

OPTIMIZACIÓN ESTRATÉGICA EN PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL. MAXIMIZACIÓN DE KPIS Y RENTABILIDAD

Procopio Narváez Leandro y Villalba Césere Ariela, Halliburton,
Leandro.ProcopioNarvaez@halliburton.com; ArielaZoe.VillalbaCesere@halliburton.com

Sinopsis

La optimización de la despresurización en yacimientos complejos que aportan hidrocarburos líquidos, gaseosos y agua plantea desafíos técnicos significativos. Para afrontarlos, es necesario implementar métodos de intervención eficaces, integrar tecnologías de monitoreo en tiempo real que permitan detectar el método de acción más adecuado, y considerar los efectos formacionales que pueden perjudicar la eficiencia operativa. Este trabajo aborda estas problemáticas desde una perspectiva práctica, basada en datos empíricos y experiencia operativa utilizando la técnica de Perforación con Presión Controlada (MPD).

Durante la perforación de formaciones no convencionales como Quintuco y Vaca Muerta, es habitual encontrar zonas con presiones porales elevadas. En este contexto, la técnica MPD permite una gestión dinámica de influjos y un control preciso de la presión anular, lo que facilita perforar más cerca de la presión poral real del yacimiento y caracterizar con mayor precisión las presiones de formación.

Una vez controlado y caracterizado el aporte, se aplican, por lo general, estrategias de despresurización en condiciones dinámicas —durante la circulación— y luego en condiciones estáticas —como en las conexiones—. Sin embargo, ciertas formaciones presentan desafíos de despresurización más exigentes que requieren procedimientos específicos y personal entrenado.

En base a esta necesidad, se propone la estandarización de procedimientos operativos que guíen al personal involucrado para ejecutar despresurizaciones de forma controlada, segura y eficiente, optimizando al mismo tiempo la performance final de la perforación. Este trabajo presenta árboles de decisión como herramienta clave, desarrollados a partir de casos reales ejecutados en la Cuenca Neuquina, que pueden ser replicados y adaptados a otros yacimientos con condiciones similares.

El objetivo es finalizar la perforación de forma eficiente, segura y con la mínima presión posible, utilizando los equipos propios del sistema MPD —como medidores de flujo másico, sensores de presión en superficie y medidores de nivel en pileta— integrados en un sistema de monitoreo en tiempo real. Esta integración permite al operador visualizar tendencias, anticipar variaciones en el comportamiento del pozo y mejorar la toma de decisiones en tiempo real.

Las soluciones presentadas no solo aumentan la rentabilidad de la industria, sino que también promueven un desarrollo más sostenible y seguro de los recursos hidrocarbúricos no convencionales.

Introducción

El control de la presión de poro durante la perforación de pozos de hidrocarburos representa uno de los desafíos operativos más críticos, particularmente en yacimientos complejos con ventanas operativas estrechas (Malloy *et al.*, 2009). En tales contextos, el ingreso de fluidos de formación al pozo no siempre constituye un evento exclusivamente adverso, sino que, bajo ciertas condiciones, puede ser gestionado de manera controlada para inducir la despresurización progresiva de la formación, facilitando así la continuidad de la operación sin necesidad de tomar medidas adicionales que pueden representar costos mayores. Este enfoque, centrado en la despresurización inducida, no solo permite mantener el equilibrio de presiones en tiempo real, sino que también resulta clave para minimizar pérdidas de circulación, evitar fracturas no deseadas, preservar la integridad del pozo, entre otros aspectos operativos relevantes.

En general, los procedimientos a la hora de buscar una despresurización zonal de pozos se encuentran incompletos o resultan confusos. Nuestra experiencia en operaciones de perforación no convencional indica que es necesaria la implementación de procedimientos más completos y fáciles de entender, buscando estar un paso delante de cada escenario que se pudiera presentar, permitiendo tomar la decisión correcta en el tiempo adecuado.

Debido a lo anteriormente mencionado, el presente trabajo plantea la estandarización de distintas estrategias de despresurización utilizando arboles de decisiones durante la perforación no convencional (utilizando MPD) en distintos escenarios operativos. Esta técnica permite manejar de manera segura y eficiente la entrada de fluidos formacionales al espacio anular (Ostroot *et al.*, 2007). La experiencia en campo y las operaciones estudiadas para este trabajo corresponden a diferentes yacimientos no convencionales de la Cuenca Neuquina. Sin embargo, los resultados son extrapolables a otros yacimientos no convencionales del tipo *shale gas/oil* en cualquier parte del mundo, siempre evaluando la condición de cada pozo y adaptando de acuerdo a las necesidades.

El objetivo de este trabajo es que dichos procedimientos permitan maximizar los KPIs (*Key Point Indicators*) de las diferentes compañías operadoras y de servicios a partir de una correcta despresurización formacional, aumentando la rentabilidad de las operaciones e impactando directamente en la mejora de la seguridad operacional, ambiental y en la protección de las personas.

Desarrollo

La despresurización de una zona durante la perforación permite disminuir la presión poral y permitir la continuidad de la perforación sin necesidad de incrementar la densidad del lodo de perforación. Además, permite trabajar en formaciones con ventanas operativas estrechas o con características complejas. Sin embargo, tiene ventajas y riesgos que deben manejarse con precaución.

Para poder realizar la despresurización de los puntos de aporte de manera correcta y segura se requiere un análisis complejo entre múltiples factores operativos y técnicos. En este trabajo, se identifican cuatro puntos críticos que deben ser considerados para poder realizar las tareas de despresurización:

1. Experiencia operativa
2. Condición del pozo
3. Tecnología
4. Procedimientos

En conjunto permiten optimizar el desempeño de las operaciones, mejorando la seguridad y aumentando la rentabilidad. En base a su análisis permiten tomar decisiones en tiempo real, mitigando riesgos y obteniendo resultados positivos en términos técnicos y económicos.

1. Experiencia operativa

Como se mencionó anteriormente, la experiencia operativa es un factor clave para trabajar de manera segura y eficiente, especialmente en operaciones sensibles como la despresurización formacional. En esta sección, se presentan cuatro casos reales, donde se muestra como la aplicación de técnicas de despresurización permitieron mejorar la seguridad, reducir costos y optimizar las operaciones. Por cuestiones de confidencialidad, no se detallarán los nombres de los yacimientos, pozos ni compañías operadoras involucradas.

Caso práctico 1 – Influjo de gas sin ballooning

Durante la perforación de yacimientos *shale gas/oil* en la Cuenca Neuquina son frecuentes los influjos de gas provenientes principalmente de la Formación Quintuco o del pase formacional entre Quintuco y Vaca Muerta. Debido a esta incorporación de gas, es muy común y necesaria la aplicación de técnicas de despresurización para poder continuar perforando de manera segura y óptima.

En este caso en particular, mientras se perforaba la Formación Quintuco en un yacimiento del norte de la Cuenca Neuquina, se detectó un incremento de presión sin estabilizar durante una conexión. Se procedió a circular el pozo hasta limpiar y homogeneizar la columna anular y se realizó una prueba de restitución de presión (BUPT) para caracterizar la presión de poro en el punto de aporte. Esta prueba indicó una densidad equivalente de 2020 g/L (Tabla 1). Posteriormente, se ahogó el pozo utilizando un lodo de 2070 g/L.

