

# VOZ

PETROLERA

AÑO 04 • EDICIÓN 29  
Mayo 2019



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

## Campos Maduros, la apuesta de Pemex para reactivar la industria petrolera

*Mature Fields: Pemex's bet to  
reactivate the oil industry*

**Solución de ecuación  
de difusión, una  
propuesta generalizada  
en espacio y tiempo**

*Solution of the diffusion  
equation, a generalized  
proposal in space and time.*

**Metodología de análisis  
de comportamiento,  
clave para desarrollar y  
explotar los yacimientos**

*Performance analysis  
methodology, key to developing  
and exploiting reservoirs*

**Dinámica  
de Fluidos  
Computacional**

*Computational  
Fluid Dynamics  
(CFD)*

**Tensor de  
Permeabilidad  
Fractal en Yacimientos  
Autoafines**

*Fractal Permeability  
Tensor in Auto-Tune  
Reservoirs*



**E**stimados Colegiados: Hace unos días se puso en marcha la estrategia para impulsar la producción de Petróleos Mexicanos (Pemex). Esta iniciativa permitirá a la Empresa Productiva del Estado recuperar sus niveles de producción de manera paulatina, y alcanzar, al final de la presente administración, el objetivo de 2.4 millones de barriles diarios de petróleo.

Para los ingenieros petroleros, este es el punto de partida hacia una época de retos y oportunidades. Mucho he insistido sobre el momento histórico que nos ha tocado vivir a los profesionistas del sector, que definirá el rescate de la soberanía energética del país y, con esto, el desarrollo del mismo. Llegó el momento de pasar de las palabras a los hechos.

Durante la presentación del programa "Oportunidades de Inversión en Campos Maduros: Incremento en el factor de recuperación", el Director General de Pemex, Octavio Romero Oropeza, hizo especial énfasis en la fortaleza de la petrolera, y en los recursos con los que cuenta para sus actividades. Asimismo, destacó un indicador sumamente relevante en la tarea que Pemex llevará a cabo: la inversión pública destinada a la empresa este año, por un total de 273 mil millones de pesos (el primer incremento de este rubro en cuatro años). Este programa cumple con la instrucción del presidente de México, Andrés Manuel López Obrador, de



reactivar la industria petrolera. La estrategia permitirá la explotación de campos maduros y el trabajo en nuevas modalidades de coinversión, para hacer viables proyectos de exploración y extracción con la participación de la iniciativa privada; Pemex mantendrá la titularidad de la asignación y será el principal operador.

Los técnicos y directivos de Petróleos Mexicanos —varios de ellos orgullosamente pertenecientes a nuestro Colegio— han determinado que existe un gran potencial en los campos maduros, en los cuales se habrá de incrementar el factor de recuperación. Pemex no solamente retomará el protagonismo energético en el país, sino que marcará la pauta para los próximos años en aspectos como exploración y producción.

El gobierno federal ha dado pasos seguros para asegurar la viabilidad operativa y financiera de la compañía, lo cual resulta vital para México y para su desarrollo en los años próximos. Pemex será, sin duda, el baluarte económico que se requiere para alcanzar los objetivos planteados, aunque será un proceso largo y gradual.

Una vez marcada la ruta hacia la soberanía energética, y con la certidumbre generada a partir del conocimiento de las acciones que lleva a cabo el gobierno federal para fortalecer a Pemex, toca a los ingenieros petroleros poner a disposición del país nuestro talento y conocimientos y, sobre todo, demostrar en el campo las habilidades aprendidas y perfeccionadas a lo largo de los años.

**D**ear Collegiate: A few days ago, the strategy to boost the production of Petroleos Mexicanos (Pemex) was launched. This initiative will allow the State Productive Company to gradually recover its production levels, and reach, at the end of this administration, the goal of 2.4 million barrels of oil per day.

For petroleum engineers, this is the starting point into a time of challenges and opportunities. I have insisted a great deal on the historical moment that we, as professionals of the sector, are living, which will define the rescue of the country's energy sovereignty, along with its development. The time has arrived for us to turn our words into actions.

During the presentation of the program "Investment Opportunities in Mature Fields: Increase in the Recovery Factor" ("Oportunidades de Inversión en Campos Maduros: Incremento en el factor de recuperación", by its original name in Spanish), the General Director of Pemex, Octavio Romero Oropeza, emphasized on the strength of the oil company, as well as on the resources it has for its activities. He also highlighted an extremely relevant indicator in the task that Pemex will carry out: the public investment destined to the company this year, for a total of 273 billion pesos (the first increase of this item in four years). This program complies with the instruction of Andres Manuel Lopez Obrador to reactivate the oil

industry. The strategy will allow the exploitation of mature fields and work in new co-investment modalities, to make viable exploration and extraction projects with the participation of the private initiative; Pemex will keep ownership of the assignment and will be the main operator.

The technicians and leaders of Petroleos Mexicanos —several of which are proud representatives of our College— have determined that there is great potential in mature fields, in which the recovery factor will have to be increased. Pemex will not only retake the leading role in the country's energy sector, but will also set the tone for the coming years regarding various aspects such as exploration and production.

The federal government has taken certain steps to ensure the operational and financial viability of the company, which is vital to Mexico and its development in the coming years. Pemex will undoubtedly be the economic bulwark required to achieve the objectives set, although it will be a long and gradual process.

Once the road to energy sovereignty is paved, and with the certainty generated from the knowledge of the actions carried out by the federal government to strengthen Pemex, it is up to us oil engineers to make our talent and knowledge available to the country and, above all, to demonstrate the field skills, learned and perfected over the years.

### 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 Flamenco 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 Fragozo  
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

Nuevo modelo de negocio de Pemex reactivará campos maduros  
*Pemex new business model will reactivate mature fields*

#### Página 10

Curso de inducción: Ingeniería petrolera para no petroleros  
*Induction course: Petroleum engineering for non-oil experts*

#### Página 12

Metodología para el análisis del comportamiento  
dinámico de yacimientos no convencionales  
*Methodology for the analysis of the dynamic  
performance of unconventional reservoirs*

#### Página 16

El Tensor de Permeabilidad Fractal en Yacimientos Autoafines  
*The Fractal Permeability Tensor in Auto-Tune Reservoirs*

#### Página 20

Comparación experimental y numérica (CFD) de flujo bifásico aire-  
agua de patrones de flujo segregado y bache en un sistema horizontal  
*Experimental and numerical (CFD) comparison of two-phase air-water  
flow patterns of segregated and pothole flow in a horizontal system*

#### Página 24

Solución de ecuación de difusión con tiempo fraccional  
para un yacimiento con naturaleza fractal  
*Fractional-time diffusion equation solution for a fractal nature reservoir*





Congreso Mexicano del Petróleo



**Del 19 al 22 de Junio 2019**

**León, Guanajuato, México**

# **El foro más grande e importante de la industria petrolera en América Latina**

- **Comidas** Conferencias
- **Cursos** Precongreso
- Más de **200** compañías expositoras
- **20,000 m<sup>2</sup>** de Exposición Industrial
- Más de **8,000** asistentes
- **Eventos** sociales, culturales y deportivos

**Stands, Inscripciones y Reservaciones**  
[www.congresomexicanodelpetroleo.com](http://www.congresomexicanodelpetroleo.com)

♦ Octavio Romero Oropeza presentó el programa "Oportunidades de inversión en campos maduros: Incremento en el factor de recuperación".  
/ Octavio Romero Oropeza presented the program "Investment Opportunities in Mature Fields: Increase in the Recovery Factor".

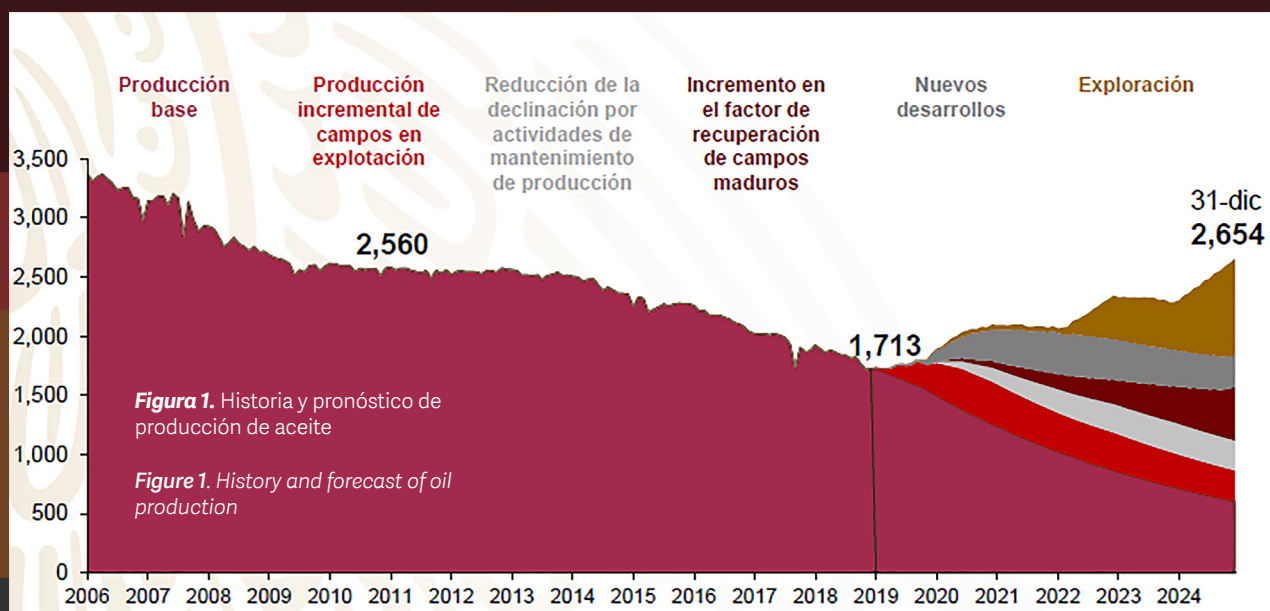
# Nuevo modelo de negocio de Pemex reactivará campos maduros

Petróleos Mexicanos (Pemex) presentó, a la comunidad petrolera de México y el mundo, su propuesta enfocada a nuevas modalidades de coinversión. Su principal objetivo es mejorar los contratos y hacer viables proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos con la participación de la iniciativa privada, con Pemex como titular y operador del contrato. Octavio Romero Oropeza, director general de la empresa, detalló que Pemex quiere reactivar la industria petrolera y producir más de 2.4 millones de barriles diarios al final del presente sexenio.

El propósito de la Empresa Productiva del Estado es aumentar la producción petrolera para alcanzar la autosuficiencia energética, al tiempo que se eleva la eficiencia y seguridad en la cadena de suministro de petrolíferos y se revalora su papel en el crecimiento del sector energético. Pemex considera que, para elevar la producción, se deberá acelerar el desarrollo de las reservas existentes, incluyendo los descubrimientos recientes, e incrementar el factor de recuperación en campos maduros.

Para esto último, presentó su programa "Oportunidades de inversión en campos maduros: Incremento en el factor de recuperación". El eje de éste es la implementación de un nuevo modelo de negocio que estará regido por el Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE), y que tendrá las siguientes características:

- Pemex mantiene la titularidad de la asignación y continúa como operador.
- El plazo máximo del contrato podrá variar entre 15 y 25 años.





- La remuneración al contratista se realiza a través de una tarifa en dólares por unidad de hidrocarburo producido.
- El prestador de servicios realiza las actividades pactadas en el contrato, aportando el 100% de la inversión de capital (CapEx) y del gasto de operación (OpEx).
- Se consideran diversos aspectos para hacer viables los proyectos (mejora en el régimen fiscal, cuentas segregadas, tarifas variables en función del precio de los hidrocarburos y recuperación de costos en componentes de mayor riesgo).

De acuerdo con información otorgada por Pemex, la remuneración del contrato será en efectivo y se pagará con base en una tarifa por barril de aceite o millar de pie cúbico de gas, que será variable. Pemex contempla que las tarifas estén asociadas a cada fase de desarrollo; para esto, definió dichos costos tarifarios:

- **Tarifa 1 (T1):** Puede ubicarse entre el 50% y el 80% de la tarifa 2, que será determinada para cada caso previo a la licitación, asegurando que se cubran los costos de operación y mantenimiento.
- **Tarifa 2 (T2):** Es la tarifa de referencia (variable de adjudicación); está relacionada a la producción incremental proveniente de la fase de crecimiento principal y de menor riesgo del campo.
- **Tarifa 3 (T3):** Aplica a una fase de desarrollo adicional de mayor riesgo, por ejemplo, a bloques adyacentes. Será 10% a 30% mayor a la T2, dependiendo de las inversiones requeridas en el campo.
- **Tarifa 4 (T4):** Aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos o proyectos de recuperación secundaria o mejorada; será definida previo a aprobarse esas fases de crecimiento.

Por otro lado, las tarifas que no sean establecidas durante el proceso licitatorio serán acordadas entre Pemex Exploración y Producción (PEP) y el contratista, una vez que se determine rentable implementar un proyecto de recuperación secundaria/mejorada, o en el caso de que se declare la comercialidad de un descubrimiento. Dicha tarifa permitirá al contratista: recuperar el porcentaje remanente de la inversión realizada durante las pruebas

## Pemex new business model will reactivate mature fields

*Petróleos Mexicanos (Pemex) presented, to the oil community of Mexico and the world, its proposal focused on new modalities of co-investment. Its main objective is to improve contracts and make hydrocarbon exploration and extraction projects viable, with the participation of private initiative, with Pemex as owner and operator of the contract. Octavio Romero Oropeza, general director of the company, explained that Pemex wants to reactivate the oil industry and produce more than 2.4 million barrels per day at the end of this six-year period.*

The intent of the State's Productive Company is to boost oil production to reach energetic self-sufficiency, while increasing efficiency and security in the oil provision chain, and revalidating its role in the growth of the energy sector. Pemex considers that, in order to elevate production, the development of existing reserves has to be accelerated, including recent discoveries, and the recovery factor in mature fields increased.

For the latter, he presented his program "Investment Opportunities in Mature Fields: Increasing the Recovery Factor" ("Oportunidades de inversión en campos maduros: Incremento en el factor de recuperación", by its original name in Spanish). Its axis is the implementation of a new business model governed by the Exploration and Extraction Integral Services Contract (CSIEE, by its acronym in Spanish), which will have the following characteristics:

- Pemex maintains assignation ownership and continues as an operator. The maximum contract term can variate between 15 and 25 years.
- The contractor is remunerated through a dollar rate per unit of hydrocarbon produced.
- The service provider carries out the activities agreed in the contract, contributing 100% of the capital investment and operating expense.
- Various factors are taken into account to make the projects viable (improved tax regime, segregated accounts, variable fees based on hydrocarbon prices, and cost recovery in higher-risk components).

