

# WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 37  
Enero 2019

## PETROLERA



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



**SENER, 25 años  
de garantizar la  
soberanía energética**

*SENER, 25 Years of  
Ensuring Energy  
Sovereignty*

**Novedosa mezcla  
de materiales  
obturantes**

*Innovative Mix of  
Sealing Materials*

**Arranque de Equipos  
BEC a Velocidad  
Controlada**

*Submersible Electric  
Pump Equipment at  
Controlled Speed*

**Diagnóstico de  
pozos con BNC**

*CPP Well Diagnostics*





**E**stimados Colegiados:  
Les saludo y reitero mis buenos deseos para este año; estoy seguro que este 2020 será un periodo de éxito profesional y superación personal. Todo año que inicia, nos pone en el horizonte una serie de retos y expectativas. Estos planes se alimentan de experiencias anteriores y vivencias, así como del conocimiento multidisciplinario y la capacidad de análisis que tenemos como profesionales.

Con base en ello, tenemos un horizonte positivo, con mucho por hacer, pero también una importante recompensa al final del camino. Este 2020 debemos seguir la ruta delimitada en los meses anteriores; el camino ya está señalado y será cuestión de mantener la disciplina y el entusiasmo para llegar a la meta con los objetivos cumplidos. Sin embargo, existen una serie de obstáculos que debemos superar para impulsar nuestra industria y, sobre todo, para avanzar en el objetivo de recuperar la soberanía energética; parte indispensable para fomentar el desarrollo nacional durante los años siguientes.

El camino es largo. Este año debemos dar varios pasos más en la consolidación y recuperación de Petróleos Mexicanos como empresa estratégica de nuestro país. Como reto, Pemex tiene que recuperar su dinámica productiva y, para ello, tanto los petroleros que trabajan directamente en la compañía como los que lo hacen desde otras bases, tenemos que ponernos a la altura del desafío.

La eficiencia productiva, el apoyo para el desarrollo de otros mercados —como el de las gasolinas y las energías alternativas—; las tareas de cooperación en la reconfiguración de las refinerías existentes y los trabajos especializados en el sector son sólo algunas de las tareas en las que podemos, y debemos, seguir apoyando al sector energético mexicano, al cual nos debemos.

Colegas, señalar que debemos redoblar esfuerzos es una convicción por el compromiso que tenemos con nuestro país y este es un buen momento para reiterar que los petroleros seguimos adelante con México. Les deseo sea un gran año y espero podamos seguir caminando juntos hacia la recuperación y el fortalecimiento de nuestra nación.

**D**ear Collegiate:  
I greet you and reiterate my good wishes for this year; I am sure that this 2020 will be a period of professional success and personal growth. Every year that begins puts a series of challenges and expectations on the horizon. These plans are nourished by previous experiences, as well as by the multidisciplinary knowledge and analysis capacity that we have as professionals.

Based on this, we have a positive horizon, with much to do, but also an important reward awaits at the end of the road. This 2020 we must follow the route set out in the previous months; the path has already been marked out and it will be a matter of maintaining discipline and enthusiasm to reach the goal with the objectives fulfilled. However, there are several obstacles that we must overcome to boost our industry and, above all, to advance in the objective of recovering energy sovereignty; an indispensable part of promoting national development during the following years.

The road is long. This year we must take several more steps in the consolidation and recovery of Petróleos Mexicanos as a strategic company of our country. As a challenge, Pemex has to recover its productive dynamics and, to do so, both the oil experts that work directly in the company and those that do so from other bases, we have to rise to the challenge.

Productive efficiency, support for the development of other markets —such as gasoline and alternative energy—; cooperation tasks in the reconfiguration of existing refineries and specialized work in the sector are just some of the tasks in which we can, and must, continue to support the Mexican energy sector, to which we owe ourselves.

Colleagues, to point out that we must redouble our efforts is a conviction because of the commitment we have with our country, and this is a good moment to reiterate that we, the oil companies, are moving forward with Mexico. I wish you a great year and I hope we can continue to walk together towards the recovery and strengthening of our nation.

**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 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

Retos y expectativas para 2020; el camino está marcado  
*2020 Challenges and Expectations; The Path is Set*

#### Página 8

SENER, 25 años de garantizar la soberanía energética  
*SENER, 25 Years of Ensuring Energy Sovereignty*

#### Página 10

Novedosa mezcla de materiales obturantes ayuda a reducir tiempos no productivos en formaciones altamente fracturadas del Cretácico, en la región marina de México  
*An innovative mix of sealing materials helps reduce non-productive time in highly fractured Cretaceous formations in the marine region of Mexico*

#### Página 14

Arranque de Equipos BEC a Velocidad Controlada en Campos Maduros con Alto Contenido de Gas Libre  
*Starting Submersible Electric Pump Equipment at Controlled Speed in Mature Fields with High Free Gas Content*

#### Página 18

Optimización de la inyección alterna de vapor con la adición de gas metano en un yacimiento de arenas no consolidadas de aceite extrapesado de la región sur de México  
*Optimization of alternate steam injection with the sum of methane gas in an unconsolidated extra-heavy-oil sand field in the southern region of Mexico*

#### Página 22

Diagnóstico de pozos con BNC a través de la generación de mapas de estabilidad.  
*Diagnosis of wells with CPP through the generation of stability maps*

• Debemos delimitar la ruta a seguir para alcanzar la soberanía energética  
/ We must define the route towards energy sovereignty



# Retos y expectativas para 2020; el camino está marcado

*2020 Challenges and Expectations; The Path is Set*

*Este año, la industria petrolera mexicana enfrentará una serie de retos y oportunidades que definirán, en buena medida, la dirección de la economía nacional. Como sabemos, el sector energético del país pasa por una profunda transformación; en el fondo, el gran objetivo consiste en recuperar la soberanía energética para impulsar el desarrollo a largo plazo.*

**P**ara lograrlo, los participantes del mercado tienen que sortear varios obstáculos; pero, al mismo tiempo, existe la posibilidad de aprovechar las oportunidades que se presentan. El éxito dependerá de la forma en la que se lleven a cabo las acciones necesarias para lograr lo planeado.

En esta ocasión, nos permitimos exponer a la comunidad petrolera algunas de las expectativas que el sector maneja para este inicio de año; así como los principales retos que enfrentará. Siempre considerando el entorno global que, se quiera o no, influye en estos mercados plenamente globalizados.

### **Escenario Positivo**

En términos generales, las expectativas en la industria petrolera son positivas. No se espera un descenso en los precios internacionales, considerando el contexto geopolítico actual. Por el contrario, podría haber un aumento de las cotizaciones, si llegan a presentarse algunos eventos que eleven la incertidumbre global; como los recientes enfrentamientos políticos entre Estados Unidos e Irak.

Tampoco se espera un recorte de los niveles de producción. Al parecer, los mercados energéticos se han estabilizado en materia de producción petrolera. Si bien es cierto que existe mucho mayor capacidad productiva en el mundo, también existe un pacto entre países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para no producir más y, con ello, evitar un desplome de precios.

El contexto en el que inicia el sector petrolero es favorable y se encamina hacia la estabilidad; incluso tomando en cuenta que sólo han pasado unos días desde enfrentamiento Estados Unidos-Irak. Sin embargo, los mercados han tomado este evento con calma y, al parecer, no consideran el escenario resulte en un conflicto bélico.

### **Expectativas favorables para México**

La primera expectativa crucial gira en torno a Pemex, la empresa pública más importante de nuestro país. De su destino depende mucho de lo que suceda con la economía nacional; esa es la relevancia de Pemex para México.

En este sentido, el panorama no debe cambiar demasiado respecto al del año pasado; aunque es un hecho que el factor de mayor preocupación sigue siendo la capacidad de producción de la compañía. El año pasado, la meta de producción casi se cumplió; sin embargo, falta mucho para lograr el objetivo de producir 2.4 millones de barriles diarios de petróleo hacia finales de 2024.

Pemex tiene que seguir con sus tareas de saneamiento y recuperación financiera para que se posicione nuevamente como pilar del desarrollo nacional. Además, otra de las expectativas positivas para este año es el fortalecimiento de su situación financiera.

Aunado a esto, el gobierno quiere mantener en cero la deuda neta de Pemex en términos reales durante la administración, así como controlar y dar seguimiento periódico a sus ingresos y gastos. Además, espera dirigir los recursos establecidos en el presupuesto disciplinadamente y diseñar esquemas para atraer inversión privada. En otras palabras, se trata de mantener un elevado nivel de disciplina financiera en la compañía para impulsar su recuperación desde este año, el segundo en la administración del presidente Andrés Manuel López Obrador.

Por tal motivo, es de esperarse un apoyo irrestricto del gobierno federal a la empresa petrolera mexicana. Desde luego que la atención se centrará en las áreas de exploración y producción, estratégicas para los objetivos gubernamentales de impulsar la producción de petróleo y recuperar la soberanía energética. De acuerdo con el diagrama productivo, se espera que, para mediados del 2020, la Empresa Productiva del Estado se acerque a un nivel de producción de 2 millones de barriles diarios (cerró el 2019 cerca de 1.8 millones).

Pemex y México tienen contratadas coberturas petroleras para este año a un precio promedio de 49 dólares por barril. Esto significa que las finanzas públicas están cubiertas en caso de un desplome de precios, que, por el momento, no parece probable.

Sólo con el apoyo del gobierno federal, el trabajo diario de los petroleros mexicanos —especialmente de quienes laboran en Pemex— y la convicción de que las cosas funcionan cuando se hacen con honestidad, siempre anteponiendo el beneficio colectivo, Pemex dará múltiples pasos en su recuperación financiera y productiva para el beneficio de México.

*This year, the Mexican oil industry will face a series of challenges and opportunities that will define, to a large extent, the direction of the national economy. As we know, the country's energy sector is undergoing a deep transformation; basically, the great objective is to recover energy sovereignty to promote long-term development.*

To achieve this, market participants have to overcome several obstacles; but, at the same time, there is the possibility of taking advantage of the opportunities that arise. Success will depend on how the necessary actions are carried out to achieve what is planned.

On this occasion, we would like to talk about some of the expectations that the sector has for this beginning of the year; as well as the main challenges that it will face. Always considering the global environment that influences these fully globalized markets.

#### **Positive Scenario**

Overall, expectations in the oil industry are positive. No decline in international prices is expected, considering the current geopolitical context. On the contrary, there could be an increase in prices if some events occur that boost global uncertainty; such as the recent political confrontations between the United States and Iraq.

Nor is a cut in production levels expected. It seems that the energy markets have stabilized in terms of oil production. Although there is indeed much greater productive capacity in the world, there is also a pact between member countries of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) not to produce more and, with it, avoid a price collapse.

