

WOZ

AÑO 04 • EDICIÓN 42
Junio 2020

PETROLERA



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

**Análisis de la distribución
lognormal del tamaño de bloque
a partir de pruebas de presión**

*Analysis of lognormal block size
distribution from pressure tests*

**Análisis del
comportamiento
de una zona
caótica
altamente
tectonizada**

*Analysis of a highly
tectonised chaotic
area's behavior*

Industria petrolera, ¿el fin de una era? Oil industry, the end of an era?

**Caracterización
del agua de
formación
para el
aseguramiento
de flujo**

*Characterization
of formation
water for flow
assurance*

**Entrevista a Sonia
Castellanos, Directora
General en Schlumberger**

*Interview with Sonia Castellanos,
General Manager at Schlumberger*

**Selección del
Sistema Artificial de
Producción para pozos
no convencionales**

*Artificial Production
System selection for non-
conventional wells*





Estimados Colegiados:

Las consecuencias de la pandemia de Coronavirus en la producción y demanda de hidrocarburos han ocasionado diversos cambios en el sector energético a nivel mundial. De igual forma, la alta dependencia de los precios del petróleo con respecto a la demanda ha contribuido a la incertidumbre.

Las anteriores condiciones se suman a los riesgos que inevitablemente vienen con cada proyecto. Por ello, la necesidad de enfocar estrategias, aprovechar recursos y disminuir los costos se ha hecho presente como nunca antes.

Lo anterior implica también la urgencia de innovar. A medida que se introduzcan nuevas metodologías y equipos para reducir riesgos, el sector estará mejor preparado ante situaciones inesperadas. En este sentido, empresas internacionales han comenzado a replantear no sólo sus estrategias, sino también las expectativas en relación a su personal e inversiones.

Los cambios avanzan rumbo a la sostenibilidad y las alianzas para impulsar grandes proyectos, lo cual sugiere una diversificación del mercado. Además, se han originado nuevas formas de trabajar gracias a los beneficios de las herramientas digitales. Sin duda la actualización tecnológica se acelerará y la industria energética no será ajena a ello.

Enfrentar los retos de hoy es importante, pero asumir que la pandemia ha originado un antes y un después en el sector petrolero, es fundamental. De esta forma, los ingenieros petroleros deberemos aportar nuestras capacidades para llevar a la industria hacia un horizonte en el cual siga con su crecimiento.

Dear Collegiate:

The consequences of the Coronavirus pandemic in hydrocarbon production and demand have caused several changes in the energy sector worldwide. Similarly, the high dependence oil prices have on demand has contributed to uncertainty.

The above conditions add to the risks that inevitably come with every project. Thus, the need to sharpen strategies, take advantage of resources, and reduce costs is more evident than ever before.

This need also implies the urgency of innovation. As new methodologies and equipment to reduce risks are implemented, the sector will be more prepared for unexpected situations. In this sense, international companies have started rethinking their strategies and their expectations regarding their staff and investments.

Shifts are moving towards sustainability and alliances to develop large projects, which suggests market diversification. Besides, new ways of working have evolved, thanks to the benefits of digital tools. Without a doubt, technological updating will accelerate, and the energy industry will not be exempt from it.

Facing today's challenges is important, but assuming that the pandemic has marked a before and after in the oil sector is fundamental. In this way, we, the oil engineers, will have to contribute with our capacities to lead the industry towards a horizon where it keeps growing.

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 // Assistant General Manager

Ignacio Ortiz
Director de Arte / Art Director

Gonzalo Rivas
Diseñador Senior / Senior Designer

Ángel Sánchez Pichardo
Desarrollador Web / Web master

Efraín Mariano
Análisis y redacción / Editing and analysis

Miroslava Fuentes Zacarías
Corrección de estilo y redacción / Style Editing

Renata Pérez de la O
Corrección de estilo y redacción / Style Editing



Página 3

Industria petrolera, ¿el fin de una era?
Oil industry, the end of an era?

Página 8

Entrevista especial con Sonia Castellanos,
Directora General en Schlumberger
Special interview with Sonia Castellanos,
General Manager at Schlumberger

Página 12

Caracterización del agua de formación
para el aseguramiento de flujo
Characterization of formation water for flow assurance

Página 16

Análisis de la distribución lognormal del tamaño
de bloque a partir de pruebas de presión
Analysis of lognormal block size distribution from pressure tests

Página 20

Análisis del comportamiento de una zona
caótica altamente tectonizada
Analysis of a highly tectonised chaotic area's behavior

Página 24

Selección del Sistema Artificial de Producción
para pozos no convencionales
Artificial Production System selection for non-conventional wells

• Aceleran la transición hacia proyectos verdes.
/ Acceleration of the transition towards green projects.

A central graphic featuring a blue globe with white outlines of continents. Surrounding the globe are stylized icons of oil rigs and wind turbines. The text is overlaid on the globe in a bold, white, sans-serif font.

Industria petrolera, ¿el fin de una era? Oil industry, the end of an era?

Por / By: Efraín Mariano

La crisis sanitaria no sólo modificó el ritmo del consumo global de hidrocarburos, también aceleró la transición de las principales petroleras del mundo hacia operaciones y modelos comerciales más verdes. Además, Fitch Ratings estimó que las compañías de exploración y producción de petróleo y gas eliminarán hasta 1.8 trillones de dólares en ingresos en 2020.

The health crisis has not only changed the pace of global hydrocarbon consumption, but it has also accelerated the transition of the world's major oil companies towards greener operations and business models. Besides, Fitch Ratings estimated that oil and gas exploration and production companies would eliminate up to \$1.8 trillion in revenues by 2020.

La predicción de la agencia calificadora resulta de la caída de los precios del petróleo por el impacto de la pandemia del coronavirus. Por su parte, la Agencia Internacional de Energía (AIE) advirtió que la demanda de petróleo caerá en 8.1 millones de barriles, hasta 91.7 millones de unidades por día en 2020, la mayor reducción anual en la historia.

Sin embargo, se espera un aumento de 5.7 millones de barriles por día desde ese nivel para el siguiente año, lo cual seguirá dejando la demanda por debajo de los niveles vistos en 2019, cercanos a los 100 millones de barriles diarios.

De esta forma, se prevé que el consumo de crudo no se recupere sino hasta el 2022, cuando la demanda de hidrocarburos líquidos se reactive gracias al regreso de la actividad de la industria aérea.

La crisis de la industria petrolera

Al parecer, el desplome de los precios del petróleo ha acelerado la transición de las principales petroleras del mundo hacia un modelo de negocios más verde. Y es que las expectativas sugieren que el valor del petróleo se mantendrá bajo por un periodo de tiempo prolongado, a pesar de la reactivación de la economía mundial. La posibilidad de regresar a la marca psicológica de los 50 dólares parece remota, mientras que un barril sobre 100 dólares está descartado por completo.

De acuerdo con expertos, la crisis petrolera ha acelerado la transición energética al menos

The rating agency's prediction resulted from the drop in oil prices due to the impact of the coronavirus pandemic. For its part, the International Energy Agency warned that oil demand would fall by 8.1 million barrels to 91.7 million units per day in 2020, the largest annual reduction in history.

However, the agency also expects an increase of 5.7 million barrels per day from that level for the following year, which will keep demand below the levels seen in 2019, which were close to 100 million barrels per day. In this way, oil consumption is not expected to recover until 2022, when the demand for liquid hydrocarbons reactivates due to the return of air industry activity.

The crisis in the oil industry

The collapse of oil prices seems to have accelerated the transition of the world's major oil companies towards a greener business model. Expectations suggest that the value of oil will remain low for an extended period, despite the revival of the global economy. The possibility of returning to the psychological mark of \$50 seems remote, while a barrel over \$USD 100 is completely ruled out.

According to experts, the oil crisis has accelerated the energy transition by at least a decade. For many companies in the sector, the future of the industry is already the present. Although hydrocarbon demand will recover when the health crisis is diluted, the current impact could change the way the world consumes hydrocarbons.

In this context, Ben van Beurden, Shell's CEO, said that he has stopped running an entirely-oil company; it has a greener approach now. The complicated times in the oil industry make it difficult for Van Beurden to maintain an identity related to fossil fuels in a company with 113 years of oil history.

He may not even be certain if he wants to be known as someone who runs one of the world's largest oil producers. "It's not easy to run an oil company when people suddenly stop needing it," Van Beurden said.

On the other hand, Bernard Looney, bp's chief executive, warned that the health crisis could have a "lasting impact on the global economy," with a permanent effect on energy demand and an adjustment in green projects. He even estimated that oil prices might never recover, largely because low demand for hydrocarbons is likely to continue after the conclusion of the pandemic. This is due to less traveling around the world.

una década. Para muchas empresas del sector, el futuro de la industria ya es el presente. Aunque la demanda de hidrocarburos se recuperará cuando la crisis sanitaria se diluya, el impacto actual podría modificar la forma en la que el mundo consume hidrocarburos.

En este contexto, Ben van Beurden, CEO de Shell, señaló que ha dejado de dirigir una compañía netamente petrolera; ahora tiene un enfoque más verde. El complicado momento de la industria del petróleo hace más complicado a Van Beurden continuar con una identidad de combustibles fósiles en una compañía con 113 años de historia petrolera.

Puede que ni siquiera esté seguro de querer ser conocido como alguien que dirige una de las mayores productoras de petróleo del mundo. "No es fácil dirigir una empresa de petróleo cuando las personas dejan de necesitarlo de repente", acotó Van Beurden.

Por otra parte, Bernard Looney, presidente ejecutivo de bp, advirtió que la crisis sanitaria podría tener un "impacto duradero en la economía global", con un efecto permanente en la demanda de energía y un ajuste en los proyectos verdes. Incluso, estimó que los precios del petróleo podrían no recuperarse nunca, en gran medida porque la baja demanda de hidrocarburos probablemente continuará después de la conclusión de la pandemia, por un menor desplazamiento de ciudadanos alrededor del mundo.

El CEO de bp anticipó que la tan temida "peak oil demand" o "pico de la demanda de petróleo" podría haber llegado antes de lo previsto. "No sabemos cómo se desarrollará todo esto. ¿Podría ser el pico del petróleo? Posiblemente. No lo descartaría", reconoció. Además, Goldman Sachs advirtió que la demanda de combustibles para aviones se mantendrá baja en los próximos años, en detrimento del consumo de hidrocarburos.

"Esto no va a hacer que el petróleo tenga más demanda. Es más probable que tenga menos", anticipó Looney. Agregó que el uso de tecnología permitirá trabajar a distancia, reduciendo la necesidad de viajar y, en consecuencia, de consumir combustibles.

Cambio de estrategia

La industria petrolera está analizando que parte de la caída de la demanda provocada por el coronavirus puede terminar siendo permanente. Como resultado, las principales petroleras del mundo están ajustando sus portafolios de negocios hacia planes de mayor rentabilidad y proyectos más verdes.