According to the information given by Pemex, the contract's compensation will be in cash and paid based on a tariff per oil barrel or thousand cubic feet of gas, which will variate. Pemex considers that the fees are associated



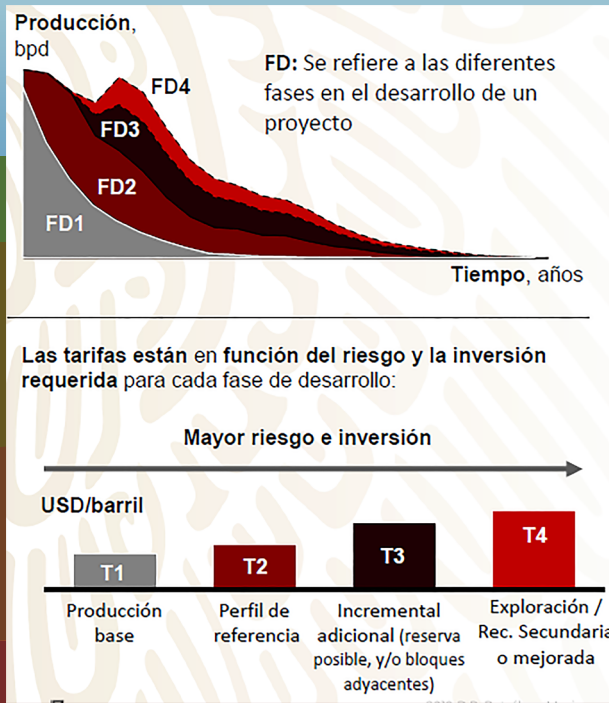


Figura 2. Perfiles de producción de referencia para cálculo de tarifas.

Figure 2. Reference production profiles for calculating rates

with each phase of development; for this purpose, these rates were determined:

- **Rate 1:** Located between 50% and 80% of rate 2, which will be specified for each case before the auction, ensuring operation and maintenance rates to be covered.
- **Rate 2:** It is the reference fee (allocation variable); it is related to incremental production from the field's main and lower risk growth stage.
- **Rate 3:** Applies to an additional higher risk development stage, e.g. adjacent blocks. It will be 10% to 30% higher than rate 2, depending on the required investments in the field.
- **Rate 4:** It will apply to production from new discoveries or projects of secondary or improved recovery; it will be determined prior to the approval of those stages of growth.

piloto de recuperación secundaria/mejorada o durante la fase exploratoria, además de alcanzar una TIR similar a la determinada con el escenario de desarrollo inicial del contrato.

Una característica relevante es que, por primera vez, Pemex buscará establecer la relación entre tarifas y el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) en las contrataciones, para permitir los ajustes correspondientes conforme los precios se modifiquen y compartir las condiciones de mercado entre Pemex y las empresas prestadoras de servicios. Además, considerará la recuperación de costos en las actividades exploratorias y de evaluación, así como en pruebas piloto de proyectos de recuperación secundaria.

On the other hand, the rates that are not established during the auctioning process will be negotiated between Pemex Exploration and Production (PEP) and the contractor, once a secondary or improved recovery project is said to be profitable, or in the event that a discovery is declared as commercial. Said fee will allow the contractor to recover the remaining percentage of the investment made during the secondary or improved recovery trials or during the exploratory stage, in addition to reaching an IRR similar to that determined with the initial development scenario of the contract.

An important hallmark is that, for the first time, Pemex will seek to establish the link between rates and the price of the Mexican Export Mix (MEM) in the contracts, in order for the corresponding adjustments to be made as prices change, and share market conditions between Pemex and the service providers. Also, it will consider cost recovery for exploratory and evaluation tasks, as well as secondary recovery pilot tests. For this,

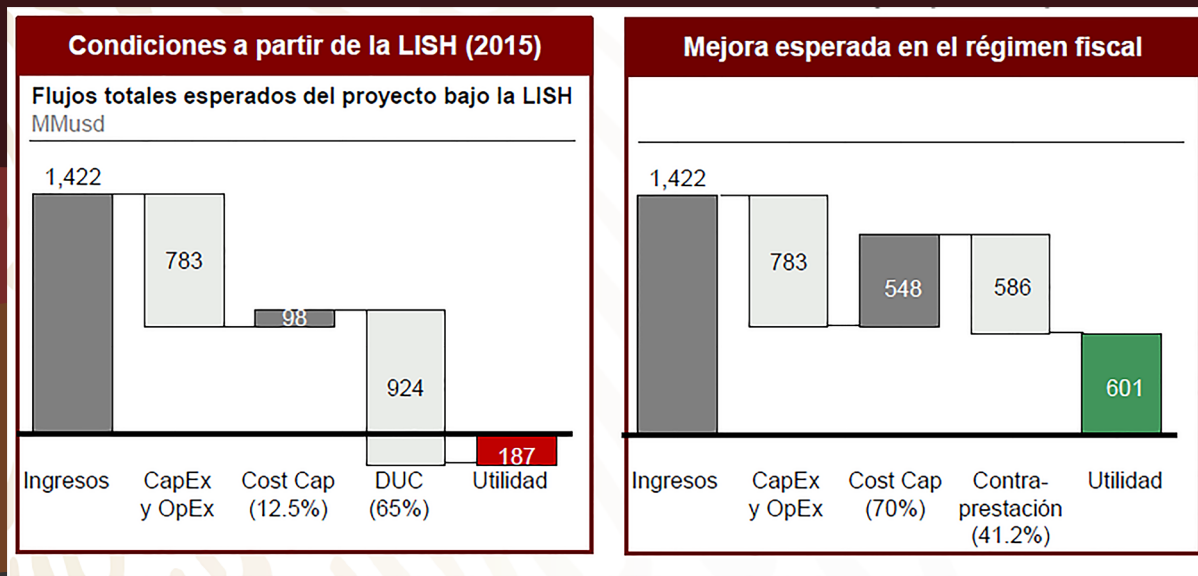


Figura 3. Ejemplo de Campo Maduro Figure 3. Mature Field Example

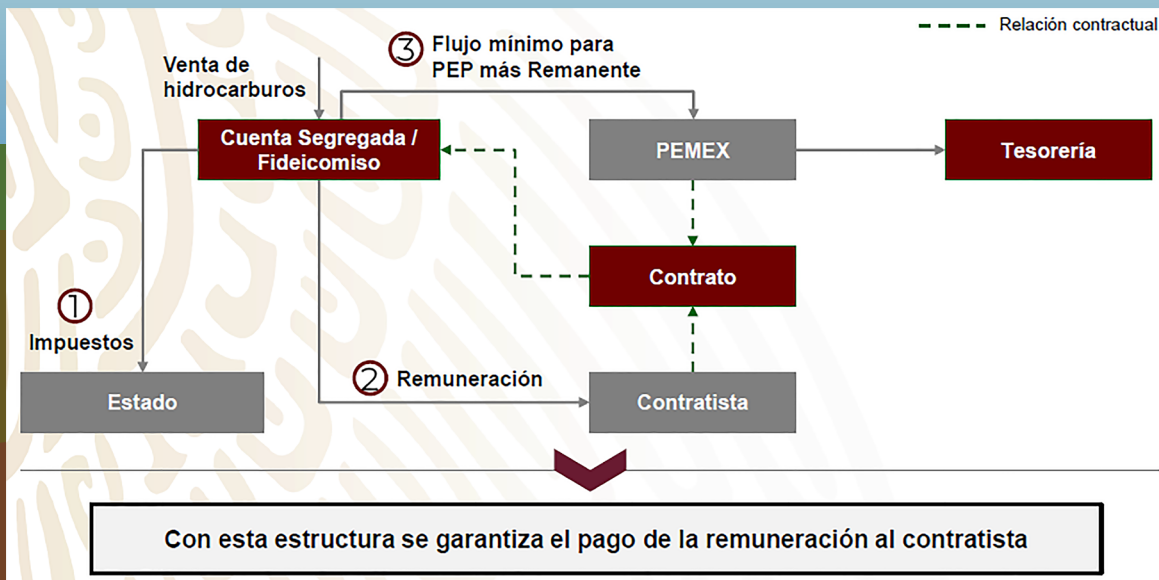


Figura 4. Estructura de cuentas segregadas. Figure 4. Segregated account structure

Para esto, Pemex asumiría buena parte del riesgo en los componentes de mayor incertidumbre en los proyectos.

Romero Oropeza señaló que, en la actual administración, la contratación de bienes y servicios se ha simplificado. En el pasado, los procedimientos concursales se completaban en 130 días y ahora se llevan a cabo en 51, lo cual representa una reducción en los plazos de cerca del 60%.

Asimismo, Pemex busca complementar, mediante los contratos de servicios, capacidades técnicas, financieras y de ejecución, además de compartir los riesgos de sus asignaciones; estas capacidades son:

- **Técnicas:** añadir experiencia para el progreso de proyectos complejos, maximizar el factor de recuperación e incrementar eficiencias.
- **Financieras:** perfeccionar la capacidad financiera para la ejecución de los planes de desarrollo.
- **Ejecución:** acelerar la ejecución de los programas de exploración y extracción.
- **Distribución de riesgos:** compartir riesgos en proyectos complejos.

### Etapas del contrato

Los contratos CSIEE tendrán etapas específicas de desarrollo:

- 1. Periodo de Transición.** Tendrá una duración máxima de 6 meses. Durante esta etapa, PEP pondrá a disposición del prestador de servicios el área contractual y las instalaciones; este último ejecutará actividades de exploración y extracción del campo.
- 2. Periodo de Desarrollo.** El prestador de servicios efectuará el plan de evolución existente conforme a los Programas Anuales de Trabajo (PAT), mismos que deberán ser aprobados previamente por PEP. Las actividades podrán ser ajustadas por

Pemex would assume a good part of the risk in the components of greater uncertainty in the projects.

Romero Oropeza noted that, in the current administration, the hiring of goods and services has simplified. In the past, insolvency procedures were developed in 130 days, now they are completed in 51, which represents a reduction in lead times of around 60%.

Likewise, Pemex seeks to add technical, financial and execution capacities through service contracts, while sharing allocation risks; these capacities are:

- **Technical:** adding experience for complex project progress, maximize the recovery factor and boost efficiencies.
- **Financial:** refine financial capacities for the execution of plans in progress.
- **Execution:** speed up the exploration and extraction programs' implementation.
- **Risk distribution:** sharing risks in complex projects.

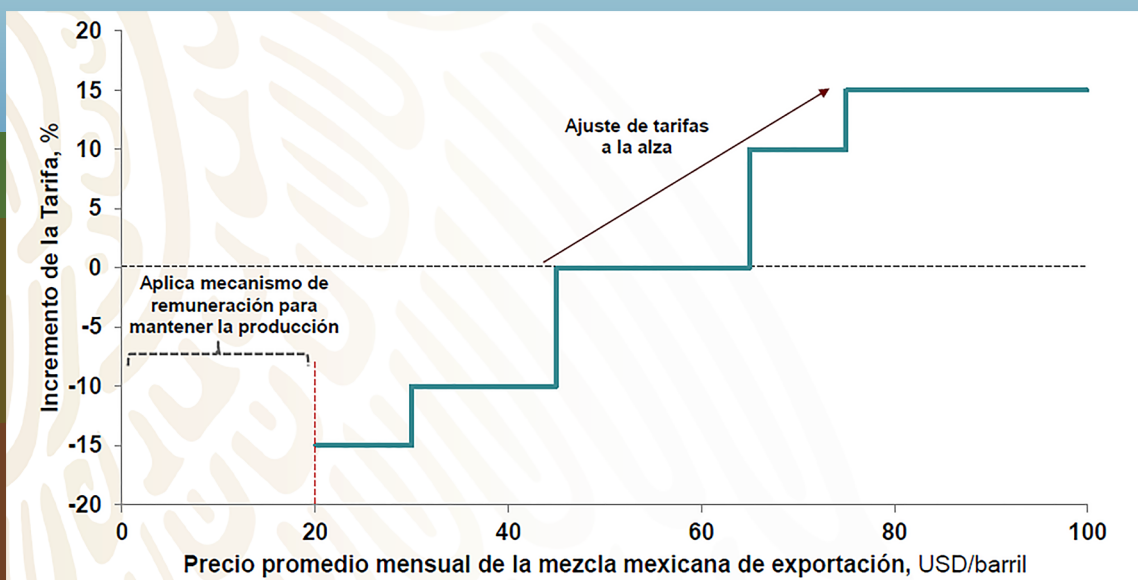
### Contract Stages

The CSIEE contracts will have specific development stages:

- 1. Transition Period.** Will have a maximum length of 6 months. During this stage, PEP will make the contractual area and facilities available to the service provider, who will carry out field exploration and extraction activities.
- 2. Development Period.** The service provider will execute the existing evolution plan according to the Annual Work Programs (AWP), which must be previously approved by PEP. The activities may be adjusted by PEP, derived from the modifications made to the Development Plan.

The viability of this contract and business model will be supported by elements such as: improvement of fiscal conditions, management of segregated accounts or trusts; adjustments in rates due to relevant changes in hydrocarbon prices (indicated above as one of the most novel factors), cost recovery in riskier activities that encourage





**Figura 5.**  
Modelo de tarifa escalonado.

**Figure 5.**  
Staggered tariff model

PEP, derivadas de las modificaciones que se realicen al Plan de Desarrollo.

La viabilidad de este modelo de contrato y de negocio estará sustentada en agentes como: mejora de condiciones fiscales, manejo de cuentas segregadas o fideicomisos; ajustes en tarifas por cambios relevantes en los precios de hidrocarburos (señalado líneas arriba como uno de los factores más novedosos), recuperación de costos en actividades de mayor riesgo que incentiven la inversión (las actividades a realizar se acuerdan entre PEP y el contratista).

### Gestión y operatividad del contrato

Por tratarse de un Contrato de Prestación de Servicios, el responsable como operador ante el Estado es PEP. Por esto, se creará una instancia con los contratistas (Comité de Coordinación), para revisar los planes de exploración y extracción de PEP y acordar los ajustes necesarios.

El propósito del Comité de Coordinación es consultivo y permitirá establecer los mecanismos que faciliten la gestión, seguimiento y evaluación del cumplimiento del contrato: planes, programas, modificaciones a los planes y programas; obligaciones de trabajo, medición y disposición de la producción, remuneración; subcontratación, abandono y garantías, entre otros.

### Responsabilidad ambiental

PEP es, en todo momento, el responsable ante el Estado. En el marco del contrato se tendrán las siguientes responsabilidades: PEP será responsable de pasivos y/o daños ambientales preexistentes al inicio de las actividades del contrato, además de deterioros relacionados con los activos preexistentes que no sean intervenidos o utilizados como parte de las actividades del contrato. Por parte del contratista, su responsabilidad consistirá en remediar los daños ambientales que resulten de las actividades realizadas al amparo del contrato.

