

MITIGACIÓN DE RIESGOS EN LA PERFORACIÓN: SIMULACIÓN DEL DESCONTROL EN EL POZO MGD-7, CAMPO MONTEAGUDO

RISK MITIGATION IN DRILLING: SIMULATION OF THE BLOWOUT AT WELL MGD-7, MONTEAGUDO FIELD

Rodrigo Padilla Torres

Universidad San Francisco Xavier de Chuquisaca

padilla.rodrigo@usfx.bo

<https://orcid.org/0009-0000-8300-4135>

Resumen

La perforación de pozos de petróleo es una actividad de alto riesgo que requiere una gestión cuidadosa para prevenir incidentes graves. La metodología Bowtie es una herramienta eficaz para la gestión de riesgos, ya que permite visualizar las amenazas, las barreras preventivas y mitigantes, así como los factores de escalamiento de un peligro específico.

El incidente ocurrido en el pozo MGD-7 (Campo Monteagudo, Bolivia; 1 de diciembre de 1967) representa un evento crítico en la historia de la ingeniería petrolera boliviana, al evidenciar fallas sistémicas en los protocolos de control de pozos. El presente estudio tiene como objetivo reevaluar dicho evento mediante un enfoque multidisciplinario que integra simulación numérica y análisis histórico. Se aplicó el Método del Perforador como herramienta de simulación para estimar escenarios alternativos de respuesta. Los resultados indican que una aplicación oportuna de este método habría reducido el tiempo de control de seis meses a 1 hora y 35 minutos, con un ahorro estimado de USD 1,9 millones en costos operacionales, derivados principalmente de la perforación de pozos de alivio y la intervención del pozo afectado.

Los parámetros operativos críticos identificados (densidad del fluido: 10,7 lb/gal; ICP/FCP: 426/194 psi) permiten establecer un marco cuantitativo para el diseño de protocolos preventivos en formaciones geológicas análogas. Los hallazgos subrayan la importancia de la integración de tecnologías de monitoreo en tiempo real para reducir la ocurrencia de eventos catastróficos, respaldando modelos teóricos previamente establecidos.

Palabras clave: Control de pozos, descontrol, simulación, tiempo de control, influjo.

Abstract

Oil well drilling is a high-risk activity that requires careful management to prevent serious incidents. The Bowtie methodology is an effective tool for risk management, as it allows for visualization of threats, preventive and mitigating barriers, and escalation factors for a specific hazard.

The incident that occurred at the MGD-7 well (Monteagudo Field, Bolivia; December 1, 1967) represents a critical event in the history of Bolivian petroleum engineering, as it revealed systemic failures in well control protocols. This study aims to reassess the event through a multidisciplinary approach that integrates numerical simulation and historical analysis. The Driller's Method was applied as a simulation tool to estimate alternative response scenarios. The results indicate that timely application of this method could have reduced the control time from six months to 1 hour and 35 minutes, with an estimated operational cost saving of USD 1.9 million, mainly associated with the drilling of relief wells and intervention in the affected well. The identified critical operational parameters (fluid density: 10.7 lb/gal; ICP/FCP: 426/194 psi) provide a quantitative framework for the development of preventive protocols in geologically analogous formations. The findings emphasize the importance of integrating real-time monitoring technologies to reduce the occurrence of catastrophic events, supporting previously established theoretical models.

Key Words: Well control, control time, blowout, operational risks, well MGD-7, inflow.

Introducción

Los problemas de control de pozos constituyen un desafío permanente en la industria petrolera, debido a la gran cantidad de energía liberada durante un flujo no controlado de petróleo o gas. En este sentido, la ocurrencia de pozos descontrolados continuará representando un riesgo inherente mientras se realicen operaciones de perforación en cualquier parte del mundo (Grace, 2017).

