



Memoria Petrolera®

Desarrollando la industria petrolera en el país

AGOSTO 2021

ÓRGANO INFORMATIVO DEL
COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO

Centro de Proceso, Golfo de México

La información contenida en esta obra es propiedad de las fuentes citadas y autores, no se permite la reproducción total o parcial sin autorización previa y por escrito de la Comisión de Publicaciones Técnicas y Boletines Informativos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

COLEGIO DE INGENIEROS
PETROLEROS DE MÉXICO



Contenido del mes

01 Cultura Colaborativa

	Página
Entrega de reconocimientos y paquetes de libros a miembros del Club de Estudiantes del Colegio de Ingenieros Petroleros de México	3
Convocatoria 3era. Asamblea Nacional Ordinaria CIPM 2020-2022	3
El Orgullo de Ser Colegiado, entrevista al Ing. Antonio Sánchez Pérez	3

DIRECTIVA NACIONAL 2020-2022

Presidente

Ing. Ricardo Padilla Martínez

Vicepresidente

M.I. Eduardo Poblano Romero

Primer Secretario Propietario

M.A. Miguel A. Castañeda Bravo

Segundo Secretario Propietario

M.I. Alfonso Palacios Roque

Primer Secretario Suplente

M.A. Luis R. Martínez Sánchez

Segundo Secretario Suplente

M.A. Jesús Rojas Palma

Tesorero

M.I. Alfredo Uribe Rosas

Subtesorero

M.A. Daniel M. Godínez Oidor

COMISIÓN DE PUBLICACIONES TÉCNICAS Y BOLETINES INFORMATIVOS

Presidente de Comisión

Ing. José Antonio Ruiz García

Equipo Editorial

Ing. José de Jesús Rodríguez Guzmán

L.D.G. Genaro Iván Palma Orozco

JUNTA DE HONOR

Miembros de la Junta de Honor

M.I. Gustavo Hernández García

ExPresidente CIPM (2010-2012)

M. en C. José R. Serrano Lozano

ExPresidente CIPM (2012-2014)

Ing. J. Javier Hinojosa Puebla

ExPresidente CIPM (2014-2016)

Ing. José Luis Fong Aguilar

ExPresidente CIPM (2016-2018)

M.C. Luis Horacio Ferrán Arroyo

ExPresidente CIPM (2018-2020)

02 Artículos Técnicos

Mitigación de pérdidas de circulación durante la introducción de tuberías de revestimiento intermedias en pozos de desarrollo de Aguas Someras	4
--	---

03 Entorno Nacional

Campos maduros: retos y tecnologías	8
CNH ratifica 7 descubrimientos durante el 2do. trimestre de 2021	8
IMP crea tecnología integral para control de sólidos en pozos productores de hidrocarburos	9
CHN autoriza a PEMEX perforación de 11 pozos	10
Se cumplieron 41 años del hundimiento de la panga "Campeche"	10
Pozos de exploración offshore en América en 2021	10

04 Paréntesis Contemporáneo

Millennials: cuanto ganan por nivel educativo, por ciudad y por género	11
No son lo mismo, 8 diferencias entre el mezcal y el tequila	12
Día Internacional de la cerveza	12
Un dron autónomo consigue ganar a dos pilotos profesionales en una carrera	13
Fallece Charlie Watts, el "Stone Mayor"	13
Palabra del día	13

05 Energía Global

El gran parque solar del desierto de Sonora	14
X-Elio construirá planta de energía renovable en México	14
La energía renovable con la mira hacia el hidrógeno verde	15
Los autos eléctricos son más baratos de mantener, pero más costosos de reparar	15
Las baterías de sulfuro de litio son el santo grial de los vehículos eléctricos	15

La información contenida en esta obra es propiedad de las fuentes citadas y autores, no se permite la reproducción total o parcial sin autorización previa y por escrito de la Comisión de Publicaciones Técnicas y Boletines Informativos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Cultura Colaborativa



ENTREGA DE RECONOCIMIENTOS Y PAQUETES DE LIBROS A MIEMBROS DEL CLUB DE ESTUDIANTES DEL COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO

Bajo la coordinación del Ing. José Alberto Chávez Garduño, Presidente de la Comisión de Estudiantes, se realizó la entrega de reconocimientos y paquetes de libros a los estudiantes que resultaron ganadores del concurso "FOTO CECIPM", el cual retrató diversos aspectos de la pandemia y cómo lo viven los estudiantes.

La entrega de libros se realizó en las instalaciones SEDE para todos los estudiantes que residen en la Ciudad de México, en el patio principal, en estricto apego a las normas que marca la autoridad sanitaria. En el caso de los estudiantes que residen en otros estados de la república, se les hizo llegar su premio a través de paquetería.

El Club de Estudiantes del Colegio de Ingenieros Petroleros (CECIPM) agradece de antemano todo el esfuerzo y la participación activa de todos sus miembros y les invita a que nos sigan en las redes sociales para conocer las futuras dinámicas que lanzará el CECIPM.

Fuente: CIPM, agosto 2021

CONVOCATORIA 3ERA. ASAMBLEA NACIONAL ORDINARIA CIPM 2020-2022

Con fundamento en los Artículos 24 y 25 del Estatuto del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A. C., se convoca a todos sus asociados a la 3ra. Asamblea Nacional Ordinaria del bienio 2020-2022, la cual se llevará a cabo el día jueves 9 de septiembre de 2021, en primera convocatoria a las 17:50 hrs. y en segunda convocatoria a las 18:00 hrs.

En particular, el citado Artículo 24 establece que los asociados podrán asistir en forma presencial o a través de videoconferencia.

Orden del día:

- Registro de asistentes, instalación del Presidium.
- Designación de escrutadores, verificación del quorum.
- Apertura de la asamblea y aprobación del Orden del Día.
- Presentación de informes de la Directiva Nacional y Comisiones.
- Informe de Tesorería.

A continuación se indica la liga y código QR para acceder con la herramienta Microsoft Teams:

<https://bit.ly/38JDdSK>



Fuente: CIPM, agosto 2021

EL ORGULLO DE SER COLEGIADO

Entrevista al Ing. Antonio Sánchez Pérez

Como parte del trabajo realizado por la Comisión de Eventos, encabezada por el Ing. Oswaldo David López Hernández y el Ing. Ernesto Lecuona Vera, en semanas pasadas se publicó la entrevista al Ing. Antonio Sánchez Pérez, Perito Petrolero del área de perforación. En dicha entrevista el Ing. Sánchez Pérez nos permitió conocer parte de su experiencia como profesional y las razones que lo impulsaron a pertenecer al Colegio.

Puedes ver la entrevista completa en el canal del CIPM en YouTube en el siguiente link:

www.facebook.com/CIPMex/videos/376582717137368

Fuente: CIPM, agosto 2021



Artículos Técnicos

MITIGACIÓN DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

DURANTE LA INTRODUCCIÓN DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO INTERMEDIAS EN POZOS DE DESARROLLO DE AGUAS SOMERAS

Autor: Ing. Ángel Suárez Rodríguez, Sección Dos Bocas

RESUMEN

La identificación de buenas prácticas y la correcta aplicación de las lecciones aprendidas a lo largo del desarrollo de los campos ubicados en el área de aguas someras del Golfo de México ha permitido la optimización en tiempo y costo de los pozos, aumentando de este modo la rentabilidad de los proyectos de desarrollo.

Una de las áreas de mejora identificadas fue la optimización de la introducción de las TR's intermedias mediante la disminución o eliminación de las pérdidas de circulación durante dicha operación, disminuyendo de este modo los costos operativos al reducir la pérdida de lodo de perforación y reduciendo los riesgos asociados a las pérdida de circulación durante las introducciones de TR's tales como la disminución de la columna hidrostática y la manifestación de influjos.

Dado que las TR's intermedias son asentadas mayormente en zonas lutíticas del Terciario de presión anormal moderada, se conoce que normalmente los riesgos asociados a la perforación de dichas etapas es relativamente bajo, sin embargo, la introducción de las tuberías intermedias no está exenta de riesgos siendo las pérdidas de circulación (provocada por "pistoneo") el mayor de ellos.

Conociendo los mecanismos que generan las pérdidas de circulación durante la introducción de las TR's intermedias se nos presenta la oportunidad de mitigarlos al máximo posible. Mediante el puntual seguimiento al cumplimiento del diseño de los pozos, se han identificado técnicas operativas que aplicadas correctamente durante la introducción de las TR's intermedias han demostrado ser eficaces para efectuar dichas operaciones sin contratiempos y con los menores costos posibles; tales como:

- Identificación de la granulometría de material obturante a utilizar.
- Colocación de baches reforzados en la zapata.
- Calibración del gradiente de fractura mediante pruebas de goteo.
- Definición de velocidad óptima de introducción de la TR.
- Monitoreo y control de la velocidad de introducción de la TR.
- Uso de equipos de flotación diferencial de amplio caudal (Big Bore).