En la perforación de la sección horizontal se continuó aplicando técnica de despresurización en conexiones. Durante el avance hubo una falla en herramienta direccional. Se realizó nuevo BUPT, que evidenció una densidad equivalente en el punto de aporte de 1941 g/L, es decir, 79 g/L menos respecto a la prueba anterior. Se ahogó pozo nuevamente, esta vez con lodo de 2000 g/L, y se reemplazó herramienta direccional para continuar perforando y despresurizando zona de punto de aporte.

Al alcanzar la profundidad final del pozo, se llevó a cabo un tercer BUPT. El resultado indicó una densidad equivalente de 1900 g/L, lo que permitió ahogar el pozo con una densidad de lodo de 1960 g/L.

Este caso práctico demuestra de manera clara el beneficio de aplicar técnicas de despresurización durante la perforación de yacimientos no convencionales. Gracias al manejo controlado del influjo, fue posible reducir la densidad de control en 110 g/L respecto al primer ahogo. Esta optimización impactó directamente en la reducción de costos y tiempos asociados al acondicionamiento de lodos y piletas, además de mejorar el rendimiento de la herramienta direccional y mantenimiento de equipos.

BUPT	EMW punto de control (g/L)	Densidad de lodo de ahogue (g/L)	Etapas
1	2020	2070	Finalización sección vertical de intermedia 8 3/4".
2	1941	2000	Cambio de herramienta por ruptura.
3	1900	1960	Finalización sección horizontal de aislación 6 3/4".

Tabla 1: Evidencia en la disminución de equivalente en punto de control producto de la despresurización de pozo.

Caso práctico 2 – Ballooning extremo sin presencia de gas

Durante la perforación de un pozo de sección aislación 6 3/4" en el oeste de la Cuenca Neuquina, utilizando la técnica MPD, se aplicó técnica de despresurización debido a efecto de *ballooning* extremo (sin presencia de gas) en la Formación Vaca Muerta.

Durante la perforación en sección horizontal comenzó a observarse un efecto *ballooning* muy evidente. Por lo tanto, inicio, según estaba establecido, purga durante las conexiones siguiendo procedimiento brindado por operadora. Este procedimiento implicaba un tiempo máximo de apertura del choke antes de cerrarlo, así como un volumen máximo a purgar.

Sin embargo, cumplir con el procedimiento estándar habría generado un incremento de presión en superficie a valores muy elevados, lo que podría haber inducido pérdidas a la formación, aumentando consecuentemente efecto *ballooning* (superando, si la formación lo permitía, las equivalentes observadas durante la perforación).

Por lo tanto, una vez confirmado el efecto *ballooning* mediante las pruebas correspondientes y luego de acordar con la compañía operadora, durante las conexiones y detenciones de bomba se dejó *choke* completamente abierto, controlando volúmenes purgados y tendencia en el caudal de salida. Durante las conexiones, cuya duración promedio fue de 4-5 minutos, se purgó entre 2 y 3 veces el volumen máximo establecido por el procedimiento inicial.

Esta condición de desenergización de la formación permitió relajar el pozo durante la perforación, optimizando las operaciones posteriores como viajes de herramienta, entubación, entre otras. Si no se hubiera desenergizado el pozo de esta manera, se habría corrido el riesgo de tener grandes admisiones o pérdidas totales durante las operaciones. Además, esta técnica permitió determinar con precisión la presión de poro formacional, evitando sobredimensionar las densidades del lodo

de ahogue, reduciendo tiempos de preparación del mismo y evitando costos adicionales en productos químicos para la operadora.

Caso Práctico 3 – Influjo de gas con condiciones de ballooning

La perforación de los pozos no convencionales en el centro de la Cuenca Neuquina suele ser muy desafiante debido a que las ventanas operativas generalmente son estrechas, producto de presiones porales elevadas y bajas presiones de admisión.

El ejemplo que se menciona en este caso corresponde a un pozo que presentó influjo de gas y *ballooning* formacional. Durante la construcción de la sección vertical y curva, se observó un cambio de tendencia en la presión durante una conexión, con posterior variación de parámetros en superficie incluyendo quema de gas. La presión equivalente observada en el punto de aporte fue de 1820 g/L.

Se comenzó a realizar estrategia de despresurización durante conexiones, siguiendo los procedimientos establecidos para pozos con presencia de gas. Al alcanzar *Landing Point*, se realizó una prueba de restitución para evaluar la presión poral, confirmándose además la presencia de *ballooning* formacional.

La identificación del *ballooning* resultó ser una ventaja operativa, ya que permitió despresurizar de manera más agresiva, disminuyendo la presión equivalente en el punto de aporte hasta 1800 g/L, sin comprometer la estabilidad del pozo. La presencia de *ballooning* permitió mayores volúmenes y tiempos de purga, siempre controlando los parámetros de durante las conexiones.

Este caso reafirma que la despresurización, cuando es aplicado de manera controlada y con buena comprensión de los efectos formacionales, aporta beneficios evidentes en la optimización operacional. Particularmente en situaciones donde el *ballooning* es más marcado, se puede trabajar con mayor flexibilidad en la estrategia de despresurización, mejorando la eficiencia sin incrementar el riesgo operativo.

De la misma manera que en el caso práctico anterior (Caso 2), los beneficios de la despresurización son evidentes y generan mejoras en la optimización operacional. En los casos con *ballooning* más marcado se puede permitir mayor tiempo o volumen de purga, conociendo la condición del pozo.

Caso Práctico 4 – Influjo de hidrocarburo líquido

Aunque los influjos de hidrocarburo líquido no son tan frecuentes como los de gas durante la perforación de pozos no convencionales en la Cuenca Neuquina, pueden presentarse en algunas operaciones.

Durante la construcción de la sección vertical y curva en un yacimiento ubicado en el centro-norte de la cuenca, se registró un influjo mixto de gas e hidrocarburo líquido que fue controlado aplicando una presión equivalente de 2210 g/L mientras se continuaba circulando.

Posteriormente, se densificó el sistema activo y se avanzó hasta el *Landing Point*, donde se realizó BUPT, obteniendo una equivalente en el punto de aporte de 2370 g/L.

Debido a las altas presiones registradas, que impedían realizar el viaje de herramienta de manera segura, se decidió continuar la perforación de la rama horizontal aplicando estrategias de despresurización en condiciones dinámicas y estáticas. Finalizado el proceso de despresurización en dinámico, y tras observar una disminución progresiva de las presiones de cierre y los volúmenes purgados en cada conexión, se realizó nuevo BUPT. En esta ocasión, se obtuvo una equivalente de 2220 g/L, lo que permitió

ahogar el pozo con densidad de 2270 g/L y realizar el viaje de herramienta a superficie de manera segura.

Este caso demuestra que los influjos de hidrocarburo líquido pueden ser despresurizados también de manera controlada y efectiva, siempre que se sigan los procedimientos establecidos y se realice un análisis minucioso de los parámetros de perforación, especialmente del comportamiento observado durante los fondos de conexión en superficie.

La purga controlada permitió reducir la presión poral, disminuir los tiempos no productivos, optimizar las operaciones, evitar la preparación de lodos más densos y asegurar la continuidad segura de las actividades.

2. Condición del pozo

Otro factor importante al tomar decisiones en tiempo real es conocer la condición del pozo. La misma influye directamente en la estrategia de despresurización y está relacionada con el tipo de influjo y características o condiciones formacionales.