### Prospectos para inversiones

La estrategia de Pemex incluye una primera fase con cuatro bloques: Akal, Tamaulipas Constitución, Rodador-Cinco Presidentes

investment (the activities to be carried out are agreed between PEP and the contractor).

### Contract management and operability

As it is a Contract for the Provision of Services, the operator that responds to the State is PEP. For this reason, an instance will be created with the contractors (Coordination Committee), to review the PEP exploration and extraction plans and agree on the necessary adjustments.

The purpose of the Coordination Committee is consultative and will establish mechanisms to facilitate the management, monitoring, and evaluation of contract performance: plans, programs, modifications to plans and programs; work obligations, measurement and disposition of production, remuneration; subcontracting, abandonment and guarantees, among others.

### Environmental Responsibility

PEP is, at all times, responsible before the State. Within the contract framework, the following responsibilities will be carried out: PEP will be accountable for liabilities and/or pre-existing environmental damage at the beginning of contract activities, as well as impairments related to pre-existing assets that are not intervened or used as part of contract activities. As for the contractor, his responsibility will be remedying the environmental damage resulting from the activities carried out under the contract.

### Investment Prospects

Pemex's strategy includes a first stage with four blocks: Akal, Tamaulipas Constitución, Rodador-Cinco Presidentes, and Nelash-Bacal-Tiumut. Together, these add 2P (proved and probable) reserves for 2.018 billion barrels of equivalent crude oil.

Pemex specified that the assets include: marginal land fields, land fields with remaining potential for first and secondary recovery processes, and shallow water fields with significant reserves and important investment requirements. The majority of these have existing production and infrastructure with available capacity that can be used.

The State's Productive Company will prepare the internal procurement and authorization model between April and October of this year;





**El Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM)** ofrece un curso introductorio de 25 horas, dirigido a personas que deseen conocer más acerca de los elementos críticos que impactan en la exploración, extracción y comercialización de hidrocarburos.



### **Sede del curso:**

Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.  
Poniente 134 # 411, Col. San Bartolo  
Atepehuacan. Alcaldía. Gustavo A. Madero,  
C.P. 07730, CDMX

Tel. +52 (55) 5260 6537 / +52 (55) 5260 6848

Email:

[jaosorno@cipm.org.mx](mailto:jaosorno@cipm.org.mx)

[maricarmen@cipm.org.mx](mailto:maricarmen@cipm.org.mx)

Web: [www.cipm.org.mx/](http://www.cipm.org.mx/)

Linkedin:

Colegio de Ingenieros Petroleros de México

Twitter: @CIPM4

## **¿A quiénes está dirigido?**

A personas que laboren en cualquier área relacionada a la industria de petróleo y gas; incluyendo agencias gubernamentales, empresas de servicios, compañías operadoras, firmas legales, contables, consultores y financieros que deseen conocer más acerca de las actividades que engloba la industria de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.

## **¿Qué conocimientos se adquieren?**

- Aspectos técnicos y comerciales que conforman la industria petrolera en un lenguaje sencillo de comprender.
- Elementos básicos para la toma de decisiones comerciales, legales y técnicas, al identificar los elementos fundamentales de la cadena de valor que involucra la industria extractiva y comercial del petróleo.
- Bases legales y normativas que regulan la actividad petrolera en México.

El curso es impartido por especialistas de la industria petrolera mexicana, certificados en las áreas de exploración, explotación y normatividad en materia de hidrocarburos y con amplia experiencia docente. Esto garantiza la adquisición de competencias y la comprensión de los tópicos más relevantes, bajo estrictos controles de calidad.

### **Fechas:**

Cierre de inscripciones:  
30 de mayo de 2019

Inicio del curso:  
6 de junio de 2019

Fin del curso:  
8 de junio de 2019

Horarios: 9:00 - 18:00 hrs.

### **Precio y métodos de pago:**

**\$15,000.00 + I.V.A.**

(a partir de 4 personas se aplicará un descuento del 10% para cada integrante).

Pago por depósito en ventanilla  
o transferencia electrónica.

## Temario

1. Introducción a la ingeniería petrolera.
2. Exploración de yacimientos petroleros.
3. Fluidos del yacimiento.
4. Ingeniería de yacimientos.
5. Ingeniería de perforación.
6. Ingeniería de producción.
7. Medición, transporte y comercialización.
8. Legislación para la exploración y producción en campos petroleros (CNH/SENER).
9. Legislación en materia ambiental (ASEA).

### Incluye:

- Servicio de coffee break.
- Estacionamiento dentro de las instalaciones.
- Comida buffet.
- Material didáctico, electrónico e impreso.
- Papelería.
- Constancia de Habilidades Laborales DC-3 con reconocimiento por la STPS.
- Transporte opcional desde la zona hotelera de Polanco; salida a las 8:00 hrs. y regreso a las 18:00 hrs.
- Diploma con valor curricular expedido por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.

### Cupo limitado. ¡Aparta tu lugar!

Si requiere mayor información sobre el temario extendido, favor de contactar a un representante del CIPM, quien atenderá todas sus dudas e inquietudes.

# CURSO DE INDUCCIÓN: INGENIERÍA PETROLERA PARA NO PETROLEROS

6 al 8 de Junio 2019 CDMX



La información obtenida por el ingeniero petrolero es clave para desarrollar y explotar los yacimientos.  
/ The information obtained by the petroleum engineer is key to developing and exploiting the reservoirs.

# Metodología para el análisis del comportamiento dinámico de yacimientos no convencionales

Por / By Francisco Castellanos Páez (PEMEX) y Jorge Arévalo Villagrán (UNAM).

*Para la definición del plan de desarrollo y de explotación, el buen conocimiento del yacimiento y sus características es imperativo, ya que se requiere de mayor información a la obtenida en formaciones convencionales. Es ahí donde la caracterización dinámica resulta clave, ya que, a partir de esta herramienta, se obtiene información valiosa para desarrollar y explotar el yacimiento de manera óptima.*

**E**n los yacimientos de gas de lutitas, se presenta la adsorción y desorción del gas durante su explotación. Este fenómeno los hace diferentes de los recursos convencionales, ya que modifica sus mecanismos de almacenamiento, transporte y producción, que son de suma importancia en la conceptualización apropiada del modelo de yacimiento y para el desarrollo de actividades como la estimación de reservas y la determinación de los gastos de producción.

Como resultado del análisis de pozos en diferentes tipos de formaciones —como lutitas, arenas de baja permeabilidad y de gas metano en vetas de carbón— se observó que la producción declina rápidamente debido a que, en la mayoría de las ocasiones, el gas libre en la formación es limitado, sumado a sus escasas propiedades de flujo. Pese a lo anterior, se pueden obtener producciones económicamente rentables, ya que en la formación también existe gas absorbido en la materia orgánica de la roca, el cual, al desprenderse, incrementa la recuperación

final y permite hacer los proyectos económicamente rentables.

Dentro de las principales características de los yacimientos no convencionales de gas está la baja permeabilidad de la formación, que en ocasiones varía para arenas de baja permeabilidad —entre 0.1 a 0.0001 mD y menos de 0.0001 mD para lutitas— lo que ocasiona que se presenten períodos de flujo transitorio de muy larga duración. Para el análisis de este tipo de yacimientos se han desarrollado nuevos modelos de declinación que consideran el estudio de los datos de producción y el comportamiento de pozos verticales fracturados y horizontales con multifracturas, así como períodos de flujo transitorio lineal y bilineal de larga duración.

Los modelos analíticos para el análisis dinámico de formaciones no convencionales utilizan la función de línea recta de la pseudopresión normalizada, con el gasto contra el tiempo (Ec. 01)



# Methodology for the analysis of the dynamic performance of unconventional reservoirs

*For the definition of the development and exploitation plan, a good knowledge of the reservoir and its characteristics is imperative, as more information is required than that obtained in conventional formations. Here is where dynamic characterization is key, since valuable information is obtained from this tool, to develop and exploit the reservoir in an optimal way.*

Tomando los modelos mostrados en la Figura 1, la metodología desarrollada considera, como primer paso, la geometría del pozo, vertical u horizontal, y las características del fracturamiento hidráulico. Como segundo paso, de acuerdo a las particularidades del yacimiento, sus fluidos y datos de presión-producción, se utilizan las diferentes funciones del tiempo.

En caso de que no se cuente con variaciones considerables en los datos de presión-producción, se puede emplear el tiempo ( $t$ ) normal; si existen cierres múltiples del pozo y grandes variaciones en la presión de fondo fluyendo ( $p_{wf}$ ), se puede utilizar la Ec. 03. Por último, cuando haya variaciones considerables en el comportamiento de la compresibilidad del gas, como cuando se encuentra desorción de gas de la formación, se puede usar la función de pseudotiempo y pseudotiempo modificado de las Ec. 04 y 05.

Para el caso de superposición del tiempo se tiene (Ec. 3), donde  $m$  toma los valores de  $1/2$  para flujo lineal,  $1/4$  para bilineal,  $-1/2$  para esférico, 1 para pseudoestacionario. Para flujo lineal se tiene (Ec. 4). Para el caso de las funciones de pseudotiempo se utiliza (Ec. 5, 6, 7 y 8).

Adicionalmente, se puede emplear la superposición con las funciones de pseudotiempo. Como segundo paso, se utilizan las gráficas de

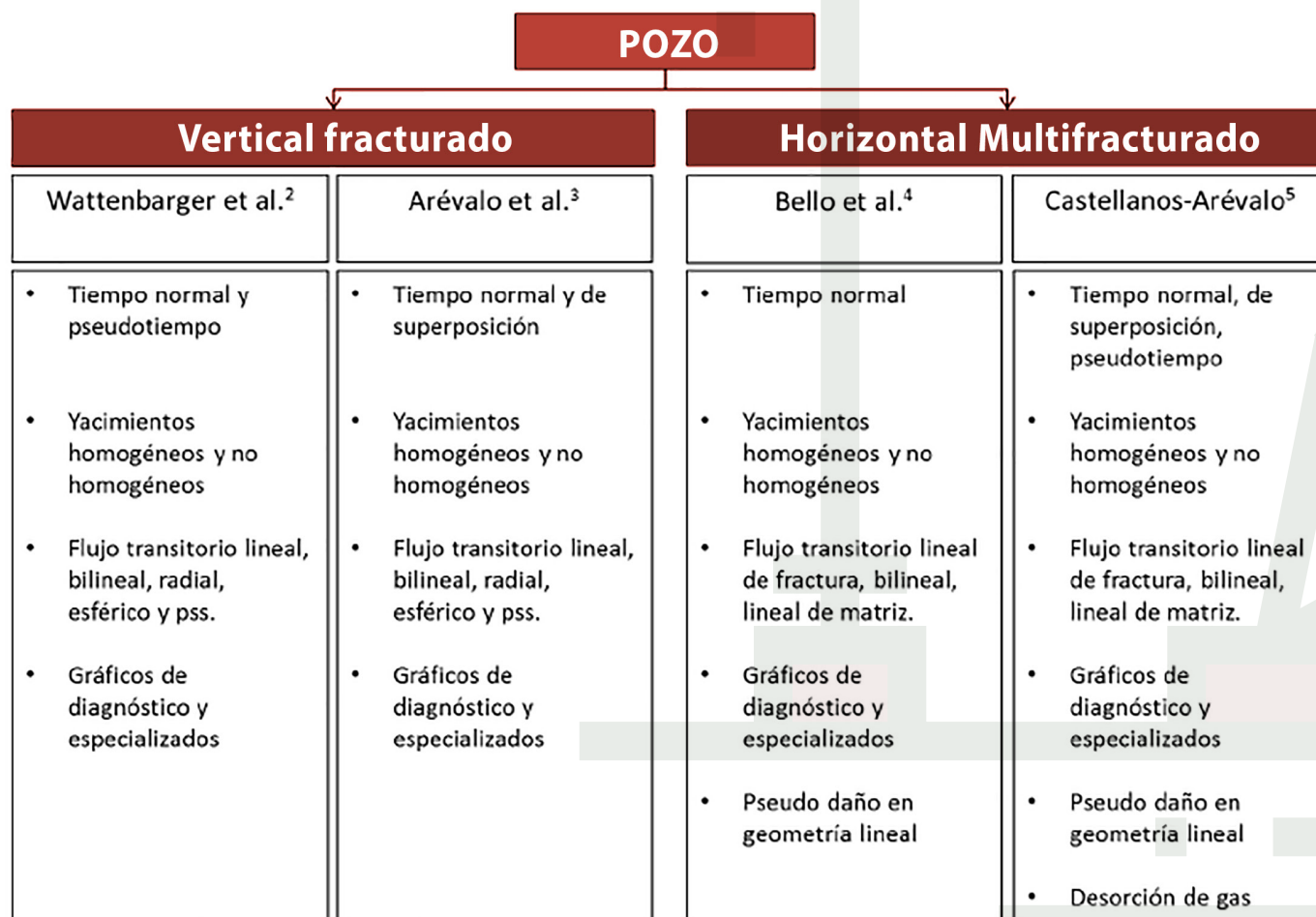
In shale gas reservoirs, gas adsorption and desorption occur during operation. This phenomenon makes them different from conventional resources since it modifies their storage, transport and production mechanisms, which are of utmost importance in the appropriate conceptualization of the formation model, and for the development of activities such as the estimation of reserves and the determination of production costs.

As a result of the analysis of wells in different types of formations —such as shales, low permeability sands and methane gas in coal seams— it was observed that production declines rapidly due to the fact that, in most cases, free gas in the formation is limited, in addition to its scarce flow properties. In spite of the above, economically profitable productions can be obtained, since there is also gas in the formation, absorbed in the organic matter of the rock, which, when detached, increases the final recovery and allows economically profitable projects to be made.