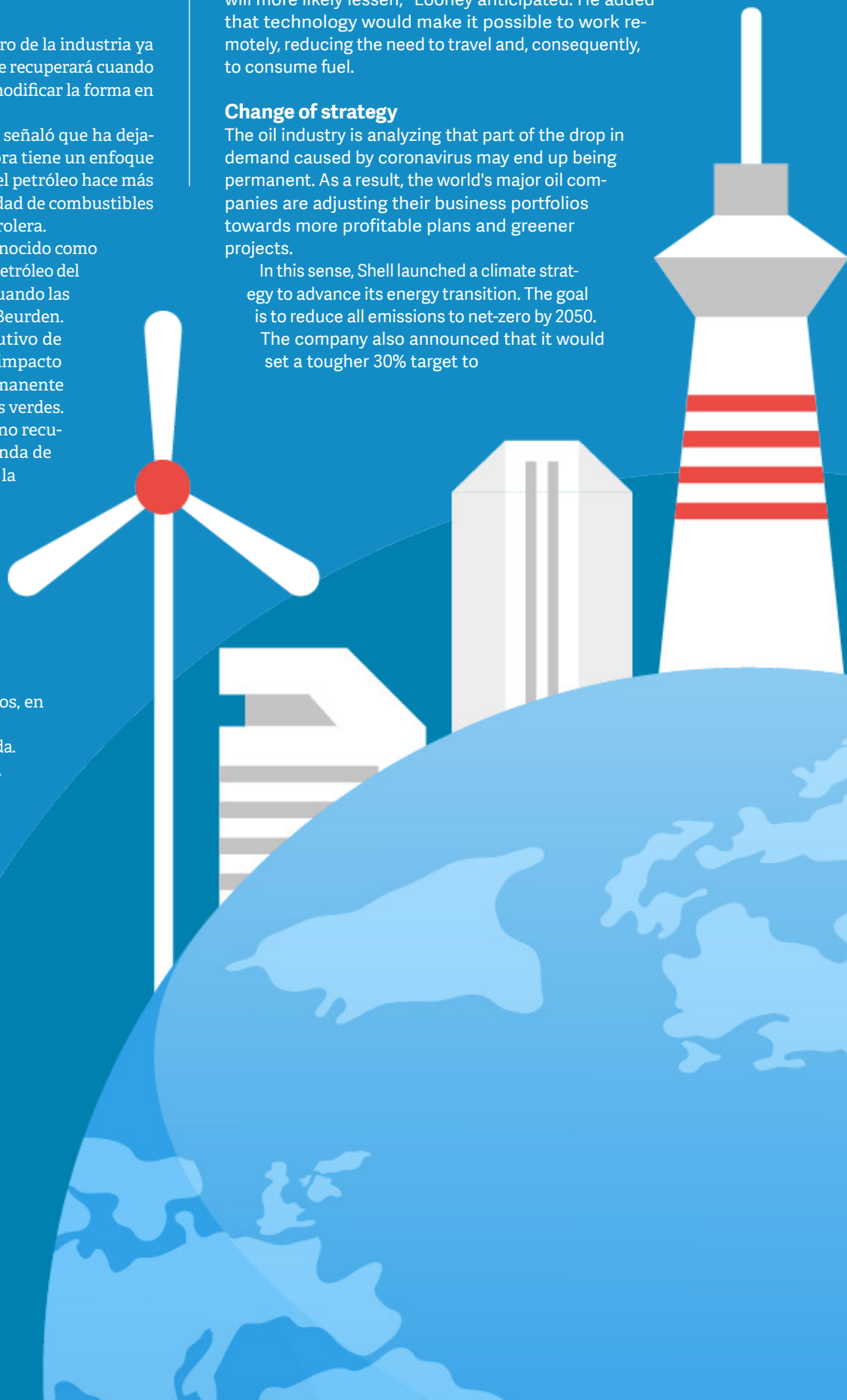
Bp's CEO anticipated that the much-feared "peak oil demand" may have come sooner than expected. "We don't know how all this will play out. Could it be oil's peak? Possibly. I wouldn't rule it out," he acknowledged. On the other hand, Goldman Sachs warned that demand for jet fuel would remain low in the coming years, which would be detrimental to hydrocarbon consumption.

"This is not going to generate a greater oil demand. It will more likely lessen," Looney anticipated. He added that technology would make it possible to work remotely, reducing the need to travel and, consequently, to consume fuel.

Change of strategy

The oil industry is analyzing that part of the drop in demand caused by coronavirus may end up being permanent. As a result, the world's major oil companies are adjusting their business portfolios towards more profitable plans and greener projects.

In this sense, Shell launched a climate strategy to advance its energy transition. The goal is to reduce all emissions to net-zero by 2050. The company also announced that it would set a tougher 30% target to



En este sentido, Shell lanzó una estrategia climática para avanzar en su transición energética. El objetivo es reducir todas las emisiones a cero neto para 2050. La empresa también adelantó que fijará un objetivo más estricto del 30% para reducir la huella neta de carbono de sus productos energéticos para el 2030, desde el 20% actual, y que aspira a un recorte del 65% para el 2050, desde su actual previsión del 50%.

El plan de Shell es ambicioso. Tomará medidas que ninguna compañía petrolera ha emprendido antes, como vender petróleo sólo a clientes que tengan los medios para eliminar o compensar sus emisiones. Por otra parte, bp recortará hasta 17 mil 500 millones de dólares el valor de sus activos en este año.

Igualmente, hará un cambio en el enfoque de sus negocios hacia tres áreas clave: desarrollar una estrategia para crear una compañía de energía más diversificada, resistente y con bajas emisiones de carbono; reinventar a bp en una organización más ágil, más rápida y de menor costo; y fortalecer las finanzas en respuesta al entorno desafiante. Por su parte, Total confirmó su compromiso de completar la venta de sus activos no esenciales del Mar del Norte del Reino Unido. La medida está dirigida a optimizar operaciones e iniciar una gradual transición hacia actividades más verdes.

Proyectos verdes

La industria petrolera ha experimentado muchas crisis a lo largo de los años, pero ninguna ha afectado a la industria con la magnitud de la actual. A medida que los mercados, las empresas y las economías aún se tambalean por los efectos de la crisis mundial, causada por la pandemia, los precios del petróleo se han recuperado de mínimos de 20 años por el apoyo de la OPEP y sus aliados, pero aún experimentan una caída de alrededor del 40% en lo que va del año.

Expertos estiman que las consecuencias se sentirán en toda la cadena de valor y se extenderán a otras partes del sector energético por algunos años, lo que podría generar el quiebre de algunas empresas y hacer la industria más compacta. El fin de una era parece estar cerca, al menos la de los precios del petróleo sobre los 100 dólares.

Por ahora, Total, Shell y Equinor anunciaron que construirán la plataforma oceánica de captura y almacenamiento de carbono CO₂ más importante del mundo. Se trata del proyecto Northern Lights. Las tres compañías contemplan una inversión de 6 mil 900 millones de coronas noruegas en la primera fase, lo cual equivale a alrededor de 625 millones de euros.

"El proyecto Northern Lights es el primer paso de la transición energética para desarrollar una cadena de valor para la captura y almacenamiento de carbono, que es vital para alcanzar los objetivos climáticos globales del Acuerdo de París", destacó Anders Opedal, vicepresidente ejecutivo de Tecnología, Proyectos y Perforación en Equinor.

reduce the net carbon footprint of its energy products by 2030, from the current 20%, and aim for a 65% cut by 2050, from its current forecast of 50%.

Shell's plan is ambitious. It will take steps that no other oil company has taken before, such as only selling oil to customers who have the means to eliminate or offset their emissions. On the other hand, bp will cut the value of its assets to \$17.5 billion this year.

It will also shift its business focus to three key areas: developing a strategy towards a more diversified, resilient, low-carbon energy company, reinventing bp into a leaner, faster, lower-cost organization, and strengthening finances regarding to the challenging environment. For its part, Total confirmed its commitment to completing the sale of its non-core UK North Sea assets. The move aims at optimizing operations and initiating a gradual transition to greener activities.

Green projects

The oil industry has experienced many crises over the years, but none has affected the industry like the current one. As markets, companies, and economies are still reeling from the effects of the global crisis caused by the pandemic, oil prices have recovered from 20-year lows with the support of OPEC and its allies. However, they are still experiencing a drop of about 40% so far this year.

Experts estimate that the consequences will be present throughout the value chain will extend to other parts of the energy sector for a few years, which could lead to the bankruptcy of some companies and reduction of the industry. The end of an era seems to be near, at least that of oil prices above \$USD 100.

Total, Shell, and Equinor have announced that they will build the world's largest ocean-based CO₂ capture and storage platform. It is called the Northern Lights project. The three companies involved are contemplating an investment of 6.9 billion Norwegian kroner in the first phase, which is equivalent to around 625 million euros.

"The Northern Lights project is the first step in the energy transition to develop a value chain for carbon capture and storage, which is vital for achieving the Paris Agreement's global climate objectives," said Anders Opedal, Executive Vice President of Technology, Projects and Drilling at Equinor.





▸ Sonia Castellanos,
Directora General en Schlumberger México
General Manager at Schlumberger Mexico

Multiculturalidad y balance de género, motor de la eficiencia



Multiculturalism and gender
balance, the engine of efficiency

Por / By: Miroslava Fuentes

Sonia Castellanos es ingeniera petrolera graduada de la Universidad de América, y cuenta con una maestría en Industria de Gas y Petróleo por la Universidad Heriot-Watt en Escocia. Su desempeño profesional se caracteriza por la experiencia que ha tenido fuera de su país natal, Colombia, lo cual la ha insertado en ambientes multiculturales.

Los campos en los que se ha desempeñado son diversos. Durante 20 años ha laborado en áreas operativas, tecnológicas, marketing, comerciales y gerenciales. Por lo tanto, un elemento que le ha influido ha sido, precisamente, la diversidad cultural que su compañía incentiva.

"Te voy a dar un ejemplo, durante la crisis del 2014 fui transferida a ser Vicepresidente de Terminaciones para el área de Norteamérica. Mujer latina, en un ambiente dominado por la cultura americana; fue un reto bastante grande", comentó Sonia. Igualmente, relató que incluso en su propio país experimentó retos similares.

No obstante, añadió: "pienso que la razón por la que he podido sobrepasar esos retos es porque he aprendido a escuchar. Escuchar, entender y educarme sobre el lugar a donde estoy llegando; en todos los aspectos, tanto en la parte de negocios como en la cultural. Y siempre, cuando he llegado a cada una de esas posiciones me he asegurado de traer un diferenciador y hacer un cambio que deje huella".

Creciendo dentro de la empresa

De la misma forma en que Schlumberger ha fomentado dicha diversidad, también la reducción de la brecha de género ha formado parte de sus objetivos. De acuerdo con la especialista, la empresa contribuye a la labor de la mujer en la industria desde el reclutamiento, en el que mujeres y hombres son considerados por igual.

"Tenemos plataformas de desarrollo, misma preparación para hombres y mujeres, entrenamientos técnicos, operativos y de todas las funciones. También contamos con un programa de mentoring, que es bastante fuerte y, además, tenemos una red dentro de Schlumberger de soporte y desarrollo llamada Connect Women. Tanto hombres como mujeres participan en esta plataforma y los ayuda a su desarrollo personal y profesional", explicó.

Si bien las mujeres tienen más acceso que antes a cargos dentro del sector energético, Sonia Castellanos, Directora General de Schlumberger México, explica que aún hay retos por enfrentar para empoderar a la mujer. Además, detalla qué mecanismos ha implementado su empresa para favorecer la diversidad cultural y la equidad de género.

Sonia Castellanos is a Petroleum Engineer who graduated from America University and has a Master's degree in Oil and Gas Industry from Heriot-Watt University in Scotland. Her professional career is characterized by her experience outside her native country, Colombia, which has inserted her in multicultural environments.

The areas in which she has taken part are diverse. For 20 years, she has worked in technology, operations, marketing, commercial and managerial positions. Therefore, an element that has influenced her has been, precisely, the cultural diversity that her company encourages.

"I'll give you an example, during the 2014 crisis I was transferred to be the Vice President of Completions for the North American area. A Latina woman, in an environment dominated by American culture; it was such a big challenge," said Sonia. She also noted that even in her own country, she faced similar challenges.

However, she added: "I think the reason I've been able to overcome those challenges is because I have learned to listen. Listening, understanding and educating myself about where I am going; in all aspects, both business and cultural. And always, when I have reached each of those positions, I make sure I bring a differentiator and to make a change that leaves a mark."

Growing within the company

In the same way that Schlumberger has encouraged such diversity, reducing gender disparity has also been part of its objectives. According to the specialist, the company contributes to women's work in the industry, starting with recruitment, where women and men are considered equally.

"We have development platforms, the same preparation for men and women, technical and operational training in all functions. We also have a mentoring program, which is quite strong, and we also have a support and development network within Schlumberger called Connect Women. Men and women participate in this platform, which helps them in their personal and professional development," she explained.

Schlumberger Mexico has a total of 18% female staff, who are distributed in different areas, both in the field, offices, technical and operational areas, and laboratories. Thanks to this, according to Sonia Castellanos, the industry has greater flexibility. In this respect, she commented that "diversity brings benefits and results in terms of finances, efficiency, and creativity".

However, even though some companies have opened their doors equally to men and women, the General Manager at Schlumberger Mexico

Although women have more access than before to positions within the energy sector, Sonia Castellanos, General Manager at Schlumberger Mexico, explains that there are still challenges to be faced with empowering women. She also details the mechanisms her company has implemented to promote cultural diversity and gender equity.



