

Software académico de control de pozos petroleros MAROGA

Academic oil well control software MAROGA

Marcos Andrés Jiménez Moreno^{1*}, José Roberto Hernández Barajas², José del Carmen Jiménez Hernández³, Juan Gabriel Plazas Quiroga⁴

¹*División de Química, Universidad Tecnológica de Tabasco. Tel. 9933-582222 ext. 3003. majimenez.tc@uttab.edu.mx.
<https://orcid.org/0000-0001-9981-6154>

²División de Ciencias Biológicas, Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, <https://orcid.org/0000-0002-3037-3188>

³Instituto de Física y Matemáticas, Universidad Tecnológica de la Mixteca, <https://orcid.org/0000-0002-7864-1778>

⁴Formación académica, Formación especializada, Instituto Técnico del Petróleo, <https://orcid.org/0000-0003-4252-3283>

*Autor de correspondencia

Resumen

El intento fallido en el control de un brote o el descontrol de un pozo petrolero trae consigo pérdidas económicas muy graves, por ejemplo, la pérdida total del mismo. Sin embargo, la posibilidad de analizar, seleccionar y aplicar las acciones y actividades correctas brinda la oportunidad de controlar su manifestación, cuyo resultado es la reducción y eliminación de la gravedad del descontrol. En el presente artículo se describe el desarrollo de una herramienta didáctica computacional, gráfica y numérica, diseñada para el adiestramiento y capacitación de las metodologías en el control de pozos petroleros de Petróleos Mexicanos-Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (Pemex-IADC). Dicha aplicación se desarrolló con Macros de Visual Basic en el entorno de Microsoft y ha sido validada mediante una investigación exhaustiva para el diseño de su configuración y probada mediante la ejecución de ejercicios numéricos y la comparación con ejemplos de los manuales de WellCap de Pemex y de diversas compañías afiliadas.

Palabras clave: Control de pozos; WellCap; WellSharp; bomba Koomey; cédula de control.

Abstract

The unsuccessful attempt to control an offshoot or inadequate management of oil well control situations may bring serious economic costs, such as the total loss of the well. However, the possibility of analyzing, selecting, and applying the correct actions and activities provides the opportunity to control its manifestation, resulting in the reduction or elimination of the severity of the blowout. This article describes the development of a graphical and numerical computational tool, designed to study and understand the methodologies in the control of oil wells of Petróleos Mexicanos-International Association of Drilling Contractors (Pemex-IADC). This application was developed with Visual Basic Macros in the Microsoft environment. It has been validated through an exhaustive investigation for the design of its configuration and has been tested employing the execution of numerical exercises and comparing it with examples of the WellCap manuals of Pemex and diverse affiliated companies.

Keywords: Well control; WellCap; WellSharp; Koomey pump; control card.

Recibido: 02 de diciembre de 2021

Aceptado: 07 de abril de 2022

Publicado: 25 de mayo de 2022

Cómo citar: Jiménez Moreno, M. A., Hernández Barajas, J. R., Jiménez Hernández J. C., & Plazas Quiroga, J. G. (2022). Software académico de control de pozos petroleros MAROGA. *Acta Universitaria* 32, e3407. doi. <http://doi.org/10.15174/au.2022.3407>

Introducción

Todas las instituciones de educación tienen entre sus objetivos aportar conocimientos, desarrollar habilidades y asegurar la adquisición de las competencias para el aseguramiento del desarrollo profesional de sus egresados. Estas están obligadas a generar y mantener de manera continua el diseño e implementación de planes y programas educativos que permitan facilitar el desarrollo del proceso enseñanza-aprendizaje, mediante la aplicación y generación de las herramientas científicas, tecnológicas, impresas o digitales para lograr que los estudiantes sean partícipes en las continuas transformaciones sociales en un mundo de permanente evolución.

El sector de los hidrocarburos implica grandes riesgos; tan solo en la etapa de perforación existe un evento denominado brote, el cual consiste en la entrada de fluido de la formación hacia el agujero, para posteriormente desplazarse hacia la superficie. Su detección temprana limita su grado de peligrosidad, teniendo mayor probabilidad de ser controlado si se detecta a tiempo. En caso contrario, este puede llegar al grado de un reventón o descontrol, que se caracteriza por no tener el control del fluido invasor, ocasionando que este no pueda manejarse a voluntad y exponiendo a todo el personal, instalaciones del equipo de perforación y el entorno a severos daños.

Entre las publicaciones que reportan la causa raíz de los incidentes que se han presentado en actividades de perforación como el brote y descontrol están Chadwell *et al.* (1997) y Chadwell *et al.* (1998), describiendo que los reventones han sido por fallas en los equipos y errores humanos, mientras que Christou & Konstantinidou (2012) describieron que el reventón de Ekpfisk Bravo ocurrido el 22 de abril de 1977, el mayor derrame de petróleo en el Mar del Norte, fue ocasionado por errores humanos, lo cual condujo a la falla mecánica de la válvula de seguridad. Por su parte, Campo (2010) consideraba que tales sucesos ocurren generalmente por errores humanos, y que todo personal correspondiente debería estar en óptimas condiciones para realizar el control del pozo. En Estados Unidos también han ocurrido descontrol de pozos (Letbetter, 1975; Zamora, 1981). La industria petrolera en México no está exenta de pozos descontrolados, entre los de mayor impacto económico están:

-El pozo IXTOC No. 1, comenzó a fluir fuera de control el 3 de junio de 1978, reventón que duró nueve meses y veintidós días (Ulloa-Lugo & De-León, 1981).

-Pozo Abkatun 91, se descontroló en 1986 durante 14 días, el volumen derramado fue de aproximadamente 11 250 barriles y se recuperaron alrededor del 20% (Mosquera, 1995).

-El pozo San Diego de la Mar, mejor conocido como "Dos Bocas", tuvo su descontrol el día 4 de julio de 1908 (Ortiz, 2017), su poder era de tal magnitud que se podía ver desde Tampico y su estruendo podía escucharse varios municipios a la redonda.

-El campo petrolero Cantarell estaba integrado por cinco pozos, entre ellos el pozo 69-I, el cual se descontroló el 22 de enero del 2000, la plataforma se incendió y fue evacuada (Osornio *et al.*, 2001).

-El pozo Terra 123 se descontroló el 27 de octubre de 2013, ubicado en la rancharía Oxiacaque, Nacajuca, Tabasco, se mantuvo ardiendo hasta por 58 días, aparentemente la causa fue una fuga de gas (Durán-Carmona, 2018).