One of the main characteristics of non-conventional gas reservoirs is the low permeability of the formation, which sometimes varies for sands with low permeability —between

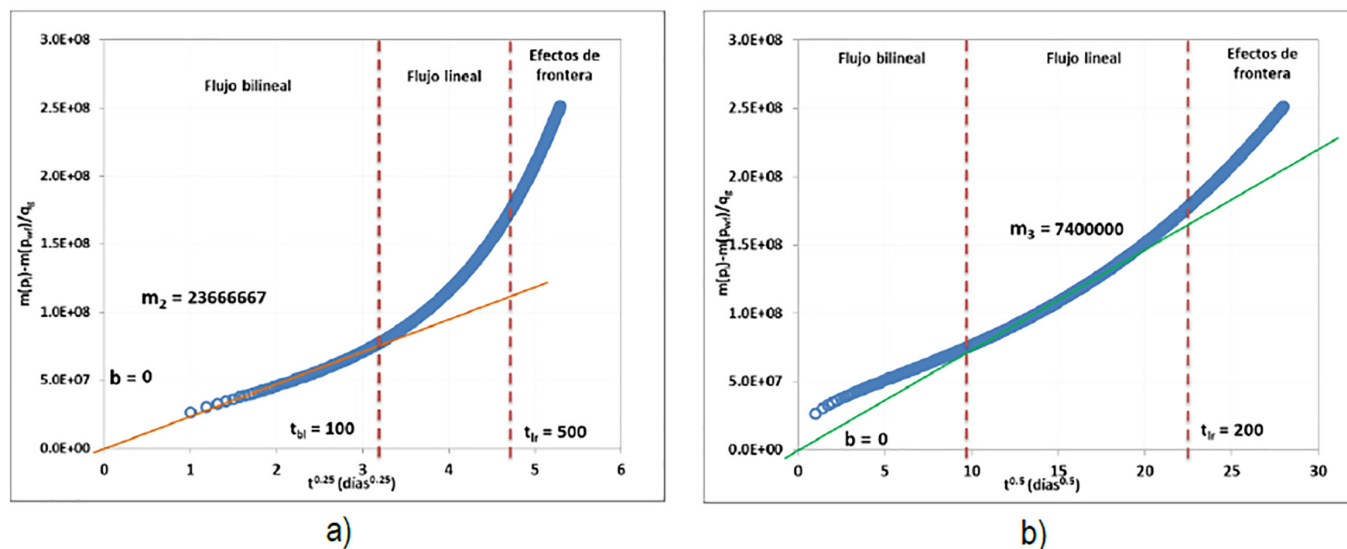
$$y = mx + b, \quad (1)$$

$$\frac{|m(p_i) - m(p_{wf})|}{q_g} = \text{pendiente} * \text{función del tiempo} + \text{intersección}, \quad (2)$$



**Figura 1.** Casos y modelos que se pueden utilizar para caracterizar dinámicamente las formaciones no convencionales de gas.

Figure 1. Cases and models that can be used to dynamically characterize unconventional gas formations.



**Figura 2.** Gráfica especializada Método de Bello et. al. A) flujo bilineal b) flujo lineal.  
**Figure 2.** Specialized graph Bello et al. Method A) bilinear flow b) linear flow.

diagnóstico del logaritmo de la caída de pseudopresión normalizada con el gasto  $[(m(\pi) - m(pwf))/q_g]$ , contra el logaritmo de la función del tiempo, para identificar las geometrías en los diferentes periodos de flujo en el yacimiento. Una vez identificadas las geometrías y periodos de flujo, como tercer paso se elaboran las gráficas especializadas para cada una de las geometrías y se elige el modelo analítico para estimar las propiedades del yacimiento, de acuerdo al tipo de yacimiento y características del pozo.

En el cuarto paso, una vez determinadas las pendientes de las gráficas especializadas, se pueden estimar las propiedades del yacimiento, utilizando los modelos analíticos propuestos por cada uno de los autores en la Figura 1. Por último, como quinto paso, se puede estimar el Volumen Original de Gas (OGIP) utilizando la Ec. 9, presentada por Wattenberger y cols., basada en la suposición de que el flujo dominado por la frontera en un yacimiento inicia cuando la presión en el centro de los bloques de matriz comienza a declinar.

### Modelos empíricos para el análisis de la declinación de yacimientos no convencionales

Como complemento de los modelos analíticos de la declinación de pozos no convencionales, produciendo a presión de fondo fluyendo constante, se cuenta con los modelos empíricos de la declinación del gasto. En éstos sólo se considera una ecuación de decaimiento del gasto, sin tomar en cuenta información del yacimiento y del comportamiento de sus fluidos.

Para casos en los que no se cuenta con información del yacimiento, los modelos empíricos de la declinación del gasto resultan una herramienta muy efectiva, que permite a los ingenieros de yacimientos obtener pronósticos de producción y estimar su recuperación final de un campo. Estos modelos se han adecuado para utilizarlos en los yacimientos no convencionales, además que se han desarrollado nuevos métodos que consideran la baja permeabilidad de las formaciones y diferentes geometrías de flujo.

Los modelos empíricos de la declinación del gasto más conocidos son: Arps y Fetkovich; sin embargo, presentan algunas limitaciones en su aplicación a los yacimientos no convencionales, por lo que se

$$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})^m \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^n \frac{(q_{gj} - q_{gj-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1}) \quad (4)$$

0.1 to 0.0001 MD and less than 0.0001 MD for shales— which causes very long periods of transient flow. For the analysis of this type of reservoir, new decline models have been developed that consider the study of production data and the performance of vertical fractured and horizontal wells with multi fractures, as well as long-lasting linear and bilinear transient flow periods.

Analytical models for the dynamic analysis of unconventional formations use the straight-line function of standardized pseudo-pressure, with expenditure against time (Eq. 01).

Based on the models shown in Figure 1, the methodology developed considers, as a first step, the geometry of the well, vertical or horizontal, and the characteristics of hydraulic fracturing. As a second step, according to the particularities of the reservoir, its fluids, and pressure-production data, the different functions of time are used.

If there are no considerable variations in the pressure-production data, the normal time ( $\square$ ) can be used; if there are multiple well closures and large variations in the flowing bottom pressure ( $\square\square$ ), Eq. 03 can be used. Finally, when there are considerable variations in the compressibility performance of the gas, such as when formation gas desorption is encountered, the modified pseudo-time and pseudo-time function of Eq. 04 and 05 can be used.

For the case of time superposition, we have (Eq. 3), where  $\square$  takes the values from  $\frac{1}{2}$  for linear flow,  $\frac{1}{4}$  for bilinear,  $-\frac{1}{2}$  for spherical, 1 for pseudo-stationary. For linear flow, we have (Eq. 4).

In the case of pseudo-time functions, we use (Eq. 5, 6, 7 and 8). In addition, you can use the overlap with the weighing-time functions. As a second step, diagnostic graphs of the logarithm of the normalized pressure drop with the flow rate  $[(m(\pi) - m(pwf))/q_g]$ , against the logarithm of the time function, are used to identify the geometries in the different periods of tank flow. Once the geometries and flow periods have been identified, as a third step the specialized graphs for each one of the geometries are elaborated and the analytical model is chosen to estimate the properties of the reservoir, according to the type of reservoir and characteristics of the well.

In the fourth step, once the slopes of the specialized graphs have been determined, the properties of the formation can be estimated, using the analytical models proposed by each of the authors in Figure 1. Finally, as a fifth step, the Original Gas In Place (OGIP) can be estimated using Eq. 9, presented by Wattenberger et al., based on the assumption that the flow dominated by the boundary in a reservoir begins when the pressure in the center of the matrix blocks begins to decline.



$$t_a(\bar{p}) = (\mu c_t)_i \int_0^t \frac{dt}{(\mu c_t)_{\bar{p}}} \quad (5)$$

$$t_a^*(\bar{p}) = \mu_i c_{ti} \int_0^t \frac{dt}{(\mu c_t)_p} \quad (6)$$

donde

$$c_t^* = c_g(1 - S_w) + c_w S_w + c + c_d \quad (7)$$

y

$$c_d = \frac{p_{ce} TV_L p_L \bar{z}}{T_{ce} \phi \bar{p} (\bar{p} + p_L)^2} = \frac{\rho_{g,ce} V_L p_L}{\phi \bar{\rho}_g (\bar{p} + p_L)^2} \quad (8)$$

han desarrollado otros modelos para estos yacimientos como son: Valkó, Ilk, Doung<sup>10</sup>, YMD<sup>11</sup> y Crecimiento Logístico<sup>12</sup>. Estos últimos mejoran el ajuste de la declinación del gasto, y pueden utilizarse como complemento de los modelos analíticos para períodos de flujo transitorio al pasar a un período de flujo pseudoestacionario.

### Conclusiones

1. Con la metodología se facilita el análisis dinámico de los yacimientos no convencionales, mejorando la estimación de sus propiedades, lo que se refleja en pronósticos de producción más realistas que permite la mejor toma de decisiones para la generación de valor de los proyectos de explotación.
2. Se comprobó que los modelos híbridos, para la estimación de pronósticos de producción de yacimientos no convencionales de gas, proporcionan muy buenos valores. Esto apoya, de forma significativa, a los ingenieros de diseño en la definición de los planes de desarrollo y extracción de los yacimientos.
3. La variación crítica de los datos de producción, causada por problemas operacionales y continuos cierres del pozo, tienden a generar mucha dispersión en los datos de presión-producción, lo que ocasiona que el análisis se complique.
4. La metodología permite obtener parámetros importantes del yacimiento de acuerdo a su comportamiento de flujo, además de estimar los volúmenes de hidrocarburos a recuperar del yacimiento con mayor certeza.
5. Con el análisis de pozos se pudieron identificar las geometrías de flujo transitorio de larga duración, así como verificar las longitudes de fracturas calculadas en los pozos, que sugieren la necesidad de desarrollar los yacimientos de gas no convencionales con espaciamentos cortos entre pozos.

### Empirical models for the analysis of the decline of unconventional reservoirs

As a complement to the analytical models of the decline of unconventional wells, producing at constant flowing bottom pressure, there are empirical models of the decline of expenditure. These models only consider an equation of expense decay, without taking into account information of the reservoir and the performance of its fluids.

For cases where reservoir information is not available, empirical models of expenditure decline are a very effective tool, allowing reservoir engineers to obtain production forecasts and estimate their final recovery from a field. These models have been adapted for use in non-conventional reservoirs, and new methods have been developed that consider low formation permeability and different flow geometries.

The best known empirical models of expenditure decline are: Arps and Fetkovich; however, they have some limitations in their application to non-conventional reservoirs, other models have been developed for these reservoirs for this reason, and they are: Valkó, Ilk, Doung<sup>10</sup>, YMD<sup>11</sup>, and Logistic Growth<sup>12</sup>. The latter improve the adjustment of expenditure decline and can be used as a complement to analytical models for transient flow periods by moving to a pseudo-stationary flow period.

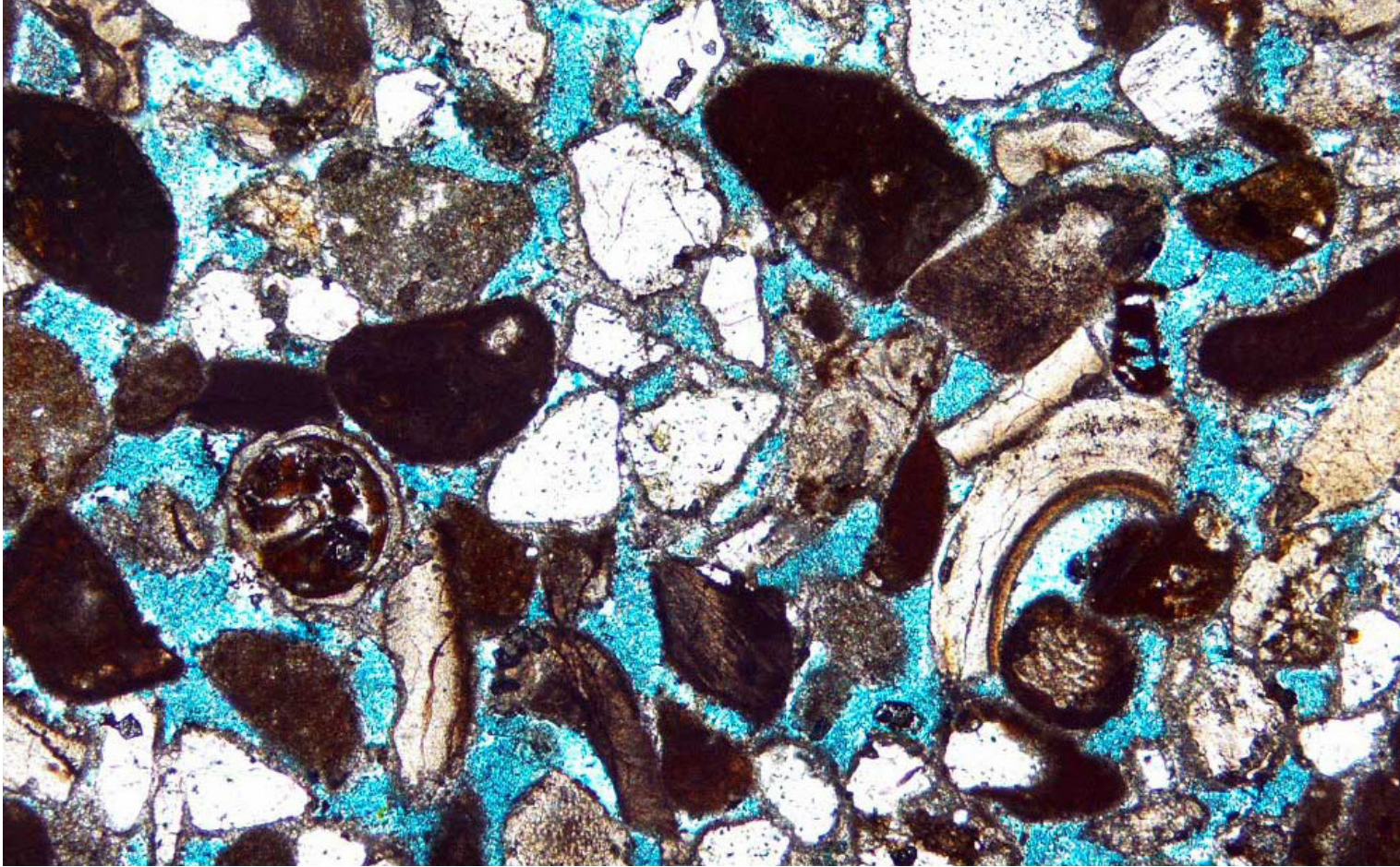
$$OGIP = \frac{200.6 T S_{oi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \cdot \frac{\sqrt{t_{lr}}}{m_3} \quad (9)$$

### Conclusions

1. It facilitates the dynamic analysis of non-conventional reservoirs, improving the estimation of their properties, which is reflected in more realistic production forecasts that allow better decision making for value generation from exploitation projects.
2. It was proven that hybrid models, for the estimation of production forecasts of non-conventional gas fields, provide very good values. This significantly supports design engineers in the definition of reservoir development and extraction plans.
3. Critical variation in production data, caused by operational problems and continuous well closures, tend to generate a lot of dispersion in pressure-production data, which causes the analysis to become complicated.
4. The methodology allows obtaining important parameters of the reservoir according to its flow performance, in addition to estimating the volumes of hydrocarbons to be recovered from the reservoir with greater certainty.
5. With the analysis of wells, it was possible to identify the geometries of the long-duration transitory flow, as well as to verify the lengths of fractures calculated in the wells, which suggest the need to develop non-conventional gas reservoirs with short spacing between wells.







◆ Algunos pozos requieren de un análisis más exhaustivo para su clasificación.  
/ Some wells require further analysis for classification.

