemex, como factores de impulso para ser uno de los petroleros más destacados y reconocidos de su generación. Las actividades profesionales las complementó con una serie de proyectos en los que participó y demostró sus amplios conocimientos.

Petroleum Engineer from Guanajuato, who studied his professional career in the highest house of studies; later on, he took the academy, as well as his work in Pemex, as factors of impulse to be one of the most outstanding and recognized oil experts of his generation. He complemented his professional activities with a series of projects, in which he participated and demonstrated his extensive knowledge.



**NÉSTOR
MARTÍNEZ ROMERO
(2008-2010)**

Ingeniero, Maestro y Doctor en Ingeniería Petrolera, egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México con Mención Honorífica y Medalla Gabino Barreda. Recibió el premio anual del Instituto Mexicano del Petróleo de Profesor Distinguido por la Facultad de Ingeniería de la UNAM; también, la Asociación de Ingenieros Petroleros de México le otorgó el premio IMP. Asimismo, se desempeña como comisionado en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Engineer, Master and Doctor in Petroleum Engineering, graduated from the Faculty of Engineering of the National Autonomous University of Mexico with Honorable Mention and a Gabino Barreda Medal. He received the annual award from the Mexican Petroleum Institute as Distinguished Professor by the Faculty of Engineering of the UNAM; also, the Association of Petroleum Engineers of Mexico awarded him the IMP. He also acts as Commissioner at the National Hydrocarbons Commission.



**HÉBER CINCO LEY
(2003-2005)**

Ingeniero petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México, institución donde también estudió la maestría en Ingeniería Física de Yacimientos; realizó el doctorado en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Stanford. 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. Es autor de más de 100 artículos especializados.

Petroleum Engineer by the National Autonomous University of Mexico, institution where he also studied a Master's Degree in Physical Engineering of Reservoirs; he studied a PhD in Petroleum Engineering at Stanford University. He was a member of the Engineering Teaching Faculty at the UNAM, as well as visiting professor, assistant and consultant at the Petroleum Engineering Department at Stanford University. He has also written more than 100 specialized articles.



**GUSTAVO HERNÁNDEZ GARCÍA
(2010-2012)**

Ingeniero Petrolero con amplia trayectoria en el sector energético mexicano, que incluye ser miembro de diversas asociaciones. Ingresó a Pemex en 1992, como superintendente de caracterización de yacimientos y, en 1997, asumió el cargo de subgerente de planeación. Se desempeñó en Pemex Exploración y Producción como Director General, más otros importantes cargos dentro de la compañía petrolera mexicana.

Oil Engineer with vast experience in the Mexican energy sector, which includes being a member of various associations. He joined Pemex in 1992, as superintendent of reservoir characterization and, in 1997, assumed the position of planning assistant manager. He worked in Pemex Exploration and Production as General Manager, plus other important positions within the Mexican oil company.



**CARLOS A. MORALES GIL
(2006-2008)**

Es ingeniero petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México y cuenta con una maestría en ciencias, con especialidad en ingeniería petrolera, por la universidad de Stanford. También obtuvo un certificado en Administración y Evaluación de Proyectos en la Universidad de Harvard.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1979, al área de Ingeniería de Yacimientos, hasta llegar a ser Director General de Pemex Exploración y Producción. Pertenece a diversas asociaciones de ingenieros petroleros y se ha desempeñado con mucho éxito en la iniciativa privada.

He is a Petroleum Engineer by the National Autonomous University of Mexico and has a Master's in Science, with a specialty in Petroleum Engineering from Stanford University. He also obtained a certificate in Projects Administration and Evaluation from Harvard University.

He became part of the area of Reservoir Engineering at Petróleos Mexicanos in 1979. He took the position of General Director of Pemex Exploration and Production for almost 10 years. He is a member of various associations of Petroleum Engineers, and has performed very successfully in the private initiative.

JOSÉ R. SERRANO LOZANO (2012-2014)

Una amplia trayectoria en Petróleos Mexicanos hace de este ingeniero petrolero uno de los más experimentados de la industria energética mexicana. Ingresó a la empresa en 1982 como ingeniero de yacimientos y paulatinamente empezó a escalar posiciones, hasta ser nombrado Director de Pemex Perforación y Servicios. Es ingeniero petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México y tiene una maestría en ciencias, con especialidad en planeación, administración y arquitectura, por el Instituto Politécnico Nacional.

A long career at Petróleos Mexicanos makes this Petroleum Engineer one of the most experienced in the Mexican energy industry. He joined the company in 1982 as a Reservoir Engineer and gradually began to climb positions, until he was appointed as Director of Pemex Drilling and Services. He is a Petroleum Engineer from the National Autonomous University of México and has a Master's Degree in Science, specializing in planning, management and architecture from the National Polytechnic Institute.



JUAN JAVIER HINOJOSA PUEBLA (2014-2016)

Estudió Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México, igual que otros distinguidos miembros del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. El ingeniero Hinojosa Puebla tiene una amplia trayectoria en Petróleos Mexicanos, destacando el de Director General de Pemex Exploración y Producción. Su carrera en el sector energético mexicano incluye la participación en proyectos estratégicos del país, como la optimización productiva de Cantarell.

He studied Petroleum Engineering at the National Autonomous University of Mexico, just like other distinguished members of the College of Petroleum Engineers of Mexico A.C. Engineer Hinojosa Puebla has an extensive career in Petróleos Mexicanos, emphasizing on his position as General Director of Pemex Exploration and Production. His career in the Mexican energy sector includes participation in several strategic projects, such as the productive optimization of Cantarell.



JOSÉ LUIS FONG AGUILAR (2016-2018)

Estudió su carrera de ingeniero petrolero en la Universidad Nacional Autónoma de México, ahí mismo obtuvo una maestría en Ingeniería Petrolera Física de Yacimientos. Su carrera profesional la ha ejercido a la par de una intensa actividad docente en la máxima casa de estudios. En su desarrollo profesional en PEP ocupó diversos cargos, entre los que se destaca la administración diversos Activos y el cargo de Subdirector de Producción de Bloques Norte, por mencionar algunos.

He studied Petroleum Engineering at the National Autonomous University of Mexico, where he obtained a Master's Degree in Physical Engineering of Reservoirs. He exercised his professional career at the same time as he carried out an intense teaching activity in the maximum house of studies. In his professional development at PEP he held various positions, among which are the administration of various assets and his position as Subdirector of Production of North Blocks, to mention a few.

LUIS H. FERRÁN ARROYO (2018-2020)

Es el actual presidente. Inició su carrera profesional en el Instituto Mexicano del Petróleo. Asimismo, dirigió COMESA (Compañía Mexicana de Exploraciones), dedicada al área de sísmica. Su trabajo en la iniciativa privada en diversas empresas, le permiten contar con la visión de globalidad que hoy requiere una profesión como la de ingeniero petrolero, que él mismo estudió.