“ Prepárense, edúquense, y estén dispuestas a tomar riesgos”

” *Prepare* and educate yourselves but be willing to take risks”

Sonia Castellanos

Schlumberger México cuenta con un 18% de personal femenino, el cual está distribuido en diferentes áreas, tanto en el campo, como en oficinas, en el área técnica y operativa, y en laboratorios. Gracias a ello, de acuerdo con Sonia Castellanos, la industria tiene una mayor flexibilidad. Al respecto, comentó que “la diversidad trae un beneficio y resultados en términos de finanzas, eficiencia y creatividad”.

Sin embargo, a pesar de que algunas empresas han abierto sus puertas por igual a hombres y mujeres, la Directora General de Schlumberger México señaló que aún existe la percepción de que el sector de petróleo y gas es mayormente para hombres. “Creo que ese es el reto más grande que tenemos. Y adicionalmente debemos eliminar la percepción de que la mujer puede solamente trabajar en esta industria en recursos humanos, o en posiciones de oficina. La realidad es que tenemos la capacidad de ser líderes técnicos, operativos, financieros y de gerencia. Podemos ocupar cualquiera de las funciones que existen”, resaltó.

Empoderamiento: preparación y toma de decisiones

Asimismo, la especialista aconsejó a las profesionistas prepararse, ya que aún hay muchos estereotipos que rodean a las mujeres en las altas posiciones jerárquicas. Cualquier persona, independientemente del género siempre tendrá que demostrar por qué llegó a cierta posición. “También tenemos que estar muy conscientes de que existe el estereotipo de que una mujer llega a ciertas posiciones cuando la compañía busca el balance de género. Por consiguiente, hay mucha presión en las mujeres y el tema de su credibilidad se vuelve más crítico”, comentó.

Este aspecto es un punto sobre la equidad en el que se debe seguir trabajando, de acuerdo con la Directora General de Schlumberger México. Su empresa tiene la meta de conseguir un 25% de participación femenina para 2025. La finalidad es que el hecho de que una mujer forme parte de posiciones directivas en el sector energético sea visto de manera natural.

Para Sonia Castellanos, el empoderamiento significa ser capaz de tomar decisiones, por ejemplo, continuar con una carrera profesional, dedicarse al hogar, o sea cual sea su elección. “Lo importante es que sea mi decisión y no de los demás. ¿Cómo podemos empoderarlas? Es muy importante que hombres y mujeres sean tratados de forma igual. Eso es fundamental”, puntualizó.

Igualmente, señaló que todas deben tener acceso al entrenamiento y desarrollo, y que las compañías deben tener dentro de su estrategia el balance de género no como proyecto aislado, sino como parte misma de la organización. Acotó que no se empieza a empoderar una mujer cuando ejerce una labor, sino desde que son pequeñas. Además, resaltó la necesidad de construir redes para fortalecer la participación femenina.

“Algo muy importante es que debemos construir redes que permitan soportar a las mujeres que no fueron empoderadas desde pequeñas y que llegan a ciertas posiciones sin la seguridad que es necesaria. Estas redes de soporte son muy importantes y contribuyen a su empoderamiento”, detalló. Asimismo, comentó que es un error pensar que por ser mujer se dará preferencia y oportunidades.

En este sentido, resaltó la importancia de continuar con una formación y estudio constante. “Principalmente, prepárense y edúquense. Pero no se ‘sobre-preparen’; somos conocidas porque hasta que no estamos totalmente listas para tomar un riesgo, no lo hacemos. Entonces, prepárense, edúquense, y estén dispuestas a tomar riesgos”.

Así, la multiculturalidad ha sido un reto que Sonia ha identificado a lo largo de su trayectoria, al cual reconoció como una forma para hacer a la industria más eficiente. Por otra parte, la forma de trato igualitaria, entrenamiento, desarrollo, y el balance de género dentro de las estrategias de las compañías, son los principales mecanismos para continuar empoderando a la mujer.

“La diversidad trae resultados en términos de finanzas, de eficiencia, de creatividad. Varios estudios comprueban que trae beneficios a las empresas y a la sociedad”.

“Diversity brings results in terms of finance, efficiency, creativity. Several studies prove that it brings benefits to companies and society.”

Sonia Castellanos

mentioned that there is still a perception that the oil and gas sector is mostly for men. “I think that's the biggest challenge we have. And additionally, we must eliminate the perception that women can work in this industry only in human resources or in-office positions. The reality is that we have the ability to be technical, operational, financial, and managerial leaders. We can take on any of the functions that exist,” she said.

Empowerment: preparation and decision making

The specialist also advised women professionals to prepare, since there are still many stereotypes that surround women in high hierarchical positions. Anyone, regardless of gender, will always have to demonstrate why they reached a certain position. “We also have to be very aware that, there is the stereotype of women reaching certain positions when the company is seeking gender balance. Therefore, there is a lot of pressure on women, and their credibility becomes more critical,” she added.

This aspect is a point about equity on which we must continue working, according to the General Manager at Schlumberger Mexico. Her company has the goal of achieving 25% of female participation in 2025. The aim is that the participation of a woman in managerial positions within the energy industry is seen as a natural fact.

For Sonia Castellanos, empowerment means being able to make decisions, for example, to pursue a professional career, dedicate to the household or anything she decides. “The important thing is that it's my decision and not of others. How can we empower them? Men and women must be treated equally. That's crucial,” she said.

Likewise, she pointed out that all women should have access to training and development, and that companies must have gender balance within their strategy, not as an occasional project, but as part of the organization. She noted that a woman does not begin to be empowered when she starts a job, but from the time she is a child. Also, she highlighted the need to build networks to strengthen women's participation.

“One significant thing is that we must build networks to support women that have not been empowered since childhood and get to certain positions without the necessary confidence. These support networks are necessary and contribute to their empowerment,” she explained. Likewise, she commented that it is a mistake to think that because of being a woman, preference, and opportunities will be given.

In this sense, she stressed the importance of continuing with constant training and study. “Mainly, prepare yourselves and educate yourselves. But do not ‘over-prepare’; we are known for not taking risks unless we feel entirely ready to take them. So be prepared, educated, and take risks.”

Thus, multiculturalism has been a challenge that Sonia has identified throughout her career, which she recognized as a mechanism to increase industry efficiency. On the other hand, equal treatment, training, development, and gender balance within the companies' strategies are the main ways to continue empowering women.



Metodología para la caracterización del agua de formación para el aseguramiento de flujo en pozos en aguas profundas

El campo en estudio corresponde a un yacimiento de gas ubicado en aguas profundas. El cual, en algún punto de su vida productiva, además de gas y condensado, producirá agua de formación.

Autor / Author: Michelle Montiel Garza

El presente trabajo se caracterizó no sólo por enfocarse en el primer campo de desarrollo de gas en aguas profundas; sino también por implementar nuevas prácticas y consideraciones internacionales. Dichas prácticas, hasta el momento, no se habían considerado en áreas de diseño adscritas a Pemex.

La implementación de las acciones y consideraciones anteriormente mencionadas, se realizó con fines de investigación y medición del impacto sobre cada área usuaria de la información. Ello con el objetivo de proponer una metodología capaz de considerar los aspectos más relevantes desde la toma de muestra; análisis de laboratorio y control de calidad para obtener una caracterización representativa.

Consecuentemente, se pudo evaluar el tipo de agua y determinar su tendencia incrustante y corrosiva. Esto permitió diseñar medidas preventivas como la selección de productos químicos inhibidores para el aseguramiento de flujo de dicho campo.

Tanto los procedimientos y técnicas de laboratorio para la caracterización del agua de formación, como la selección de productos inhibidores utilizados, se encontraron bajo normas y estándares establecidos para la industria petrolera. Tal reglamentación frecuentemente se desconoce o se pasa por alto y no se aplica.

Introducción

La importancia del presente trabajo radicó en establecer una metodología bien fundamentada. A través de ello, presentó una solución para prevenir problemas de aseguramiento de flujo, como lo son el depósito de incrustaciones y corrosión en pozos e instalaciones.

No controlar o erradicar los problemas mencionados en el párrafo anterior, implicaría costos en reparaciones, limpiezas y sustitución de material y equipo. Ello significaría una pérdida

Methodology for the characterization of formation water for flow assurance in deepwater wells

The field under study corresponds to a gas reservoir located in deep waters. Which, at some point in its productive life, in addition to gas and condensate, will produce formation water.

The present work was characterized not only by focusing on the first field of deepwater gas development; but also by implementing new practices and international considerations. Such practices, until now, had not been considered in design areas assigned to Pemex.

The implementation of the actions and considerations mentioned above was carried out to research and measure the impact on each information-using area. The objective was to propose a methodology that considers the most relevant aspects from sample taking, laboratory analysis, and quality control to obtain a representative characterization.

económica considerable para Pemex. La cual, tan sólo por el concepto de logística, está estimada en 500 millones de pesos; lo cual se añade a 400 millones de pesos diarios de ingresos perdidos por el paro de producción diferida de gas y condensado.

En los pozos de aguas profundas con tirantes de agua mayores a 1,000 metros, la oportunidad de intervención es más compleja que en los pozos de tierra. Además, es aproximadamente 35 veces más costosa.

Las opciones correctivas son limitadas. Por eso, para el diseño y operación de pozos e instalaciones en aguas profundas, es imperativo caracterizar el agua de formación. Esto permite pronosticar asertivamente su tendencia incrustante y corrosiva para tomar acciones preventivas. Entre dichas medidas se encuentra la selección de productos inhibidores, en donde su eficiencia y eficacia dependieron del tipo de agua de formación y de las condiciones de operación.

Las incrustaciones y corrosión en pozos petroleros en aguas profundas son problemáticas que, además de poder reducir y hasta detener la producción, son potenciales causantes de graves problemas de seguridad. La clave fue el uso de productos inhibidores a la medida, seleccionados para la garantía del flujo, diseñados específicamente para cada entorno operativo y para las necesidades propias de cada pozo en aguas profundas.

Consequently, it was possible to evaluate the type of water and determine its fouling and corrosive tendency. This information enabled designing preventive measures such as the selection of inhibiting chemicals and ensure the field's flow.

Both the laboratory procedures and techniques for the characterization of the formation water, as well as the selection of the inhibiting products used, were found to be following the norms and standards established for the oil industry. Such regulations are often unknown or overlooked and are not applied.

Introduction

The importance of this work lays in establishing a well-founded methodology. Through it, it presented a solution to prevent flow assurance problems, such as the deposit of incrustations and corrosion in wells and facilities.

Not controlling or eradicating the problems mentioned in the previous paragraph would imply costs in repairs, cleaning, and material and equipment replacement. These omissions would mean a considerable economic loss for Pemex. There is an estimated loss of 500 million pesos for the concept of logistics, added to 400 million pesos per day of lost income due to the deferred production stop of gas and condensation.

In deep water wells with water strings greater than 1,000 meters, the opportunity for intervention is more complex than in the case of earth wells. Besides, it is approximately 35 times more expensive.

Corrective options are limited. Therefore, it is imperative to characterize formation water for the design and operation of deepwater wells and facilities. This work enables an assertive prediction of its fouling and corrosive tendency to take preventive action. Among





El agua de formación es de gran importancia ya que proporciona información referente a la roca en la que reside. Además, puede proveer datos cruciales para los análisis en todas las fases de la vida productiva de un yacimiento. Las primeras fases de la vida productiva de un campo, en análisis del agua de formación, nos revelaron la salinidad y la resistividad del agua, la cual fue un dato de entrada para la evaluación petrofísica.

Composición química

Por otro lado, los ingenieros que diseñaron la tubería de producción, líneas de flujo e instalaciones de superficie, necesitaron conocer la composición química del agua de formación. Esto les permitió obtener datos como la salinidad para cálculos metalúrgicos, e incluso para dimensionar el almacenamiento y disposición de las sales producidas.

El muestreo es el primer paso para la determinación de la calidad de una fuente de agua. Debido a lo anterior, la persona que recogió una muestra y la llevó al laboratorio fue responsable de la validez de los resultados. En este sentido se aseguró que la muestra fue representativa de la fuente, ya que la calidad de los resultados depende de la integridad de las muestras ingresadas.

