

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Química y Textil



TESIS

Optimización de procesos de perforación en la exploración minera, mediante la adecuada formulación del fluido de perforación

Para obtener el título profesional de ingeniero químico.

Elaborado por

Victor Ronald Malaspina Rojas

ID <https://orcid.org/0009-0007-2865-8954>

Asesor

MSc. Ing. Walter Fernando Zaldivar Alvarez

ID <https://orcid.org/0000-0003-0631-3342>

TOMO II DE II

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Malaspina Rojas [1]
Referencia/Reference	[1] V. Malaspina Rojas, “Optimización de procesos de perforación en la exploración minera, mediante la adecuada formulación del fluido de perforación” [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Malaspina, 2024)
Referencia/Reference	Malaspina, V. (2024). <i>Optimización de procesos de perforación en la exploración minera, mediante la adecuada formulación del fluido de perforación</i> . [Tesis de grado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mi papá, (Q.E.P.D.), quien me inculcó el hábito de la lectura y la curiosidad por querer saber cómo funciona todo.

A mi mamá, que me impulsa a continuar estudiando y ser mejor persona.

A Killari, uno de los motores y motivos que me impulsan en el día a día.

Agradecimientos

Deseo manifestar mi profundo agradecimiento a:

Mis familiares y amigos, que me apoyaron siempre a seguir adelante en mi trayectoria profesional y en el desarrollo del presente informe.

Maeck, por su apoyo incondicional, en lo personal y profesional.

Akemi, que siempre me apoyó a seguir adelante, en la vida, y en el presente informe.

Mi asesor de tesis, el Ing. Walter Zaldívar, quien, con su conocimiento, paciencia y consejo, supo alentarme a retomar, concluir el presente informe, para poder terminarlo con el análisis y resultado esperado, así como a los ingenieros Emerson Collado y Alex Pilco.

A mis maestros catedráticos de la facultad de Ingeniería Química FIQT, a los de la especialidad de Ingeniería Química, con mención especial, al Ing. Walter Zaldívar, Gilberto García, César Osorio, y a todos los docentes de la FIQT, en general.

Al Centro Cultural Oscar Almenar CCOA, a sus miembros honorarios: el Ing. José Huapaya (Q.E.P.D.), al Ing. Walter Zaldivar y al Ing. Gilberto García, al presidente y a la junta directiva y a todos los miembros en general.

Resumen

La optimización de los procesos de perforación de pozos mineros en la fase de exploración minera, depende del control de las principales variables asociadas al proceso. En ese contexto, el fluido de perforación es un factor clave, para poder optimizar y culminar la perforación del pozo. Este trabajo buscó optimizar el proceso de perforación mediante el uso de un fluido de perforación, partiendo de los datos proporcionados por el Departamento de Geología de la Unidad Minera de una empresa peruana, los cuales son: diseño del pozo y formación litológica a perforar.

De acuerdo con el diseño del pozo, se dividió el mismo, en dos secciones, para lo cual se formularon diferentes fluidos de perforación, para cada sección del pozo. Basado en la formación litológica, se analizaron los tipos de roca presentes en las dos secciones del pozo, posteriormente se establecieron los problemas potenciales en el proceso de perforación, siendo la suspensión y el transporte de los recortes de perforación los principales.

Se formularon fluidos de perforación, para la primera y segunda sección del pozo. Luego se realizaron diferentes pruebas a los fluidos formulados, basados en las normas API 13. Luego se seleccionó el modelo reológico de Herschel-Bulkley, el cual presentaba mejores parámetros de limpieza de pozo. Con los resultados y de las pruebas y los cálculos, basados en el modelo reológico, se seleccionó el fluido más óptimo, para cada sección del pozo.

Palabras clave — Fluidos de perforación, perforación, perforación minera, exploración minera, optimización, limpieza de pozo

Abstract

The optimization of mining well drilling processes, in the mining exploration phase, depends on the control of the main variables associated with the process. In this context, the drilling fluid is a key factor in order to optimize and complete the drilling of the well. This work sought to optimize the drilling process, through the use of a drilling fluid, based on the data provided by the Geology Department of the Mining Unit of a Peruvian company, which are: design of the well and lithological formation to be drilled.

According to the design of the well, it was divided into two sections, for which different drilling fluids were formulated for each section of the well. Based on the lithological formation, the types of rock present in the two sections of the well were analyzed; later the potential problems in the drilling process were established, being the suspension and transport of the drilling cuttings the main ones.

Drilling fluids were formulated for the first and second sections of the well. Then different tests were carried out on the formulated fluids, based on API 13 standards. Then the Herschel-Bulkley rheological model was selected, which presented better well cleaning parameters. With the results and tests and calculations, based on the rheological model, the most optimal fluid was selected for each section of the well.

Keywords — Drilling fluids, drilling, mining drilling, mining exploration, optimization, hole cleaning.

Tabla de Contenido

	Pág.
Dedicatoria	iii
Agradecimientos.....	iv
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Tabla de contenido	vii
Lista de tablas	x
Lista de figuras	xi
Introducción.....	xii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo.....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	2
1.3 Objetivos del estudio	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Antecedentes investigativos	4
1.5 Hipótesis	5
1.5.1 Hipótesis general	5
1.5.2 Hipótesis específica	3
1.6 Alcance	6
Capítulo II. Marcos teórico y conceptual	8
2.1 Marco teórico	8
2.1.1 Exploración y proyectos mineros.....	8
2.1.2 Aspectos geológicos	8
2.1.3 Métodos de exploración	11

2.1.4	Métodos de perforación mecánica.....	12
2.1.5	Pozos de exploración mineros.....	16
2.1.6	Diseño del pozo.....	21
2.1.7	Fluidos de perforación.....	23
2.1.8	Fases de los fluidos de perforación	26
2.1.9	Sistemas de fluidos de perforación.....	27
2.2	Marco conceptual	30
2.2.1	Fluidos de Perforación para pozos mineros.....	30
2.2.2	Modelos reológicos	41
	Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	51
3.1	Diseño del pozo.....	51
3.1.1	Selección de trayectoria y geometría del pozo	51
3.1.2	Columna geológica esperada.....	51
3.2	Problemas potenciales	53
3.3	Programa de fluidos de perforación.....	55
3.3.1	Selección del modelo reológico	56
3.3.2	Selección de aditivos de perforación	58
3.3.3	Formulación de fluidos de perforación.....	59
	Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....	62
4.1	Resultados de las pruebas API	62
4.2	Selección del fluido de perforación óptimo	65
4.2.1	Cálculos de propiedades y parámetros	65
4.2.2	Resultados de los cálculos para el modelo de L.E.M.....	66
	Conclusiones.....	69
	Recomendaciones.....	71

Referencias bibliográficas.....	72
Anexos	74

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Cartera de proyectos de exploración minera.....	1
Tabla 2: Tipos de rocas ígneas	10
Tabla 3: Tipos de rocas sedimentarias	10
Tabla 4: Características litológicas de las rocas	11
Tabla 5: Características de las estructuras geológicas.....	11
Tabla 6: Rangos de parámetros en perforación rotopercusiva.....	15
Tabla 7: Parámetros del diseño del pozo.....	52
Tabla 8: Problemas potenciales en el proceso de perforación.....	54
Tabla 9: Propiedades requeridas por el fluido de perforación	57
Tabla 10: Formulación del fluido de perforación para la sección 1 del pozo	60
Tabla 11: Formulación del fluido de perforación para la sección 2 del pozo	61
Tabla 12: Resultados de las pruebas API para la sección 1 del pozo.....	63
Tabla 13: Resultados de las pruebas API para la sección 1 del pozo.....	64
Tabla 14: Resultados de cálculos para el modelo de L.E.M. para la sección 1	67
Tabla 15: Resultados de cálculos para el modelo de L.E.M. para la sección 2.....	68

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Diagrama simplificado del alcance.....	7
Figura 2: Broca del tipo trícono y diamantina	14
Figura 3: Máquina de perforación LF-230 Boart Long Year.	17
Figura 4: Diagrama de columna de perforación	18
Figura 5: Diagrama de columna de perforación	20
Figura 6: Balanza de lodos	36
Figura 7: Embudo de Marsh	36
Figura 8: Jarra de Marsh	37
Figura 9: Viscosímetro digital	38
Figura 10: Viscosímetro manual	38
Figura 11: Filtro prensa	40
Figura 12: Modelos reológicos.....	44
Figura 13: Modelo reológico de Bingham	45
Figura 14: Modelo reológico de Ley Exponencial	46
Figura 15: Modelo reológico de Ley Exponencial modificada	49

Introducción

Existen varios estudios sobre fluidos de perforación aplicados a pozos petroleros, cuyo objetivo es la extracción de petróleo. Sin embargo, no hay suficientes trabajos de investigación sobre fluidos de perforación aplicados a pozos de exploración minera, los cuales tienen por objetivo, la extracción de muestras del subsuelo.

Adicionalmente a la falta de guías sobre fluidos de perforación en procesos de perforación minería, hay también, falta de ingenieros de fluidos de perforación de pozos mineros. En la mayoría de casos, las unidades mineras y las empresas de perforación de pozos de exploración mineros, no cuentan con un ingeniero de fluidos de perforación.

Generalmente, las personas a cargo del proceso de perforación, no tienen el conocimiento suficiente en fluidos de perforación y uso de materiales (aditivos de perforación), no se realizan pruebas, controles, reportes, y otras actividades, debido a la falta del especialista, no se toma en cuenta la relación directa entre parámetros geológicos o diseño del pozo y el fluido de perforación.

Adicionalmente, no existe alguna normativa técnica peruana, acerca del proceso de perforación de pozos mineros, procedimientos de diseño o construcción, y menos aún del uso de fluidos de perforación para ese campo de estudio, procesamiento de data geológica, parámetros de diseño, a fin de determinar un fluido de perforación adecuado.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

En el Perú, la minería es una de las principales actividades económicas extractivas, y la venta de minerales la principal fuente de ingreso. Dicha actividad se ha incrementado con los años, tanto en la exploración, como en la explotación o extracción de minerales acumulados en el suelo y subsuelo en forma de yacimientos.

La exploración, como primera etapa en el proceso minero, previa a la explotación, es de suma importancia, porque se desarrollan estudios y trabajos para confirmar la existencia y ubicación del mineral, el tamaño del yacimiento, y la calidad y cantidad de mineral explotable.

De acuerdo con la Cartera de Proyectos de Exploración de Mina del año 2020, del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) existen 64 proyectos, cuya suma de montos globales de inversión, ascienden a US\$ 498.6 millones. Dichos montos son declarados por las empresas mineras, en sus Instrumentos de Gestión Ambiental (IGA) ante el MINEM.

Los proyectos de Cartera comprenden a proyectos de exploración en etapa de Evaluación de IGA, etapa de Evaluación de Autorización de Exploración y etapa de Ejecución o por Ejecutar Exploración, resumido en la tabla 1.

Tabla 1

<i>Carteras de Proyectos de Exploración Minera</i>	<i>Inversión</i>
<i>Etapas</i>	
Evaluación de IGA	US\$ 43.9
Evaluación de Autorización de Exploración	US \$ 294.9
Ejecutando o por Ejecutar Exploración	US \$ 160.2

Nota: Cartera de Proyectos de Exploración MINEM 2020.

De acuerdo con esta data, la exploración minera genera una gran inversión e impacto en la economía peruana, por lo cual, es necesaria la optimización y tecnificación del proceso de exploración, como etapa previa al proceso de explotación del mineral.

1.2 Descripción del problema de investigación

Uno de los métodos más recurrentes de perforación, debido a que puede perforarse pozos a profundidades de hasta dos mil metros, es la perforación diamantina, donde es necesario optimizar todos los parámetros, a fin de poder llegar a profundidades mayores.

Los componentes básicos en el proceso de perforación, como la máquina de perforación, la broca que corta la roca y el fluido de perforación son parámetros usados en el proceso, para medir el rendimiento. Por desconocimiento y falta de especialistas, no se toma en cuenta la optimización del fluido de perforación.

En este sentido, no se diseña el fluido considerando variables como el perfil litológico, el diseño del pozo y los potenciales problemas que puedan ocurrir en el proceso de perforación.