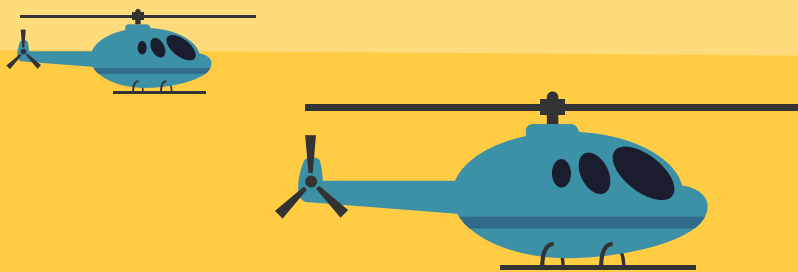
The context in which the oil sector is starting is favorable and is moving towards stability; even taking into account that only a few days have passed since the confrontation between the United States and Iraq. However, the markets have taken this event in stride and do not seem to consider the scenario resulting in a war.

#### **Favorable Expectations for Mexico**

The first crucial projection revolves around Pemex, the most important public company in our country. Much depends on what happens to the national economy; that is the relevance of Pemex for Mexico.

In this sense, the panorama should not change too much from last year; although it is true that the factor of greatest concern continues to be the company's production capacity. Last year, the production target was almost met; however, there is a long way to go to achieve the goal of producing 2.4 million barrels of oil per day by the end of 2024.





Aunque todavía es una probabilidad, cada día crecen más las expectativas que indican que, posiblemente, las calificadoras de valores no reduzcan la calificación a Pemex; en espera de los resultados de largo plazo, tras la implementación de la estrategia de recuperación.

### Retos 2020

Como ya se mencionó, la recuperación de la producción en Pemex es uno de los grandes retos de la industria para este año. Como señalamos anteriormente, el objetivo del gobierno se enfoca a una meta mínima de producción de 2.4 millones de barriles de petróleo diarios hacia finales de 2024. Se trata de una cifra alcanzable porque Pemex ha producido, en años anteriores, mucho más que eso; en 2005 llegó a 3.4 millones de barriles diarios de crudo.

El aumento de la producción debería respaldarse con la operación y producción de las empresas privadas, que apenas el año pasado empezaron a reportar producción en sus primeras áreas asignadas años atrás. No obstante, las cifras son todavía bajas, ya que, en promedio, obtuvieron 80 mil barriles de petróleo.

Igualmente, los avances en la refinería de Dos Bocas durante 2019 fueron importantes; ahora, lo relevante será mantener el paso. El balance del año pasado señala lo siguiente:

Pemex needs to continue with its clean-up and financial recovery efforts to reposition itself as a pillar of national development. Besides, another positive expectation for this year is the strengthening of its financial situation.

In addition, the government wants to keep Pemex's net debt at zero in real terms during the administration, as well as to control and monitor its income and expenses regularly. Besides, it expects to direct the resources established in the budget in a disciplined manner and to design schemes to attract private investment. In other words, the idea is to maintain a high level of financial discipline in the company to boost its recovery starting 2020, the second year in the administration of President Andrés Manuel López Obrador.

For this reason, unrestricted support from the federal government for the Mexican oil company is to be expected. Of course, attention will focus on the areas of exploration and production, strategic for the government's objectives of enhancing oil production and recovering energy sovereignty. According to the production diagram, it is expected for the State Productive Company to approach a production level of 2 million barrels per day by mid-2020 that by mid-2020 (closed 2019 with about 1.8 million).





- Avance físico de bordo, 100%
- Predio 1. Avance para colocación de arena, 51%.
- Predio 2. 6,998,000 metros cúbicos de material de relleno vaciado.
- Trabajos de compactación dinámica en 41.12 hectáreas.
- 16 grúas de compactación en el sitio.
- Pruebas de carga en pilas.
- Arribo de Draga de Tolva "LELYSTAD" para trabajos complementarios de la Draga estacionaria Athena.

\*Estos datos fueron tomados de declaraciones hechas la secretaria de energía: Rocío Nahle García.

Como conclusión: mantener la dinámica en el sector energético será indispensable para fortalecer la confianza de los capitales en el país. Además, se deben seguir desarrollando industrias alternas, como la de combustibles, gasolineras y energías alternativas.

Pemex and Mexico have contracted oil coverage for this year at an average price of 49 dollars per barrel. This means that public finances are covered in case of a price collapse, which, for the moment, seems unlikely.

Only through the support of the federal government, the daily work of Mexican oil companies—especially those who work in Pemex—and the conviction that things work when they are done honestly, always putting the collective benefit first, will Pemex take multiple steps in its financial and productive recovery for the benefit of Mexico.

Although it is still a probability, everyday expectations point towards rating agencies not reducing Pemex's score; waiting for the long term results, after the implementation of the recovery strategy.

### Challenges 2020

As mentioned, the recovery of production in Pemex is one of the great challenges of the industry for this year. As said above, the government's objective is to reach a minimum production target of 2.4 million barrels of oil per day by the end of 2024. This is an attainable figure because Pemex has produced, in previous years, much more than that; in 2005 they reached 3.4 million barrels of oil per day.

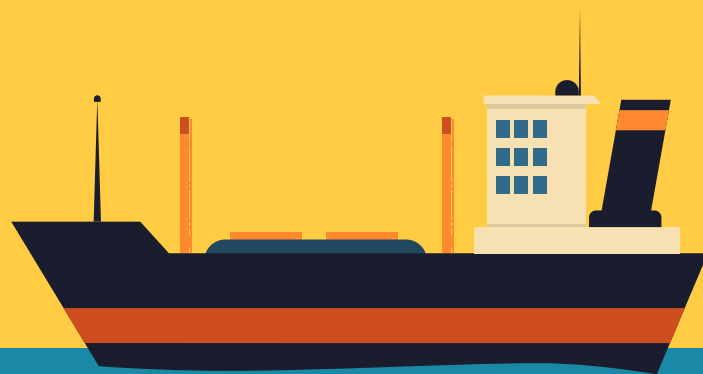
The rise in production should be supported by the operation and production of private companies, which only last year began to report production in their first areas assigned years ago. However, the figures are still low, since, on average, they got 80 thousand barrels of oil.

Initially, the advances in the Dos Bocas refinery during 2019 were significant; now, the relevant option will be to keep up the pace. Last year's balance points out the following:

- Physical progress on board, 100%
- Premise 1. Advance for sand placement, 51%.
- Premise 2. 6,998,000 cubic meters of emptied fill material.
- Dynamic compaction works in 41.12 hectares.
- 16 compaction cranes on site.
- Load tests in piles.
- The arrival of "LELYSTAD" Hopper Dredge for complementary works to the Athena Stationary Dredge.

\*These data were taken from statements made by the Secretary of Energy: Rocío Nahle García.

In conclusion: keeping the dynamics in the energy sector will be fundamental to strengthen investor's confidence in the country. Also, alternative industries such as fuel, gasoline, and alternative energy must continue to be developed.



• Especial: aniversario de la Secretaría de Energía.  
/ Special: Anniversary of the Energy Secretariat.

# SENER, 25 años de garantizar la soberanía energética

## *SENER, 25 years of guaranteeing energy sovereignty*

Autor / Author: Antonio Sandoval

**La Secretaría de Energía (SENER) se consolida como garante de la soberanía energética del país. Sus recién cumplidos 25 años son un parteaguas para las labores que ha desempeñado, y es ahora cuando las políticas públicas energéticas están encaminadas a colocar al sector como pilar del desarrollo económico nacional.**

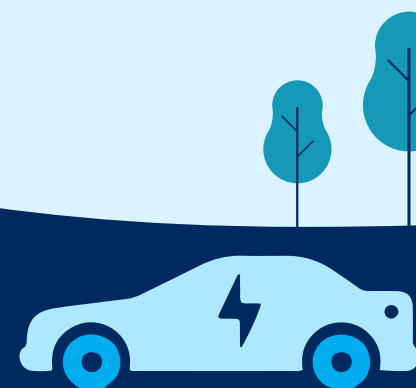
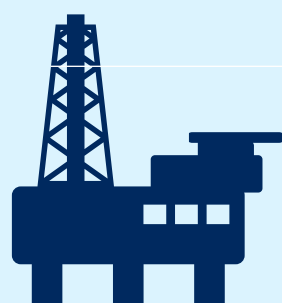
*The Secretariat of Energy (SENER, by its acronym in Spanish) is established as the guarantor of the country's energy sovereignty. Its recent 25th anniversary is a milestone in the work it has carried out, and it is now that public energy policies are aimed at turning the sector into the foundation of national economic development.*

**L**a SENER es una de las secretarías de estado que integran el gabinete legal del Presidente de México. Es, en los hechos, el despacho del poder ejecutivo federal encargado de la administración y regulación de los recursos energéticos del país.

Fue el 28 de diciembre de 1994 cuando la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), se transformó en la SENER, con todas las facultades para administrar el patrimonio energético del país. Con este cambio, al naciente órgano del sector energético se le confirió la facultad de conducir la política energética de México. Desde entonces, ha fortalecido su papel como

**S**ENER is one of the Ministries of State that make up the legal staff of the President of Mexico. It is, in fact, the office of the federal executive power in charge of the administration and regulation of the country's energy resources.

It was on December 28, 1994, when the then Secretariat of Energy, Mines and Parastatal Industry (SEMIP, by its acronym in Spanish), was transformed into the SENER, with all the faculties to manage the country's energy assets. With this change, the emerging body of the energy sector was given the power to conduct Mexico's energy policy. Since then, it has strengthened its role as coordinator of the energy sector by exercising the nation's rights over non-renewable resources: oil and other hydrocarbons; basic petrochemicals; radioactive minerals and the use of nuclear fuels for nuclear energy generation. Also, it was empowered with the optimal management of material resources required



coordinadora del sector energía al ejercer los derechos de la nación sobre los recursos no renovables: petróleo y demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radiactivos y aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear. También, se le facultó con el manejo óptimo de los recursos materiales que se requieren para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía que tenga por objeto la prestación del servicio público.

La transformación realizada a inicios de la década de los 90, colocó al nicho energético como prioritario para el desarrollo nacional; desincorporando actividades que, de alguna manera, se interponían para el logro de objetivos enfocados única y exclusivamente a impulsar el sector. En el fondo, lo que se buscaba era facultar al estado para realizar funciones estratégicas en cuanto a la administración del patrimonio energético de la nación, y preservar la soberanía nacional en un mundo cada vez más globalizado.

Es en el año 2001 cuando la SENER se reestructuró, con el objetivo de lograr su especialización en diversos subsectores –hidrocarburos y electricidad—, sin perder de vista el importante y necesario papel de la política energética nacional. Lo anterior se materializó en tres subsecretarías de estado y una oficialía mayor, así como sus respectivas direcciones generales, descritas en el Reglamento Interior publicado el 4 de junio del 2001.