En función de su naturaleza y comportamiento en el pozo, los influjos pueden clasificarse en diferentes tipos, cada uno con implicancias particulares en cuanto al manejo operativo y a la selección de estrategias de control de presión. A continuación, se presenta una síntesis de los tipos más comunes de influjos detectados durante la perforación (Tabla 2).

Tipo de influjo	Descripción
Gas	Menos denso que el lodo de perforación; tiende a expandirse al ascender, lo que puede disminuir la presión hidrostática y aumentar el riesgo de pérdida de control.
Petróleo	Se mezcla con el lodo de perforación alterando sus propiedades reológicas, disminuyendo su densidad y reduciendo su eficacia para mantener el control de la presión.
Agua salada	Puede alterar el lodo de perforación, disminuyendo la relación aceite/agua, la densidad y su capacidad para controlar la presión del pozo (Adekomaya, 2013)
Frac hit	Ocurre cuando un nuevo pozo intercepta una fractura previamente estimulada; el influjo puede contener agua dulce, fluidos de fractura, gas o petróleo y representa una disminución de la densidad del lodo, afectando la columna hidrostática (Krishnamurthy <i>et al.</i> , 2019)

Tabla 2: Tipos de influjo y características principales.

Dada la diversidad de escenarios en los que pueden ocurrir influjos, es fundamental seleccionar una estrategia de despresurización que se adecúe a las características del fluido involucrado, así como a las condiciones específicas del yacimiento. Cada uno de estos escenarios se tuvieron en cuenta para realizar este trabajo.

Cada formación y yacimiento presenta características particulares, por lo que resulta fundamental identificar y caracterizar adecuadamente las formaciones que se están perforando, a fin de aplicar las técnicas de despresurización más apropiadas.

En este trabajo se hace especial énfasis en el fenómeno de *ballooning*, dado que representa un factor crítico al momento de implementar estrategias de despresurización. Este efecto puede llevar a interpretaciones erróneas, al confundirse fácilmente con pérdidas o aportes de la formación, ya que inicialmente admite fluido para luego devolverlo al pozo.

Para llevar a cabo una despresurización efectiva, es indispensable identificar con certeza los puntos de aporte, así como las propiedades específicas de la formación perforada. No obstante, en formaciones con *ballooning* pronunciado, pueden presentarse excepciones. En tales casos, el pozo puede devolver gran parte del volumen de fluido previamente admitido, a veces junto con el hidrocarburo que se pretende despresurizar (Baldino y Meng, 2021). Por este motivo, suele ser necesario purgar un mayor volumen de fluidos hacia superficie, siempre bajo un análisis detallado de los parámetros de perforación.

Finalmente, cabe destacar que la estabilidad del pozo también influye de manera significativa en la optimización de la perforación mediante técnicas de despresurización. La inestabilidad puede estar relacionada con cambios en el régimen de esfuerzos, variaciones de presión y propiedades geomecánicas de la formación, entre otros factores. Se debe conocer la presión de colapso formacional y tener en cuenta que, si al momento de realizar la despresurización de un punto de aporte se presentan derrumbes, se debe detener la estrategia de purga y volver a evaluar la condición del pozo.

3. Tecnología

Desde los comienzos de las operaciones de extracción de hidrocarburos a nivel global ha existido una evolución tecnológica exponencial. Los avances tecnológicos actuales son importantes y han permitido tanto mejorar la seguridad como optimizar las operaciones. La perforación de yacimientos no convencionales es cada vez más compleja y demanda la toma de decisiones importantes en tiempos reducidos.

Si bien el monitoreo de la despresurización puede realizarse de manera tradicional a través de la observación de volúmenes en el *trip tank*, control de densidades mediante balanzas presurizadas y cálculo manual de densidades equivalentes, actualmente las tecnologías disponibles permiten realizar estas tareas de forma mucho más precisa y eficiente.

El uso de equipos de superficie especializados, sensores de alta precisión y sistemas informáticos avanzados no solo optimiza el control de la despresurización, sino que también mejora la seguridad operativa y la toma de decisiones en tiempo real.

Actualmente, debido a los avances tecnológicos es posible realizar una despresurización zonal con gran precisión y seguridad. Estos avances incluyen equipos de superficie de última generación, mejoras en los sistemas existentes y el desarrollo de software específico para el monitoreo y control de las operaciones.

Los equipos de superficie utilizados para realizar una despresurización eficiente utilizando la técnica MPD incluyen cabeza rotativa, *choke manifolds*, medidores de caudal máscos (como los medidores de flujo tipo Coriolis), sensores *Pressure While Drilling* (PWD) y sensores de presión en superficie. Además, se requieren sistemas informáticos que incorporan modeladores hidráulicos y software específico, permitiendo la interacción entre el equipo de superficie y los sistemas de monitoreo y control.

Cada uno de ellos juegan un papel clave en la búsqueda de la excelencia operacional, y se describen a continuación.

La cabeza rotativa es un elemento fundamental en la perforación de yacimientos no convencionales. Su función principal es generar un circuito cerrado, sellando la tubería por encima del conjunto de *Blowout Preventors* (BOP) y dirigiendo el flujo hacia el *choke manifold*. Para que se forme un circuito cerrado es necesario contar también con válvulas antirretorno instaladas en el conjunto direccional. La cabeza rotativa y las válvulas antirretorno permiten mantener la presión deseada en el espacio anular durante el control del flujo con el *choke manifold*.

El *choke manifold* es el equipo encargado de controlar las presiones y el flujo de retorno según los requerimientos operativos del pozo. Está compuesto por un conjunto de válvulas y tuberías que incluye estranguladores ajustables que regulan el paso del fluido. Su función principal es controlar la presión en cabeza de pozo, un aspecto crítico para una estrategia de despresurización segura y eficiente. Las presiones son monitoreadas mediante sensores estratégicamente ubicados tanto en la cabeza rotativa como en el *choke manifold*, lo que garantiza una lectura precisa y en tiempo real.

Los medidores de flujo másicos tipo Coriolis son dispositivos que permiten medir con alta precisión el caudal, la densidad y la temperatura del fluido circulante. Estos equipos son muy importantes para aplicar técnicas de despresurización, ya que permiten observar el caudal y cuantificar el volumen de fluido que retorna por el anular, así como detectar variaciones en la densidad de este.

Otra herramienta sumamente útil durante la perforación, especialmente al implementar estrategias de despresurización, es el sensor PWD. Este dispositivo permite registrar en tiempo real la presión en el fondo mientras se perfora, lo cual es fundamental para comprender el comportamiento del pozo, anticipar problemas como pérdidas de circulación, detectar el efecto *ballooning*, ejercer un control adecuado del pozo y optimizar los parámetros operativos. Además, los sensores PWD permiten estimar la densidad equivalente en fondo bajo condiciones estáticas, es decir, con las bombas apagadas (*pumps off*), lo que facilita una evaluación más precisa de la presión efectiva durante las operaciones de despresurización.

Actualmente se utilizan sistemas informáticos avanzados que integran modeladores hidráulicos. Estos modeladores, a partir de la adquisición de datos proveniente de sensores, medidores Coriolis y otros dispositivos, permiten calcular en tiempo real las densidades equivalentes durante la perforación y las conexiones. A su vez, estos sistemas están integrados con softwares de adquisición y visualización de datos en tiempo real, lo que permite una interacción directa con los equipos de superficie, por ejemplo, el manejo remoto del *choke manifold*.