INTRODUCCIÓN

La correcta introducción de las tuberías de revestimiento intermedias es de vital importancia para garantizar el correcto asentamiento de las mismas puesto que permite disminuir los riesgos y costos de dicha operación, entre otras cosas porque:

- Permite disminuir o eliminar las pérdidas de circulación, disminuyendo de este modo el riesgo de observar disminución de la columna hidrostática y la posible aparición de un brote.
- Al disminuir las cantidades de lodo perdido se ahorran considerables cantidades de dinero, volviendo de este modo, más rentables los proyectos de perforación de pozos.
- El disminuir las pérdidas de circulación durante la introducción se evita el uso de logística adicional para transportar y generar fluido de perforación.
- Al disminuir las pérdidas de circulación durante la introducción de las TR's intermedias se aumentan las probabilidades de poder circular a través de la TR en posición de cementar, mejorando las condiciones del pozo para la cementación y aumentando las probabilidades de una cementación exitosa.

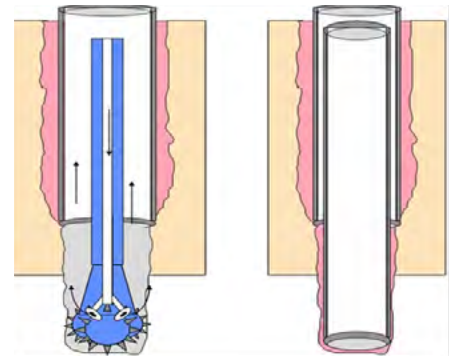


Figura 1. Esquema: Asentamiento de una tubería de revestimiento intermedia

Marco Metodológico

ANTECEDENTES

En la industria petrolera siempre se ha buscado la optimización de las operaciones y el ahorro en el tiempo y los costos de las mismas mediante la implementación de nuevas tecnologías y la mejora de las técnicas ya aplicadas. En este documento se plantea el correcto uso de varias técnicas las cuales pretenden solucionar uno de los problemas más frecuentes observados en los pozos durante la introducción de las tuberías de revestimiento intermedias los cuales son las pérdidas de circulación por efecto pistón.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Sabiendo que las TR's superficiales son asentadas mayormente en zonas de presión de poro anormal, se entiende que se utilizan densidades de control elevadas para perforar dichas secciones, por lo que al momento de introducirse las TR's intermedias, se provoca un efecto pistón que crea densidades equivalentes que se encuentran por encima del gradiente de fractura de la formación, generándose de este modo las pérdidas de circulación.

JUSTIFICACIÓN

Comprender los fenómenos relacionados con las pérdidas de circulación ocasionadas por el efecto pistón generado al introducir TR´s intermedias y buscar el modo de atenuarlos es importante para garantizar el éxito de las operaciones de perforación de los pozos; este trabajo tiene un enfoque cuantitativo y un nivel de investigación correlacional al poder comparar el éxito operativo en distintos pozos de un área realizando la investigación de manera experimental. Para recolectar datos de la problemática de pérdidas de circulación y las prácticas utilizadas para prevenirlas se analizó el pozo de desarrollo "X" y pozos de correlación ubicados en el mismo campo petrolero, cuyas condiciones fueron muy similares en términos geológicos.

OBJETIVO GENERAL

Describir las principales técnicas aplicadas en pozos de campos de aguas someras para mitigar las pérdidas de circulación durante la introducción de las tuberías de revestimiento intermedias.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Explicar los principales mecanismos que provocan las pérdidas de circulación durante la introducción de TR´s intermedias.
- Describir los conocimientos técnicos y prácticos adquiridos durante la introducción de TR´s intermedias en pozos de aguas someras.
- Dar a conocer las tecnologías y las prácticas aplicadas en los pozos de campos de aguas someras a fin de que estas puedan ser aplicadas en otros campos en función de sus necesidades.

HIPÓTESIS

Para que se observen pérdidas de circulación por efecto de "pistoneo" al introducir tuberías de revestimiento intermedias se deben de conjugar en el pozo varios factores, entre ellos:

- Ventanas operativas restringidas.
- Densidades de lodo elevadas.
- Claros anulares reducidos.
- Equipos de flotación de diámetros reducidos.

DELIMITACIÓN Y ALCANCE

Este documento es de carácter técnico y didáctico, y se limita a mostrar los avances en las técnicas de perforación adquiridas durante el desarrollo de los campos asignados a la Gerencia del Proyecto de desarrollo de campos de aguas someras. Para este artículo técnico se analizaron pozos ubicados en la zona de aguas someras del Golfo de México.

Problemática Existente

En el campo estudiado la perforación de la etapa intermedia de 13 5/8" culmina con densidades de lodo del orden de 1.85 a 1.87 gr/cc, mientras que en la zapata de 16" se tiene un gradiente de fractura de 1.94 gr/cc, lo anterior indica que nos encontramos de manera adecuada dentro de la ventana operativa y que durante la perforación prácticamente no existen riesgos de observar pérdidas de circulación, sin embargo, dependiendo de la velocidad de introducción de la TR de 13 5/8", se ha observado en las simulaciones realizadas que pueden llegar a ser generadas densidades equivalentes de hasta 2.30 gr/cc, con lo que se deduce fácilmente porque se presentan las pérdidas de circulación.

Este fenómeno se explica en gran medida por el efecto pistón que es

generado al introducir una tubería de revestimiento robusta de 13 5/8" en agujeros en los que el fluido de perforación es desplazado por el volumen de acero de la TR en espacios (claros) relativamente pequeños en periodos de tiempo cortos, lo anterior provoca que al no poderse desplazar adecuadamente el fluido de control, éste empiece a ejercer presión hacia las paredes del pozo, generándose de manera local y por determinados lapsos de tiempo densidades equivalentes superiores a la densidad del fluido presente en el pozo, si en un momento dado esta densidad equivalente supera al gradiente de fractura de la formación, se genera la pérdida de circulación.

Solución Propuesta

Conociendo los mecanismos que generan las pérdidas de circulación al momento de introducir TR´s intermedias, se nos presenta la oportunidad de mitigarlos en la medida de lo posible.

A fin de minimizar los riesgos asociados a la introducción de TR´s intermedias se identificaron y analizaron prácticas que al momento de ser aplicadas han demostrado ser eficaces para reducir las pérdidas de circulación provocadas por el efecto pistón.

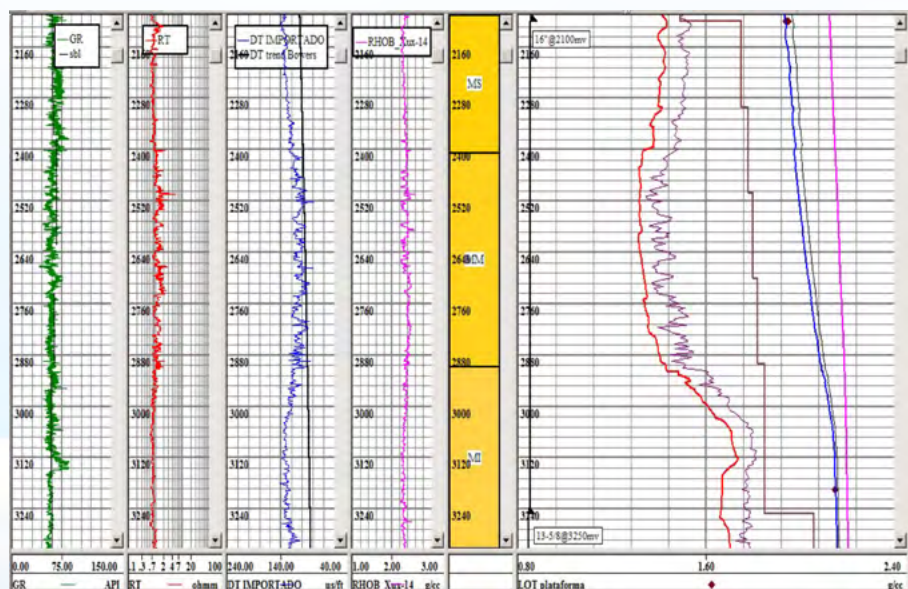


Figura 2. Programación de asentamiento de una TR de 13 5/8" (intermedia) en un pozo de aguas someras.

IDENTIFICACIÓN DE LA GRANULOMETRÍA DEL MATERIAL OBTURANTE A UTILIZAR

En los campos en los cuales se cuente con núcleos cortados a nivel de Terciario a los cuales se les hayan realizado pruebas de presión capilar es posible identificar el tamaño (en micrones) de las gargantas porales y con esto, realizar una distribución del tamaño de partículas de material para obturar dichas formaciones, esto nos permitirá, mediante el bombeo de baches obturantes, mejorar el enjarre generado en la formación creando un sello más efectivo el cual ayudará a mitigar las pérdidas de circulación durante la perforación e introducción de la tubería de revestimiento.

