

WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 34
Octubre 2019

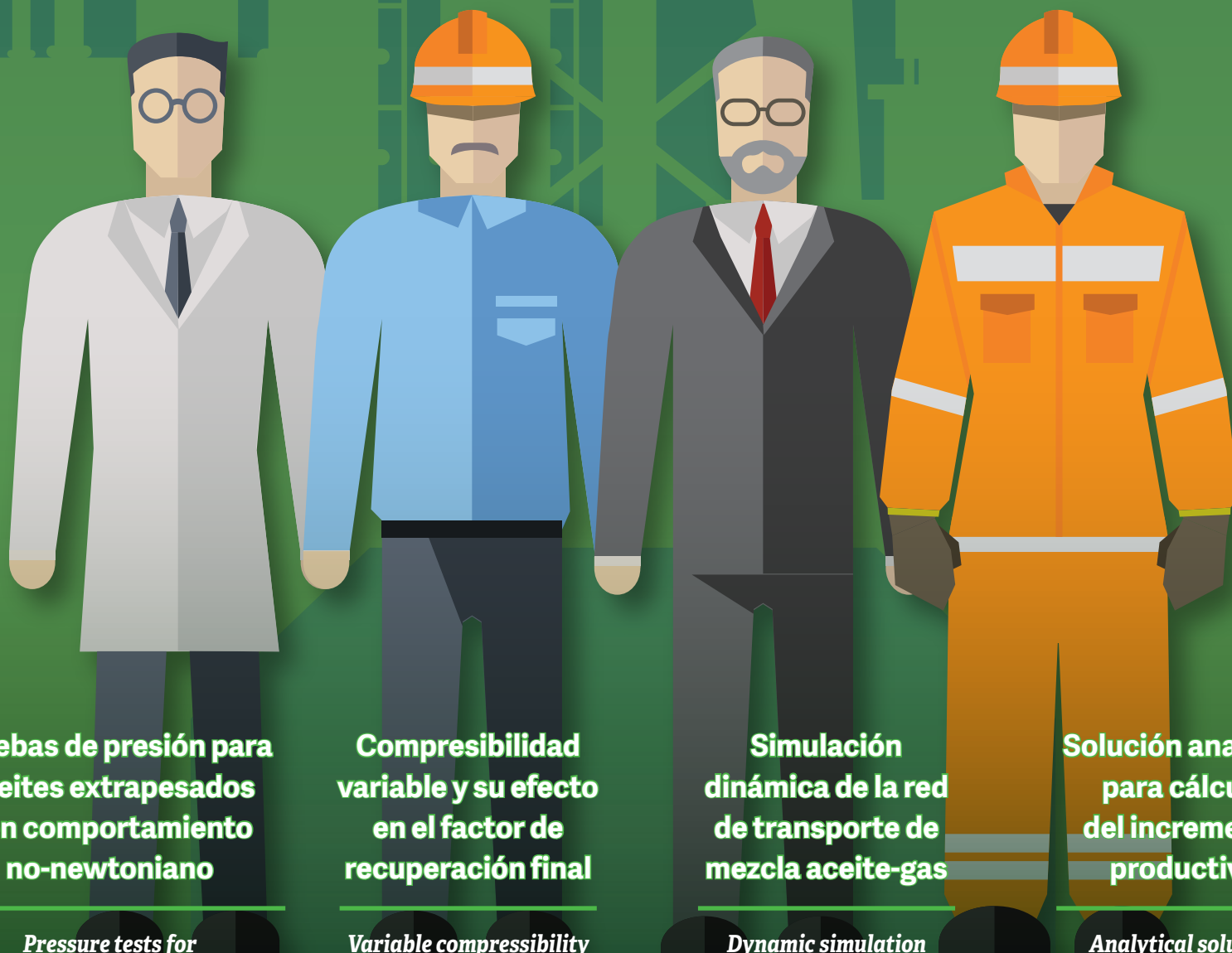
PETROLERA



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

Recuperación en la producción, reflejo de la atención al desarrollo de la industria y el gremio

*Recovery in oil production, a reflection of government concern
for the development of the industry and the guild*



**Pruebas de presión para
aceites extrapesados
con comportamiento
no-newtoniano**

*Pressure tests for
extra-heavy oils with non-
Newtonian performance*

**Compresibilidad
variable y su efecto
en el factor de
recuperación final**

*Variable compressibility
and its impact on the
final recovery factor*

**Simulación
dinámica de la red
de transporte de
mezcla aceite-gas**

*Dynamic simulation
of the oil-gas mixture
transport network*

**Solución analítica
para cálculo
del incremento
productivo**

*Analytical solution
for calculating
production increase*



Estimados Colegiados: Actualmente, los trabajadores de la industria petrolera, especialmente los ingenieros petroleros, somos el pilar de desarrollo de nuestro país. En meses recientes, las condiciones se han alterado a nuestro favor. Con esto, tenemos la oportunidad de demostrar lo que valemos como profesionales y honrar nuestro compromiso con México.

Las nuevas políticas operativas de México han estado acompañadas de acciones que, para nosotros los petroleros y para cualquier trabajador en general, son sumamente relevantes. La comunicación entre profesionales de la industria y las autoridades gubernamentales es determinante; solamente de esa forma, podemos colaborar con el crecimiento de nuestro país. Anteriormente, la comunicación se canalizaba de manera diferente y esto provocaba, en muchas ocasiones, el mal aprovechamiento de la experiencia y conocimientos de los petroleros; ahora, las cosas han cambiado.

La comunicación es un factor determinante para difundir el conocimiento y la experiencia técnica dentro de la industria. Se requieren canales sensibles que entiendan y transmitan lo que el petrolero quiere decir y, más importante aún, que conozcan el valor de la información que se comparte.

Solamente encontraremos el camino al objetivo común realizando las actividades que nos corresponden de manera coordinada; con la correcta aportación de experiencia y conocimientos, así como con el procesamiento adecuado. Si logramos consolidar el proceso comunicativo entre autoridades y trabajadores, México vivirá una nueva era de bonanza en la industria petrolera, la que, a su vez, ratificará su lugar dentro del país como la base y fundamento de su desarrollo.



Dear Collegiate: Nowadays, all of the oil industry's workers, especially oil engineers, are the development pillar of our country. In recent months, conditions have ruled in our favor. With this, we have the opportunity to prove what we are worth as professionals and honor our commitment to Mexico.

Mexico's new operating policies have been followed by actions that, for us oil experts and any worker in general, are extremely relevant. Communication between industry professionals and government authorities is crucial; this is the only way in which we can help boost our country's growth. In the past, communication was channeled differently, and this often led to the misuse of the experience and knowledge of oil experts; now, things have changed.

Communication is a determining factor in disseminating knowledge and technical expertise within the industry. Sensitive channels that understand and transmit what the expert means are needed, and, more importantly, that know the value of the information that is shared.

We will only find the road to the common objective by carrying out the tasks that are expected of us in a coordinated manner; with the correct contribution of experience and knowledge, as well as with the appropriate processing. If we manage to consolidate the communicative process between authorities and workers, Mexico will live a new era of prosperity in the oil industry, which, in turn, will ratify its place within the country as the basis and foundation of its development.

M.C. Luis Ferrán Arroyo

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

2018-2020

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

2018-2020



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

Consejo Directivo Nacional / National Board
 2018-2020

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

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar
Vicepresidente / Vice-president

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

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

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

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

M.I. Saúl Bautista Fragoso
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 3

Recuperación en la producción petrolera, reflejo de la atención gubernamental al desarrollo de la industria y el gremio.
Recovery in oil production, a reflection of government concern for the development of the industry and the guild

Página 6

Compresibilidad variable y su efecto en el factor de recuperación final en un yacimiento poco consolidado.
Variable compressibility and its effect on the ultimate recovery factor in a poorly consolidated reservoir

Página 10

Análisis de pruebas de presión para flujo de aceites extrapesados con comportamiento no-newtoniano.
Pressure test analysis for extra-heavy oil flow with non-Newtonian performance

Página 14

Simulación dinámica de la red de transporte de mezcla aceite-gas de los campos Ayatsil-TekelUno.
Dynamic simulation of the oil-gas mixture transport network of the Ayatsil-Tekel fields

Página 18

Solución analítica para cálculo del incremento productivo en yacimientos laminados fracturados hidráulicamente.
Analytical solution for calculating the production increase in hydraulically fractured laminated reservoirs.

La nueva filosofía modifica las prioridades exploratorias y propone una forma distinta de hacer las cosas
 / The new philosophy modifies exploratory priorities and suggests a different way of doing things

Recuperación en la producción, reflejo de la atención gubernamental al desarrollo de la industria y el gremio

Recovery in oil production, a reflection of government concern for the development of the industry and the guild

México ha llegado a un punto de inflexión en la dinámica de producción petrolera. Este logro no podría explicarse sin el apoyo y labor de los trabajadores petroleros y las tareas de recuperación de la infraestructura productiva, iniciadas por gobierno actual al inicio de la administración.

Mexico has reached a turning point in oil production dynamics. This achievement could not be sustained without the support and labor of the oil workers and the productive infrastructure recovery tasks, initiated by the current government at the beginning of the administration.

Actualmente, Petróleos Mexicanos (Pemex), la empresa más importante dentro de la industria petrolera en nuestro país, cuenta con una política de coordinación entre las diferentes áreas y autoridades. Entre otros objetivos, la estrategia plantea aprovechar las sinergias, utilizar el equipo y la infraestructura de la compañía en beneficio general; modificar las políticas que impiden trabajar con eficiencia y utilizar activos de la misma compañía.

En enero pasado, la producción diaria de petróleo se desplomó a un mínimo de un millón 626 mil barriles. La tendencia parecía imparable, con graves efectos para la economía mexicana; sin embargo, el gobierno federal puso en marcha un plan para la recuperación



Currently, Petróleos Mexicanos (Pemex), the most important company within the oil industry in our country, has a policy of coordination between the different areas and authorities. Among other objectives, the strategy proposes to take advantage of synergies, to use the equipment and infrastructure of the company for general benefit; to modify the policies that inhibit working with efficiency and to use assets of the same company.

Last January, daily oil production plummeted to a minimum of 1 million 626 thousand barrels. The trend seemed unstoppable, with serious effects on the Mexican economy; however, the federal government started a plan for the recovery of oil production

de la producción de petróleo y la soberanía energética. Esta política se diseñó a partir de tres ejes fundamentales:

- Apoyo financiero para Pemex, sobre todo en inversiones
- Atención a la industria, especialmente a Pemex y sus trabajadores
- Política de producción en áreas y zonas con éxito garantizado

Apoyo financiero para Pemex

La administración del presidente Andrés Manuel López Obrador inició una serie de acciones orientadas al rescate financiero de Pemex. Fue así como el primer tramo de apoyo económico para la Empresa Productiva del Estado, por un total de 107 mil millones de pesos, se anunció el pasado 15 de febrero. La cifra fue superior a los 90 mil millones programados en diciembre de 2018 para este año.

El gobierno federal ha detallado un plan de apoyo para la primera mitad de su sexenio, que plantea: adicional a los 90 mil millones de pesos (que ya fueron superados), el próximo año habrá un apoyo por 47 mil 100 millones, y en 2021 los recursos asignados serán de 91 mil 600 millones de pesos. Esta ayuda financiera se presentará en varias modalidades. Por ejemplo, en 2019, un total de 25 mil millones de pesos serán destinados a la capitalización de la petrolera, 35 mil millones más de pagos de Hacienda en pagarés de pensiones y 30 mil millones por incentivos fiscales y reducción de carga fiscal; el excedente será apoyo financiero directo.