Hoy, bajo la conducción de la secretaria Rocío Nahle García, el mandato de soberanía energética es una realidad; los objetivos se fijaron claramente en las líneas del plan de desarrollo 2019-2024. La Secretaría de Energía orienta su labor al diseño de políticas públicas energéticas y a la conducción estratégica de las actividades de su sector coordinado. Con ello, busca garantizar el suministro de energéticos de manera eficiente, rentable y respetuosa con el medio ambiente, siempre con calidad y seguridad; así, reafirma su carácter rector sobre el ámbito energético de México.

Estas directrices han sido marcadas previamente: combate al robo de combustible, rehabilitación de refinerías, construcción de una nueva refinería en Tabasco, entre muchas otras; así como la reingeniería financiera y productiva que Petróleos Mexicanos requiere como la empresa pública más importante del país. Como dijo la secretaria Nahle: "Estas tareas no se pueden hacer por decreto, es necesaria la acción de las autoridades del sector para volverlas realidad". Y así es como ha trabajado, y aún trabaja, la SENER en favor de México.

to generate, conduct, transform, distribute and supply energy that has the purpose of providing public service.

The transformation carried out at the beginning of the '90s, placed the energy cluster as a priority for national development; removing activities that, in some way, stood in the way of achieving objectives focused solely and exclusively on boosting the sector. The aim was to empower the state to perform strategic tasks in the administration of the nation's energy assets and to preserve national sovereignty in an increasingly globalized world.

It was in 2001 when SENER was restructured, to achieve its specialization in various sub-sectors -hydrocarbons and electricity-, without losing sight of the important and necessary role of national energy policy. This was materialized in three sub-secretariats of state and a major official body, as well as their corresponding general directorates, described in the Internal Regulations, published on June 4, 2001.

Today, under the leadership of Secretary Rocío Nahle García, the mandate of energy sovereignty is a reality; the objectives were set out in the lines of the 2019-2024 development plan. The Secretariat of Energy focuses its work on the design of public energy policies and the strategic management of the activities of its coordinated sector. With this, it seeks to guarantee the supply of energy in an efficient, profitable and environmentally friendly manner, always with great quality and safety; thus, it reaffirms its leadership over the Mexican energy sector.

These guidelines have been previously established: combating fuel theft, refinery rehabilitation, construction of a new refinery in Tabasco, among many others; as well as the financial and productive reengineering that Petróleos Mexicanos requires as the most important public company in the country. As Secretary Nahle said: "These tasks cannot be done by decree, the action of the sector's authorities is necessary to bring them to reality. And this is how SENER has worked and still works, in favor of Mexico.

Se espera ayudar a resolver el complejo proceso de remediación de pérdidas en zonas fracturadas  
 / This is expected to help solve the complex process of loss remediation in fractured areas



## Novedosa mezcla de materiales obturantes

ayuda a reducir tiempos no productivos en formaciones altamente fracturadas del Cretácico, en la región marina de México

*Dentro de los trabajos operativos de la zona marina del Golfo de México, se encontraron dos pozos con par de eventos inesperados en la programación de las habituales operaciones. Sin embargo, son considerados como evento de contingencia y existen métodos de mitigación apropiados, dependiendo del tiempo de acción y/o la gravedad del evento.*

**Autores / Authors:** Jorge Alberto Torres Ramírez, Alfredo Félix Zurita y Rogelio Ramos González

**E**stos eventos presentados tales como el control de pozo de reparación con problemas de manifestación de gas y pérdidas de fluido de control a formación debido al mal funcionamiento del empacador de producción, así como el caso contrario de control de pérdidas severas del pozo recién perforado la etapa consecuente de la zona de pérdida total. En conjunto con personal de coordinación de las operaciones de los pozos problemáticos, se llevó a cabo la determinación adecuada del programa de preparación y colocación de baches de material obturante para zonas natural y altamente fracturadas del Cretácico. Posterior al análisis adecuado del comportamiento de los pozos, se eligió el producto indicado para la mitigación de las pérdidas y la recuperación exitosa de los pozos intervenidos. Para su identificación, denominaremos para el primer evento caso A (pozo A) y para el segundo evento caso B (pozo B).



# An innovative mix of sealing materials helps reduce non-productive time in highly fractured Cretaceous formations in the marine region of Mexico

Within the operational activities in the marine area of the Gulf of Mexico, two wells were found with a couple of unexpected events in the programming of the usual operations. However, they are considered a contingency event and there are appropriate mitigation methods, depending on the time of action and/or the severity of the event.

## Problemáticas de Pozos

**CASO A.** Manifestación y pérdida de fluidos de control en recuperación de pozo A, con programa de perforación de ventana. De acuerdo al programa establecido del pozo A de realización de ventana alterna para continuar con la perforación y recuperar el mayor volumen de reserva del yacimiento en Cretácico, buscando una zona de mejor calidad y mayor espesor de este campo; maximizando la producción y el tiempo de vida productiva del pozo, como parte del plan de desarrollo complementario.

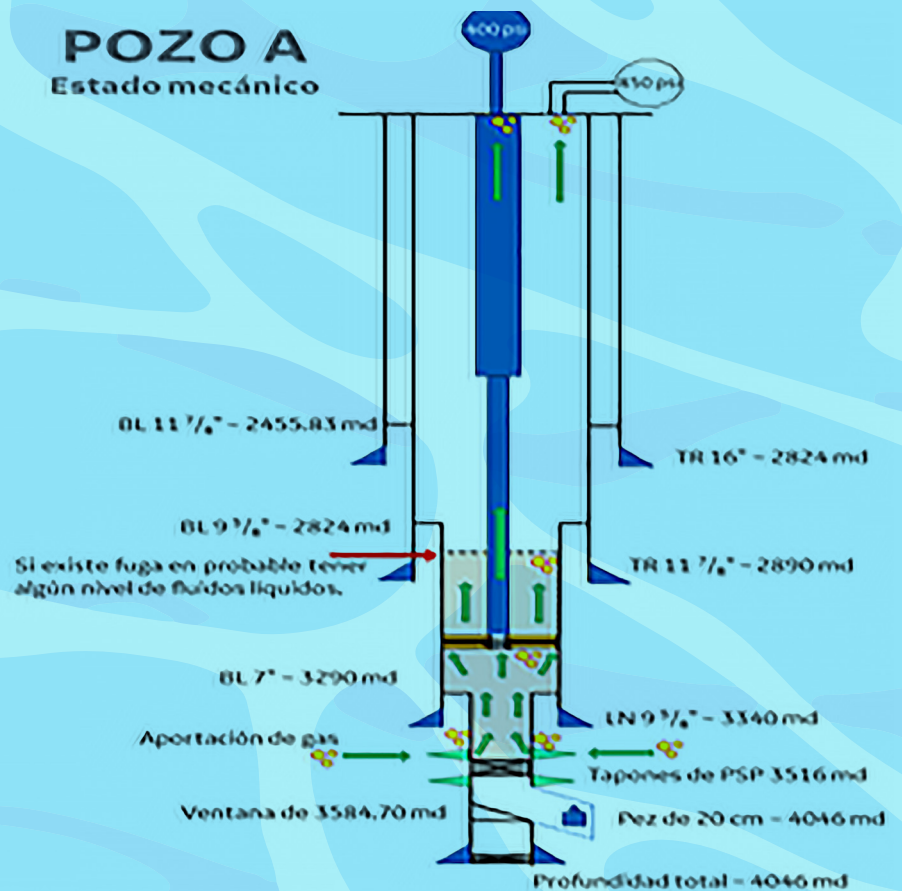
Dentro de las operaciones programadas para la realización de esta ventana, se cuenta con la recuperación del aparejo de producción del pozo original; se requiere controlar las presiones del pozo, bombeando fluido por el interior del aparejo y por el espacio anular, entre la TR de 11 7/8" y el aparejo de producción. Sin embargo, esta operación no pudo ser exitosa, debido a los aumentos de presión generados tanto en interior del aparejo, como en el espacio anular.

Las medidas de mitigación utilizadas fueron: bombeo de agua de mar viscosificada, tapón de sal, tapón de cemento y bache de alta viscosidad. Cabe mencionar que mientras hubo bombeo de los fluidos al pozo, no se contó con retorno de volúmenes a superficie. Al vencer las presiones del pozo, los volúmenes se perdían dentro de la zona disparada, ya que es la única vía de zona de pérdida que está disponible en el fondo.

Por última opción, se decidió taponar la zona con material obturante y materiales generadores de enjarre de alto filtrado que, aunado a la inyección y compresión del mismo, lograra eliminar las pérdidas de los fluidos bombeados y el control de la manifestación de gas del pozo.

These events presented such as the control of the repair well with gas problems and control fluid losses to formation due to the malfunction of the production packer, as well as the opposite case of control of severe losses of the newly drilled well the following stage of the total loss zone.

Along with problematic well operations coordination personnel, the proper determination of the preparation and placement program of plugging material potholes for natural and highly fractured Cretaceous zones was carried out. After an adequate analysis of the wells' performance, the right product was chosen for the loss mitigation and successful recovery of the intervened wells. For its identification, we will call for the first event case A (well A) and the second event case B (well B).



**Figura 1.** Pozo A, Estado Mecánico.  
**Figure 1.** Well A, Mechanical Status.



**CASO B.** Pérdidas de fluido de perforación en formación de Cretácico del pozo B. Realizando el pozo B con fluido base de agua de mar, inhibidor de lutita, para la zona de Cretácico hasta 3712 md, en donde el TR de 9 5/8" x 9 7/8" bajó hasta 3704 md quedando anclado, con 8 metros expuestos de Jurásico Superior Thitoniano. Después de romper la zapata a 3704 md, reconoció el fondo perforado a 3712 md, donde observó abatimiento de nivel. Continuó perforando hasta 3715 md, donde observó una pérdida total de fluido base agua de mar inhibidor de lutita.

En este caso, colocó retenedor de cemento para bombear; en el fondo, un tapón de cemento para reforzar la formación y continuar con la perforación. La formación tomó el cemento sin eliminar la pérdida del fluido a formación. Con la experiencia del uso de materiales obturantes de alto filtrado y compresible del pozo A, la operadora decidió utilizar este bache con concentraciones ajustadas para eliminar la pérdida y seguir con el plan de trabajo de perforación.

Continuó perforando hasta 3753 md, donde encontró otra pérdida de fluido a formación. En esta ocasión, utilizó un bache de obturantes celulósicos y realizó la inyección del mismo a formación. No se tuvieron resultados favorables, por lo que se decidió volver a bombear un segundo bache de materiales obturantes de alto filtrado con éxito; eliminando la pérdida de fluidos de perforación a formación. Con el resultado satisfactorio del bache fue posible la colocación del LN de sacrificio de 7 5/8".

