

**¿Principio de Arquímedes
en la perforación
de Pozos Petroleros?
Archimedes' Principle
in the drilling of Oil Wells?**

Dr. Marcos Andrés Jiménez Moreno

*Universidad Tecnológica de Tabasco, División de Química,
Maestría en Tecnología del Petróleo y Fluidos de Perforación, México*

Dr. José Roberto Hernández Barajas

*Universidad Juárez Autónoma de Tabasco,
División de Ciencias Biológicas, México*

Dr. José del Carmen Jiménez Hernández

*Universidad Tecnológica de la Mixteca,
Instituto de Física y Matemáticas, México*

MIA. Noemí Monserrato Goñi Vera

*Universidad Tecnológica de Tabasco, División de Química,
Maestría en Tecnología del Petróleo y Fluidos de Perforación, México*

Resumen

Durante la etapa de perforación, se realizan diversos movimientos ascendentes y descendentes con la sarta de perforación para homogeneizar el agujero, extraer, insertar y cambiar tuberías, barrenas, toberas y otros elementos. Lo anterior genera diferencias significativas en el volumen anular y en la presión hidrostática en el fondo del pozo, donde el volumen de acero extraído es reemplazado por un determinado volumen de fluido, permitiendo mantener la perforación balanceada o, en el mejor de los casos, sobre balanceada, cumpliéndose así el principio de Arquímedes. El presente artículo tiene como objetivo reconocer la aplicación e importancia del principio de Arquímedes durante la perforación, contribuyendo en el éxito de la operación, reduciendo la existencia de un brote, arrancón y descontrol del pozo.

Palabras clave:

Presión hidrostática, tubería seca y mojada, volumen interior y anular, brote.

Abstract

During the drilling stage, various ascending and descending movements are made with the drill string to homogenize the hole, extract, insert and change pipes, bits, nozzles and other elements. The foregoing generates significant differences in the annular volume and in the hydrostatic pressure at the bottom of the well, where the volume of extracted steel is replaced by a certain volume of fluid, allowing the perforation to be balanced or, in the best of cases, over balanced, thus fulfilling Archimedes' principle. The objective of this article is to recognize the application and importance of the Archimedes principle during drilling,

contributing to the success of the operation, reducing the existence of a flare, pullout and lack of control of the well.

Keywords:

Hydrostatic pressure, dry and wet pipe, internal and annular volume, blowout.

Introducción

La exploración, perforación y extracción de hidrocarburos de forma fácil, sencilla y barata ha pasado a la historia; sin embargo, y a pesar del uso creciente de energías alternas, en los últimos años se ha presentado una demanda continua de hidrocarburos a nivel mundial, esto debido al incremento poblacional y la creciente necesidad de consumo de energía, siendo aún los combustibles fósiles la fuente primaria de energía (35.3%) de acuerdo con International Energy Agency (IEA, 2020). Esta demanda continua de productos petrolíferos ha obligado a las compañías nacionales e internacionales a realizar actividades de exploración en ubicaciones remotas, bajo condiciones hostiles y a mayores profundidades, lo que expone al personal y a los equipos de perforación incrementando el riesgo de accidentes con daño potencial a la salud humana, al ambiente y a los ecosistemas. Por lo anterior, la exploración y perforación son actividades que requiere de avances y actualizaciones tecnológicas que incrementan los costos de inversión y de operación.

Chadwell et al. (1997, 1998), Stanley et al. (2001) y Christou et al. (2012) han reportado que los eventos e incidentes que se han presentado y desarrollado en actividades de perforación como brotes y descontrol (en inglés se conocen como blowout), se debieron a fallas del equipo

seguida por errores humanos, por pérdida de circulación y por suaveo (swabbing). Campo (2010) opina que tales sucesos ocurren generalmente por los errores humanos y que todo el personal deberá estar en óptimas condiciones para realizar el control del pozo, identificando como causas raíz de estos incidentes, son: i) desconocimiento y poca habilidad del personal terrestre y de plataforma, ii) malas prácticas de las diversas actividades durante la perforación, iii) falta de interés e incomprensión de la importancia del entrenamiento del control de pozos petroleros, iv) incumplimiento de políticas, procedimientos y estándares, y v) una gestión de riesgo inadecuada.