Por esto, se recalca que la toma de la muestra debe realizarse con sumo cuidado, a fin de garantizar que el resultado analítico represente la composición real de la fuente de origen. Además, antes de iniciar el muestreo es necesario consultar al laboratorio sobre las condiciones en que éste debe desarrollarse y la información mínima requerida. De nada vale un excelente análisis con equipos sofisticados, si la muestra no es representativa.

El muestreo de fondo tuvo la finalidad de obtener el fluido contenido en el yacimiento tal como existe en condiciones originales; es decir, antes de ser explotado. El muestreo de fondo es una operación realmente importante y delicada debido a que los datos que se obtienen del análisis se utilizan para cálculos de alta trascendencia, tanto técnica como económica. La información también sirve para el manejo eficiente de la producción, la predicción de problemas y elaboración de un plan de trabajo efectivo.

such measures is the selection of inhibitor products, where their efficiency and effectiveness depend on the type of formation water and the operating conditions.

Scaling and corrosion in deepwater oil wells are problems that, in addition to reducing and even stopping production, are potential causes of serious safety problems. The key was the use of tailor-made flow assurance inhibitor products designed specifically for each operating environment and for the unique needs of each deepwater well.

Formation water is of great importance as it provides information regarding the rock in which it resides. It can also provide crucial data for analysis at all stages of a reservoir's productive life. The early phases of a field's productive life, in formation water analysis, revealed the water's salinity and resistivity, which was an input for petrophysical evaluation.

Chemical Composition

On the other hand, the engineers who designed the production pipe, flow lines, and surface facilities needed to know the chemical composition of the formation water. It enables the obtention of data such as salinity for metallurgical calculations, and even to size the storage and disposal of the salts produced.

Sampling is the first step in determining the quality of a water source. Because of this, the person who collected a sample and took it to the laboratory was responsible for the validity of the results. In this sense, it was ensured that the sample was representative of the source since the quality of the results depends on the integrity of the samples entered.

For this reason, the sample collection must be done with great care, to guarantee that the analytical result represents the real composition of the source. Furthermore, before starting the sampling, it is necessary to consult the laboratory about the conditions in which it should occur and the minimum required information. Excellent analysis with sophisticated equipment is not worthwhile if the sample is not representative.

The purpose of the background sampling was to obtain the fluid contained in the reservoir as it exists in original conditions; that is before its exploitation stage. Bottom sampling is a really important and delicate operation because the data obtained from the analysis is used



Conclusiones

En este reporte se presentó un análisis integral; el cual abarca desde el muestreo del agua de formación y la caracterización de la misma, hasta la selección del producto inhibidor para prevenir los problemas de incrustación y corrosión en el primer campo de gas en aguas profundas

La selección de la salmuera representativa del campo se realizó bajo criterios técnicos de laboratorio con un control de calidad y análisis estadístico. El anterior procedimiento tuvo el fin de simplificar la complejidad que implica la variación entre muestra y muestra.

Es importante destacar que muchas de las prácticas internacionales y lecciones aprendidas en el muestreo fueron plasmadas en el presente trabajo. Esto se realizó con la intención de enriquecer la metodología de muestreo utilizada actualmente en Pemex Exploración y Producción. De esta manera, es posible discernir las variables de bajo y alto impacto en los resultados deseados.

Se trató de hacer de la caracterización del agua de formación, y por ende la selección del producto inhibidor con baja probabilidad de fallos, lo más certera y confiable posible. El paso más importante fue obtener la muestra, y es que de nada nos sirve un laboratorio o procedimientos muy sofisticados si la muestra no es representativa. Es por eso que la atención va desde la recolección y caracterización, hasta la selección del producto inhibidor.

Es importante señalar que las pruebas de laboratorio son una aproximación de la realidad. Por lo tanto, no son capaces de reproducir por completo las condiciones de campo, y sobre todo, la discriminación de la detección de concentraciones mínimas de los equipos analíticos.

El agua de formación, a pesar de ser un producto no deseado en el proceso de producción de hidrocarburos, es punto clave para diseñar las instalaciones. Por otro lado, ayuda a prevenir riesgos de aseguramiento de flujo e incluso para determinar zonas de oportunidad en el yacimiento

for calculations of high technical and economic relevance. The information also assists in the efficient production management, problem prediction, and effective work plan elaboration.

Conclusions

This report presented a comprehensive analysis, which ranges from formation water sampling and characterization to inhibitor product selection to prevent fouling and corrosion problems in the first deepwater gas field.

The selection of the brine representative of the field was made under technical laboratory criteria with quality control and statistical analysis. The previous procedure intended to simplify the complexity involved in the variation between sample and sample.

It is important to note that many of the international practices and lessons learned in the sampling were captured in the present work. This had the purpose of enriching the sampling methodology currently used in Pemex Exploración y Producción. Thus, it is possible to discern the variables of low and high impact on the desired results.

The characterization of the formation water, and therefore the selection of the inhibitor product were made to be as accurate and reliable as possible. The most important step was to obtain the sample, as a laboratory or very sophisticated procedures are useless if the sample is not representative. That is why the attention goes from the collection and characterization to the selection of the inhibitor product.

It is important to point out that laboratory tests are an approximation of reality. Therefore, they cannot completely reproduce field conditions, especially the discrimination of the detection of minimum concentrations of the analytical equipment.

The formation water, despite being an undesirable product in hydrocarbon production, is a key point for facility design. On the other hand, it helps to prevent flow assurance risks and even to determine opportunity areas in the field.

• Yacimiento Naturalmente Fracturado
/ Naturally Fractured Reservoir.

Análisis de la distribución lognormal del tamaño de bloque a partir de pruebas de presión

Autores / Authors:
Sergio Joshua Colín
Núñez Sergio Joshua,
Édgar René Rangel
Germán y Fernando
Samaniego Verduzco.

Se desarrolló un modelo para estudiar el comportamiento de la presión de los pozos y de la función primera derivada de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF). El yacimiento estaba compuesto por bloques horizontales de espesor variable, siendo la variación continua de forma lognormal.

Analysis of lognormal block size distribution from pressure tests

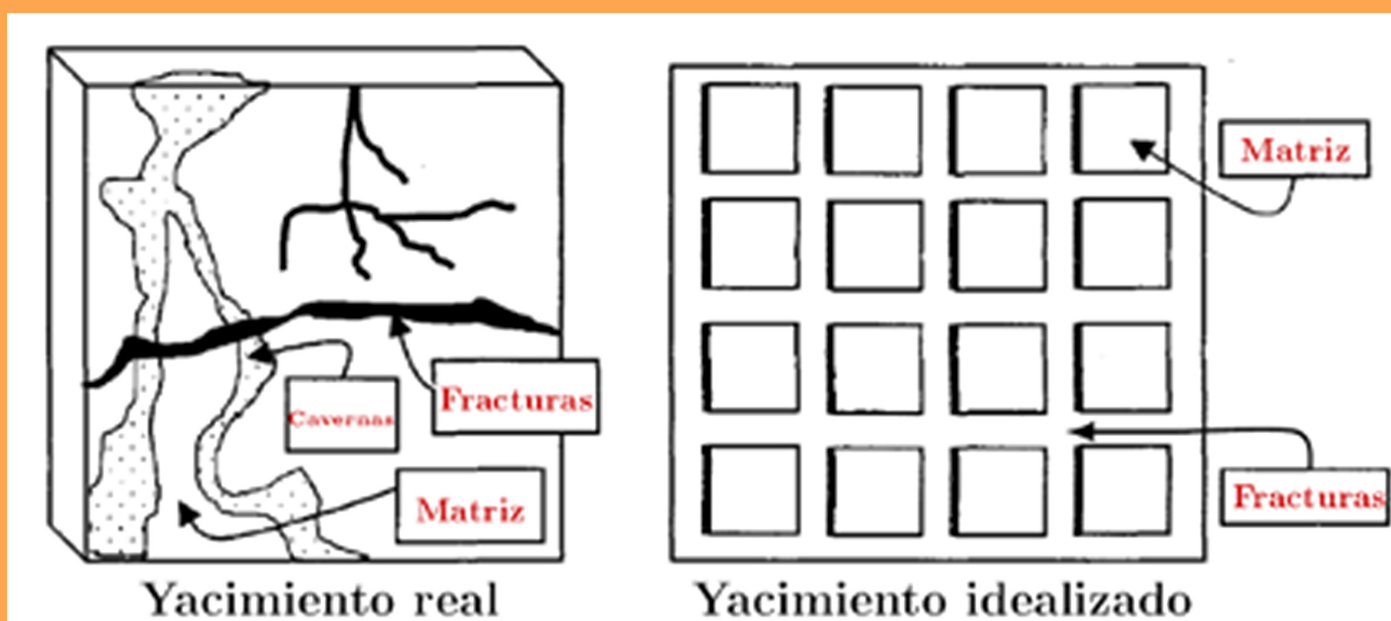
A model to study the well pressure behavior and the primary function derived from a naturally fractured reservoir (YNF, by its acronym in Spanish) was developed. The reservoir was constituted by horizontal blocks of variable thickness, with a continuous and lognormal variation.

En el presente trabajo se considera el flujo pseudo-estacionario y transitorio entre matriz y fractura. Igualmente, se incluye el caso en el que se tenía daño y almacenamiento en los pozos, y un pozo en un yacimiento infinito y cerca de una frontera a presión constante. Asimismo, se presentó un procedimiento para analizar pruebas de decremento e incremento de presión, para estimar los parámetros convencionales del yacimiento, así como la función de densidad de probabilidad de los bloques de matriz.

Empleando los datos reales de una prueba de incremento de presión, se presentó el procedimiento para estimar los parámetros antes mencionados. Se introdujeron los valores obtenidos en el modelo propuesto para calcular el comportamiento de la presión y de

The present work considers the pseudo-stationary and transient flow between matrix and fracture. It includes the case in which there was well damage and storage and a well within an infinite reservoir near a border at constant pressure. Likewise, it presented a procedure to analyze pressure decrease and increase tests to estimate the conventional parameters of the reservoir, and the probability density function of the matrix blocks.

This work used real data from a pressure increase test to present the procedure for estimating the above parameters. The values



la función primera derivada. Con esto resultó una buena concordancia con los datos de la prueba y se mejoraron los resultados obtenidos con el modelo de Warren and Root. Igualmente se mostró el procedimiento para adquirir el radio de investigación alcanzado durante la prueba.

Introducción

Los yacimientos naturalmente fracturados contienen más del 60% de las reservas y aportan gran parte de la producción de hidrocarburos en México. Están compuestos de distribuciones aleatorias de fracturas, cavernas y bloques de matriz.

El modelo clásico para yacimientos naturalmente fracturados considera que la formación está compuesta por dos medios: una red de fracturas y el sistema matriz. La red de fracturas esencialmente provee canales de flujo, y los hidrocarburos están contenidos en ambas partes del sistema. Se reconoce que el fluido de la formación fluye de los bloques de matriz a las fracturas, y a través de éstas hacia los pozos.

Los modelos propuestos hasta ahora consideran bloques de matriz de forma regular con un tamaño constante de los bloques, y se asume que la transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas ocurre bajo condiciones de flujo pseudo-estacionario o transitorio. Los bloques se representaron por cubos, paralelepípedos, cilindros o esferas.

Un volumen de roca en un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) contiene fracturas visibles de diferentes tamaños con un rango muy amplio, que va desde algunos milímetros de longitud, hasta las que llegan a medir decenas de metros. Los sistemas de fracturas de origen tectónico son reproducibles a diferentes escalas, de tal forma que los hace predecibles.

En afloramientos donde puede observarse una mezcla de tamaños de fracturas, la apertura, la longitud y el espaciamiento varían de manera conjunta, conforme a la escala de las fracturas. En sistemas de origen tectónico, entre más pequeñas, más numerosas son, conservando la misma orientación que las fracturas más grandes, y tienden a tener un

obtained were entered into the proposed model to calculate the pressure behavior and the first derivative function. This calculation resulted in a good match with the test data and improved the results obtained with the Warren and Root model. The procedure to acquire the investigation radius reached during the test was also demonstrated.

Introduction

Naturally fractured reservoirs contain more than 60% of the reserves and contribute significantly to Mexican hydrocarbon production. They are composed of aleatory distributions of fractures, caverns, and matrix blocks.