### Well Problems

**CASE A.** Display and control fluid loss in well A recovery, with window drilling program. According to the well A established program of alternate window execution to continue with the drilling and recover the highest reserve volume of the Cretaceous reservoir, looking for a better quality and thicker zone of this field; maximizing the well's production and productive life, as part of the complementary development plan.

Within the operations set to carry out this window, we rely on the recovery of the production rig from the original well; it is required to control the well pressures, pumping fluid through the interior of the rig and the annular space, between the 11 7/8" TR and the production rig. However, this operation could not be successful, due to pressure increases generated both inside the rig and in the annular space.

The mitigation measures used were: pumping of viscous seawater, salt plug, cement plug, and high viscosity pothole. It is worth mentioning that while there was fluid pumping to the well, there was no volume return to the surface. When the well pressures were overcome, the volumes were lost within the triggered zone, as this is the only available leakage zone route at the bottom.

As a last option, it was decided to plug the zone with sealing material and high-filtration shale generating materials that, along with the injection and compression, would eliminate the losses of the pumped fluids and the control of the gas display of the well.

**CASE B.** Cretaceous formation drilling fluid losses from well B. Drilling well B with seawater base fluid, shale inhibitor, for the Cretaceous zone up to 3712 MD, where the 9 5/8" x 9 7/8" TR went down to 3704 MD remaining anchored, with 8 exposed meters of Tithonian Upper Jurassic. After breaking the footing at 3704 MD, perforated bottom at 3712 MD was recognized, where level collapse was



observed. We continued drilling until 3715 MD, where a total loss of shale inhibitor seawater based fluid was noted.

In this case, a cement retainer was placed for pumping; at the bottom, a cement plug to reinforce the formation and continue with the drilling. The formation took the cement without eliminating the loss of formation fluid. With the experience of using highly filtered and compressible plugging materials from well A, the operator decided to use this pot with adjusted concentrations to eliminate the loss and move on with the drilling work plan.

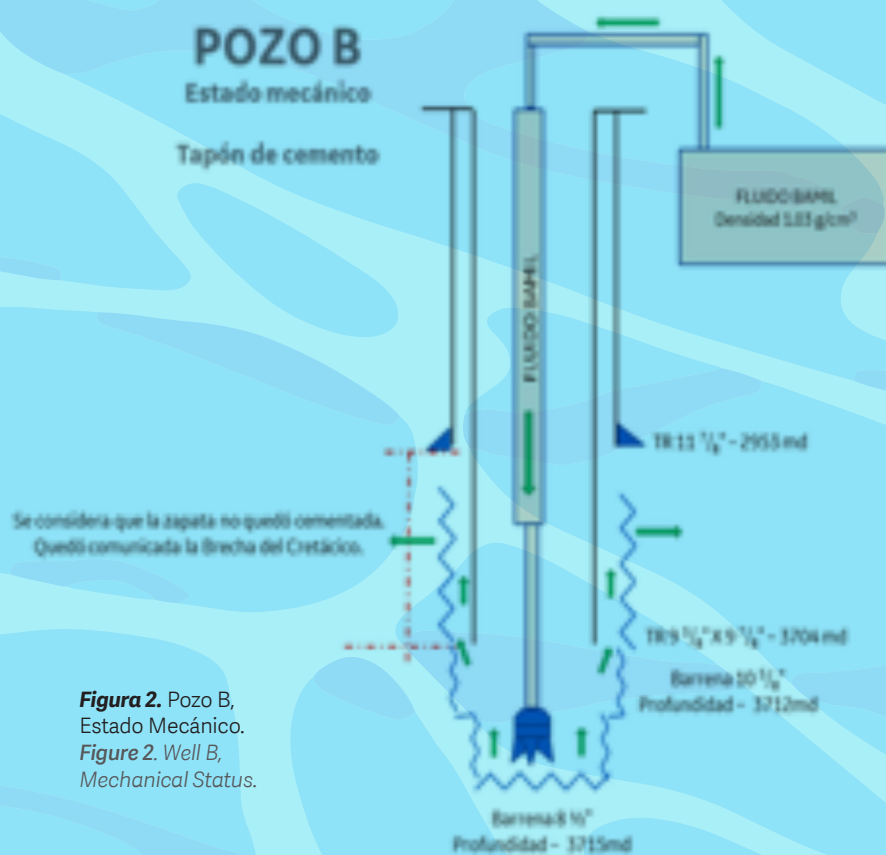
The drilling continued up to 3753 MD, where another formation fluid leak was found. This time, a cellulose plugging pot was used and injected into the formation. The results were not positive, so it was decided to pump the second pothole of high-filtration plugging materials again successfully; eliminating the loss of drilling fluids to the formation. With the satisfactory result of the pothole, it was possible to place the 7 5/8" sacrificial LN.

### Conclusions

- According to well A operations, where routine operations were considered, it was chosen to carry out the well control from the most conventional method to the use of potholes of greater technological efficiency.
- During each of the activities, one by one the methods of well control were discarded. This led to greater uncertainty among the operators, thus reaching the pothole of high-filtered plugging material; this being 100% efficient and contributing to its total recovery. All the control methods previously pumped generated non-productive times and increased costs of the well.
- The fact of having used the pothole of high filtration filler materials showed that the well was controlled and could continue with the programmed operations; the well did not have to be abandoned, which could have led to a greater associated cost.
- In Case B, no further potholes were expected to be used. Knowing the efficiency of the pothole material used in well A gave the operator's team the confidence and determination to place it as the first well-control measure.
- The high-filtration plugging material pothole was 100% effective, avoiding further costs.
- A second pothole was used, and also obtained excellent results during subsequent work.

### Conclusiones

- De acuerdo a las operaciones del pozo A, donde se consideraban operaciones rutinarias, se eligió realizar el control del pozo desde el método más convencional hasta el uso de baches de mayor eficiencia tecnológica.
- Durante cada uno de los trabajos, se fueron descartando uno a uno los métodos de control del pozo. Esto fue generando mayor incertidumbre entre los operadores, llegando así hasta el bache de material obturante de alto filtrado; siendo este 100% eficiente y aportando la recuperación total del mismo. Todos los métodos de control anteriormente bombeados generaron tiempos no productivos y aumento en los costos del pozo.
- El hecho de haber utilizado el bache de materiales de obturantes de alto filtrado, proporcionó que se controlara el pozo y poder continuar con las operaciones programadas; no se tuvo que abandonar el pozo, que pudo ser un mayor costo asociado.
- En el Caso B, no se esperó a utilizar mayor cantidad de baches. Al conocer la eficiencia del bache de material de usado en el pozo A, dió la seguridad y determinación del equipo del operador a colocarlo como primera medida de control del pozo.
- El bache de material de obturante de alto filtrado fue 100% efectivo, logrando evitar mayores costos al pozo.
- Se utilizó un segundo bache que también obtuvo resultados excelentes durante los trabajos subsiguientes.



**Figura 2.** Pozo B, Estado Mecánico.  
**Figure 2.** Well B, Mechanical Status.

◆ Existen diversas maneras de hacer producir los pozos, algunas naturalmente fluyentes y otras donde la energía natural no resulta suficiente  
 / There are several ways to make wells work, some naturally flowing and others where natural energy is not enough

# Arranque de Equipos BEC a Velocidad Controlada en Campos Maduros con Alto Contenido de Gas Libre

## *Starting Submersible Electric Pump Equipment at Controlled Speed in Mature Fields with High Free Gas Content*

**Autores / Authors:**  
 Pablo Corona Garza (Pemex) y  
 César Enrique Aranda García  
 (Schlumberger)

El Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras 01-02 Proyecto KMZ, comprende los campos Ku Maloob y Zaap. Ambos se ubican en la porción central de la Sonda de Campeche, a 105 km de Ciudad del Carmen; frente a los estados de Campeche y Tabasco, en aguas territoriales del Golfo de México.

*The Integral Production Asset of the Shallow Water Block 01-02 KMZ Project, includes the Ku Maloob and Zaap fields. Both are located in the central portion of the Campeche Probe, 105 km from Ciudad del Carmen; facing the states of Campeche and Tabasco, in territorial waters of the Gulf of Mexico.*

**Figura 1.** Número total de pozos operando en AIPBAS01-02.

*Figure 1. Total number of wells operating at AIPBAS01-02.*





El proyecto inició en el año 1979 con el pozo descubridor Maloob-1 del campo Maloob. Posteriormente, en 1981 comenzó el desarrollo del campo Ku; en el año de 1988 el desarrollo de Maloob y en 1992 el de Zaap. Estos tres campos mantuvieron una plataforma de producción de 200 mbd hasta 2002. A partir de esa fecha, con el desarrollo masivo del proyecto, se incrementó la producción hasta alcanzar 850 mbd en el 2009, manteniendo este ritmo hasta el año 2018. Actualmente, se producen, en promedio, 840 mbd de crudo pesado, a través de la explotación de 192 pozos productores.

Existen diversas maneras de hacer producir los pozos. Hay algunos naturalmente fluyentes, que aprovechan la energía propia del yacimiento, y otros donde la energía natural no resulta suficiente para transportar los fluidos desde el subsuelo hasta superficie. En los últimos, se utilizan dos sistemas artificiales de producción, el Bombeo Neumático Continuo (BNC) y el Bombeo Electrocentrífugo (BEC).

En 1992, fue implementado el sistema de BNC; utilizándose, hasta la fecha, en todos los pozos, ya sea como Sistema Artificial de Producción (SAP) principal o secundario. A partir del año 2015, se implementó y se le ha dado continuidad al proyecto BEC, instalando este sistema como procedimiento principal de producción con BNC de respaldo, en pozos de Maloob y Zaap.

The project began in 1979 with the Maloob-1 discovery well in the Maloob field. Later, in 1981, the development of the Ku field started, followed by the Maloob field in 1988 and the Zaap field in 1992. These three fields managed to keep a production platform of 200 mbd till 2002. Since then, with the project's massive development, production increased to 850 mbd in 2009, maintaining this rate until 2018. Currently, an average of 840 mbd of heavy oil is produced through the exploitation of 192 producing wells.

There are several ways to make the wells work. Some are naturally flowing, taking advantage of the reservoir's own energy, and there are others where the natural energy is not enough to move the fluids from the subsoil to the surface. In the latter, two artificial lifts are used, the Artificial Gas Lift (AGL) and the Submersible Electric Pump (SEP).

The AGL system was implemented in 1992 and is used to date in all wells as either a primary or secondary Artificial Lift System (ALS). As of 2015, the SEP project was implemented and has been given proper follow-up, installing this system as the main production procedure with backup AGL, in Maloob and Zaap wells.