En E.E.U.U. también se han presentado eventos importantes tanto en el incremento de actividades de perforación como en el descontrol de pozos. Históricamente, Zamora (1981) describe que en 1901 ocurrió el primer reventón en Spindletop, Texas, en el cual se requirieron nueve días para su control.

La industria petrolera en México no está exenta de incidentes en pozos descontrolados, entre los de mayor impacto económico y de importancia histórica están: el pozo Ixtoc No. 1 (Ulloa, 1981); el pozo San Diego de la Mar, mejor conocido como Dos Bocas (Ortiz, 2017); el campo petrolero Cantarell y el pozo Terra 123 ubicado en el poblado Oxiacaque, Nacajuca, Tabasco.

Lan (2019) realizó un análisis de la frecuencia de eventos de descontrol de pozo durante las diferentes fases operativas en Estados Unidos, el Golfo de México, la Plataforma Continental Exterior, Reino Unido y Noruega desde 1980 hasta 2005.

De acuerdo con la información recopilada, los descontrolados son más frecuentes durante la fase de perforación exploratoria (0.52% de probabilidad), la perforación de desarrollo (0.25%), la reparación de pozos (0.19%) y la terminación de pozos (0.07%). Las fases con menor frecuencia de descontrol fueron durante la producción (0.005%) y el cableado con línea de acero (0.002%).

La prevención y el control de brotes siguen siendo motivo de preocupación para la industria petrolera. Aunque hoy en día la gran mayoría de los brotes son controlados, en algunos eventos pueden resultar en grandes pérdidas económicas, graves consecuencias en lesiones o pérdidas humanas. En diversos estudios se han analizado las causas más comunes que originan los brotes (Soto, 2011; Quisnancela, 2014; Ramírez, 2018) y que pueden agruparse en las siguientes: i) densidad insuficiente del fluido de perforación, ii) llenado insuficiente durante los viajes, iii) sondeo del pozo al sustraer tuberías demasiado rápido, iv) Contaminación del fluido de perforación con gas, v) pérdidas de circulación, y vi) detección de formaciones con presiones anormales.

Sin importar si el pozo se perfora con equipos como mesa rotaria o top drive y con trayectoria vertical o direccional, este puede presentar los siguientes casos: bajo balanceada ($P_h < P_f$) balanceada ($P_h = P_f$) y sobre balanceada ($P_h > P_f$), donde P_h es la presión hidrostática y P_f la presión de formación. Por seguridad, la perforación del pozo debe estar sobre balanceada; es decir, la presión hidrostática generada por la columna de fluido de perforación debe ser

ligeramente mayor a la presión de formación en el fondo de este o, en su defecto, la presión hidrostática debe ser igual a la presión de formación. Para tal escenario, podría decirse que cuando ambas presiones se igualan, la perforación está en estado estático, sin circulación.

Sin embargo, por ningún motivo debe presentarse el caso de bajo balance, al menos para la perforación convencional, lo cual significaría que la columna de fluido de perforación no está generando la presión hidrostática suficiente para contrarrestar la presión de formación del fondo del agujero, lo cual ocasionaría el flujo de cierto volumen invasor de la formación (agua, gas, aceite o una mezcla de estas) hacia el agujero. Dependiendo de la porosidad y permeabilidad de la formación en particular, el volumen de fluido invasor puede ser significativo. Cuando se presenta el sobre balance, el evento se conoce como brote, y su detección y control dependerá, en gran medida, de que el perforador reconozca e identifique las variables de interés y sus comportamientos.

Desarrollo

La perforación consiste en la inserción controlada de una herramienta (sarta de perforación) y generalmente está integrada por la barrena y las tuberías lastra barrena (drill collar, DC), herramienta pesada (heavy weight, HW) y tubería de perforación (TP) y algunos otros elementos tales como estabilizadores y martillos hidráulicos o mecánicos. El fluido de perforación ocupa todo el espacio anular y el interior de la sarta. La inserción de la sarta se debe al giro que le proporciona la mesa rotaria o el top drive, y la barrena ejerce presión con su propio peso sobre cada una de las formaciones, ero-

sionando y fracturando al mismo tiempo que gira. Una vez perforada cierta longitud, el perforador levanta la sarta de perforación y posteriormente la vuelve a bajar, acción que recibe el nombre de “viaje”, movimiento repetitivo cuyo objetivo es repasar el agujero; esto es, tratar en lo posible que el agujero quede lo más cilíndrico posible.