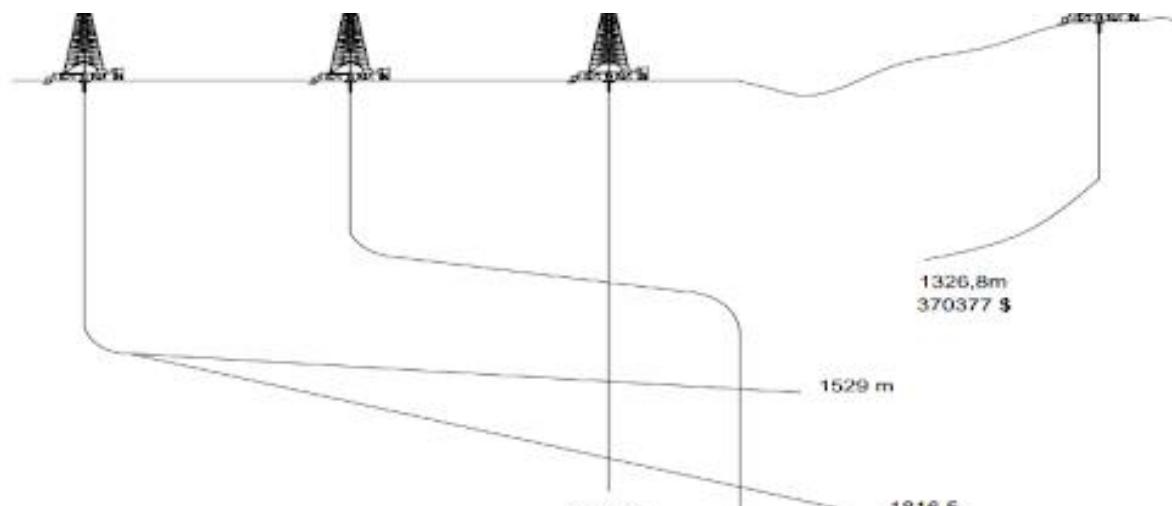
Los eventos de descontrol en pozos petroleros representan uno de los mayores riesgos operacionales durante las fases de perforación, pudiendo generar consecuencias críticas en términos de seguridad, impacto ambiental y costos económicos. Estos accidentes no solo comprometen la integridad del pozo y la continuidad operativa, sino que también ponen en riesgo los recursos estratégicos vinculados a la

exploración y producción de hidrocarburos dentro de la cadena de valor de la industria petrolera (Ghorbani et al., 2021). Estos accidentes a menudo originados por influjos no controlados desde la formación hacia el pozo, han motivado el desarrollo de múltiples estrategias de prevención, tales como dispositivos de control de presión en superficie, que son los sistemas preventores de reventones (conocido como *Blowout Preventer*, BOP) que permiten aislar el pozo en situaciones críticas, aplicando los métodos de cierre progresivo tanto el cierre duro o el cierre blando y los programas de capacitación acreditados internacionalmente (Jimenez Moreno et al., 2022). Sin embargo, las fallas en la detección temprana de influjos, la limitada integración de modelos multifísicos en los análisis históricos y los márgenes operativos reducidos, continúan generando escenarios de alta vulnerabilidad técnica, especialmente en contextos geológicos complejos o con equipos obsoletos (Kropla, 2008).

Aunque la industria ha avanzado con programas como el WellCAP de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (conocida como *International Association of Drilling Contractors*, IADC) que estandarizó la capacitación con simuladores y protocolos de cierre (Jimenez Moreno et al., 2022) y mejoras operativas como en la compañía Petrobras que redujo su tasa de influjos en un 85% desde 1997 (Kropla, 2008), ya que persisten tres desafíos críticos. El primero son las limitaciones de modelos multifísicos, ya que los análisis históricos carecen de acoplamiento termohidráulico - geomecánico (WCS, 2003), por ejemplo los modelos bifásicos para lodos base agua (conocido como *Water Based Mud*, WBM) ignoran el deslizamiento de gas en fondos de mezcla (J. An et al., 2015).

El segundo es la incertidumbre en métodos de cierre del pozo, ya que no hay consenso entre cierre duro que tiene un riesgo de golpe de ariete y el cierre blando que consiste en una apertura del estrangulador durante cierre del BOP (Yap & Laruccia, 2023). Y el tercer desafío es la dependencia de sistemas BOP, su falla por errores humanos o mantenimiento inadecuado sigue siendo un punto débil (Ghorbani et al., 2021). Uno de los casos más representativos de esta problemática fue el descontrol del pozo MGD-7, ocurrido en el Campo Monteagudo (Bolivia) en 1967, cuyo descontrol duro 6 meses, sin incendiarse in situ, que generó derrames incontrolados de hasta 1 000 barriles de petróleo por día (BPD) y graves impactos ambientales (CNIH, 1968). Este evento evidenció una brecha tecnológica significativa para la época, al carecer de BOP con ariete variable y de protocolos estandarizados de respuesta inmediata (API, 2006; Instituto Argentino del Petroleo y del Gas, 2020). A pesar de avances posteriores en simulación computacional, aún persisten desafíos técnicos para modelar con precisión la interacción entre el fluido de perforación, el gas fluyente y las condiciones termohidráulicas del pozo, especialmente en influjos superficiales (Moura, 2015).