Su gestión busca fortalecer al gremio frente en un mundo altamente competitivo y con elevadas exigencias profesionales.

He is the current president. His professional career started at the Mexican Petroleum Institute. Likewise, he directed COMESA (Mexican Exploration Company), dedicated to seismic areas. His work in the private initiative, in various companies, allows him to have the global vision that today is required in a profession such as Petroleum Engineer, which he himself studied.

His management seeks to strengthen the guild in a highly competitive world, with high professional demands.



◆ Herramienta indispensable para la determinación del grado de explotación de las reservas de crudo.
/ An indispensable tool for determining crude oil reserves' exploitation degree.

Modelo de Hubbert para EUA y México

Hubbert's Model for USA and Mexico

Por / By Dr. Antonio Sampayo Trujillo,
Gerencia de Integración del Portafolio
de Pemex Exploración y Producción

El vínculo entre las reservas y la producción de hidrocarburos constituye un indicador operativo muy relevante para una empresa petrolera. Éstas, así como las agencias gubernamentales, emplean las relaciones entre las reservas y la producción para proporcionar elementos de juicio a la alta dirección y determinar la disponibilidad futura de los recursos. Lo anterior se desarrolla con el objetivo de conocer la vida de los proyectos y su rentabilidad asociada, es decir los ingresos futuros, el empleo y otros parámetros importantes para las áreas administrativas y de contabilidad financiera.

El modelo de Hubbert considera que el pronóstico de producción de hidrocarburos en el tiempo tiene una variación en forma de campana simétrica, cuyo máximo nivel de producción se alcanza cuando alrededor de la mitad de las reservas se han producido.

El modelo depende de las siguientes hipótesis generales:

1) Tamaño de la cuenca (distribución del tamaño de campos); y 2) área geológica y variación de la producción de fluidos, misma que se representa mediante una distribución en forma de campana simétrica.

Fundamentos del Modelo de Hubbert y desarrollo

La curva de Hubbert se basa en la suposición de que la producción se distribuye continuamente a lo largo del tiempo de acuerdo con una curva en forma de campana, que denotamos por la función:

$$q_t = R_0 \times f(t).$$

En ésta, q_t representa el gasto de producción al tiempo (t) y R_0 es la reserva original (fijo y conocido); $f(\cdot)$ simboliza una distribución de



The link between hydrocarbon reserves and production constitutes a very relevant operation indicator for an oil company. These, as well as government agencies, use the relationships between reserves and production to provide elements of judgment to senior management and to determine the future availability of resources. This is developed with the objective of knowing the life of the projects and their associated profitability, i.e. future income, employment and other important parameters for the administrative and financial accounting areas.

Hubbert's model considers that the forecast of hydrocarbon production over time, has a variation in the form of a symmetrical bell, whose maximum production level is reached when about half of the reserves have been produced. The model depends on the following general hypotheses:

1) Basin size (fields size distribution); and 2) geological area and fluids production variation, which is represented by a bell-shaped symmetrical distribution.

Hubbert's Model Foundations and Development

Hubbert's curve assumes that production is continuously distributed over time according to a bell-shaped curve, which is denoted by the function:

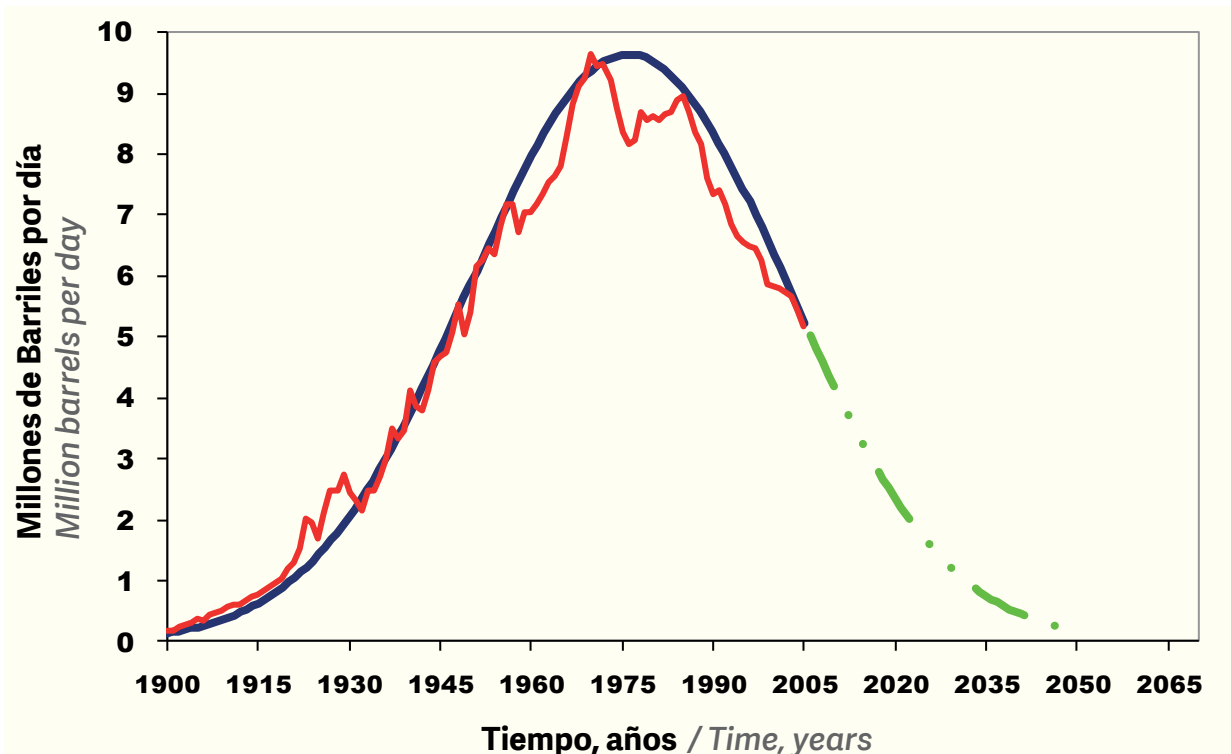


Figura 1. Variación de la producción acumulada vs el cociente de la producción / producción acumulada.
Figure 1. Accumulated production variation vs production / accumulated production quotient.

probabilidades normal con media T y desviación estándar σ , los cuales son parámetros que se tienen que estimar durante el proceso de cálculo y en función de datos disponibles.

Ésta es una formulación de la Curva Hubbert con fines ilustrativos solamente. En la práctica, comúnmente se refieren a $f(\cdot)$ como una función de series de tiempo en lugar de una distribución de probabilidad, pero analíticamente son iguales; pueden existir muchas variaciones de este enfoque. Hubbert aplicó la distribución logística y, en consecuencia, muchos investigadores han seguido esta metodología.