Kropla (1995) describió que en 1970 la International Association of Drilling Contractors (IADC) inició sus operaciones bajo el programa conocido como Registro de Escuelas de Capacitación Co-Patrocinadas, sin embargo, fue hasta 1995 que la IADC implementó su programa de acreditación de control de pozos, mejor conocido como WellCap, siendo este un primer intento en la implementación de un sistema integral para definir un plan de estudios básicos de capacitación en el control de pozos, estableciendo estándares mínimos y pautas recomendadas para la estructura del curso, integrando simuladores, pozos de pruebas, detección de brotes, procedimientos de cierres y control de pozos, así como ejercicios numéricos, de tal modo que los participantes puedan desarrollar con éxito sus habilidades.

La prevención y el control de brotes siguen siendo un motivo de gran preocupación para la industria petrolera, uno de los casos de mayor éxito, descrito por (Kropla *et al.*, 2008), es Petrobras. En 1977 logra la acreditación de WellCap, su tasa de explosión acumulada por cada 1000 pozos perforados ha disminuido de 3.25% a 0.5%, una mejora del 85%.

Las primeras aplicaciones de la ciencia en la tecnología de la perforación se iniciaron entre 1950 y 1960, para 1970 sobresalen Lummus, Randall, Estes y otros en el estudio de la optimización de la perforación mediante la aplicación de las computadoras. Brett & Summers (1984) describieron la importancia de usar un simulador de perforación como herramienta para la toma de decisiones y la capacidad de evaluar diferentes opciones como una parte integral del procedimiento de planificación de pozos, permitiendo un aprendizaje más rápido y ahorro de costos reales de las operaciones de campo. Así mismo, Liu (1996) consideraba que la industria de la informática estaba experimentando un crecimiento revolucionario y que atraería a la industria petrolera en el desarrollo de aplicaciones cuya interfaz reduciría la curva de aprendizaje y los costos de capacitación. Actualmente, en el mercado existen compañías que ofrecen simuladores de perforación y control de pozos para la industria de hidrocarburos; sin embargo, sus costos son muy elevados y no existen licencias académicas, lo cual dificulta que estos sean adquiridos por instituciones educativas.

Una vez registrado el brote, lo primero que debe realizarse es determinar las presiones máximas permitidas en el espacio anular y en las tuberías de revestimiento, con el objetivo de minimizar la presencia de un brote subterráneo, para posteriormente determinar la causa del brote, pudiendo ser: densidad insuficiente, pérdida de circulación, contaminación del lodo con gas, llenado insuficiente durante los viajes y sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido. Los modelos de control de pozos han sido utilizados durante muchas décadas para estar preparados en los posibles escenarios de control antes de perforar los pozos (Bjorkevoll *et al.*, 2018; González-Díaz, 2018).

México es un país productor de hidrocarburos (gas y aceite), su área petrolera está formada por los estados de Tabasco, Campeche, Veracruz, Tampico, y el Golfo de México como su región marina. Por su parte, Hidalgo, Oaxaca, Guanajuato y Nuevo León tienen una participación en el sector energético debido a las grandes refinerías de Petróleos Mexicanos (Pemex) en sus territorios (Secretaría de Energía [Sener], 2015). En México, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) ofertó por primera vez la carrera de ingeniería petrolera en 1926 y posteriormente lo hizo el Instituto Politécnico Nacional (IPN) en 1941. Actualmente existen aproximadamente 50 instituciones de educación superior públicas y privadas que ofertan dicha carrera, pero una gran proporción de ellas carecen de herramientas académicas, físicas y digitales como material de apoyo o complementario para asegurar una formación integral y competente de sus egresados. Smith (2015) considera que los cursos de capacitación en control de pozos de la industria deben enfocarse en preparar a sus empleados para el trabajo, no para las pruebas. Estas herramientas se han limitado principalmente a la certificación de perforadores y la capacitación de los principiantes en las operaciones de perforación (Aragall *et al.*, 2017). Los errores humanos se identifican como los principales contribuyentes a los accidentes relacionados con la perforación de petróleo y gas y otras operaciones relacionadas (Kiran *et al.*, 2019). Uno de los aspectos más críticos del control de pozos durante las operaciones de perforación es la detección temprana (Mendoza-Hernández, 2016; Santos & Ribeiro, 2017). Por lo anterior, el objetivo principal del presente trabajo es el desarrollo de una herramienta didáctica computacional, gráfica y numérica, diseñada para el adiestramiento y capacitación de las metodologías Petróleos Mexicanos-Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (Pemex-IADC) en el control de pozos petroleros.

Materiales y métodos

Desarrollo del software

Para García & García (2008) el desarrollo de *software* educativo es complejo, porque el proceso depende de la experiencia del desarrollador, los aspectos de la ingeniería del *software* y la adquisición e implementación de conocimientos pedagógicos. Se recomienda usar “prácticas efectivas” para su desarrollo, dado que estas funcionan como pilares de los procesos enseñanza-aprendizaje a distancia. Sin embargo, Adams *et al.* (2004) considera que las prácticas efectivas son las aportaciones, comentarios, sugerencias o *tips* que personas con gran experiencia han identificado como un conocimiento contribuyente e importante para el éxito de proyectos. Así mismo, Walker (2003) comentó que estas corresponden a la implementación de metodologías y herramientas que aseguran la productividad y calidad de un proyecto y un producto final. Al respecto, el control de pozos es una prioridad continua y máxima para mantener las operaciones de perforación seguras y eficientes (Linga *et al.*, 2017). El *software* Control de Pozos-MAROGA (MAROGA, por las iniciales de los autores) fue desarrollado bajo los siguientes pasos:

a) Desarrollo del código de programación para la esquematización del “estado mecánico” acorde a las características mecánicas del diseño del pozo.

b) Identificación de las variables numéricas relacionadas con el estado mecánico para la integración de la metodología de control de pozos reportada por Coordinación de Perforación y Mantenimiento de Pozos (1992), Pemex (2002) y Torres & Ramos (2017). Una vez corroborado el brote en superficie, se determinan las presiones máximas permisibles en el espacio anular y las tuberías de revestimiento, se selecciona el tipo de cierre del pozo, se registran los valores de las variables PCTP, PCTR, ρ_{fluido} , profundidad y otros, para posteriormente determinar PIC, PFC, $\rho_{control}$, altura de la cima e identificación del fluido invasor. Se reacondiciona la densidad del fluido de control mediante la adición de determinado número de sacos de barita. Con la cédula de bombeo se asegura mantener la presión de fondo constante y, finalmente, se selecciona el método de control: perforador e ingeniero.

c) Identificación de las variables principales de la metodología IADC descrita en los manuales de WellSharp en los niveles: introductorio, perforador, supervisor, de compañías locales e internacionales afiliadas a la IADC. Se identifican las características mecánicas del diseño del pozo, se anotan los valores de las variables PCTR, PCTP, PCTP, PCTR, ρ_{fluido} , profundidad y otros. Para determinar la PIC, PFC y $\rho_{control}$, se realiza la cédula de bombeo para mantener la presión de fondo constante y finalmente seleccionar el método de control: perforador e ingeniero.

d) Inserción de un sistema de identificación y evaluación de los elementos principales que integran la unidad de control del sistema BOP.