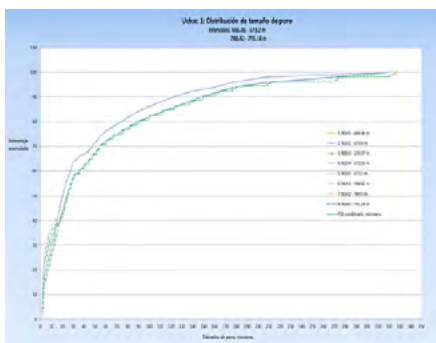


Figura 3. Distribución del tamaño del poro (estudio realizado a núcleo de pozo exploratorio)

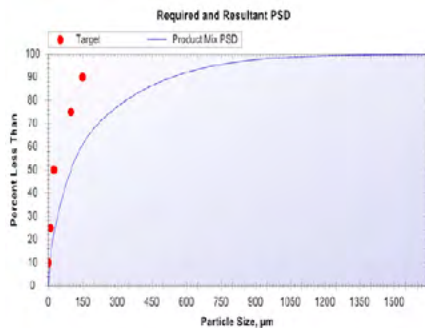


Figura 4. Distribución del tamaño de partículas

BACHES DE REFORZAMIENTO

Una vez concluida la perforación de la etapa intermedia de 13 5/8" es recomendable colocar un bache de reforzamiento en la zapata anterior (TR de 16") previo a la introducción de la TR intermedia de 13 5/8". Dicho bache comúnmente se coloca con una longitud lineal de 300 m, 150 en agujero descubierto y 150 en agujero revestido, a fin de que la primera sección del agujero descubierto en ser sometida a densidades equivalentes altas quede protegida y en el caso de que se presente la pérdida de circulación, el material obturante actúe de

inmediato; dicha longitud y distribución del bache no es una "receta" establecida y puede variar en función de las condiciones del pozo.

Los materiales obturantes comúnmente utilizados en los baches de reforzamiento son carbonatos medios y finos, junto con grafito y carbonatos en hojuelas, sin embargo, tanto el tipo como las concentraciones de los materiales obturantes utilizados deben de ser elegidos en función de su efectividad comprobada para cada tipo de formación.

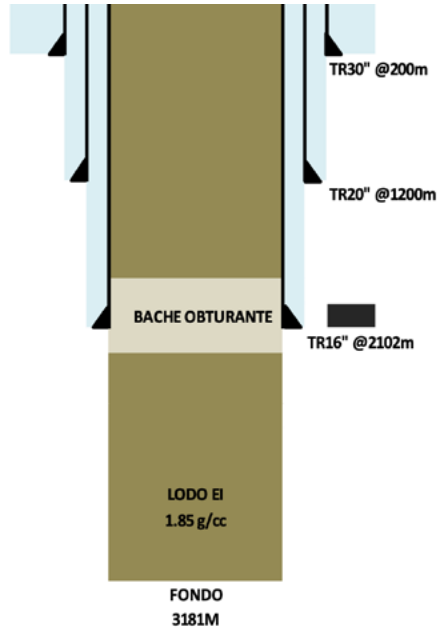


Figura 5. Esquema: Colocación de bache reforzador en la zapata

CALIBRACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA MEDIANTE PRUEBAS DE GOTEO

Las pruebas de goteo son una excelente herramienta que nos permite mediante la identificación de la presión de goteo y el esfuerzo horizontal mínimo, calibrar el gradiente de fractura para la etapa y de este modo ajustar densidades de control y realizar correctamente las simulaciones de las introducciones de TR's reduciendo de este modo el margen de error de las mismas.

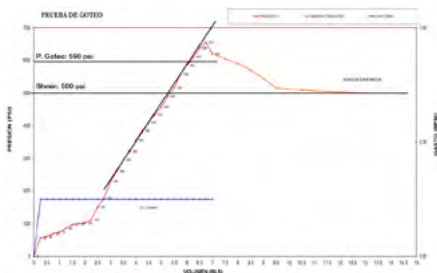


Figura 6. Prueba de goteo efectuada en un pozo de aguas someras.

VELOCIDAD ÓPTIMA DE INTRODUCCIÓN

Una práctica indispensable utilizada para disminuir las pérdidas de circulación durante la introducción de la TR de 13 5/8" es simular las densidades equivalentes generadas a distintas velocidades de introducción con la finalidad de disminuir el efecto pistón en el pozo.

En dichas simulaciones se analizan las densidades equivalentes que serán generadas al introducir la TR a distintas velocidades; poniendo como límite el gradiente de fractura, se pueden ubicar velocidades óptimas de introducción que eviten inducir pérdidas de circulación.

Habiendo realizado la simulación de la introducción de la TR de 13 5/8" en el pozo "X" se observó una velocidad óptima de introducción de 1.5 min/tramo en agujero revestido y 2 min/tramo en agujero descubierto para disminuir la densidad equivalente generada por el pistoneo y no superar el gradiente de fractura de la formación, mediante dichas velocidades; utilizando cople diferencial se simulaban densidades equivalentes de 1.875 gr/cc, lo cual estaba por debajo del gradiente de fractura del pozo de 1.94 gr/cc.

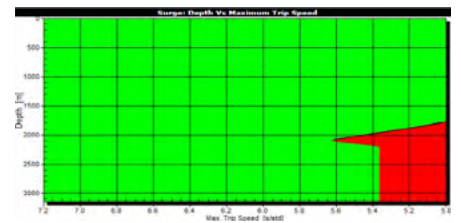


Figura 7. Simulación de Introducción de TR

MONITOREO EN TIEMPO REAL DE LA VELOCIDAD ÓPTIMA DE INTRODUCCIÓN DE TR

Una vez analizada la velocidad óptima para la introducción de la TR de 13 5/8", se le da monitoreo en tiempo real para verificar que se esté cumpliendo con la velocidad pactada y para identificar oportunamente cualquier variación en la misma; a este seguimiento se añade el realizado en sitio por los supervisores abordo.



Figura 8. Gráfica de monitoreo en tiempo real - Introducción de TR de 13 5/8"

USO DE EQUIPO DE FLOTACIÓN DIFERENCIAL Y DE ALTO CAUDAL

El utilizar equipo de flotación diferencial (de autollenado) es indispensable para reducir el efecto pistón al momento de introducir tuberías de revestimiento. Durante la introducción de la TR de 13 5/8" en el pozo "X", el uso de equipo de flotación diferencial Big Bore permitió reducir el efecto pistón al aumentar el área a través del cual el fluido de perforación es desplazado por el acero, disminuyendo de este modo la densidad equivalente generada.

Para este tipo de TR's mientras que un equipo de flotación convencional tiene un TFA de 2.84 in², el equipo de alto caudal (Big Bore) tiene un TFA de 11.95 in².

De igual modo se utilizó una zapata rimadora con un TFA ampliado de 6.14 in² a 12 in², para garantizar el incremento en el área de desplazamiento del fluido de perforación.



Figura 9. Zapata rimadora con TF ampliado

En las tablas al calce se pueden observar simulaciones realizadas para la introducción de la TR Intermedia de 13 5/8" en el pozo "X" con equipo de autollenado Big Bore y con equipo Flotador convencional considerando una densidad de lodo de 1.85

Tripping In Table					
Velocidad	Float@2102.00 m, P of I	EMW	Float@3156.00 m, TD	EMW	
s/std	Presión	g/cc	Presión	g/cc	
5.00	240	1.9304	349	1.9609	
6.00	189	1.9132	264	1.9384	
7.00	156	1.9021	210	1.9205	
8.00	133	1.8944	174	1.9084	
9.00	116	1.8899	149	1.8996	
10.00	104	1.8847	130	1.8934	
12.00	87	1.8790	104	1.8848	
14.00	75	1.8752	88	1.8794	
16.00	73	1.8745	82	1.8775	
18.00	72	1.8742	79	1.8765	
20.00	71	1.8739	77	1.8757	
22.00	71	1.8737	75	1.8751	
24.00	70	1.8735	74	1.8746	
26.00	70	1.8734	72	1.8742	
28.00	69	1.8733	71	1.8739	
30.00	69	1.8731	71	1.8736	
32.00	69	1.8730	70	1.8734	
34.00	68	1.8729	69	1.8732	
36.00	68	1.8728	69	1.8730	
38.00	68	1.8727	68	1.8728	
40.00	68	1.8727	68	1.8727	
42.00	68	1.8726	67	1.8726	
44.00	67	1.8725	67	1.8725	
46.00	67	1.8723	66	1.8721	
48.00	64	1.8719	65	1.8719	
50.00	66	1.8720	65	1.8717	
52.00	65	1.8719	64	1.8715	
54.00	65	1.8718	64	1.8714	
56.00	65	1.8717	64	1.8713	
58.00	65	1.8716	63	1.8712	
60.00	64	1.8715	63	1.8710	
62.00	64	1.8714	62	1.8709	
64.00	64	1.8713	62	1.8708	
66.00	63	1.8712	62	1.8707	
68.00	63	1.8711	62	1.8706	
70.00	63	1.8710	61	1.8705	
72.00	63	1.8710	61	1.8704	
74.00	63	1.8708	61	1.8703	
76.00	62	1.8707	60	1.8702	
78.00	62	1.8706	60	1.8701	

Figura 10. Introducción con equipo Big Bore

gr/cc y un gradiente de fractura en la zapata de 16" de 1.94 gr/cc a 2,100 mv.