En este contexto, uno de los parámetros a optimizar en el proceso de perforación, son los fluidos de perforación. Su óptima formulación otorga mayor eficiencia al proceso de perforación. El fluido de perforación es un parámetro operacional importante que controlar y es el objeto principal de la presente tesis.

Para optimizar el fluido de perforación, es necesario tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Parámetros geológicos. Tipo y textura de las rocas a perforar, para determinar seleccionar el tipo de aditivos a usar en la formulación del fluido de perforación.
- Diseño del pozo. Determinación de secciones y características geométricas para cada sección: largo y diámetro.
- Problemas potenciales. Análisis de data anterior, de problemas anteriores que han existido de la perforación en la zona, y posibles y potenciales problemas que podrían ocurrir, dependiendo de los parámetros geológicos y el diseño del pozo.
- Aditivos para la perforación. Selección de los aditivos a usar, dependiendo de los parámetros geológicos, el diseño del pozo y los problemas potenciales.

- Diseño del fluido de perforación. Selección de un modelo reológico adecuado, formulación y selección de un fluido de perforación óptimo, tomando en cuenta los resultados de las pruebas fisicoquímicas.

De acuerdo a lo planteado líneas arriba, el objetivo fundamental de la presente tesis, es optimizar el proceso de perforación minera, a través de un fluidos de perforación adecuado, con los parámetros señalados, así también de contribuir como una guía, para que pueda ser usado por el personal operativo a cargo del proceso de perforación de pozos mineros y puedan optimizar el proceso; del personal del área de geología de las Unidades Mineras, para que puedan generar nuevos y mejores parámetros de control, reportes, y otros, que puedan incluir a los fluidos de perforación; y de los ingenieros de fluidos de perforación, los cuales podrán desarrollar y ampliar futuras investigaciones en la perforación de pozos de mineros, como sistemas de fluidos de perforación, materiales (aditivos) para perforación, hidráulica de pozos, corrosión de tuberías y otros.

Así también, son necesarios estudios como éste, para que los especialistas en perforación del comité a cargo del desarrollo de normas técnicas, puedan usar esta tesis, como un modelo de referencia o guía, sumado a normas técnicas de otros países y a la propia experiencia de los miembros, para que se pueda desarrollar la norma técnica peruana de perforación de pozos mineros de exploración.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 *Objetivo general*

Optimizar el proceso de perforación de pozos de exploración minera, mediante la adecuada formulación de un fluido de perforación, de acuerdo al perfil litológico del pozo y el uso de un modelo reológico para el fluido, considerando las variables asociadas.

1.3.2 *Objetivos específicos*

- Identificar de las variables asociadas en el diseño del sistema de fluido.
- Analizar las características fisicoquímicas de las formulaciones propuestas.
- Seleccionar un fluido de perforación para cada sección del diseño del pozo.

1.4 Antecedentes investigativos

Según Hurtado, A. (2013), en su estudio, Fluidos de perforación para la exploración minera en trabajos diamantinos (tesis de pregrado) realizó una introducción a los fluidos de perforación, así como la necesidad e importancia de los fluidos en la exploración minera. Se describieron las funciones que cumplen los fluidos y una descripción del desarrollo experimental, la formulación de un fluido y el análisis económico, cuya conclusión es la óptima selección del fluido de perforación óptimo, partiendo de los datos obtenidos las pruebas realizadas a los distintos fluidos formulados.

Según Araujo, K. (2012), en su estudio, Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua (tesis de pregrado) controló de manera óptima la inhibición de lutitas y arcillas, al usar fluidos de perforación base agua, se realizó un análisis comparativo entre los fluidos base aceite y los fluidos base agua, concluyendo en la elección de fluidos base agua de alto rendimiento, que puedan solucionar problemas operacionales, asociados al control de arcillas hidratables y evitar problemas medioambientales. Se realizaron pruebas de laboratorio para determinar el aditivo estabilizador, así como del diseño y dosificación del fluido de perforación respectivo.

Según Balza, F. (2009), en su estudio, Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica (tesis de pregrado), planteó la necesidad de diseñar y evaluar un sistema de fluido de perforación, para cada intervalo de la formación en campo San Diego, así como evaluar comparativamente las propiedades e hidráulica del fluido de laboratorio y campo. Los datos obtenidos en laboratorio y los de la geología específica de campo San Diego, sirvieron para realizar el diseño del fluido de perforación. De acuerdo con el análisis, una de las funciones del fluido de perforación a enfocarse, fue el acarreo de recortes a la superficie.

Según Hernández, M y Manrique, A. (2018), en su estudio, Formulación de un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el bloque cpo-05 de la cuenca de los llanos orientales (tesis de pregrado), formuló y seleccionó un fluido de perforación polimérico base agua, para las secciones del pozo exploratorio del bloque cpo – 05, partiendo del análisis de la fórmula, y la evaluación de las propiedades del fluido de perforación usado para perforar un pozo cercano. Dicho fluido logró controlar la hidratación de arcillas y lutitas reactivas, así también realizó una adecuada limpieza del pozo, y cumplió otras condiciones operativas. Para lograr con éxito este objetivo, se realizaron valores mínimos y máximos de las propiedades del nuevo fluido de perforación a usar, comparado con el existente.

Según De la Cruz, J., Espejel M., Herrera E., León A. y Bibiana S. (2019), en su estudio, Selección de fluidos de perforación de acuerdo a la columna geológica (tesis de pregrado) elaboró el perfil del pozo EXP-1-2019; incluyendo la geometría, perfil litológico, y el resultado esperado. Dicho resultado esperado, consistía en un fluido invasivo presente en la formación, que podía ser agua, aceite o gas. Adicionalmente incluyó los contaminantes potenciales en el fluido, tales como iones hierro o sólidos disueltos, y los productos químicos para tratar los contaminantes. Así también, estableció el programa de fluidos de perforación, donde formuló y seleccionó el fluido, mediante pruebas de laboratorio, para cada sección del pozo.

1.5 Hipótesis

1.5.1 *Hipótesis General*

El proceso de perforación de pozos de exploración minera se optimiza mediante la adecuada formulación de un fluido de perforación, de acuerdo al perfil litológico del pozo y el uso de un modelo reológico para el fluido, considerando las variables asociadas.

1.5.2 Hipótesis Específicas

- Las variables asociadas en el diseño del sistema de fluido se identifican.
- Las características fisicoquímicas de las formulaciones propuestas se analizan.
- Un fluido de perforación para cada sección del diseño del pozo se selecciona.

1.6 Alcance

Esta tesis tiene como alcance, la selección del fluido de perforación óptimo y adecuado, mediante la evaluación comparativa, de los resultados de las pruebas fisicoquímicas de los fluidos de perforación formulados.

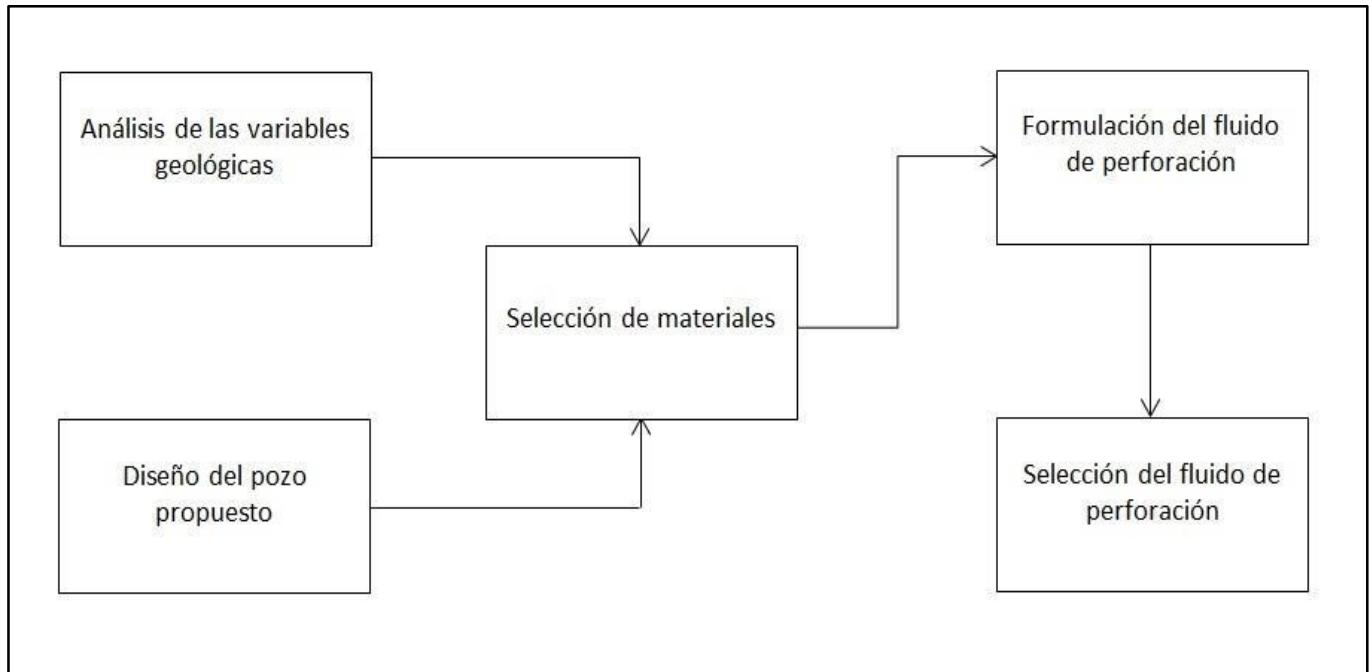
Adicionalmente la investigación permitirá visualizar el efecto del fluido de perforación en el proceso de perforación de pozos mineros, desde el análisis de la información: litológica y diseño del pozo, hasta la selección del sistema de fluido de perforación.

Por otro lado, la tesis plantea un esquema general, donde el fluido de perforación interviene en el proceso de perforación, incluyendo las principales materias primas para la formulación del fluido, sin considerar las etapas donde el fluido de perforación sale del proceso de perforación e ingresa al proceso de tratamiento de los subproductos generados en esta fase.

En la figura 1, se muestra el diagrama simplificado del alcance descrito, en donde se pueden apreciar los límites del sistema general.

Figura 1

Diagrama simplificado del alcance



Capítulo II. Marcos teórico y conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Exploración y Proyectos Mineros

Conforme se ha venido desarrollando la exploración minera, cada vez se ha encontrado mineral en zonas más profundas, para lo cual se han desarrollado nuevas tecnologías, a fin de poder llegar a profundidades cada vez mayores.

De acuerdo al MINEM (2020), en el Perú, los proyectos mineros destinados a la prospección y búsqueda de mineral, podemos clasificarlos en:

- Proyectos mineros en ejecución. La exploración minera se realiza para poder comprobar la presencia de mineral dentro de la unidad minera, y de esta manera, ejecutar proyectos de ampliación.
- Proyectos mineros en exploración. La exploración minera es empleada principalmente, para poder establecer los límites de la explotación de mineral.

2.1.2 Aspectos Geológicos

Para el diseño de un sistema de fluidos de perforación es necesario conocer todas las variables asociadas, y el punto de partida es el terreno donde se realizará el proceso de perforación, para lo cual hay que valerse de las ciencias geológicas, donde obtendremos información del tipo de roca a perforar, a fin de poder prevenir los problemas potenciales, los cuales podrían afectar la viabilidad y eficiencia del proceso. Es importante tener en cuenta estos conceptos geológicos, los cuales, afirma (González de Vallejo, 2004), están definidos a continuación.

2.1.2.1 Geología. Ciencia, cuyo campo de estudio es nuestro planeta, se centra en los procesos de su interior y los cambios que afectan a las rocas y los minerales en la superficie del mismo.

Las naturalezas de las rocas proporcionan a los geólogos los indicios que necesitan para determinar los procesos que las formaron. Ésta es una de las primeras aplicaciones prácticas es la búsqueda de recursos minerales.

Las rocas son acumulados naturales, que son duros y compactos, que constan de granos o cristales más pequeños, denominados minerales, unidos permanentemente mediante fuertes uniones, tratándose de un sistema continuo.

Nuestro interés estará en la textura de la roca, la cual incluye:

- El tamaño.
- La forma.
- Composición mineral.