Para el año siguiente, los incentivos fiscales y la reducción de carga le inyectarán a la compañía un monto de 47,100 millones de pesos. Estos apoyos le permitirán a Pemex disponer de recursos para áreas estratégicas como exploración y producción, y así elevar la plataforma de extracción de petróleo y gas y las reservas de hidrocarburos. La Productora del Estado podrá, con dicho apoyo, elevar su capacidad de inversión, rubro en el que ha estado muy acotada en años recientes y que explica el descenso en su actividad productiva.

Las expectativas de Pemex, contenidas en el Plan de Negocios, indican que la empresa podrá realizar un gasto de inversión de aproximadamente mil millones de pesos entre 2019 y 2021. Se estima que las inversiones de este año serán de 273 mil millones, más 320 mil millones en el año 2020 y 412 mil millones para 2021.

No obstante, no se trata solamente de un desfile de cifras, lo más relevante es el destino que tendrán estos recursos. De acuerdo con Pemex, el 80% de la inversión antes señalada será para las áreas más rentables de la industria petrolera: exploración y producción.

Los resultados deberán ser casi inmediatos. De los nuevos 22 campos en los que Pemex ha empezado a invertir este año, la primera producción petrolera ya se ha visto reflejada; fue en agosto pasado en la plataforma Xikin-A. Por su parte, en las plataformas Xikin-B, Cahua, Octil, Teekit, Esah, Cheek y Mulach se espera producción para noviembre, mientras que los activos denominados Suuk, Pokche, Teetl, Jaatsul, Koban, y Hok tendrán resultados el próximo diciembre.

Atención a la Industria

La secretaria de energía, Rocío Nahle García, ha explicado, en diversos foros, la estrategia de recuperación de Pemex, misma que abarca varios rubros, desde el apoyo financiero hasta una nueva forma de hacer las cosas. Se trata, en esencia, de una filosofía de cooperación y de aprovechamiento de activos para beneficio de la misma compañía, traducidos en mayor eficiencia y abatimiento de costos.

and energy sovereignty. This policy was designed around three fundamental axes:

- Financial support for Pemex, especially in investments
- Attention to the industry, especially Pemex and its workers
- Production policy in areas and zones with guaranteed success

Financial support for Pemex

The administration of President Andrés Manuel López Obrador began with a series of actions aimed at Pemex's financial rescue. It was thus as the first tranche of economic support for the State Productive Company, for a total of 107 billion pesos, was announced last February 15. The figure was higher than the 90 billion scheduled in December 2018 for this year.

The federal government has detailed a support plan for the first half of its six-year term, which proposes: additional to the 90 billion pesos (which were already exceeded), next year there will be support for 47.1 billion pesos, and in 2021 allocated resources will be 91 billion pesos. This financial aid will be presented in several modalities. For example, in 2019, a total of 25 billion pesos will be destined to the capitalization of the oil company, 35 billion more for tax payments in pension promissory notes and 30 billion for tax incentives and tax burden reduction; the surplus will be direct financial support.

For the following year, tax incentives and burden reduction will inject the company with 47.1 billion pesos. This will allow Pemex to have resources for strategic areas such as exploration and production, and thus raise the platform for oil and gas extraction and hydrocarbon reserves. The State Producer may, with said support, increase its investment capacity, an area in which it has been very limited in recent years and which explains the decline in its productive activity.

The expectations of Pemex, contained in the Business Plan, indicate that the company may make an investment expenditure of approximately one billion pesos between 2019 and 2021. It is estimated that investments this year will be 273 billion, more than the 320 billion pesos in 2020 and the 412 billion by 2021.

However, the most relevant fact is the destination of these resources. According to Pemex, 80% of the aforementioned investment will be for the most profitable areas of the oil industry: exploration and production.

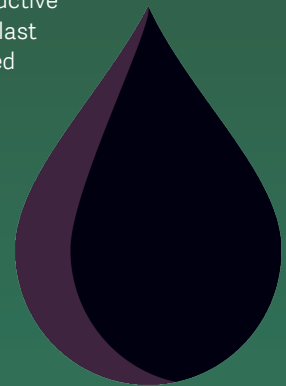
The results should be almost immediate. Out of the 22 new fields in which Pemex has begun to invest this year, the first oil production has already been reflected: last August, in the Xikin-A platform. On the other hand, Xikin-B, Cahua, Octil, Teekit, Esah, Cheek and Mulach platforms are expected to produce in November, while the assets called Suuk, Pokche, Teetl, Jaatsul, Koban, and Hok will have results next December.

Attention to the Industry

The Secretary of Energy, Rocío Nahle García, has explained, in various forums, Pemex's recovery strategy, which covers several items, from financial support to a new way of doing things. It is, in essence, a philosophy of cooperation and asset use for the benefit of the same company, translated into greater efficiency and cost reduction.

In this context, the rehabilitation of the six refineries in the country is a fundamental part and will have a cost of 25 billion pesos. The restoration plan is very ambitious, as it is expected for the six refineries to be rehabilitated in the next two years. But aside from that, in an unprecedented process of collaboration between employees and the company, this repair will be carried out with the support of Pemex's workers.

In addition, Pemex's asset-use policy has been substantially modified, explained Nahle García. Previously, bureaucratic processes within the company prevented collaboration. For example, if a piece of equipment was required at facilities in the Gulf of Mexico and was only available in the southeast, they could not send it to the area where it was needed, regardless of the consequences.



En este contexto, la rehabilitación de las seis refinerías que existen en el país es parte fundamental y tendrá un costo de 25 mil millones de pesos. El plan de restauración es muy ambicioso, ya que se espera que en dos años queden rehabilitadas las seis refinerías. Pero más allá de eso, en un proceso inédito de colaboración entre los empleados y la empresa, dicha reparación se llevará a cabo con el apoyo de los trabajadores de Petróleos Mexicanos.

Adicional a ello, la política de uso de activos se ha modificado sustancialmente en Pemex; así lo explicó Nahle García. Lo que sucede es que, anteriormente, los procesos burocráticos dentro de la compañía impedían que hubiera colaboración. Por ejemplo, si una pieza se requería en instalaciones del Golfo de México y solamente estaba disponible en el sureste, era imposible que la mandaran a la zona donde era necesaria, sin importar las consecuencias.

“Al atender a los petroleros, sus problemas, sus retos, sus objetivos y expectativas, nos pusimos del lado de ellos, quienes fueron abandonados a su suerte en otras épocas. Al parecer, su trabajo dejó de tener la relevancia que para el país tiene una actividad como la que realizan. Eso no era justo y, por lo tanto, debimos retomar algo tan esencial como es la atención a los trabajadores del sector”, dijo recientemente la secretaria en entrevista para una cadena nacional de noticias.

Rocío Nahle aseguró que es así, con atención para los trabajadores petroleros, como se han logrado paulatinamente los objetivos planteados. Por lo tanto, debido a que las condiciones para los empleados de la industria se han modificado, la secretaria de energía expresó que este factor será determinante para lograr las metas de impulsar la producción de hidrocarburos del país.

Política de producción en áreas con éxito garantizado

La política de exploración en aguas profundas queda de lado debido al alto precio de los proyectos y la baja probabilidad de éxito. Ahora, México explorará para encontrar petróleo e impulsar la producción nacional en aguas someras. De acuerdo con las autoridades del sector, la exploración en aguas someras garantiza el éxito exploratorio; son zonas donde existe petróleo y los costos son menores.

Ya se ha presentado un cambio en las políticas de inversión de Pemex, en vista de que no se produjo ni un solo barril al orientar los proyectos hacia aguas profundas. La prioridad ahora es concentrarse en el desarrollo de aguas someras y áreas terrestres; esto permitirá duplicar la actividad exploratoria con los mismos recursos.

El dinamismo en aguas someras del país es evidente. En septiembre del año pasado, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) aprobó planes de exploración en aguas someras mexicanas. La inspección cuenta con inversiones por más de 196 millones de dólares por parte de contratistas privados de las rondas petroleras durante los próximos cuatro años. Aunado a esto, se contempla una inversión de casi 100 millones de dólares por parte de Petróleos Mexicanos en la etapa final de recuperación de un campo ubicado en este tipo de recursos.

Asimismo, la CNH aprobó a Pemex un ajuste del 126% en materia de inversiones para recuperar 30% más hidrocarburos en el campo Kanaab de la asignación A174, a 150 kilómetros del puerto de Dos Bocas. Se pretende rescatar una reserva probada de 7.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Hasta julio pasado, el campo Kanaab reportó una extracción de 2 mil 170 barriles diarios de petróleo crudo y de 7.1 millones de pies cúbicos de gas.

Ahora, estamos frente a una nueva forma de entender a la industria, con el trabajador petrolero como pilar fundamental para el logro de las metas propuestas.

“In attending to the oil experts, their problems, challenges, objectives, and expectations, we sided with them, as they were abandoned. Their work ceased to have the relevance that an activity like the one they carry out has for the country. That was not fair and, therefore, we had to retake something as essential as the attention to workers in the sector,” the Secretary said in a recent interview for a national news network.

Rocío Nahle assured that this is the case, with attention to the oil workers, as the proposed objectives have been gradually achieved. Therefore, because conditions for industry employees have changed, the Secretary of Energy said this factor will be decisive in achieving the goals of boosting the country's hydrocarbon production.

Production Policy in Areas with Guaranteed Success

The deepwater exploration policy is sidelined due to the projects' high price and its low probability of success. Now, Mexico will explore to find oil and boost domestic production in shallow waters. According to the sector's authorities, exploration in shallow waters guarantees exploratory success, as these are areas with oil and lower costs.

There has already been a change in Pemex's investment policies, given that not a single barrel was produced by orienting projects towards deep waters. The priority now is to concentrate on the development of shallow waters and land areas; this will allow for a doubling of exploratory activity with the same resources.

The country's dynamism in shallow waters is clear. In September of last year, the National Hydrocarbons Commission (CNH, by its acronym in Spanish) approved exploration plans in Mexican shallow waters. The inspection includes investments of more than 196 million dollars by private contractors in the oil rounds over the next four years. In addition, an investment of almost 100 million dollars is contemplated by Petróleos Mexicanos in the final stage of recovery of a field located in this type of resource.

Also, the CNH approved Pemex an adjustment of 126% in terms of investment to recover 30% more hydrocarbons in the field Kanaab of the allocation A174, 150 kilometers from the port of Dos Bocas. A proven reserve of 7.1 million barrels of crude oil equivalent is intended to be rescued. Until last July, the Kanaab field reported a daily extraction of 2,170 barrels of crude oil and 7.1 million cubic feet of gas.

Now, we are facing a new way of understanding the industry, with the oil worker as the fundamental pillar for achieving the set goals.

◆ Parámetro que disminuye a medida que reduce la presión del yacimiento
/ Parameter decreasing as reservoir pressure is reduced

Compresibilidad variable y su efecto en el factor de recuperación final en un yacimiento poco consolidado

Autor/ Author: M. en I. David Manzano Ángeles (Pemex Exploración y Producción)

La compresibilidad de la formación es un parámetro que disminuye a medida que reduce la presión del yacimiento y difícilmente exhibe un comportamiento constante. Su valor depende de la magnitud de los esfuerzos externos (horizontales y verticales), de la presión de poro, del tipo de roca y características petrofísicas de la misma.