Como se puede observar en las tablas, es evidente la enorme diferencia en las densidades equivalentes generadas con cada sistema, siendo que con equipo flotador se sobrepasa el gradiente de fractura de 1.94 gr/cc a cualquier velocidad programada, mientras que con equipo de autollenado Big Bore obtenemos un amplio margen de velocidades de introducción que se pueden utilizar sin sobrepasar el gradiente de fractura.

Caso Práctico

Durante la introducción de la TR de 13 5/8" en el pozo "X", se obtuvo mediante simulación una velocidad óptima de introducción y se utilizó equipo de flotación diferencial de alto caudal teniendo como resultado una introducción de TR sin pérdidas de circulación. Considerando que el promedio de pérdida durante la introducción de dichas TR's de pozos del campo en estudio era de 236 m³ (imagen al calce), y que el costo del metro cúbico perdido es de 1,725 dólares, considerando una paridad de 20.3 pesos por dólar, se tuvo un ahorro de 407 mil dólares (8.3 millones pesos) en dicha operación.

CONCLUSIONES

- La colocación de baches obturantes reforzadores en las zapatas ha demostrado disminuir las pérdidas de fluido durante las introducciones de las TR's, sin embargo, esta técnica deberá

de ir acompañada del control de las velocidades de introducción de las TR's, de lo contrario, podría resultar inútil colocarlos.

- El ajuste del gradiente de fractura de una etapa que se calibra con las pruebas de goteo deberá de considerar si existen cuerpos permeables a lo largo de la etapa, ya que la existencia de dichos cuerpos puede modificar los escenarios para la identificación de las velocidades óptimas de introducción
- Las simulaciones de hidráulica realizadas para identificar las velocidades óptimas de introducción de las tuberías de revestimiento deberá de realizarse teniendo en cuenta los diámetros de los equipos de flotación para arrojar resultados confiables.
- El uso de equipo de flotación de alto caudal deberá de ir acompañado de zapatas con TFA's ampliados iguales o mayores a los TFA's de los válvulas diferenciales para permitir el libre desplazamiento del fluido de perforación hacia el interior de la TR, de lo contrario, el efecto de "pistoneo" continuará siendo elevado.
- El cumplimiento de las velocidades óptimas de introducción de las TR's durante la ejecución de la operación deberá de ser supervisado a fin de garantizar su correcta aplicación.
- El uso de las técnicas descritas en este artículo ha demostrado disminuir exitosamente las pérdidas de circulación durante la introducción de tuberías de revestimiento intermedias (16" y 13 5/8" para el caso del campo en estudio), sin embargo algunas de ellas, como el control de las velocidades de introducción también pueden ser aplicadas en TR's superficiales y Liners de producción.
- La correcta aplicación de las mismas ha demostrado ser eficaz para mitigar las pérdidas de circulación durante la introducción de las tuberías de revestimiento en las etapas intermedias de los pozos de desarrollo de campos de aguas someras. En este documento se describieron dichas técnicas esperando que puedan ser aplicadas en pozos de otros campos petroleros en función de sus necesidades; conociendo que cada campo es diferente, las técnicas aquí descritas quedan abiertas a las observaciones y/o mejoras que el lector considere pertinentes.

Tripping In Table					
Velocidad	Float@2102.00 m, P of I	EMW	Float@3156.00 m, TD	EMW	
s/std	Presión	g/cc	Presión	g/cc	
5.00	57966	21.2541	57963	21.2533	
6.00	42790	16.1739	42788	16.1733	
7.00	33132	12.9409	33131	12.9405	
8.00	26568	10.7437	26567	10.7433	
9.00	21883	9.1753	21882	9.1750	
10.00	18409	8.0125	18408	8.0122	
12.00	13676	6.4280	13675	6.4278	
14.00	10662	5.4190	10661	5.4188	
16.00	8612	4.7327	8611	4.7326	
18.00	7147	4.2426	7147	4.2425	
20.00	6061	3.8790	6061	3.8789	
22.00	5231	3.6009	5230	3.6009	
24.00	4580	3.3825	4580	3.3826	
26.00	4059	3.2088	4059	3.2087	
28.00	3635	3.0669	3635	3.0668	
30.00	3285	2.9497	3285	2.9496	
32.00	3008	2.8570	3008	2.8570	
34.00	2960	2.8410	2960	2.8409	
36.00	2864	2.8086	2863	2.8086	
38.00	2776	2.7793	2776	2.7793	
40.00	2697	2.7527	2696	2.7526	
42.00	2624	2.7283	2624	2.7283	
44.00	2557	2.7060	2557	2.7060	
46.00	2337	2.6324	2337	2.6324	
48.00	2171	2.5768	2171	2.5768	
50.00	2041	2.5331	2041	2.5331	
52.00	1935	2.4978	1935	2.4978	
54.00	1848	2.4686	1848	2.4686	
56.00	1775	2.4440	1774	2.4440	
58.00	1712	2.4230	1712	2.4230	
60.00	1588	2.3816	1588	2.3816	
62.00	1496	2.3509	1496	2.3509	
64.00	1426	2.3272	1426	2.3272	
66.00	1369	2.3083	1369	2.3083	
68.00	1323	2.2927	1322	2.2927	
70.00	1251	2.2686	1250	2.2686	
72.00	1197	2.2507	1197	2.2507	
74.00	1122	2.2256	1122	2.2255	
76.00	1051	2.2020	1051	2.2020	
78.00	1006	2.1868	1006	2.1868	

Figura 11. Introducción con equipo flotador

Entorno Nacional

CAMPOS MADUROS: RETOS Y TECNOLOGÍAS

En México, la mayoría de los yacimientos productores de aceite se encuentran en etapa madura; de 750 campos existentes a nivel nacional, alrededor de 485 se consideran maduros al contar con una edad promedio superior a los 20 años.

Como sabemos, los campos maduros son aquellos que han alcanzado el pico máximo de su producción de hidrocarburos y han entrado en una etapa de declinación. Para Usman Ahmed, gerente de Campos Marginales de la empresa Schlumberger, los campos maduros aún representan una posibilidad legítima de producción sostenida. Los yacimientos que han iniciado su periodo en declinación sólo requieren una mayor inversión y la tecnología correcta para continuar explotándolo.

El especialista estima que con sólo recuperar el 1% del crudo que todavía no se ha podido extraer de los campos maduros, la industria mundial de petróleo y gas podría obtener unos 10,000 millones de barriles de crudo adicionales. Actualmente, la extracción de petróleo en campos maduros conlleva grandes retos como: lidiar con el envejecimiento de las instalaciones y decidir sobre la asignación de inversiones para desarrollar reservas nuevas.

En México, entre el 40 % y 60% de la producción de crudo, proviene de campos maduros. Ese porcentaje, podría mejorar si se emplea la tecnología adecuada para aumentar los porcentajes de extracción.

Existen diversas técnicas que se implementan para la extracción de crudo en campos maduros. El sistema Vann Pumping; diseñado como una alternativa al método convencional de bombeo mecánico, es utilizado en campos maduros. Este sistema, está dirigido a pozos de aceite y/o gas que actualmente se encuentran en producción con ALS (Sistemas de Levantamiento Artificial) para

pozos inactivos y/o en etapa de declinación. Vann Pumping, ofrece una variedad de ventajas a nivel operativo, técnico y económico; incluyendo una sarta de varillas sustituida por cable de acero y unidades superficiales.

Otra alternativa es la Recuperación Mejorada (EOR por sus siglas en inglés). Esta técnica contempla la inyección de polímeros, hidrocarburos miscibles, CO₂; así como inyección continua de vapor o inyección alternada de agua y gas (WAG por sus siglas en inglés).