En conjunto, todos estos sistemas y tecnologías permiten calcular las densidades equivalentes en distintos puntos de aporte, mantener las presiones deseadas en superficie, contabilizar los volúmenes desplazados y optimizar los tiempos de purga, contribuyendo significativamente a la excelencia operacional.

4. Procedimientos

El último de los puntos críticos incluye los procedimientos de despresurización efectivos y seguros. Los procedimientos actuales tienen algunas deficiencias que generan dudas a la hora de tomar decisiones mientras se perfora un pozo, ya que no tienen en cuenta situaciones particulares. Debido a que la toma de decisiones tiene que ser rápida y los procedimientos se deben conocer siempre antes de comenzar el trabajo, se proponen distintos árboles de decisiones como soluciones prácticas que facilitarán, optimizarán y permitirán aumentar la seguridad de las operaciones.

Estos diagramas se han realizado a partir de la experiencia previa en la perforación de pozos en yacimientos no convencionales *shale gas/oil*, así como los procedimientos ya existentes. Para su realización se tuvieron en cuenta los principales tipos de influjo que ocurren en la Cuenca Neuquina y las diferentes condiciones de las formaciones que se perforan. Para aplicarlos, se utiliza la tecnología mencionada en el apartado anterior.

Estos diagramas de decisión son replicables en cualquier yacimiento, cuenca y país. Los mismos podrán ser utilizados, mediante la aprobación de las compañías operadoras, en los diseños de servicio para estar siempre un paso delante de los desafíos operativos en contextos complejos.

Se dividieron los árboles de decisiones en tres particulares, y se explicarán a continuación cada uno en un apartado diferente. Uno de ellos corresponde a la incorporación de gas en pozos con o sin *ballooning*, mientras que los otros hacen referencia a la incorporación de fluidos como agua (*frac hit* o formacional) e hidrocarburos líquidos.

Estos procedimientos se han desarrollado a partir de operaciones en la Cuenca Neuquina, donde generalmente se expresa la densidad en g/L. Sin embargo, para extender el alcance de este documento y que se pueda utilizar en todas las operaciones, se plantea una nueva forma de expresar las variaciones de densidad como “Puntos de Ajuste”. Esta nueva definición permite una aplicación independiente de la densidad del lodo y es fácil de aplicar sin necesidad de realizar cálculos o conversiones durante la operación.

Se define 1 Punto de Ajuste (PA) como equivalente a una densidad de 5 g/L, lo que equivale aproximadamente a 0.0418 ppg. Para que sea más fácil de interpretar se redondeó el valor de 0.0418 ppg a 0.04 ppg. En la tabla 3 se pueden observar las equivalencias entre g/L y ppg con los Puntos de Ajuste propuestos en este trabajo.

Puntos de Ajuste	Reducción g/L	Reducción ppg	Redondeo ppg
1 PA	5 g/L	0.0418 ppg	0.04 ppg
2 PA	10 g/L	0.0835 ppg	0.08 ppg
3 PA	15 g/L	0.1253 ppg	0.12 ppg
4 PA	20 g/L	0.1670 ppg	0.16 ppg
5 PA	25 g/L	0.2088 ppg	0.20 ppg
6 PA	30 g/L	0.2505 ppg	0.25 ppg

Tabla 3: Se muestran las diferentes equivalencias para los Puntos de Ajuste (PA) propuestos en este trabajo.

Estrategia de despresurización de pozo con influjo de gas y/o ballooning

Durante la perforación no convencional de yacimientos *shale gas/oil* los influjos o aportes formacionales son principalmente de gas. Por lo tanto, el siguiente árbol de decisiones hace referencia a la perforación en esas condiciones (Figura 1). Además, también contempla los efectos formacionales como el *ballooning*, común en las operaciones.

La perforación en este tipo de yacimientos requiere la utilización de equipamiento MPD en superficie, alineando el mismo al circuito cerrado de la perforación. Perforar alineado a equipo MPD entonces significa que los retornos del espacio anular son direccionados a través de la cabeza rotativa hacia el *choke manifold*, medidor de flujo másico, separador, y posteriormente ingresan a las piletas de fluidos.

Se pueden presentar dos escenarios mientras se perfora con el equipo MPD alineado, uno en el cual hay influjo de gas y otro en el que no lo hay. En el caso en que no haya influjos ni puntos de aporte se continúa perforando realizando cierres blandos durante las conexiones. Esto quiere decir que, una vez se detienen las bombas, se deja el *choke* abierto esperando que los retornos disminuyan y que, cuando no hay flujo en superficie, el *choke* se cierra. Sin embargo, también se puede presentar la situación en la que se haya probado *ballooning* en la formación. En estos casos el pozo puede continuar fluyendo con las bombas apagadas, pero como no se detectaron puntos de aporte, se puede purgar el máximo volumen posible.

Si se detecta un influjo o un punto de aporte durante la perforación, se deben realizar al menos dos cierres duros en las conexiones buscando caracterizar la presión poral de la formación y su densidad equivalente. Los cierres duros se realizan cerrando el pozo completamente sin permitir flujo de retorno hacia la superficie, y en estos casos implica aplicar una presión en superficie que genere una presión similar o igual a la presión de poro de la formación en el punto de aporte. Es muy importante caracterizar la presión del punto de aporte, ya que será la referencia para iniciar la despresurización de la formación en las próximas etapas.

En el caso que el influjo de gas se haya producido en condiciones dinámicas (mientras se perfora) se puede comenzar con el proceso de despresurización disminuyendo 2 PA y evaluando los fondos arriba provenientes del punto de control desde el momento en el que se disminuyó la presión. Se deberá repetir esta secuencia hasta que se perfora con *choke* completamente abierto. Si en alguno de los pasos de despresurización los parámetros en superficie varían (disminución de densidad de salida o flujo de coriolis errático) se debe aumentar la contrapresión hasta la última densidad equivalente de circulación (ECD) estable registrada.

Si se terminó de despresurizar la zona en condiciones dinámicas y los parámetros en superficie son estables, se puede comenzar a despresurizar el punto de aporte durante las conexiones (condiciones estáticas). Este paso variará dependiendo si el pozo tiene *ballooning* probado o no. En ambos casos se realizará la conexión manteniendo un MPD Target que sea 4 PA menor que la *Equivalent Mud Weight* (EMW) poral obtenida durante la caracterización del aporte. La diferencia radica principalmente en el volumen y tiempo máximo que se puede purgar durante la conexión. En el caso de los pozos que no presentan *ballooning*, se puede purgar hasta 1000 L o 90 segundos, mientras que en aquellos con *ballooning* se puede purgar hasta 2000 L o 90 segundos. Sin embargo, es importante mencionar que en los pozos con *ballooning* extremo, 2000 L o 90 segundos no permiten una purga significativa, y cerrar el *choke* podría representar presiones en superficie muy altas o daños a la formación. En estos casos se debe evaluar mayor volumen/tiempo purgado de acuerdo a la condición del pozo.

Luego de la conexión, si no se registran parámetros estables en el fondo arriba se debe aumentar la presión hasta la última EMW estable del punto de control. Por otro lado, si se observan

parámetros estables se puede continuar con la secuencia de despresurización disminuyendo MPD Target hasta un máximo que corresponde al valor de la densidad de entrada más 6 PA. En estos casos se puede purgar 1000 L o hasta 5 minutos.