Existen diferencias entre los esfuerzos presentes en un yacimiento y aquellos a los que se somete un tapón de núcleo durante una prueba hidrostática de compresibilidad; sin embargo, esta última tiene validez bajo el concepto de esfuerzo neto efectivo. En un yacimiento, la presión de sobrecarga se considera constante y la extracción de los fluidos provoca el cambio en la presión del medio poroso. Mientras que, en una prueba hidrostática de laboratorio, la presión del medio poroso se mantiene constante y la presión de confinamiento sobre el tapón (analogía con la presión de sobrecarga) cambia con el tiempo.

Es importante señalar que la compresibilidad de la formación obtenida a través de pruebas de laboratorio, generalmente presenta un amplio rango de valores para una misma presión de confinamiento; esto se debe a los cambios en la competencia de la roca de cada uno de los tapones seleccionados. Algunas propiedades de la roca que afectan la compresibilidad son: las condiciones de cementación, el tamaño y clasificación del grano y la porosidad, entre otras. Por lo tanto, y con el fin de tener valores representativos de compresibilidad de la formación, es necesario establecer datos promedio de compresibilidad para cada tipo de roca y presión de confinamiento.

En un yacimiento petrolero, se presentan tres esfuerzos externos principales: esfuerzo horizontal máximo, horizontal mínimo y vertical o de sobrecarga. Éstos,

Variable compressibility and its effect on the ultimate recovery factor in a poorly consolidated reservoir

Formation compressibility is a parameter that decreases as reservoir pressure is reduced and hardly exhibits a consistent performance. Its value depends on the magnitude of external efforts (horizontal and vertical), pore pressure, type of rock and petrophysical characteristics.

junto con la presión de poro, permiten calcular el esfuerzo neto efectivo o presión de confinamiento.

Compresibilidad de la formación

La compresibilidad de la formación (C_f) se define como el cambio de volumen poroso que sufre una unidad de volumen de roca del yacimiento por unidad de cambio de presión en un sistema a temperatura constante (Ecuación 1).

Existen dos formas básicas de determinar la compresibilidad del medio poroso. La primera y más común es a través de correlaciones existentes en la literatura; la segunda mediante pruebas de laboratorio a tapones de núcleo del yacimiento y existen dos tipos de prueba especializadas para este fin.

Primero, las pruebas hidrostática o triaxial, en las cuales se mide la reducción del volumen poroso y de la roca al aumentar la presión de confinamiento. Estas pruebas son fáciles de realizar en el laboratorio, sin embargo, la compresibilidad del volumen poroso es típicamente mayor a la del yacimiento y es necesario corregirlas. Por otro lado, la prueba uniaxial de deformación es aquella en donde el esfuerzo vertical se mantiene constante y los esfuerzos horizontales varían para no tener deformación horizontal a medida que la presión del poro disminuye. En esta prueba, toda la deformación se da en la dirección vertical y se considera la más representativa de las

There are differences between the efforts present in a reservoir and those to which a core plug is subjected during a hydrostatic compressibility test; however, the latter is valid under the concept of effective net effort. In a reservoir, the overload pressure is considered constant and the extraction of the fluids causes the pressure of the porous medium to change. Whereas, in a hydrostatic laboratory test, the pressure of the porous medium remains constant and the confining pressure on the plug (analogy to the overload pressure) changes over time.

It is important to note that the formation compressibility obtained through laboratory tests generally presents a wide range of values for the same confining pressure; this is due to changes in the rock composition of each of the selected plugs. Some properties of the rock that affect compressibility are cementation conditions, grain size and classification, and porosity, among others. Therefore, to have representative formation compressibility values, it is necessary to establish average compressibility data for each type of rock and confining pressure.

In an oil reservoir, there are three main external efforts: maximum horizontal, minimum horizontal and vertical or overload. These, together with the pore pressure, make it possible to calculate the effective net effort or confining pressure.

Ecuaciones. / Equations.

$$1.- \quad C_f = \frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right]$$

$$2.- \quad \nu = \frac{\Delta \text{ Diametro}}{\Delta \text{ Longitud}}$$

$$3.- \quad USFe = \frac{(1 + PR)}{3 * (1 - PR)}$$

$$4.- \quad \Delta P_p = \frac{-\Delta NOBP}{USFe}$$

$$5.- \quad S_{eff} = S_v - P_p$$

Formation compressibility

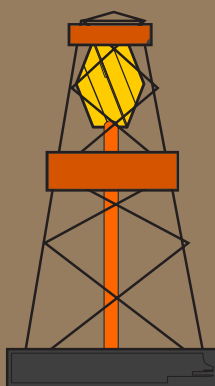
Formation compressibility (C_f) is defined as the porous volume change that a reservoir rock volume unit undergoes per unit change in pressure in a system at a constant temperature (Equation 1).

There are two basic ways to determine the compressibility of the porous medium. The first and most common is through existing correlations in the literature; the second through laboratory testing of reservoir core plugs and there are two types of specialized testing for this purpose.

First, hydrostatic or triaxial tests, in which the reduction of porous volume and rock is measured by increasing confining pressure. These tests are easy to do in the laboratory, however, the compressibility of the porous volume is typically higher than that of the reservoir and needs to be corrected. On the other hand, the uniaxial deformation test is one in which the vertical effort remains constant and the horizontal efforts vary so as not to have horizontal deformation as the pore pressure decreases. In this test, all deformation occurs in the vertical direction and is considered to be the most representative of reservoir conditions, since the formation compressibility estimated with this test does not require correction.

The Poisson ratio (ν) establishes the dependence that exists between the effort on the material and its deformation. It is defined as the relationship between normal deformation to effort and deformation in the direction of effort; generally, reservoir engineering calculations assume a constant (Equation 2).

The elastic uniaxial deformation factor is given by Equation 3, with which the correction factor is obtained to transform the data produced from the hydrostatic test into a uniaxial deformation test (Value of elastic uniaxial deformation factor: 0.43). Also, according to the formation compressibility equation, it is required to determine the value of ΔP_p or the corrected $\Delta NOBP$ (Equation 4).



condiciones del yacimiento, ya que la compresibilidad de la formación estimada con esta prueba no requiere corrección.

La relación de Poisson (ν) establece la dependencia que existe entre el esfuerzo sobre un material y su deformación. Se define como la relación entre la deformación normal al esfuerzo y la deformación en la dirección del esfuerzo; generalmente, en los cálculos de ingeniería de yacimiento se asume constante (Ecuación 2).

El factor de deformación uniaxial elástico (USFe) está dado por la Ecuación 3, con la que se obtienen el factor de corrección para transformar los datos producidos de la prueba hidrostática en una prueba de deformación uniaxial (Valor de factor de deformación uniaxial elástico: USFe= 0.43). Asimismo, de acuerdo con la ecuación de compresibilidad de la formación, se requieren determinar el valor de ΔP_p o del $\Delta NOBP$ corregido (Ecuación 4).

Effective net effort

Different authors have analyzed the effective net effort (Seff); Terzaghi (1949) established that Seff acting on the boundary of an element is equal to the difference between vertical effort (Sv) and pore pressure (Pp) (Equation 5). This Terzaghi only applies to cases in one dimension. Biot (1941) developed Equation 6, which allows the calculation of effective net effort as a function of average effort, pore pressure and Biot coefficient (α).

In Equation 7, the average total effort (S) is a function of the three main efforts acting on the reservoir; these are the vertical effort (Sv), the maximum horizontal effort (SH) and minimum horizontal effort (Sh). The vertical or overload effort for deepwater reservoirs in the Gulf of Mexico includes the water columns and the lithostatic column (Equation 8).

A simpler way to calculate the minimum effort, if registers are not available, is to use the fracture gradient registers defined during the well drilling stage (Equation 9). Finally, taking as a reference the laboratory hydrostatic test used to measure the compressibility of the samples, in which equal efforts are applied in all three directions, it is established that the total average effort in the reservoir should be calculated with Equation 10.

Ecuaciones. / Equations.

$$6.- S_{eff} = S - \alpha P_p$$

$$7.- S = \frac{1}{3}(S_v + S_H + S_h)$$

$$8.- S_v = G_o * h_s + G_w * h_w$$

$$9.- S_h = F * h_s + G_w * h_w$$

$$10.- S_m = \frac{1}{3}(S_v + S_h + S_H)$$

$$S_m = \frac{1}{3}(9378 + 8374 + 8500)$$

$$S_m = 8750.6 \text{ psi} = 615.2 \text{ kg/cm}^2$$

Nomenclatura / Nomenclature

Cf: compresibilidad de la formación (formation compressibility)

Vp: volumen poroso (porous volume)

Pp: presión de poro (pore pressure)

Sv: esfuerzo vertical (vertical effort)

Go: gradiente de sobrecarga (0.9 – 1.1 psi/pie o/or 20.36 – 24.88 kPa/m) (overload gradient)

Gw: gradiente de la columna de agua de mar (0.43 psi/pie o/or 10.17 kPa/m) (seawater column gradient)

hs: altura de sobrecarga (height overload)

hw: tirante de agua (water strain)



Esfuerzo neto efectivo

Diferentes autores han analizado el esfuerzo neto efectivo (Seff); Terzaghi (1949) estableció que Seff que actúa sobre la frontera de un elemento es igual a la diferencia entre el esfuerzo vertical (S_v) y la presión de poro (P_p) (Ecuación 5). Esta Terzaghi sólo aplica para casos en una dimensión. Biot (1941) desarrollo la Ecuación 6, la cual permite calcular el esfuerzo neto efectivo como una función del esfuerzo promedio, la presión de poro y el coeficiente de Biot (α).

En la Ecuación 7, el esfuerzo total promedio (S) es función de los tres esfuerzos principales que actúan en el yacimiento; estos son: el esfuerzo vertical (S_v), el esfuerzo horizontal máximo (S_H) y el esfuerzo horizontal mínimo (S_h). El esfuerzo vertical o de sobrecarga para yacimientos en aguas profundas del Golfo de México incluye las columnas de agua y la columna litostática (Ecuación 8).

Una forma más sencilla de calcular el esfuerzo mínimo, en caso de no disponer de registros, es utilizar los registros de gradiente de fractura definido durante la etapa de perforación de los pozos (Ecuación 9). Por último, tomando como referencia la prueba hidrostática de laboratorio utilizada para medir la compresibilidad de las muestras, en la cual se aplican esfuerzos iguales en las tres direcciones, se establece que el esfuerzo total promedio en el yacimiento se deberá calcular con la Ecuación 10.

Conclusiones

- Se debe tener especial cuidado cuando se usan correlaciones para el cálculo de la compresibilidad de la formación, ya que el comportamiento de ésta con respecto a la porosidad puede variar significativamente. Utilizar una correlación que no aplica por las condiciones bajo las que fue obtenida, conlleva grandes errores en el cálculo de los factores de recuperación final.

- Se resalta la importancia de corregir los datos de Cf proporcionados por el laboratorio, especialmente cuando fueron obtenidos por pruebas hidrostáticas; se demuestra que el no hacerlo acarrea errores.
- El cálculo de los esfuerzos principales en el yacimiento es crucial en la determinación de la compresibilidad de la formación variable.
- El factor de recuperación se ve afectado en un 5% para este tipo de yacimientos poco consolidados, bajo saturados y volumétricos, si no se realiza el ajuste de la compresibilidad variable y además se utilizan correlaciones disponibles en la literatura.