The classical model for naturally fractured reservoirs considers that the formation is composed by two means: a fracture network and the matrix system. The fracture network essentially provides flow channels, and hydrocarbons are contained in both parts of the system. It is acknowledged that the fluid from the formation flows from the matrix blocks into the fractures, and through the fractures into the wells.

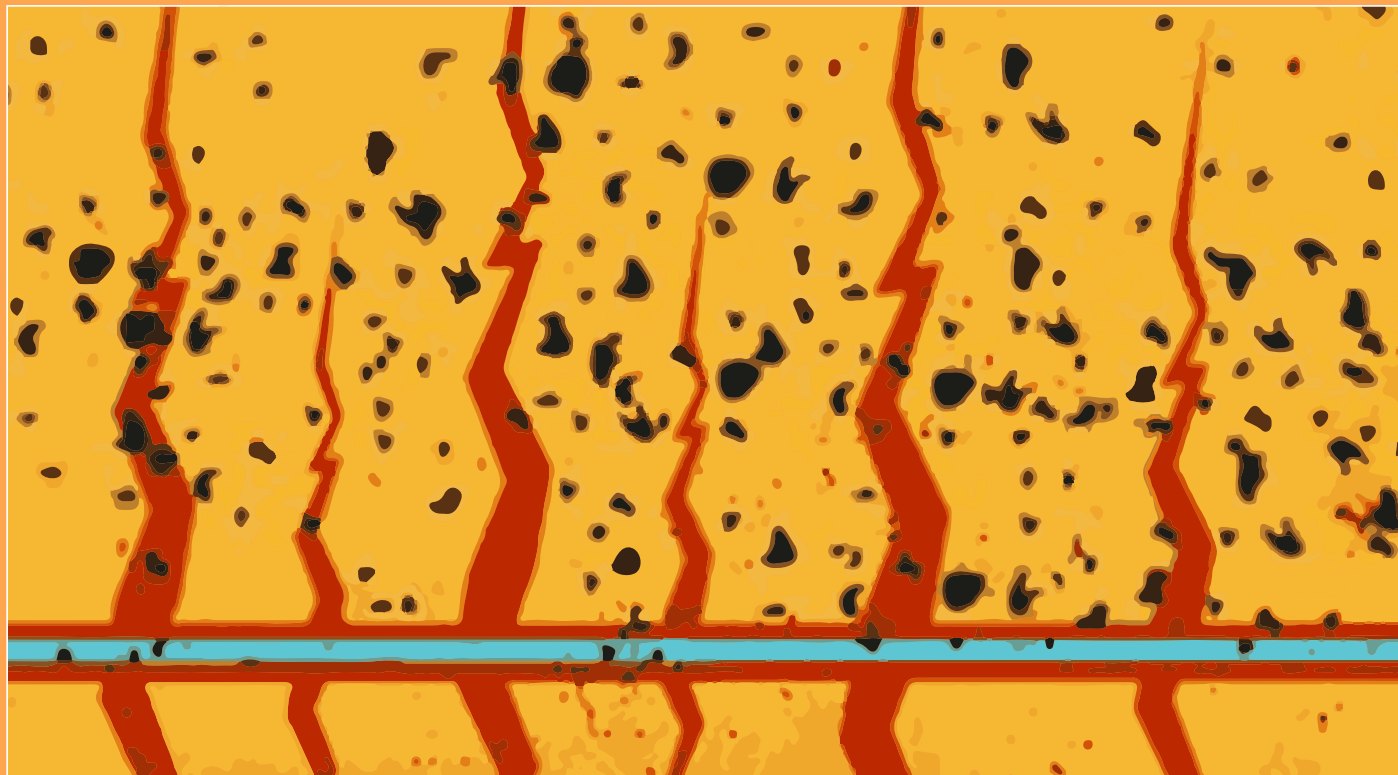
The models proposed until now consider regularly shaped matrix blocks with constant block size and assume that fluid transfer between the matrix and fractures occurs under pseudo-stationary or transient flow conditions. The blocks were represented by cubes, parallelepipeds, cylinders, or spheres.

A volume of rock in a naturally fractured reservoir (YNF, by its acronym in Spanish) contains visible fractures of different sizes, ranging from a few millimeters in length to tens of meters. Fracture systems of tectonic origin are reproducible at different scales, which makes them predictable.

In outcrops where a mixture of fracture sizes can be observed, the opening, length, and spacing vary together, according to the scale of the fractures. The smaller they are in tectonic origin systems, the more numerous they are, retaining the same orientation as more extensive fractures, and tending to have a smaller spacing. Therefore, we have a large number of small blocks.

Figura 1. Idealización de un medio poroso naturalmente fracturado.

Figure 1. Idealization of a naturally fractured porous medium.



espaciamiento más reducido. Por lo tanto, se tiene una gran cantidad de bloques pequeños.

Conforme se tienen fracturas de mayores dimensiones, habrá una mayor apertura, longitud y espaciamiento. Por consiguiente, se tendrán en menor cantidad en el yacimiento. Una distribución lognormal característica resulta al combinar diagramas de frecuencias de la apertura, largo y espaciamiento de cada rango de tamaño de fisuras.

Espaciamiento de fracturas

El espaciamiento de fracturas típicamente se mide usando una línea de exploración (scan line) a lo largo de un afloramiento o un núcleo, donde se registran espaciamientos sucesivos entre fracturas conforme éstas intersecan la línea de exploración. Una vez que la información del espaciamiento ha sido obtenida, el espaciamiento para cada conjunto de fracturas puede ajustarse a una variedad de modelos matemáticos para proveer una descripción estadística de los datos.

Los investigadores Rouleau A. y Gale J.E. proporcionaron información en 1985 acerca de la orientación, longitud, espaciamiento y densidad de cuatro conjuntos de fracturas de una masa granítica de roca de la mina Stripa, en Suecia. La información del espaciamiento se combinó para construir histogramas para cada conjunto y, tomando en cuenta el sesgado hacia la derecha que presentaron, se realizó un análisis del ajuste con tres modelos teóricos, exponencial negativa, lognormal y Weibull.

Los resultados revelaron que la distribución exponencial no se ajusta en absoluto a la información. El modelo Weibull se ajustó a dos de los cuatro conjuntos de fracturas y, finalmente, la distribución lognormal se adaptó de manera satisfactoria a todos los grupos de fracturas.

Conclusiones

El propósito de este trabajo fue el desarrollo de un procedimiento para estimar los parámetros del yacimiento, así como la función de densidad de probabilidad del tamaño

As more significant fractures occur, there is higher opening, length, and spacing. Consequently, there will be fewer of them in the reservoir. A characteristic lognormal distribution results when combining frequency diagrams of the opening, with length, and spacing of each fracture's size range.

Fracture spacing

Fracture spacing is typically measured using a scan line along an outcrop or cores, where successive fracture spacings are recorded as the fractures intersect the scan line. Once fracture spacing information has been obtained, the spacing for each set of fractures can be adjusted to a variety of mathematical models to provide statistical data description.

Researchers Rouleau A. and Gale J.E. provided information in 1985 about the orientation, length, spacing, and density of four sets of fractures in a granite rock mass from the Stripa mine in Sweden. The spacing information was combined to construct histograms for each set. Considering the rightward slant they presented, an analysis of the adjustment was performed with three theoretical models, negative exponential, lognormal, and Weibull.

The results revealed that the exponential distribution does not match the information at all. The Weibull model was adjusted to two of the four sets of fractures, and finally, the lognormal distribution was adapted successfully to all groups of fractures.

Conclusions

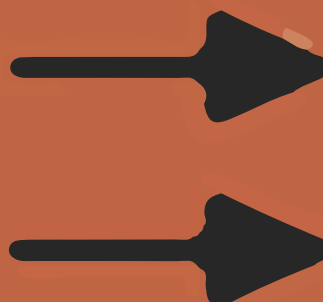
The purpose of this work was to develop a procedure for reservoir parameter estimation, and the probability density function of the block size of a naturally fractured reservoir. The above, considering a lognormal

de bloque de un yacimiento naturalmente fracturado. Lo anterior, considerando una distribución lognormal del tamaño de bloque de matriz. Con base en la teoría y los resultados presentados, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- Se mostraron las soluciones para un yacimiento infinito y cerca de una frontera a presión constante, considerando los efectos de daño y almacenamiento.
- Se desarrolló un procedimiento para estimar parámetros del yacimiento de doble porosidad, con tamaño múltiple de bloque de matriz, a partir de pruebas de decremento o incremento de presión. También se mostró cómo obtener la función de densidad de probabilidad que define la variabilidad del tamaño de los bloques a lo largo del yacimiento.
- Se estableció un procedimiento para obtener el radio de investigación de la prueba de presión tomando en cuenta la variabilidad del tamaño de los bloques de matriz.
- Se demostró que el yacimiento generalmente tiene un predominio de los bloques pequeños, aprovechando que la distribución lognormal sólo tiene valores positivos; ésta representa de mejor manera la distribución de bloques de matriz a lo largo del yacimiento.

distribution of the matrix block size. Based on the theory and the results presented, it is possible to make the following conclusions:

- Solutions for an infinite reservoir and near a boundary at constant pressure, considering the effects of damage and storage were shown.
- A procedure to estimate reservoir parameters of double porosity, with multiple sizes of matrix block, from tests of decrease or increase of pressure was developed. It was also shown how to obtain the probability density function that defines the variability of block size across the reservoir.
- A procedure to achieve the radius of investigation of the pressure test was established, taking into consideration the variability of the size of the matrix blocks.
- It was demonstrated that the reservoir has a general small block predominance, taking advantage of the fact that lognormal distribution has only positive values; this better represents matrix block distribution along the reservoir.



• Retos para la perforación de pozos / Challenges for well drilling.

Análisis del comportamiento de una zona caótica **altamente tectonizada**

A medida que nuevas fuentes de hidrocarburos son descubiertas en yacimientos cada vez más remotos y geológicamente complejos, la industria de perforación enfrenta nuevos retos durante su labor. Es necesario tomar dichos retos en cuenta durante la planeación de futuras excavaciones; de lo contrario, existe el riesgo de perder la integridad del pozo.

Autores / Authors:

Mario Noguez Lugo, Guillermo Gómez Sánchez, Loenia Yolanda Carrillo Montiel, José Miguel Busquet Domínguez, José Ramón García López y Luis Arturo Zamudio López

Analysis of a highly tectonised chaotic area's behavior

As new hydrocarbon sources are discovered in increasingly remote and geologically complex reservoirs, the drilling industry faces new challenges in its labor. Such challenges need to be taken into consideration when planning future drilling; otherwise, there is a risk of losing the well's integrity.

Este trabajo presenta un caso de estudio que revela las lecciones aprendidas al perforar cuerpos carbonatados dentro del terciario, entre las cuales se encuentran elementos que pueden imposibilitar la perforación. Cuando este tipo de formación se somete a altos esfuerzos tectónicos, ocurre un rompimiento en las rocas. Esto puede causar problemas de atrapamientos súbitos de la sarta de perforación, pérdidas de lodo, operaciones de cementación no exitosas y un impacto negativo en la arquitectura del pozo.

Se hicieron cuatro intentos por atravesar un cuerpo caótico a nivel del Mioceno. Sin embargo, los modelos tradicionales de estabilidad no representaron la naturaleza del problema.

A través del análisis de registro en tiempo real fue posible identificar rocas fracturadas con bajo gradiente de pérdidas; las cuales generaron derrumbes al someterse a altos impactos de la sarta. Además, se realizaron estudios a nivel laboratorio sobre el espectro de granulometría requerido para dar soporte mecánico a la roca y reducir el riesgo de pérdida en el cuarto agujero.

Perforar con una estructura de corte en este tipo de zona resultó favorable, pues contribuyó a minimizar los fenómenos de vibración de la sarta de perforación. También se compararon los eventos de perforación y el tiempo en qué tomó perforar cada uno de los agujeros para entender la naturaleza del problema y capitalizar la experiencia.

This paper presents a case study that reveals the lessons learned from drilling carbonated bodies within the tertiary, among which are elements that can make drilling impossible. When this type of formation is subjected to high tectonic stresses, a break in the rocks occurs. This scenario can cause problems of sudden drill string entrapment, mud loss, unsuccessful cementing operations, and negative impact on well architecture.