A diferencia de las rocas, los suelos son acumulados naturales de granos minerales, que necesitan baja energía o agitación en medio acuoso, para poder separarlos por medios mecánicos.

Las rocas presentan características y propiedades variables, debido a su composición y se ven afectadas por factores geológicos y ambientales, siendo el agua el principal factor, debido a su incidencia directa con el terreno que dan lugar a su fracturación y alteración.

2.1.2.2 Tipos de rocas. De acuerdo con su textura y composición, podemos clasificar a las rocas en:

i. **Rocas ígneas.** Se forman el magma o roca fundida, va creciendo mientras se enfriá y se forman los cristales de los minerales. Dentro de las rocas ígneas, podemos encontrar rocas plutónicas y volcánicas, según la tabla 2.

Tabla 2*Tipos de rocas ígneas*

Tipos	Grano	Formación	Cristales	Ejemplo
Plutónicas	Grueso	Debajo de la superficie	Grandes	Granito
Volcánicas	Fino	Superficial	Pequeños	Basalto

Nota: Adaptado de (González de Vallejo, L., 2004)

ii. Rocas Sedimentarias. Se forman por procesos de meteorización, desde rocas preexistentes, están formadas por sedimentos, y dentro de las mismas se produce una fractura, donde se van separando los fragmentos en menor tamaño, donde se contribuye el acarreo de estos disgregados y la erosión. Dentro de las rocas sedimentarias, podemos encontrar dos tipos, las detríticas y las químicas, según la tabla 3.

Tabla 3*Tipos de rocas sedimentarias*

Tipos	Sedimentos	Transporte	División
Detríticas	Detríticos	Partículas sólidas	Tamaño
Químicas	Detríticos	Solución	Composición mineral

Nota: Adaptado de (González de Vallejo, L., 2004)

iii. Rocas Metamórficas. Son rocas formadas a partir de otro tipo rocas, denominadas rocas madres, las cuales podrían ser ígneas, sedimentarias o incluso otras rocas metamórficas. Estas rocas son llamadas metamórficas, porque modifican su morfología debido a condiciones de altas presiones y temperaturas.

En un ciclo litológico o de rocas, la roca fundida se puede convertir en rocas ígneas, vía cristalización, y estas últimas podrían originar rocas sedimentarias o metamórficas, incluso sedimentos

En el ciclo de rocas sedimentarias, estas pueden producir rocas metamórficas. Así también, las rocas metamórficas pueden ocasionar a su vez otras rocas metamórficas, así como pueden volver a generar magma, mediante un proceso de fusión.

Otra forma de clasificación de las rocas se realiza de acuerdo a sus características litológicas principales y factores característicos, así como los posibles problemas geotécnicos asociados, de acuerdo a las tablas 4 y 5.

Tabla 4

Características litológicas de las rocas

Litológia	Factores Característicos	Problemas Geotécnicos
Rocas Duras	Resistencia alta Minerales duros y abrasivos	Abrasividad
Rocas Blandas	Resistencia media – baja Minerales alterables	Cambio de propiedades con el tiempo

Nota: Adaptado de (González de Vallejo, L., 2004)

Los procesos de excavación o perforación, que modifican las condiciones del suelo y subsuelo, y la respuesta de la formación debido a estas alteraciones es compleja, ya que depende de las características geológicas que lo representan.

Tabla 5

Características de las estructuras geológicas

Estructuras Geológicas	Factores Característicos	Problemas Geotécnicos
Fallas y fracturas	Superficies muy continuas Espesor variable	Roturas Inestabilidades Acumulación de tensiones Filtraciones y alteraciones
Discontinuidades	Resistencia media – baja Minerales alterables	Cambio de propiedades con el tiempo

Nota: Adaptado de (González de Vallejo, L., 2004)

En la actualidad las ciencias geológicas han adquirido mayor importancia, debido a la escasez de materias primas y de la energía, así como los problemas ambientales.

2.1.3 *Métodos de perforación*

Una vez determinada la posibilidad de existencia de mineral en la zona en estudio, se procede a la perforación, como medio de confirmación.

Históricamente, según M-I SWACO (2010), se conoce que en el siglo XII DC, se perforaban pozos de salmuera en China, llegando a una profundidad de 3500 pies.

Cabe resaltar que los métodos de perforación para exploración minera conocidos hoy en día fueron adaptados de los métodos de perforación para exploración y producción de pozos petroleros.

La clasificación de los métodos de perforación y los conceptos asociados de acuerdo con Lopez, Pernia, Ortíz, & Lopez (1987) es:

- Mecánicos
- Térmicos
- Hidráulicos
- Sónicos
- Químicos
- Eléctricos
- Sísmicos
- Nucleares.

2.1.4 *Métodos de perforación mecánica*

En la industria minera, el método de perforación usado, es mecánico. Dicho método tiene como elementos principales a la máquina perforadora, la tubería de perforación, la broca y el fluido que efectúa la remoción y transporte de los detritos formados. Estos recortes o detritos, se forman al cortar la formación rocosa, y se consideran un subproducto del proceso de perforación

Los métodos de perforación mecánica se dividen en perforación por percusión, rotativa y rotopercusiva.

2.1.4.1 Perforación por percusión. Considerado el primer método de perforación, empleado entre los siglos XIX y XX en las etapas de exploración y explotación. Este método consiste en usar un martillo (tipo de broca), y una pesada tubería de perforación pesada. Este conjunto está suspendido mediante un cable.

El método implica el izado y liberación del conjunto varias veces, en donde la energía potencial es transmitida al fondo, para romper la matriz rocosa, y de esta manera, formar un agujero e ir construyendo el pozo. Los recortes que se forman, generalmente se retiran vía aire alta presión.

Este método es bastante simple, y a la fecha se sigue usando. Uno de los inconvenientes, es que el avance o producción es bastante lento, por la baja eficiencia de la broca (martillo) y a los tiempos muertos, asociados al levantamiento del conjunto para poder evacuar los recortes. Actualmente se sigue usando en la construcción de:

- Pozos para la extracción de testigos o núcleos y análisis de suelos.
- Pozos para la producción de agua.

2.1.4.2 Perforación rotativa. Este método consiste cuando el sistema de rotación hace girar la tubería de perforación, y este último transmite la misma rotación, y también su propio peso a la broca, que actúa sobre la matriz rocosa.

En un principio, este método se tomó en cuenta, para la perforación de rocas blandas, debido a la alta velocidad de corte, aunque al día de hoy, se han venido diseñando nuevos modelos y tecnologías para la perforación con un amplio rango de dureza de rocas.

Los detritos se remueven con un fluido de perforación, que puede estar basado en un sistema de aire o de agua. Este método de perforación es usado en los procesos de perforación, de varios tipos de pozos:

- Pozos para la producción de petróleo
- Pozos para la producción de gas
- Pozos para la producción de (vapor) energía geotérmica
- Pozos para la producción de agua
- Pozos mineros, para la extracción de núcleos

De acuerdo a la velocidad de perforación o de avance, producto (testigo, sedimento, etc.), y tipo de pozo a perforar, este método se puede realizar por trituración, empleando triconos, o por corte, con el uso de brocas.

El tipo de perforación rotativa con trícono, fue introducido en el siglo XX, para la perforación de pozos de petróleo y gas (Ver figura 2)

Figura 2

Broca del tipo trícono y diamantina



Nota: fuente catálogo Atlas Copco

Posteriormente, para pozos de exploración minera, se fueron incorporando brocas de corte diamantada, debido a que no se podían realizar perforaciones con diámetro menor a 5 pulgadas con trícono.

2.1.4.3 Perforación rotopercusiva. Como su nombre lo indica, este método incluye tanto rotación del conjunto, así como la percusión (generada por un pistón) que, al igual que los otros métodos, se transmite energía a la broca (martillo), el cual incide en la roca. La aplicación principal, para este método, es la perforación horizontal dirigida.

Dependiendo de la ubicación del martillo (broca), la perforación rotopercusiva puede clasificarse en:

- Martillo en Cabeza. El martillo se ubica al final de la columna de perforación, y transmite la energía de percusión, vía ondas de choque hasta la broca.
- Martillo en Fondo. En este caso, la percusión se genera fuera del conjunto de perforación, y el “martillo” produce lo que produce hasta la broca mediante unas barras.

Dentro de las características de este método de perforación mecánica, se puede mencionar:

- Usados en amplio rango de dureza de rocas, desde blandas hasta duras.
- Sencillez de operatividad, movilidad, y de fácil mantenimiento.
- Amplio rango de operación, respecto a los diámetros.

En la tabla 6, se pueden apreciar los rangos de los parámetros en la perforación rotopercusiva.

Tabla 6

Rangos de parámetros en perforación rotopercusiva

Tipo de perforadora	Rango de Perforación Superficial (mm)	Rango de Perforación Subterránea (mm)
Martillo en Cabeza	50 – 125	35 - 65
Martillo en Fondo	75 – 200	100 - 165

Nota: Adaptado de (López, J., 1987)

2.1.5 Pozos de Exploración Mineros

Nuestro país cuenta con muchos proyectos mineros en prospección y en ejecución. Es indispensable contar con la certeza de la existencia de mineral, ya sea para que nos permita realizar los estudios de factibilidad de apertura de mina o aumento en la delimitación de zonas de explotación de este.

2.1.5.1 Perforación diamantina. Es un tipo de perforación rotativa, el cual usa brocas que contienen diamantes en su interior (diamantadas). Este método es usado para extraer información del subsuelo, a través de testigos, que son muestras de forma cilíndrica, permitiendo comprobar la existencia de depósitos minerales. Este tipo de perforación tiene por objetivo principal, confirmar la presencia de mineral, y la ubicación de este.

Según Lopez & otros (1987), la ubicación o ámbito del proyecto, donde se realiza la perforación diamantina, se puede clasificar en superficial o subterránea. El método de perforación diamantina, contiene:

2.1.5.2 Plataforma de perforación. Según Boart Longyear (2010), las plataformas de perforación diamantina principalmente cuentan con las siguientes componentes:

i. **Máquina de perforación diamantina.** Maquinaria compacta, para la extracción de testigos o núcleos. Dependiendo del lugar donde se realiza el trabajo, estos equipos pueden catalogarse por su tamaño, como equipos para perforación superficial y subterránea.

Las máquinas de perforación subterránea perforan diámetros que oscilan entre 1.5 y 2.5 pulgadas al inicio, y los pozos tienen en promedio, una profundidad de 250 metros. Estos equipos se pueden adaptar para perforar incluso en ángulo negativo o ascendente

Las máquinas de perforación superficial logran perforar a mayor profundidad y diámetro, que las máquinas de perforación subterránea, las cuales perforan en promedio 3.5 a 4.5 pulgadas de diámetro y hasta 2,500 metros de profundidad.