El “reprocesado y reinterpretación sísmica” permite validar los volúmenes existentes y su complejidad de extracción; así como descubrir nuevas oportunidades (reservas) que antes no se conocían. La “revaluación petrofísica de pozos” que ayuda a detectar zonas por explotar que se omitieron por métodos de evaluación convencionales.

La Recuperación Secundaria también contempla inyección continua de agua y gas, como otro método efectivo. También, el sistema de “administración y mejoramiento de la producción” que permite el aislamiento de zonas de agua, la modificación del patrón de inyección, el control de agua y abandono de pozos con alto corte de agua. Los “Sistemas Artificiales de Producción”, consideran el bombeo mecánico, electrocentrífugo y neumático; son muy eficientes.

Estos sistemas ocupan un espacio reducido en las instalaciones marinas, ofrecen ahorro de gas de bombeo neumático y buena capacidad para manejar aceites de diversas características; como altas viscosidades, baja gravedad API, alto corte de agua y contenido de arenas. Actualmente es común denominar como “campos geriátricos” a los campos maduros.

Fuente: Energy & Commerce (31 de mayo de 2021), www.energyandcommerce.com.mx

CNH RATIFICA 7 DESCUBRIMIENTOS DURANTE EL 2DO. TRIMESTRE DE 2021

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ratificó siete descubrimientos durante el segundo trimestre de 2021, donde cinco fueron en asignaciones de PEMEX y el resto en áreas contractuales de dos operadores privados: Jaguar Exploración y Producción así como de Pantera Exploración y Producción.

David González Lozano, titular de la Unidad Técnica de Exploración, detalló en sesión ordinaria que la petrolera nacional realizó cuatro descubrimientos en aguas someras de las Cuencas del Sureste y uno en la zona terrestre de la Cuenca de Veracruz; en tanto que Pantera hizo lo propio en la Cuenca de Tampico Misantla y Jaguar en la Cuenca de Burgos.

El primero de PEMEX, denominado, Coatzin-1EXP (AE-0150-Uchukil) está ubicado frente a las costas de Tabasco y resultó productor de aceite y gas. Tiene un espesor neto de 156 metros con recursos estimados por 40 millones de barriles de aceite de 43° API y 73 mil millones de pies cúbicos de gas.

Para Niquita-1EXP (AE-0152-Uchukil), ubicado igualmente frente a las costas de Tabasco, PEMEX halló aceite y gas gracias a tres intervalos con un espesor neto de 47 metros. De acuerdo con la petrolera, éste tuvo recursos estimados por 51 millones de barriles de aceite de 26° API y 37 mil millones de pies cúbicos de gas, un 40% menos de lo esperado.

Referente al pozo terrestre en Tabasco, Racemosa-1EXP (AE-0142- Comalcalco), el órgano regulador informó que resultó productor de aceite y gas con un sólo intervalo con un espesor neto de 141 metros; los recursos estimados oscilan en 272 millones de

IMP CREA TECNOLOGÍA INTEGRAL PARA CONTROL DE SÓLIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS

Investigadores y especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), desarrollaron una tecnología integral, única en su tipo, para el control de sólidos en pozos productores de hidrocarburos después de su terminación, que se enfoca en mantener las condiciones productivas de los pozos y salvaguardar la integridad mecánica de los equipos instalados en fondo y superficie.

Con ello se resuelve la problemática vigente en los activos de producción del país, ya que el 90% de los pozos que se encuentran, principalmente en el Aceite Terciario del Golfo y Reynosa, presentan problemas de producción de sólidos (fragmentos desprendidos de la roca generadora de hidrocarburos) y de apuntalantes de fractura.

Cabe señalar que la producción de sólidos de formación (arrastre de partículas de rocas compuestas por cuarzo y carbonatos del yacimiento al pozo o superficie) y la producción de apuntalante de fractura (regresión de las partículas de cuarzo natural o industrial que sirven de agente de sostén de la fractura en los pozos), afecta la integridad mecánica del sistema de producción (transporte del fluido del yacimiento hasta la superficie, y separación de petróleo, gas y agua) y los equipos instalados.

Con el desarrollo de esta tecnología el IMP logró resolver esos problemas, mediante el desarrollo de dos grupos de tecnologías que incluyen en conjunto cinco productos retenedores de sólidos, diseñados para evitar la acumulación y efectos abrasivos que dañan tuberías y equipos de pozos e instalaciones superficiales: un Retenedor Superficial Selectivo de Sólidos RESUSS-IMP® y cuatro para el Control Subsuperficial de Sólidos ECOSS-IMP®.

Estos productos fueron probados en Activos de Producción en los que, en conjunto, se identificaron las necesidades de las áreas operativas de perforación, mantenimiento de

pozos y producción, donde se proporcionaron servicios y suministro de sistemas y herramientas para pozos e instalaciones.

El Retenedor Superficial Selectivo de Sólidos RESUSS-IMP®, efectúa la medición y retención superficial de los sólidos (apuntalante de fractura y/o sólidos de formación) provenientes de los pozos, un equipo de alta eficiencia que reduce costos de inversión por mantenimiento y evita producción diferida por paros totales, ya que se instala en tiempos menores a una hora.

ECOSS-IMP® integra retenedores para fondo de pozo en los que el reto tecnológico es evitar su obstrucción, ya que retiene los sólidos en el fondo y no permite que se forme una columna de sólidos, lo cual garantiza un cedazo permeable. Esta tecnología se conforma de cuatro productos: Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®) con retenedor de sólidos; Empacador Recuperable con retenedor; Retenedor de sólidos para instalarse en un Sistema Artificial de Producción; y Retenedor Modular para el Intervalo disparado.

Los principales beneficios para la Industria Petrolera son:

- Mantener la integridad mecánica de las instalaciones superficiales y equipos.
- Reducir los costos de inversión por mantenimiento.
- Evitar producción diferida por paros totales.
- Eliminar el impacto ambiental por fugas.

El proyecto cuenta con diez derechos de autor relacionados con los procedimientos operativos, desde el diseño hasta la aplicación en campo de cada una de las herramientas; se encuentran en trámite una patente nacional y tres internacionales. También se tiene el registro de las marcas: ECOSS-IMP®, Equipo para el Control Subsuperficial de Sólidos y RESUSS-IMP®, Retenedor Superficial Selectivo de Sólidos.

Fuente: IMP (12 de julio 2021) www.gob.mx/imp

barriles de aceite de 44° API y 522 mil millones de pies cúbicos de gas.

Sobre Tupilco-3001EXP (AE-0140-Comalcalco), un pozo terrestre ubicado en Tabasco, la CNH precisó que fue productor de aceite y gas. Tiene tres intervalos con un espesor neto total de 911 metros con recursos estimados por 282 millones de barriles de aceite de 40° API y 500 mil millones de pies cúbicos de gas.

Por último, PEMEX halló aceite y gas en el pozo Kuun -1EXP (AE-0124-Llave) pozo terrestre ubicado en Veracruz. Tiene un espesor neto de 219 metros con recursos estimados por 214 millones de barriles de aceite de 25° API y 168 mil millones de pies cúbicos de gas, casi 25 veces lo documentado en el plan como recurso prospectivo esperado.

Jaguar Exploración y Producción encontró en Spinini-1EXP (CNH-R02-L03-TM-01/2017) aceite, gas y condensados con dos intervalos productores; los recursos estimados son de 44 millones de barriles de aceite y condensado y 174 mil millones de pies cúbicos de gas.

Por su parte, Pantera Exploración y Producción encontró gas seco con recursos estimados por 31 mil millones de pies cúbicos en el pozo Dieciocho de Marzo-36 DEL (CNH-R02-L02-A7.BG/2017), ubicado en Tamaulipas.

La CNH señaló que el 80 por ciento del volumen incorporado en este segundo trimestre de 2021 se concentró en tres descubrimientos de PEMEX: Tupilco-3001EXP, Racemosa-1EXP y Kuun -1EXP.

Fuente: Energy 21 (20 de julio de 2021), www.energy21.com.mx

CHN AUTORIZA A PEMEX PERFORACIÓN DE 11 POZOS

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) autorizó la perforación de 24 pozos en el segundo trimestre del año. 11 correspondieron a PEMEX Exploración y Producción, cuatro a Pantera E&P, con dos cada una a Repsol, Roma Energy y Jaguar E&P; mientras con una autorización se ubicaron Vista Oil & Gas, Lukoil y Eni México.

De los 24 pozos autorizados, 15 son terrestres, siete se ubican en aguas someras y dos en aguas profundas. Nueve pozos están en perforación y 15 están por iniciar.

Asimismo, los recursos prospectivos con riesgo para los 24 pozos se estiman en 643.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De los cuales, 130 millones de barriles (20%) se estiman en pozos terrestres, 352.9 millones (55%) en pozos de aguas someras y 160.4 millones (25%) en pozos de aguas profundas.