Los pasos b) y c) se estructuran en el diagrama de la Figura 1.

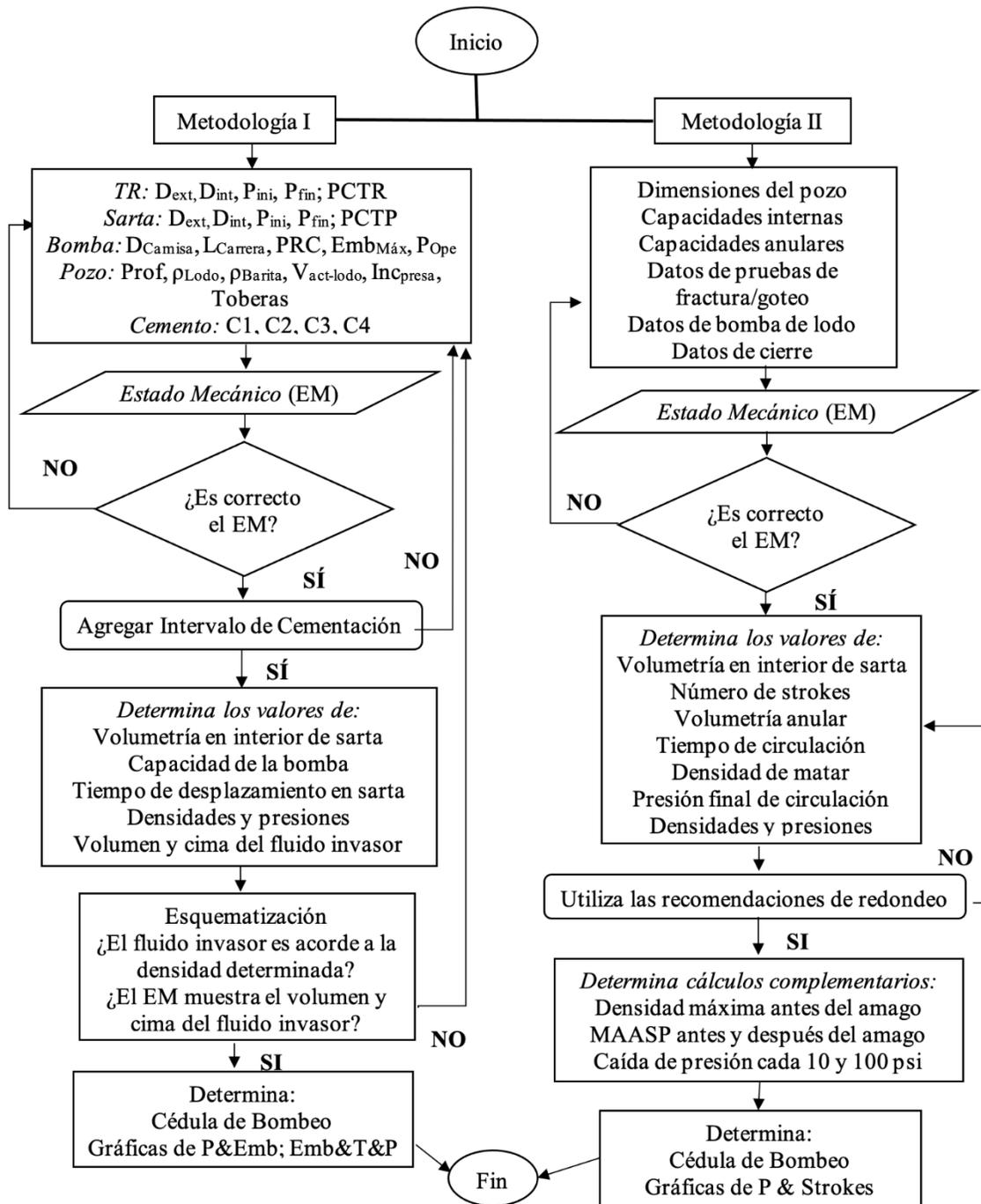


Figura 1. Diagrama de desarrollo del programa en los puntos b) y c).
Fuente: Elaboración propia.

Descripción del software

El *software* de simulación MAROGA se ha escrito en Visual Basic, este es un complemento en Microsoft Excel, es una herramienta importante en el sector petrolero, tanto en operaciones administrativas como de operaciones en campo. Es importante mencionar que un gran porcentaje de equipos de cómputo fijo o portátil cuentan con Microsoft Excel, el cual no requiere gastos adicionales por su actualización, no requiere estar conectado a internet y los requerimientos técnicos de los equipos son mínimos. El programa es controlado por un menú fácil de usar y es capaz de producir la salida de datos a través de gráficos visuales. La Figura 2 corresponde a la sección de acceso al usuario, mediante un nombre y contraseña.



Figura 2. Portada de acceso al programa de control de pozos.
Fuente: Programa MAROGA.

La Figura 3 corresponde a la identificación de los elementos que integran la unidad de control del sistema BOP, donde las marcas pueden ser Koomey, Hydrill, Cameron, entre otras. En ella, el usuario ingresará el número que considere pertinente acorde a la lista de elementos, enumerados del 1 al 40. Finalmente, podrá autoevaluarse para conocer el número de aciertos.