Existe una variedad de marcas en el mercado, tales como Boart Longyear, Sandvik, Atlas Copco, etc. En la figura 3, podremos apreciar una de las máquinas de perforación, de la marca Boart Longyear

Figura 3

Máquinas de perforación LF-230 Boart Longyear



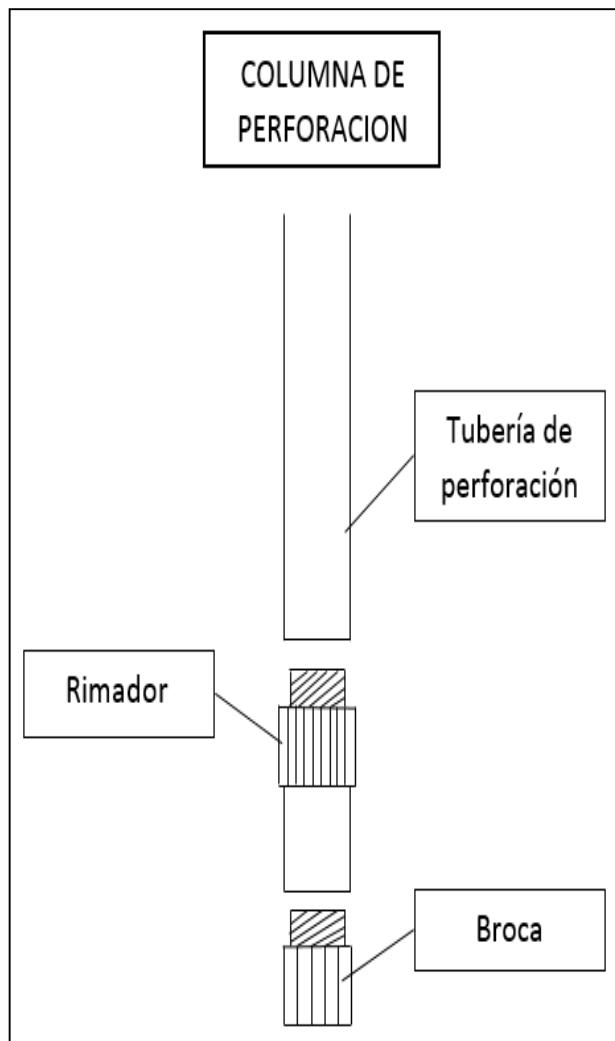
Nota: Fuente catálogo Boart Longyear, 2010

ii. **Columna de perforación.** La columna de perforación cuenta con las siguientes componentes (Ver figura 4):

- Broca. Es la herramienta encargada del corte de la roca. La selección de la broca depende del diseño del pozo: diámetro y profundidad; de la textura de la formación: compacto, fracturado, arcilloso o arenoso; de la dureza de la roca; etc.
- Rimador. Es usado para ensanchar el diámetro del pozo, necesario para llegar al diámetro programado, de acuerdo con el diseño establecido. Se conecta mediante un empalme, el cual se une a la broca.
- Tubería de perforación. Es la tubería que conecta al rimador y el cabezal de superficie. Al interior de esta tubería, es bombeado el fluido de perforación.

Figura 4

Diagrama de columna de perforación

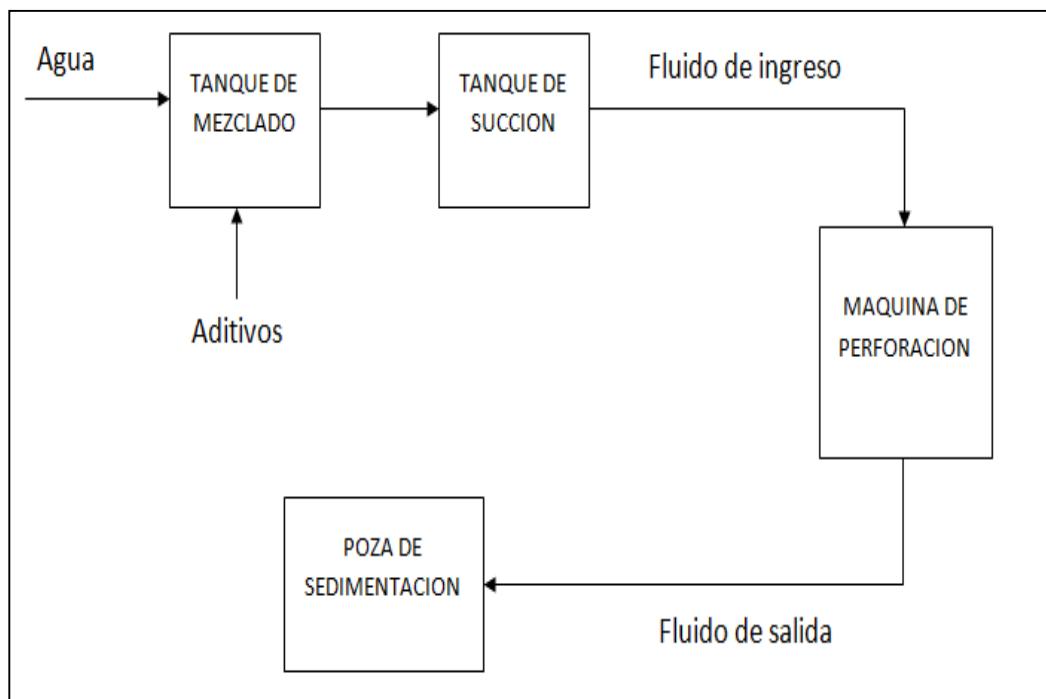


iii. Circuito del fluido de perforación. En la figura 5, se muestra un esquema del circuito del fluido de perforación, donde se usan el agua y los aditivos como principal materia prima, para la preparación del fluido de perforación. En esa primera etapa se mezclan en el tanque de mezclado el agua y dichos aditivos, e ingresan al tanque de succión por gravedad. El fluido es bombeado desde el tanque de succión hacia la máquina de perforación para ingresar al pozo por la tubería de perforación hacia el fondo de este. Un fluido con recortes sale del fondo del pozo hacia la superficie, a través del espacio anular y es llevado hacia una poza de sedimentación, para su posterior tratamiento.

De acuerdo con lo descrito en el alcance, no se tomará en cuenta el análisis del agua de ingreso al tanque de mezclado, ni el fluido de salida de la máquina de perforación. Dicho fluido de salida contiene un tipo de fluido con recortes, el cual, es llevado a través de una canaleta a una poza de sedimentación, donde se procede al tratamiento de separación del fluido y los recortes. Dependiendo del proceso a emplear, el cual puede ser físico, mediante equipos de control de sólidos, donde el fluido se separa de los recortes y regresa a un tanque para ser acondicionado, mediante aditivos de perforación y ser llevado al tanque de succión, mediante una bomba. Si se separa la fase líquida de la sólida, la fase sólida es llevada a tratamiento y la fase líquida conteniendo al agua, es llevada a un tanque de acondicionamiento, para ser llevada mediante una bomba al tanque de agua. De esta manera, se realiza un proceso cerrado y cíclico, reduciendo el costo asociado al fluido, por ende, los costos del proceso de perforación.

Figura 5

Circuito del fluido de perforación



2.1.6 Diseño del pozo.

Según Schlumberger (2012), la perforación tiene por objetivo edificar un pozo que sea un intermedio entre la reserva o depósito y superficie, que facilite el eficiente análisis de la litología y confirme la presencia del mineral.

La perforación y diseño de un pozo es un proceso continuo y organizado. Este proceso necesita que algunos puntos se precisen antes que otros. Las etapas a seguir, durante el diseño del pozo son:

2.1.6.1 Columna geológica esperada. Es la columna o parámetros geológicos esperados en el pozo a perforar, se obtiene recolectando información de pozos vecinos, perforados en el área circundante. El objetivo, es obtener datos geológicos para proyectar o esbozar la columna geológica que se espera perforar. El conocimiento de estos datos nos ayudará a prevenir y evitar problemas potenciales, al momento de perforar.

2.1.6.2 Programa de toma de información. En base a los registros de pozos vecinos perforados, se establecerá un programa para la toma de información por intervalos o profundidades, donde se usarán herramientas de registros. Los registros se realizan en intervalos o en todo el pozo. Estos incluyen:

- Presión de torque
- Presión de avance
- Presión de nivel
- Presión de bombeo
- Velocidad de perforación
- Velocidad de rotación
- Litología: tipo y textura de roca

Adicionalmente, se podrán incluir registros como:

- Desviación del pozo o cuantos grados se desvía el pozo, según la vertical
- Calibre o diámetro del pozo
- Campo magnético

Los registros iniciales al fluido de perforación usualmente son:

- pH
- Dureza cárlica
- Contenido de sales
- Viscosidad embudo
- Contenido de arenas
- Densidad del lodo

2.1.6.3 Selección de trayectoria y geometría del pozo. En esta etapa, se determinará:

- La inclinación del pozo
- El azimut del sondaje
- Diámetro inicial y final
- Profundidad

2.1.6.4 Selección y programa de fluidos de perforación. La selección del fluido deberá hacerse basado en las condiciones de operación y parámetros de la roca a perforar, así como de los problemas potenciales. Algunos problemas potenciales que se pueden presentar:

- Pérdida de circulación
- Atrapamiento de tubería
- Pegadura por presión diferencial. Debido principalmente a arcillas reactivas en la formación litológica.
- Inestabilidad del pozo. Los principales síntomas son altas presiones de torque y arrastre, derrumbes y descalibre del agujero.

2.1.6.5 Programa de barrenas. Existen diversos tipos de barrenas que, como hemos mencionado dependen del método de perforación a realizar y del tipo de producto a obtener. En la perforación diamantina, el tipo de barrena, se usan brocas diamantadas. Para la selección de la broca, se tiene que tomar en cuenta:

- Dureza y abrasividad de la roca a perforar
- Textura de la roca
- Geometría del pozo
- Circulación del pozo

2.1.6.6 Selección del equipo de perforación. La selección de la máquina de perforación depende de:

- Ubicación del proyecto de perforación (superficial o subterránea)
- Tipo de producto y/o información a obtener
- Geometría del pozo
- Accesibilidad a las áreas de trabajo
- Análisis económico

2.1.7 Fluidos de Perforación

También llamados “lodos de perforación” o simplemente mal llamados “lodos”; según M-I SWACO (2010), son mezclas líquidas o gaseosas que son empleados en los procesos de perforación. El fluido de perforación de mezcla líquida se forma básicamente de dos fases. Una fase (continua o líquida) puede ser agua, petróleo o emulsión de estos, y la otra fase (dispersa o sólida) contiene los aditivos que brindan las propiedades al fluido. Podemos clasificar los aditivos usados en los diferentes sistemas de fluidos de perforación en:

2.1.7.1 Controladores de pH y dureza. Modifican el pH del fluido, dependiendo de las características del sistema de fluido de perforación formulado, así también algunos de ellos, disminuyen la dureza. Estos pueden ser los siguientes o una mezcla de algunos:

- Soda cáustica
- Potasa cáustica
- Cal
- Ácido cítrico

2.1.7.2 Arcillas. Son usadas por su alto desempeño en la generación de viscosidad dentro del fluido, y la formación de revoque. Dentro de las arcillas, las más usadas son:

- Montmorillonita sódica
- Montmorillonita cálcica

2.1.7.3 Densificantes. Se usan para aumentar la densidad del fluido de perforación:

- Barita o sulfato de bario
- Hematita u óxido de hierro
- Carbonato de calcio
- Sal

2.1.7.4 Controladores de filtrado. Son usados para evitar la pérdida del agua presente en el fluido, hacia la formación, debido a la permeabilidad de la roca. Dentro de los aditivos para controlar el filtrado:

- Arcillas
- Polímeros: Almidón, celulosas polianiónicas, carboximetil celulosas, goma xántica, etc.

2.1.7.5 Viscosificantes. Incrementan la viscosidad, en la mayoría de los casos, dichos aditivos contienen funciones adicionales, como controlar la pérdida de filtrado o inhibición del fluido.

- Arcillas bentoníticas
- Polímeros: Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas PHPA, goma xánticas, etc.

2.1.7.6 Lubricantes. Se formulan dentro del fluido de perforación y son usados para disminuir el coeficiente de fricción entre la broca y la formación.

2.1.7.7 Grasas. Usadas para recubrimiento de la sarta de perforación y evitar la vibración de las tuberías, para los hilos de las roscas y para el revestimiento del extractor de núcleos.

2.1.7.8 Espumantes. Por lo general, son aditivo líquidos compuestos a base de sales de sodio y glicol, usados en la formulación de fluidos neumáticos.

2.1.7.9 Material para pérdida de circulación (LCM). Son sólidos o geles inertes, que son usados para sellar las formaciones cuando hay una pérdida de lodo entero hacia la formación.

Dentro de los materiales usados, podemos encontrar:

- Cáscaras de nueces. Generalmente nueces o pecanas
- Fibra. Proviene del papel, plástico, madera, etc.
- Mica.
- Polímeros

2.1.7.10 Otros

- Yeso. Usado como proveedor de calcio y para sedimentar carbonatos, según lo necesitado por el sistema de fluido de perforación
- Carbonato de sodio. Usado para la sedimentación del calcio presente en la formación, así como y precipitación de iones calcio y magnesio, en aguas duras.
- Bicarbonato de sodio. Usado para precipitar el calcio, presente en formaciones que contienen cemento.
- SAPP ($\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$). Usado para la precipitación de calcio, contenido en las formaciones que contienen cemento.
- Cloruro de potasio (KCl). Control de hidratación de lutitas en la formación
- Sal (NaCl) Usado para múltiples propósitos.