### Flow Rate

In a naturally fractured reservoir with associated aquifer and/or gas cap, an unbalanced gravity and density force are generated under certain flow conditions. This phenomenon is characterized by the growth of a vertical and radial cone; when the base of the cone reaches the drainage radius, it reaches its maximum height. Then, the entire interface, whether gas-oil or water-oil moves vertically in a pseudo-stationary regime without deformation. Finally, when the interface is at a short distance from the production interval, gas or water burst into the well, increasing gas volume or the percentage of water produced.

The AIPBAS01-02 KMZ Project consists of mature reservoirs with reduced oil screens due to the advancing gas cap and active aquifer. However, this will decrease further due to time and accelerated production pace.

### Gasto Crítico

En un yacimiento naturalmente fracturado con acuífero y/o casquete de gas asociado, se genera, bajo ciertas condiciones de flujo, un desequilibrio entre las fuerzas de gravedad y densidad. Este fenómeno se caracteriza por el crecimiento de un cono vertical y radial; cuando la base del cono llega al radio de drene, este adquiere su altura máxima. Posteriormente, toda la interfase, ya sea gas-aceite o agua-aceite avanza verticalmente en régimen pseudoestacionario sin sufrir deformación. Finalmente, cuando la interfase se encuentra a una distancia corta del intervalo productor, el gas o agua irrumpen en el pozo, incrementando el volumen de gas o porcentaje de agua producido.

El AIPBAS01-02 Proyecto KMZ está conformado por yacimientos maduros con ventana reducida de aceite, debido al avance del casquete

In order to prevent the inrush of undesirable fluids, the strategy of applying flow rates to wells that have close distances between the production interval and the contacts is employed in the Asset. The flow rate of a well is defined as the maximum oil rate, which does not produce water and/or gas in the presence of gas and oil contacts (GOC) and water and oil contacts (WOC), due to the effect of pressure drop at the bottom of the well (conification phenomenon).

### Submersible Electric Pump (SEP)

This artificial lift system has been used in the marine region for several years due to its efficiency in the production of hydrocarbons with various characteristics (high viscosities, low API gravity oils, or with water or



de gas y el acuífero activo. Lo anterior irá disminuyendo aún más en función del tiempo y el acelerado ritmo de producción.

Con el objetivo de evitar la irrupción de fluidos indeseables, en el Activo se emplea la estrategia de aplicar gastos críticos a los pozos que tienen distancias cercanas entre el intervalo productor y los contactos. El gasto crítico de un pozo se define como el gasto máximo de aceite, con el cual no se produce agua y/o gas en presencia de contactos de gas y aceite (CGA) y contactos de agua y aceite (CAA), por efecto de caída de presión en el fondo del pozo (fenómeno de conificación).

### Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Este sistema artificial de producción lleva varios años utilizándose en la región marina por su eficiencia en la producción de hidrocarburos de diversas características (altas viscosidades, aceites de baja gravedad API, o con contenido de agua o arenas). El BEC tiene como principio fundamental levantar el fluido del yacimiento hasta la superficie mediante la rotación centrífuga de una bomba sumergible, cuya potencia es suministrada por un motor eléctrico ubicado en el fondo del pozo.

Previo a considerar emplear el sistema BEC, éste debe cumplir con determinados requerimientos, tanto en dimensiones y construcción de pozo como en las condiciones de los yacimientos. Se considera un equipo de 5.38 pulgadas dentro de una camisa de enfriamiento de 7" y 7 5/8", por lo que se debe instalar en una tubería de revestimiento de 9 5/8" de diámetro externo mínimo; además de verificar que la severidad

de asentamiento sea menor a 3°/30 metros. En cuanto a los criterios de yacimiento, se establece que a la profundidad de colocación del equipo BEC, el aceite debe contener un máximo de 20% de gas libre, debido a que su eficiencia es afectada ante la presencia de fluidos con alta relación gas-aceite (RGA).

### Caso de Estudio

El Pozo-1, ubicado en el campo Maloob, se perforó a finales del año 2014 y comenzó su producción en enero de 2015 con sistema de BNC. Desde su inicio, y hasta abril de 2017, manejó un caudal promedio de 6,000 bd y 3.0 mmpcd. Siguiendo con la estrategia del Activo de reducir el consumo de gas de BN, así como de incrementar la producción, se revisaron los criterios de selección establecidos y se definió cambiar el SAP en este pozo a BEC. En el mes de mayo se realizó la intervención, conversión a BEC y reposicionamiento de intervalo productor en cola extendida (CBEC/CE).

Para poner a producir el pozo con BEC posterior a su reparación, se determinó una secuencia de arranque normal con rampa de aceleración a 40 Hz e incrementos de velocidad de 1 Hz/min, hasta alcanzar la frecuencia de diseño de 60 Hz a una apertura de estrangulador de 2". Se realizaron dos intentos de arranque no exitosos, en los cuales, se efectuó paro manual por alta temperatura en la bomba sin observar flujo en superficie. En el primer intento, a los 55.4 Hz se generó una caída de presión de 276.7 psi (19.4 kg/cm<sup>2</sup>), y en el segundo 179.2 psi (12.6 kg/cm<sup>2</sup>), a 55.3 Hz. (Figura 2).

sand content). The main principle of the SEP is to lift the fluid from the reservoir to the surface by means of the centrifugal rotation of a submersible pump, whose power is supplied by an electric motor located at the bottom of the well.

Before considering the use of the SEP system, it must comply with certain requirements regarding both the dimensions and construction of the well and the reservoirs' conditions. It is considered a 5.38 inch unit inside a 7" and 7 5/8" cooling jacket, so it should be installed in a 9 5/8" minimum outside diameter casing, in addition to verifying that the severity of settlement is less than 3°/30 meters. Regarding the reservoir criteria, it is established that at the placement depth of the SEP equipment, the oil must contain a maximum of 20% of free gas, because its efficiency is affected by the presence of fluids with high WOC.

### Case Study

Well-1, located in the Maloob field, was drilled in late 2014 and began production in January 2015 with a AGL system. Since it's beginning and until April 2017 it handled an average flow of 6,000 bd and 3.0 mmscf. Following the Asset's strategy of reducing PP's gas consumption, as well as increasing production, the established selection criteria were reviewed; the ALS in this well was switched to Electro Centrifugal Pumping. In May, the intervention, SEP conversion and repositioning of the production interval into extended tailing was carried out.

In order to bring the well with SEP into production after the repair, a normal startup sequence was determined with acceleration ramping to 40 Hz and speed increments of 1 Hz/

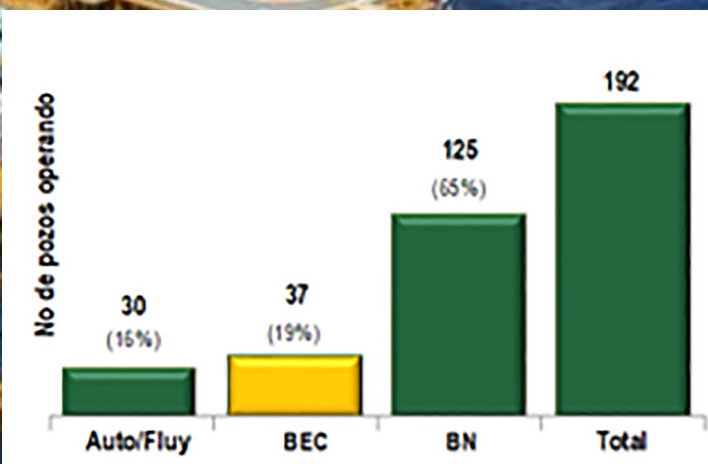
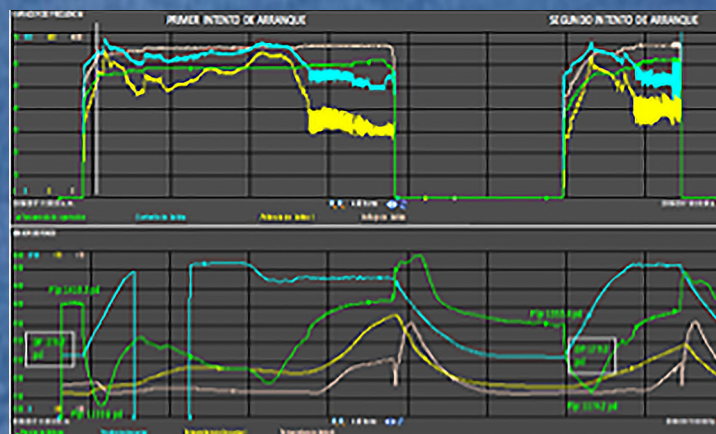


Figura 1. Número total de pozos operando en AIPBAS01-02.  
Figure 1. Total number of wells operating at AIPBAS01-02.

## Conclusiones

- La meta de este trabajo ha sido presentar la importancia de los sistemas artificiales en el mantenimiento de la producción en aguas someras. Este caso representa uno de muchos retos que se enfrentan a diario en la región para el mantenimiento de la producción de aceite.
- El proyecto Ku Maloob Zaap cuenta con yacimientos maduros en los cuales la ventana de aceite se ha ido reduciendo a través del tiempo por el avance de los contactos de gas y aceite. Lo anterior implica que en los pozos productores es cada vez más común la presencia de agua y gas, con el impacto que éstos generan en los costos por reparaciones y tratamientos químicos.
- Se presenta el tema de producción de gas de la zona de transición por conificación en los pozos que operan con equipo de bombeo electrocentrífugo y su efecto en la disminución de la eficiencia en el levantamiento. Asimismo, se muestra el análisis y pruebas realizadas para lograr operar equipos en dichas condiciones.
- El conocimiento adquirido ha servido para aplicarse en pozos donde posteriormente se ha presentado el mismo fenómeno; necesario, ya que esta condición se irá acrecentando con el avance de la explotación de nuestros yacimientos.

Figura 2. Primeros intentos de arranque con BEC, Pozo-1.  
Figure 2. First attempts with SEP, Well-1.



min to the design frequency of 60 Hz, at a throttle opening of 2". Two unsuccessful start-up attempts were made, in which the pump was stopped manually due to high temperature without reaching surface flow. On the first attempt, at 55.4 Hz a pressure drop of 276.7 psi (19.4 kg/cm<sup>2</sup>) was generated, and on the second attempt 179.2 psi (12.6 kg/cm<sup>2</sup>), at 55.3 Hz. (Figure 2).

## Conclusions

- This work's aim has been to show the importance of artificial lifts in production maintenance in shallow waters. This case represents one of many challenges faced daily in the region for the maintenance of oil production.
- The Ku Maloob Zaap project has mature reservoirs in which the oil gap has been reduced over time by the advancement of gas and oil contacts. This implies that the presence of water and gas

is increasingly common in producing wells, with the impact that these leave on repair costs and chemical treatments.