Conclusions

- Special caution must be taken when employing correlations to calculate the compressibility of the formation, as its compressibility performance can vary significantly regarding porosity. Using a correlation that does not apply because of the conditions under which it was obtained leads to large errors in the calculation of the final recovery factors.
- The importance of correcting the Cf data provided by the laboratory is emphasized, especially when obtained by hydrostatic tests; it is demonstrated that not doing so leads to errors.
- The calculation of the main efforts in the reservoir is crucial in determining the compressibility of the variable formation.
- The recovery factor is affected by 5% for this type of reservoirs that are not consolidated, under saturated and volumetric, if the variable compressibility adjustment is not carried out and, in addition, correlations available in the literature are used.



Tabla 1. Valores de Relación de Poisson. Table 1. Poisson Ratio Values

m	Presión de Confinamiento Containment Pressure	PR Estática Static PR	PR Dinámica Dynamic PR
4293.74	1332.09	0.20	0.17
4304.40	1332.09	0.14	0.13
4295.51	1332.09	0.13	0.17
4346.40	1332.09	0.14	0.16
4348.80	1332.09	0.11	0.16
4293.17	1332.09	0.41	0.13

La industria petrolera ha tenido que explotar yacimientos que representan grandes retos para los ingenieros
 / The oil industry has had to exploit reservoirs that represent great challenges for engineers

Análisis de pruebas de presión para flujo de aceites extrapesados con comportamiento no-newtoniano



El análisis de pruebas de presión —tales como incremento, decremento, inyección, etc.— son de vital importancia para la ingeniería de yacimientos y de producción. Es necesario disponer de información suficiente acerca del yacimiento para diseñar un plan de explotación óptimo.

La declinación constante de la producción de los campos de aceite convencional ha generado que la industria petrolera se vea en la necesidad de explotar yacimientos que contienen aceite pesado y extrapesado; lo que representa un gran reto para los ingenieros. Debido a que estos aceites son, en la actualidad, la mayor reserva de hidrocarburos en el mundo, es crucial implementar las técnicas adecuadas para la caracterización de estos yacimientos.

Antecedentes

Flujo de fluidos no-newtonianos a través de medios porosos

McKinley, Jahns y Harris (1960) presentaron un trabajo donde describen el flujo unidimensional lineal de un fluido no-newtoniano (polímero) en un medio poroso consolidado. Los autores utilizaron una ley de Darcy modificada para poder representar el flujo a través del medio poroso; la desarrollaron por analogía directa de los resultados obtenidos para el flujo del fluido a través de un tubo capilar uniforme.

Christopher y Middleman (1965) utilizaron el modelo del tubo capilar para modificar la ecuación de Blake-Kozeny; es la relación semi-empírica más utilizada para describir el flujo laminar de un fluido newtoniano a

través de medios porosos. Gogarty (1967) desarrolló un estudio para determinar la relación entre la velocidad de corte promedio a través del núcleo y la velocidad del fluido inyectado. Lo anterior para poder reemplazar la viscosidad en la ley de Darcy por una relación que tome en cuenta la velocidad de corte promedio, así como las propiedades reológicas del fluido no-newtoniano.

Por su parte, Van Poollen y Jargon (1969) publicaron un trabajo en el cual desarrollaron soluciones para el flujo radial estacionario de un fluido con comportamiento reológico, descrito por la ley de potencias. Los resultados del comportamiento estacionario se obtuvieron empleando el método de diferencias finitas y se presentaron por medio de gráficas de la caída de presión adimensional contra el tiempo adimensional, para un gasto de inyección constante.

Savins (1969) llevó a cabo un estudio amplio del flujo de fluidos no-newtonianos a través de medios porosos, comparando los resultados obtenidos por varios autores: Truesdell (1964), Christopher y Middleman (1965), Bird (1965), Sadowski (1965), McKinley (1966), Marshall y Metzner (1967), Gogarty (1967), entre otros.

Autores / Authors:
 Carlos Alberto
 Hernández Niño,
 Doctor Fernando
 Samaniego
 Verduzco

$$1. P_{DNN}(t_{DNN}) = \frac{P_i - P(r, t)}{\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^n \frac{\mu_{ef} r_w^{1-n}}{k}}$$

$$2. t_{DNN} = \frac{t}{Gr_w^{3-n}}$$

Donde:

$$3. G = \frac{n\phi\mu_{ef}c_t}{k} \left(\frac{2\pi h}{q}\right)^{1-n}$$

$$4. \frac{P_i - P_{ws}(t_p + \Delta t)}{\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^n \frac{\mu_{ef} r_w^{1-n}}{k}} = P_{DNN}[(t_p + \Delta t)_{DNN}] - P_{DNN}(\Delta t)_{DNN}$$

$$5. \frac{P_i - P_{ws}(t_p)}{\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^n \frac{\mu_{ef} r_w^{1-n}}{k}} = P_{DNN}[(t_p)_{DNN}]$$

Pressure test analysis for extra-heavy oil flow with non-Newtonian performance

The analysis of pressure tests —such as increase, decrease, injection, etc.— are of vital importance for reservoir and production engineering. Sufficient information about the site is needed to design an optimal exploitation plan.

The constant decline in the production of conventional oil fields has caused the oil industry to find itself in the need to exploit reservoirs containing heavy and extra-heavy oil, which represents a great challenge for engineers. Because these oils are currently the largest hydrocarbon reserve in the world, it is crucial to implement the appropriate techniques for the characterization of these reservoirs.

Background information

The flow of non-Newtonian fluids through porous media

McKinley, Jahns, and Harris (1960) presented a paper describing the one-dimensional linear flow of non-Newtonian fluid (polymer) in a consolidated porous media. The authors used a modified Darcy's law to represent the flow through the porous media; they developed it by the direct analogy of the results obtained for the flow of the fluid through a uniform capillary tube.

Christopher and Middleman (1965) used the capillary tube model to modify the Blake-Kozeny equation; it is the most commonly used semi-empirical relationship to describe the laminar flow of a Newtonian fluid through porous media. Gogarty (1967) developed a study to determine the relationship between the average cutting speed through the core and the speed of the injected fluid. The latter to replace the viscosity in Darcy's law with a ratio that takes into account the average cutting speed as well as the rheological properties of the non-Newtonian fluid.

Van Poolen and Jargon (1969) published a paper in which they developed solutions for the stationary radial flow of a fluid with rheological performance, described by the power law. The results of the stationary performance were obtained using the finite difference method and were presented using graphs of the drop of non-dimensional pressure against non-dimensional time, for a constant injection expense.

Savins (1969) performed a wide-ranging study of the flow of non-Newtonian fluids through porous media, comparing the results obtained by several authors: Truesdell (1964), Christopher and Middleman (1965), Bird (1965), Sadowski (1965), McKinley (1966), Marshall and Metzner (1967), Gogarty (1967), among others.

Pressure test analysis for non-Newtonian fluid flow

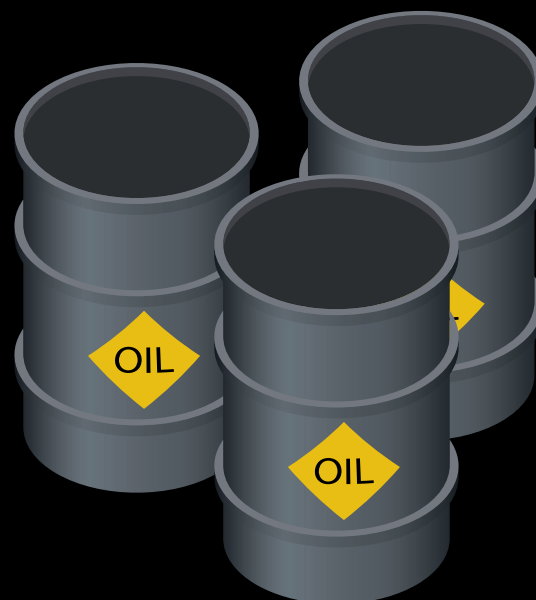
Odeh and Yang (1979) developed a partial differential equation to represent the flow of a non-Newtonian fluid with rheological performance, described by the power law, through the porous media. The authors linearized the differential equation and obtained

$$6. \frac{P_{ws}(t_p + \Delta t) - P_{ws}(\Delta t = 0)}{\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^n \frac{\mu_{ef} r_w^{1-n}}{k}} = P_{DNw}[(t_p)_{DNN}] - P_{DNw}[(t_p + \Delta t)_{DNN}] + P_{DNw}[(\Delta t)_{DNN}]$$

Si $t_p \gg \Delta t$ es posible considerar que:

$$7. \frac{(t_p + \Delta t)}{t_p} \approx 1 \quad \text{o} \quad P_{DNw}[(t_p + \Delta t)_{DNN}] = P_{DNw}[(t_p)_{DNN}]$$

$$\frac{P_{ws}(t_p + \Delta t) - P_{ws}(\Delta t = 0)}{\left(\frac{q}{2\pi h}\right)^n \frac{\mu_{ef} r_w^{1-n}}{k}} = P_{DNw}[(\Delta t)_{DNN}]$$



Análisis de pruebas de presión para flujo de fluidos no-newtonianos

Odeh y Yang (1979) desarrollaron una ecuación diferencial parcial para representar el flujo de un fluido no-newtoniano con comportamiento reológico, descrito por la ley de potencias, a través del medio poroso. Los autores linealizaron la ecuación diferencial y obtuvieron una solución analítica aproximada para el comportamiento del flujo transitorio, la cual se comparó con la solución calculada empleando el método de diferencias finitas y con la inversión de la solución exacta.

Asimismo, Ikoku (1978) propuso el método para analizar datos de presión transitoria cuando se tiene el flujo de un fluido, con comportamiento descrito por la ley de potencias, a través del medio poroso; esto mientras se realiza una prueba de inyección o una Prueba de Decaimiento de Presión (PDP o "falloff").

Vongvuthipornchai y Raghavan (1987,1988) presentaron dos trabajos. En uno de ellos se analizan las PDP en pozos fracturados, efectuadas posteriormente a la inyección de un fluido no-newtoniano, el cual se supone que su comportamiento reológico puede representarse por el modelo de ley de potencias. Wu y Pruess (1990) desarrollaron la metodología para analizar pruebas de presión cuando se produce un fluido de tipo plástico de Bingham en una sola fase. La ecuación diferencial parcial obtenida es una ecuación no lineal, la cual se resolvió

empleando el método integral para poder lograr una solución analítica aproximada.

Desarrollo

- Como base del método se seguirá la metodología planteada por Agarwal (1980) en su método para el análisis de datos de incremento; la presión de fondo adimensional no-newtoniana queda expresada en la Ecuación 1.
- Por otro lado, el tiempo adimensional no-newtoniano se define por las Ecuaciones 2 y 3.
- Similarmente, como lo discute Agarwal (1980), para obtener soluciones para el incremento de presión se debe aplicar el principio de superposición a la solución de decremento de presión, lo cual resulta en la Ecuación 4.
- La presión del pozo para el caso de flujo de un fluido no-newtoniano,

an approximate analytical solution for the transient flow performance, which was compared with the solution calculated using the finite difference method and with the inversion of the exact solution.