La suposición de la simetría de la curva a veces se relaja; el dominio de la distribución puede ser propuesta en función del número de pozos perforados, en lugar del tiempo, como lo plantea Reynolds. Con base en la representación gráfica mostrada en la figura 1, se puede establecer:

$$Q / N_p = m N_p + b \quad \text{Ec.1}$$

$$Q = m N_p^2 + b N_p \quad \text{Ec.2}$$

$$\text{Cuando } Q = 0, N_p = N_{p_T} = -b / m \text{ y } m = -b / N_{p_T} \quad \text{Ec.3}$$

$$Q = (-b / N_{p_T}) N_p^2 + b N_p \quad \text{Ec.4}$$

$$Q = b (-N_p^2 / N_{p_T} + N_p) \quad \text{Ec.5}$$

$$Q = b N_p (1 - N_p / N_{p_T}) \quad \text{Ec.6}$$

N_p / N_{p_T} es la fracción del total de aceite N_{p_T} que ya se ha producido, mientras que $(1 - N_p / N_{p_T})$ es lo que falta por producir.

La ecuación arriba planteada establece que la habilidad para producir, un gasto Q , es linealmente dependiente de la fracción de aceite que queda en el yacimiento.

Hubbert consideró que después de que se descubren las reservas de aceite, gas natural, o carbón, la producción se incrementa exponencialmente, a medida que se comienza la extracción y se tienen instalaciones de extracción de las reservas más eficientes.

$$N_p = \frac{R_o}{1 + e^{b(t-tm)}} \quad \text{Ec.7}$$

De la figura 1, se pueden establecer los parámetros que caracterizan el comportamiento lineal mostrado.

Donde t es la fecha de referencia (año)

N_p es producción acumulada en la fecha de referencia (t)

$$q_t = R_o \times f(t).$$

Where, q_t represents the production expense at time (t), and R_o is the original reserve (fixed and known); $f(\cdot)$ symbolizes a normal probability distribution with mean T and standard deviation σ , which are parameters that have to be estimated during the calculation process and on the basis of available data.

This is a formulation of the Hubbert Curve for illustrative purposes only. In practice, they commonly refer to $f(\cdot)$ as a function of time series, rather than a probability distribution, but analytically they are equal; there can be many variations of this approach. Hubbert applied the logistic distribution and, consequently, many researchers have followed this methodology.

The curve's symmetry assumption is sometimes relaxed; the distribution domain may be proposed based on the number of drilled wells, instead of time, as stated by Reynolds. Based on the graphic representation shown in Figure 1, it may be said that:

$$Q / N_p = m N_p + b \quad \text{Eq.1}$$

$$Q = m N_p^2 + b N_p \quad \text{Eq.2}$$

$$\text{When } Q = 0, N_p = N_{p_T} = -b / m \text{ y } m = -b / N_{p_T} \quad \text{Eq.3}$$

$$Q = (-b / N_{p_T}) N_p^2 + b N_p \quad \text{Eq.4}$$

$$Q = b (-N_p^2 / N_{p_T} + N_p) \quad \text{Eq.5}$$

$$Q = b N_p (1 - N_p / N_{p_T}) \quad \text{Eq.6}$$

N_p / N_{p_T} is the fraction of total oil N_{p_T} that has been already produced, while $(1 - N_p / N_{p_T})$ is what remains to be produced.

The above equation states that the ability to produce a Q expense, is linearly-dependent to the oil fraction that remains in the oilfield.

Hubbert considered that, after discovering the oil, natural gas, or coal reserves, the production increases exponentially, as the extraction starts and more efficient reserve extraction facilities are in place.

$$N_p = \frac{R_o}{1 + e^{b(t-tm)}} \quad \text{Eq.7}$$

From Figure 1, the parameters that characterize the shown linear behavior can be stated.

R_o es la recuperación final
 t_m es la fecha en el punto medio
 b es un factor que describe la pendiente

Discusión de resultados

Con base en el comportamiento lineal mostrado en la figura 1, fue posible obtener los parámetros de ajuste. Por otro lado, la figura 2 presenta los resultados de ajuste de la producción histórica de los Estados Unidos de América. Se observan buenos ajustes hasta 2005, año en el cual los EUA no habían comenzado masivamente a perforar y fracturar los pozos.

Es importante aclarar que el trabajo intensivo de fragmentación puso de manifiesto que de 23,000 pozos que se fracturaban en 2005 (ajuste de Hubbert en línea azul), en 2015 el número creció a 300,000 pozos, que se tradujo en un incremental promedio de producción al final de 2015 de 4.3 millones de barriles. Este efecto también se ve reflejado en términos de la evolución de las reservas probadas de hidrocarburos de EUA.

Esta es una conclusión fundamental, ya que, la existencia de una reclasificación de reservas de categorías con mayor incertidumbre a reservas de menor incertidumbre, incrementa el valor económico del proyecto.

La tasa de conversión de las reservas de hidrocarburos es un indicador operativo que señala el grado de actividad de las empresas. Por ejemplo, existen algunas "reglas prácticas" que indican la capacidad de una compañía para desarrollar reservas en un periodo de cinco años. Básicamente, esta regla práctica muestra que la tasa de conversión anual de reservas probadas no desarrolladas debería ser de 20%.

CASO MÉXICO

A continuación, se presentará el caso de nuestro país. Podemos resumir que, actualmente, son cerca de 40 campos principales en términos de aportación de producción —encabezados por Ku, Maloob y Zaap de la Región Marina.

En México, la explotación de los yacimientos se ha efectuado de manera agresiva desde principios de los años 80, razón por la cual se observa que la curva en rojo supera la distribución propuesta por Hubbert.

Conclusiones

A partir de los resultados mostrados anteriormente, se pueden realizar los siguientes comentarios finales y conclusiones:

Where t is the reference date (year)

N_p is the accumulated production on the reference date (t)

R_o is the final recovery

t_m is the date at the mean point

b is a slope description factor

Discussion of results

Based on the linear behavior shown in figure 1, the adjustment parameters were possible to obtain. On the other hand, figure 2 presents the adjustment results of the historical production of the United States of America. Good adjustments are observed until 2005, year in which the US had not massively begun to drill and fracture wells.

It is important to clarify that the intensive fragmentation work revealed that, out of 23,000 wells fractured in 2005 (the blue line is Hubbert's adjustment), by 2015 the number increased to 300,000 wells; which is translated into a mean production increase by the end of 2015 of 4.3 million barrels. This effect is also seen in terms of the USA hydrocarbons tested reserves.

This is a fundamental conclusion, since the existence of a reclassification of reserves, from categories with greater uncertainty to reserves with less uncertainty, increases the economic value of the project.