A medida que el pozo adquiere profundidad es necesario agregar tuberías y fluido de perforación. Sin embargo, cuando se requiere agregar lastra barrenas a la sarta, es necesario extraer, enumerar y estibar en el piso de trabajo una gran cantidad de tuberías TP y HW. Si el caso corresponde a adicionar herramienta pesada, solo se extraen las tuberías de perforación. Si se ha perforado la longitud o profundidad programada y se requiere variar el diámetro del agujero; es decir, cambiar la barrena por una de diámetro menor, entonces toda la sarta de perforación es extraída a superficie. Existen dos tipos de viajes de tuberías, secas (vacías) y mojadas (llenas), es decir, estas pueden o no contener fluido de perforación al momento de iniciar la extracción o inserción.

Los datos que aparecen en las Tablas 1 y 2 corresponde al estado mecánico del pozo y a las características de la sarta de perforación, respectivamente, y estos serán utilizados para ejemplificar la importancia del principio de Arquímedes en el control de pozos.

Las tuberías de revestimiento (TR1, TR2, TR3), se dibujan de arriba hacia abajo, de forma telescópica; es decir, de diámetro mayor a menor y asignando a cada una de ellas su profundidad. Des-

Elemento	Diámetro exterior, in	Diámetro Interior, in	Peso, lb/ft (kg/m) (m)	Longitud inicial, ft (m)	Longitud final, ft
TR1 Línea azul	13 3/8	12.2	84 (125.0)	0 (0)	1850 (563.9)
TR2 Línea naranja	9 5/8	9.0	32.3 (48.1)	0 (0)	8643 (2634.4)
TR3 Línea negra	7	6.5	20 (29.8)	8300 (2529.3)	14500 (4408)
Agujero descubierto Línea verde				14500 (4419.6)	17800 (5425.4)
Diámetro final de la barrena, in Densidad del lodo, lb/gal (g/cm ³)			6.1 16.3 (1.953)		

Tabla 1
Datos de tuberías de revestimiento, agujero, barrena y su profundidad total

Fuente: Elaboración propia

Elemento	Diámetro exterior (in)	Diámetro interior (in)	Peso en lb/ft (kg/m)	Longitud inicial ft (m)	Longitud final en ft (m)
Tubería de perforación (TP1)	5	4.276	19.5 (29.0)	0	8000 (2438.4)
Tubería de perforación (TP2)	3 1/2	2.764	13.3 (19.8)	8000 (2438.4)	16800 (5120.6)
Lastra barrena (DC)	4 3/4	2 1/4	46.7 (69.5)	1000 (304.8)	