- The issue of gas production in the transition zone by conification in the wells that operate with electrocentrifugal pumping equipment and its effect on the decrease of efficiency in the lifting is discussed. It also shows the analysis and tests carried out in order to operate equipment under such conditions.
- The knowledge acquired has been applied in wells where the same phenomenon has subsequently occurred; necessary, since this condition will increase with the progress of the exploitation of our reservoirs.

El campo Samaria es el primero en México donde se lleva a cabo el proceso de inyección cíclica de vapor de manera exitosa  
 / The Samaria field is the first one in Mexico where the cyclical steam injection process is successfully carried out

# Optimización de la inyección alterna de vapor con la adición de gas metano en un yacimiento de arenas no consolidadas de aceite extrapesado de la región sur de México

El campo Samaria está localizado 18 km al noreste de Villahermosa, Tabasco. Está dentro del área denominada Complejo Antonio J. Bermudez y contiene yacimientos productores de aceite extrapesado localizados a profundidades de 600m a 1100m en formaciones arenosas poco consolidadas, cuyas porosidades están en el rango de 25% a 30% y permeabilidades superiores a 3 darcy.



**Autores / Authors:**  
 Tayde R. Prieto Sosa, José Antonio González Guevara y Silvia María Chávez Morales (Pemex)

## Optimization of alternate steam injection

*with the sum of methane gas in an unconsolidated extra-heavy-oil sand field in the southern region of Mexico*

*The Samaria field is located 18 km northeast of Villahermosa, Tabasco, Mexico, within the area called Complejo Antonio J. Bermudez. It contains extra-heavy oil-producing reservoirs located at depths of 600m to 1100m in poorly consolidated sandy formations, whose porosities are in the range of 25% to 30% and permeabilities greater than 3 darcy.*

La densidad del aceite está entre 5° y 12° API y la temperatura de la formación tiene valores de 45° a 55° C. Bajo la condición de ésta última, el aceite se comporta como un fluido newtoniano. Sin embargo, cuando el aceite se encuentra en superficie y su temperatura disminuye, alcanza viscosidades del orden de 20,000 a 85,000 cp.

La reserva remanente es de 43.5 MMb con la inyección alterna de vapor, diversificación de sistemas artificiales de producción, inyección de agua caliente, mejoradores de flujo y reducción de contrapresión en superficie. Entre otras tecnologías que se emplean, se pretende alcanzar un factor de recuperación final de 14.7%.

Para la explotación comercial de estos tipos de yacimientos de aceite extra pesado, se emplean los métodos térmicos conocidos como "inyección cíclica de vapor", en conjunto con los sistemas artificiales de producción. Mediante estos procesos de recuperación, se producen actualmente alrededor de 9,000 bd de aceite.

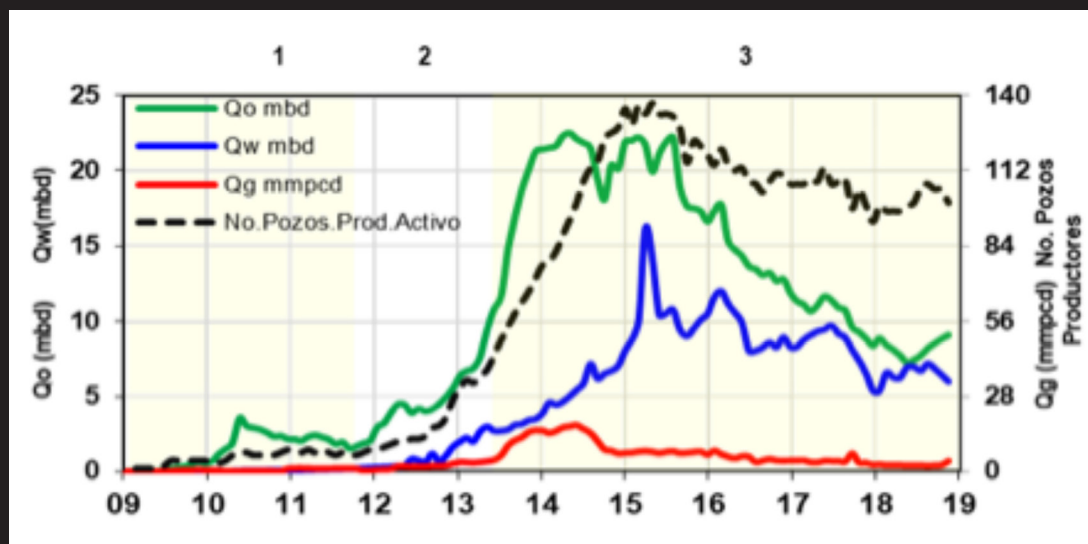
Hasta la fecha, el campo Samaria ha sido el primer campo en México donde se lleva a cabo el proceso de inyección cíclica de vapor de manera exitosa para la explotación de aceite extrapesado. Su historia de producción se puede dividir en tres etapas fundamentales:

### **Etapas 1 (Mayo/2009 – Mayo/2011)**

- Inicia la ejecución de la prueba piloto de inyección de vapor con 8 pozos.
- Presión inicial de 100 kg/cm<sup>2</sup>.

Oil's density is between 5° and 12° API and the formation temperature goes from 45° to 55° C. According to this condition, the oil behaves like a Newtonian fluid. However, when the oil is on the surface and its temperature decreases, it reaches viscosities in the range of 20,000 to 85,000 cp.

The remaining reserve is 43.5 MMb with alternating steam injection, diversification of artificial production systems, hot water injection; flow improvers and reduction of surface backpressure. Among



**Figura 1.** Comportamiento del pozo sometido a la Inyección Alterna de Vapor

**Figure 1.** Well performance under Alternative Steam Injection (ASI).

### Etapa 2 (Octubre/2011 – Enero/2013)

- Inicia la etapa de masificación de IAV con el pozo Samaria 929.
- Se perforan 51 pozos con espaciamiento de 400 m.
- Se incrementa el número de generadores de vapor de 1 a 4, con capacidad de 240 m<sup>3</sup>/día.

### Etapa 3 (Febrero/2013 – actualidad)

- En la primera fase, se perforan 46 pozos y en la segunda fase 56; reduciendo el espaciamiento a 200 m y, posteriormente, a 150 m.
- Se efectúan 14 conversiones en pozos existentes.
- Se incrementa el número de generadores de vapor de 4 a 13 calderas, con capacidad de 240 y 300 m<sup>3</sup>/día.
- Cierre de pozos por el incremento de porcentaje de agua en 2015.
- Se inicia prueba piloto de inyección continua de vapor en 2018.
- Reactivación de actividad física (9 TER y 24 RMA's) 2018-2019.

La inyección alterna de vapor (IAV) consiste en transferir calor al yacimiento mediante la inyección de vapor en un pozo productor por un tiempo determinado. El vapor es inyectado para reducir la viscosidad y, por lo tanto, incrementar la movilidad del aceite durante la fase de producción del pozo. El proceso consta de tres fases: inyección, remojo y producción, siendo los parámetros de diseño característicos para cada yacimiento o pozo.

- 1. Fase de inyección:** se inyectan, en el pozo productor, entre 5,000 a 20,000 barriles de agua equivalente por varios días o semanas, en función del espesor.
- 2. Fase de remojo:** período de cierre, de tres a cinco días, que permite la transferencia de energía (calor) a la roca y fluidos del yacimiento y condensación del vapor.
- 3. Fase de producción:** se abre a producción, ya sea de manera natural o con sistema artificial. Durante los primeros días se tiene una alta producción de agua (tiempo de desalojo) y, posteriormente, el agua se estabiliza. El período de producción después de inyección puede variar de varios meses hasta dos años.

other technologies employed, the aim is to achieve a final recovery factor of 14.7%.

For the commercial exploitation of these types of extra-heavy oil reservoirs, thermal methods known as "Cyclic Steam Injection" are used, along with artificial production systems. These recovery processes currently produce around 9,000 bd of oil.

So far, the Samaria field has been the first in Mexico where the cyclical steam injection process is successfully carried out for extra-heavy oil exploitation. Its production history can be divided into three main stages:

#### Stage 1 (May/2009 - May/2011)

- The execution of the steam injection pilot test with 8 wells begins.
- Initial pressure of 100 kg/cm<sup>2</sup>.

#### Stage 2 (October/2011 - January/2013)

- The BTI massification stage begins with the Samaria 929 well.
- 51 wells are drilled with a spacing of 400 m.
- The number of steam generators is increased from 1 to 4, with a capacity of 240 m<sup>3</sup>/day.

#### Stage 3 (February/2013 - present)

- In the first phase, 46 wells are drilled and in the second phase 56; reducing the spacing to 200m and then 150m.
- Fourteen conversions are carried out in existing wells.
- The number of steam generators is increased from 4 to 13 boilers, with a capacity of 240 and 300 m<sup>3</sup>/day.
- Wells are closed due to the increase in the percentage of water in 2015.
- The pilot test of continuous steam injection begins in 2018.
- Reactivation of physical activity (9 TER and 24 RMA's) 2018-2019.

Alternating Steam Injection (ASI), consists of transferring heat to the reservoir by injecting steam into a producing well over a certain time. Steam is injected to reduce the viscosity, and therefore increase the oil's mobility during the well's production phase. The process consists of three phases: injection, soaking and production, the design parameters being distinctive for each reservoir or well.

- 1. Injection Phase:** between 5,000 and 20,000 barrels of water equivalent are injected into the producing well for several days or weeks, depending on the thickness.
- 2. Soaking Phase:** A three to five-day shutdown period that allows energy (heat) transfer to the rock and fluids of the reservoir, and the steam's condensation.
- 3. Production Phase:** it is open to production, either naturally or through an artificial system. During the first days, there is high water production (time of eviction); later, water is stabilized. The production period after injection can vary from several months to two years.

## ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GAS DE RED DE B.N. CABEZAL SAMARIA 631

No. DE IDENTIFICACIÓN: E2018-1007 PROYECTO: F.62294 FECHA DE MUESTRA: 11-jul-2018					
Componentes	Peso Molecular, g/mol	Gas		Grupo	Densidad @ cst
		% Peso	% Mol	% Mol	g/cm <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub>	44.010	0.2471	0.1003	0.1003	0.0019
H25	34.080	0.0000	0.0000	0.0000	0.0014
H2	28.013	15.0920	9.6226	9.6226	0.0012
C1	16.043	77.4914	86.2743	86.2743	0.0007
C2	30.070	6.1317	3.6422	3.6422	0.0013
C3	44.097	0.4262	0.1726	0.1726	0.0019
i-C4	58.123	0.1777	0.0546		0.0025
n-C4	58.123	0.4339	0.1333	0.1879	0.0025
i-C5	72.150	0.0000	0.0000		0.0031
n-C5	72.150	0.0000	0.0000	0.0000	0.0031
**C6	84.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0036
<b>TOTAL</b>		100.0000	100.0000		

**Figura 2.** Análisis cromatográfico de gas de la red de BN

*Figure 2.* Chromatographic gas analysis of PP's network

## DATOS DE LA FASE GAS (BASE SECA)

*Presión Pseudocrítica (PSIA) =	650.438
*Temperatura Pseudocrítica (Kelvin) =	189.405
*Temperatura Pseudocrítica (Rankine) =	340.929
*Densidad Relativa =	0.6167
*Etano Líquido Recuperable (Galones/ Mil ft <sup>2</sup> de Gas) =	0.932
*Etano Líquido Recuperable (Barriles/ Millón ft <sup>2</sup> de Gas) =	22.194
*Propano Líquido Recuperable (Galones/ Mil ft <sup>2</sup> de Gas) =	0.047
*Propano Líquido Recuperable (Barriles/ Millón ft <sup>2</sup> de Gas) =	1.131
*Propano y más Pesados Líquidos Recuperables (Galones/ Mil ft <sup>2</sup> de Gas) =	0.107
*Propano y más Pesados Líquidos Recuperables (Barriles/ Millón ft <sup>2</sup> de Gas) =	2.556
*Isopentanos y más Pesados Líquidos Recuperables (Galones/ Mil ft <sup>2</sup> de Gas) =	0.000
*Isopentanos y más Pesados Líquidos Recuperables (Barriles/ Millón ft <sup>2</sup> de Gas) =	0.000
*Poder Calórico Bruto (BTU/ ft <sup>3</sup> ) =	946.295
*Poder Calórico Bruto (BTU/ ft <sup>3</sup> ) =	853.184

*Peso molecular de la mezcla (g/mol)	17.861
*Densidad de la mezcla a 15.5 °C y 14.7 PSIA (g/cm <sup>3</sup> )	0.00076
*Densidad de la mezcla a 15.5 °C y 14.7 PSIA (lb/ft <sup>3</sup> )	0.04716

### Inyección de gas metano y vapor en el campo Samaria Terciario

La inyección de vapor ha sido un éxito como proceso de recuperación de aceite extrapesado en el campo Samaria Terciaria. Sin embargo, debido a su avanzada etapa de explotación, se busca optimizar el proceso para maximizar la recuperación de aceite. La inyección de solventes es una alternativa para la recuperación de aceites pesados, ya que permite la reducción de la viscosidad y la remoción de emulsiones, asfáltenos y sólidos insolubles.

Inyectar el solvente (metano) con el vapor, tiene como objetivo reducir los requerimientos de vapor y mejorar la recuperación de aceite. Lo anterior mejora la inyectividad, alcanzando lugares no estimulados y generando una miscibilidad parcial del solvente con el aceite del yacimiento; con la meta de reducir la viscosidad del mismo.

### Modelo de Simulación

Se generaron modelos de simulación sectoriales en un pozo tipo que permitieron el entendimiento del proceso de inyección de metano-vapor y los fenómenos ocurridos en el yacimiento. Se realizaron en pozos ya previamente estimulados y depresionados por haber sido sometidos a ciclos de inyección de vapor y, por consecuencia, con una presión de fondo menor a la inicial y una saturación inicial mayor.

1. Sectorización del modelo de simulación de inyección continua de vapor.
2. Generación y selección de escenarios de inyección de metano-vapor.

### Pruebas y resultados en campo

La primera aplicación en campo se efectuó en diciembre del 2016, con el pozo Samaria 977. Seguimiento del Samaria 865, donde fue empleado equipo

### Methane Gas and Steam Injection in the Tertiary Samaria Field

Steam injection has been a success as an extra-heavy oil recovery process in the Tertiary Samaria field. However, due to its advanced exploitation stage, the process is being optimized to maximize oil recovery. Solvent injection is an alternative for heavy oil recovery since it allows for viscosity reduction and the removal of emulsions, asphaltenes, and insoluble solids.

Injecting the solvent (methane) with steam seeks to reduce steam requirements and improve oil recovery. This enhances injectivity, reaching unstimulated sites and generating partial miscibility of the solvent with the oil in the reservoir; to reduce the oil's viscosity.

### Simulation Model

Sectorial simulation models were built in a typical well, which allowed the understanding of the methane-steam injection process and the phenomena that occurred in the reservoir. These were carried out in wells that had already been stimulated and depressed due to having been subjected to steam injection cycles and, consequently, with a lower bottom pressure than the original one and a higher initial saturation.

1. Grouping of the continuous steam injection simulation model.
2. Creation and selection of methane-steam injection scenarios.

### Field Tests and Results

The first field application was made in December 2016, with the Samaria 977 well. Followed by the Samaria 865, where motor compressor

de motocompresor a boca de pozo debido a las altas presiones de admisión y se inyectó alrededor de 5 mmpc de gas.

### Conclusiones

- La inyección alterna de vapor durante estos 8 años ha sido un proceso de recuperación exitoso en el campo Samaria Terciario.
- Sin embargo, como ya se encuentra en una etapa de desarrollo (maduro), se empiezan a tener dificultades; tales como altas producciones de agua, largos tiempos de desalojo después de la estimulación y baja productividad debido a la reducción de un 50% de la energía del yacimiento. Por lo anterior, se debe optimizar, mediante la adición de solventes y migración de proceso de recuperación, entre otros.
- Tanto a nivel de laboratorio y simulación como en pruebas de campo, se ratifica que la adición de gases no condensables, como es el caso del metano, nos permite:
  - Incrementar la inyectividad.
  - Aumentar la penetración del vapor y, con esto, estimular zonas no drenadas.
  - La inyección de un gas no condensable crea un pase de gas penamente en la cima del modelo, por lo que el calor llega al frente antes que el vapor solo.
  - La inyección de gas y vapor permite incrementar la recuperación de aceite debido a los siguientes fenómenos: incremento de la presión del yacimiento, generación de un desplazamiento, generación de segregación y reacomodo del gas dentro de la cima de la arena y reducción de la viscosidad.

equipment was used at the wellhead due to the high admission pressures and around 5 mmpc of gas was injected.

### Conclusions

- Alternating steam injection during these 8 years has been a successful recovery process in the Tertiary Samaria field.
- However, as it is already in a developmental stage (mature), difficulties are beginning to be seen; such as high-water productions, long eviction times after stimulation, and low productivity due to the 50% reduction in the energy of the reservoir. Therefore, it must be optimized by adding solvents and recovery process migration, among others.
- Both at the laboratory and simulation level, as well as in field tests, it is confirmed that the addition of non-condensable gases, as is the case with methane, allows us to:
  - Increase injectivity.
  - Enhance steam penetration and thus stimulate undrained areas.
  - The injection of a non-condensable gas creates a gas pass poorly at the top of the model, so heat reaches the front before just the steam.
  - The injection of gas and steam makes it possible to increase oil recovery due to the following phenomena: raising of the reservoir pressure, displacement generation, segregation and re-adjustment of the gas within the top of the sand, and viscosity reduction.

**Tabla 1.** Resultados de producción después de la inyección de vapor con metano en pozos de aceite extrapesado.

**Table 1.** Production results after steam injection with methane in extra-heavy oil wells.

Pozo	Escenario de inyección de metano	Incremento de:					Reducción de:	
		Producción (bpd)	Presión de inyección (kg/cm <sup>2</sup> )	Tiempo de producción (días)	Temperatura de producción (°C)	Presión de producción (kg/cm <sup>2</sup> )	Corte de agua (%)	Tiempo de desalojo (días)
Sam-977	Simultáneo	62	14	102	16	21	6	13
Sam-865	Simultáneo	51	21	54	15	23	10	20
Sam-906	Prebache	20	14	34	14	21	9	20
Sam-9181	Simultáneo	35	23	35	19	19	10	12
Sam-916	Simultáneo	48	10	94	12	24	10	16
Sam-915H	Simultáneo	58	8	72	19	21	9	18
Sam-642	Simultáneo	37	22	103	20	16	9	19
Sam-896	Prebache	15	18	94	14	18	9	20
Sam-901	Simultáneo	22	8	115	18	24	10	15
Sam-922	Simultáneo	60	10	75	18	16	5	11
Sam-621	Simultáneo	37	22	90	13	16	6	16

• Se abordan los análisis de estabilidad convencional y lineal.  
/ Conventional and linear stability analyses are addressed

# Diagnóstico de pozos con BNC a través de la generación de mapas de estabilidad

## Diagnosis of wells with CPP through the generation of stability maps

Autor / Author: Iván Velázquez Ramírez, Jesús Urrea Florentino y Guillermo Brígido Vázquez Álvarez (Pemex Exploración y Producción)

El Bombeo Neumático Continuo (BNC) es uno de los sistemas de levantamiento artificial empleado para continuar la explotación de los yacimientos. Sin embargo, gran parte de los pozos operados por este sistema presentan inestabilidad en su operación: Cabeceo por TP y Cabeceo en TR.

Dichos cabeceos generan incrementos abruptos de presión en la cabeza del pozo o TR. Estos problemas asociados a la inestabilidad son:

- Disminución de la producción
- Incremento en el consumo de gas de inyección
- Aforos no confiables
- Paro del sistema de compresión
- Cierre de pozos
- Variaciones cíclicas en presión y gasto
- Otros problemas operacionales de inestabilidad son el daño a los equipos superficiales, disminución de la eficiencia del sistema y distribución del gas de BN.

El BNC requiere, en el punto de inyección subsuperficial, una válvula que sea sensible a la presión en la tubería de producción cuando se encuentre en posición de apertura. Es decir, responderá proporcionalmente a incrementos y decrementos de presión generados por la columna de fluidos en la TP, para poder tener estabilidad o mantener constante la presión en la tubería de producción.

La válvula de BNC deberá empezar a regular el cierre cuando la presión decrezca y así disminuir la inyección de gas. Además, deberá de regular la apertura, permitiendo un mayor flujo de gas a través de ella, cuando la presión en la TP aumente.

The Continuous Pneumatic Pumping (CPP) is one of the artificial lifting systems used to continue reservoir exploitation. However, most of the wells operated by this system show instability in their operation: Pitching by PP and Pitching in CP.

These pitches create abrupt pressure increases in the wellhead or CP. These problems associated with instability are:

- Production decrease
- Injection gas consumption increase
- Unreliable gauges
- Compression system shutdown
- Well Closure
- Cyclical variations in pressure and expenditure
- Other operational problems of instability are damage to surface equipment, decreased efficiency of the system and distribution of BN gas.

The CPP requires, at the subsurface injection point, a valve that is sensitive to the pressure in the production pipeline when in the open position. That is to say, it will respond proportionally to pressure increases and decreases generated by the fluid column in the PP, to have stability or maintain constant pressure in the production line.



### Fenómenos de inestabilidad en pozos fluyentes

Al evaluar las condiciones de operación de pozos fluyentes mediante el análisis nodal, es posible determinar el punto de operación del sistema de yacimiento-pozo y conocer el gasto.