The conversion rate of hydrocarbon reserves is an operational indicator that shows the companies' activity degree. For example, there are some "practical rules" that designate a company's ability to develop reserves over a five-year period. Basically, this practical rule shows that the annual conversion rate of undeveloped proven reserves should be 20%.

Our country's case is shown below. We can summarize that, currently, there are about 40 main fields in terms of production contribution - led by Ku, Maloob and Zaap of the Marine Region.

In Mexico, deposits have been exploited aggressively since the early 1980s, which is why the red curve exceeds the distribution proposed by Hubbert.

Conclusions

From the results shown above, the following final comments and conclusions can be made:

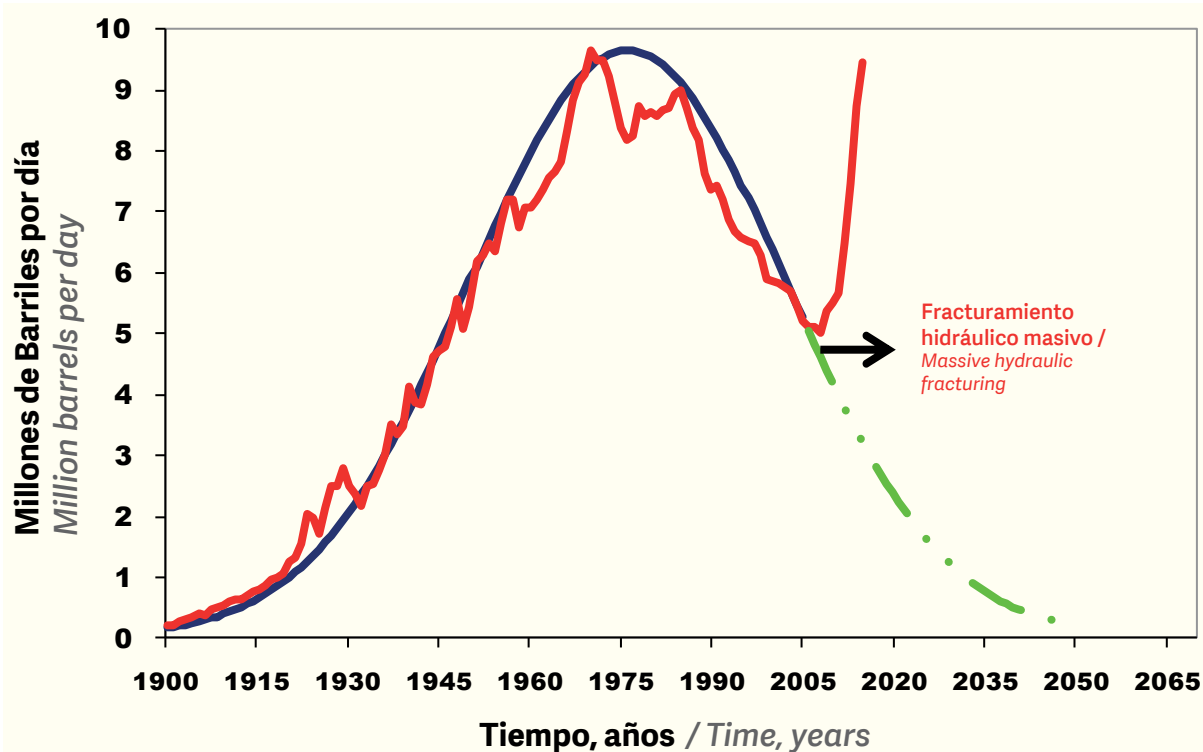


Figura 2. Datos de producción histórica de 1900 a 2005. El comportamiento de producción obedece a la distribución mostrada del tipo campana.

Figure 2. 1900-2005 history production data. The production behavior complies with the shown bell-shaped type distribution.

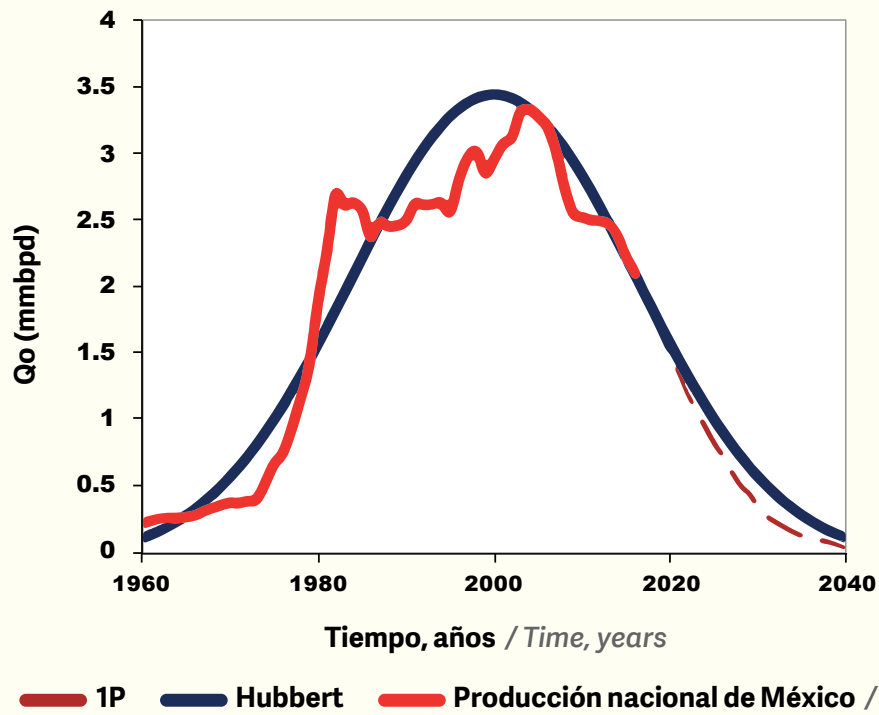


Figura 3.
Producción petrolera nacional de México, de 1960 al año actual, y su contraste con la Curva de Hubbert

Figure 3.
Mexico's national oil production, from 1960 until this day, and its contrast with Hubbert's Curve production.

1. El modelo de Hubbert requiere de tres parámetros para su ajuste: área total bajo la curva (reserva original), fecha de máxima producción, y amplitud media de la curva (dada por la desviación estándar).
2. Es una herramienta que sirve para determinar el grado de explotación de las reservas.
3. Se tiene pobre ajuste de los resultados en situaciones de disturbios de datos (por ejemplo, problemas económicos o geopolíticos).
4. Presenta resultados satisfactorios si la producción máxima se ha alcanzado y el campo o campos comienzan a declinar.
5. El modelo no considera la oferta y la demanda, tampoco precios de hidrocarburos o aspectos geopolíticos.
6. El Modelo de Hubbert se debe aplicar con juicio ingenieril.
7. Es útil también para estudios de comportamiento de cambio climático

Agradecimientos

Se agradece a Pemex Exploración y Producción por las facilidades brindadas en la publicación de este trabajo.