La Figura 1 representa el estado final, profundidad alcanzada y los costos de operación del pozo descontrolado MGD-7, junto con la trayectoria y costos de operación de los pozos de alivio MGD-8, MGD-9 y MGD-10. Los primeros dos intentos (MGD-8 y MGD-9) no lograron interceptar exitosamente el pozo descontrolado, en cambio, el pozo MGD-10 fue el único que consiguió la intersección efectiva, después de 42 días convirtiéndose en el pozo de alivio funcional y posteriormente en un pozo productor (CNIH, 1968).

Figura 1: Esquema de perforación del pozo MGD-7 y pozos de alivio

Fuente: Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH, 1968)

Frente a este escenario, el presente estudio plantea reevaluar el evento del pozo MGD-7 mediante simulación numérica multifísica, integrando modelos termohidráulicos y ecuaciones de control bajo la Práctica Recomendada 59 del Instituto Americano del Petróleo (conocido como *American Petroleum Institute-Recommended Practice 59, API- RP 59*) y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Esta investigación tiene como alcance el análisis del evento de descontrol del pozo MGD-7, con el fin de representar el comportamiento del influjo bajo condiciones operativas específicas. La revisión bibliográfica, junto con la integración de registros técnicos históricos, permitió establecer un marco de referencia aplicable a otros escenarios de perforación en contextos similares. De esta manera, el estudio se centra en la comprensión técnica del fenómeno y en la evaluación de metodologías de control de pozos, sin pretender agotar la totalidad de las variables involucradas en accidentes de esta naturaleza.

Metodo de revisión bibliográfica

El trabajo se desarrolló bajo dos condiciones principales, la primera correspondió al acceso a la información técnica del pozo, disponible en el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH) en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, cuyos registros datan de 1968. La segunda condición estuvo vinculada con la idealización del tipo de influjo utilizado en la modelación del comportamiento del pozo. Este aspecto se abordó mediante una solución iterativa alternada de control de pozos, en la cual cada subproblema (e.g., la ubicación del pozo) se resuelve tras actualizar de manera independiente las variables de otro subproblema. Para ello, se introdujo una restricción de distancia entre pozos con el fin de evitar soluciones no deseadas, lo que permitió definir un conjunto óptimo de pozos en una región acotada (Semnani et al., 2021).

Se implementó un enfoque metodológico no experimental, transversal y cuantitativo para analizar el accidente del pozo MGD-7, este diseño permitió examinar retrospectivamente las variables operativas sin manipulación

experimental, siguiendo los lineamientos establecidos por (Yin, 2017) para estudios de casos históricos en ingeniería petrolera.

Para las fuentes de datos en la investigación se basó en dos categorías principales de información. La primera fue los registros operacionales primarios del pozo MGD-7 (coordenadas: X= 40 177 759, Y=77 833 360, Z=124 29), obtenidos de los archivos técnicos de la CNIH dependiente de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos -YPFB correspondientes al período 1967-1968, estos incluyeron registros diarios de perforación, reportes de presión y análisis de fluidos (CNIH, 1968). La segunda categoría fue la documentación técnica especializada, particularmente el manual (API, 2006; Instituto Argentino del Petroleo y del Gas, 2020) sobre control de pozos y el protocolo del Instituto de Control de Pozos (conocido como Well Control Institute, WCI) (IADC IWCF, 2013), que sirvieron como marco de referencia para la validación metodológica.