Del mismo modo, el 71 % de los recursos prospectivos se concentra en tres pozos. La mayor cantidad, es decir, 182 millones de barriles de petróleo crudo equivalente se ubican en el pozo de aguas someras Sayulita-1EXP, operado por Eni.

Le sigue el pozo en aguas profundas de Chak-1EXP, operador por Repsol, con 160 millones de barriles; en tercer lugar, el pozo de aguas someras Yoti Oeste-1EXP, de Lukoil, con 113.3 millones de barriles.

Por otra parte, se estima incorporar recursos contingentes por 362.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De los cuales, 270 millones (74%) están considerados en el pozo en aguas profundas Polok-2DEL, de Repsol.

La inversión programada para los 24 pozos asciende en total a 735 millones de dólares, de los cuales 218.1 millones (30%) están destinados a pozos terrestres; 374.1 millones (51%) son para los pozos en aguas someras, y 142.8 millones (19%) para los pozos en aguas profundas.

Fuente: Energy & Commerce (20 de julio de 2021), www.energyandcommerce.com.mx

SE CUMPLIERON 41 AÑOS DEL HUNDIMIENTO DE LA PANGA "CAMPECHE"

El pasado 22 de agosto se cumplieron 41 años de una de las tragedias que marcó la historia de Ciudad del Carmen, al registrarse el hundimiento de la panga que cruzaba de Zacatal a Isla Aguada.

La embarcación se hundió en la Laguna de Términos y cobró la vida de más de la mitad de los pasajeros y con ello puso fin a uno de los transportes marítimos con mayor tradición. La panga "Campeche" recorría la Laguna de Términos rumbo a Isla Aguada, era dirigida y operada por el capitán Julio César Parra. A bordo iban más de 150 personas de ellas murieron 85 y otras fueron reportadas como desaparecidas, solo 35 salvaron su vida.

Ver video: <https://youtu.be/gSZze-qjpE4>

Fuente: Novedades de Campeche (24 de agosto de 2021), www.novedadescampeche.com.mx

Pozos de exploración offshore en América en 2021



Fuente: AMEXHI (datos a junio de 2021), www.amexhi.org

Paréntesis Contemporáneo

MILLENNIALS: cuanto ganan por nivel educativo, por ciudad y por género

1 de cada 3 trabajadores activos pertenece a esta generación que oscila entre los 25 y 39 años de edad.

El más reciente estudio de BBVA Research, "Los Millennials en la pandemia: Perfil de ingresos y gastos", basado en los resultados de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) 2020, revela datos sumamente interesantes de sus ingresos, que factores influyen en su salario y la forma en que distribuyen esa riqueza.

Por ejemplo, se estima que el ingreso corriente personal entre la población Millennial ascendió a 7,251 pesos mensuales en 2020 y casi 90 de cada 100 pesos de esos ingresos corrientes provino de actividades laborales como trabajador subordinado, de la realización de actividades de negocios (comercial, servicios, industrial o en el sector primario), o como trabajador independiente.

Ahora bien, sabemos que el nivel de escolaridad y la experiencia laboral determinan en gran medida el salario en un trabajo subordinado. En el caso de los Millennials, se confirmó que hay una relación directamente proporcional entre sus estudios y sus ganancias:

Hasta primaria	\$4,356
Secundaria	\$5,546
Bachillerato	\$6,883
Profesional	\$11,252
Posgrado	\$16,102

Monto mensual promedio de los ingresos por trabajos subordinados por nivel máximo de escolaridad.

¿Cuánto ganan los Millennials según su ciudad?

El estudio indica que en el norte se gana mejor, ya que Nuevo León ofrece a sus empleados Millennials ingresos por 11,100 pesos en promedio al mes; Baja California paga 10,911 pesos y el top 3 lo completa Chihuahua con 9,431 pesos al mes. La Ciudad de México se ubicó en el cuarto puesto con 9,329 pesos mensuales en promedio.

Chiapas, Guerrero y Puebla fueron las entidades con los menores niveles de ingresos en trabajos subordinados para la población Millennial con cerca de 4,900 pesos mensuales en promedio.

La renta, rubro donde los Millennials gastan cerca de la mitad de su sueldo

Para la población mexicana de 25 a 39 años de edad que viven de manera independiente, la renta es uno de los mayores gastos para sus bolsillos, siendo la Ciudad de México la más costosa para la renta de una vivienda, en 2020 ascendió a 5,062 pesos mensuales en promedio. Otras entidades que también resultaron onerosas fueron Querétaro (3,759 pesos mensuales), Nuevo León (3,637), Baja California (3,177) y Baja California Sur (2,952). Guerrero resultó la entidad con el menor costo de renta de vivienda con solo 1,200 pesos al mes.

Las mujeres Millennials ganan hasta 72% menos que los hombres de su generación

Otro dato revelador del estudio es la brecha de género que prevalece en términos de salario. En 2020, Yucatán fue la entidad federativa con la mayor brecha de género en cuanto al ingreso por trabajos subordinados entre la población Millennial con estudios de nivel superior, pues un hombre percibió 72.4% más ingresos que una mujer.

En Durango, Baja California, Tamaulipas, Aguascalientes, Michoacán, Chihuahua y Nuevo León, las brechas de ingreso entre hombres y mujeres fueron de más de 30%. El Estado de México, Veracruz, Oaxaca y Quintana Roo fueron los estados con las menores brechas entre profesionales Millennials por género.

Fuente: Forbes (04 de agosto de 2021), www.forbes.com.mx

NO SON LO MISMO

8 diferencias entre el mezcal y el tequila

Muchos creen que es lo mismo tequila y mezcal, básicamente porque provienen de la misma planta, el agave, pero existen diferencias importantes entre ambas bebidas “espirituosas”.

Descubrirás que el sabor no es su única diferencia, sino que existen factores específicamente de la producción que promueven esta obtención del tequila o del mezcal, además de que tanto regiones como personas involucradas en su proceso no son las mismas.

8 diferencias entre el tequila y el mezcal:

1. Variedad del agave. Sí, ambas provienen del agave, pero el tequila sólo se puede producir con la variedad agave azul o tequilana Weber, mientras que para obtener mezcal se usa cualquier otra de hasta 20 variedades de la planta, aunque las más utilizadas son Espadín, Arroquense y Tobalá.

2. Método de producción. En el caso del tequila se usan hornos de mampostería y se cocina en vapor. En cambio, el mezcal se produce de una forma más tradicional, en la cual se hace un hoyo en la tierra con una combinación de madera, ahí se depositan las piñas del agave trozado y se quema, lo que le da un sabor ahumado.

3. Fermentación. El tequila se obtiene de la extracción de los azúcares del maguey en

grandes trituradoras que envían los jugos a tinas de fermentación a grandes escalas, donde se adicionan levaduras químicas. En tanto, el mezcal procede de los jugos de la piña obtenidos con tahona o desgarradora que son fermentados con microorganismos, sean éstos espontáneos o cultivados, pero naturales.

4. Destilación. Una vez que se pasó por la fermentación, el tequila envía el producto obtenido a la destilación en enormes hornos de vapor; mientras que el mezcal, al ser un proceso artesanal, pasa a un destilado de alambique de cobre.

5. Porcentaje etílico. Se trata de la graduación etílica y expresa en grados cuánto alcohol absoluto tiene una bebida. El porcentaje etílico también suele variar entre ambas bebidas, ya que el tequila se mantiene entre los 36 y 40 grados de alcohol, mientras que el mezcal puede rebasar los 40 grados.

6. Sabor. Debido a que el tequila es cocinado al vapor, su sabor obtiene un ligero dulzor y tonos florales, mientras que el mezcal puede obtener un sabor ahumado intenso justamente de la quema de las piñas.

7. Significado de su nombre. El nombre de cada bebida proviene de un origen prehispánico, dado que se producen desde entonces, aunque en el caso del tequila, que es una bebida algo más refinada y que realmente no fue elaborada por nuestros antepasados, tiene una variante.

La palabra mezcal proviene del náhuatl mexcalli, que significa “maguey cocido”; en tanto, tequila se refiere a la obsidiana, una piedra que se tallaba y al quedar filosa era utilizada por nuestros ancestros como una herramienta.

El nombre provenía de tecatlís, y quien la usaba era denominado tecuilo, lo que con el tiempo comenzó a ser común llamar Tecuila a la región donde se encontraba. Al provenir la bebida del municipio de Tequila, Jalisco, obtuvo el mismo nombre.

8. Estados con Denominación de Origen. La Denominación de Origen (DO) es un registro ante las autoridades de protección intelectual que certifica a ciertos lugares como los únicos que pueden producir la bebida nativa de esa región, de tal forma que protegen su producción y esencia.