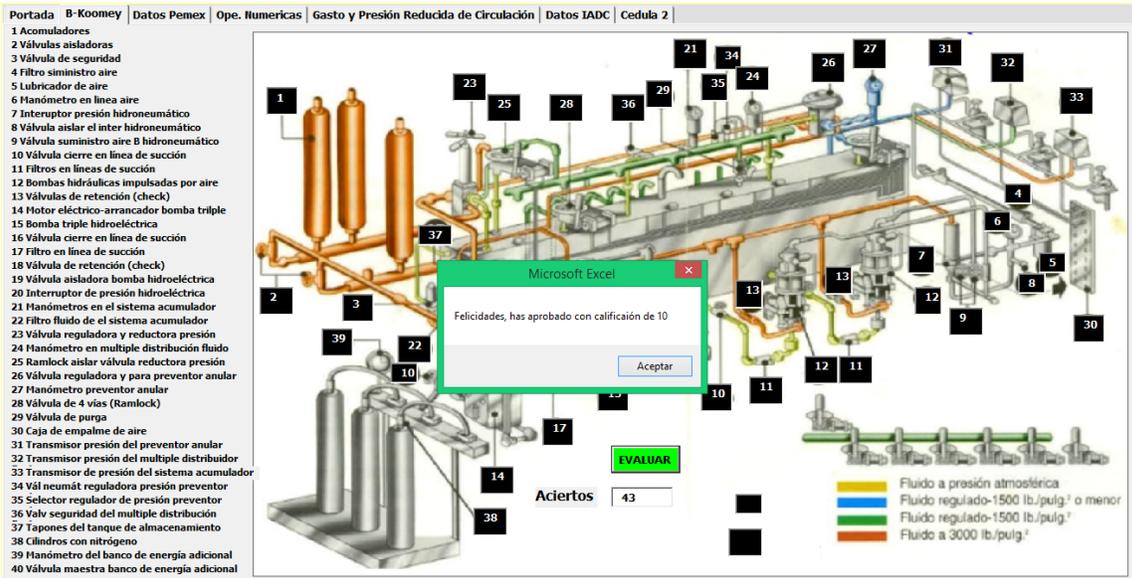


Figura 3. Unidad de control del sistema BOP y sus elementos.
Fuente: Manual del participante WellCap-Pemex.

La Figura 4 muestra la sección de control de pozos verticales terrestres. Los recuadros etiquetados "Datos de las tuberías de revestimiento" (Tr's) y "Sarta de perforación" corresponden a los datos para esquematizar el EM, el cual está diseñado para cuatro etapas revestidas y el agujero descubierto "desnudo, sin revestimiento". La sarta puede integrarse por *drill collar* (lastra barrena), *heavy weight* (herramienta pesada) y tres tuberías de perforación (Tp) y una profundidad de 6000 metros. Las etiquetas C-1, C-2, C-3 y C-4 adicionan al EM, la sección cementada y la sección "Datos complementarios" son datos numéricos obtenidos al momento de detectar el brote.

La parte derecha de la Figura 4 muestra dos de las tres recomendaciones de prácticas seguras: máxima presión permisible en el espacio anular (MPP (EA) y máxima presión permisible en el espacio anular al fracturamiento (MPPEA al (fracturamiento)), estos valores deben actualizarse a medida que cambien las condiciones del equipo y del pozo. Se integró una sección "Extracción de tubería" para determinar el número de tubería que puede extraerse antes de que se presente una diferencia de presión en el EA mayor a 5 kg/cm² (API-16D, API-RP59). En la Figura 5 se muestra la tercera recomendación "Gasto y presión reducida de circulación".

En la Figuras 6 y 7 se determinan las operaciones numéricas como, por ejemplo: volumen interior en la sarta de perforación; capacidad de la bomba de lodo; tiempo de desplazamiento del lodo del interior de la sarta, densidades y presiones de control, volumen, cima e identificación del fluido invasor (gas, aceite, mezcla agua-aceite); cédula de bombeo; ubicación e identificación del fluido invasor; y dos gráficas acordes a los valores obtenidos en la cédula de bombeo.

Portada | B-Koomey | Datos Pemex | Ope. Numericas | Gasto y Presión Reducida de Circulación | Datos IADC | Cedula 2

Información del Pozo

Nombre del pozo: **Jalpa 35** Número de equipo: **P-35** Instrucciones

Ubicación del pozo: **Jalpa de Mendez** Profundidad total(m): **5555**

Datos de Tr's

TR	D ext(*)	D int(*)	P inicial(m)	P final(m)	Cemento
TR-1	20	18.730	0	700	C-1
TR-2	13.875	12.347	0	2793	C-2
TR-3	10.75	9.560	0	3500	C-3
TR-4	9.625	8.535	0	4783	C-4

Agujero 3: 0 0 0

Agujero 4: 8.375 4783 5555

Dibujar TR's **Borrar TR's** **Borrar Datos**

Datos Complementarios

PCTP(Kg/cm²): 18

PCTR(Kg/cm²): 30

PRC(Kg/cm² a emb/min): 84 28

Dens lodo(gr/cm³): 1.70

Diámetro barrena(*): 8.375

Prof del pozo(m): 5555

Tr cementada(*, m): 8.375 4783

MPP en EA(Kg/cm²): 8032

Bomba de lodos

Diámetro de camisa(*): 6.5

Longitud de carrera(*): 12

Emb máximas(emb/min): 130

P operación(emb/min = Kg/cm²): 28 84

Increment volumen en presas(bl, lt): 29 3180

P límite operación(Kg/cm²): 228

Densidad de barita(gr/cm³): 4.25

Volumen activo de lodo (m³): 200

Número y diám toberas(?/32"): 3 14

Prueba de goteo (Densidad gr/cm³): 1.85

Dibujar **Borrar Datos** **5555**

Recuerda la norma API-16D y API-RP59, indican que si se esta extrayendo tubería, debera rellenarse el espacio anular, antes de presentar una disminución de 5 kg/cm²

ESTADO MECÁNICO

MPP(EA)-Conexiones superficiales

Peso (lb/ft): 53.50 Grados: P-110 Observación

Factor de seguridad: .80

Presión interna (psi): 10040

Pnominal conexión superficial(psi): 10000 Recomendación 1

[PINCsuperficial - PMP(EA)]: 1968.00

MPPEA al fracturamiento

PHidrostática (kg/cm²): 813.11

Pformación (kg/cm²): 884.86

(P-Ph) (Kg/cm²): 71.75 Recomendación 2

Extracción de Tubería

Grado	TP-SECA	TP-MOJADA
E-75	31.12	CINT-TP-It/m
Peso(kg/m)	9.15	Vint-TP-It
LTubería (m)	73.2000	678.1687
No. Tubería	2277.984	Lanular (m)
Psarta(kg)	290.1890	27.9730
Vacero(lt)	11.9697	Ph kg/cm ²
Lanular(m)	944.3500	4.7554
PH(kg/cm ²)	6.7902	PhF kg/cm ²

Recomendación 3 **Observación**

Figura 4. Sección de control de pozos, metodología Pemex, estado mecánico.
Fuente: Programa MAROGA.