1. Hubbert's model requires three adjustment parameters: the total area under the curve (original reserve), peak production date, and curve mean range (given by standard deviation).
2. It is a tool useful to determine the degree of exploitation of reserves.
3. There is poor adjustment of results in data disturbance situations (e.g., economic or geopolitical problems).
4. It presents satisfactory results if maximum production has been reached and the field(s) begin to decline.
5. The model does not consider supply and demand, nor hydrocarbon prices or geopolitical aspects.
6. The Hubbert Model must be applied with engineering judgment.
7. It is also useful for studies of climate change behavior.

Acknowledgements

We are grateful to Pemex Exploration and Production for the facilities provided in the publication of this work.





• México tiene el reto de incrementar la producción a la brevedad posible.
/ Mexico has the challenge to increase the production as soon as possible.

Análisis de los factores de recuperación de hidrocarburos

Por / By Dr. Antonio Sampayo Trujillo, Ing. Emilio V. Sampayo Luna, Ing. Emilio Sampayo Trujillo

Los factores de recuperación de aceite de México, constituyen un parámetro de suma importancia para indicar el grado de explotación de las reservas de hidrocarburos. Para nuestro país, es un reto sustancial incrementarlos en los proyectos de inversión. La restitución de hidrocarburos, dependiendo del tipo de empuje presente en el yacimiento y de la información disponible, puede ser estimada mediante: A) relaciones empíricas; B) a través de modelos de simulación numérica de yacimientos; y C) estudios de predicción de comportamiento (balance de materia).

Relaciones Empíricas

R Dentro de las relaciones empíricas se destacan los métodos que se apoyan en yacimientos análogos y que presentan características similares, por ejemplo, de un yacimiento perteneciente a un campo, el cual tiene las mismas o similares propiedades, tales como: 1) porosidad, 2) permeabilidad, 3) distribución de permeabilidades, 4) espesor neto, 5) continuidad y 6) saturación de hidrocarburos

Analysis of Hydrocarbon Recovery Factors

Mexico's oil recovery factors are a very important parameter to indicate the hydrocarbon reserves' exploitation degree. A substantial challenge for our country is to increase the recovery factors of investment projects. Hydrocarbon restitution, depending on the type of thrust present in the reservoir and the available information, can be estimated by means of A) empirical relationships, B) numerical reservoir simulation models, and C) performance prediction studies (matter balance).

Estos requerimientos son establecidos de manera importante en los nuevos lineamientos de la SEC para el empleo de yacimientos similares en áreas análogas dentro de la misma región. Estos parámetros (o grupos de parámetros) son críticos tanto individualmente, como de manera agregada. Por ejemplo, a través de la relación de movilidades, capacidad de flujo y demás combinaciones que hacen que las comparaciones entre yacimientos análogos sean similares y puedan ser empleadas para la estimación de reservas, bajo cierto grado de exactitud.

Por otra parte, se tienen las correlaciones publicadas por el American Petroleum Institute (API), basadas en un gran número de casos de estudio. Estas técnicas son de utilidad para estimaciones con cierto grado de exactitud; sin embargo, hay que tener cuidado con la aplicación de estos criterios en cuanto a la toma de decisiones para los proyectos de inversión.

A) Métodos de Analogía

Las estimaciones de los volúmenes de hidrocarburos —a través del empleo de analogías y en un sentido estricto y riguroso— no son apropiadas cuando los parámetros físicos de los hidrocarburos no se conocen; por ejemplo, el contenido de gas o líquidos, densidad, espesor y profundidad del yacimiento. Entonces, se debe realizar un estudio comparativo de las propiedades antes de plantear la utilización de éstas, o algunos otros parámetros, para las estimaciones, así como el espaciamiento entre pozos propuestos.

Por lo tanto, el empleo del método de analogía para la determinación de las reservas y recursos de hidrocarburos tiene que ser usado cuando las propiedades de los fluidos puedan ser determinadas de manera aproximada y la consistencia del hidrocarburo entre el área en estudio y el análogo pueda ser establecida.

A.1) Analogías por declinación de la producción

Cuando se emplean las curvas tipo por analogía de comportamiento de producción, el analista debe tener en cuenta que existe una similitud entre el campo análogo y el que se va a desarrollar; en los aspectos citados con anterioridad. Adicionalmente, se deberá valorar si el espaciamiento entre pozos del campo análogo y el que se va a desarrollar es similar, así como propiedades de la roca y fluidos similares, profundidad, temperatura, y tamaño del yacimiento. Después de

Empirical Relations

Within the empirical relations, the methods that are based on analogous deposits, and that present similar characteristics, are highlighted; for example, of a deposit belonging to a field, that has the same or similar properties, such as: 1) porosity, 2) permeability, 3) permeability distribution, 4) net thickness, 5) continuity and 6) saturation of hydrocarbons.

These requirements are important in the new SEC guidelines for the use of similar reservoirs in analogous areas, within the same region. These parameters (or groups of parameters) are critical, both individually and in aggregate form. For example, through the relationship of mobilities, flow capacity and other combinations that make comparisons between analogous reservoirs similar and can be used to estimate reserves, under some degree of accuracy.

On the other hand, we have the correlations published by the American Petroleum Institute (API), based on a large number of case studies. These techniques are useful for estimates with a certain degree of accuracy; however, when making decisions for investment projects, care must be taken with the application of these criteria.

A) Analogy Methods

The estimations of hydrocarbon volumes - through the use of analogies and in a strict and rigorous sense - are not appropriate when the physical parameters of the hydrocarbons are not known; for example, the gas or liquid content, density, thickness and depth of the reservoir. Then, a comparative study of the properties must be made before it is considered to take these, or some other parameters, for the estimates, as well as the spacing between proposed wells.

Therefore, the use of the analogy method for the determination of hydrocarbon reserves and resources has to be used when the properties of the fluids can be determined in an approximate manner, and the consistency of the hydrocarbon between the area under study and the analog can be established.