De igual manera que en las conexiones anteriores, si los parámetros del fondo arriba muestran una variación se debe volver a mantener el último MPD Target estable. En el caso de que no haya variaciones, se continúa purgando 1000 L adicionales o hasta 5 minutos, lo que ocurra primero. Siempre se debe cuidar de que el MPD Target mínimo corresponda a la densidad de entrada más 6 PA, y siempre mayor que la presión de colapso de la formación.

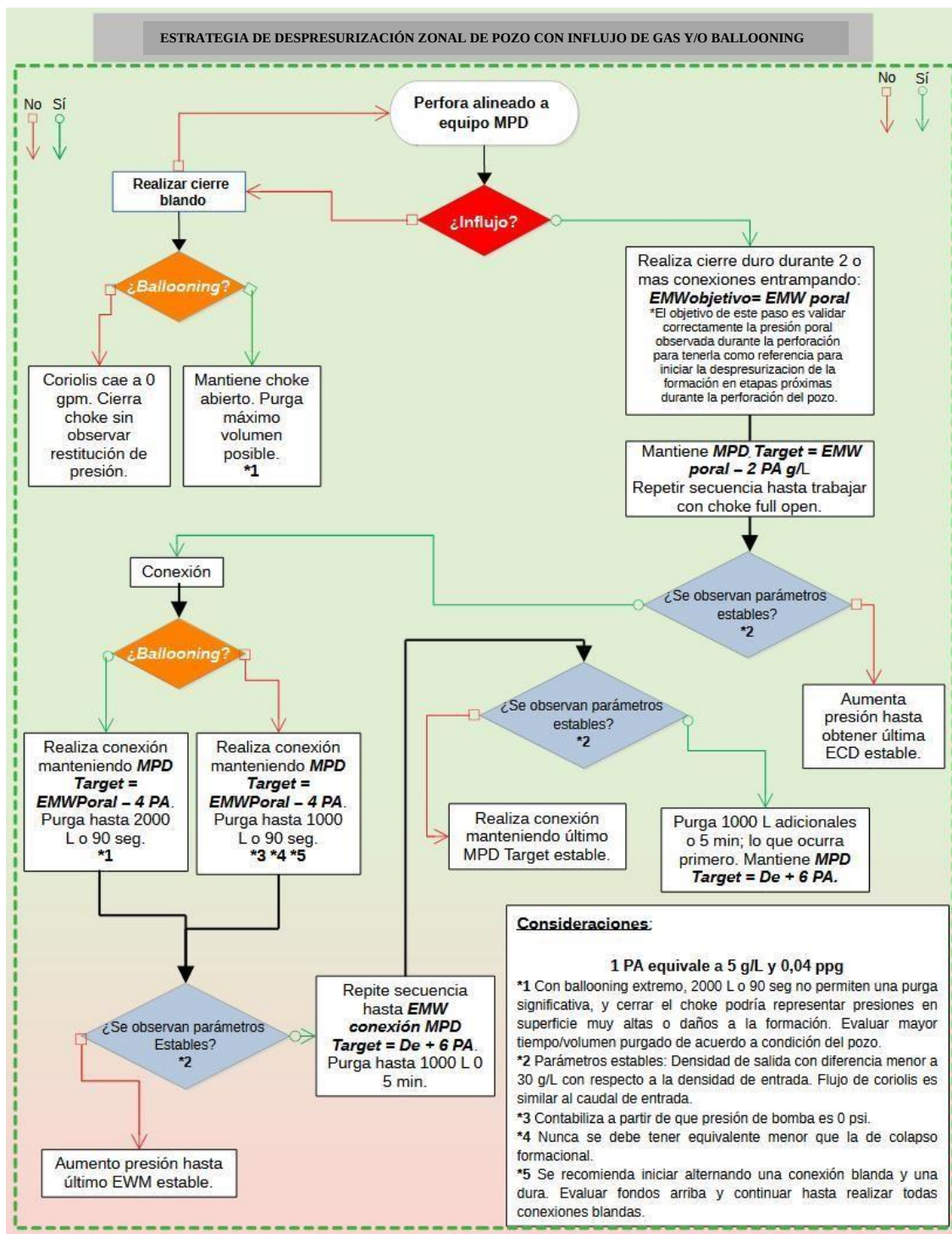


Figura 1: Estrategia de despresurización para pozos con presencia de gas y/o ballooning.

Estrategia de despresurización de pozo con influjo de agua – Frac Hit

Mientras se perforan yacimientos no convencionales de *shale gas/oil* es común tener influjos o puntos de aporte de gas desde la formación hacia el espacio anular. Sin embargo, en algunas ocasiones puede ocurrir la incorporación de agua producto de interceptar zonas fracturadas hidráulicamente en pozos o locaciones cercanas, o debido a influjos de agua formacional con alta presión. Por lo tanto, se ha planteado un árbol de decisiones que tiene en cuenta estas condiciones de pozo (Figura 2).

Durante la perforación, si no ocurren influjos de ningún tipo y se perfora con el equipamiento MPD alineado, se deben realizar conexiones blandas siguiendo la estrategia de perforación según el Diseño de Servicio (DOS).

En caso de que ocurra incorporación de agua, esta se podrá clasificar entre *frac hit* o influjo de agua formacional. Ante la incorporación de líquidos en el espacio anular, se recomienda aumentar la frecuencia y cantidad de ensayos de laboratorio realizados por la compañía de fluidos. Entre estos se destacan la retorta, medición de estabilidad eléctrica, ensayos de reología y otras pruebas químicas. De esta manera se podrá determinar qué fluido es el que se incorporó en el espacio anular, pudiendo diferenciar entre hidrocarburo líquido y agua.

La diferenciación entre un influjo de agua por *frac hit* o de agua formacional puede ser compleja al momento en que ocurre la incorporación. Las diferencias suelen estar definidas principalmente por la presión de fondo y el volumen de fluido incorporado. Por ejemplo, un *frac hit* generará un aumento repentino y muy elevado de la presión de fondo, acompañado de la incorporación de grandes volúmenes de agua en el espacio anular. Por otro lado, el agua formacional puede estar asociada a puntos con presiones similares a las predicciones realizadas para el pozo, o similares a otros tipos de influjo (gas). Además, el volumen incorporado suele ser moderado, dependiendo de la permeabilidad de la formación. También pueden diferenciarse de acuerdo a los análisis químicos realizados cuando el fluido sale a superficie. El agua de *frac hit* puede contener algunos trazadores químicos o composición diferente a la del agua formacional. El agua formacional suele ser salina, diferenciándose del agua utilizada para fracturar suele ser agua dulce superficial.

Si anteriormente durante la perforación se estaba realizando una despresurización de otro punto de aporte, se debe detener el mismo y realizar conexiones con equipamiento MPD efectuando cierres duros con el objetivo de generar presiones de sobrebalance y evitar la incorporación excesiva de fluidos de formación en el espacio anular.

En el caso de que ocurra un *frac hit*, se deberán evaluar estrategias anticolidión para planificar la perforación hasta llegar a la profundidad final, evitando futuras complicaciones. Si las presiones son muy elevadas y no permiten perforar bajo los rangos operativos de equipos en superficie o de las ventanas operativas, se deberá evaluar detener las operaciones de fractura en el pozo o locación aledaña. En caso de que no se pueda, se deberán detener las operaciones de perforación asegurando el pozo. Es importante solicitar información de la presión con la cual se está trabajando en el pozo que generó las fracturas, para conocer las presiones a las cuales se está expuesto en el pozo en perforación.