2.1.8 Fases de los fluidos de perforación

De acuerdo con M-I SWACO (2010), podemos establecer las fases y componentes de los fluidos en:

2.1.8.1 Fase Fluida. Es la fase continua de un fluido. En el caso de fluidos con base acuosa, la fase fluida será el agua; análogamente, para los fluidos base aceite, será el aceite; y así, para el caso de base polimérica o aireada.

2.1.8.2 Sólidos de arcilla comercial reactivos. Esta fase se compone de arcillas, así como lutitas, que son producto de la perforación de las formaciones, y son mantenidas en suspensión en la fase fluida. Estos componentes sólidos son tratados químicamente para controlar las propiedades del fluido, donde varios aditivos serán empleados para obtener las propiedades deseadas. Por lo general, estas arcillas son:

- Montmorillonita sódica
- Atapulguitas

2.1.8.3 Sólidos comerciales inertes, no reactivos. Son sólidos que se encuentran en la formación o son agregados específicamente, para modificar alguna propiedad del fluido. En suspensión son químicamente inactivos o inertes. Estos pueden ser:

- Caliza
- Dolomita
- Arena
- Barita
- Óxido de fierro (hematita)
- Carbonato de calcio
- Material para pérdida de circulación

2.1.8.4 Sólidos de formación perforados reactivos. Son arcillas de la formación que por lo general son:

- Montmorillonita
- Irita
- Kaolinita
- Clorita
- Lutita Gumbo

2.1.8.5 Sólidos de formación perforados inertes, no reactivos. Son sólidos, productos del proceso de perforación que no reaccionan con el fluido de perforación.

2.1.9 *Sistemas de fluidos de perforación*

Según M-I SWACO (2010), se clasifican básicamente en fluidos base agua, fluidos base aceite y base sintética. En una última clasificación podemos encontrar a fluidos que contienen aire, espuma, niebla o gas.

2.1.9.1 Fluidos base agua. Los sistemas de fluidos base agua, fueron los primeros sistemas en emplearse para la perforación, y son en la actualidad los más empleados. Estos fluidos tienen como componente principal el agua. A su vez, estos sistemas de fluidos se podrían clasificar en:

I. Fluidos base agua no dispersos. Sistemas que contienen agua y arcillas comerciales, en algunos casos aditivados; los lodos naturales (arcilla superficial y agua) también se incluyen. Estos fluidos no contienen aditivos para dispersar las partículas de arcillas existentes en el fluido. Por lo general estos fluidos, se utilizan para perforar pozos que no presenten problemas potenciales, superficiales o de poca profundidad.

II. Fluidos base agua dispersos. Sistemas que contienen dispersantes, imprescindibles para dispersar a los sólidos presentes. Esos dispersantes pueden ser lignitos, lignosulfonatos o taninos. Estos, a su vez, actúan como defloculantes y reductores de filtrado. Estos fluidos son empleados para perforar pozos profundos, generalmente pozos de petróleo, donde se tiene una alta probabilidad de problemas potenciales.

III. Fluidos base agua tratados con Calcio. Son fluidos que contienen calcio en su composición, con el objetivo de controlar la hidratación de arcillas y lutitas. Estos fluidos son empleados para limitar el calibre del pozo, mediante el control de desprendimiento de lutitas, principalmente. Para tal efecto, generalmente se utilizan:

- Hidróxido de calcio
- Sulfato de calcio
- Cloruro de calcio

IV. Fluidos base agua con polímeros. Son fluidos que introducen polímeros de alto peso molecular en su mezcla, y pueden incorporar también sales para inhibir al fluido, produciendo estabilidad adicional. Generalmente, los polímeros usados cumplen con las funciones:

- Aumento de la viscosidad
- Encapsulamiento de sólidos perforados
- Reducción de la pérdida de filtrado
- Inhibición de lutitas.

V. Fluidos base agua con baja proporción de sólidos. Son fluidos que contienen bajo contenido de sólidos, usando bentonitas y polímeros viscosificantes y/o extensores de bentonitas. Estos sistemas tienen las siguientes características:

- Contenido total de sólidos: 6-10% volumen
- Contenido de sólidos arcillosos: menos de 3% volumen
- Relación sólidos perforados respecto a la cantidad de bentonita menor a 2:1

VI. Fluidos base agua salada. Son fluidos saturados con sal. Estos fluidos son usados para perforar formaciones salinas. Estos fluidos contienen entre 10 000 y 190 000 mg/L en concentración de cloruros y se mezclan usualmente con agua de mar.

2.1.9.2 Fluidos Base Aceite. Son fluidos que tienen como principal componente el aceite, y son empleados generalmente, en situaciones de altas temperaturas en el pozo, donde existe posibilidad de pega o desestabilización del pozo. Son usados también en pozos profundos y se pueden establecer dos tipos:

I. Fluidos de Emulsión Inversa. Son fluidos donde la fase continua es el aceite y la fase dispersa pueden ser salmueras de cloruros de calcio, hasta en un 50% en volumen.

II. Fluidos base aceite. Son fluidos que contienen 100% de aceite en su fase líquida, y en su fase sólida contienen aditivos como:

- Emulsificantes
- Viscosificantes

2.1.9.3 Fluidos Base Sintéticos. Estos fluidos, tienen como ingredientes a polímeros sintéticos, y tienen características similares a los fluidos base aceite, pero son medioambientalmente más amigables, siendo algunos biodegradables. Dentro de los polímeros usados podemos encontrar:

- Éteres
- Ésteres
- Olefinas

2.1.9.4 Fluidos Base Aire. Estos fluidos tienen como base al aire, el cual entra al sistema, vía un compresor. Dentro de los fluidos base aire, podemos encontrar:

I. Aire Seco. Se introduce aire seco a altas velocidades al sistema, con la finalidad principal de acarrear los recortes.

II. Aireados. Adicionalmente al lodo de perforación, se les inyecta aire, para ayudar en la remoción de recortes.

III. Niebla. Se usa un agente espumante en el fluido base aire, para mezclarlo con agua y generar limpieza adicional dentro del pozo.

IV. Espuma. Se usan aditivos poliméricos, surfactantes y/o lubricantes para crear espuma, que ayudará a acarrear recortes.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Fluidos de Perforación para pozos mineros

El objetivo principal del proceso de perforación de pozos mineros es perforar, evaluar y terminar el pozo, que permitirá realizar un registro y análisis de la ley del mineral adecuadamente.

Los fluidos de perforación realizan una serie de funciones, para los objetivos indicados anteriormente. El ingeniero de fluidos de perforación, así como las personas que dirigen la operación de perforar, asumen de forma conjunta la responsabilidad en la ejecución de estas funciones.

La función principal del ingeniero de fluidos es asegurarse que el fluido de perforación a usar sea el necesario para el tipo de terreno a perforar, así como dar recomendaciones para optimizar el proceso de perforación.

El fluido de perforación, según M-I SWACO (2010), es una mezcla homogénea de aditivos, los que pueden ser sólidos y/o líquidos, usado principalmente para optimizar el proceso de perforación y obtener la mejor información de la formación.

2.2.1.1 Funciones del fluido de perforación. De acuerdo con M-I SWACO (2010), las funciones de los fluidos de perforación son:

i. Extraer los detritus del pozo. A medida que se realiza el proceso de perforación se realiza, se van generando recortes de perforación, o simplemente llamados recortes o detritus.

Para la evacuación de estos recortes, es imperante usar un fluido de perforación, el cual se circula a través de la columna de perforación, para luego transportar a dichos recortes hacia la superficie. La remoción de los recortes o también llamada limpieza del pozo depende de:

- Tamaño, forma y densidad de los recortes
- Velocidad de penetración (ROP)
- Velocidad de rotación de la columna de perforación
- Viscosidad del fluido de perforación.
- Densidad del fluido de perforación.
- Velocidad anular del fluido de perforación.

ii. Contener las presiones de la formación. En el proceso de perforación, la formación ejerce una presión sobre la columna de perforación, la cual tiende a cerrar el pozo. A medida que incrementa la presión de la formación, se debería elevar la densidad del fluido, para equilibrar las presiones, así también se puede optar el uso de aditivos estabilizadores, de tal forma mantener la integridad del pozo.

El incremento de la densidad en el fluido incide directamente en el aumento de la presión hidrostática del fluido, la cual también se ve afectado por la profundidad verdadera del pozo (TVD).

iii. Suspender los recortes. Es necesario que un fluido logre suspender los recortes, para evitar la sedimentación. Los detritus que sedimentan en condiciones de no movimiento, pueden provocar una acumulación de recortes en el fondo del pozo, lo que, a su vez, generaría problemas como atrapamiento de tubería o perdida de circulación.

iv. Obturar formaciones permeables. Podemos definir a permeabilidad, como al potencial de los fluidos de fluir a través de formaciones con poros, lo cual ocurre cuando la presión del fluido es mayor a la presión de la formación. Debido a este fenómeno, se forma un “revoque” en la superficie de la formación, por el influjo del componente acuoso o filtrado a la formación.

El objetivo en este punto, por parte del fluido, es depositar un revoque delgado y de baja permeabilidad, a fin de controlar la invasión de filtrado en la formación. Así también, si se crea un revoque grueso y se cuenta con alta filtración, los problemas asociados son:

- Atrapamiento de tubería
- Condiciones de “pozo reducido”
- Daños a la formación
- Aumento de presión de torque y arrastre
- Mala calidad de registros.

v. Preservar la estabilidad del pozo. La estabilidad del pozo está asociada a un conjunto tanto físicos, como químicos. Dentro de los factores físicos, encontramos presiones asociadas al torque y arrastre; en los factores químicos, ubicamos arcillas reactivas pueden propiciar el agrandamiento del calibre del pozo.

En los procesos de perforación, la fuerza aplicada por el sistema de rotación genera una presión, cuando se aplica sobre la formación, a lo que denominamos torque. Cuando la sarta de perforación desciende (o asciende), la presión generada será llamada presión por empuje.

Siendo la presión de torque la más importante, debido a los problemas potenciales, como atrapamiento de tubería, hasta derrumbe del pozo, si los parámetros de perforación se mantienen constantes, los indicadores de presiones de torque no deberían variar, pero ante una variación, se podría suponer:

- Cambios en la formación litológica
- Exceso de recortes en el fondo del pozo
- Condiciones de “ojo de llave” o “pata de perro”

Así también, el aumento o disminución del torque, se podría deber a:

- Incremento del ROP
- Cambios en la formación
- Incremento de la inclinación del pozo

Dentro de las causas de la variación de la presión de empuje o de arrastre, se podría considerar:

- Deslizamiento de la pared del pozo
- Disminución del espacio anular entre la tubería y/o accesorios y la pared del pozo
- Incremento de la inclinación del pozo
- Pozos desviados

Así también, uno de los factores físicos (mecánicos), serían las altas velocidades del fluido de perforación y excesiva rotación del conjunto, que pueden erosionar formaciones arenosas, que terminan por aumentar el calibre del pozo, incluso el desmoronamiento o derrumbe del mismo.

Uno de los indicadores desestabilización, es el derrumbe de la formación, evidenciado por el aumento de recortes, así como el tamaño de los mismos. Este derrumbe produce desde reducción del calibre del pozo, hasta el colapso; por lo que se necesitan maniobras, para detener el derrumbe y evitar el colapso.

Dentro de los indicadores de estabilidad del pozo es cuando el pozo mantiene su forma cilíndrica original. Por consiguiente, al ensancharse un pozo, este se debilita, y cada vez que se ensancha más, es más difícil de estabilizar. Los problemas asociados a un ensanchamiento de pozo:

- Falta de limpieza de pozo
- Bajas velocidades anulares
- Aumento del contenido de sólidos
- Evaluación deficiente de la formación

Asimismo, las propiedades fluido de perforación deben brindar condiciones para tener un pozo estable, para que se permita instalar la tubería de revestimiento y proporcionar una adecuada información del pozo.

vi. Lubricar, refrigerar la broca y sostener la columna de perforación. El fluido de perforación enfriá el conjunto de perforación y la broca, disipando el calor generado por la fricción entre la roca y la broca.