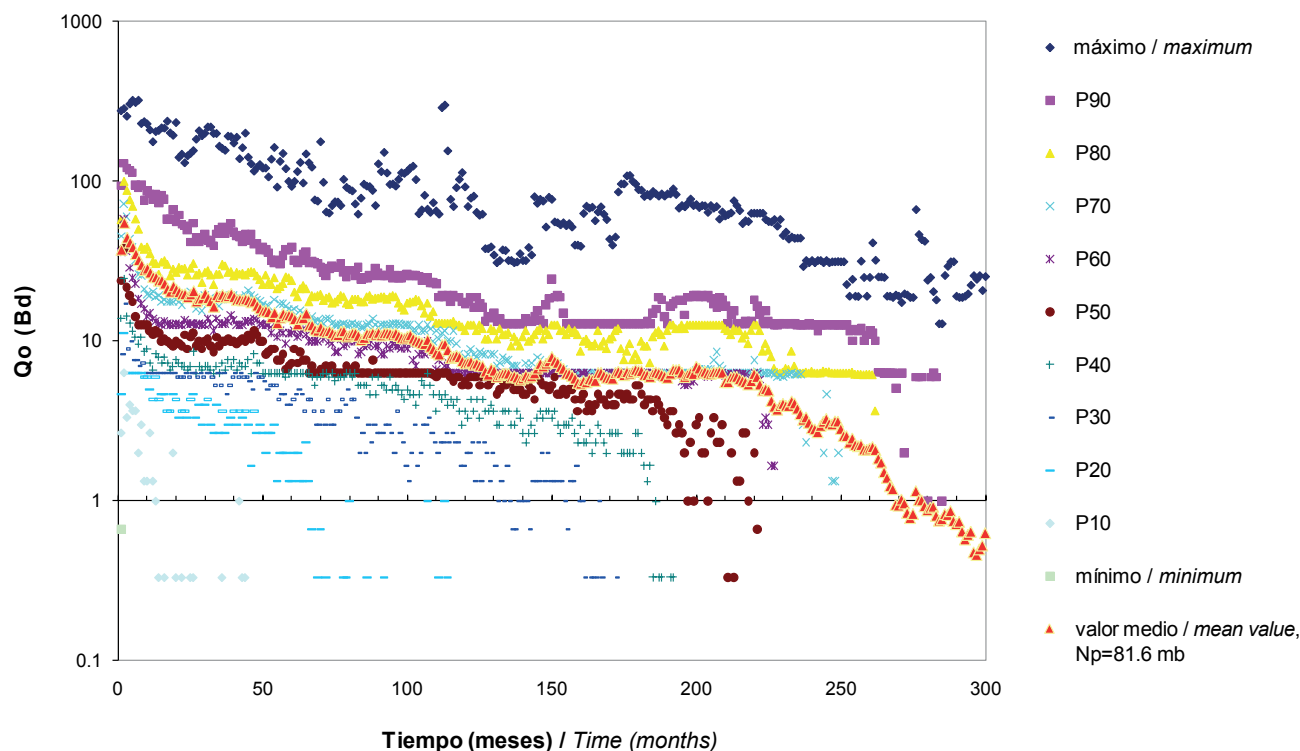


Figura 1. Ejemplo de curva tipo trazada a partir de la normalización de los datos de producción de los pozos productores de un yacimiento. Comportamientos tipo, en función de la estadística de los datos de producción. Se muestra la recuperación media de un pozo tipo.

Figure 1. Example of a type curve drawn from the normalization of the production data of the producing wells of a reservoir. Well performance, based on production data statistics. The average recovery of a typical well is shown.

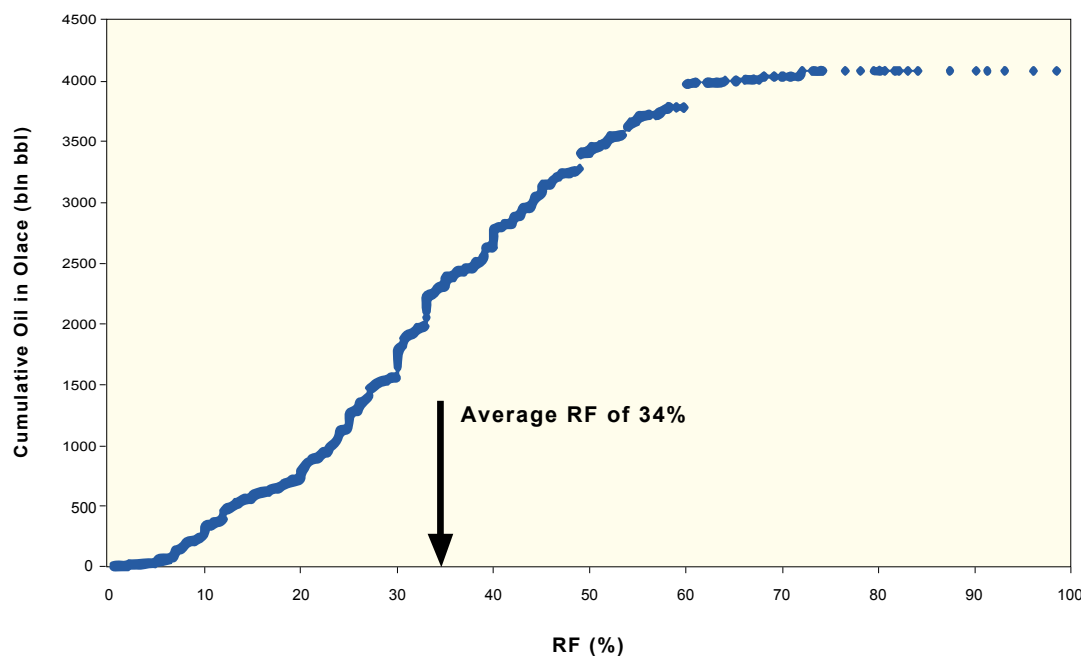


Figura 2. Distribución de los factores de recuperación a nivel mundial para datos de la base ISH.

Figure 2. Global Distribution of the Recovery Factors for the ISH data base.

seleccionar un yacimiento similar, es útil desarrollar una “curva tipo” del comportamiento de un pozo.

A.2) Analogía por áreas

El empleo de análogos en espaciamientos para el desarrollo de campos para la determinación de radios de drene, tiene que ser aplicado con precaución, considerando que en algunas ocasiones la permeabilidad, productividad de pozos y contenido de hidrocarburos y sus calidades pueden cambiar drásticamente con la profundidad y entre diferentes zonas. Únicamente pueden ser empleadas áreas similares en los proyectos de las mismas regiones, con las mismas profundidades, espaciamientos y condiciones geológicas.

A.3) Analogía por factores de recuperación

Cuando se emplean desarrollos de campos como análogos en otras áreas tienen que verificarse adecuadamente. En primer término, es necesario establecer que la analogía sea comparable para el área en estudio, con las consideraciones respectivas a las profundidades relativas, condiciones similares de saturación de hidrocarburos, contenido de agua, permeabilidad, productividad de pozos y contenido de hidrocarburos; es decir, mismas condiciones de fluidos, en cuanto al contenido de líquidos (grados API) y gas (densidad y datos de composición).

Una vez efectuada la equivalencia y establecida la condición de analogía para el desarrollo del área, el factor de recuperación usado tiene que representar el comportamiento medio esperado de todos los pozos del análogo bajo el escenario 2P, incluyendo los pozos que no fueron exitosos o presentaron un bajo comportamiento presión-producción. Por necesidad, la asignación de un factor de recuperación, si el caso es apropiado, tiene que ser más conservador que el comportamiento medio esperado de los pozos productores análogos.