En México, sólo algunos municipios de 12 estados cuentan con Denominación de Origen Mezcal (DOM): Oaxaca, Durango, Guanajuato, Guerrero, Michoacán, San Luis Potosí, Puebla, Tamaulipas, Zacatecas, Aguascalientes, Morelos y Estado de México.

El tequila también cuenta con DO desde 1974 y es una distinción que ostentan actualmente algunos municipios de los estados de Jalisco, Guanajuato, Nayarit, Guanajuato y Tamaulipas.

Fuente: www.gastrolabweb.com

DÍA INTERNACIONAL DE LA CERVEZA

La cerveza es una de las bebidas fermentadas más antiguas de la humanidad y una de las más valoradas. Y desde el año 2007 se celebra cada primer viernes del mes de

agosto el Día Internacional de la Cerveza, una tradición que tiene como origen un pequeño bar de Santa Cruz, California (Estados Unidos). La celebración llamó tanto la atención que actualmente se celebra por todo el mundo, incluyendo 207 ciudades, 50 países y 6 continentes. Y va en aumento.

Esta celebración con la cerveza como

protagonista puede variar según el lugar del mundo en que nos encontremos. Por ejemplo, en Alemania celebran el Día de la Cerveza el 23 de abril. En los EUA el 5 de abril. Pero lo que sí es cierto es que se está estandarizando a nivel mundial el Día Internacional de la Cerveza el primer viernes de agosto.

Fuente: www.diainternacionalde.com

UN DRON AUTÓNOMO CONSIGUE GANAR A DOS PILOTOS PROFESIONALES EN UNA CARRERA



Un grupo de investigadores de la Universidad de Zurich ha creado un algoritmo de conducción autónoma capaz de vencer a dos pilotos de dron profesionales en una carrera. Este nuevo algoritmo permite al dron establecer rutas más eficientes, calculando los ángulos, velocidad y trayectorias necesarias para que pueda superar a toda velocidad los obstáculos del circuito.

Hay dos elementos clave que han permitido a los investigadores alcanzar

este hito. El primero ha sido incorporar las limitaciones que tiene el dron (como su velocidad máxima o su capacidad limitada de giro) a la ecuación. Y el segundo ha sido no descomponer el recorrido del circuito en trozos más pequeños, sino analizarlo como un "todo". Así explicaba esto último Philipp Foehn, autor principal del proyecto.

Para que los humanos no partiesen en desventaja contra el dron puesto que éste ya conocía el circuito, los investigadores permitieron a los pilotos practicar y estudiar dicho circuito. Además, todos contaban con el mismo tipo de dron. Pero no hubo manera: el dron venció a los humanos en todas las vueltas de la carrera.

Aunque estos avances pueden parecer superfluos, este algoritmo "puede tener enormes aplicaciones en la entrega de paquetes con drones, en labores de búsqueda y rescate, y mucho más", afirmaba el Director del Grupo de Robótica de la Universidad de Zurich, Davide Scaramuzza.

Fuente: *Gizmodo* (26 de julio de 2021), www.es.gizmodo.com

FALLECE CHARLIE WATTS, EL "STONE MAYOR"

El pasado 24 de agosto The Rolling Stones perdieron a una de sus estrellas: Charlie Watts, quien falleció a los 80 años en un hospital de Londres. A días de su muerte, la legendaria banda realizó un homenaje al músico que se unió al grupo en 1963 para sustituir al anterior baterista, Tony Chapman.

Charles Robert "Charlie" Watts nació en Londres el 2 de junio de 1941 y alcanzó la fama y el éxito mundial por ser el baterista de la "Banda más Grande del Mundo" desde 1963 y hasta su muerte. Se volvió un referente de la música junto al cantante Mick Jagger y el guitarrista Keith Richards, quienes afirmaban que Watts era "el verdadero líder de la banda".

Además, en el año 2016, ocupó el puesto 12 en la lista de los "100 mejores bateristas de todos los tiempos" de la revista *Rolling Stone*, y el crítico musical Robert Christgau, lo consideraba el mejor baterista de rock.



Los otros "Stones" que han fallecido son: Ian A. Robert Stewart (1938 - 1985) fue un tecladista que nació el 18 de julio de 1938, en Pittenweem, Fife, Escocia. Él fue uno de los miembros fundadores de The Rolling Stones. Stewart desarrolló una pasión por la música boogie woogie, un estilo blues que comenzó en la década de 1930. Ian Stewart murió de insuficiencia cardíaca el 12 de diciembre de 1985 en Londres, Inglaterra.

Brian Jones (1942-1969) fue uno de los miembros fundadores de la mítica banda The Rolling Stones, en la que tocaba la guitarra y también la armónica.

Jones desarrolló una fuerte adicción a las drogas y dejó la banda de Mick Jagger en 1969. Poco después apareció muerto ahogado en la piscina de su casa, y forma parte del mítico Club de los 27 (famosos rock stars que han fallecido a los 27 años de edad).

Otro "Stone" caído es Geoffrey Frank Bradford (1934-2014), quien fue uno de los guitarristas originales en los inicios del grupo.

Fuente: *Milenio* (24 de agosto de 2021), www.milenio.com



PALABRA DEL DÍA

AGOSTO

La historia de este mes se remonta a más de 2,000 años, cuando agosto adquirió ese nombre debido a la ambición del emperador romano Cayo Julio César Octavio, conocido como Octavio Augusto, quien no quería ser menos que Julio César, su predecesor y padre adoptivo. Augustus, que no formaba parte del nombre de nacimiento, fue un título que le confirió el Senado, tomando el adjetivo que significaba "magnífico", "majestuoso", lo mismo que denota hoy agosto en nuestra lengua.

En el antiguo calendario romano, el año comenzaba en marzo, y el sexto mes se llamaba Sextilis, pero en el año 24 antes de nuestra era, Octavio Augusto decidió darle su nombre y, desde entonces, Sextilis se llamó Augustus. Octavio imitaba así al ya fallecido Julio César, quien había hecho lo mismo veintiún años antes con el quinto mes, hasta entonces llamado Quintilis, que con él pasó a llamarse Iulius en homenaje a la familia Iulia, a la que el emperador pertenecía.

No obstante, dar su nombre a Sextilis le pareció poco a Octavio, quien consideraba que aún no había alcanzado la misma gloria que Julio César, ya que Iulius tenía 31 días, y Augustus, solo 29. Por esa razón, el emperador alteró la duración de varios meses, quitando y poniendo días, hasta lograr que su mes tuviera 31 días. Por eso, aún hoy, dos mil años después, julio y agosto tienen 31 días cada uno.

Cabe recordar que los miembros de la familia Iulia, a la que pertenecían Julio César y, por adopción, Octavio Augusto, creían que esta *gens* había sido fundada nueve siglos antes por Iulo (Ascanio para los griegos), hijo de Eneas y nieto de la diosa Afrodita, según se narra en la Eneida.

Fuente: Ricardo Soca, www.elcastellano.org



[Energía Global]

EL GRAN PARQUE SOLAR DEL DESIERTO DE SONORA

El Gobierno del Estado de Sonora acaba de anunciar “la octava planta solar más grande del mundo”. Con una inversión de 1,685 millones de dólares, la central será propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y del Estado de Sonora.

La capacidad de 1,000 MW convertiría al parque en el mayor proyecto renovable levantado en México. Supera por mucho los 754 MW de una planta solar de la italiana Enel en el Estado de Coahuila, en su día la más importante del continente americano. También supondría una importante incursión de la CFE a una fuente de energía que apenas ha cultivado. En un país donde el 85% del territorio es “óptimo” para estos proyectos, según la industria, la producción fotovoltaica acumula ya más de 7,000 MW de capacidad instalada. La gran mayoría corresponde a plantas privadas, ya que la CFE solo contaba con 6,000 MW a diciembre de 2020, según datos de la Secretaría de Energía. La nueva central, de la que el Gobierno estatal tendrá el 46% y la CFE el 54%.

Fuente: *El País* (15 de julio de 2021), www.elpais.com



X-ELIO CONSTRUIRÁ PLANTA DE ENERGÍA RENOVABLE EN MÉXICO



X-Elio cerró un acuerdo de financiamiento de 44.1 millones de dólares para construir, operar y gestionar la nueva planta solar Perote II, que se instalará en Veracruz.

La nueva planta tendrá una capacidad de 119 megavatios (MW).

De acuerdo con la firma desarrolladora de proyectos fotovoltaicos, la planta de Perote II contribuirá a reducir las emisiones equivalentes a 4 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera durante los próximos 35 años.

“Perote II proporcionará una fuente de energía competitiva para el país y ayudará a incrementar la capacidad instalada de energías renovables no convencionales;

diversificando la matriz energética del país y contribuyendo al crecimiento económico de México”, destacó la firma.