Las ecuaciones usadas por el simulador *Drilling Simulator 3* para determinar la capacidad y volumen en el llenado de la hoja de control son las que se muestran a continuación, donde se tiene a la capacidad en la parte interna (Cap_{int}) y espacio anular ($Cap_{E.An}$) respectivamente y los volúmenes internos (V_{int}) y en el espacio anular ($V_{E.An}$).

$$Cap_{int} \left(\frac{Bbl}{ft} \right) = \frac{D^2}{1029.4} \quad Ec. 1$$

$$Cap_{E.An} \left(\frac{Bbl}{ft} \right) = \frac{D^2 - d^2}{1029.4} \quad Ec. 2$$

$$V_{int}(Bbl) = Cap_{int} \left(\frac{Bbl}{ft} \right) \cdot L_{herr}(ft) \quad Ec. 3$$

$$V_{E.An}(Bbl) = Cap_{E.An} \left(\frac{Bbl}{ft} \right) \cdot L_{herr}(ft) \quad Ec. 4$$

Donde las variables a considerar son el diámetro interno de la herramienta (ID), el diámetro externo de la herramienta (OD) y la longitud de la herramienta (L_{herr}), variables iniciales inmersas en la simulación del evento.

A continuación, se usaron las siguientes ecuaciones para determinar las presiones de circulación inicial y final (*Initial Circulating Pressure*, ICP, *Final Circulating Pressure*, FCP), densidad de lodo de ahogo (*Kill Mud Weight*, KMW) y la presión anular máxima admisible en superficie (*Maximum Allowable Annular Surface Pressure*, MAASP) usadas por el simulador *Drilling Simulator 3*:

$$ICP(psi) = SIDPP(psi) + KRP(psi) \quad Ec. 5$$

$$FCP(psi) = KRP(psi) + \frac{KNW \left(\frac{lbm}{gal} \right)}{141.6} \quad Ec. 6$$

$$KNW(ppg) = OMW \left(\frac{lbm}{gal} \right) + \frac{SIDPP(psi)}{0.052 \cdot TVD_{csg}(ft)} \quad Ec. 7$$

$$MAASP(psi) = \left(p_{fr} \left(\frac{psi}{ft} \right) - OMW \left(\frac{lbm}{gal} \right) \right) \cdot 0.052 \cdot TVD_{csg}(ft) \quad Ec. 8$$

$$p_{fr} \left(\frac{psi}{ft} \right) = \frac{p_{fr}(psi)}{0.052 \cdot TVD_{csg}(ft)} \quad Ec. 9$$

$$p_{fr}(psi) = 0.052 \cdot p_{frata} \left(\frac{psi}{ft} \right) \cdot TVD_{frata}(ft) + p_{frata}(psi) \quad Ec. 10$$

Donde se tiene que la presión de cierre en la tubería (*Shut in Drill Pressure*, SIDPP), presión de control de pozo (*Kick Rate Pressure*, KRP), densidad original de lodo (*Original Mud Weight*, OMW), profundidad vertical verdadera (*True Vertical Depth*, TVD), la presión de fractura (p_{fr}), la densidad de fractura (p_{fr}), y la profundidad vertical de asentamiento de la cañería de revestimiento (TVD_{csg}) (API, 2006; Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2020).

En el caso de la Simulación numérica, el proceso de modelado computacional incorporó al simulador *Drilling Simulator 3* del cual se empleó el Método del Perforador (Moura, 2015), seleccionado por su capacidad para simular escenarios de control de pozos en tiempo real, ya que el Método del Perforador es un método simple y directo a diferencia de otros métodos de control con circulación en pozos (IADC IWCF, 2013).

Las variables utilizadas para la aplicación del Método del Perforador se detallan en las siguientes tablas, y fueron extraídas del informe final del pozo MGD-7. La Tabla 1 presenta las propiedades del fluido de perforación empleado en las diferentes fases del pozo antes de su descontrol, incluyendo parámetros como densidad, viscosidad, contenido de sólidos y filtrado, los cuales resultan

fundamentales para evaluar la estabilidad del pozo y la respuesta frente a un influjo. Estos datos, registrados en el archivo histórico del Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH, 1968), constituyen la base técnica para la simulación numérica y permiten asegurar la correspondencia entre las condiciones operativas originales y los escenarios reproducidos en el Drilling Simulator 3.