A.4) Correlaciones del API

Las correlaciones del American Petroleum Institute (API) se basan en 312 casos de estudio en yacimientos en: 1) etapa de agotamiento natural, donde la expansión del gas liberado en solución es la única fuente de expulsión del aceite, y 2) yacimientos con empuje hidráulico, donde la entrada de agua de fondo o lateralmente constituye el desplazamiento dominante.

B) Simulación Numérica de Yacimientos

Los estudios de simulación numérica de yacimientos rara vez se desarrollan con el objetivo de estimar reservas probadas de hidrocarburos y sus respectivos factores de recuperación. Usualmente, el objetivo fundamental de un estudio de simulación de yacimientos es el de mejorar el entendimiento del mismo, para explotarlo y administrarlo de manera

A.1) Analogies by production decrease

When using type curves by analogy of production performance, the analyst must bear in mind that there is a similarity between the analogous field and the one to be developed; in the aspects mentioned above. Additionally, it must be assessed whether the spacing between wells of the analog field and the one to be developed is similar, as well as properties of the rock and similar fluids, depth, temperature, and size of the reservoir. After selecting a similar reservoir, it is useful to develop a “type curve” of the well performance.

A.2) Analogy by areas

The use of analogues in spacing, for the development of fields and for the determination of drainage radii, has to be applied with caution; considering that, on some occasions, the permeability, well productivity and hydrocarbon content, and their qualities, can change drastically with depth and between different zones. Only similar areas can be used in projects of the same regions, with the same depths, spacing and geological conditions

A.3) Analogy by recovery factors

When field developments are used as analogues in other areas, they have to be checked accordingly. First, it is necessary to establish that the analogy is comparable for the area under study, with considerations of relative depths, similar conditions of hydrocarbon saturation, water content, permeability, well productivity and hydrocarbon content; i.e., same fluid conditions, in terms of liquid content (API grades) and gas content (density and composition data).

Once the equivalence has been made and the analogy condition has been established for the development of the area, the recovery factor used for this development has to represent the average expected performance of all the analog wells under scenario 2P, including wells that were not successful or had a low pressure-production performance. By necessity, the assignment of a recovery factor, if appropriate, has to be more conservative than the average expected performance of the analog producing wells.

A.4) API correlations

The American Petroleum Institute (API) correlations are based on 312 reservoir case studies in: 1) natural depletion stage, where the expansion of the gas released in solution is the only source of oil expulsion, and 2) hydraulic thrust reservoirs, where the entry of bottom or side water constitutes the dominant displacement.

B) Oilfields Numeric Simulation

Numerical reservoir simulation studies are rarely developed with the aim of estimating proven hydrocarbon reserves and their respective

óptima. Frecuentemente, un plan de desarrollo basado solamente en la explotación de las reservas probadas traerá como consecuencia la sub-explotación del campo y, de hecho, resultaría en una reducida producción de hidrocarburos.

Con frecuencia se presentan incertidumbres en cuanto a la construcción de los modelos que sustentan los pronósticos de producción, impactando así la precisión en la estimación de los perfiles de producción, debido a la presencia de complejidades en el yacimiento. Por ejemplo, las estimaciones en los movimientos de los contactos agua-aceite y gas-agua representan una complejidad importante. Esos movimientos de los fluidos en el yacimiento traen como resultado directo un impacto en las cuotas de producción de hidrocarburos.

C) Estudios de Predicción del Comportamiento

El método de balance de materia se destina, ampliamente, a la estimación del volumen original de hidrocarburos, mediante el ajuste histórico y comportamiento de producción. También puede ser empleado para predecir el comportamiento futuro y entender la dinámica del yacimiento bajo diversos tipos de empuje, incluyendo el empuje por gas en solución e hidráulico.

En la mayoría de los casos, el requerimiento de datos está limitado a la presión promedio en el yacimiento, producción acumulada y propiedades PVT de los fluidos a intervalos de tiempo durante la producción. Por otra parte, en ocasiones se requiere una descripción razonable del acuífero.

El método clásico de balance de materia se basa en la ley de conservación de la masa, que simplemente significa que la masa se conserva, no se crea, ni se destruye. Las estimaciones básicas consisten en los siguientes puntos: el yacimiento se considera como un tanque homogéneo, es decir, las propiedades de los fluidos son las mismas en el yacimiento; la producción e inyección ocurren en un solo punto y el análisis es independiente de la dirección de salida de fluidos en el yacimiento. Sin embargo, se sabe que estos supuestos no ocurren en la realidad.

Factores de recuperación basados en datos internacionales

La figura 2 muestra la producción de aceite acumulada a nivel global contra el factor de recuperación y se basa en datos publicados por Schulte. Los datos presentados por el autor fueron jerarquizados en función del factor de recuperación contra el correspondiente volumen original de los campos.

La porción plana en la parte izquierda de la gráfica indica que existen muy pocos campos con factores de recuperación del orden de un dígito, es decir, entre 0 y 9 %. También, se observa que las recuperaciones actuales a nivel internacional son, en su mayoría, superiores a 20%. Por otro lado, recuperaciones de hidrocarburos superiores a 45 o 50 % son poco

recuperación. Usualmente, el objetivo fundamental de un estudio de simulación de un yacimiento es mejorar el entendimiento del yacimiento en orden a explotarlo y gestionarlo de manera óptima. Frecuentemente, un plan de desarrollo basado únicamente en la explotación de reservas probadas resultará en una sub-explotación del campo y, de hecho, resultará en una reducida producción de hidrocarburos.

Las incertidumbres frecuentemente surgen respecto a la construcción de modelos que sustentan los pronósticos de producción, impactando así la precisión en la estimación de los perfiles de producción, debido a la presencia de complejidades en el yacimiento. Por ejemplo, los movimientos de los contactos agua-aceite y gas-agua representan una complejidad importante. Estos movimientos de fluidos en el yacimiento tienen, como resultado directo, un impacto en las cuotas de producción de hidrocarburos.

C) Studies of Behavior Prediction

The material balance method is widely used to estimate the original volume of hydrocarbons, through historical adjustment and production performance. It can also be used to predict future performance and understand reservoir dynamics under various types of thrust, including gas in solution and hydraulic thrust.

In most cases, the data requirement is limited to the average reservoir pressure, accumulated production and PVT properties of fluids at time intervals during production. On the other hand, a reasonable description of the aquifer is sometimes required.

The classical material balance method is based on the law of conservation of the mass, which simply means that the mass is conserved, not created, or destroyed. The basic estimates consist of the following points: the reservoir is considered as a homogeneous tank, i.e. the properties of the fluids are the same in the reservoir; production and injection occur at a single point and the analysis is independent of the direction of outflow of fluids in the reservoir. However, it is known that these assumptions do not occur in reality.