# El Tensor de Permeabilidad Fractal en Yacimientos Autoafines

## *The Fractal Permeability Tensor in Auto-Tune Reservoirs*

Por / By Carlos Ulises Pérez, Armando García Jaramillo y Jaime Javier Ríos López

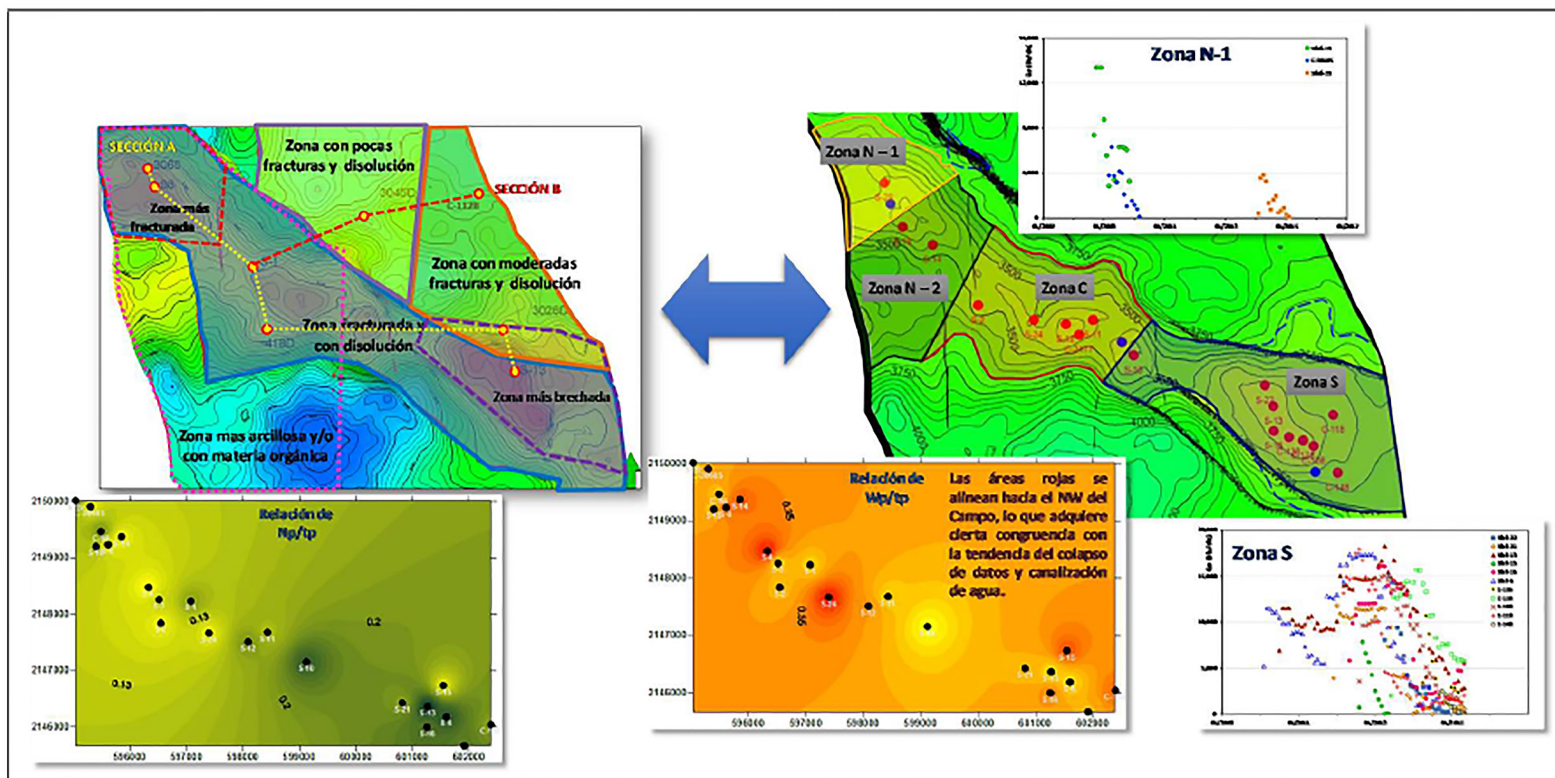
*Los yacimientos carbonatados tienden a ser altamente complejos. Podemos, por ejemplo, considerar de inicio que tenemos yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y yacimientos carbonatados complejos de triple porosidad. De manera inherente, esta clasificación lleva una serie de características geológicas que, a lo largo de la historia de su formación, han impreso en la fábrica de la roca los procesos por los cuáles tenemos una arquitectura del medio poroso en el yacimiento.*

**E**l concepto “escalar tensorial”, aplicado a una serie de datos de permeabilidad y al conocimiento dinámico del yacimiento Brecha Cretácico del Campo Sihil, nos ha permitido construir un nuevo modelo de la red de flujo en este campo. Dicho modelo es capaz de predecir las condiciones dinámicas a partir de las condiciones estáticas, derivadas de la arquitectura del medio poroso e hidráulico que caracteriza al yacimiento.

*Carbonate reservoirs tend to be highly complex. For example, we can consider that we have naturally fractured carbonate reservoirs and complex triple porosity carbonate reservoirs. Inherently, this classification carries a number of geological features that, throughout the history of their formation, have imprinted on the rock factory the processes by which we have a porous medium architecture in the reservoir.*

**T**he “scalar-tensor” concept, applied to a series of permeability data and dynamic knowledge of the Cretaceous Breach reservoir of the Sihil Field, has allowed us to build a new model of the flow network in this field. This model is capable of predicting the dynamic conditions from the static conditions derived from the architecture of the porous and hydraulic environment that characterizes the reservoir.





**Figura 1.** Convergencia de las interpretaciones para definir las zonas productivas influenciadas por el desarrollo de propiedades escalares.

*Figure 1. Convergence of interpretations to define the productive zones influenced by the development of scalar properties.*

### Consideraciones para el poblado de propiedades

El resumen de los resultados estáticos y dinámicos refleja una adecuada convergencia en el comportamiento asociado a las características físicas del yacimiento, que definieron varias zonas de productividad diferenciadas en el Campo Sihil (**Figura 1**).

Tomando en cuenta que los pozos de la zona norte colapsan en el análisis de fluctuaciones, se determinó que éstos cumplen matemáticamente para ser tomados como referencia en la construcción del tensor fractal; para el cual se parte de la estimación del exponente de escalamiento (exponente de Hurts) y se generan nuevos pozos sintéticos usando diferentes técnicas. Un ejemplo es el algoritmo de Adiciones Aleatorias Sucesivas (Successive Random Additions, SRA), un método ampliamente usado para producir registros sintéticos de escalamiento controlado (de naturaleza fractal) en un desarrollo 2-dimensional.

De manera complementaria, se realizó un análisis del comportamiento de phie vs. kint a partir de los registros geofísicos. Invariablemente, se encontró que todas las tendencias presentan una ley de crecimiento definida por una ley de potencias de la forma:  $\log k=C1 \log(C2\phi)$ . Esta evidencia respalda que la relación de crecimiento de las propiedades petrofísicas de todo el yacimiento está gobernada por una ley de crecimiento en potencias que valida la extrapolación fractal a todo el Campo (**Figura 2**).

Finalmente, se realizó el proceso de poblado, que técnicamente se traduce en la definición de un modelo integrado entre el driver de geometría fractal (tensor) y las técnicas geoestadísticas, y fue aplicado para la distribución de porosidad y permeabilidad para todo el yacimiento.

### Proceso de Distribución Tensorial de los pares K y Phie

Es importante mencionar que el tensor controla el proceso de distribución, reflejando una mejor tendencia en un procedimiento de poblado de propiedades. Así, el cubo resultante trae consigo, de forma implícita, el análisis y aplicación fractal que, como se mencionó, tiene su origen en el estudio de rugosidad de la permeabilidad.

Para el proceso de distribución fractal de esta propiedad de permeabilidad al modelo geocelular (generado en petrel), se importó el cubo en petrel para obtener la métrica del poblado y, posteriormente, se extrapoló a todo el modelo estático; finalmente, se calibró con las magnitudes de permeabilidad estimadas en las pruebas de presión. Este proceso consolidó las tendencias de distribución, teniendo como

### Considerations for property settlement

The summary of the static and dynamic results reflects an adequate convergence in the behavior associated with the physical characteristics of the reservoir, which defined several differentiated productivity zones in the Sihil Field (**Figure 1**).

Taking into account that the wells in the northern region collapse in the fluctuation analysis, it was determined that these comply mathematically to be considered as a reference for the construction of the fractal tensor; which is based on the estimation of the scaling exponent (Hurts exponent) and new synthetic wells are generated using different techniques. An example is the algorithm of Successive Random Additions (SRA), a widely used method to produce synthetic records of controlled scaling (fractal in nature) in a 2-dimensional development.

Complementarily, a phie vs. kint behavior analysis was carried out, based on geophysical records. Invariably, it was found that all tendencies have a growth law defined by the law of form potencies:  $\log k=C1 \log(C2\phi)$ . This evidence backs up that the growth relationship of the petrophysical properties of the entire reservoir is governed by a power growth law that validates fractal extrapolation to the entire field (**Figure 2**).

Finally, the settlement process was carried out, which technically translates into the definition of an integrated model between the fractal geometry driver (tensor) and the geostatistical techniques, and was applied for the distribution of porosity and permeability for the entire reservoir.

### Tensorial Distribution of K and Phie Pairs Process

It is important to mention that the tensor controls the distribution process, reflecting a better trend in a property settlement process. Thus, the resulting cube brings with it, implicitly, the fractal analysis and application that, as mentioned, has its origin in the study of permeability roughness.

For the fractal distribution process of this property of permeability to the geocellular model (generated in petrel), the cube in petrel was imported to obtain the metric of the settlement and then extrapolated to the entire static model; finally, it was calibrated with the permeability magnitudes estimated in the pressure tests. This process consolidated the distribution trends, resulting in variations in the trends, which are not achieved by traditional or orthodox methods (**Figure 3**).

If we take into account that permeability is one of the variables that



resultado variaciones en las tendencias, que no se logran de forma tradicional o mediante métodos ortodoxos (Figura 3).

Si se toma en cuenta que la permeabilidad es una de las variables que no se reporta o entrega en los modelos de caracterización estática y que es una de las columnas fundamentales del modelo dinámico –por representar la condición básica para reproducir el comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento y por ende, la producción de los pozos en el Campo– el tener la posibilidad de generar poblados que, de manera consistente, reflejen la hidráulica del yacimiento con sus direcciones preferenciales de flujo, facilita la reproducción numérica del comportamiento del Campo mediante un modelo de simulación.

Así, los resultados obtenidos en este proceso mostraron diferencias radicales respecto a los que tradicionalmente se obtienen cuando se usan “métodos de Campo” derivados de correlaciones de  $K$  vs  $\Phi$  –que son obtenidas de núcleos o tapones medidos en laboratorio y ofrecen funciones definidas de permeabilidad con respecto a la porosidad; esto sucede generalmente en arenas y areniscas. No obstante, la información de núcleos también está considerada en las leyes de crecimiento que se plantean para la construcción de un tensor de permeabilidad o una red de fracturas discretas (Discrete Fracture Networks, DFN), por lo que sigue vigente el aprovechamiento de toda la información del yacimiento.

Esta metodología representa un mejor apoyo para la caracterización y simulación de carbonatos, en donde, en la mayoría de las ocasiones, no existe una funcionalidad definida con respecto a la porosidad. Por esto, la metodología fractal ofrece ventajas superiores para las distribuciones de propiedades por medio de tensores, como el de permeabilidad. Éste se utilizó en este modelo y reflejó, de manera más precisa, las condiciones de conectividad y sus variabilidades que definen tanto la capacidad de flujo, como la arquitectura porosa del sistema; en donde se reitera que también refleja una fuerte consistencia con las zonas de flujo interpretadas en la caracterización del yacimiento (Figura 1).

**Conclusiones**

1. La convergencia de los análisis dinámicos y estáticos validó el diagnóstico de fractalidad, mismo que ayudó a definir que el Campo se compone de clústers, asociados a la intensidad de fracturamiento y la presencia de porosidad de disolución.

is not reported or delivered in static characterization models and that it is one of the fundamental columns of the dynamic model –because it represents the basic condition for reproducing the flow performance of fluids in the reservoir and, therefore, the production of wells in the Country– having the possibility of generating settlements that, in a consistent manner, reflect the reservoir hydraulics with their preferential flow directions, facilitates the numerical reproduction of the field performance through a simulation model.

Thus, the results obtained in this process showed radical differences from those traditionally obtained when “field methods” derived from  $K$  vs.  $\phi$  correlations are used –which are obtained from nuclei or plugs measured in the laboratory and offer defined permeability functions regarding porosity; this generally happens in sands and sandstones. However, core information is also considered in the growth laws proposed for the construction of a Discrete Fracture Networks (DFN), so the use of all reservoir information remains valid.

This methodology portrays higher support for the characterization and simulation of carbonates, where, in most cases, there is no defined functionality regarding porosity. Due to this, the fractal methodology gives superior advantages for property distributions through tensors, such as permeability. This was used for the model and precisely reflected the connectivity conditions and its variables, which define flow capacity as well and the system’s porous architecture; as it also reflects a strong consistency with the flow zones interpreted in the characterization of the reservoir (Figure 1).

**Conclusions**

1. The convergence of dynamic and static analyses validated the fractality diagnosis, which helped define that the Field is made up of clusters, associated with fracture intensity and the presence of dissolution porosity.
2. The dissolution effect is linked to fractures and, in the areas where it occurs, the drain becomes more efficient and manifests itself as a flow of more homogeneous conditions, which is associated with better productivity.