Tabla 1. Tipo de lodo y propiedades del lodo usado en el pozo MGD-7

Programa del lodo de perforación		Fluido usado en el pozo MGD-7	
Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
0 – 900 m	Base agua	Viscosidad marsh	42
900 – 2 300 m	BE	ρ_{lodo} (gr/cc)	1,17
μ (cp)	45 – 60	Arena (%)	2
ρ_{lodo} (gr/cc)	1,10 – 1,15	Filtrado API	5,8
Filtrado	2-4	pH	10
Arena (%)	1		
Gel	0 – 0		
pH	10 – 12		
Sólidos (%)	10		
Aceites (%)	10		

Nota: Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH, 1968)

La Tabla 2 resume las especificaciones de los componentes utilizados en el pozo MGD-7, incluyendo las herramientas de fondo, la cañería de revestimiento y los elementos de la sarta de perforación (CNIH, 1968).

Tabla 1. Datos de la herramienta

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
OD_{TP} (in)	4 ½	Φ pozo (in)	8 5/8
ID_{TP} (in)	3,640	TVD_{fondo} (m)	1 490
L_{TP} (m)	1 097,2	OD_{csg} (in)	7
OD_{HW} (in)	4 ½	W_{csg} (lb/ft)	35
ID_{HW} (in)	2 ¾	ID_{csg} (in)	6,004
L_{HW} (m)	20,8	L_{csg} (m)	1 050
OD_{PM} (in)	6 ¼		
ID_{PM} (in)	3 ½		
L_{PM} (m)	192		

Nota: Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH, 1968)

La Tabla 3 presenta los parámetros operativos de la bomba, junto con las presiones de cierre registradas y el volumen de ganancia acumulado en las piletas durante el evento de descontrol del pozo MGD-7 (CNIH, 1968). Estos valores permiten estimar la magnitud del influjo, la respuesta del sistema de control y la eficiencia de la bomba triplex empleada, constituyendo insumos clave para el cálculo de presiones de circulación y la simulación del control del pozo.

Tabla 3. Datos de bomba y presiones de cierre

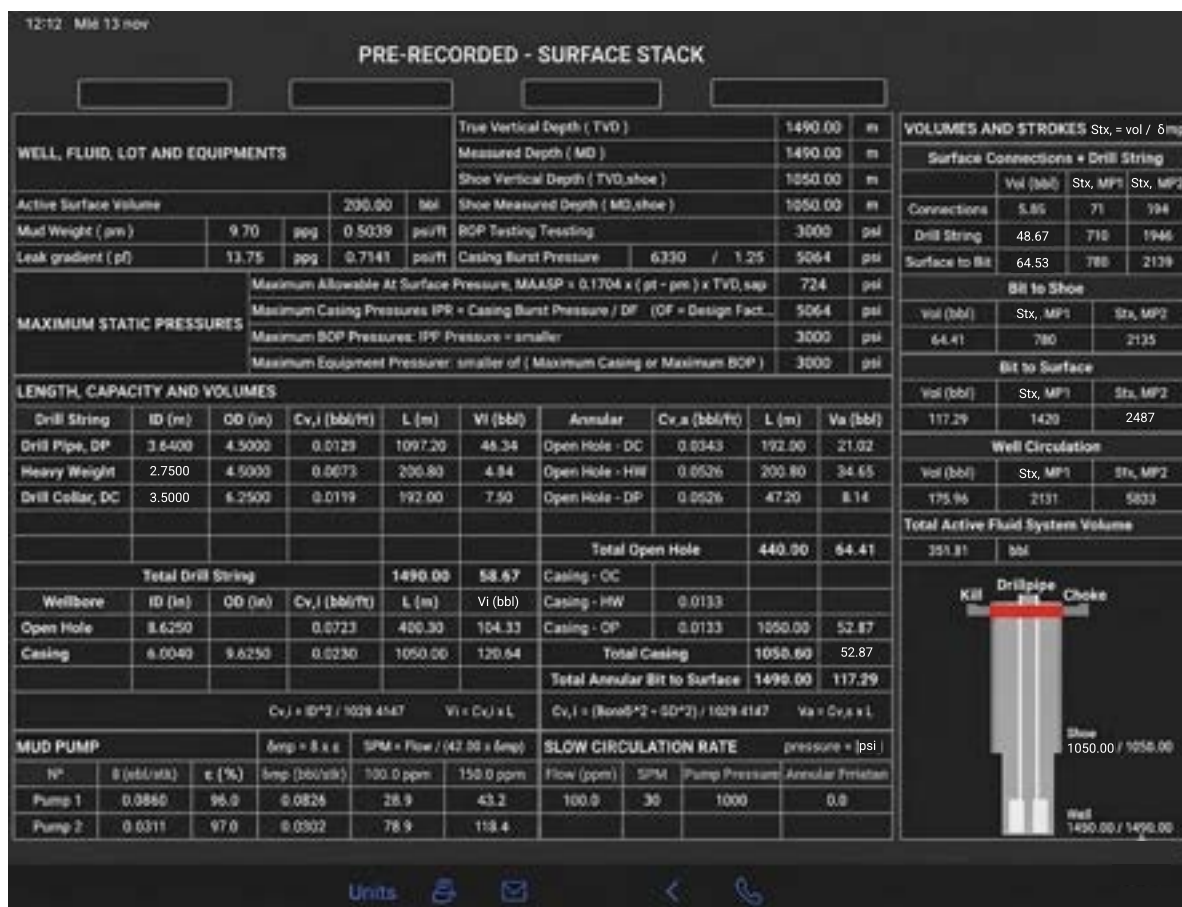
Bomba triplex	
Ef (%)	96
Desplazamiento (bbl/stk)	0,0862
SIDPP (psi)	250
SICP (psi)	275,6
V _{ganancia} (bbl)	30