Tabla 2
Datos de los elementos que integran la sarta de perforación

Fuente: Elaboración propia

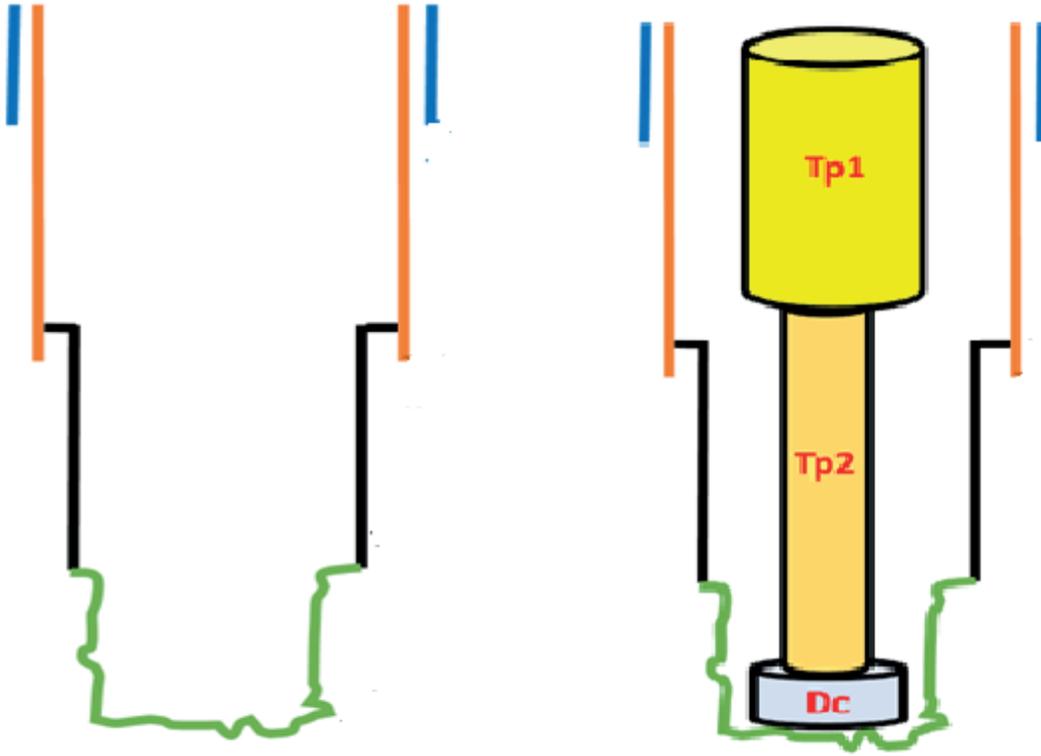


Figura 1

Esquematación de las tuberías de revestimiento y el estado mecánico

Fuente: Elaboración propia

pués se dibuja el agujero descubierto, cuyo diámetro es ligeramente igual al diámetro de la última barrena utilizada.

Para determinar el volumen interior del pozo sin sarta de perforación ($V_{interior}$) en litros “L”, se observa en la Figura 1 que existen tres secciones, las cuales son representadas por los recuadros de color azul “A”, amarillo “B” y blanco “C”, donde la longitud de cada una de ellas depende de la profundidad donde se presenta la variación del diámetro de las tuberías.

Generalmente las empresas perforadoras mexicanas, determinan el volumen interior ($V_{interior}$) y el volumen anular (V_{anular}) aplicando la ecuación del volumen de un cilindro.

$$V = \frac{\pi}{4} f D^2 L \quad (1)$$

donde D y L es el diámetro y la longitud de la tubería y f es un factor de conversión de unidades. En la industria petrolera nacional, el diámetro suele expresarse en unidades británicas pulgadas (in) y la longitud en metros (m), respectivamente, por lo que estos volúmenes se calculan por:

$$V_{interior} = 0.50671 D_{int-hta}^2 L \quad (2)$$

$$V_{anular} = 0.50671 (D_{int-Tr}^2 - D_{ext-hta}^2) L \quad (3)$$

En las ecuaciones 2 y 3, $V_{interior}$ y V_{anular} se calculan en litros (L), $D_{int-hta}$ es el diámetro interior de la herramienta (DC, HW y TP), en in, $D_{int-Tr}^2 - D_{ext-hta}^2$ es el espacio anular formado por los diámetros interiores

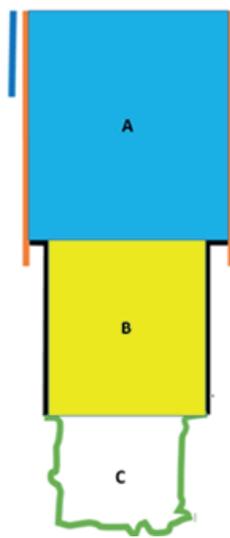
de la TR y del diámetro exterior de la herramienta (DC, HW y TP), en in, L es la profundidad de cada una de las secciones anulares o herramientas, en m.

pulgadas (in) y las longitudes en pies (ft); empleando las ecuaciones siguientes:

$$V_{interior} = \frac{1}{1029.41} D_{int-hta}^2 L \quad (4)$$

En el caso de las empresas extranjeras, suelen expresar los volúmenes en unidades de barriles (bbl), los diámetros en

$$V_{anular} = \frac{1}{1029.41} (D_{int-TR}^2 - D_{ext-hta}^2) L \quad (5)$$



	Intervalo in	Diámetro, en L	Volumen, en L	Volumen, en bbl
$V_{Agujero}$	6.125		19120.4	120.3
V_{TR3}	6.456		39910.8	251.0
V_{TR2}	9.001		103855.9	653.2
$V_{Interior\ total\ del\ pozo}$			162887.1	1024.5