Portada | B-Koomey | Datos Pemex | Ope. Numericas | Gasto y Presión Reducida de Circulación | Datos IADC | Cedula 2

Presión Interna Sarta de Perforación

Plástica(CP): 55 kg/cm²

PI-DC(psi): 40.6246 2.8569

PI-HW(psi): 17.3608 1.2209

PI-TP-1(psi): 43.0762 3.0293

PI-TP-2(psi): 29.1252 2.0482

PI-TP-3(psi): 81.0555 5.7001

ATob(pulg²): 0.4510

P Toberas(psi): 108.8593 7.6554

PCSup(kg/cm²): 50

Calcular 1 PFTotal (kg/cm²): 72.5107

Presión Interna en Espacio Anular

P(Ag-DC)(psi): 0.000640 0.000045

P(Ag-HW)(psi): 0.000037 0.000003

P(Ag-TP1)(psi): 0.000163 0.000011

P(TR-TP1)(psi): 0.000256 0.000018

P(TR-TP2)(psi): 0.000256 0.000018

P(TR-TP3)(psi): 0.000714 0.000050

Calcular 2 PFTotal(kg/cm²): 0.000145

Presión de Fricción Total

PRFRICCIÓN(kg/cm²): 72.510845 a 180 gal/emb

Q(bomba) emb/min: 0.4028 **Calcular 3**

Gasto y Presión Reducida de Circulación

PRC1(kg/cm²): 185 185

QRCl(emb/min): 70 70

QRC2(emb/min): 90 90

Exponente 1.82-2: 1.9 Exp. 1 - 1.1 1.1

PR2 (kg/cm²): 298.226 243.911

Base Agua **Base Aceite**

Figura 5. Sección determinación de gasto y presión reducida de circulación
Fuente: Programa MAROGA.

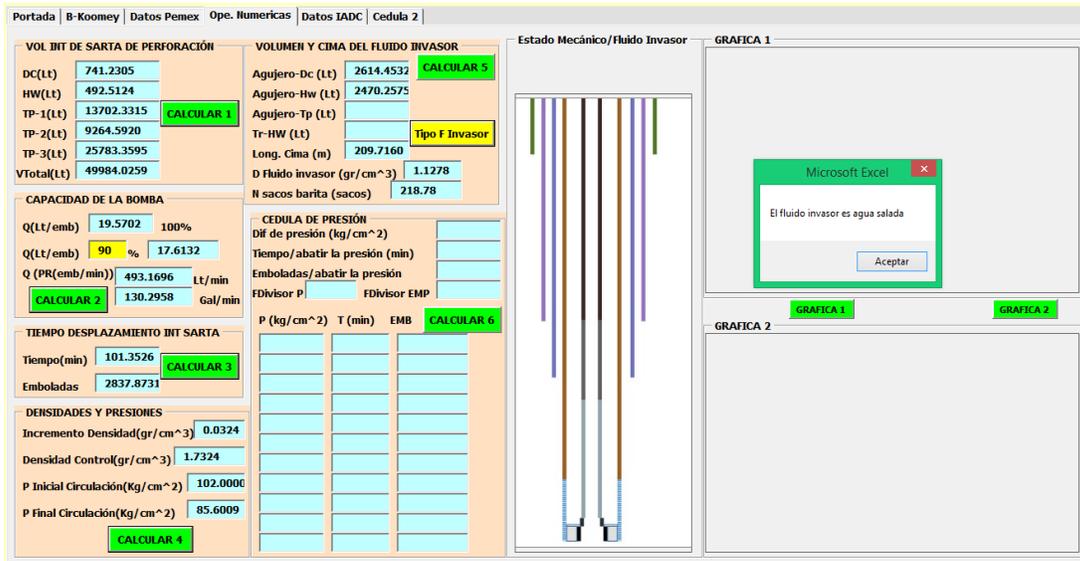


Figura 6. Operaciones de control, estado mecánico y cima del volumen invasor.
Fuente: Programa MAROGA.

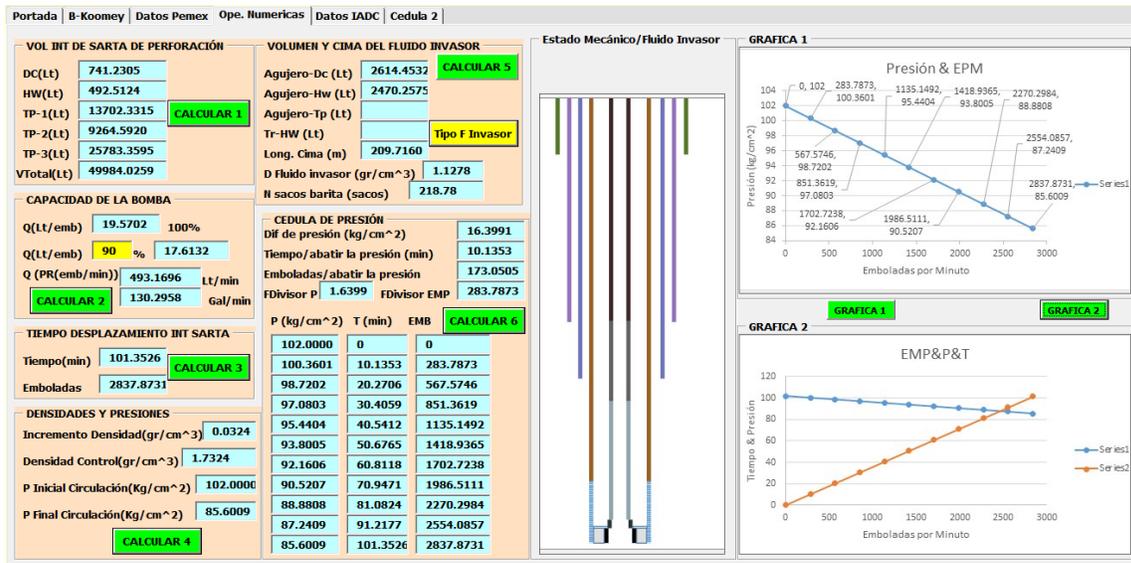


Figura 7. Cédula de bombeo y gráfica de emboladas, presión y tiempo.
Fuente: Programa MAROGA.

Finalmente, en la Figura 8 y 9 se desarrolló la metodología de control de pozos, identificada con el nombre de WellSharp. El recuadro "Datos del pozo" corresponde a los datos registrados al identificar el brote; posteriormente, se esquematiza el "Estado Mecánico", diseñado para una tubería de revestimiento y el agujero descubierto con una profundidad máxima de 12 200 pies y la sarta de perforación para tres herramientas: *drill collar*, *heavy weight* y tubería de perforación. En el recuadro etiquetado con "Operaciones numéricas" se obtienen los resultados numéricos de la aplicación de las ecuaciones matemáticas, y los recuadros de color azul-verde quedan disponibles para que el usuario practique las recomendaciones de redondeo que se describe en la planilla de fórmulas-unidades API.