### Inestabilidad en pozos operando por BNC

Se dice que un sistema es estable si las perturbaciones que experimenta se disipan con el tiempo; de esta manera, el sistema se restablece en su condición de equilibrio inicial. Por otra parte, un sistema es inestable si estas perturbaciones se conservan o amplifican, haciendo que derive en una nueva condición de equilibrio, o que permanezca oscilando entorno a cierto punto de operación.

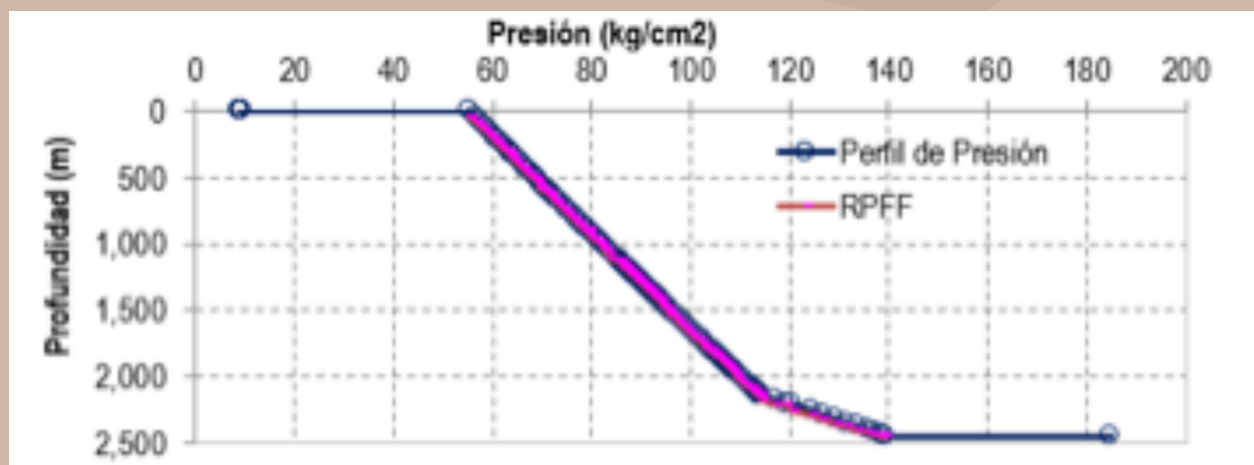
The CPP valve shall start to regulate the closing when the pressure decreases and thus the gas injection. Besides, it should regulate the opening, allowing greater gas flow through it, when the pressure in the PP increases.

### Instability Phenomena in Flowing Wells

By evaluating the operating conditions of flowing wells through nodal analysis, it is possible to determine the operating point of the reservoir-well system and to know the expenditure.

### Instability in CPP-Operated Wells

A system is said to be stable if the disturbances it goes through dissipate over time; in this way, the system is



**Figura 1.** Gráfica de comportamiento de presión en TR y TP.  
Figure 1. Pressure performance graph in TR and TP.

En el caso de los pozos con BNC, el flujo puede ser inestable, dependiendo de las características del sistema, las propiedades de los fluidos y sus condiciones de operación. Cuando se presenta esta problemática, todos los parámetros del flujo muestran variaciones de gran amplitud en periodos de tiempo relativamente cortos (minutos).

En la práctica, este fenómeno puede identificarse claramente en los gráficos circulares de presión en la cabeza, la presión en TR y el gasto de inyección. Las grandes variaciones del gasto instantáneo de la producción pueden cuantificarse y visualizarse durante el aforo de los pozos.

### Identificación del fenómeno de inestabilidad

En las últimas décadas, diversos autores han desarrollado criterios de estabilidad a partir del análisis lineal de estabilidad del sistema de ecuaciones que describe el comportamiento del sistema de BNC (Asheim, 1988; Fairuzov y cols., 2004; Alhanati y cols., 1993; Blick y cols., 1988). Asheim (1988) desarrolló dos criterios de estabilidad, a partir de un modelo simplificado de un sistema de producción.

El primer criterio se formuló con el análisis de las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a las perturbaciones de la presión en la TP, a la profundidad de la válvula de BN. El segundo

restored to its initial balance condition. On the other hand, a system is unstable if these disturbances are preserved or amplified, causing it to drift into a new balance condition, or to remain oscillating around a certain point of operation.

In the case of CPP wells, the flow may be unstable, depending on the characteristics of the system, the properties of the fluids and their operating conditions. When this problem occurs, all flow parameters show wide variations in relatively short periods (minutes).

In practice, this phenomenon can be clearly identified in the pie charts of head pressure, CP pressure and injection rate. Large variations in the instantaneous production rate can be quantified and displayed during well logging.

### Identification of the Instability Phenomenon

In recent decades, several authors have developed stability criteria from the linear stability analysis of the equation system that describes the performance of the CPP system (Asheim, 1988; Fairuzov et al., 2004; Alhanati et al., 1993; Blick et al., 1988). Asheim (1988) developed two stability criteria, based on a simplified model of a production system.

The first criterion was formulated with the analysis of the reservoir responses and the injection system to pressure disturbances in the PP, at the depth of the CPP valve. The second criterion was formulated with the analysis of the effect of the annular space and PP



criterio se planteó a partir del análisis del efecto de los ritmos de despresurización del espacio anular y de la TP, cuando la respuesta del sistema de inyección es más pronunciada que la del yacimiento.

Una modificación al primer criterio de Asheim fue desarrollada por Fairuzov y Guerrero (2004), al incorporar la variación de los disturbios de presión entre el punto de inyección y el fondo del pozo, cuando la distancia entre ambos puntos es grande (más de 500 m); asimismo, toman en cuenta el comportamiento de afluencia de yacimientos saturados.

Considerando que en el pasado era común utilizar la misma metodología de análisis de estabilidad en pozos de BNC con empacador, Alhanati et al. (1993) mostraron que para los pozos fluyentes ello puede conducir a conclusiones equivocadas. Por lo tanto, formularon un criterio unificado de estabilidad conformado por dos desigualdades que se simplifican a cuatro casos particulares, dependiendo de los regímenes de flujo (crítico o subcrítico) en las válvulas de BN y superficial de inyección.

### Modelado a través de las ecuaciones de Asheim

Para cumplir con lo anterior, el ingeniero en la actualidad dispone de mapas de estabilidad como herramienta para establecer las condiciones de operación favorables y programar condiciones de operación estables en la etapa de diseño. Un mapa de estabilidad es un diagrama 2D que muestra las regiones de operación estables e inestable de un sistema, así como sus fronteras de estabilidad e inoperabilidad.

En estos mapas es posible comparar, de manera inmediata, las fronteras de estabilidad teóricas con datos de campo, así como determinar el efecto de cada uno de los parámetros de diseño del sistema de gas lift. Las coordenadas de los mapas son el gasto de gas de inyección y la presión en la cabeza del pozo; esto debido a la conveniencia operativa. Estos parámetros pueden ser monitoreados y modificados de manera continua.

### Observaciones y conclusiones

- Incremento del IP del pozo a través de trabajos de estimulación a la formación.

depressurization rates when the response of the injection system is more pronounced than that of the reservoir.

A modification to Asheim's first criterion was developed by Fairuzov and Guerrero (2004), by incorporating the variation in pressure disturbances between the injection point and the bottom of the well, when the distance between both points is large (more than 500 m); they also take into account the inflow performance of saturated reservoirs.

Whereas in the past it was common to use the same stability analysis methodology in CPP packer wells, Alhanati et al. (1993) showed that for flowing wells this can lead to wrong conclusions. Therefore, they created a unified stability criterion consisting of two inequalities that are simplified to four particular cases, depending on the flow regimes (critical or subcritical) in CPP and surface injection valves.

### Modeling Through the Asheim Equations

To comply with the above, engineers currently have stability maps as a tool to establish favorable operating conditions and schedule stable operating conditions in the design stage. A stability map is a 2D diagram that shows the stable and unstable operating regions of a system, as well as its stability and inoperability boundaries.

On these maps, it is possible to immediately compare the theoretical stability boundaries with field data and to determine the effect of each of the design parameters of the gas lift system. The map coordinates are the injection



- Estrangulamiento de pozos para poder ubicarnos dentro del mapa de estabilidad en la zona estable.
- Incremento del gasto de inyección de gas.
- Implementación de aparejos híbridos para mejorar la versatilidad de los SAP.
- Rediseño de los diámetros de puerto de inyección de las válvulas de BN.
- Instalación del sistema Bombeo Hidráulico Jet.
- Complementar el análisis nodal con el análisis lineal para la generación de los mapas de estabilidad. Ajustar el perfil dinámico a través de un RPF y ajustar con la correlación que mejor reproduzca el comportamiento del pozo. No utilizar modelos genéricos que pueden sobre estimar la  $P_{wf}$  y arrojar errores en la predicción de la región de estabilidad del pozo en análisis.
- En el caso del pozo R-148, se observa que la estabilización es favorecida debido a que el pozo opera a través de una válvula de BN con orificio reducido.
  - En el caso de los pozos que operan a través de la camisa, la forma de estabilizar el flujo es estrangulando en superficie e incrementando el gasto de inyección de gas; esto favorecerá una alta presión en cabeza.
  - La estabilización de flujo nos brinda la ventaja de evitar conificaciones de agua en pozos que operan en dos o más yacimientos, debido a que la  $P_{wf}$  se mantiene estable. Esta estabilidad ayuda a no generar  $P_{wf}$ 's que lleven a incrementos abruptos de agua.

gas flow rate and wellhead pressure for operational convenience. These parameters can be monitored and modified on an ongoing basis.

#### Observations and Conclusions

- Increase in well IP through formation stimulation work.
- Well strangulation to be able to locate ourselves within the stability map in the stable zone.
- Increase in gas injection expenditure.
- Implementation of hybrid rigs to improve the versatility of SAPs.
- Redesign of the injection port diameters of CPP valves.
- Installation of the Hydraulic Jet Pumping system.
- Complement the nodal analysis with the linear analysis for the generation of stability maps. Adjust the dynamic profile through an RPF and adjust with the correlation that best reproduces the well's performance. Do not use generic models that can overestimate the  $P_{wf}$  and show errors in the prediction of the stability region of the well under analysis.
- In the case of the R-148 well, it is observed that stabilization is favored because the well operates through a CPP valve with a reduced orifice.
- As for wells operating through the casing, the way to stabilize the flow is by throttling at the surface and increasing the gas injection expense; this will favor a high head pressure.
- Flow stabilization gives us the advantage of avoiding water conifications in wells operating in two or more reservoirs because the  $P_{wf}$  remains stable. This stability helps avoid generating  $P_{wf}$ 's that lead to abrupt water increases.