Por otro lado, la incorporación de un influjo de agua es levemente diferente. Las presiones suelen ser menores, se pueden considerar estrategias distintas buscando despresurizar el punto de aporte. En el caso de que el influjo se produzca en condiciones dinámicas, se realizará el control y la estabilización de parámetros de perforación y buscará caracterizar la presión poral. Luego, iniciará la despresurización disminuyendo 1 PA con respecto a la densidad equivalente de circulación en el punto de aporte. Se evaluarán los parámetros una vez el fondo de dicho punto se encuentre en superficie y, si los mismos son estables, continuará despresurizando la zona de la misma manera. De esta forma se asegura la incorporación controlada del agua formacional hasta lograr perforar con el *choke*

completamente abierto. En ese momento, continuará realizando cierres duros en las conexiones y evaluando la condición del pozo.

En el caso de que la incorporación se produzca en condiciones estáticas, probablemente las presiones de fondo y las EMW serán notoriamente elevadas. Primero se buscará caracterizar el punto de aporte, conocer la presión poral y continuará realizando cierres duros hasta finalizar la perforación. En el caso de que las presiones sean tan elevadas que no permitan perforar, se analizará la condición particular de cada pozo y evaluará la posibilidad de despresurizar de manera muy controlada durante las conexiones.

Como condiciones generales para cualquier incorporación de agua, se debe considerar reemplazar las pruebas de restitución de presión (BUPT) por pruebas *Fall of Test* (en conexiones la presión generada en el punto de control es mayor que la caracterizada anteriormente) para poder determinar la densidad de los lodos de ahogue. En el caso de tener sensores PWD con datos de *pump off* se compararán los resultados.

Por otra parte, el monitoreo de la densidad de salida debe ser constante a través del medidor de flujo másico Coriolis, y se deberá aumentar la frecuencia de medición con balanza presurizada (0.5 horas). Los viajes de herramienta deberán ser conservadores y, ante cualquier variación en los volúmenes desplazados, se deberá detener la maniobra y evaluar la condición del pozo nuevamente.

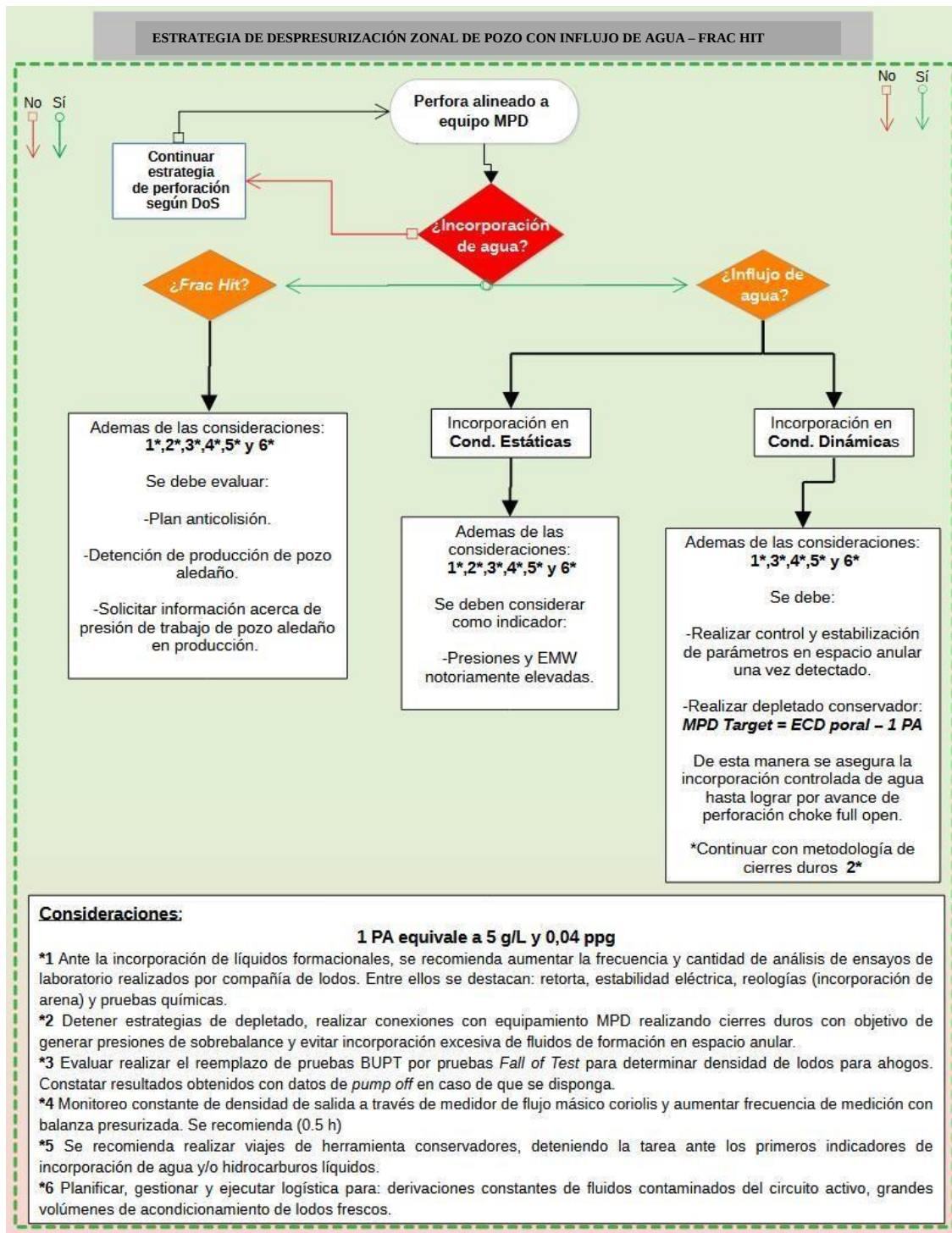


Figura 2: Estrategia de despresurización para pozos con influjo de agua – Frac Hit.

Estrategia de despresurización de pozo con influjo de hidrocarburo líquido

El último de los árboles de decisiones propuesto en este trabajo corresponde a la incorporación en el espacio anular de hidrocarburos líquidos provenientes desde la formación (Figura 3). Este tipo de influjo no es muy común, pero suele ocurrir en algunos yacimientos. Su incorporación reduce la densidad del lodo de perforación disminuyendo la presión hidrostática. Por estas razones, las estrategias para despresurizar los aportes con estas características son muy conservadoras.

Al igual que en todas las operaciones con MPD, si mientras se perfora no se han registrado influjos, se realizarán conexiones blandas cuidando la presión de colapso de la formación. Si se presenta un influjo se deberán realizar cierres duros durante dos o más conexiones buscando caracterizar la presión poral y así utilizarla como referencia para iniciar la despresurización de la formación. Mientras tanto, se realizarán análisis para confirmar la presencia de hidrocarburos líquidos en los retornos del espacio anular.