Also, Ikoku (1978) proposed the method for analyzing transient pressure data when a fluid flow, with the performance described by the power law, through the porous media; this while carrying out an injection test or a Pressure Decay Test (PDT or "falloff").

Vongvuthipornchai and Raghavan (1987,1988) presented two papers. In one of them, the PDT is analyzed in fractured wells, carried out after the injection of a non-Newtonian fluid. Wu and Pruess (1990) developed the methodology for analyzing pressure tests when a Bingham plastic-type fluid is produced in a single phase. The partial differential equation obtained is a non-linear equation, which was solved by using the integral method to achieve an approximate analytical solution.

Development

- The method will be based on the methodology proposed by Agarwal (1980) in his method for the analysis of incremental data; the non-Newtonian dimensionless background pressure is expressed in Equation 1.
- On the other hand, non-Newtonian dimensionless time is defined by Equations 2 and 3.
- Similarly, as discussed by Agarwal (1980), to obtain solutions for pressure increase, the principle of superposition must be applied to the pressure decrement solution, which results in Equation 4.
- The well pressure for the case of flow of a non-Newtonian fluid, at the end of the production period, is expressed by Equation 5.
- Equation 6 is the basis for generating pressure increasing type curves when a non-Newtonian fluid is present in the reservoir. It can be observed that Equation 7 is similar to Equation 1; for this case, where it has been assumed that the production time is quite greater than the closing time.

Application Examples

Pressure Decay Test (PDT)

Data for this first example were taken from a PDT submitted by Ikoku (1978). The test consisted of the injection of a non-Newtonian fluid into

al término del periodo de producción, está expresada por la Ecuación 5.

- La Ecuación 6 es la base para generar curvas tipo de incremento de presión cuando se tiene un fluido no-newtoniano en el yacimiento. Puede observarse que la Ecuación 7 es similar a la Ecuación 1; para este caso, en que se ha supuesto que el tiempo de producción es bastante mayor que el tiempo de cierre.

Ejemplos de Aplicación Prueba de Decaimiento de Presión (PDP)

Los datos para este primer ejemplo se tomaron de una PDP presentada por Ikoku (1978). La prueba consistió en la inyección de un fluido no-newtoniano a la formación productora, como parte de un proceso de recuperación mejorada en un campo de aceite. El espesor neto de la formación fue de 30 (9.144) pies m; el fluido se inyectó a un gasto de 4 3 500 (9.20 10) BPD por un periodo de 90 horas. Posteriormente, el pozo se cerró por 6 horas.

La porosidad de la formación fue de 0.25, el radio del pozo igual a 0.25 (0.0762) pies; la compresibilidad total de la formación igual a 61919.00 10 (1.035 10) psi Pa y el factor de volumen del aceite con un valor de 331.00 mm.

Conclusiones

1. Se presentó la respuesta de incremento de presión de un pozo en el que se tuvo flujo transitorio de un fluido no-newtoniano; considerando los efectos del tiempo de producción, así como el almacenamiento del pozo y el daño para un yacimiento infinito.
2. Se planteó el desarrollo para obtener el tiempo de decremento equivalente para el flujo de un fluido no-newtoniano.
3. Se obtuvieron valores aceptables para la movilidad, el factor de daño y la permeabilidad al utilizar el tiempo de decremento equivalente no-newtoniano, al analizar los datos de la prueba de decaimiento de presión, obteniendo errores de alrededor del 10%.
4. Con base en el análisis de los datos de presión del pozo A, cuyo aceite tiene una densidad API de 8 grados, se puede concluir que muestran una ligera tendencia no-newtoniana, pero no lo suficiente para poder afirmar con certeza que el aceite de este yacimiento presenta un comportamiento no-newtoniano a condiciones de yacimiento.
5. Es necesario contar con un experimento reológico del aceite extrapesado de un yacimiento para poder determinar su consistencia, la cual se requiere para estimar la permeabilidad de la formación

the producing formation, as part of an improved recovery process in an oil field. The net formation thickness was 30 (9,144) feet m; fluid was injected at a rate of 4 3 500 (9.20 10) BPD for 90 hours. Subsequently, the well was closed for 6 hours.

Formation porosity was 0.25, well radius equal to 0.25 (0.0762) feet; total formation compressibility equal to 61919.00 10 (1.035 10) psi Pa and oil volume factor with a value of 331.00 mm.

Conclusions

1. The pressure increase response of a well with a transient flow of a non-Newtonian fluid was presented; considering the effects of production time, just as well storage and damage to an infinite reservoir.
2. The development was proposed to obtain the equivalent decreasing time for the flow of a non-Newtonian fluid.
3. Acceptable values for mobility, damage factor and permeability were obtained by using the non-Newtonian equivalent decay time when analyzing the pressure decay test data, obtaining errors of about 10%.
4. Based on the analysis of the pressure data from well A, whose oil has an API density of 8 degrees, it can be concluded that they show a slight non-Newtonian tendency, but not enough to be able to affirm with certainty that the oil from this reservoir exhibits non-Newtonian behavior under reservoir conditions.
5. A rheological experiment of the extra-heavy oil from a reservoir is necessary to determine its consistency, which is required to estimate the permeability of the formation.



◆ El transporte de hidrocarburos es uno de los grandes retos de la industria petrolera en México y el mundo.
/ The transportation of hydrocarbons is one of the great challenges of the oil industry in Mexico and the world

Simulación dinámica de la red de transporte de mezcla aceite-gas de los campos **Ayatsil-Tekel**

Dynamic simulation of the oil-gas mixture transport network of the Ayatsil-Tekel fields

Autores / Authors:

Ing. Arturo Hernández Madariaga

Ing. Miguel Ángel Pérez Mares

Ing. Miguel Ángel Paredes Vargas

Ing. Isla del Carmen Tovilla Peña

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta la industria petrolera es el transporte de hidrocarburos; especialmente cuando se trata de crudos pesados y extrapesados con calidades de 6 a 13 °API y viscosidades superiores a 2,000 cP. Para dar solución a esta problemática, se es necesario llevar a cabo diversos estudios de aseguramiento de flujo.

One of the main problems faced by the oil industry is the transportation of hydrocarbons; especially when it comes to heavy and extra-heavy crudes with qualities from 6 to 13 °API and viscosities higher than 2,000 cP. To provide a solution to this problem, it is necessary to carry out various flow assurance studies.

Con la explotación de los campos Ayatsil y Tekel (fase I de los campos de crudo extrapesado), localizados cerca del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, se espera que, en los próximos años, la aportación a la producción nacional de crudos pesados y extrapesados se incremente de forma importante.

El crudo de los campos Ayatsil-Tekel tiene una temperatura relativamente alta y una viscosidad relativamente baja. Sin embargo, la energía calorífica del fluido se empieza a perder hacia los alrededores en su transporte hacia la superficie de la plataforma, a través de las paredes de las tuberías de los pozos y líneas superficiales, en forma más importante. Esto ocasiona que la viscosidad detenga estos fluidos en su trayectoria hacia los centros de procesamiento, sobre todo en condiciones de paros no programados. Por tal motivo, se determinó emplear la dilución con crudos ligeros (35°API), para evitar la problemática de aseguramiento de flujo.

De acuerdo a lo anterior, es necesario contar con los estudios térmicos e hidráulicos de los sistemas de producción, desde la cara de la formación hasta los puntos de entrega apoyados en el uso y aplicación de herramientas de simulación de flujo multifásico en régimen transitorio. Es necesario que permitan contar con un conocimiento detallado de las propiedades de los fluidos producidos, procesados y transportados, a fin de reducir los riesgos asociados al aseguramiento de flujo.

Desarrollo

La metodología empleada consistió en la elaboración de las simulaciones dinámicas del transporte de crudo en 21 °API, desde las plataformas PP-Ayatsil-A/B/C/D y PP-Tekel-A. Hacia la plataforma PBKu-H, para el manejo de la producción temprana, y hacia la Unidad Flotante de Procesamiento (UFP), para el año de

máxima producción; durante una condición de operación continua y ante un paro no programado operacional de 1, 5 y 8 días y arranque.

La temperatura de salida de la mezcla de crudo del campo Ayatsil-Tekel y CLM se determinó a 45 °C (65°C del crudo de 11°API y 22°C el CLM); con una presión de llegada en la plataforma PB-Ku-H y en la UFP de 25 kg/cm² man. Esto con la finalidad de asegurar el manejo de producción en fase líquida y evitar riesgos de

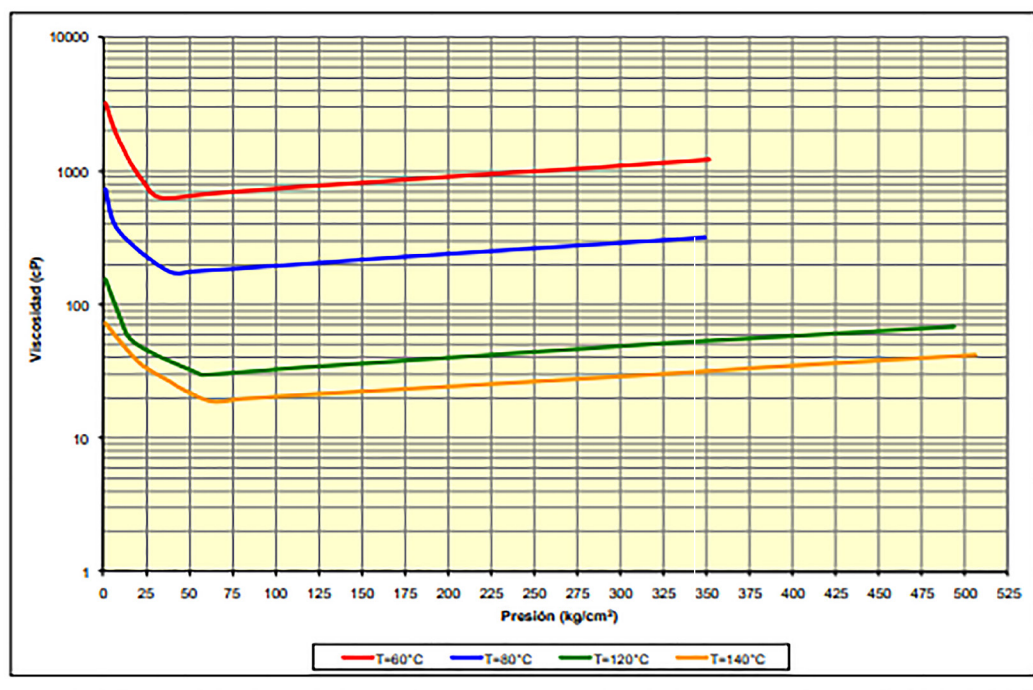
With the exploitation of the Ayatsil and Tekel fields (phase I of the extra-heavy oil fields), located near the Ku-Maloob-Zaap Production Asset, it is expected that, in the coming years, the contribution to the national production of heavy and extra-heavy petroleum will increase significantly.

The oil from the Ayatsil-Tekel fields has a relatively high temperature and a relatively low viscosity. However, the thermal energy of the fluid is lost towards the surroundings as it is transported to the platform's surface, most importantly through the walls of the well pipes and surface lines. This causes the viscosity to stop these fluids on their way to the processing centers, especially under unscheduled shutdown conditions. For this reason, it was decided to use dilution with light crudes (35°API) to avoid flow assurance.