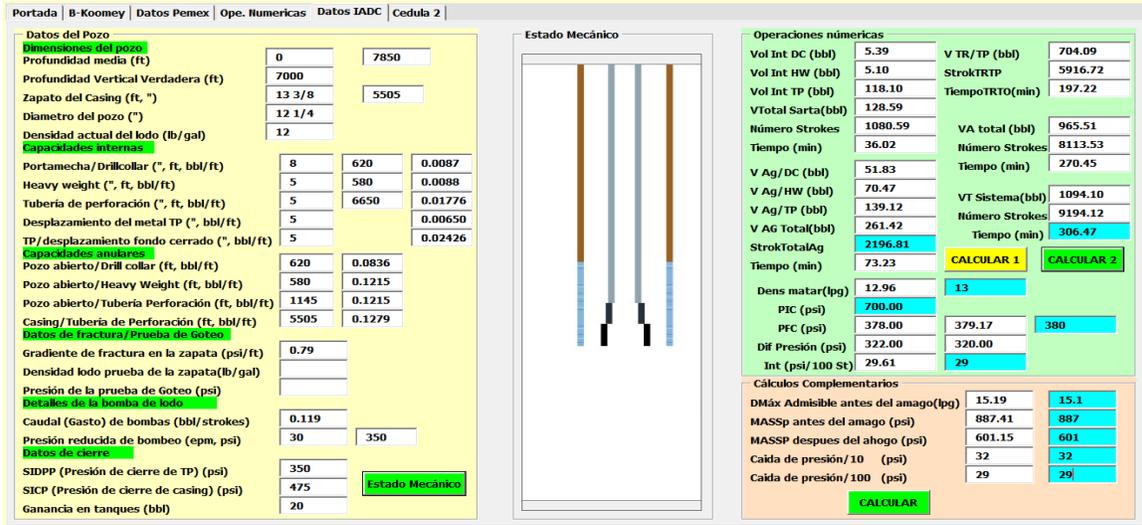


Figura 8: Sección de control de pozos, metodología IADC, estado mecánico.
Fuente: Programa MAROGA.

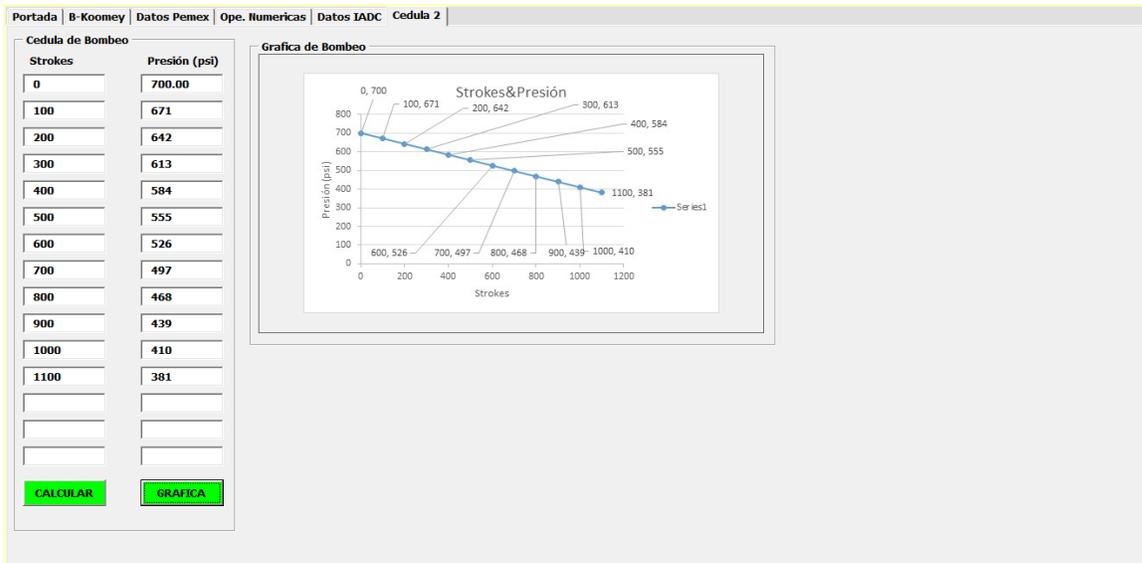


Figura 9: Cédula de bombeo y gráfica de strokes & presión.
Fuente: Programa MAROGA.

Resultados

Para demostrar las capacidades del programa se han seleccionado dos ejemplos ilustrativos, los cuales fueron solucionados mediante la metodología de Pemex e IADC, cuyos datos técnicos y operativos se muestran en la Tabla 1 y 2, respectivamente. Estos ejercicios corresponden a pozos verticales terrestres.

En ambos ejercicios se desarrollan los cálculos pertinentes para su control, respetando cada una de las metodologías; sin embargo, en el primero se realizan cálculos adicionales para ubicar la cima y tipo de fluido invasor, el número de sacos de barita para obtener la densidad de control, e incremento de volumen en las presas por adición de la barita al momento de reacondicionar el lodo de control.

Tabla 1. Datos del pozo al momento del brote (Metodología I).

Dimensiones del pozo	Valores	Unidades
Profundidad del pozo	5555	metro
Diámetro de la barrena	8 3/8	pulgadas
3 toberas	14/32	pulgadas
Tubería de revestimiento cementada	9 5/8	pulgadas
Drill collar 185 m	6 1/2 x 2.812	pulgadas
Tubería pesada 108 m	5 x 3	pulgadas
Tubería de perforación 5262 m	5 x 2.812	pulgadas
Densidad del lodo	1.70	gr/cm ³
Presión de cierre de tubería de perforación	18	kg/cm ²
Presión de cierre de tubería de revestimiento	30	kg/cm ²
Presión reducida de circulación 84 kg/cm ²	28	emb/min
Incremento de volumen en presas 29 barriles	3180	Litros
Datos de bomba de lodo		
IDECO T-1300 Triplex		
Diámetro de la camisa	6 1/2	pulgadas
Longitud de carrera	12	pulgadas
Emboladas máximas	130	emb/min
Presión límite de operación	228	kg/cm ²
Presión de operación	28	emb/min

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Datos del pozo al momento del brote (Metodología II).