1. Volumen interior total del pozo sin sarta de perforación

Tabla 3

Pozo revestido con tubería de revestimiento y sin sarta de perforación

Fuente: Elaboración propia

Estado Mecánico		Cálculo de volumetría			
		Interior			
		Intervalo	Diámetro(s), in	Volumen, en L	Volumen, en bbl
I		$V_{interior\ Tp1}$	4.276	22591.1	142.1
		$V_{interior\ Tp2}$	2.764	10383.2	65.3
II		$V_{interior\ Dc}$	2.25	781.9	4.9
		$V_{interior\ total\ de\ la\ sarta}$		33756.1	212.3
III		Anular			
		$V_{an(ag-Dc)}$	6.125 - 4.75	2309.4	14.5
IV		$V_{an(ag-Tp2)}$	6.125 - 3.50	8974.9	56.5
		$V_{an(Tr3-Tp2)}$	6.456 - 3.50	28180.7	177.3
V		$V_{an(Tr2-Tp2)}$	9.001 - 3.50	3186.2	20.0
		$V_{an(Tr2-Tp1)}$	9.001 - 5.00	69213.2	435.3
		$V_{anular\ total}$		111864.5	703.6
		$V_{total\ del\ pozo\ con\ sarta}$		145620.7	915.9

Fuente: Elaboración propia

2. Volumen total del pozo con sarta de perforación

Tabla 4

Pozo revestido con tubería de revestimiento y sin sarta de perforación

Sección	Diámetro Exterior-Interior (in)	Longitud (ft)	Volumen (bbl)
$V_{acero\ desplazado\ Tp1}$	5 - 4.276	8000	52.2
$V_{acero\ desplazado\ Tp2}$	3.5 - 2.764	8800	39.4
$V_{acero\ desplazado\ Dc}$	4.75 - 2.25	1000	17.0
$V_{acero\ desplazado}$			108.6

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5

Volumen desplazado en barriles por las herramientas que integran la sarta de perforación

Observando los resultados de volúmenes en barriles de las Tablas 3 y 4, $V_{(pozo\ sin\ sarta)}$ = 1024.5 L y $V_{(pozo\ con\ sarta)}$ = 915.9 L podrían surgir cuestiones como las siguientes: ¿Por qué son diferentes los resultados? ¿Deberían ser iguales? ¿Habrá algún error numérico en los cálculos? ¿Por qué existe una diferencia de 108.6 barriles?

En la Tabla 4 se muestra el estado mecánico, observando que dentro del pozo existen dos volúmenes (fluidos de perforación y acero). La diferencia de volumen corresponde al volumen de acero de las herramientas (DC, HW, TP'S) que integran la sarta de perforación. La ecuación 6 permite determinar el volumen de fluido en barriles, que se desplaza por cada una de las tuberías que se introducen al pozo, como se muestra en la Tabla 5,

$$V_{acero\ desplazado} = \frac{1}{1029.41} (D_{ext\ hta}^2 - D_{int\ hta}^2) L_{hta} \tag{6}$$

donde $D_{ext\ Hhta}$ y $D_{int\ hta}$ son los diámetros, exterior e interior, de las herramientas en pulgadas, L_{hta} es la longitud de las herramientas (DC, HW, TP), en pies.

Entonces:

$$V_{pozo\ sin\ sarta} = V_{total\ del\ pozo\ con\ sarta} + V_{acero\ desplazado} \tag{7}$$

y por lo tanto:

$$1024.5 = 915.9 + 108.6$$

De acuerdo con Vitruvio, Hierón II encargó a Arquímedes determinar si su guirnalda dorada, una especie de corona sagrada, estaba compuesta de oro puro o se trataba de una amalgama con plata. La guirnalda había sido recién entregada por un artesano local en conmemoración del ascenso al poder de Hierón II en Siracusa. Arquímedes, mientras meditaba sobre cómo demostrar la pureza de la corona, tomó un baño en una tina observando que cierto volumen de agua se desplaza a medida que introducía su cuerpo, deduciendo así que el volumen de agua desplazado es igual al volumen del cuerpo sumergido. Entonces, Arquímedes diseñó un experimento basado en este principio y demostró que el artesano había robado parte del oro necesario para fabricar la guirnalda (Paipetis y Ceccarelli, 2010).