According to this, it is necessary to have the thermal and hydraulic studies of the production systems, from the training face to the delivery points supported by the use and application of multiphase flow simulation tools in the transient regime. It is necessary to have a detailed knowledge of the properties of the fluids produced, processed and transported, to reduce the risks associated with flow assurance.

Development

The methodology consisted in the elaboration of dynamic simulations of the transport of crude oil in 21 °API, from platforms PP-Ayatsil-A/B/C/D and PP-Tekel-A. To the PBKu-H platform, for handling early production, and to



the Floating Processing Unit (FPU), for the year of maximum production; during a continuous operating condition and before an unscheduled operational shutdown of 1, 5 and 8 days and start-up.

The exit temperature of the crude oil mixture from the Ayatsil-Tekel and CLM field was determined at 45 °C (65°C from 11°API crude and 22°C from CLM); with an arrival pressure at the PB-Ku-H platform and the UFP of 25 kg/cm² man. This to ensure the management of production in the liquid phase and avoid risks of

Figura 1. Viscosidades del crudo extrapesado del campo Ayatsil (11.1 grados API)

Figure 1. Viscosities of extra-heavy crude oil of the Ayatsil field (11.1 degrees API)

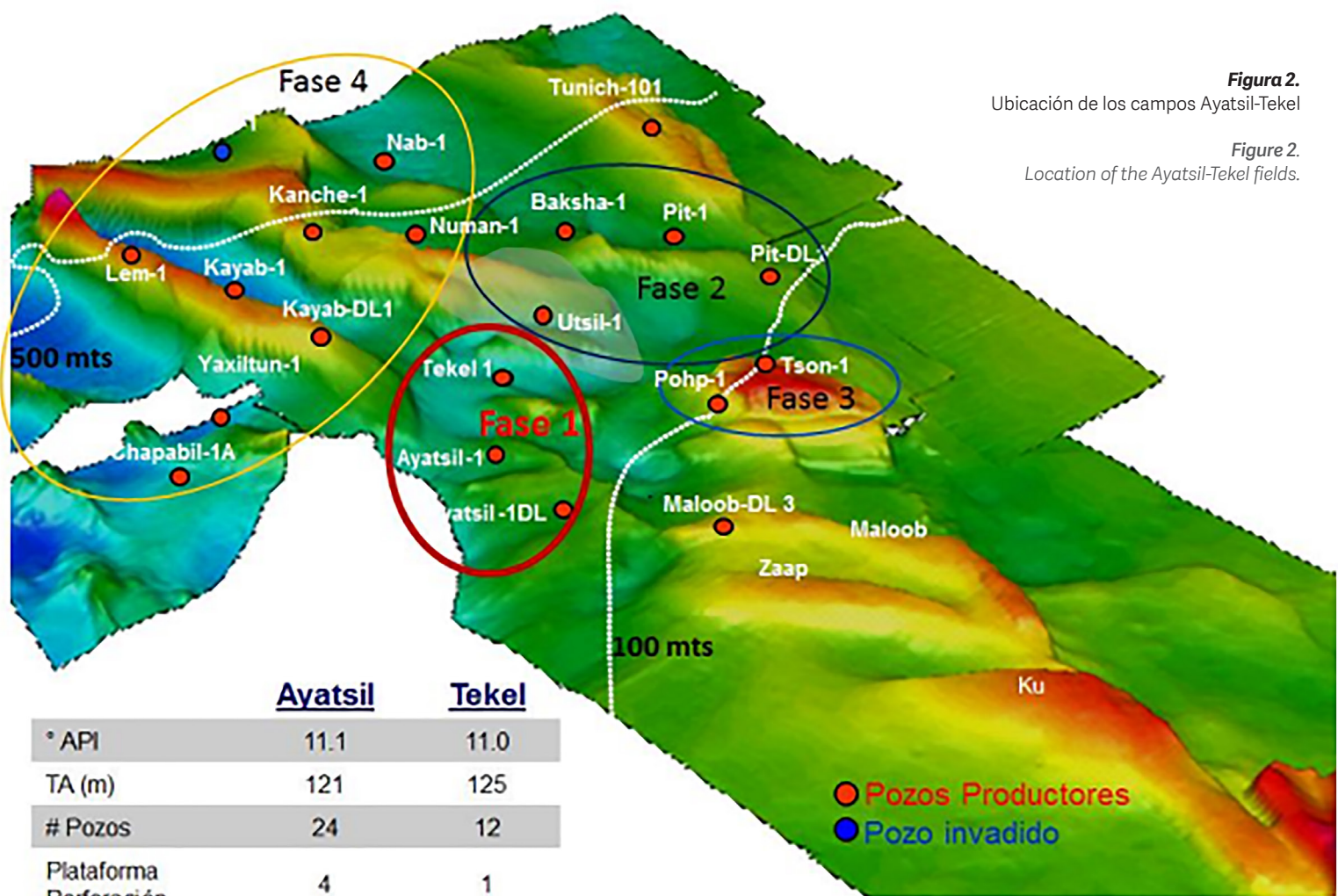


Figura 2.
Ubicación de los campos Ayatsil-Tekel

Figure 2.
Location of the Ayatsil-Tekel fields.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos de los campos del proyecto de Crudo Extrapesado

Tabla 1. Properties of Field Fluids in the Extra-Heavy Oil Project

Propiedad	Maloob	Ayatsil-1	Ayatsil-DL1	Tekel	Baksha	Pit-1	Pit-DL1 2ª Pba	Tson K	Tson JSK	Pohp*	Pohp JSK	Kayab 1A-DL	Kanche	Nab**	Numan	Yaxiltun
°API	13.7	10.5	11.1	11	9.6	9.6	11.4	8.2	8.0	8.5	12	9	6.0	8.8	9.2	9
μ_{cp} @ Py y Ty	12	17.1*	42	42	292	404.7	46.6	82.48	59	35	-	105.61	1539	310	2437	112
	155°C	118 °C	122 °C	110 °C	80 °C	101 °C	-	102.9 °C	83 °C	96 °C	-	108 °C	78 °C	78 °C	80 °C	103.1 °C
RGA @ Pb (m ³ /m ³)	60	20.3	21.7	16.6	18.2	13.3	22.7	42.9	45.7	35.4	75.09	19.19	16.5	14.2	15	28.8
Pb (kg/cm ²)	138	48	55.05	42.09	42	57.37	82.47	143	151.3	92	-	53.02	33	34	34	54
T °C	118	119	122	110	82	101	112	95	102.9	98	120	108	78	71	80	103.1
Tirante de agua (m)	100	121	121	125	160	125	-	100	100	100	100	154	450	681	175	159
H ₂ S(%mol) Gas	4.84	20.06	21.012	28.8	5.1	1.4	3.2	7.5	11.7	10.4	12.5	22.7	9.5	0.51	7.11	11.8
CO ₂ (%mol) Gas	5.23	18.7	16.2	20	4.9	5.7	3.1	8.6	8.3	7.9	6.4	16.7	7.1	0.93	3	6.2
Bo @ Pb (Vol/Vol)	1.25	1,159	1,139	1,099	1,093	1,112	1,121	1.13	1.18	1,202	-	1,126	1,078	1,083	1,046	1,111
C ₁₂₊ (% mol)	34.42	56.8	49.82	51.46	57.83	63.86	47.02	42.4	41.85	48.11	-	63.1	65.13	62.74	64.09	48.04
Kh (mD-ft)	1.25e6	2.25e6	3.37e5	8.36	3.86e6	24.33e6	-	22.7e6	16.6e6	0.38e6	6.78e5	2.72e6	N/D	7.73e5	2.15e6	12.3e6
IP (bpd /kg/cm ²)	1102	1152	327	384	142	95	-	761	57	10	-	85	N/D	28	1	214
Qo medido (bpd)	7000	3712.5	3822	6206	2018	3216	8078	3192	3071	194	1709	2300	< 100	2000	518*	2953
Pi (kg/cm ²)	320	252.6 @4000m	261.8 @4217m	186 @3242m	316	342 @3125m	387 @3778m	224	249	202	147	383.8	283	272	291	376
Prof. De Ref. mD	3030	3800	4235	3285	3005	3375	3820	2575	2883	3070	3700	2570	2577	2590	2425	3081

Tabla 2. Viscosidades reportadas de laboratorio del campo Ayatsil.

Análisis PVT del pozo Ayatsil-DL1 - Viscosidad del fluido							
P(kg/cm ²)	T (60°C)	P(kg/cm ²)	T (80°C)	P(kg/cm ²)	T (120°C)	P(kg/cm ²)	T (140°C)
1.0	3230.3	1.0	734.8	1.0	154.9	1.0	72.5
6.9	1931.7	4.1	473.0	9.3	80.6	11.2	49.7
11.2	1491.2	8.8	353.8	14.8	56.2	20.4	36.8
14.8	1200.3	20.5	252.0	25.7	44.7	28.7	31.1
22.1	865.6	34.5	185.8	41.5	35.9	39.1	26.1
32.4	637.3	42.2	170.0	54.8	30.3	47.2	22.6
58.4	672.0	51.3	175.6	57.7	29.5	63.1	18.7
74.2	701.0	64.2	180.4	78.0	30.8	80.2	19.6
92.1	726.0	79.4	185.6	93.3	31.9	92.5	20.1
112.7	763.0	91.9	191.0	109.0	33.1	107.9	20.7
144.8	811.0	109.8	197.8	162.4	36.8	147.1	22.1
213.6	935.0	142.1	212.0	284.2	47.0	283.1	28.0
284.6	1064.8	200.0	239.0	333.4	51.7	348.0	31.5
351.7	1223.4	286.0	281.6	393.7	57.3	386.7	34.0
		348.7	317.0	493.6	68.1	457.0	38.5
						506.2	41.9

Notas:
1) Viscosidades en cP.
2) Presión de saturación (negritas).

Tabla 2. Viscosidades reportadas de laboratorio del campo Ayatsil

Tabla 2. Reported laboratory viscosities of the Ayatsil field

corrosión en los ductos por la presencia del gas libre con altos contenidos de CO₂ y H₂S durante el transporte.

Resultados

Para asegurar una presión de llegada a la plataforma PB-Ku-H y a la UFP de 25 kg/cm² man., Con el objetivo de que la producción de los campos Ayatsil-Tekel sea recibida en los puntos de entrega en fase líquida, cada plataforma deberá enviar su producción total de crudo.

Conclusiones y recomendaciones

- Durante el manejo y envío de la producción de cada plataforma, se asegura su transporte en una fase (líquida), bajo las condiciones de operación establecidas a la llegada de la UFP y PB-Ku-H de 25 kg/cm².
- Las presiones que se requieren para el envío de la producción de cada plataforma es mayor cuando se envía la producción temprana hacia PB-Ku-H (presión máxima de 32 kg/cm² man); en comparación a cuando se produce la mayor producción del campo Ayatsil-Tekel y se envía hacia la UFP (presión máxima de 27 kg/cm² man). Esto se debe a que, en el segundo escenario, la distancia es menor hacia el punto de entrega.
- Las mayores pérdidas de temperatura se presentan durante el manejo de la producción temprana, ya que la producción llega hacia PB-Ku-H a 25 °C; mientras que ésta llega en un rango de 39 a 32 °C cuando la producción es enviada hacia la UFP vía PLEM-1 y PLEM-2 en condiciones normales.
- Los paros y arranques de líneas de transporte permiten estimar los requerimientos de energía/presión para restablecer la producción. Las presiones requeridas para reanudar el envío de producción de cada plataforma hacia la UFP, después de un paro operativo, serán las mismas a las que opera el sistema de manera normal (presión máxima de 27 kg/cm² man). Esto debido a que el fluido después de un paro operativo de 8 días no incrementa por mucho su viscosidad, manteniéndose en el orden de 100 a 200 cP. Cabe mencionar que para un fluido de 11 °API a 45 °C y con 300,000 cP, su capacidad para fluir es completamente nula.
- Las temperaturas del fluido atrapado en las líneas que se encuentran enterradas en el lecho marino a 1m de profundidad, después de un día de paro, se fijan en el orden de 23 a 31 °C. Después de 5 días de paro operativo, la temperatura del fluido se mantiene en el rango de 19 a 21 °C y, por último, para 8 días alcanzará la temperatura del medio de 18 °C.
- Para el manejo de la producción de este sistema, se recomienda que la temperatura de transporte sea media. Esto para asegurar que el fluido producido sea transportado en una sola fase y evitar altos riesgos por el transporte de gas con altas concentraciones de H₂S y CO₂.

corrosion in the ducts by the presence of free gas with a high content of CO₂ and H₂S during transport.