Dimensiones del pozo	Valores	Unidades
Profundidad media 7850 ft	7000	ft
Zapata de casing 13 3/8 pulgadas	5505	ft
Tamaño del pozo	12 1/4	pulgadas
Densidad actual del pozo	12	(lb/gal)
Porta mecha (drill collar) de 8 (longitud 620 ft)	0.0087	bbl/ft
Tubería barra de 5 in, capacidad	0.01776	bbl/ft
Tubería barra de 5 in, desplazamiento con fondo cerrado	0.02426	bbl/ft
Heavy weight de 5 in, (longitud 580 ft) capacidad	0.0088	bbl/ft
Capacidades anulares		
Pozo abierto/Drill collar	0.0836	bbl/ft
Pozo abierto/tubería de perforación (barras de sondeo)	0.1215	bbl/ft
Casing/tubería de perforación (barras de sondeo)	0.1279	bbl/ft
Datos de fractura		
Gradiente de fractura en el zapato antes del amago	0.79	psi/ft
Detalles de las bombas		
Caudal (gasto) de las bombas	0.119	bbl/strokes
Velocidad de circulación lenta a 30 EPM	350	psi
Presión de cierre en tuberías/barras de sondeo	350	psi
Presión de cierre en casing	475	psi
Ganancia en tanques	20	bbl

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Comparación de resultados entre la metodología Pemex y MAROGA.

Operaciones	PEMEX	MAROGA
Volumen total sarta de perforación (Lt)	49958	49984.0259
Gasto (Lt/min, gal/min)	493; 130	493.1696; 130.2958
Tiempo desplazamiento interior sarta (min)	101	101.3526
Número de emboladas de la TP (epm)	2837	2837.8731
Incremento de densidad (g/cm ³)	0.03	0.0324
Densidad de control (g/cm ³)	1.73	1.7324
Presión inicial de circulación (kg/cm ²)	102	102
Presión final de circulación (kg/cm ²)	85	85.6009
Longitud del fluido invasor (m)	210	209.7160
Densidad del fluido invasor (g/cm ³)	1.13	1.1278
Tipo de fluido invasor	Agua salada	Agua salada
Número de sacos de barita (sacos)	202	218.78

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Comparación de resultados entre la metodología IADC y MAROGA.

Operaciones	IADC	MAROGA
Densidad máxima admisible de lodo antes del amago	15.1	15.1
MAASP antes del amago	887	887
Strokes desde la superficie hasta la broca	1076	1080
Densidad del lodo de ahogo	13	13
Presión inicial de circulación	700	700
Presión final de circulación	380	380
MAASP después de que el pozo fue ahogado	601	601
Caída de presión por paso (un décimo de las emboladas superficie a broca)	32	32
Presión por cada 100 strokes de superficie hasta la broca	29.8	29.61
Strokes de broca a zapato	2196	2196
Tiempo para circular todo el pozo	360.25	306.47

Fuente: Elaboración propia.

Discusión

En cuanto al diseño y análisis del programa MAROGA, se considera que cumple con características adicionales de otros trabajos; por ejemplo, Mendoza-Hernández (2016) y González-Díaz (2018) no consideraron la esquematización del estado mecánico "tubería de revestimiento con sarta de perforación". En ambos casos se utilizó una imagen de la hoja "matar pozo" (*well kill sheet*). Así mismo, se adicionaron tres operaciones de prácticas seguras y extracción de tuberías.

En la primera metodología, el programa permite identificar y localizar la cima del fluido invasor que ha entrado al agujero; en caso de gas, corresponderá tener una mejor comprensión de la mezcla de gas con el fluido de perforación para asegurar la coordinación en el manejo y control, dada su alta peligrosidad en su desplazamiento a superficie (Marques et al., 2017). Adicionalmente, se puede agregar la sección cementada en las primeras etapas, generando un estado mecánico más realista. La segunda metodología permite al usuario identificar la variable de interés y realizar los redondeos de acuerdo con las prácticas recomendadas por la IADC WellSharp, logrando así familiarizarse con la metodología y facilitar la solución de los ejercicios de control en su curso de certificación.

Conclusiones

Se logró el desarrollo del *software* MAROGA escrito en Visual Basic. Es un programa amigable y fácil de usar, controlado por el "menú", eliminando así la necesidad de "estresarse" con un nuevo entorno de trabajo o lenguaje, permitiéndole al usuario familiarizarse rápidamente con el programa; no requiere actualizaciones periódicas ni internet para su funcionamiento, los requerimientos técnicos en las computadoras personales son mínimos. Además, el *software* no es de uso exclusivo de estudiantes de la carrera de ingeniería petrolera, sino que también podría ser utilizado por las carreras técnicas de "Perforación y servicios a pozos" y "Perforación y servicios de producción", con el fin de practicar y desarrollar las habilidades, conocimientos y competencias en el área de control de pozos.

MAROGA aspira a convertirse en un *software* de acceso gratuito, a diferencia de algunas aplicaciones existentes en materia de control de pozos que no son de acceso libre, cuyas actualizaciones requieren costos adicionales, además de tener requerimientos específicos en los equipos de cómputo y móviles.

En ambas metodologías de control de pozos se esquematiza el estado mecánico con una profundidad máxima de 6000 metros y 12 200 pies, respectivamente, lo que es suficiente para considerar a la mayoría de los pozos petroleros existentes.

Conflictos de intereses

Los autores expresan y declaran que no hay conflictos de intereses al redactar y presentar el manuscrito para su posible publicación.