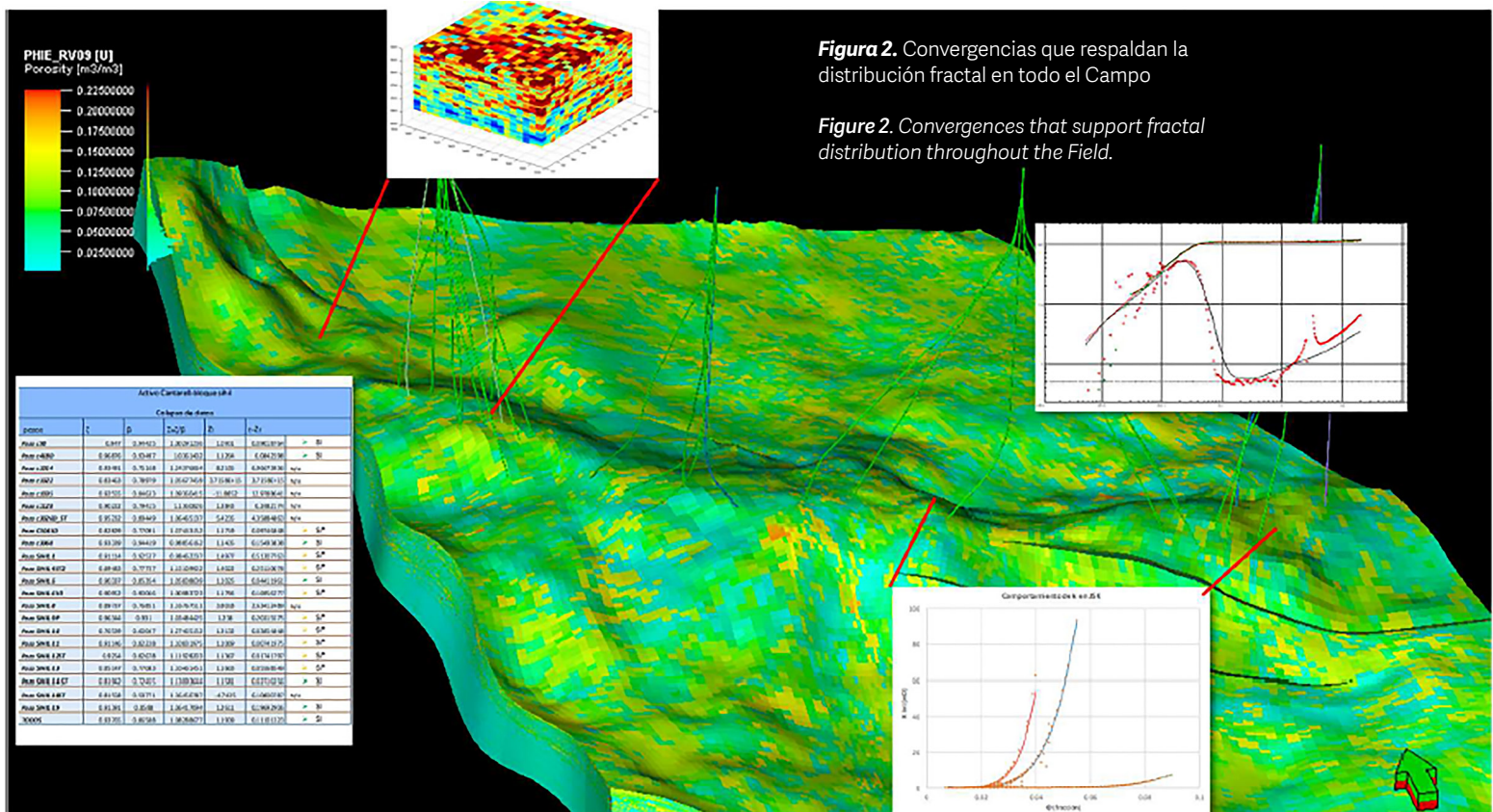
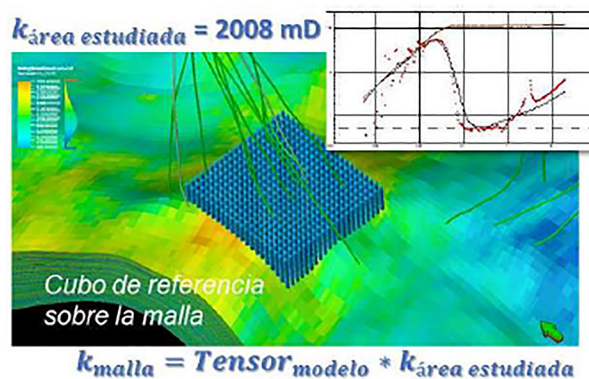
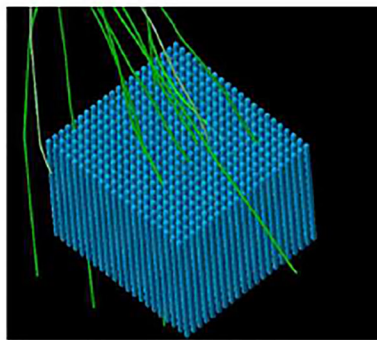


Figura 2. Convergencias que respaldan la distribución fractal en todo el Campo

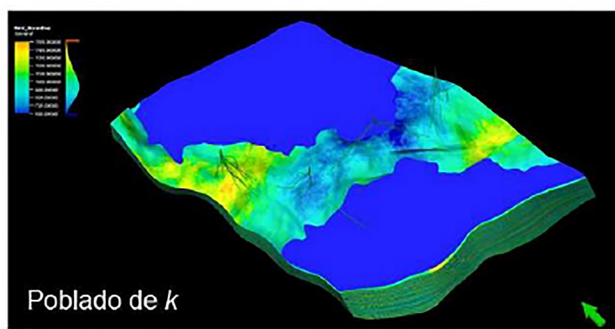
Figure 2. Convergences that support fractal distribution throughout the Field.



Tensor fractal de K (normalizado) definido en base a un análisis fractal del crecimiento de las propiedades petrofísicas de los pozos que cumplieron con el colapso de datos (condición de fractalidad).



El Tensor de Permeabilidad representa el driver de poblado de datos que implícitamente define la ley de crecimiento de la propiedad analizada para el Campo; el resultado obtenido fue convergente al comportamiento real observado en los pozos productores.



**Figura 3.**

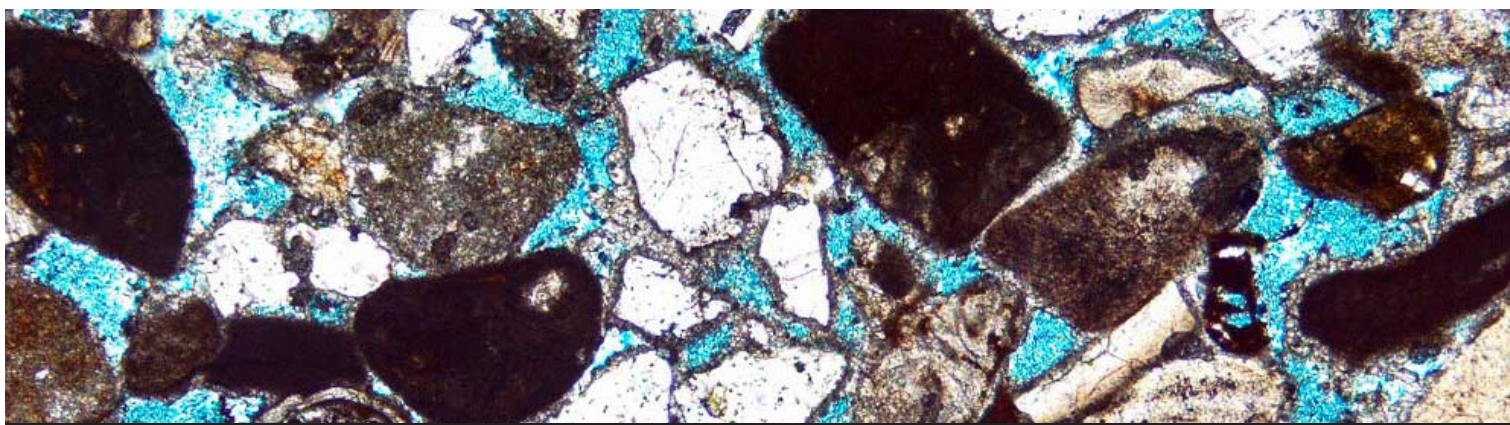
Tensor fractal de permeabilidad obtenido mediante el desarrollo de técnicas de análisis de superficies rugosas. Se aplica a yacimientos de naturaleza autoafín como el caso de Sihil Brecha.

**Figure 3.**

Fractal permeability tensor obtained through the development of rough surface analysis techniques. It is applied to auto-tune deposits such as Sihil Brecha.

- El efecto de disolución está ligado a fracturas y, en las áreas donde se presenta, vuelve más eficiente el drene y se manifiesta como un flujo de condiciones más homogéneas, que se asocia a una mejor productividad.
- La caracterización integral del sistema validó la conveniencia de generar una distribución de la permeabilidad mediante tensores de escalamiento; la parte norte del Campo cumplió con las condiciones adecuadas para construir el tensor.
- El comportamiento transitorio caracterizado en las pruebas de presión corresponde a un flujo fractal de dimensión tendiente a 2.
- Después de efectuar la caracterización del perfil de fluctuación de capacidad de flujo, se ha encontrado que algunos pozos muestran un comportamiento de escalamiento autoafín. Sin embargo, algunos otros aún requieren un análisis exhaustivo para su clasificación. Debe observarse que el perfil de la permeabilidad intrínseca está en la dirección vertical.
- De las tablas de datos, se ha encontrado que el escalamiento en la dirección x con los perfiles generados exhibe un comportamiento de ley de potencia, aunque falta determinar el comportamiento a partir de los registros de fluctuaciones de las  $G\Delta$  ( $\delta n$ ,  $\Delta$ ) para  $\Delta$  pequeñas y grandes.
- Los pozos que cumplieron con la relación  $z = \zeta/\beta$ , presentaron un colapso de datos, implicando una correlación bien definida.

- The integral characterization of the system validated the convenience of generating a distribution of the permeability by means of escalation tensors; the northern part of the Field fulfilled the adequate conditions for constructing the tensor.
- The transient behavior characterized in the pressure tests corresponds to a fractal flow of dimension tending to 2.
- After characterization of the flow capacity fluctuation profile, it has been found that some wells show an auto-tune scale-up behavior. However, some others still require an exhaustive analysis for classification. It should be noted that the intrinsic permeability profile is vertically inclined.
- From the data tables, it has been found that scaling in the x-direction with generated profiles exhibits a power law behavior, although the behavior remains to be determined from the fluctuation logs of  $G\Delta$  ( $\delta n$ ,  $\Delta$ ) for  $\Delta$  small and large.
- The wells that complied with the relationship  $z = \zeta/\beta$ , presented a collapse of data, implying a well-defined correlation.





Las herramientas computacionales y numéricas son determinantes para esta tarea.  
/ Computational and numerical tools are decisive for this task.

# Comparación experimental y numérica (CFD) de flujo bifásico aire-agua de patrones de flujo segregado y bache en un sistema horizontal.

*Experimental and numerical (CFD) comparison of two-phase air-water flow patterns of segregated and pothole flow in a horizontal system.*

Figura 1. Geometría del sistema  
Figure 1. System Geometry.

**Autores / Authors:** Edgar Eduardo Salazar Carrillo; Jaime Antonio Del Río Hernández; Hermilo Ramírez León; Juan de la Cruz Clavel; Víctor Rosales Sierra; Enedina Musito Córdova y Juan Eduardo Hernández Becerril. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

*Cuando fluyen dos fases simultáneamente en una tubería, tanto para gastos constantes o variables, cada una fluye en forma diferente. Las distribuciones de líquido y gas, tanto en las secciones transversales como en las longitudinales, varían con el tiempo. Esto puede deberse a las propiedades de los fluidos, configuración de la tubería, inclinación y gastos de las fases.*

El análisis del comportamiento del flujo multifásico en tuberías se lleva a cabo con modelos unidimensionales que requieren la revisión de tres tópicos separados pero interrelacionados: 1) Entendimiento básico de la mecánica de fluidos entre las fases de gas y líquido y la caída de presión; 2) Para el cálculo de las caídas de presión se requiere la habilidad de predecir las propiedades físicas de las fases líquida y gaseosa; 3) Involucrar el principio de conservación de energía.

En el desarrollo de herramientas predictivas de flujos multifásicos se utilizan dos enfoques:

**1. Correlaciones experimentales.** No tratan el por qué o cómo las cosas suceden, pero pueden proporcionar excelentes resultados rápidamente, dependiendo de la apropiada selección de las variables y la calidad de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Este método es atractivo y útil, ya que permite resolver naturalmente el problema, y es válido para cualquier complejidad que pueda existir. En la práctica, sin embargo, se restringe a problemas de número de parámetros limitado.

*When two phases flow simultaneously inside a pipe, constant expenses or variables both flow differently. Liquid and gas distributions in the transversal sections, as well as in the longitudinal, vary with time. This can be due to fluid properties, pipe configuration, slope, and phase expenses.*

The multiphase-flow performance analysis in pipes is carried out with one-dimensional models that require the review of three separate but interrelated topics: 1) Basic understanding of fluid mechanics between gas and liquid phases and pressure drop; 2) For pressure drop calculation the ability to predict the physical properties of the liquid and gas phases is required; 3) To engage the energy conservation principle.

Two approaches are considered for the development of multiphase-flow-predictive tools:

**1. Experimental correlations.** Do not address why or how things happen, but

**2. Desarrollos vía modelos mecanísticos.** Este término se introdujo para desarrollos donde el modelado es relativamente simple y la solución puede ser alcanzada con esfuerzos numéricos razonables. Debido a que casi cualquier proceso de dos fases es complejo, es necesario simplificar la naturaleza del mismo, de tal manera que el efecto dominante sea capturado por el modelo, mientras que los efectos menos importantes son ignorados.

La evolución de las técnicas de dinámica de fluidos computacional (CFD, por sus siglas en inglés) ha permitido, en las dos últimas décadas, desarrollar simulaciones numéricas tridimensionales que estudian y proporcionan elementos para entender los fenómenos involucrados, tales como la identificación de los patrones de flujo generados, la producción de la energía cinética y su disipación en cada patrón que se genere; perfiles de velocidades en las tres dimensiones de los diferentes fluidos, y perfiles de presiones y temperaturas.

**1. Descripción de la instalación experimental.** Las pruebas experimentales se desarrollaron en el "Equipo experimental de flujo multifásico y transporte de recortes" en el IMP, considerando como fluidos de prueba aire y agua. El lazo de prueba consiste de un sistema de bombeo y uno de compresión para proporcionar los flujos de líquido y aire al lazo de prueba. La medición de los flujos de entrada del líquido y gas se realiza mediante una placa de orificio de manera independiente, para posteriormente mezclarse y entrar a la tubería transparente para visualizar el patrón de flujo generado conforme a los gastos de líquido y aire manejados.

**2. El modelo físico matemático para flujos bifásicos compresibles.** Se describe el modelo físico matemático para el estudio de los flujos multifásicos considerados; se resuelven dos sistemas de ecuaciones, uno para la fase agua y el otro para la fase aire.