Results

To ensure an arrival pressure at the PB-Ku-H platform and the UFP of 25 kg/cm² man. For the production of the Ayatsil-Tekel fields to be received at the delivery points in the liquid phase, each platform must send its total production of crude oil.

Conclusions and recommendations

- During the handling and shipment of the production of each platform, its transport is assured in a (liquid) phase, under the operating conditions established at the arrival of the UFP and PB-Ku-H of 25 kg/cm².
- The pressures required to send the production of each platform is higher when the early production is sent to PB-Ku-H (maximum pressure of 32 kg/cm² man); compared to when the higher production of the Ayatsil-Tekel field is produced and sent to the UFP (maximum pressure of 27 kg/cm² man). This is because, in the second scenario, the distance is smaller to the delivery point.
- The greatest temperature losses occur during the handling of early production, as production reaches PB-Ku-H at 25 °C; whereas production reaches a range of 39 to 32 °C when production is sent to UFP via PLEM-1 and PLEM-2 under normal conditions.
- Shutdowns and start-ups of conveyor lines allow estimating the energy/pressure requirements to restore production. The pressures required to resume sending production from each platform to the UFP, after an operational stoppage, will be the same as the system operates normally (maximum pressure of 27 kg/cm² man). This is because the fluid after an 8-day operating stop does not increase its viscosity much, remaining in the order of 100 to 200 cP. It is worth mentioning that for a fluid of 11 °API at 45 °C and with 300,000 cP, its capacity to flow is completely null.
- The temperatures of the fluid trapped in the lines buried in the seabed at a depth of 1m, after a day's shutdown, are set in the order of 23 to 31 °C. After 5 days of operating stoppage, the fluid temperature is maintained in the range of 19 to 21 °C and finally, for 8 days it will reach the medium temperature of 18 °C.
- For the management of the production of this system, it is recommended that the transport temperature be medium. This is to ensure that the produced fluid is transported in a single-phase and to avoid high risks by transporting gas with high concentrations of H₂S and CO₂.

◆ McGuire-Sikora fueron pioneros en el estudio matemático de la respuesta productiva de una fractura vertical / McGuire-Sikora pioneered the mathematical study of the productive response of a vertical fracture

Solución analítica para **cálculo del incremento productivo** en yacimientos laminados fracturados hidráulicamente

Analytical solution for calculating the production increase in hydraulically fractured laminated reservoirs

Autor / Author:
Javier Ballinas Navarro (HYGT Chemical de México)

La solución analítica mejorada —basada en las ecuaciones de incremento de productividad de McGuire-Sikora y, posteriormente, modificada por Cinco Ley— es directamente aplicable a pozos verticales o de ángulo discreto. Los resultados en su opción gráfica muestran una alta dependencia de la distribución del apuntalante dentro de la conductividad de fractura generada; es decir, con las zonas de depósito de arena que se identifican como regiones de monocapa o multicapa.

La solución gráfica indica un cociente de índices de productividad; siendo necesario extraer el incremento de producción teórico de esta última expresión matemática obtenida. Este trabajo técnico presenta la aplicación directa de esta solución analítica en yacimientos fracturados hidráulicamente; con sistemas de gel base agua con media y alta concentración de apuntalante en yacimientos de areniscas laminadas, con alto contenido de arcillas y casi nula permeabilidad original.

Para reforzar este concepto matemático mejorado, aplicable a fracturas verticales, se hacen comparativas directas entre pronósticos post-fractura. Esto con base en la opción de análisis nodal cotejado con medidas directas de producción de campo en varias formaciones compactas del terciario.

Modelaje inicial de incremento de producción, McGuire-Sikora

En 1960, los autores McGuire-Sikora, trabajando con modelos eléctricos, fueron pioneros en el estudio matemático de la respuesta productiva de una fractura vertical, especialmente aplicado en yacimientos petroleros con empuje por expansión. La primera consideración fue la inducción de una fractura vertical con extensión simétrica respecto al eje del pozo.

Se consideró al medio litológico como homogéneo y que la fractura se genera desde el tope del yacimiento al fondo del mismo. Los beneficios

The improved analytical solution —based on the McGuire-Sikora productivity increase equations and later modified by Cinco Ley— is directly applicable to vertical or discrete angle wells. The results in its graphical option show a high dependence of the shoring distribution within the generated fracture conductivity; meaning, with sand deposition zones that are identified as monolayer or multilayer regions.

The graphical solution indicates a quotient of productivity rates; being necessary to extract the theoretical production increase of this last mathematical expression. This work presents the direct application of this analytical solution in hydraulically fractured reservoirs; with water-based gel systems with a medium and high concentration of shoring in laminated sandstone reservoirs, with high clay content and almost no original permeability.

To reinforce this improved mathematical concept, applicable to vertical fractures, direct comparisons are made between post-fracture forecasts. This is based on the option of nodal analysis collated with direct field production measurements in several compact tertiary formations.

Initial modeling of production increase, McGuire-Sikora

In 1960, working with electrical models, the authors McGuire-Sikora pioneered the mathematical study of the productive response of a vertical fracture, especially applied to oilfields with expansion thrust. The first consideration was the induction of a vertical fracture with asymmetrical extension concerning the axis of the well.

The lithological medium was considered homogeneous and

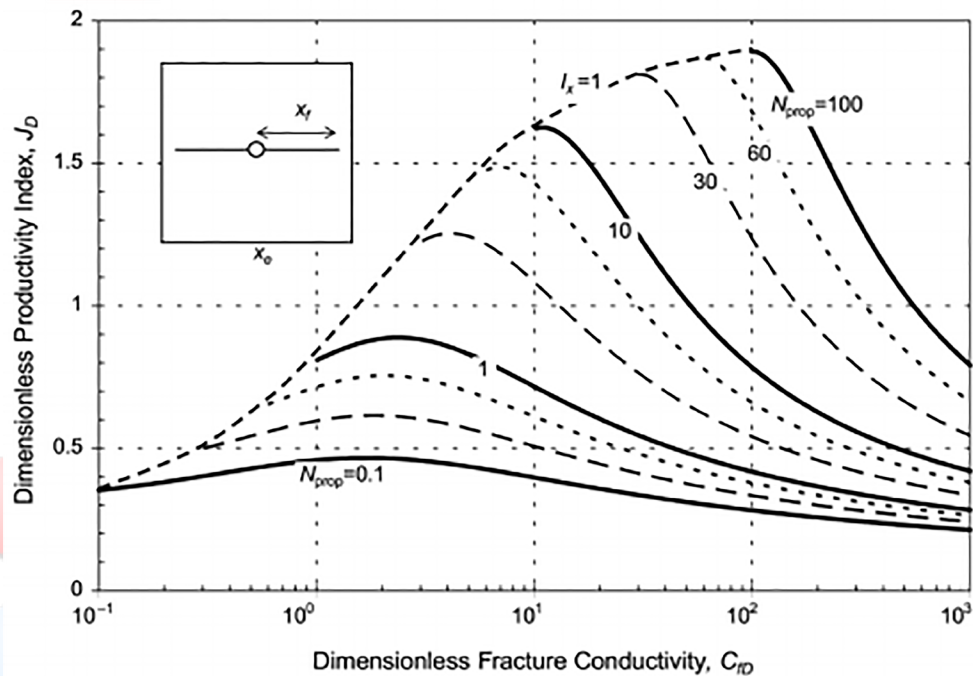


Figura 1. Gráfica de McGuire-Sikora modificada (aplicación para yacimientos compactos)

Figure 1. Modified McGuire-Sikora graph (application for compact reservoirs)

de un fracturamiento hidráulico se reflejan necesariamente en la relación de índices de productividad (gasto de producción / caída de presión), después y antes del fracturamiento.

La conductividad de fractura se define como el producto del ancho de fractura (W) por la permeabilidad de la misma. Finalmente, las curvas centrales reflejan la relación L / re ; es decir, el porcentaje de radio de drenaje fracturado o apuntalado.

Factor FCD

El Factor de Conductividad Adimensional es una expresión matemática que ilustra la relación incremental de conductividades de fractura (capacidad de flujo) respecto a la original en formación. No debe ser relacionada con el incremental en productividad calculado. Son conceptos totalmente diferentes, pues el factor FCD representa, entonces y directamente, en qué magnitud se incrementa la conductividad in-situ en el yacimiento, para facilitar el flujo de hidrocarburos desde la fractura al fondo del pozo.

Para efectos de diseño en el programa de cómputo especializado, este factor se pretende ubicar en un rango de 5 a 10. Este objetivo se complica cuando se fractura un yacimiento con muy baja permeabilidad original.

Gráficas de productividad modificadas

Para aplicaciones en yacimientos compactos laminados impregnados con aceite y gas, la gráfica de productividad de McGuire y Sikora fue ligeramente modificadas por algunos autores (Figura 2). Se agregaron las alturas (de fractura y espesor de formación) y se modificó el concepto CR, además de la inclusión de un factor de conversión en la ecuación de índices de productividad.

the fracture is generated from the top to the bottom of the reservoir. The benefits of a hydraulic fracture are necessarily reflected in the ratio of productivity rates (production expense/pressure drop), after and before the fracture.

Fracture conductivity is defined as the product of the fracture width (W) by the permeability of the fracture. Finally, the central curves reflect the ratio L / re , meaning the percentage of fractured or shored drainage radius.

DCF Factor

The Dimensionless Conductivity Factor is a mathematical expression that illustrates the incremental relationship of fracture conductivities (flow capacity) to the original formation. It should not be related to the incremental calculated productivity. These are different concepts, since the DCF factor represents, then and directly, in what magnitude the in-situ conductivity in the reservoir is increased to facilitate the flow of hydrocarbons from the fracture to the bottom of the well.