Una vez confirmada la presencia de estos fluidos, se realizará la despresurización en condiciones dinámicas manteniendo un Target MPD que sea igual a la EMW poral caracterizada menos 1 PA. Se evaluarán los fondos arriba y si los retornos son estables repetirá secuencia hasta perforar con el *choke* completamente abierto. Si los retornos muestran gran variación en los parámetros, se aumentará la presión hasta obtener la última ECD estable.

En caso de haber podido despresurizar la formación y poder perforar en condiciones dinámicas con el *choke* completamente abierto, iniciará la despresurización durante conexiones manteniendo MPD Target igual a la EMW poral menos 1 PA, purgando hasta 1000 L o 90 segundos. Esta estrategia es conservadora y se deberá llevar un continuo análisis de los parámetros en superficie. Si estos no son estables se deberá aumentar la presión hasta la última EMW. En caso de que haya normalidad en los mismos, se repetirá la secuencia disminuyendo el target de la misma manera hasta obtener un MPD Target igual a la densidad de entrada más 6 PA. En dicho punto la estrategia continuará siendo la misma, purgando 1000 L adicionales o por 90 segundos, lo que ocurra primero.

Como en el caso de la incorporación de agua, si se incorporan hidrocarburos líquidos se debe aumentar la frecuencia de los ensayos químicos y físicos del lodo de perforación. También es importante considerar la planificación y gestión de planes de contingencia para la derivación constante de fluidos contaminados, además de tener grandes volúmenes de lodos frescos acondicionados.

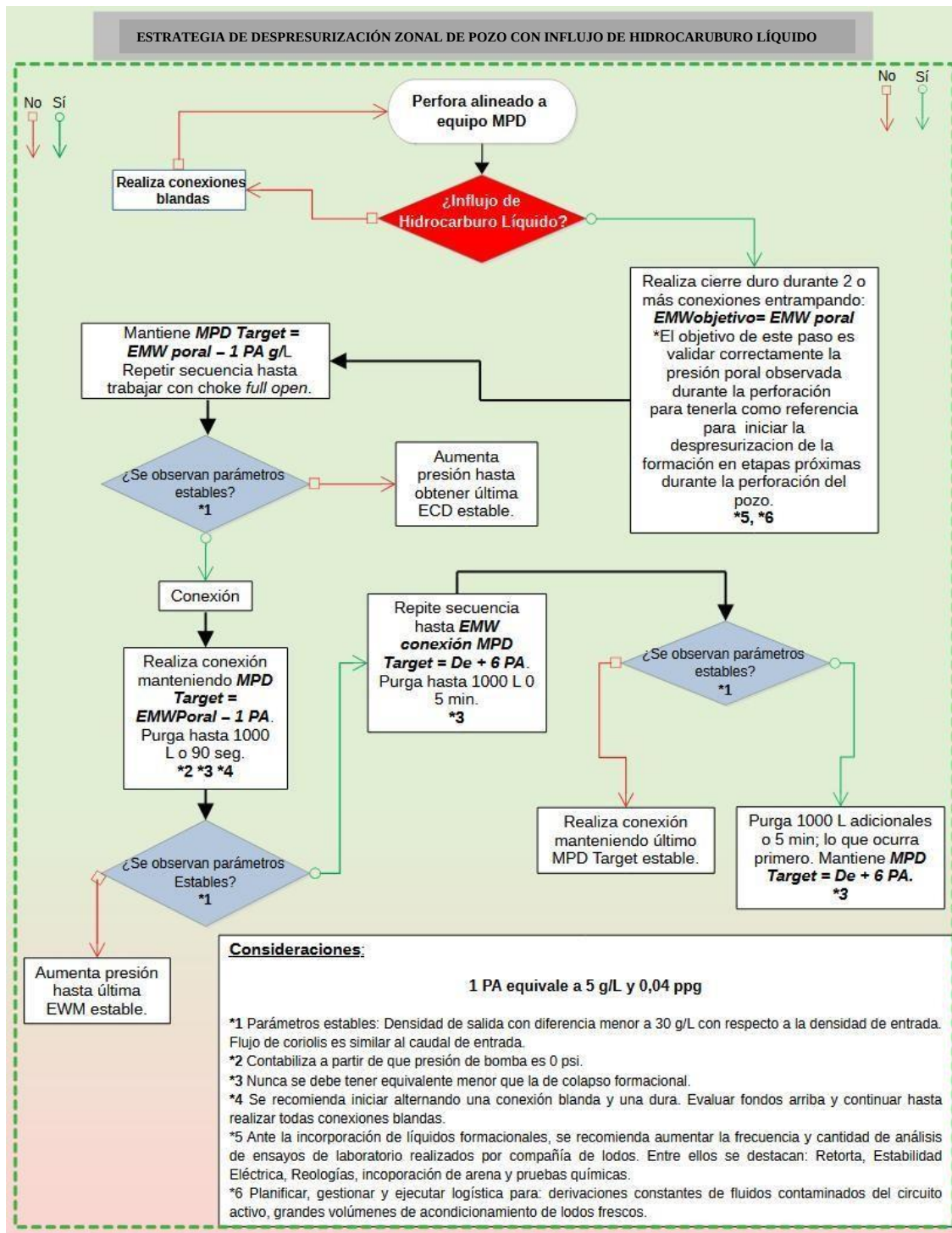


Figura 3: Estrategia de despresurización de pozo con influjo de hidrocarburos líquidos.

Maximización de KPIs y rentabilidad

Como se mencionó anteriormente, la despresurización zonal durante la perforación de yacimientos no convencionales *shale oil/gas* contribuye significativamente a la mejora de los KPIs operativos, la optimización de las operaciones y el aumento de la seguridad.

En esta sección se analizó cómo influyen estas técnicas en el desempeño de las diferentes líneas de servicio y compañías operadoras. Para ello, se llevó a cabo un análisis basado en la experiencia operativa, entrevistas a personal especializado y en el análisis de las posibles despresurizaciones formacionales en las diferentes operaciones.

Las diferentes líneas de servicio consultadas corresponden a aquellas involucradas en la perforación de la sección de aislación en yacimientos no convencionales de *shale oil/gas*. Dentro de ellas se incluyen: direccional, fluidos, control de sólidos, geología, cementación y MPD. Asimismo, se realizaron consultas a personal de compañías operadoras y de los equipos de perforación de torre.

Los principales interrogantes planteados se enfocaron en analizar el impacto de no ejecutar una despresurización zonal de un punto de aporte en las operaciones, así como las consecuencias asociadas en términos de tiempos no productivos, seguridad, desempeño de equipos y eficiencia operativa.

La línea de servicios **direccional** es una de las más afectadas cuando se trabaja en condiciones de alta presión, especialmente si no se despresuriza la zona correctamente en el punto de aporte. Esta situación impacta de manera significativa el rendimiento de las herramientas direccionales, limitando su capacidad para construir trayectorias específicas, y también afectando los componentes físicos de los equipos utilizados. Las herramientas direccionales trabajan a partir de presiones diferenciales controladas desde superficie, que permiten enviar comandos para generar la trayectoria deseada del pozo. Por lo tanto, cualquier alteración en las presiones del pozo puede comprometer la navegación dentro de la formación y desviar el pozo de la planificación inicial. Por lo tanto, las variaciones en las densidades y las características de los puntos de aporte son factores determinantes en el rendimiento de la herramienta.