Y aunque la adición de un lubricante dentro de un fluido base agua, debería reducir la fricción producida, y así disminuir la presión de torque y arrastre, debido a que la lubricidad de un fluido es medida por su coeficiente de fricción (COF), el cual depende de:

- Cantidad de sólidos de perforación
- Composición química del sistema de fluido
- Salinidad, dureza y pH

En un fluido de perforación, tendrá un mayor COF, aquel fluido que tenga mayor volumen de aceite o lubricante en su composición.

vii. Garantizar la óptima evaluación de la formación. La evaluación de la formación se ve alterada por las condiciones físicas y químicas del pozo, así como las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación.

Una correcta finalización del pozo permitirá una adecuada evaluación de la formación, siendo esta la clave para la operación de perforación, en la fase de exploración.

De tal forma que la adecuada selección del sistema de fluido de perforación a usar es importante para lograr esta exitosa evaluación.

viii. Contener la corrosión. Los componentes del conjunto de perforación, tales como la tubería de perforación y de revestimiento, se encuentran expuestos a la corrosión, debido principalmente al pH del agua, y en menor proporción a los gases disueltos desde la formación, tales como dióxido de carbono.

Para minimizar los efectos de la corrosión, se debe mantener un pH básico (de acuerdo con el sistema de fluido formulado), y de ser necesario, el uso de otros aditivos.

ix. Reducir el impacto al medioambiente. Durante y después del proceso de perforación el fluido se vuelve un efluente, que debe desecharse conforme a las políticas medioambientales y reglamentaciones locales.

Sin embargo, no existe una ley o reglamentación ambiental de corte global, que pueda ser puesta a estandarizar, debido a las distintas condiciones que existen en las cercanías al proyecto, tales como características geográficas, poblacionales, medioambientales, proximidad a aguas subterráneas y/o superficiales.

2.2.1.2 Propiedades del fluido de perforación. Según a M-I SWACO (2010), las principales propiedades de fluidos de perforación y los conceptos asociados son:

i. Densidad. Es una propiedad que relaciona el peso y el volumen de fluido de perforación.

La densidad del fluido, depende de:

- Contenido de sólidos (aditivos) en el fluido y recortes de la formación
- Contenido de sólidos en la fase líquida del fluido

La densidad es medida por una balanza de lodos (figura 6), y las unidades de medición son:

- Libras por galón (ppg)
- Libras por pie cubico (lb/ft^3)
- Gravedad específica (SG)
- Gradiente de libras por pulgada cuadrada por cada 1000 pies de profundidad ($\text{PSI}/1000\text{ft}$)

Figura 6

Balanza de lodos



Nota: fuente catálogo OFITE, 2013

ii. Viscosidad. En los fluidos de perforación, encontramos varios tipos de viscosidad:

a. **Viscosidad embudo.** Se usa como indicador relativo de la condición del fluido, no proporciona información suficiente de las características del flujo o propiedades reológicas. La viscosidad embudo, se mide usando el Embudo de Marsh, y es usado en campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. La unidad de medición de la viscosidad embudo es segundos por cuarto de galón (seg/ $\frac{1}{4}$ gal). En las figuras 7 y 8, se pueden apreciar el embudo y jarra de Marsh, respectivamente.

Figura 7

Embudo de Marsh



Nota: fuente catálogo OFITE, 2013

Figura 8

Jarra de Marsh



Nota: fuente catálogo OFITE, 2013

b. Viscosidad Plástica (PV). Es la oposición del fluido a fluir, por la fricción mecánica de los sólidos existentes en el fluido. La viscosidad plástica, es usualmente afectada por:

- Cantidad de sólidos.
- Dimensión y forma de sólidos.
- Uso de algunos polímeros.
- Viscosidad del fluido base.

La viscosidad plástica se estima a partir de los datos brindados por el viscosímetro rotativo, el cual puede ser digital, según la figura 9. También existen los viscosímetros mecánicos o manuales, según la figura 10.

Figura 9

Viscosímetro digital



Nota: fuente catálogo OFITE, 2013

Figura 10

Viscosímetro manual



Nota: fuente catálogo OFITE, 2013

- c. **Punto Cedente (YP).** Segundo componente de la viscosidad, resistencia del fluido a fluir, por la atracción de cargas eléctricas o de fuerzas electroquímicas en un fluido. Es también un indicador de capacidad de retirar y suspender recortes.

El punto cedente se puede calcular, de acuerdo con los valores obtenidos del viscosímetro rotativo. El punto cedente es afectado por:

- Introducción de contaminantes: Cloruros, calcio, etc.
- Sólidos inertes en el circuito
- Arcillas reactivas en la formación
- Uso de algunos polímeros
- Aumento de fase líquida en el sistema

d. Esfuerzos de Gel. Es el comportamiento de los geles, que está relacionado con la tixotropía, la cual es aquella propiedad de los fluidos que forman una estructura del tipo gel, cuando están en estado estáticos. Luego, cuando se aplica un esfuerzo de corte sobre el fluido, para vencer la resistencia del gel, entonces la viscosidad aumenta, conforme pase el tiempo.

Esta resistencia del gel formado estará en función de:

- Tipo y cantidad de aditivos sólidos
- Recortes en suspensión.
- Tiempo de formación de gel.
- Tipo del sistema de fluido de perforación.
- Temperatura, contaminantes, tratamiento químico, etc.

El esfuerzo de gel, es importante para la suspensión de recortes, por lo cual se cuentan con algunos polímeros con la capacidad de que disminuir o aumentar la gelificación de un fluido. Los esfuerzos de gel son calculados mediante el viscosímetro, y puede tomarse cada diez segundos, diez minutos y treinta minutos, dependiendo del caso.

iii. Filtrado. El volumen de filtrado y la formación de paredes por un lodo (revoque o cake) son determinados mediante un equipo filtro prensa. Este equipo se muestra en la figura 11.

El ensayo, así como los anteriores, debe cumplir las precisiones de la norma API 13 A, la cual es realizada a una presión de 100 PSI, y 30 minutos. La filtración se da, cuando existe una diferencia de presiones, entre la presión de la formación a perforar y la presión hidrostática del fluido de perforación.

Asimismo, un porcentaje de la fase liquida (agua, en un sistema base agua) se filtra a través de las formaciones permeables, y una parte de la fase sólida, se convertirá en el revoque, en la superficie exterior de la formación.

Figura 11

Filtro prensa



Nota: fuente catálogo OFITE, 2013

iv. pH. Es usado para precisar la acidez o basicidad del fluido base y/o del fluido de perforación. El rango del pH va desde de 0 a 14, determinándose la acidez para un rango de 0 a 6, neutralidad para 7, y basicidad de 8 a 14.

Por lo general, el pH del sistema de fluido de perforación está en el rango básico, para minimizar la corrosión en el conjunto, mantener los valores de viscosidad, activar a los polímeros y prevenir la floculación en el circuito del fluido.

2.2.2 Modelos Reológicos

2.2.2.1 Reología. La reología, como ciencia que estudia la relación del fluido, sometido a una deformación, la cual nos ayudará a predecir el comportamiento, bajo condiciones de diferente velocidad de corte, dentro del pozo.

El objetivo es acceder a las ecuaciones que nos permitirán relacionar el esfuerzo y velocidad de corte. Un reograma es un gráfico de esfuerzo de corte frente a la velocidad de corte.

2.2.2.2 Velocidad de corte. Definido como el gradiente o cambio de velocidad, en la que una capa de fluido, pasa por una capa adyacente. Esta velocidad, depende de la geometría en la que el fluido está fluyendo y de su velocidad media. Para nuestro análisis, el fluido que está en contacto con las paredes, no fluye; por lo tanto, el gradiente o velocidad de corte será mayor en geometrías pequeñas, como espacios anulares, y menores como la velocidad de corte dentro de la tubería de perforación.

Según M-I SWACO (2010), matemáticamente, podemos expresar la velocidad de corte:

$$\gamma = \frac{V_2 - V_1}{d} \quad (1)$$

Donde:

γ = Velocidad de corte en (seg^{-1})

V_2 = Velocidad en la capa B (pie/seg)

V_1 = Velocidad en la capa A (pie/seg)

d = Distancia entre A y B (pie)

Para obtener la velocidad de corte (seg^{-1}), a partir de la data proporcionada por el reómetro, utilizaremos el factor de corrección en la ecuación 2, dicho factor se deriva de la geometría del equipo.

$$\gamma = 1.703 \times \omega \quad (2)$$

Donde:

γ = Velocidad de corte (seg^{-1})

ω = Velocidad rotacional por minuto del viscosímetro (RPM)

2.2.2.3 Esfuerzo de corte. Cuando un fluido está en movimiento, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo, esta fuerza se llama esfuerzo de corte. El esfuerzo de corte τ , es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte.. Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte.

Para obtener el esfuerzo de corte, según M-I SWACO (2010), a partir del dato vertido por el reómetro, utilizaremos el factor de corrección en la ecuación 3. Dicho factor se deriva de la geometría del equipo.

$$\tau = 1.0678 \times \Theta \quad (3)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte ($\text{lbf}/100 \text{ ft}^2$)

Θ = Lectura del cuadrante del viscosímetro

Las indicaciones del viscosímetro son frecuentemente usadas como indicación del esfuerzo de corte, en $\text{lbf}/100 \text{ pie}^2$ sin realizar la conversión, ya que la diferencia es pequeña. Se usan una variedad de viscosímetros para medir la viscosidad del fluido de perforación.

El modelo Newtoniano o Ley de viscosidad de Newton, es el que describe el desempeño de fluidos newtonianos. Sin embargo, como la mayor parte de los fluidos de perforación son no newtonianos, han aparecido varios modelos reológicos, para representar el comportamiento de dichos fluidos.

De acuerdo con los datos proporcionados por el reómetro, para un fluido de perforación típico, la curva descrita en un modelo reológico será no lineal, la cual no pasa por el origen de la gráfica velocidad de corte – esfuerzo de corte. (Ver figura 12)

2.2.2.4 Modelos reológicos. Los modelos reológicos según M-I SWACO (2010), son una representación entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte. Los principales son:

*i. **Modelo de Flujo Plástico de Bingham***

- Modelo más antiguo y frecuente que se emplea para describir las características del flujo de un fluido de perforación.
- Menciona que un fluido que requiere un esfuerzo inicial τ_0 (Punto cedente), para iniciar el movimiento y luego mantiene una viscosidad constante, cuando la velocidad de corte aumenta (Viscosidad Plástica).
- El modelo de Bingham presenta una deficiencia, porque describa una curva lineal, cuando un fluido de perforación, usualmente describe su comportamiento a través de una curva no lineal. Adicionalmente, no describe de forma real, las características del fluido a velocidades de corte bajas (menores a 300 RPM); por lo que el punto cedente sería mayor, en un modelo lineal (Bingham) que, en un modelo no lineal, como lo demuestra la figura 12.