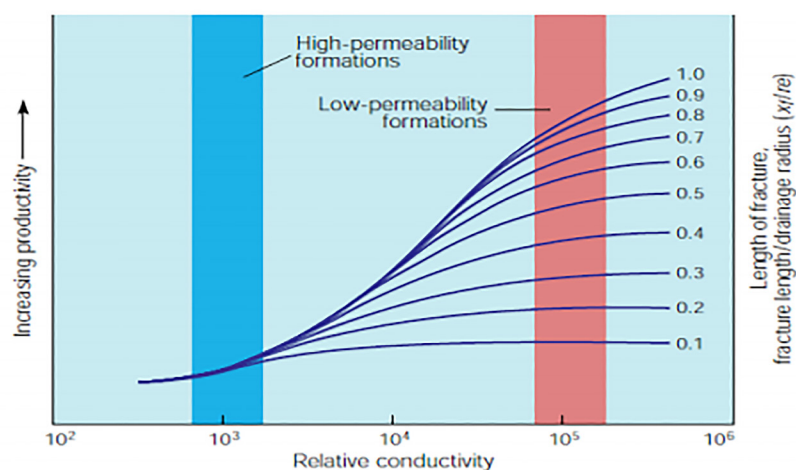
For design purposes in the specialized computer program, this factor is intended to range from 5 to 10. This objective is complicated when a reservoir with very low original permeability is fractured.

Modified productivity graphs

For applications in compact oil and gas impregnated laminated reservoirs, the McGuire and Sikora productivity graph was slightly modified by some authors (Figure 2). Heights (fracture

Figura 2. Análisis nodal de un pozo tipo fracturado - Paleocanal de Chicontepec - arenisca compacta.

Figure 2. Nodal analysis of a fractured well - Chicontepec Paleochannel - compact sandstone.



Gráficas recientes de productividad- Cinco Ley - Economides

Las últimas gráficas consideradas, modificadas por Prats y Cinco Ley, demostraron que el considerar una fractura de conductividad infinita no aplica para el caso en que la caída de presión a lo largo de la fractura generada es de magnitud considerable. Economides ajustó nuevamente y presenta una gráfica tipo.

Esta opción presenta, en forma adimensional, a la relación de índices de productividad y conductividad; además de introducir el concepto de número apuntalante (N_{prop}) que está en función de la conductividad, ancho y longitud de fractura, también sumamente aplicable a yacimientos de areniscas, laminadas, turbidíticas y compactas impregnadas con gas o aceite.

En México, yacimientos típicos con estas características se localizan en la Cuenca de Burgos en el norte de país (gas) y en el Paleocanal de Chicontepec, frente al Golfo de México región central, en tierra (aceite y gas). Ambos constituidos por areniscas laminadas del Terciario.

Nuevo modelo de cálculo de máxima productividad post-fractura, Meyer

Una nueva solución metodológica y compatible con yacimientos compactos, está disponible para el caso de flujo pseudo-estacionario en un yacimiento con conductividad finita, basado también en un modelo eléctrico y toma en cuenta como variable específica el volumen de apuntalante inyectado. El modelo se basa en los anteriores desarrollos matemáticos de Prats y Economides y, en conclusión, establece que para valores únicos de volumen de apuntalante y conductividad de fractura, existe un valor óptimo de longitud de fractura, la cual maximiza la productividad post-fractura.

Las ecuaciones inherentes se basan, principalmente, en la conductividad original de formación y de fractura, área de drenaje, viscosidad, gasto de producción; diferencial de presiones, longitud apuntalada y factores geométricos, entre otros.

and formation thickness) were added and the CR concept was modified, in addition to the inclusion of a conversion factor in the productivity index equation.

Recent Productivity Graphs – Cinco Ley – Economides

The latest graphs considered, modified by Prats and Cinco Ley, showed that considering an infinite conductivity fracture does not apply in the case where the pressure drop along the generated fracture is of considerable magnitude. Economides adjusted again and presents a standard graph.

This option shows, in dimensionless form, the relation of productivity and conductivity rates; aside from introducing the concept of shoring number (N_{prop}) that is a function of conductivity, fracture width, and length, it is also highly applicable to sandstone, laminated, turbidite and compact reservoirs impregnated with gas or oil.

In Mexico, typical reservoirs with these characteristics are located in the Burgos Basin in the north of the country (gas) and the Paleocanal of Chicontepec, opposite the Gulf of Mexico central region, on land (oil and gas). Both constituted by laminated sandstones of the Tertiary.

New post-fracture maximum productivity calculation model, Meyer

A new methodological solution, compatible with compact reservoirs, is available for the case of pseudo-stationary flow in a finite conductivity reservoir; also based on an electrical model and taking into account the volume of injected shoring as a specific variable. The model is based on the previous mathematical developments of Prats and Economides and, in conclusion, establishes that for unique values of prop volume and fracture conductivity, there is an optimal fracture length value, which maximizes post-fracture productivity.

The inherent equations are mainly based on the original formation and fracture conductivity, drainage area, viscosity, production output; pressure differential, shoring length and geometric factors, among others.

Comparison of results in terms of hydrocarbon production

Table 1 represents a production comparison between two groups of fractured wells, with the induction of monolayer and multilayer sand tanks (density of sand per unit of aerial fracture).

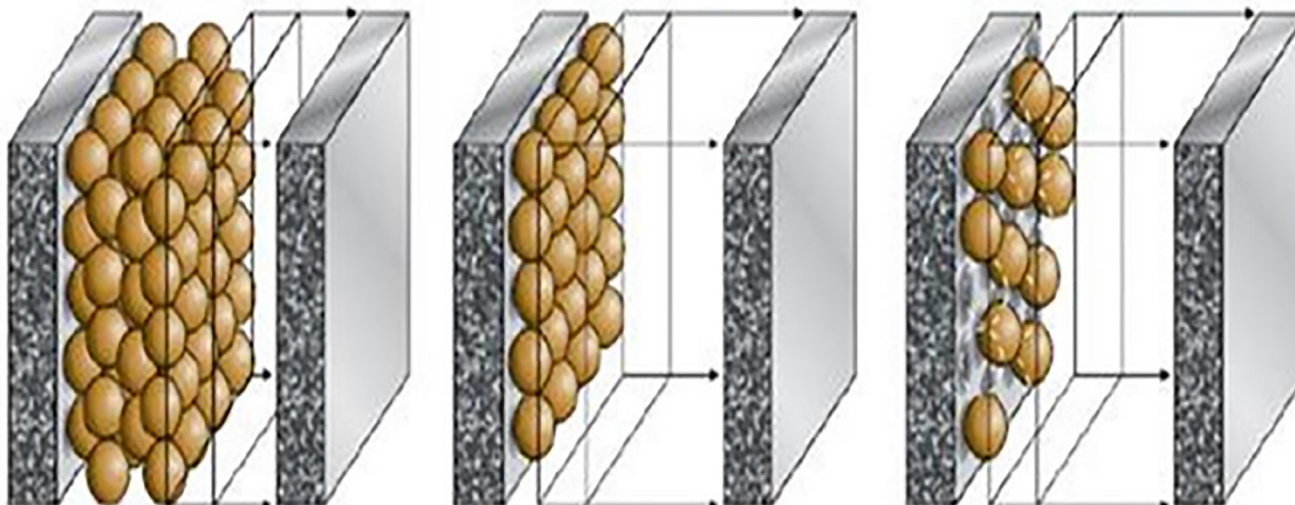
Figura 3. Distribuciones de depósitos de arena por área de fractura inducida.

Figure 3. Distributions of sand deposits by induced fracture area

Empaque de arena en multicapa parcial

Monocapa completa

Monocapa



Datos Base: Producción Promedio de 5 Pozos con Multicapa <i>Base Data: Average Production of 5 Multilayer Wells</i>	
Tipo de Cambio (Pesos/USD) <i>Exchange Rate (Mexican peso/USD)</i>	12.15
Tasa de Interés Anual <i>Annual Interest Rate</i>	12%
Precio del Petróleo <i>Oil Price</i>	\$ 58 USD/brl
Prod. Máx. Esperada para Evaluación de Inversión <i>Expected Max. Production for Investment Evaluation</i>	1332.09 410 bpd
Ritmo de Declinación Anual de Producción de Petróleo <i>Annual Oil Production Declination Rate</i>	69.60%
% Fw	10%
Inversión (MM pesos) <i>Investment (MM Mexican peso)</i>	21.74
RGA	280m3/m
Periodo Analizado <i>Analyzed Period</i>	5 meses / 5 months

Tabla 1. Comparativa de producciones (monocapa y multicapa).

Table 1. Production comparisons (monolayer and multilayer)

Comparativa de resultados en términos de producción de hidrocarburos

La Tabla 1 representa una comparativa de producciones entre dos grupos de pozos fracturados, con inducción de depósitos de arena en monocapa y multicapa (densidad de arena por unidad de área de fractura).

Conclusiones

- Hay varios factores que el ingeniero de diseño debe considerar cuando analiza el comportamiento del yacimiento, antes y después de ser fracturado. Como, por ejemplo, el índice de productividad en ambos casos y, posteriormente, determinar la geometría de fractura inducida; especialmente la longitud apuntalada y la conductividad de fractura, parámetros con impacto directo a la productividad post-fractura.
- W.J. McGuire y V.J. Sikora publicaron, en 1960, un artículo técnico sobre productividad de fracturas verticales de conductividad finita. Demostraron que los beneficios de un fracturamiento hidráulico son función directa de la longitud y conductividad de la misma, las cuales generan una relación de índices de productividad específica.
- M. Prats, Cinco Ley y Economides generaron modificaciones, especialmente a yacimientos compactos, laminados y turbidíticos. Estos conceptos son principalmente tomando en cuenta un flujo pseudo-estacionario para yacimientos con conductividad finita, optimizando el volumen de apuntalante inyectado en base a varias alternativas.
- Meyer presenta un modelo que resulta ser sumamente ajustado a la respuesta productiva de yacimientos compactos con baja permeabilidad natural, laminados y turbidíticos, avalado con mediciones de producción directas de campo.
- Todos estos modelos predictores de producción en fracturas verticales, presentan una evolución marcada través de varias décadas y han sido calibrados para diferentes condiciones litológicas de yacimientos petroleros; en teoría, son aplicables a modelos con conductividad finita.
- A través de esta misma condición evolutiva de los modelos predictores de productividad, se ha llegado a una conclusión casi unánime: en el caso de yacimientos de moderada a alta permeabilidad natural, se prefiere un fracturamiento hidráulico con alta conductividad; mientras que, para formaciones con baja permeabilidad, es conveniente generar una fractura con alta penetración.

Conclusions

- There are several factors that the design engineer should consider when analyzing the reservoir's performance before and after a fracture. Such as the productivity index in both cases and, subsequently, determining the induced fracture geometry; especially the shoring length and fracture conductivity, parameters with direct impact on post-fracture productivity.
- W.J. McGuire and V.J. Sikora published, in 1960, a technical article on the productivity of finite conductivity vertical fractures. They demonstrated that the benefits of a hydraulic fracture come directly from the length and conductivity of the fracture, which generates a relationship of specific productivity indices.
- M. Prats, Cinco Ley, and Economides generated modifications, especially to compact, laminated and turbidite reservoirs. These concepts are mainly taking into account a pseudo-stationary flow for reservoirs with finite conductivity, optimizing the volume of shoring injected based on various alternatives.
- Meyer presents a model that proves to be highly responsive to the productive response of compact reservoirs with low natural permeability, laminates, and turbidites, supported by direct field production measurements.
- All these predictive production models in vertical fractures, present a marked evolution through several decades and have been calibrated for different lithological conditions of oil reservoirs; in theory, they apply to models with finite conductivity.
- Through this same evolutionary condition of the productivity predictive models, an almost unanimous conclusion has been reached: in the case of moderate to high natural permeability reservoirs, a hydraulic fracture with high conductivity is preferred; whereas, for formations with low permeability, it is convenient to generate a fracture with high penetration.