Four attempts were made to pass through a chaotic body at the Miocene level. However, traditional models of stability did not represent the nature of the problem.

Through real-time log analysis, it was possible to identify fractured rocks with a low loss gradient, which generated landslides when subjected to high impacts from the string. Besides, laboratory studies were carried out on the particle size spectrum required to give mechanical support to the rock and reduce the risk of loss in the fourth hole.

Drilling with a cutting structure in this type of zone was favorable, as it helped to minimize the vibration phenomena of the drill string. The drilling events and the time it took to drill each hole were compared to understand the nature of the problem and capitalize on the experience.

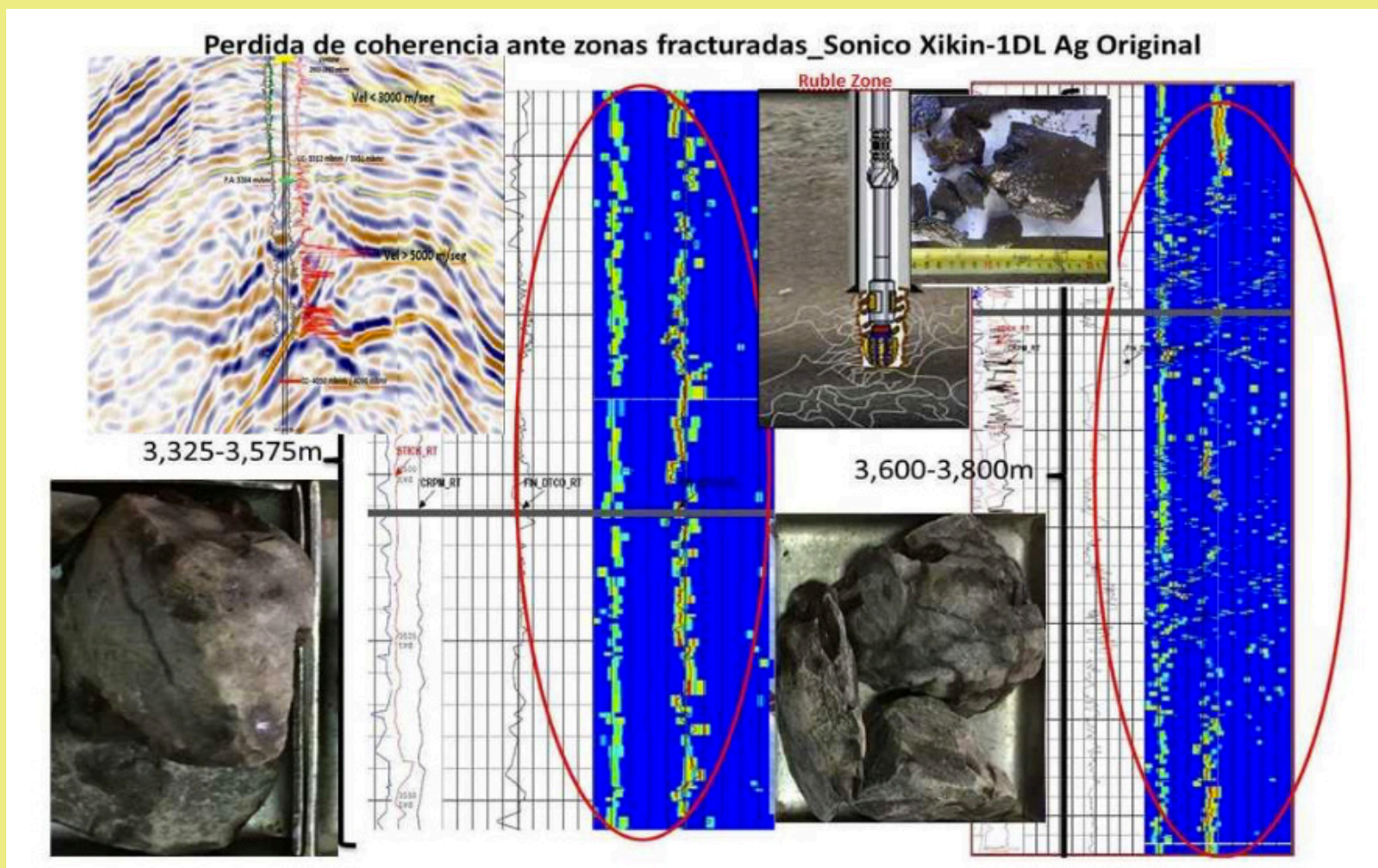


Figura 1. Evidencias en tiempo real de zonas fracturadas

Figure 1. Real-time evidence of fractured areas

Introducción

Los problemas de perforación tienen lugar en zonas de lutitas laminadas o fracturadas. Cuando éstas son sometidas a altos esfuerzos de compresión por actividad tectónica, las formaciones son por naturaleza débiles y susceptibles a presiones fluctuantes durante el desarrollo de perforación. La inestabilidad de la lutita, combinada con falta de limpieza en el agujero, puede provocar un atrapamiento.

El problema incrementa cuando existe más de un mecanismo de falla de roca en la zona a perforar, dado que uno de ellos puede requerir densidad; y otro, no. En estos casos, incrementar la densidad generaría más problemas en el pozo, por lo que sería necesario fortalecer la pared del pozo con obturante de tamaños adecuados para reducir o eliminar el riesgo de pérdida de fluido.

Existe una desventaja de no caracterizar el terciario a nivel del estudio que se realiza en las formaciones donde se encuentra el hidrocarburo. Ésta consiste en que, durante la planeación, la trayectoria del pozo puede verse comprometida, debido a que puede caer en zonas altamente tectonizadas con fracturas distribuidas; las cuales son potenciales generadores de problemas durante la construcción del pozo.

El monitoreo de los parámetros de perforación en tiempo real permite identificar los problemas de inestabilidad del agujero. Al detectar dichos problemas en tiempo y forma es posible tomar decisiones en beneficio de la integridad

Introduction

Drilling problems occur in areas of laminated or fractured shales. When subjected to high compressive stresses by tectonic activity, the formations are, by nature, weak and susceptible to fluctuating pressures during drilling development. Instability of the shale, combined with lack of cleaning in the hole, can cause entrapment.

The problem increases when there is more than one mechanism of rock failure in the area to be drilled, since one of them may require density; and another one does not. In these cases, increasing the density would create more problems in the well, so it would be necessary to strengthen the wall of the well with properly sized plugs to reduce or eliminate the risk of fluid loss.

There is a disadvantage of not characterizing the tertiary at the level of the study carried out in the formations where the hydrocarbon is found. This disadvantage consists of the fact that, during the planning, the well's trajectory can be compromised because it can fall in highly tectonized zones with distributed fractures, which are potential problem generators during the construction of the well.

Real-time monitoring of drilling parameters enables the identification of hole instability problems. By detecting such problems on time, it is possible to make decisions that benefit the well's integrity. Reducing vibrations and side shocks during fractured shale drilling could save the construction of the hole.

The following is a case study, in which the appearance of a chaotic body caused the loss of three holes and whose behavior during drilling was different.

Evidence of instability

Figure 1 shows the well's response well each time the chaotic zone was traversed. Real-time monitoring of the sonic consistency map showed the presence of a highly tectonized fractured zone. This zone, when subjected to the phenomena of

del pozo. La reducción de las vibraciones y choques laterales durante la perforación de lutitas fracturadas podría salvar la construcción del agujero.

A continuación, se presenta un caso de estudio, en el cual la aparición de un cuerpo caótico ocasionó la pérdida de tres agujeros y cuyo comportamiento durante la perforación fue diferente.

Evidencia de inestabilidad

La figura 1 muestra la respuesta del pozo cada vez que la zona caótica fue atravesada. El monitoreo del mapa de coherencia del registro sísmico en tiempo real acusó la presencia de una zona fracturada altamente tectonizada. La cual, al ser sometida a los fenómenos de vibración de la sarta, choques laterales y acción de lodo a través de las fracturas, originó inestabilidad en el pozo y atrapamiento de la sarta de perforación.

Seguimiento en tiempo real

A través del centro de monitoreo en tiempo real se dio seguimiento a los parámetros de perforación (presión de bomba, torque, revoluciones por minuto, ritmo de penetración, gasto, densidad equivalente de circulación, etc.). Gracias a esta información, fue posible entender el comportamiento del pozo y acudir a mejores prácticas operativas para contrarrestar sus respuestas inestables.

Comportamiento de los agujeros

La perforación se realizó con barrena de 12 1/4" x 14 1/2", para llevar una TR de contingencia y tener suficiente espacio para asegurar el éxito de la cementación.

En la figura 2 se muestran los cuatro intentos por atravesar la sección caótica. En el primer agujero la densidad utilizada fue de 1.90g/cm3; en el segundo agujero, de 1.94g/cm3; en el tercero, de 1.91 g/cm3 y en el cuarto de 2.0g/cm3.

En los cuatro agujeros perforados el comportamiento del pozo fue diferente. En los agujeros 1.2 y 3 se presentaron problemas de derrumbes, pérdida de fluido, atrapamientos y altos tiempos de perforación. Por otro lado, en el agujero 4 persistieron los problemas de torque, arrastre, fricciones, etc., sin tener evidencias de pérdida de lodo con densidad superior a 2.0g/cm3, la cual ocasionó pérdidas en los agujeros previos.

Resultados

Se realizó el asentamiento de una tubería de revestimiento en la cima del anticlinal identificada como la zona de mayor esfuerzo de compresión y fuente de producción de derrumbe. De igual forma, se trabajó en la eliminación del ampliador, el cual causaba

string vibration, side shocks, and mud action through fractures, caused instability in the well and entrapment of the drill string.

Real-time monitoring

The drilling parameters (pump pressure, torque, revolutions per minute, penetration rate, expenditure, equivalent circulation density, etc.) were tracked through the real-time monitoring center. Thanks to this information, it was possible to understand the well's behavior and resort to better operational practices for counteracting its unstable responses.

Behavior of holes

The drilling was done with a 12 1/4" x 14 1/2" drill bit to carry a contingency TR and have enough space to ensure the cementing's success.

Figure 2 shows the four attempts to get through the chaotic section. In the first hole, the density used was 1.90g/cm3; in the second hole, 1.94g/cm3; in the third hole, 1.91 g/cm3 and the fourth hole, 2.0g/cm3.

In the four holes drilled, the behavior of the well was different. In holes 1.2 and 3, there were problems with collapses, fluid loss, trapping, and high drilling times. On the other hand, in hole 4, the problems of torque, dragging, friction, etc. persisted, without having evidence of mud loss with density higher than 2.0g/cm3, which caused losses in the previous holes.