La comprensión y aplicación del principio de Arquímedes es esencial en la ingeniería de pozos petroleros. El fluido de perforación ejerce una presión en las paredes y en el fondo del pozo, la cual se denomina presión hidrostática (es la presión que ejerce la columna de fluido en el fondo del pozo) y que se describe de acuerdo con la Ley de

Stevin, un caso particular de las ecuaciones de Navier-Stokes, y que se expresa por:

$$P_h = \rho g L \quad (8)$$

La presión hidrostática dada en ecuación (8) suele calcularse en la industria petrolera en unidades de SI (kg/cm^2) o en unidades británicas (lb/in^2). En el caso de unidades del SI:

$$P_h \text{ (kg/cm}^2\text{)} = \frac{1}{10} \rho L \quad (9)$$

donde ρ y L están dados en g/cm^3 y m, respectivamente. Por su parte, para uso de unidades británicas:

$$P_h \text{ (lb/in}^2\text{)} = \frac{1}{19.25} \rho L \quad (10)$$

donde ρ y L están dados en lb/gal y ft, respectivamente. Sustituyendo los valores de densidad del lodo y profundidad del agujero descubierto dados en la Tabla 1, la presión hidrostática $P_h = 1059.6 \text{ kg}/\text{cm}^2$ (103.9 MPa).

Caso 1: Considere una operación de extracción de tubería seca (no contiene fluido) en donde el perforador retira 10 tramos de tubería de 5 in - 4.276 in con una longitud de 9.144 m (30 ft) cada una.

Sustituyendo los datos en la ecuación 6, se determina el volumen de acero de las tuberías extraídas, posteriormente se despeja la longitud de dicha expresión, como se muestra en la Tabla 6.

El cambio de longitud en la columna de fluido en el espacio anular, genera un descenso en la columna de presión hidrostática en $1057.43 \text{ kg}/\text{cm}^2$, en el fondo del pozo, y una diferencia total de presión de $2.14 \text{ kg}/\text{cm}^2$, es decir, la variación de presión está por debajo de la recomendación de la norma API-16D y API-RP59, indicando que la extracción de la tubería puede realizarse de manera segura.

Caso 2: Considere la operación de extracción del caso 1, pero con tubería mojada (contiene fluido en su interior). Aplicando la ecuación 4, donde el diámetro interior es de 4.276 in, longitud de tubería extraída es de 300 ft, se obtiene que el volumen interior es de 5.33 barriles. Por lo tanto, el volumen de acero y el volumen interior de fluido en la tubería de perforación, es de 7.29 barriles que equivale a 1159.01 litros.

Una vez identificado el volumen de fluido de perforación que descenderá en el espacio anular, la nueva presión hidrostática en el fondo del pozo es de $1041.85 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

Diámetro (in)	Ext-Int	Longitud (ft)	Volumen (bbl)	Volumen (L)	Longitud de ascenso (m)
5 - 4.276		300	1.96	311.2	10.97

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6

Volumen desplazado en barriles y litros correspondiente a la longitud de ascenso

Comparando la $P_h=1059.58 \text{ kg/cm}^2$ inicial, al extraer 10 tuberías mojadas se presentó una nueva $P_h=1051.60 \text{ kg/cm}^2$, generando una pérdida de $P_h=7.98 \text{ kg/cm}^2$, este valor es mayor al valor considerado en las normas API-16D y API-RP59, las cuales indican que si al extraer tubería se presenta una disminución de presión hidrostática mayor de 5 kg/cm^2 (71 lb/pg^2), dicho resultado indica de manera inmediata dos puntos: a) el personal asignado al manejo del tanque de viaje, no ha estado alerta con el número de extracción de tuberías, b) deberá adicionarse fluido de perforación al pozo de manera inmediata. En caso contrario, se tendrá la adición de cierto volumen de fluido de la formación hacia al agujero, cuyo resultado es la presencia de un evento denominado brote. Al respecto, Mirzaie et al. (2018), reportaron que las causas básicas de un brote pueden ser los cambios de entrada en zonas de alta presión y la reducción en la presión de fondo del pozo; de ahí la importancia de que el personal domine los fundamentos de la estática de fluidos ya que las fases de perforación exploratoria de desarrollo del pozo implican una probabilidad combinada de 0.77% de existencia de un descontrol de pozo (1 de cada 130 operaciones de perforación), tal y como establece Lan (2019).