Nota: Centro Nacional de Información Hidrocarburífera (CNIH, 1968)

A partir de la incorporación de los datos operativos del pozo MGD-7 en el simulador Drilling Simulator 3, se generó la hoja de control correspondiente a la simulación del influjo. En la Figura 2 se muestra la integración de los resultados obtenidos en cuanto a volúmenes, capacidades, características de las herramientas empleadas y otros parámetros técnicos relevantes para el análisis. La simulación fue configurada considerando los cálculos de presiones de circulación (ICP y FCP),

densidad de lodo de ahogo (KMW) y presión máxima admisible en el revestimiento (MAASP), con base en ecuaciones validadas para este tipo de análisis (Moura, 2015). Adicionalmente, la hoja de control generada permitió visualizar de manera secuencial la evolución del influjo, facilitando la comparación entre parámetros reales y simulados, lo cual respalda la confiabilidad del modelo aplicado en la evaluación del caso MGD-7.

Figura 2 Hoja de control del software



Fuente: Drilling Simulator 3

Este enfoque metodológico integral aseguró la reproducibilidad de los resultados obtenidos, manteniendo al mismo tiempo la coherencia y fidelidad con las condiciones históricas reales del descontrol detectado en el pozo MGD-7.

Resultados

La simulación numérica permitió determinar con precisión los parámetros fundamentales para el control del pozo, la densidad óptima del fluido de ahogo se determinó en 10,7 lb/gal para mitigar el descontrol del pozo, dentro del rango operativo recomendado según normativa (API, 2006; Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2020). Las presiones de circulación mostraron valores significativos, con una ICP de 426 psi y una FCP de 194 psi para el control del pozo, las cuales deben trabajar bajo un margen de seguridad de 80 psi, con el cual trabaja el

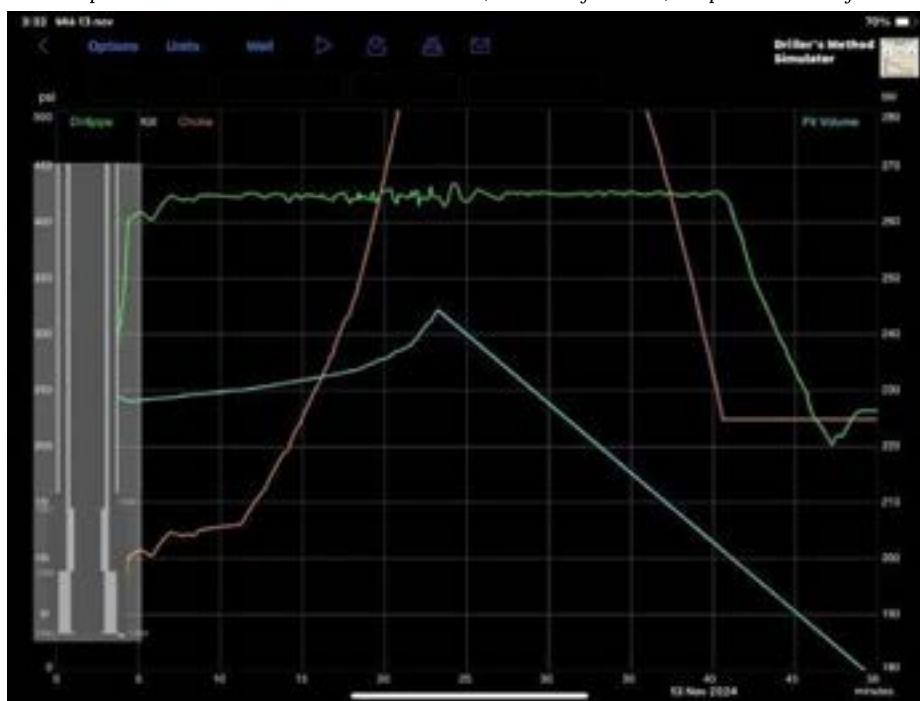
simulador Drilling Simulator 3, ya que se debe tener en cuenta para aplicar en los métodos de control de pozos (Moura, 2015), la MAASP se calculó en 724 psi, parámetro crítico para prevenir fracturas en la formación durante las operaciones de control el cual define el límite de seguridad para la integridad del pozo, dicha presión debe controlarse entre 3 a 5 ft por encima del último tramo en el cual quedo la perforación.