La implementación de estrategias de despresurización permite mantener el pozo dentro de la ventana operativa de presiones diferenciales definidas para las herramientas por el DOS. Trabajar con densidades menores mejora la maniobrabilidad de los sistemas direccionales, reduce el desgaste físico, la corrosión y el lavado de subcomponentes internos causado por sólidos presentes en el fluido de perforación.

Adicionalmente, se minimizan los niveles de torque, lo que favorece un aumento de las tasas de penetración (ROP). Finalmente, cuando se requiere la aplicación de presión en superficie, una despresurización adecuada es esencial para no afectar negativamente la capacidad de funcionamiento de sistemas RSS (Rotary Steerable Systems) y motores.

Por otra parte, la línea de servicio de **fluidos** también se ve impactada positivamente al implementar estrategias de despresurización. Una adecuada gestión de las presiones permite reducir la necesidad de utilizar productos químicos en la preparación de lodos de alta densidad.

Asimismo, en situaciones donde la despresurización resulta incorrecta o insuficiente, es necesario acondicionar o reacondicionar grandes volúmenes de lodo, e incluso, en los peores escenarios, descartar el fluido afectado.

El trabajo con densidades menores se relaciona con una disminución de los tiempos asociados a la logística, preparación y acondicionamiento de fluidos. Esto impacta directamente en la reducción de residuos generados y en la optimización de su posterior disposición final.

Los beneficios de una despresurización zonal adecuada en los equipos de **control de sólidos** están estrechamente relacionados con los observados en la compañía de fluidos, ya que permiten reducir la presencia de sólidos no deseados, como los sólidos finos, mediante un mejor equilibrio de presiones en el pozo. Esto, a su vez, contribuye a extender la vida útil de los equipos de control de sólidos, como zarandas, desarenadores y demás dispositivos.

La compañía de **geología** también se ve favorecida cuando se trabaja con densidades menores y con una despresurización adecuada. En estas condiciones óptimas es posible recolectar muestras más limpias y representativas debido a la menor contaminación del lodo de perforación.

Asimismo, la mayor estabilidad en las presiones del pozo permite realizar un análisis más claro de las formaciones, favoreciendo una mejor correlación litológica. En conjunto, estas mejoras contribuyen a una interpretación más precisa de los perfiles geológicos durante el avance de la perforación.

Por su parte, la compañía de **cementación** se ve beneficiada debido a que una despresurización zonal adecuada mejora el desplazamiento y asentamiento del cemento durante la operación. Además, trabajar con presiones menores contribuye a prevenir la canalización del cemento detrás del casing al finalizar el proceso.

La compañía de **MPD** es responsable de asegurar el control del pozo y de aumentar la eficiencia operativa mediante la aplicación de técnicas de despresurización adecuadas. La despresurización de los puntos de aporte tiene un impacto muy positivo en las operaciones. Reducir la presión poral en un punto de aporte, mediante la aplicación de técnicas de despresurización correctas, permite disminuir las presiones en superficie requeridas para mantener un control seguro del pozo, lo que a su vez facilita el uso de densidades menores en los fluidos de perforación.

Definir y caracterizar adecuadamente un punto de aporte, y posteriormente despresurizar la zona, contribuye a reducir la presión de fondo, evitando superar los límites de la ventana operativa, lo cual favorece tanto la seguridad operacional como la ejecución efectiva del diseño de servicio.

El **equipo de perforación** (RIG) experimenta notorias ventajas cuando se aplica una despresurización adecuada del pozo, ya que impacta directamente en la reducción de costos de reparación y disminución de paradas no programadas (tiempos no productivos) para mantenimiento correctivo de los equipos en superficie. Es muy importante destacar también que trabajar con presiones menores aumenta exponencialmente la seguridad del personal que trabaja en la torre de perforación.

Además, mejora las operaciones durante la entubación o corrida de casing. Esto se debe a una instalación más fluida del casing, lograda mediante una menor presión diferencial, lo que disminuye el riesgo de pega diferencial de cañería. También facilita el libre movimiento de la sarta y reduce el riesgo de colapso del pozo. Por otro lado, reduce la probabilidad de realizar *bullheading* para colgar y empaquetar cañería, y disminuye los tiempos asociados a *flow checks*.

Por último, se analizan los beneficios que obtiene la **operadora** mediante la aplicación de técnicas de despresurización eficientes. En términos generales, todas las mejoras generadas por estas técnicas impactan directamente en el rendimiento general de los equipos durante la perforación del pozo maximizando los beneficios para la compañía operadora.

Un punto crítico para destacar es la optimización de los KPIs y la rentabilidad de cada operación. Esto se debe a que las técnicas de despresurización mejoran el desempeño de los equipos de trabajo interdisciplinarios, reducen los tiempos no productivos y contribuyen de manera significativa a mejorar la seguridad operativa.

Conclusiones

Desde una perspectiva técnica, la despresurización zonal inducida no solo funciona como una medida preventiva frente a eventos no deseados, sino que también incrementa significativamente la rentabilidad del proyecto al reducir los tiempos no productivos, prolongar la vida útil de los equipos y disminuir los costos asociados a materiales y mantenimiento. Su implementación proactiva permite alcanzar un equilibrio operativo que impacta de forma transversal en la seguridad, eficiencia y sostenibilidad de las operaciones de perforación.

En lugar de replicar procedimientos existentes, este trabajo propone nuevos esquemas operativos basados en árboles de decisiones, los cuales se presentan como el eje central de la solución. Estos procedimientos permiten abordar de manera sistemática los distintos escenarios que pueden presentarse durante la perforación de yacimientos no convencionales de shale gas/oil, resolviendo limitaciones observadas en metodologías tradicionales.

Los riesgos inherentes a la gestión de influjos, como diagnósticos erróneos, pérdida de control de presión o manejo inadecuado de fluidos en superficie, son gestionables mediante el uso de tecnología MPD robusta, sistemas de monitoreo en tiempo real, procedimientos claramente definidos y personal debidamente capacitado.

Bibliografía

- Adekomaya, O. 2013. Experimental analysis of the effect of magnesium saltwater influx on the behaviour of drilling fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 3, 61-67.
- Baldino, S. y Meng, M. 2021. Critical review of wellbore ballooning and breathing literature. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 28, 100252.
- Krishnamurthy, J., Srinivasan, K., Layton, N. y Drouillard, M. 2019. Frac Hits: Good or Bad? A Comprehensive Study in the Bakken. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (p. D031S052R002). SPE.
- Malloy, K., Stone, R., Medley, G., Hannegan, D., Coker, O., Reitsma, D., Santos, H., Kinder, J., Eck-Olsen, J., McCaskill, J., May, J. y Smith, K. 2009. Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not. In *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition* (pp. SPE-122281). SPE.
- Ostroot, K., Shayegi, S., Zoontjes, D. y Lovorn, R. 2007. Comparison and advantages of underbalanced and managed-pressure drilling techniques: When should each be applied? In *Offshore Technology Conference* (pp. OTC-18561). OTC.

Curriculums Vitae

Ariela Villalba Césere

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química / Universidad Tecnología Nacional – Facultad Regional Villa María

Trayectoria: 2.5 años de experiencia en industria oil and gas.

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Campo para MPD.

Leandro Procopio Narváez

Título y lugar de estudio: Licenciado en Ciencias Geológicas / Universidad Nacional del Sur

Trayectoria: 2.5 años de experiencia en industria oil and gas.

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Campo para MPD.