Conclusiones

Es importante que todo personal técnico u operativo en los equipos de perforación de pozos petroleros, conozcan e identifiquen las causas reportadas por Soto (2011), Quisnancela (2014), Ramírez (2018), Grace (2017), como causas originales de los brotes, como por ejemplo, el llenado insuficiente durante los viajes, es decir, perder la relación entre el número de tubería extraída con la adición de fluidos al pozo, así como las acciones pertinentes que mi-

nimicen la existencia de cada una de ellas, “tanque de viaje, monitoreo continuo de la densidad del lodo, control de la velocidad de inserción y extracción de las tuberías”, reduciendo en gran medida la probabilidad de que se presente un brote.

Futura línea de divulgación e investigación

Se pretende relacionar el principio de flotabilidad, tensión máxima permisible, pegadura por presión diferencial, atrapamiento por exceso de sólidos en el agujero con el diseño de la sarta de perforación en pozos verticales y direccionales.

Referencias

- Campos, A. J. (2010). Well Engineering Module, Basic Well Control. IMP.
- Chadwell, L. J., Blundon, C., & Anderson, C. (1997). Incidents associated with oil and gas Operations. Outer Continental Shelf. P.8.
- Chadwell, L. J., Blundon, C., Anderson, C., & Cacho, M. (1998). Incidents associated with oil and gas operations. Outer Continental Shelf. P.8.
- Christou, M., & Konstantinidou, M. (2012). Safety of offshore oil and gas operations: lessons from past accident analysis: Ensuring EU hydrocarbon supply through better control of major hazards. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2790/71887>
- Grace, D. R. (2017). Blowout and well control handbook. Second Edition. GPP. Elsevier.
- Lan, Z. (2019). Blowout Accident Impact Analysis Method for the Siting of Offshore Floating Nuclear Power Plant in Offshore

Oil Fields. Science and Technology of Nuclear Installations, 2019, 1–7. <https://doi.org/10.1155/2019/3491201>

Llorenty, M. G. B. (2014). Análisis de la planificación y ejecución de los trabajos de reacondicionamiento para pozos petroleros en los campos MDC y PBHI-oriente ecuatoriano operados por la compañía ENAP SIPEC. Tesis de ingeniería en ciencias de la Tierra. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil. Ecuador. <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/89177/D->

Mirzaie, A. M., Mohammadfam, I., & Ahmadi G., A. (2018). Blow out risk analysis of oil and gas drilling operation in exploration wells using Bow tie analysis (BTA) and Bayesian network. *Journal of Occupational Hygiene Engineering*, 4(4), 59–69. <https://doi.org/10.21859/johe.4.4.59>

Ortiz, O. M. (2017). Incendio del pozo petrolero Dos Bocas de San Diego de la Mar, en 1908. *Revista Iberoamericana de Ciencias. ReIbCi – Diciembre 2017 – www.reibci.org.*

Paipetis, S. A., & Ceccarelli, M. (2010). The Genius of Archimedes -- 23 Centuries of Influence on Mathematics, Science and Engineering. *History of Mechanism and Machine Science*. Dordrech: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-90-481-9091-1>.

Quisnancela, O. M. A. (2014). Análisis de los procedimientos de control de pozos en operaciones de reacondicionamiento rea-

lizadas en pozos petroleros del distrito amazónico. Tesis de Ingeniería Petrolera. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. Ecuador, Quito. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7209/1/CD-5385.pdf>

Ramírez, G. A. (2018). Análisis de la prevención y solución para el control de brotes petroleros. Tesis de ingeniería petrolera. UNAM. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/14774/1/TESINA.pdf>

Soto, T. J. J. (2011). Control de brotes. Tesis de ingeniería petrolera. IPN. Unidad Ticomán. <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15498/1/Control%20de%20brotes.pdf>

Stanley K., Anderson, C., Chadwell, L. C., & Sagall, K. (2001). Incidents Associated with Oil and Gas Operations, Outer Continental Shelf 1999, P.9. OCS Report MMS 2001-015.

Ulloa, L. O. L., & Osorio de León, I. (1981). Ixtoc No.1, Blowout and Control Operation. SPE-9697-MS, SPE Deep Drilling and Production Symposium, 5-7 April, Amarillo, Texas. <https://doi.org/10.2118/9697-MS>.

Zamora, M. (1981). Operation and Development of a Well-Control Calculator Module, SPE-10385-MS, SPE Offshore Europe, 15-18 September, Aberdeen, United Kingdom. <https://doi.org/10.2118/10385-MS>.