Por su parte, Juan Gonzalo Flores, country manager de IFC México, resaltó que la planta solar Perote II evitará unas 127,000 toneladas de CO2 por año.

En palabras de Francisco Lira, CEO de Banco Sabadell en México, el proyecto ayudará a garantizar la seguridad energética de México con energías limpias.

X-Elio se especializa en el desarrollo, construcción, financiación y explotación de plantas solares y desarrollo energético sostenible.

Fuente: *Energy & Commerce* (29 de julio de 2021), www.energyandcommerce.com.mx

LA ENERGÍA RENOVABLE CON LA MIRA HACIA EL HIDROGENO VERDE

El hidrógeno verde no es una fuente de energía como lo es el sol o el viento, sino un producto manufacturado capaz de almacenar energía para después ser liberada de forma gradual. Cuando se emplean tecnologías renovables en su fabricación, el hidrógeno obtenido se llama "verde", y de acuerdo a todos los involucrados en el ámbito de las energías, tendrá un notable protagonismo a medio y largo plazo en la movilidad, principalmente en el caso de los transportes pesados como los autobuses, trenes o camiones.

El hidrógeno ha sido una atractiva fuente de energía sin carbono durante décadas, porque cuando se quema, el único subproducto es el agua. Sin embargo, el proceso tradicional para producir hidrógeno, en el que los combustibles fósiles se exponen al vapor, no es cero carbonos.

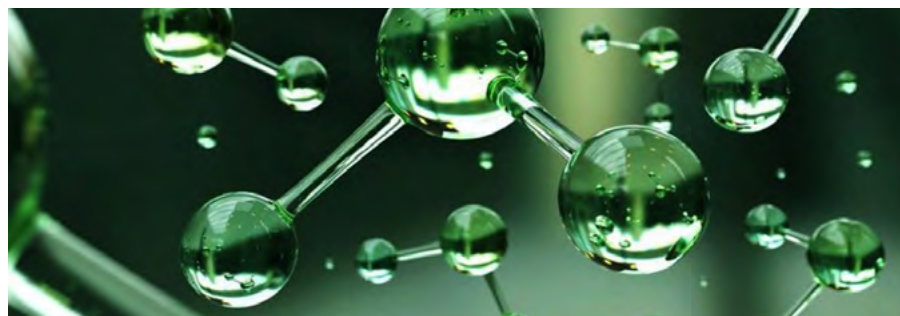
El hidrógeno verde es diferente. Se produce mediante electrólisis, un proceso mediante el cual las máquinas dividen el agua

en hidrógeno y oxígeno, y aunque en el pasado la electrólisis requería tanta electricidad que no tenía sentido producir hidrógeno de esa manera, el panorama ha ido cambiando como consecuencia de las cantidades significativas de electricidad renovable que están disponibles.

Tomando en cuenta que las tecnologías renovables actuales, como la solar y la eólica, pueden descarbonizar el sector energético hasta en un 85% al reemplazar el gas y el carbón con electricidad limpia, ámbitos como el transporte marítimo y la fabricación requieren combustible de alta densidad de energía o calor, por lo que resultan más difíciles de electrificar.

Países como Australia tienen grandes planes con este hidrógeno, que piensa incluso exportar dada su facilidad para producirlo partiendo de su abundante energía solar y eólica. Chile también lo tiene en agenda, en el árido norte del país, donde la electricidad solar es abundante. Y China tiene como objetivo poner en circulación un millón de vehículos con pilas de combustible de hidrógeno para 2030.

Fuente: Revista Mercado (13 de agosto de 2021), www.revistamercado.do



LOS AUTOS ELÉCTRICOS SON MÁS BARATOS DE MANTENER, PERO MÁS COSTOSOS DE REPARAR

Un vehículo eléctrico en realidad puede costar más que tener un automóvil a gasolina. Básicamente, esto se reduce a los costos de servicio (cuando llevas un vehículo a reparar) y los costos de mantenimiento (desgaste, reemplazo de líquidos).

En un período de tres meses, los costos de servicio de los vehículos eléctricos eran de 2 a 3 veces más altos que los de un automóvil a gasolina. A los 12 meses, los costos de servicio de los vehículos eléctricos

seguían siendo de 1 a 6 veces más altos. Se pronosticó que los costos relacionados con el servicio promediaron \$306 dólares por vehículo eléctrico, mientras que un automóvil a gasolina promedió \$189 dólares.

Fuente: Siempre Auto (12 de agosto de 2021), www.siempreauto.com



Memoria Petrolera

LAS BATERÍAS DE SULFURO DE LITIO SON EL SANTO GRIAL DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Como parte de una estrategia global ante la emergencia climática surge la necesidad de desarrollar baterías que sean capaces de ofrecer la elevada densidad energética que requieran no sólo los coches eléctricos, sino también los camiones y los aviones, entre otros vehículos pesados.

A mediano plazo las baterías de estado sólido, en cuyo desarrollo ya están invirtiendo Volkswagen, BMW, Toyota, Daimler, Ford o Hyundai, entre otras marcas, son nuestra opción más prometedora.

Las baterías de sulfuro de litio son el santo grial de las baterías. Su densidad energética teórica asciende a 2,600 Wh/kg, una cifra muy superior a los 500 Wh/kg que nos prometen las baterías de estado sólido, que a su vez duplican la densidad energética de las baterías de iones de litio convencionales. Pero hay varios motivos por los que aún no podemos contar con ellas.

Uno de ellos consiste en que su fabricación es muy compleja debido a que es difícil controlar la distribución en el interior de las celdas de los elementos químicos que es necesario utilizar en su producción. Lo otro es que uno de los productos de la reacción química que tiene lugar en el interior de la batería son los polisulfuros de litio, que al entrar en contacto con el electrolito desencadenan una reacción que degrada la capacidad de la batería y reduce su vida útil.

Un grupo de científicos del Instituto de Ciencia y Tecnología de Okinawa, en Japón, ha desarrollado un nuevo material que en gran medida resuelve la rápida degradación de las baterías de sulfuro de litio. El resultado de su trabajo ha sido publicado en la revista científica Nature Communications, y lo que propone es muy interesante: introducir en el interior de las baterías una estructura que ralentiza su degradación e incrementa su rendimiento.

Fuente: Xataka (09 de agosto de 2021), www.xataka.com

EVENTOS DEL SECTOR ENERGÉTICO 2021

SEPTIEMBRE

The Green Expo e Inter Solar Team

7 al 9 de septiembre, CDMX, México

3era. Asamblea Nacional Ordinaria del CIPM

9 de septiembre, CDMX, México

4° Congreso Internacional de Energía (CIE 2021)

20 al 24 de septiembre, Evento Virtual

37th Asia Pacif Petroleum Conference (APPEC 2021)

27 al 29 de septiembre, Marina Bay Sands Singapore and Online

Coloquio de Formación en Ingeniería

28 y 29 de septiembre de 2021, Evento Virtual

OCTUBRE

Simposium Geológico Internacional AMGP 2021

14 y 15 de Octubre, Evento virtual

NOVIEMBRE

4ta. Asamblea Nacional Ordinaria del CIPM

6to Encuentro Mundial Big data EMBDATA

03 de noviembre, Modalidad híbrida: Presencial- virtual

Solar Power Mexico

9 al 11 de noviembre, CDMX, México

Congreso Mexicano del Petróleo (CMP)

17 al 20 de Noviembre, Monterrey, Nuevo León

Encuentro Internacional de Energía México (EIEM 2021)

24 y 25 de noviembre, Evento Virtual

Expo Eléctrica y Norte

24 al 26 de noviembre, Monterrey

Congreso Internacional de Inteligencia Artificial e Industria 4.0

24 al 26 de Noviembre, Evento Virtual

DICIEMBRE

Oil & Gas Asia 2021

07 al 09 de Diciembre, Kuala Lumpur

2022

ENERO

5ta. Asamblea Nacional Ordinaria del CIPM

ABRIL

6ta. Asamblea Nacional Ordinaria del CIPM

JULIO

7ma. Asamblea Nacional Ordinaria del CIPM

SEPTIEMBRE


8va. Asamblea Nacional Ordinaria del CIPM

La información contenida en esta obra es propiedad de las fuentes citadas y autores, no se permite la reproducción total o parcial sin autorización previa y por escrito de la Comisión de Publicaciones Técnicas y Boletines Informativos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Dirección

Poniente 134, No. 411
Col. San Bartolo Atepehuacan
Deleg. Gustavo A. Madero.
México, D.F. C.P. 07730

Síguenos en Twitter

www.twitter.com/CIPM_AC 

Contacto

+52 (55) 5260 6537
+52 (55) 5260 6848
cipm_sede@cipm.org.mx

Visita nuestro sitio Web desde tu smartphone usando este código QR