Results

A casing was laid at the top of the anticline identified as the area of greatest compressive stress and source of

Figura 2. Comportamiento del pozo y eventos de perforación

Figure 2. Well behavior and drilling events

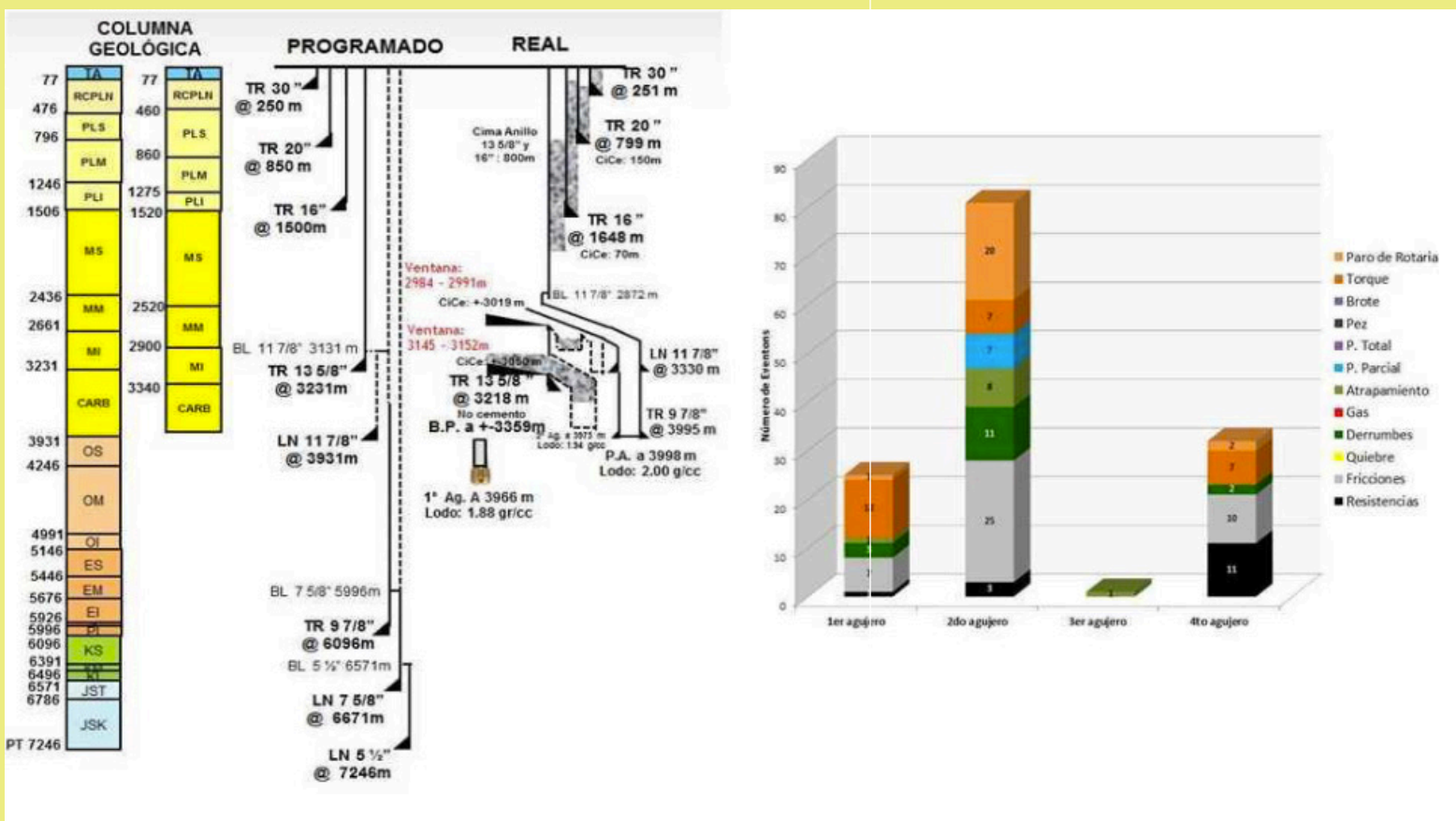
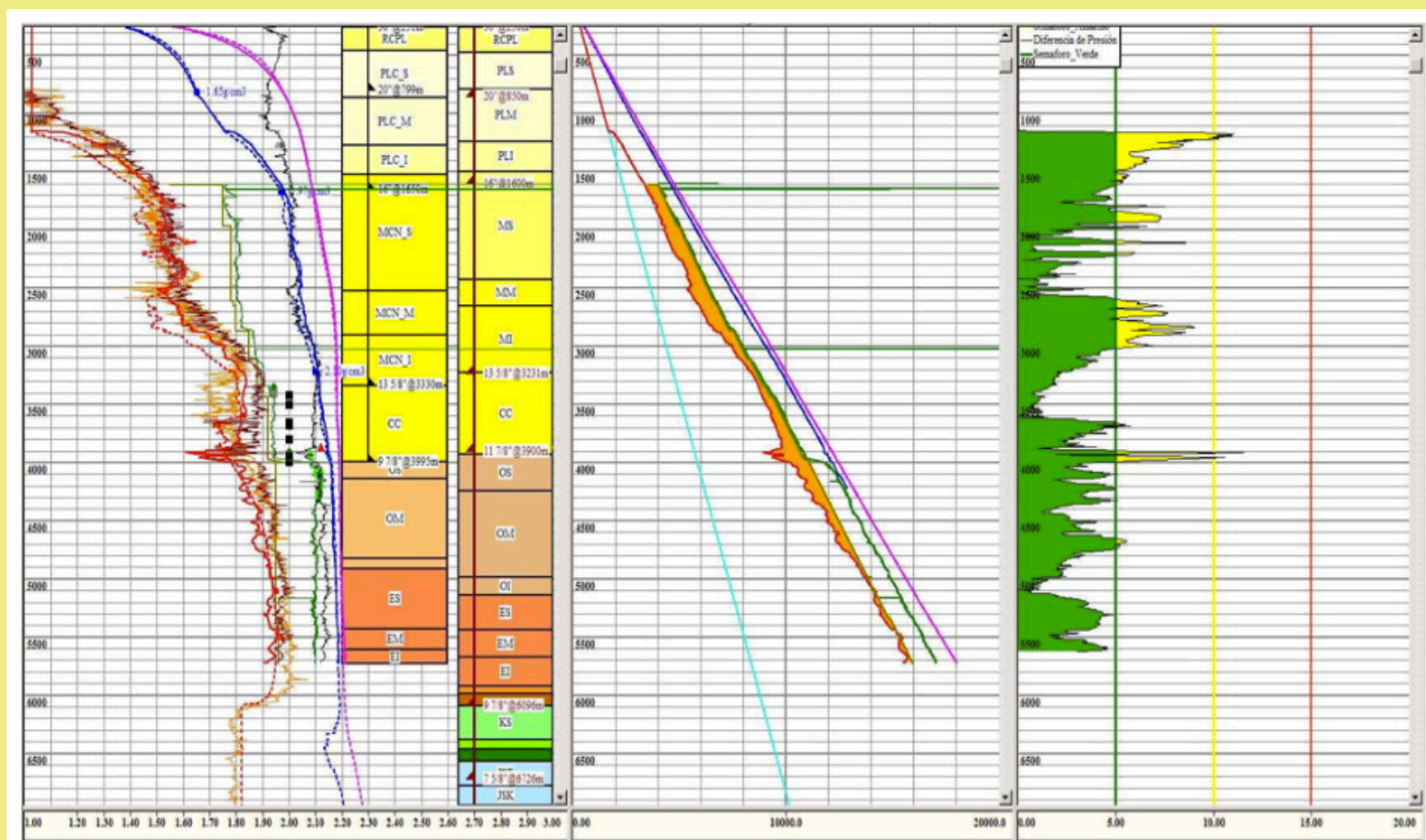


Figura 3. Aislamiento del cuerpo caótico y perforación de la siguiente sección.

Figure 3. Isolation of the chaotic body and drilling of the next section



fenómenos de vibración impactando a la zona débil. Otra medida implementada fue el reforzamiento de la pared del pozo con material obturante con amplio espectro de granulometría. Gracias a lo anterior, fue posible sellar fracturas de diferentes diámetros de amplitud; así como atravesar y aislar a la zona caótica, permitiendo dar integridad a la pared del pozo para construir la siguiente sección (ver figura 3).

Conclusiones

- Caracterizar el marco estructural del terciario no productor con la misma importancia dada a los estudios de descubrimientos realizados a nivel yacimiento.
- Es necesario realizar el análisis sedimentológico con apoyo de las herramientas sísmicas de toda la columna propuesta en la trayectoria de los pozos antes de la perforación.
- La utilización de los datos sísmicos tridimensionales y su visualización 3D así como del uso de atributos contribuyó en la identificación del problema y en la propuesta de la solución.
- El seguimiento en tiempo real es una herramienta indispensable para la toma de decisiones en tiempo y forma. Permite acudir a las mejores prácticas operativas en respuesta al comportamiento del pozo.
- No se recomienda perforar este tipo de formación con dos estructuras de corte. Es necesario reducir o eliminar la vibración de la sarta y choques laterales.
- Para formaciones fracturadas es posible fortalecer la pared del pozo y ganar mayor gradiente. Para esto, hay que utilizar materiales obturantes con amplio espectro de granulometría, de 3um a 6mm.

landslide production. Similarly, work was done to eliminate the amplifier, which caused vibration phenomena to impact the weak zone. Another measure implemented was the reinforcement of the shaft wall with sealing material with a wide range of grain sizes. Thanks to this, it was possible to seal fractures of different amplitude diameters, as well as to cross and isolate the chaotic zone, enabling to give integrity to the wall of the well to build the next section (see figure 3).

Conclusions

- Characterize the structural framework of the non-producing tertiary with the same importance as the discovery studies carried out at the reservoir level.
- It is necessary to perform the sedimentological analysis with the support of the seismic tools of the whole proposed column in the wells' trajectory before drilling.
- The use of three-dimensional seismic data and its 3D visualization, as well as the use of attributes, contributed to the identification of the problem and the proposal of the solution.
- Real-time monitoring is an indispensable tool for timely decision making. It allows for the use of best operational practices in response to well behavior.
- It is not recommended to drill this type of formation with two cutting structures. It is necessary to reduce or eliminate string vibration and side shocks.
- For fractured formations, it is possible to strengthen the wall of the well and gain a higher gradient. For this, sealing materials with a wide range of grain sizes, from 3um to 6mm, must be used.

Selección del Sistema Artificial de Producción para **pozos no convencionales**

Artificial Production System selection for non-conventional wells

Autor / Author : Édgar Cruz Osornio

El campo de estudio se localiza a siete kilómetros de la ciudad de Agua Dulce, Veracruz, y pertenece al Activo de Producción Cinco Presidentes. Inició su explotación en 2008 con el pozo descubridor Rabasa 101.

Actualmente el campo Rabasa tiene 23 pozos perforados, 12 operan fluyentes, dos con Bombeo Hidráulico Jet y uno con Tubería flexible colgada, para un total de 15 pozos operando y 8 fuera de operación. El volumen original de aceite es de 122 millones de barriles y cuenta con 80.6 millones de pies cúbicos de gas.

El área del yacimiento es de 4.1 kilómetros cuadrados, su edad es del Mioceno Medio-Mioceno Inferior, el tipo de roca es arenisca, y la permeabilidad varía del orden 30-126 mD. La porosidad promedio es de 20%, el espesor neto promedio es de 23 metros, y el rango de profundidad es del orden de 2 mil 600 a 3 mil 400 metros.

The field studied is seven kilometers away from Agua Dulce city, Veracruz, and belongs to the Five Presidents Production Asset. Its exploitation began in 2008 with the Rabasa 101 discovery well.

Currently, the Rabasa field has 23 drilled wells from which 12 operate fluids, two with Hydraulic Jet Pumping, and one with Flexible Hanging Tubing, for a total of 15 operating wells and 8 out of operation. The original oil volume is 122 million barrels and has 80.6 million cubic feet of gas.

The reservoir's area is 4.1 square kilometers, its age ranges between the Middle to Lower Miocene, the rock type is sandstone, and the permeability varies in the order of 30-126 MD. The average porosity is 20%, the average net thickness is 23 meters, and the depth range is 2,600 to 3,400 meters.

The average oil density is 26°API. On the other hand, the pressures registered (Kg/cm²) are original, 441 (PVT Rabasa 101), and saturation, 187.3 (PVT Rabasa 101). Likewise, this field has two main sand-producing areas: the AMM 20 producing for the Coating Pipe (TR, by its acronym in Spanish) and the AMMI 30 producing for the Production Pipe (TP, by its acronym in Spanish).

To independently produce AMM 20 sand (with an average depth of 2,630 m) and AMI 30 (with an average depth of 3,250 m) the option of finishing the Rabasa field wells to exploit the AMM 20 sand by TR and the AMMI 30 sand





Figura 1. Instalación de TF dentro de TP pozo Rabasa 142.

Figure 1. Installation of TF inside TP Rabasa 142 well

La densidad de aceite promedio es 26°API. Por otra parte, las presiones (Kg/cm²) son: original, 441 (PVT Rabasa 101); y de saturación, 187.3 (PVT Rabasa 101). Igualmente, este campo cuenta con dos principales arenas productoras: la AMM 20 productora por la Tubería de Revestimiento (TR) y la arena AMMI 30 productora por la Tubería de Producción (TP).

Con el objetivo de producir las arenas AMM 20 de forma independiente (con una profundidad promedio de 2 mil 630 m.) y AMI 30 (con profundidad promedio de 3 mil 250 m.) se consideró terminar los pozos del campo Rabasa para explotar por TR la arena AMM 20 y por TP la arena AMMI 30 (figura 1). El proceso resulta una muy buena estrategia de explotación durante la vida fluente del pozo. El problema se presenta cuando el pozo requiere un Sistema Artificial de Producción (SAP). Ninguno de los sistemas artificiales conocidos hoy en día puede aplicar con producciones por TP y TR.