El análisis comparativo reveló una reducción de más del 100% en el tiempo de respuesta cuando se aplicaron protocolos optimizados,

La simulación numérica permitió determinar con precisión los parámetros fundamentales para el control del pozo, la densidad óptima del fluido de ahogo se determinó en 10,7 lb/gal para mitigar el descontrol del pozo, dentro del rango operativo recomendado según normativa (API, 2006; Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2020). Las presiones de circulación mostraron valores significativos, con una ICP de 426 psi y una FCP de 194 psi para el control del pozo, las cuales deben trabajar bajo un margen de seguridad de 80 psi, con el cual trabaja el

De acuerdo con la Figura 3, con el Método del Perforador, se ejecutaron dos circulaciones, la primera circulación tuvo una duración de 36 minutos con 12 segundos para desplazar el influjo y controlar el pozo, la segunda circulación tuvo una duración de 59 minutos con 16 segundos para balancear el pozo, cada circulación incluyó monitoreo continuo de parámetros dinámicos mediante algoritmos de análisis de sensibilidad en la lectura de las presiones, donde se muestra el comportamiento de las presiones de cierre.

Figura 3 Comportamiento de las dos circulaciones, a del Perforador, empleando el software



Fuente: Drilling Simulator 3.

Discusión

La evaluación de los resultados pone en evidencia que la falta de equipamiento especializado, en particular sistemas de control de presión con capacidad de cierre ajustable, fue un elemento crítico en la propagación y severidad del evento de descontrol. Esta deficiencia estructural coincide con lo identificado en otros casos emblemáticos, como el accidente de

Deepwater Horizon (Wahrendorf et al., 2011), donde se concluyó que la disponibilidad oportuna de tecnologías actualizadas no solo mitiga riesgos, sino que también puede limitar el alcance de las consecuencias técnicas y ambientales.

Desde el punto de vista económico, el análisis retrospectivo indicó que los costos diarios de operación, estimados en 50 000 USD durante

periodo activo del descontrol (CNIH, 1968), generaron pérdidas acumuladas sustanciales debido a la prolongación del evento. Este contraste evidencia que una respuesta más temprana, respaldada por un método eficaz de control, habría tenido un impacto económico favorable, reduciendo tiempos improductivos y

riesgos asociados. Por tanto, el estudio refuerza la necesidad de fortalecer los estándares operativos en campos petroleros latinoamericanos mediante la incorporación de métodos de control modernos y simulaciones preventivas que permitan responder con eficiencia ante eventos de alta complejidad.

Conclusiones

A partir del análisis detallado del accidente en el pozo MGD-7 y de la simulación de escenarios de control, esta investigación no solo permite comprender las causas y consecuencias del evento, sino que también sienta las bases para la optimización de protocolos futuros. A continuación, se presentan las conclusiones estratégicas derivadas de este estudio.

Esta investigación no solo permitió estimar con mayor realismo el comportamiento del pozo durante el evento del influjo, sino que contribuyó al fortalecimiento de protocolos preventivos replicables en campos con condiciones geológicas análogas, este trabajo aporta evidencia técnica útil para la mejora de decisiones operativas ubicándose estratégicamente durante las operaciones de perforación.