Matemáticamente, podemos definir al modelo de Bingham, según la ecuación 4, y gráficamente de acuerdo a la figura 13.

$$\tau = \tau_0 + PV \times \gamma \quad (4)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

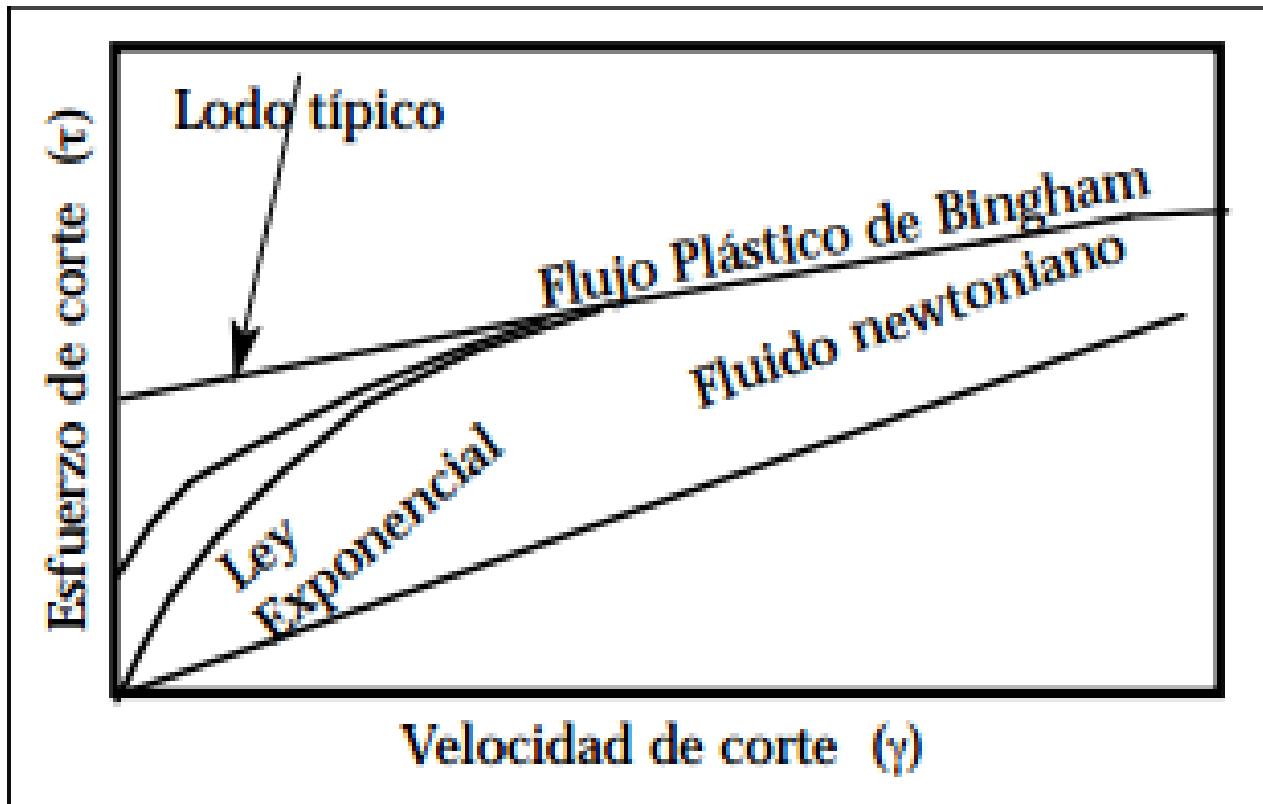
τ_0 = Esfuerzo de corte a velocidad de corte igual a cero o Punto cedente (YP)

PV = Viscosidad plástica o tasa de incremento de esfuerzo de corte, con respecto a la velocidad de corte.

γ = Velocidad de corte.

Figura 12

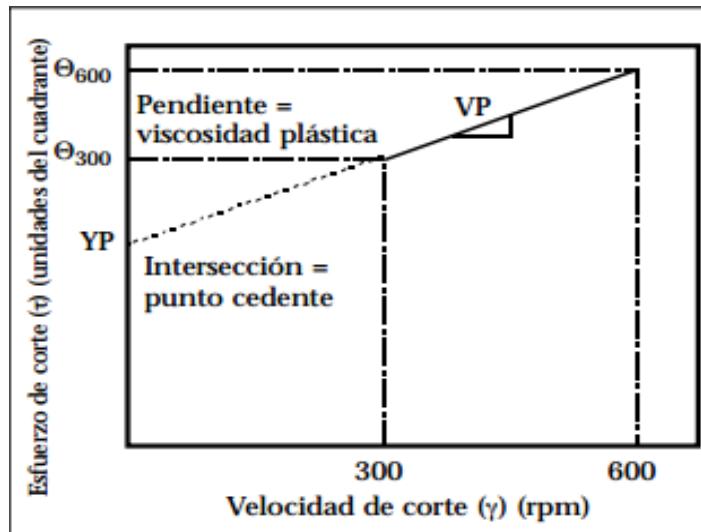
Modelos reológicos



Nota: fuente Manual de fluidos de perforación M-I SWACO, 2010

Figura 13

Modelo reológico de Bingham



Nota: fuente Manual de fluidos de perforación M-I SWACO, 2010

La data brindada por el reómetro a algunas velocidades de corte (600 RPM y 300 RPM) son lecturas de esfuerzos de corte, a esas velocidades. Es decir, se lee así:

- Θ_{600} : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte 600 RPM
- Θ_{300} : Esfuerzo de corte a la velocidad de corte 300 RPM

Reemplazando las Ecuaciones 2 y 3 en la Ecuación 4:

$$1.0678 \times \Theta = YP + PV \times \frac{1.703 \times RPM}{478.80}$$

Reemplazando los datos: RPM=600 y Θ_{600} en la ecuación:

$$\Theta_{600} = YP + 2PV \quad (5)$$

Reemplazando los datos: RPM=300 y Θ_{300} en la ecuación:

$$\Theta_{300} = YP + PV \quad (6)$$

De las Ecuaciones 5 y 6 obtenemos:

$$PV = \Theta_{600} - \Theta_{300} \quad (7)$$

$$YP = 2\Theta_{300} - \Theta_{600} \quad (8)$$

De las Ecuaciones (7) y (8) obtenemos:

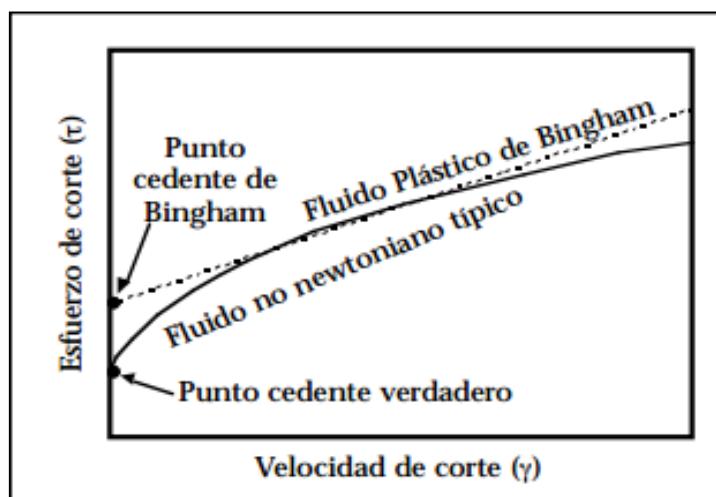
$$YP = \Theta_{300} - PV \quad (9)$$

ii. Modelo de Ley Exponencial

- Este modelo reológico, también conocido como modelo de Ostwald–de Waele.
- Preparado para resolver la deficiencia del modelo de Bingham a baja velocidad de corte, porque no describe una relación lineal entre la velocidad de corte y esfuerzo de corte, sino exponencial.
- Este modelo describe a un fluido en el cual el esfuerzo de corte aumenta según la velocidad de corte, elevada matemáticamente a una potencia determinada.
- Gráficamente, la curva descrita no empieza en el origen de la relación velocidad de corte – esfuerzo de corte, como si lo hiciera un fluido newtoniano.

Figura 14

Modelo reológico de Ley exponencial



Nota: fuente Manual de fluidos de perforación M-I SWACO, 2010

Matemáticamente, podemos visualizar el comportamiento de un fluido, mediante el modelo de Ley Exponencial, de acuerdo con la Ecuación 10, y gráficamente de acuerdo con la figura 14

$$\tau = K \times \gamma^n \quad (10)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

γ = Velocidad de corte

K = Índice de consistencia

n = Índice de Ley Exponencial

- El índice de Ley Exponencial “n” indica el grado de comportamiento no newtoniano que tiene un fluido de perforación, dentro de las velocidades de corte definidas.
- Cuando el valor $n = 1$, se trata de un fluido newtoniano, cuando el valor de $n < 1$, el fluido es no newtoniano, y cuanto sea más bajo el valor de “n”, el fluido disminuirá más su viscosidad, con respecto a la velocidad de corte.
- El valor “n”, incide directamente sobre el perfil y la velocidad del fluido, mediante el cual, a un valor bajo de “n”, tendremos una mayor velocidad del fluido, por lo tanto, una mejor capacidad de limpieza.

Podemos calcular el valor de “n”, a partir de la siguiente fórmula:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\Theta_2}{\Theta_1}\right)}{\log\left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)} \quad (11)$$

Donde:

n = Índice de Ley Exponencial

Θ_2 = Lectura del viscosímetro a velocidad de corte mayor

Θ_1 = Lectura del viscosímetro a velocidad de corte menor

ω_2 = RPM a velocidad de corte mayor

ω_1 = RPM a velocidad de corte menor

- El índice de consistencia “K”, está relacionado con la viscosidad de un fluido a baja velocidad de corte.
- Este índice es un indicador de la eficiencia de un fluido para realizar una adecuada limpieza de pozo y suspensión de recortes. Esta eficiencia será mayor, cuanto mayor sea el valor de “K”

Matemáticamente, se puede calcular el índice de consistencia, mediante la siguiente fórmula:

$$K = \frac{(\Theta_1)}{(\omega_1)^n} \quad (12)$$

Donde:

K = Índice de consistencia.

Θ_1 = Lectura del viscosímetro a velocidad de corte menor.

ω_1 = RPM a velocidad de corte menor.

n = Índice de Ley Exponencial

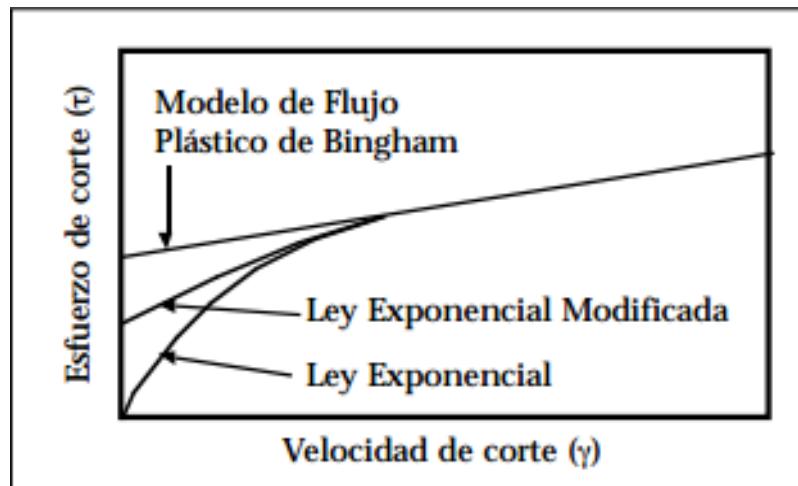
Deficiencia: El modelo reológico de ley exponencial es deficiente porque calcula un valor muy bajo de viscosidad a muy baja velocidad de corte (LSRV) y porque no incluye el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento (esfuerzo de cedencia).

iii. **Modelo de Ley Exponencial Modificada.**

- Este modelo reológico, también conocido como modelo de Herschel–Bulkley, fue seleccionado por API, como modelo estándar.
- Este modelo fue propuesto para corregir la deficiencia del modelo de Ley Exponencial, que no considera el esfuerzo de cedencia. A su vez, calcula un valor más cercano (al fluido de perforación típico) de la viscosidad a baja velocidad de corte.
- Gráficamente, este modelo puede aproximarse más al comportamiento de un fluido de perforación típico. Para mayor referencia, revisar la figura 15

Figura 15

Modelo reológico de Ley exponencial modificada



Nota: fuente Manual de fluidos de perforación M-I SWACO, 2010

Matemáticamente, podemos describir este modelo, mediante la siguiente ecuación:

$$\tau = \tau_0 + K \times \gamma^n \quad (13)$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

τ_0 = Esfuerzo de cedencia o fuerza para iniciar el flujo

γ = Velocidad de corte

K = Índice de consistencia

n = Índice de Ley Exponencial

Adicionalmente:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\Theta_2 - \Theta_0}{\Theta_1 - \Theta_0}\right)}{\log\left(\frac{\omega_2}{\omega_1}\right)} \quad (14)$$

$$K = \frac{(\Theta_1 - \Theta_0)}{\omega_1^n} \quad (15)$$

Donde:

Θ_2 = Lectura del viscosímetro a velocidad de corte mayor

Θ_1 = Lectura del viscosímetro a velocidad de corte menor

Θ_0 = Esfuerzo de gel nulo o lectura del viscosímetro a 3 RPM

ω_2 = RPM a velocidad de corte mayor

ω_1 = RPM a velocidad de corte menor

Matemáticamente, y de acuerdo con las lecturas del viscosímetro, se define al esfuerzo inicial:

$$\tau_y = 2\Theta_3 - \Theta_6 \quad (16)$$

Considerando: $\omega_2 = 600$ RPM; $\omega_1 = 300$ RPM

Entonces: $\Theta_2 = \Theta_{600}$; $\Theta_1 = \Theta_{300}$; $\Theta_0 = \tau_y$

Remplazando los valores en la Ecuación 14:

$$n = 3.32 \log_{10} \left(\frac{\Theta_{600} - \tau_y}{\Theta_{300} - \tau_y} \right) \quad (17)$$

Remplazando los valores en la Ecuación 15:

$$K = \frac{(\Theta_{300} - \tau_y)}{511^n} \quad (18)$$

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

Detallaremos a continuación, cuáles fueron los pasos a tomar en cuenta, los parámetros asociados, factores geológicos, problemas potenciales etc., para el diseño del sistema de fluido de perforación.