**3. Descripción del modelo numérico CFD.** En este estudio se implementó el modelo de código libre OpenFOAM versión 4,

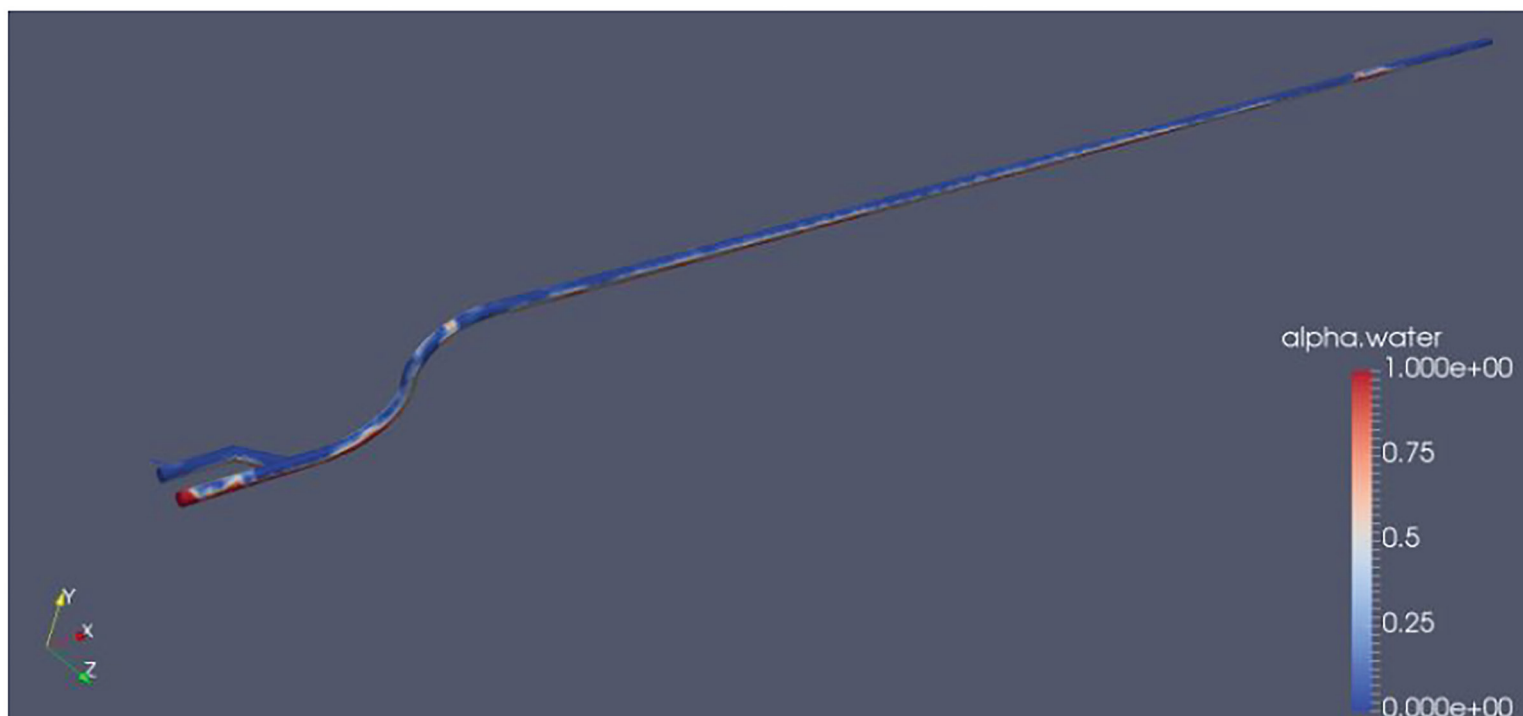
they can provide excellent results quickly, depending on the appropriate selection of variables and the quality of the data used in the development of said correlation. This method is attractive and useful, as it allows the problem to be solved naturally, and is valid for any complexity that may exist. In practice, however, it is restricted to problems of a limited number of parameters.

**2. Developments via mechanistic models.** This term was introduced for developments where the modeling is relatively simple, and the solution can be found through reasonable numerical efforts. Due to the fact that almost every two-phase process tends to be complex, it is necessary to simplify its nature for the dominant effect to be captured by the model, while the less important effects are ignored.

The evolution of computational fluid dynamic (CFD) techniques has allowed, within the last decades, to develop tridimensional numerical simulations that analyze and give elements to further understand the phenomena involved, such as the identification of generated flow patterns, kinetic energy fabrication and its dissipation in every generated pattern; speed profiles in the three flow dimensions, and pressure and temperature profiles.

**1. Experimental station description.** The experimental tests were performed in the "Experimental equipment of multiphase flow and transport of cuttings" at the Mexican Petroleum Institute, considering air and water as test fluids. The test bond is made up of pumping and a compression system to provide liquid and air flows to the test loop. The measuring of the liquid and gas inlet flows is carried out independently via an orifice plate, to later mix and enter the transparent pipe to observe the flow pattern generated in accordance with the costs of liquid and air handled.

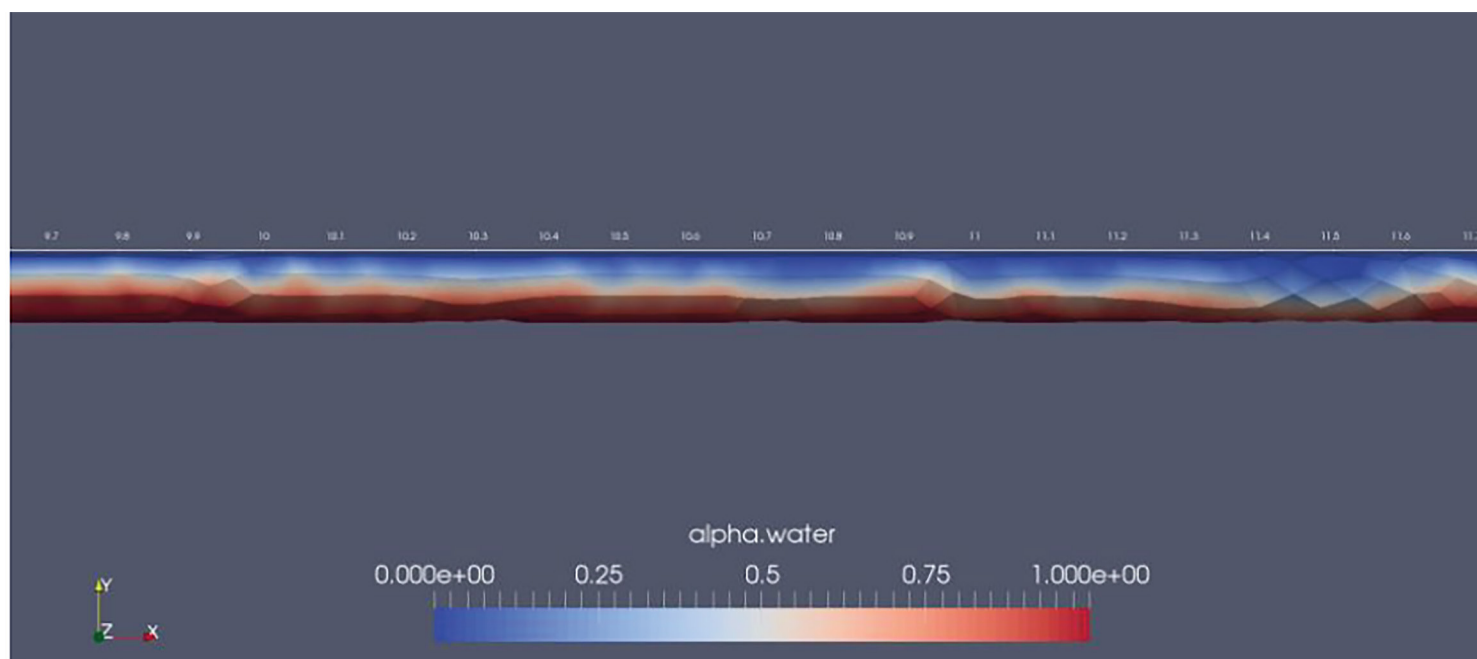
**2. The mathematical-physical model for compressible two-phase flows.** This model is described for the study of



**Figura 2.** Simulación de flujo segregado

Figure 2. Segregated Flow Simulation





**Figura 3.** Detalle de la simulación de flujo segregado, plano XY en el centro de la tubería.

*Figure 3. Segregated Flow Simulation Detail, XY range in the pipe center*

herramienta basada en esquemas de volumen finito orientado especialmente para la simulación numérica en mecánica de fluidos. Es capaz de resolver flujos laminares y flujos turbulentos, así como fenómenos de transferencia de calor y reacciones químicas. Una de sus principales ventajas, además de dar acceso a su código fuente de forma libre, es la capacidad de llevar el análisis de cálculo distribuido (paralelo), basado en MPI para procesadores multinúcleo, clúster o redes; la capacidad de cálculo estará limitada por el hardware disponible.

**4. Análisis del sistema en estudio.** El dominio de cálculo se inicia aproximadamente medio metro antes del punto de la mezcla aire-agua (Figura 1), con lo que se garantiza que cada fase llegue a la unión donde comienza el proceso de mezcla. A partir de este punto, la geometría corresponde a las dimensiones reales del lazo de pruebas, dando una longitud de 16 metros adicionales, aproximadamente. Posteriormente a la construcción de la geometría, se genera la malla. Los elementos son tetraedros, los cuales, por su distribución, pueden captar las propiedades del movimiento fluido para procesos turbulentos, como es el caso de flujos tipo bache.

**5. Análisis de resultados.** Se analizaron dos tipos de flujos:

**a. Flujo tipo segregado** (considerando el flujo estratificado y ondulado únicamente): estos flujos son gobernados por el equilibrio vertical de fuerzas gravitacionales, responsables de la distribución instantánea de fluidos en la dirección normal de la entrada del flujo. En este tipo de flujo es muy clara la separación de las dos fases, donde la fase más densa (agua) fluye en el fondo de la tubería y la fase menos densa (aire) en la parte superior. Este patrón muestra las fases de líquido y gas completamente separadas de manera ordenada, siendo ondulado o suave, dependiendo del comportamiento de la superficie del líquido que tiene contacto con la fase gaseosa, la cual puede presentar pequeñas olas. Se encuentran principalmente en tuberías horizontales y flujos descendentes.

**b. Flujo analizado** (tipo bache o intermitente): Este es de los patrones de flujo más complejos con características inestables. Existe en todos los rangos de inclinaciones y en un amplio rango de flujos de gas y líquido. En flujo horizontal e inclinado, los

the multiphase flows involved; two systems of equations are solved, one for the water phase and the other for the air phase.

**3. Description of the CFD numerical model.** In this study, the open-source model OpenFOAM version 4 was implemented, a tool based on finite volume schemes specially oriented for numerical simulation in fluid mechanics. It is capable of solving laminar and turbulent flows, as well as heat transfer phenomena and chemical reactions. One of its main advantages, besides giving access to its source code freely, is the ability to carry the analysis of distributed calculation (parallel), based on MPI for multi-core processors, clusters or networks; the calculation capacity will be limited by the hardware available.

**4. Analysis of the studied system.** The calculation domain begins approximately half a meter before the point of the air-water mixture (Figure 1), thus ensuring that each phase reaches the junction where the mixing process begins. From this point on, the geometry corresponds to the actual dimensions of the test loop, giving a length of approximately 16 additional meters. After the construction of the geometry, the mesh is generated. The elements are tetrahedral, which, due to their distribution, can capture the properties of the fluid movement for turbulent processes, as in the case of pothole flows.

**5. Result analysis.** Two types of flows were examined:

**a. Segregated type flow** (considering stratified and wavy flow only): these flows are governed by the vertical equilibrium of gravitational forces, responsible for the instantaneous distribution of fluids in the normal direction of flow inlet. In this type of flow, the separation of the two phases is very clear, where the densest phase (water) flows at the bottom of the pipe and the least dense phase (air) at the top. This pattern shows the liquid and gas phases completely separated in an orderly manner, being wavy or smooth, depending on the behavior of the surface of the liquid that has contact with the gas phase, which can present small waves. They are mainly found in horizontal pipes and downward flows.

**b. Analyzed flow** (pothole or intermittent type): This is one of the most complex flow patterns with unstable characteristics.

baches de líquido, que cubren totalmente la sección transversal de la tubería, son separados por una zona estratificada con una burbuja de gas alongada en la parte alta de la tubería y la película de líquido en el fondo.

**Resultados numéricos.** Corresponden a la mitad de la simulación (25 s), ya que se considera que se tiene un flujo desarrollado. En la Figura 2 se muestra la simulación de flujo segregado a lo largo de la geometría del lazo. El detalle de la simulación se muestra en la Figura 3, sobre un corte en el plano XY en el centro de la tubería, pudiendo observar que tenemos un flujo segregado.

**Resultados experimentales.** Como se mencionó anteriormente, debido a que el lazo de prueba se encuentra en una etapa de adaptación, solo se llevó a cabo una caracterización para generar un flujo bache y poderlo comparar de manera cualitativa con los resultados numéricos. En la Figura 4 se muestra el dispositivo experimental con un flujo bache; se observa como el líquido ocupa prácticamente una sección de la tubería, debido a la burbuja de aire en la parte delantera de este bache. Es en este tipo de flujos es donde la fase gaseosa resulta significativa.

### Conclusiones

1. Actualmente, las herramientas computacionales y numéricas de CFD nos ayudan en la simulación de flujos de una o más fases, permitiéndonos generar diferentes tipos de patrones con diversas condiciones de contorno de cada una de las fases involucradas.
2. Es posible conocer, evaluar, cuantificar y, en ocasiones, predecir el comportamiento del flujo, por lo que se presenta como una herramienta de gran utilidad; sin embargo, hace falta la confrontación con el análisis experimental para tener menos incertidumbre en los resultados.
3. El resultado más importante es que se pueden vincular los patrones de flujo medio y el flujo turbulento, caracterizados por  $k$  y  $\epsilon$ . Esto abre una oportunidad de investigación para contribuir al conocimiento de los flujos multifásicos.

It exists in all slope ranges and in a wide range of gas and liquid flows. In horizontal and inclined flow, the liquid potholes, which completely cover the pipe cross-section, are separated by a stratified zone with an elongated gas bubble at the top of the pipe and the liquid film at the bottom.

**Numerical results.** They correspond to half of the simulation (25 s), as it is considered to have a developed flow. Figure 2 shows the simulation of segregated flow throughout the geometry of the loop. The detail of the simulation is shown in Figure 3, on a cut in the XY plane in the center of the pipe, being able to observe that we have a segregated flow.

**Experimental results.** As mentioned above, because the test loop is in an adaptation stage, only one characterization was carried out to generate a backflow and compare it qualitatively with the numerical results. Figure 4 shows the experimental device with a pothole flow; it is observed how the liquid occupies practically a section of the pipe, due to the air bubble in the front part of this pothole. It is in this type of flow that the gas phase is significant.

### Conclusions

1. Currently, the numerical and computational CFD tools help us in flow simulations of single or multiple phases, allowing us to produce different types of patterns with various contour conditions of each of the phases involved.
2. It is possible to know, evaluate, quantify and sometimes predict flow performance, which is why it is presented as a very useful tool: however, experimental analysis confrontation is crucial to get more reliable results.
3. The most important outcome is that medium and turbulent flow patterns can be linked, characterized by  $k$  and  $\epsilon$ . This opens up an investigation opportunity for contributing to multiphase flow knowledge.