Las producciones independientes -por la tubería de producción arena AMI 30 y tubería de revestimiento de arena AMM 20- son una buena estrategia de explotación, pues permite obtener gastos de aceite y gas de yacimientos diferentes durante la vida fluente de los pozos. No obstante, cuando los pozos requieren un sistema artificial de producción, este tipo de terminaciones hace imposible implementarlo y, para hacerlo, se requiere adecuar el pozo con equipo de reparación.

Desarrollo

Debido a lo antes expuesto, buscar un SAP para el campo Rabasa significó un reto importante. Rabasa es uno de los principales campos del Activo de Producción Cinco Presidentes, en el cual sus pozos tienen abatimiento de presión en cabeza del orden de 1.6 kg/cm² mensual para la TR y 4.4 kg/cm² mensual en TP. Esta última, que tiene mayor abatimiento de presión mensual,

by TP (fig. 1) was considered. That process is an excellent exploitation strategy during the flowing life of the well. The problem arises when the well requires an Artificial Production System (SAP, by its acronym in Spanish). None of the artificial systems known nowadays can be applied with productions by TP and TR.

Independent production - by the AMI 30 sand production pipe and AMM 20 sand coating pipe - is a good exploitation strategy, as it enables oil and gas cost obtention from different reservoirs through the wells' fluid life. However, when the wells require an artificial production system, this type of completion makes its implementation impossible, to do so, it is necessary to adapt the well with repair equipment.

Development

Due to the reasons listed above, finding a SAP for the Rabasa field was a significant challenge. Rabasa is one of the main fields of the Five Presidents Production Asset, whose wells have a head pressure drop of 1.6 kg/cm² per month for the TR and 4.4 kg/cm² per month in TP. The last one mentioned, which has a higher monthly pressure drop, makes the TP wells operate fluently for approximately one and a half years, requiring the implementation of a SAP.

On the other hand, the unconventional type of well completion (production by TP and TR) complicates the implementation of a SAP known as Mechanical Pumping (BM, by its acronym in Spanish), Gas Lift (BN, by its acronym in Spanish), Progressive Cavity Pumping (BCP, by its acronym in Spanish) and Electro Submersible Pumping (BEC, by its acronym in Spanish). However, it

hace que los pozos por TP operen aproximadamente un año y medio fluyentes, necesitando la implantación de un SAP.

Por otro lado, el tipo de terminación no convencional de los pozos (producción por TP y por TR) complica implementar un SAP conocido como el Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Neumático (BN), Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP) y Bombeo Electro sumergible (BEC). Sin embargo, recordemos que la arena AMI 30 productora por TP es la de mayor severidad en el abatimiento de presión.

Por lo tanto, era necesario buscar la forma de implementar un sistema artificial de producción que mantuviera la productividad de la Tubería de Producción (TP) independiente de la producción de la Tubería de Revestimiento (TR), la cual tiene mayor vida productiva fluyente. La selección cualitativa del SAP se realizó con el software llamado SEDLA, el cual los jerarquiza considerando características del yacimiento, pozo, fluidos producidos, infraestructura y pericia en manejo de SAP.

En primer y segundo lugar, los resultados de la simulación fueron Bombeo Mecánico e Hidráulico con una alerta por el tipo de terminación y, en tercer lugar, el Bombeo Neumático, el cual se analizó como sistema candidato. El resultado cualitativo del software para la selección del SAP mostró que una opción viable era el Levantamiento Artificial por Gas (LAG) Continuo Tubería, al que conocemos como Bombeo Neumático.

Hay que recordar que este análisis es para la tubería de producción, sin utilizar equipo de reparación, manteniendo la producción de TR independiente y utilizando la infraestructura existente en el área. En consecuencia, para implementar el BN la única opción viable es utilizando tubería flexible por dentro de la tubería de producción inyectando gas a alta presión por la TF y produciendo por el espacio anular entre esta y la TP.

is important to keep in mind that the sand AMI 30 producing sand for TP is the one with the most severe regarding pressure drop.

Therefore, it was necessary to look for a way to implement an artificial production system that would keep the Production Pipe's productivity (PT, by its acronym in Spanish) independent from the output of the Coating Pipe (TR), which has a long fluid productive life. The qualitative selection of the SAP was carried out with a software called SEDLA, which ranks them according to the characteristics of the reservoir, well, produced fluids, infrastructure, and SAP management expertise.

In the first and second place, the simulation results were Mechanical and Hydraulic Pumping with an alert for the termination type and, in the third place, Gas Lift, which was analyzed as a candidate system. The qualitative result of the software for the SAP selection showed Gas Lift as a viable option.

It is important to remember that this analysis regards the production pipeline, without using repair equipment, keeping TR's production independent and using the existing infrastructure in the area. Consequently, to implement the BN, the only viable option is to use a flexible pipe inside the production pipe to inject high-pressure gas through the TF and produce through the annular space between it and the TP.

The process is carried out using the gas available on the field, the compressor injection pressure of 56 kg/cm², the mechanical configuration of the well, and the continued exploitation of TR independently. The following information was collected and used for the feasibility, engineering and design study to implement the TF within the TP of the Rabasa 142 well: closed-bottom pressure logs, flow rate, last gauging, head pressure history, production history, mechanical condition of the well, gyroscopic and 56 kg/cm² compression pressure available in the area.

Figura 2. TF con mandril de BN en el extremo.

Figure 2. TF with BN mandrel at the end.



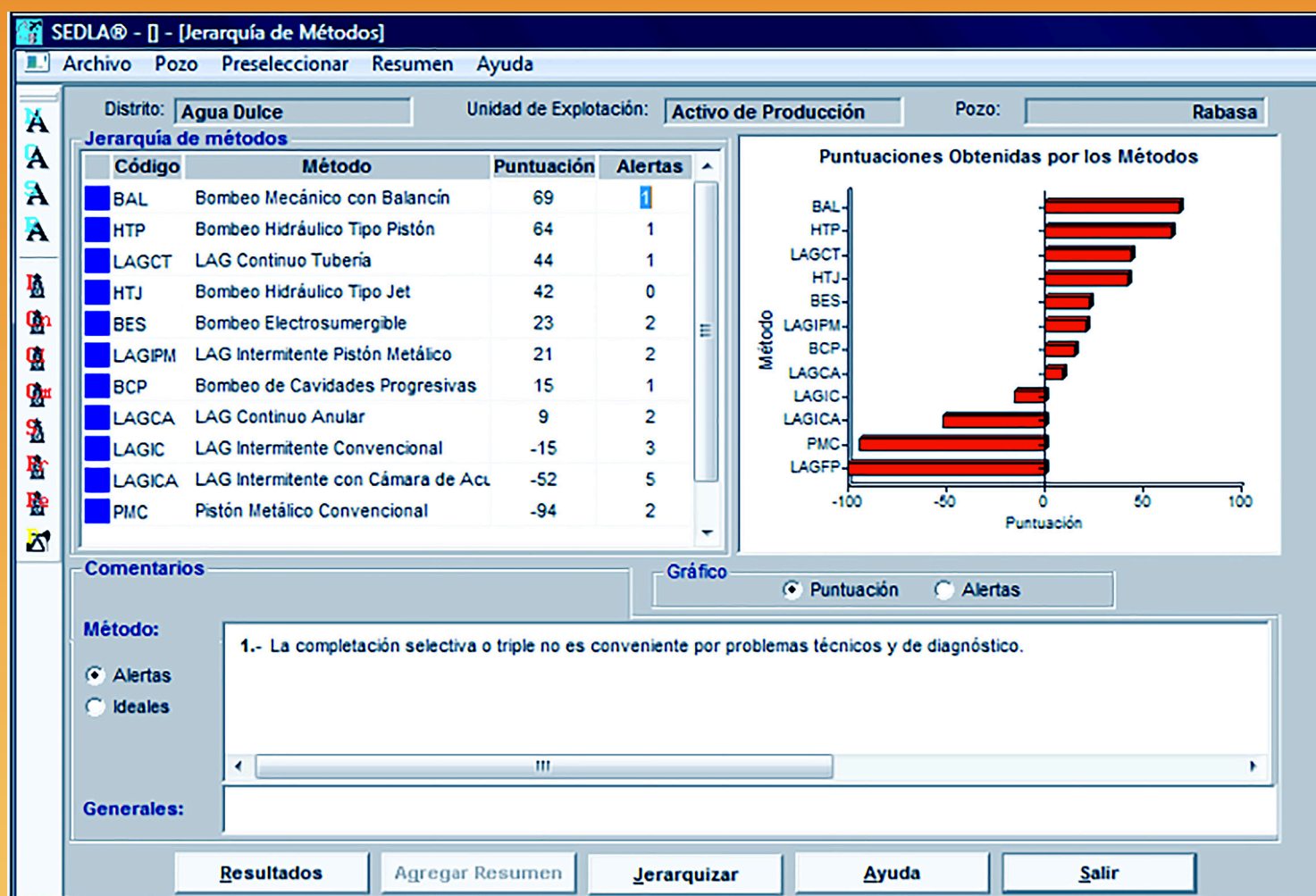


Figura 3. Resultados del software SEDLA jerarquizando los SAP para el campo Rabasa.

Figure 3. Results of the SEDLA software hierarchising the SAPs for the Rabasa field.

El proceso se realiza aprovechando el gas disponible del campo, la presión de inyección del compresor de 56 kg/cm², la configuración mecánica del pozo y continuando la explotación de TR de forma independiente. Para el estudio de factibilidad, ingeniería y diseño para implementar la TF dentro de la TP del pozo Rabasa 142, se recopiló y utilizó la información siguiente: registros de presión de fondo cerrado, fluyente, último aforo, histórico de presión en cabeza, histórico de producción, estado mecánico del pozo, giroscópico y presión de compresión de 56 kg/cm² disponible en el área.

Esta información sirvió para determinar lo siguiente:

- Análisis nodal para determinar el potencial del pozo.
- Profundidad de colocación de la Tubería Flexible
- Presión y volumen de gas a inyectar
- Diámetro de la TF y diámetro del puerto de la válvula.

Conclusiones

De este trabajo se concluyó lo siguiente:

- La selección cualitativa del Sistema Artificial de Producción con el software SEDLA es favorable para jerarquizar información del yacimiento, pozo, infraestructura y pericia en su manejo. Con ello se ofrece una referencia para iniciar el estudio de algún SAP en particular.
- La metodología para el análisis, diseño, selección e implementación del SAP fue la indicada, ya que los resultados en el pozo Rabasa 142 fueron muy aproximados a los pronosticados en la ingeniería.
- La TF dentro de la TP es un SAP que permite incorporar la producción de la TP sin afectar la producción de la TR al producir de manera independiente.
- Con los resultados obtenidos de 156 barriles por día con la TF colgada en el pozo Rabasa 142 TP, se tienen programadas bajar 5 en lo que resta del año en el mismo campo para los pozos Rabasa 121, 124, 126, 144 y 149 para incorporar 500 bpd.
- Con la experiencia adquirida en este trabajo se puede hacer lo mismo para otros pozos con similares características al Rabasa 142 de otros campos del activo.

This information was useful for determining the following:

- Nodal analysis to determine the well's potential
- Depth installation of Flexible Pipe
- Pressure and volume of gas to be injected
- TF diameter and valve port diameter

Conclusions

This work resulted in the following conclusions:

- The qualitative selection of the Artificial Production System with the SEDLA software is favorable to prioritize information about the reservoir, well, infrastructure, and expertise in its management. This provides a reference for starting the study of a particular SAP.
- The methodology for the analysis, design, selection, and implementation of the SAP was the right one since the results in the Rabasa 142 well were very close to the engineering forecasts.
- The TF within the TP is a SAP that enables the incorporation of the TP production without affecting the TR production by producing independently.
- With the results of 156 barrels per day obtained with the TF hanging in the Rabasa 142 TP well, it is programmed to decrease 5 in the rest of the year in the same field for the Rabasa 121, 124, 126, 144 and 149 wells to incorporate 500 barrels per day.
- With the experience acquired in this work, the same can be done in other wells with characteristics similar to the Rabasas 142 in other fields of the asset.