Referencias

- Adams, R. J., Eslinger, S., Owens, K. L., & Rich, M. A. (27 de enero de 2004). *Software acquisition best practices: 2004 edition* (Ponencia). Third Annual Conference on the Acquisition of Software-Intensive Systems (Conferencia). https://resources.sei.cmu.edu/asset_files/Presentation/2004_017_001_22313.pdf
- Aragall, R., Oppelt, J., & Koppe, M. (29-31 de marzo de 2017). *Extending the scope of real-time drilling & well control simulators* (Ponencia). Offshore Mediterranean Conference and Exhibition (Conferencia), Ravenna, Italia. <https://onepetro.org/OMCONF/proceedings-abstract/OMC17/All-OMC17/OMC-2017-694/1698>
- Bjorkevoll, K. S., Skogestad, J. O., Froyen, J., & Linga, H. (6-8 de marzo de 2018). *Well control simulator: Enhancing models with compositional PVT models and kinetics* (Ponencia). IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition (Conferencia), Fort Worth, Texas. doi: <https://doi.org/10.2118/189651-MS>
- Brett, J. F., & Summers, M. A. (16-19 de septiembre de 1984). *Planning and practical problem solving using an engineering simulator for drilling* (Ponencia). SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Conferencia), Houston, Texas. doi: <https://doi.org/10.2118/13206-MS>
- Campo, A. J. (2010). *Well engineering Module, basic well control*. IPM-Schlumberger. <https://cupdf.com/document/basic-well-control.html?page=1>
- Chadwell, L. J., Blundon, C., & Anderson, C. (1997). *Incidents associated with oil and gas operations. Outer Continental Shelf*. <https://ncsp.tamu.edu/reports/MMS/99-0047.pdf>
- Chadwell, L. J., Blundon, C., Anderson, C., & Cacho, M. (1998). *Incidents associated with oil and gas operations. Outer Continental Shelf*. <https://ncsp.tamu.edu/reports/MMS/00-021.pdf>
- Christou, M., & Konstantinidou, M. (2012). *Safety of offshore oil and gas operations: Lessons from past accident analysis*. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7b0ed639-0b4f-4818-888f-fe1984d9c09f/language-en>
- Durán-Carmona, G. V. (7-9 de noviembre de 2018). *Metodología aplicada en un conflicto ambiental entre PEMEX y las comunidades chontales* (Ponencia). VI Encuentro Latinoamericano de Metodología de las Ciencias Sociales (ELMECS) (Encuentro), Ecuador. <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/109128>
- García, I., & García, J. (2008). A methodology based on effective practices to develop educational software. *Computación y Sistemas*, 11(4), 313-332. http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-55462008000200003
- González-Díaz, P. E. (2018). *Diseño de software de simulación de control de pozos petroleros didáctico* (Tesis de Maestría). CIATEQ, A.C. <http://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1020/263>
- Kiran, R., Ali, S., Salehi, S., & Teodoru C. (30 de septiembre a 02 de octubre de 2019). *Human factors and non-technical skills: Towards an immersive simulation-based training framework for offshore drilling operations* (Ponencia). SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Conferencia), Calgary, Alberta, Canada. doi: <https://doi.org/10.2118/195838-MS>
- Kropla, S. M. (28 de febrero a 02 de marzo de 1995). *IADC's well control accreditation program (Well Cap)* (Ponencia). SPE/IADC 29341 Drilling Conference (Conferencia), Amsterdam, Holanda. doi: <https://doi.org/10.2118/29341-MS>
- Kropla, S. M., Kelly, O. A., Gillis, T., Sonnemann, P., Metcalf, J. J., Alcantara, O. L. A., & Rodrigues, R. (4-6 de marzo de 2008). *Creating a well-control culture with WellCap* (Ponencia). IADC/SPE Drilling Conference (Conferencia), Orlando, Florida, USA. doi: <https://doi.org/10.2118/112736-MS>
- Letbetter, S. C. (2-4 de abril de 1975). *Kick detection and well control training* (Ponencia). SPE California Regional Meeting (Conferencia), Ventura, California. doi: <https://doi.org/10.2118/5353-MS>
- Linga, H., Bjørkevoll, K. S., Skogestad, J. O., & Saasen, A. (14-16 de marzo de 2017). *Gas influx into drilling fluids during flow check operations as affected by gas absorption characteristics of the drilling fluid* (Ponencia). SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (Conferencia), Hague, Holanda. doi: <https://doi.org/10.2118/184686-MS>
- Liu, D. (2-5 de junio de 1996). *The future of computing in the petroleum industry* (Ponencia). Petroleum Computer Conference (Conferencia), Dallas, Texas. doi: <https://doi.org/10.2118/36012-MS>

- Marques, D. C., Ribeiro, P. R., Santos, O. L., & Lomba, R. F. (17-19 de marzo de 2017). *Thermodynamic behavior of olefin and methane mixtures applied to synthetic drilling fluids well control* (Ponencia). SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (Conferencia), Buenos Aires, Argentina. doi: <https://doi.org/10.2118/185470-MS>
- Mendoza-Hernández, O. (2016). *Diseño de software de apoyo durante el control de un pozo* (Tesis). Universidad Nacional Autónoma de México. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/186753>
- Mosquera, G. (1995). Experiencias de petróleos mexicanos en la recuperación de hidrocarburos en el medio marino. *Revista Energética*, 19(3), 3. <http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=4260>
- Ortíz, M. (2017). Incendio del pozo petrolero dos bocas de San Diego de la mar, en 1908. *Revista Iberoamericana de Ciencias*, 4(6), 60-72. <http://www.reibci.org/publicados/2017/dic/2600117.pdf>
- Osornio, C., Castro, H., Vallejo, V., & Ayala, E. (30 de septiembre a 03 de octubre de 2001). *Successful well control in the Cantarell field applying the dynamic method* (Ponencia). SPE Annual Technical Conference (Conferencia), New Orleans, Louisiana. doi: <https://doi.org/10.2118/71372-MS>.
- Petróleos Mexicanos (Pemex). (2002). [WellCap-Manual del alumno]
- Coordinación de Perforación y Mantenimiento de Pozos (1992). *Procedimientos y normas para control de brotes*. [Tomo II].
- Santos, O. L., & Ribeiro, P. R. (17-19 de mayo de 2017). *An overview of deepwater well integrity developments after the blowout of Macondo* (Ponencia). SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (Conferencia), Buenos Aires, Argentina. doi: <https://doi.org/10.2118/185599-MS>
- Secretaría de Energía (Sener). (2015). *Prospectiva de talento del sector energía. Volumen 3: Brechas de talento en el subsector hidrocarburos*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/54342/Prospectiva_de_Talento_Volumen_3_27_01_16.compressed.pdf
- Ainsworth, K. (26 de octubre de 2015). *Industry's well control training courses must focus on preparing its employees for work, not for tests*. Drilling contractor. <https://www.drillingcontractor.org/perspectives-randy-smith-industrys-well-control-training-courses-must-focus-on-preparing-its-employees-for-work-not-for-tests-37491>
- Torres, E. R., & Ramos, H. R. (2017). *Manual de perforación de pozos petroleros*. Editorial Trillas.
- Ulloa-Lugo, O. L., & De-Leon, I. O. (5-7 de abril de 1981). *Ixtoc No.1, blowout and control operation* (Ponencia). SPE Deep Drilling and Production Symposium (Simposio), Amarillo, Texas. doi: <https://doi.org/10.2118/9697-MS>
- Walker, E. (2003). *Implementing best practices in the joint battlespace infosphere (JBI) program at AFRL* (Ponencia). Conference on the Acquisition of Software-Intensive System (Conferencia). <https://apps.dtic.mil/sti/citations/ADA638357>
- Zamora, M. (15-18 de septiembre de 1981). *Operation and development of a well-control calculator module* (Ponencia). SPE Offshore Europe (Conference), Aberdeen, United Kingdom. doi: <https://doi.org/10.2118/10385-MS>