**Figura 4.** Flujo tipo bache segregado

Figure 4. Pot Hole Flow



• La solución generalizada es la base para obtener resultados previos publicados por los autores.  
/ The generalized solution is the basis for obtaining previous results published by the authors.

# Solución de ecuación de difusión con tiempo fraccional para un yacimiento con naturaleza fractal

Por / By Dr. Fernando Ascencio Cendejas (PEMEX), M.I. Ricardo Posadas Mondragón (PEMEX).



*Barenblatt y Zheltov (1960) fueron los primeros autores en abordar el tema de flujo radial de un fluido ligeramente compresible para un yacimiento naturalmente fracturado. Asumiendo que el flujo solo ocurre a través de las fracturas, la matriz actúa como un medio de recarga hacia las mismas, además de considerar un fluido pseudo estacionario matriz-fractura.*

**I**gualmente, Warren y Root (1963) establecen la solución analítica para el mismo planteamiento de Barenblatt y Zheltov (1960), la cual es útil para el análisis de pruebas de presión en pozos de yacimientos naturalmente fracturados. Estos expertos determinaron que el comportamiento de presión de un pozo en una gráfica semilog respecto al tiempo presenta dos pendientes paralelas, características de la respuesta de presión de este tipo de pozos.

Kazemi (1969), por otro lado, estableció el comportamiento de presión, tomando en cuenta el flujo transitorio matriz-fractura a través de un modelo de simulación radial. Obtuvo resultados similares a los de Warren and Root (1963), pero con diferente comportamiento durante el periodo de transición donde actúa la recarga de matriz.

## *Fractional-time diffusion equation solution for a fractal nature reservoir*

*Barenblatt and Zheltov (1960) were the first authors to address the issue of the radial flow of a slightly compressible fluid for a naturally fractured reservoir. Assuming that flow only occurs through fractures, the matrix acts as a means of recharging them, in addition to considering a pseudo-stationary-fracture fluid.*



Por su parte, Agarwal et al. (1970) definieron el comportamiento transitorio de la presión ante efectos de daño y almacenamiento en los pozos, estableciendo las soluciones en el espacio de Laplace. De Swaan (1976) estableció la solución analítica para el comportamiento de presión de un pozo en un yacimiento naturalmente fracturado, valorando el flujo transitorio matriz-fractura y diferentes formas de bloque de matriz. Mayor and Cinco-Ley (1979) mostraron la solución para un yacimiento naturalmente fracturado considerando efectos de daño y almacenamiento. Dicha solución es en el espacio de Laplace, estudiando un flujo pseudo-estacionario matriz-fractura.

Cinco-Ley y Samaniego-V (1982) decretaron el comportamiento de presión para un pozo, en un yacimiento naturalmente fracturado, para un flujo transitorio de la matriz, tal como lo dispone De Swaan (1976). Demostraron que la diferencia del comportamiento entre un flujo transitorio, De Swaan (1976), y flujo pseudoestacionario, Warren y Root (1963), matriz-fractura puede ser correlacionado utilizando ciertos parámetros adimensionales.

Asimismo, Moench (1984) consideró la solución para un medio de doble porosidad con flujo a través de las fracturas, incluyendo el efecto de daño en las mismas y determinando que el flujo transitorio matriz-fractura puede convertirse en un flujo pseudoestacionario, dependiendo del daño presente en dichas fracturas. También, Barker (1988) definió una solución generalizada para un flujo radial en un medio fracturado y estableció la primera solución generalizada en términos de funciones gamma incompletas, validando su solución con la previa de Theis (1935).

Chang y Yortsos (1990) fueron los primeros en establecer la ecuación de difusión considerando un medio fractal, tomando en cuenta dicha solución en función de la dimensión fractal del medio y la conectividad de las fracturas. Metzler et al. (1994) propuso el resultado de la ecuación de difusión anómala, el cual estima derivado fraccional respecto al tiempo, que se traduce en la evaluación de la memoria del yacimiento. Acuña et al. (1995) muestran la conclusión de un medio fractal, definiendo que

Likewise, Warren and Root (1963) establish the analytical solution for the same approach of Barenblatt and Zheltov (1960), which is useful for the analysis of pressure tests in wells of naturally fractured reservoirs. These experts determined that the pressure performance of a well in a semilog graph regarding to time has two parallel slopes, typical of the pressure response of this type of wells.

Kazemi (1969), on the other hand, established the pressure performance, taking into account the matrix-fracture transient flow through a radial simulation model. He obtained results similar to those of Warren and Root (1963), but with different behavior during the transition period where the matrix recharge acts.

For their part, Agarwal et al. (1970) defined the transient performance of pressure in the face of damage and storage effects in wells, establishing solutions in the Laplace space. De Swaan (1976) established the analytical solution for the pressure performance of a well in a naturally fractured field, valuing the matrix-fracture transient flow and different matrix block forms. Mayor and Cinco-Ley (1979) showed the solution for a naturally fractured reservoir, considering damage and storage effects. This solution is in Laplace space, studying a pseudo-stationary-fracture-matrix flow.

Conco-Ley and Samaniego-V (1982) decreed the pressure performance for a well, in a naturally fractured reservoir, for a transient flow of the matrix, as provided by De Swaan (1976). They demonstrated that the difference in behavior between a transient flow, De Swaan (1976), and pseudo-stationary flow, Warren and Root (1963), fracture-matrix can be correlated using certain dimensionless parameters.

Likewise, Moench (1984) considered the solution for a double porosity medium with flow through the fractures, including the effect of damage to them and determining that the matrix-fracture transient flow can become a pseudo-stationary flow, depending on the damage in said fractures. Also, Barker (1988) defined a generalized solution for radial flow in a fractured medium and established the first generalized solution in terms of incomplete gamma functions, validating its solution with the previous one of Theis (1935).





dicho comportamiento obedece a una ley de potencias al establecer el medio como una red de fracturas discretas.

Finalmente, Ascencio (1996) y Ascencio (2006) estableció una forma generalizada de la ecuación de difusión, en función de un parámetro que se relaciona directamente con el valor característico de la pendiente de cada uno de los diversos tipos de flujo. Del mismo modo, Caputo (1999) definió el comportamiento de presión en un medio poroso, basándose en los efectos de memoria en el yacimiento a través de la valoración de la derivada fraccional respecto al tiempo.

## Desarrollo

A continuación, se presenta la solución en el Espacio de Laplace para la ecuación de difusión generalizada para un yacimiento con naturaleza fractal, incluyendo la derivada fraccional en el tiempo. Igualmente, se establecen las soluciones en el espacio de Laplace y se realiza una inversión numérica, obteniendo gráficas comparativas del comportamiento atendiendo a la difusión anómala (derivada fraccional en el tiempo).

Una vez validado lo anterior, se introduce un término fuente representando la transferencia matriz-fractura en estado transitorio. Esto se logra a través de la integral de convolución para considerar el caso de un yacimiento naturalmente fracturado, y tomando en cuenta diferentes geometrías de los bloques de matriz, partiendo desde el modelo de cubos Warren and Root (1963) para flujo pseudoestacionario matriz-fractura, hasta geometrías de esferas y eslabones para flujo transitorio matriz-fractura.

Establecido esto y solucionando la ecuación de difusión resultante –la cual tiene las características siguientes: generalizada (fractal), anómala (derivada fraccional respecto al tiempo), yacimiento naturalmente fracturado con transferencia matriz-fractura transitoria con diferentes bloques de matriz (integral de convolución)– se presentan los resultados gráficos, validando las geometrías de flujo convencionales: radial, lineal, bilineal y esférico. Al ser una solución con naturaleza fractal, se puede fijar un modelo analítico generalizado, además de considerar la difusión anómala para evaluar la memoria del yacimiento.

## Ecuación de Difusión Generalizada

Solucionando en el Espacio de Laplace la Ec.1 para un pozo, produciendo a gasto constante en un yacimiento infinito evaluando daño y almacenamiento, las condiciones iniciales y de frontera en forma adimensional quedan definidas por las Ecs.2, 4 y 3.



Chang and Yortsos (1990) were the first to establish the diffusion equation considering a fractal medium, taking into account such a solution as a function of the fractal dimension of the medium and the connectivity of the fractures. Metzler et al. (1994) proposed the result of the anomalous diffusion equation, which estimates fractional derivative regarding time, which translates into the evaluation of the field memory. Acuña et al. (1995) show the conclusion of a fractal medium, defining that such performance obeys a law of powers when establishing the medium as a network of discrete fractures.

Finally, Ascencio (1996) and Ascencio (2006) established a generalized form of the diffusion equation, based on a parameter that is directly related to the characteristic value of the slope of each of the different flow types. Similarly, Caputo (1999) defined the performance of pressure in a porous medium, based on the effects of memory in the reservoir through the valuation of the fractional derivative with respect to time.

## Development

The solution in Laplace Space for the generalized diffusion equation for a formation with fractal nature is showed next, including the fractional derivative in time. Likewise, solutions are established in Laplace's space and a numerical inversion is made, obtaining comparative graphs of the performance attending to the anomalous diffusion (fractional derivative in time).

Once the above has been verified, a source term representing the matrix-fracture transfer in the transitory state is introduced. This is achieved through the convolution integral to consider the case of a naturally fractured field, and taking into account different geometries of the matrix blocks, starting from the Warren and Root cube model (1963) for pseudo-stationary flow matrix-fracture to geometries of spheres and links for transitory flow matrix-fracture.

Having established this and solving the resulting diffusion equation –which has the following characteristics: generalized (fractal), anomalous (fractional derivative with respect to time), naturally fractured reservoir with transfer of matrix-fracture transient with different matrix blocks

Ecuación / Equation 1

$$\frac{1}{r_D^\alpha} \frac{\partial^2 p_{Df}}{\partial r_D^2} + \frac{(1-2n)}{r_D^{\alpha+1}} \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} - (1-\omega) \int_0^{t_D} \frac{\partial^\alpha p_{Df}(\tau)}{\partial \tau^\alpha} q_{Df}(t_D - \tau) d\tau = \omega \frac{\partial^\alpha p_{Df}}{\partial t_D^\alpha} \dots \dots \dots (1)$$

Donde / Where

$$q_{Df}(t_D - \tau) = A_{fD} \nabla p_{Dfm}(\eta_{nD}, t_D - \tau)$$

Condición inicial (CI):

$$p_{Df}(r_D, t_D = 0) = 0 \dots \dots \dots (2)$$

Condición de Frontera Externa (CFE):

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} p_{Df}(r_D, t_D) = 0 \dots \dots \dots (3)$$

Condición de Frontera Interna (CFI):

$$C_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} - \left[ r_D^{d_f - \alpha - 1} \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right]_{r_D=1} = 1 \dots \dots \dots (4)$$

$$p_{Df} = \left[ p_{Df} - S \left( r_D^{d_f - \alpha - 1} \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1} \dots \dots \dots (5)$$

Considerando las Variables Adimensionales:

$$r_D = r / r_w \dots \dots \dots (6)$$

$$t_D = \frac{k_f t}{\phi \mu c_f r_w^2} \dots \dots \dots (7)$$

$$p_{Df} = \frac{2\pi k_f h}{q B \mu} r_w^{d_f - \alpha - 2} (p_i - p_f(t)) \dots \dots \dots (8)$$

$$\omega = \frac{\phi_f c_{ff}}{\phi_f c_{ff} + \phi_m c_{fm}} \dots \dots \dots (9)$$



## Conclusiones

1. Se muestra una propuesta de la solución en el Espacio de Laplace para la Ecuación de Difusión Generalizada para un yacimiento naturalmente fracturado con naturaleza fractal, considerando flujo transitorio matriz-fractura e incluyendo la derivada fraccional en el tiempo como difusión anómala, además del daño y almacenamiento en el pozo.

2. A partir de la solución generalizada, se pueden obtener resultados previamente publicados por diferentes autores.

3. Con la finalidad de obtener soluciones en el espacio del tiempo, se realizó una aproximación de la solución anterior para tiempos largos, para el caso de un YNF con flujo pseudoestacionario matriz-fractura, con naturaleza fractal y difusión anómala, validando la solución obtenida para cualquier tipo de geometría de flujo; lineal, bilineal, radial y esférica.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a Pemex Exploración y Producción y a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), por proporcionar el tiempo y las facilidades para este trabajo de investigación.

(convolution integral)– the graphical results are presented, validating the conventional flow geometries: radial, linear, bilinear and spherical. As it is a solution with fractal nature, a generalized analytical model can be used, besides considering the anomalous diffusion to evaluate the memory of the formation.

## Generalized Diffusion Equation

By solving Eq.1 for a well in Laplace Space, producing at a constant expense in an infinite reservoir evaluating damage and storage, the initial and boundary conditions in the dimensionless form are defined by Eqs.2, 4 and 3.

## Conclusions

1. A Laplace Space solution proposal is shown for the Generalized Diffusion Equation for a naturally fractured fractal reservoir, considering matrix-fracture transient flow and including the fractional derivative in time as abnormal diffusion, plus well damage and storage.

2. From the generalized solution, it is possible to obtain results previously published by different authors.

3. In order to obtain solutions in the space of time, an approximation of the previous solution was made for long times, in the case of a YNF with pseudo-stationary matrix-fracture flow, with fractal nature and anomalous diffusion, validating the solution obtained for any type of flow geometry; linear, bilinear, radial and spherical.

## Acknowledgments

The authors thank Pemex Exploration and Production, and the National Autonomous University of Mexico for providing the time and facilities for this research.

v	CD	n	f (s)	$\alpha$	$\theta$	df	Autor
$\neq 0$	$\neq 0$	$-1 \leq n \leq 1$	$\neq 1$	$\neq 1$	$0 \leq \theta \leq 1$	$0 \leq df \leq 2$	Modelo Propuesto
0	0	0	1	$\neq 1$	0	2	Metzler et al. (1994)
0	0	0	$\neq 1$ Transitorio	1	0	2	Cinco-Ley and Samaniego-V (1982)
0	0	0	$\neq 1$ PSS	1	0	2	Warren and Root (1963)
$\neq 0$	$\neq 0$	0	$\neq 1$	1	0	2	Kazemi (1969)
$\neq 0$	$\neq 0$	0	1	1	0	2	Agarwal et al. (1979)
0	0	$-1 \leq n \leq 1$	1	1	0	2	Ascencio (2006)
0	0	$-1 \leq n \leq 1$	1	1	$0 \leq \theta \leq 1$	$0 \leq df \leq 2$	Barker (1988)
0	0	0	1	1	0	2	Van Everdingen and Hurst (1949)

**Tabla 1.** Soluciones obtenidas a partir del modelo propuesto

*Table 1. Solutions obtained from the suggested model*