Recovery Factors Based on International Data

Figure 2 shows the overall accumulated oil production against the recovery factor and is based on data published by Schulte. The data presented by the author was ranked according to the recovery factor against the corresponding original volume of the fields.

The flat portion on the left side of the graph indicates that there are very few fields with recovery factors of the order of one digit, i.e., between 0 and 9 percent. Also, it is observed that the current recoveries at the international level are, for the most part, higher than 20 percent. On the other hand, recoveries of hydrocarbons greater than 45 or 50 percent are currently rare; in fact, there are few fields with recovery factors greater than 60 percent.



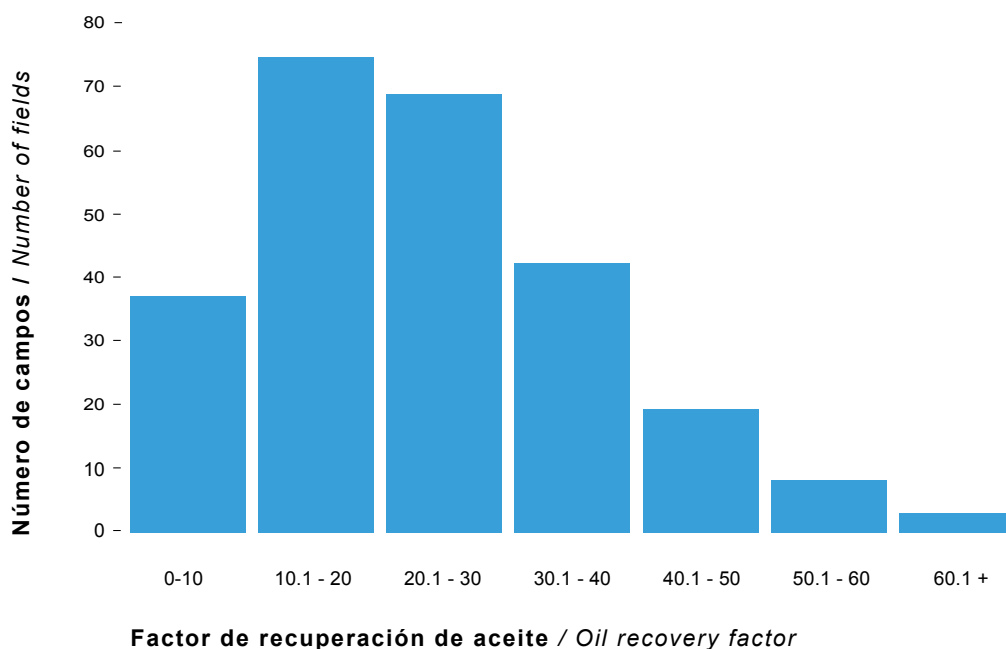


Figura 3. Distribución de los factores de recuperación de aceite para los campos nacionales.

Figure 3. Oil recovery factors' distribution for national fields.

comunes en la actualidad; de hecho, existen pocos campos con factores de recuperación mayores a 60%.

Schulte concluye que el factor de recuperación promedio a nivel internacional, para el caso de aceite —considerando todo tipo de formaciones, profundidades, métodos de producción y características de los yacimientos— asciende a 34%, con base en los datos mencionados y en el estudio de la distribución estadística de los mismos. Estos resultados indican que existe una notable área de oportunidad para incrementar los factores de recuperación de los campos a nivel mundial.

Factores de recuperación basados en datos nacionales

Para el caso del análisis de factores de recuperación asociados a los campos mexicanos, se presentan los correspondientes al estado actual de dichos parámetros. Es decir, el factor de recuperación de hidrocarburos actual es el resultado de dividir la producción acumulada entre el volumen original correspondiente al campo-yacimiento. Los datos recientes, tanto de volúmenes originales, como de factores de recuperación y reservas originales, fueron obtenidos para los campos a nivel sistema. Dichos datos se presentan a continuación para los campos nacionales, jerarquizados en función de los intervalos de clase mostrados, que para el caso de los factores de recuperación, corresponden a intervalos a cada 10 puntos porcentuales.

Comentarios finales y conclusiones

1. El reto energético más importante, actualmente y de las décadas venideras, es que los factores de recuperación de hidrocarburos se incrementen.
2. En la actualidad, el factor de recuperación de aceite a nivel mundial es superior a 30 pero inferior a 40%, con un valor que oscila entre 34 y 35 % a nivel mundial.
3. El factor de recuperación se puede incrementar mediante métodos de optimización en campo, aplicación de técnicas de recuperación mejorada e inversiones de capital para su correcta aplicación.
4. La distribución de los factores de recuperación de aceite, en el caso de nuestro país, muestra un comportamiento asimétrico positivo, cuyo valor medio es 27%, para el caso de la reserva probada.
5. Este factor de recuperación es el resultado de considerar múltiples factores en las estadísticas, tales como características de los yacimientos, costos de desarrollo, aspectos económicos y comerciales, además de precios de hidrocarburos e inversiones de capital en explotación.

Agradecimientos: Se agradece a la Gerencia de Recursos y Certificación de Reservas de Pemex Exploración y Producción por las facilidades brindadas en la publicación de este trabajo.

Schulte concludes that the average recovery factor at the international level for oil - considering all types of formations, depths, production methods and reservoir characteristics - amounts to 34%, based on the data mentioned above and the study of their statistical distribution. These results indicate that there is a remarkable area of opportunity to increase the recovery factors of the fields worldwide.

Recovery factors based on national data

In the case of the analysis of recovery factors associated to the Mexican fields, we present those corresponding to the current state of these parameters. In other words, the current hydrocarbon recovery factor is the result of dividing the accumulated production by the original volume corresponding to the already existing field. Recent data, both original volumes and recovery factors and original reserves, were obtained for the fields at the system level. These data are presented below for the national fields, ranked according to the class intervals shown, which in the case of recovery factors correspond to intervals every 10 percentage points.

Final comments and conclusions

1. The most important energy challenge, now and in the decades to come, is to increase the factors of hydrocarbon recovery.
2. Currently, the global oil recovery factor is greater than 30 but less than 40 per cent, with a value ranging from 34 to 35 per cent globally.
3. The recovery factor can be increased through field optimization methods, application of improved recovery techniques and capital investments for its correct application.
4. The distribution of the oil recovery factors, in the case of our country, shows an asymmetrical positive behavior, whose average value is 27 percent, in the case of the proven reserve.
5. This recovery factor is the result of considering multiple factors in the statistics, such as reservoir characteristics, development costs, economic and commercial aspects, as well as hydrocarbon prices and working capital investments.

Acknowledgements

Acknowledgements We are grateful to the Management of Resources and Certification of Reserves of Pemex Exploration and Production for the facilities provided in the publication of this work.