Este estudio demuestra que la implementación oportuna del Método del Perforador, combinado con tecnologías de monitoreo en tiempo real, habría reducido los impactos del accidente significativamente pasando de 6 meses a 1 hora con 35 minutos para el control del pozo.

Los resultados proporcionan un marco cuantitativo para la gestión de riesgos en perforación, validando la relación directa entre protocolos estandarizados y la reducción de costos operativos, este trabajo establece un precedente técnico para operaciones en campos con características geológicas similares al del campo Monteagudo.

La implementación de simuladores para el control de pozos es muy efectiva debido a su interacción con el pozo para prevenir influjos debido a que en campo trabaja en tiempo real con todos los datos necesarios, aportando un ahorro significativo en el tiempo de control de pozos y así poder continuar con el programa de perforación establecido hasta llegar a su objetivo. La relevancia de la simulación realizada presenta ventajas y lecciones para controlar el descontrol de pozos a futuro y así poder establecer lineamientos que ayuden a disminuir aún más el tiempo de control de un pozo.

Referencias

- API. (2006, julio 13). API RP 59: Recommended practice for well control operations (API, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005). API Publishing Services; Pride International/5965639001. standards@api.org.
- CNIH, Y. (1968). Informe final perforacion MGD-7 (No. 1; pp. 20-79). CNIH; 1.
- Ghorbani, H., Mohamadian, N., & Wood, D. A. (2021). Petroleum Well Blowouts as a Threat to Drilling Operation and Wellbore Sustainability: Causes, Prevention, Safety and Emergency Response. *Journal of Construction Materials*. <https://doi.org/10.36756/JCM.si1.1>
- Grace, R. D. (2017). Blowout and well control handbook (2a ed). Gulf professional publishing. <https://www.elsevier.com/books-and-journals>
- IADC IWCF. (2013). Well Control—Manual del Alumno. Artes Gráficas Bushi S.A.; Certificación IADC WellCap IWCF Perforación. www.wellcontrol.la
- Instituto Argentino del Petroleo y del Gas. (2020, abril 29). Sistemas de Control de Surgencia en Equipos de Torre. IAPG.
- J. An, S. N. U., K. Lee, K. I. of G. and M. R., & J. Choe, N. U. (2015, octubre 20). Well Control Simulation Model of Oil-Based Muds for HPHT Wells.
- Jimenez Moreno, M. A., Hernández Barajas, J. R., Jiménez Hernández, J. D. C., & Plazas Quiroga, J. G. (2022). Software academico de control de pozos petroleros MAROGA. *Acta Universitaria*, 32, 1-16. <https://doi.org/10.15174/au.2022.3407>
- Kropala, S. M. (2008, marzo 8). IADC's Well Control Accreditation Program (Well Cap). SPE/IADC Drilling Conference. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. <https://doi.org/10.2118/29341-ms>
- Moura, C. (2015). Drilling Simulator 3. www.wellcontrol.com.br
- Semnani, A., Ostadhassan, M., Xu, Y., Sharifi, M., & Liu, B. (2021). Joint optimization of constrained well placement and control parameters using teaching-learning based optimization and an inter-distance algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, 108652. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108652>
- Wahrendorf, D. S., Bernem, K. H., Bohme, B., Brenk, V., Damian, H. P., Farke, H., Fleet, D. M., Gerdts, G., Hofer, T., Jung, K., Leuchs, H., Pastor, J., Preube, S., Theibald, N., Vob, J., & Weber, M. (2011). Deepwater Horizon – Lessons learnt for national preparedness and response strategies based on findings from the disaster and remedial action taken [PDF]. Bundesanstalt für Gewässerkunde, Koblenz. https://doi.org/10.5675/PG_DEEPWATER_HORIZON_2011_2
- WCS. (2003). WCS-Well Control. WCS; HARVEY, LOUISIANA 70058. www.wellcontrol.com
- Yap, R. Y., & Laruccia, M. B. (2023). Simulation of Gas Kick and Well Control Procedures. En J. Watada, S. C. Tan, P.-C. Lin, H. Yano, Y. Yabuuchi, E. Padmanabhan, & L. C. Jain (Eds.), *Advances in Energy Research and Development*. IOS Press. <https://doi.org/10.3233/AERD230014>
- Yin, R. K. (2017). Case study research and applications: Design and methods (6ta ed). SAGE Publications.