3.1 Diseño del pozo

De acuerdo con las especificaciones planteadas por el Departamento de Geología de una Unidad Minera de una empresa peruana, se detallan los parámetros para el diseño del pozo a perforar

3.1.1 Selección de trayectoria y geometría del pozo

El pozo se dividirá en dos secciones, donde adicionalmente, se tomará en cuenta:

- La inclinación del pozo: 90 grados
- Diámetro inicial: 3.5 pulgadas
- Diámetro final: 3.5 pulgadas
- Profundidad final: 1200 metros

3.1.2 Columna geológica esperada

Es importante conocer las principales características geológicas del pozo a perforar, para tener en cuenta cuales sería los problemas potenciales, que podrían ocurrir, debido al tipo de roca y los parámetros señalados.

En la Tabla 7 se muestran los datos recolectados de pozos vecinos perforados, los cuales fueron proporcionados por el Departamento de Geología de una Unidad Minera de una empresa peruana.

Asimismo, para el diseño del presente pozo, se han tomado en cuenta los cambios en las características geológicas, para establecer dos secciones en el pozo a perforar.

Tabla 7

Parámetros de diseño del pozo

Sección del Pozo	Largo (m)	Profundidad (m)	Diámetro (in)	ROP (pie/min)	Características Geológicas
Sección 1	1000	1000	3.5	0.33	<ul style="list-style-type: none">• Textura de la roca: Compacta• Baja permeabilidad• Alta dureza• Presencia de cuarcita
Sección 2	2000	1200	3.5	0.10	<ul style="list-style-type: none">• Textura de la roca: Fracturada• Alta permeabilidad• Baja dureza• Zona mineralizada, presencia de pirita• Tipo de roca sedimentaria

Ambas secciones del diseño del pozo tienen un diámetro o calibre de 3.5 pulgadas y la profundidad total del pozo es de 1200 metros. La textura de la roca está relacionada con la velocidad de perforación.

La sección 1 del pozo tiene un largo y profundidad de 1000 metros, presenta una roca de baja permeabilidad, textura compacta y alta dureza. Las rocas de baja permeabilidad no generan un problema potencial, para el presente análisis. La presencia de cuarcita en esta primera sección, cuya densidad de 2.65 g/cm^3 , genera recortes de alta densidad.

La velocidad de perforación de la Sección 1 es de 0.33 pie/min, la cual es propia del tipo de roca de textura compacta, que genera menor volumen de recortes, donde las bajas presiones registradas por la máquina de perforación, permite que el proceso de perforación se realice más rápido.

La sección 2 del pozo un largo de 200 metros y llega a una profundidad de 1200 metros presenta una roca sedimentaria, baja dureza, alta permeabilidad, textura fracturada, con presencia de pirita.

Los datos de dureza y textura de la roca, así como diámetro o calibre del pozo, serán determinantes para la selección de la broca, por parte del operador.

3.2 Problemas Potenciales

Conociendo las principales características litológicas del pozo a perforar, podremos pronosticar cuales serían los posibles problemas operativos que se podrían presentar. Dentro de los cuales la adecuada limpieza del pozo sería el principal problema potencial. A continuación, se presentarán las consecuencias de la inadecuada limpieza en el pozo.

En la Tabla 8 se muestran los problemas potenciales, basados en el análisis y resultados de la Tabla 7: Parámetros de diseño del pozo. Para dicho análisis, se ha considerado dividirlo por secciones, al igual que en casos anteriores.

Tabla 8

Problemas potenciales en el proceso de perforación

Sección del Pozo	Profundidad (m)	Características Geológicas	Problemas potenciales
Sección 1	1000	<ul style="list-style-type: none">• Textura de la roca: Compacta.• Baja permeabilidad.• Alta dureza: Presencia de caliza y cuarcita	<ul style="list-style-type: none">• Dificultad en el acarreamiento de recortes a la superficie, debido a la alta densidad de los recortes de perforación• Alta tasa de sedimentación de recortes, debido a:<ul style="list-style-type: none">✓ Recortes de alta densidad.✓ Paradas frecuentes para la extracción de núcleos, debido a la alta velocidad de penetración ROP
Sección 2	1200	<ul style="list-style-type: none">• Textura de la roca: Fracturada.• Alta permeabilidad.• Zona mineralizada, presencia de pirita.• Tipo de roca sedimentaria.	<ul style="list-style-type: none">• Acumulación de recortes, debido a la textura fracturada del terreno.• Pérdida del nivel del fluido de perforación, debido a la textura fracturada del terreno.

La sección 1 del pozo presenta cuarcita, la cual generará recortes de alta densidad al momento de perforar. Esto será una dificultad para poder transportar dichos recortes desde el fondo del pozo hacia la superficie.

Debido a una mayor velocidad de perforación, asociada a las rocas de textura compacta, se tendrán más paradas operativas, para poder extraer los núcleos de la tubería interior. Con cada parada, los recortes tienden a sedimentar, por efecto de gravedad. Un problema potencial es la mayor velocidad de sedimentación, en comparación con rocas de menor densidad y perforación con menor velocidad de perforación.

La sección 2 del pozo presenta una roca permeable, sedimentaria, y de textura fracturada, la cual generará una alta tasa de recortes. Un problema potencial es la alta tasa de generación de recortes, así como la pérdida de nivel del fluido de perforación, debido a la roca permeable.

Algo que podemos notar es que, será necesario un control adicional en la limpieza del pozo, el fluido de perforación requerirá una capacidad adicional de suspensión en la primera sección, mientras que, para la segunda sección, incrementar la capacidad de transportar los recortes desde el fondo hacia la superficie.

3.3 Programa de fluidos de perforación

Es importante conocer los parámetros litológicos del pozo a perforar: tipo y textura de la roca, así como los parámetros de diseño, señalados en la Tabla 7: Parámetros de diseño del pozo; así también conocer los problemas potenciales, analizados en la Tabla 8: Problemas potenciales en el proceso de perforación. De esta manera, estableceremos cuáles serán las características y propiedades necesarias de un fluido de perforación.

Con esta información, podremos conocer cuáles serían las características requeridas del fluido de perforación a formular, tanto para la primera, como para la segunda sección del pozo. Esto debido a que cada sección, presentan distintos perfiles litológicos.

En la Tabla 9, se establecen cuáles son las propiedades requeridas del fluido de perforación, para cada sección. Cabe mencionar que, el problema para ambas secciones es necesario que el fluido tenga una alta capacidad de limpieza, por lo que un mejor valor del punto cedente YP, es indispensable.

Para la sección 1, es necesario un alto valor de las propiedades de Esfuerzo de Gel a 10 segundos y a 10 minutos, la cual suspenderá mejor los recortes de perforación. Para la sección 2, se requieren parámetros adicionales al punto cedente, a fin de incrementar la capacidad de limpieza del fluido de perforación, para transportar los recortes a la superficie, con mayor eficiencia. Es necesario optar por un modelo reológico que pueda generar dicho control. En el siguiente apartado 6.4, sustentaremos la selección del modelo reológico a usar para el diseño del pozo propuesto.

El objetivo de la presente tesis será optimizar el proceso de perforación, mediante un fluido de perforación óptimo, para lo cual será necesario establecer:

- Selección del modelo reológico
- Selección de aditivos de perforación
- Formulación de fluidos de perforación
- Selección del fluido de perforación óptimo

3.3.1 Selección del modelo reológico

De acuerdo con el análisis previo, se ha determinado que es necesario incrementar las propiedades del fluido asociadas a la limpieza del pozo, como son la capacidad suspensión del fluido y el transporte de recortes hacia la superficie, para las secciones 1 y 2, respectivamente.

Para tal efecto, se seleccionó el modelo exponencial modificado o modelo de Herschel-Bulkley. Dicho modelo presenta los parámetros “n” y “K”, con los cuales se puede realizar un control óptimo de la limpieza del pozo, mediante el fluido de perforación.

Tabla 9

Propiedades requeridas por el fluido de perforación

Pozo	Profundidad (m)	Características Requeridas	Propiedades Requeridas
Sección 1	1000	<ul style="list-style-type: none">• Capacidad de suspensión (se perforarán 1000m, se requieren paradas).• Revoque mínimo, no necesario.• Alta capacidad de acarreo.• Alto caudal de ingreso.	<ul style="list-style-type: none">• Altos valores de Gel $10''$ y $10'$• Alto valor de punto de cedencia, YP
Sección 2	1200	<ul style="list-style-type: none">• Revoque compacto, para una estabilidad adicional.• Alta capacidad de limpieza.• Propiedades de control de filtrado, para evitar perdida de nivel de fluido en el pozo.• Bajo caudal de ingreso.	<ul style="list-style-type: none">• Alto valor de YP• Bajo valor de “n”• Alto valor de “K”

Las características necesarias en el fluido a formular están asociadas a las propiedades del fluido formulado. Se realizarán las pruebas fisicoquímicas a todos los fluidos formulados y se analizarán comparativamente, para cada sección del pozo.

Con estos resultados, se podrán seleccionar fluidos de perforación óptimos para ambas secciones del pozo, de acuerdo con las necesidades planteadas y problemas potenciales en el proceso de perforación del pozo.

3.3.2 Selección de aditivos de perforación

Basados en las características del fluido a formular, para cada sección del pozo, será necesario seleccionar los aditivos, de acuerdo con las funciones de estos. Muchos de los ellos, presentan más de una función. En las Tablas 10 y 11, se muestran los aditivos necesarios en la formulación y las funciones que cumplen, según M-I SWACO (2010).

3.3.2.1 Selección de aditivos para la Sección 1 del pozo. Para la Sección 1 del pozo, será necesario seleccionar aditivos que tenga una función de suspensión de recortes. La capacidad de transportar recortes a la superficie será otro factor para tomar en cuenta.

El agua se usará como base del fluido de perforación, el cual es usado en operaciones de perforación minera, por su bajo costo y condiciones medioambientales.

La bentonita, genera viscosidad y revoque en el pozo. Una de las condiciones para la limpieza del pozo es la viscosidad, mientras que la formación de revoque nos permitirá una estabilidad básica. El polímero A, proporciona encapsulación y suspensión de recortes, así como incrementa la viscosidad.

3.3.2.2 Selección de aditivos para la Sección 2 del pozo. Para la Sección 2 del pozo, será necesario un fluido con alta capacidad de transporte de recortes hacia la superficie. En la Tabla 11, se establecen los aditivos necesarios en la formulación y las funciones que cumple cada uno.

El agua, la bentonita y el polímero A, se usarán de la misma manera y cumplirán las mismas funciones, al igual que para la formulación de los fluidos en la Sección 1 del pozo.

El polímero B, incrementa la viscosidad, controla el filtrado y compacta el revoque. Conforme el espesor del revoque disminuye, aumenta el espacio anular, el cual es espacio entre la tubería y la pared del pozo, por donde salen los recortes de perforación. De esta manera, los recortes salen con mayor facilidad.

La mezcla de estos aditivos proporcionará altos valores de las propiedades de Punto Cedente, parámetro K y bajo valor del parámetro “n” del modelo Hershel-Bulkley.

3.3.3 *Formulación de fluidos de perforación*

En la Tabla 10, se realizarán 7 formulaciones de fluido de perforación, para la Sección 1 del pozo. Las cantidades por mezclar están basadas en condiciones de campo, para un tanque de mezclado de 1000 litros de capacidad. Por ejemplo, para la formulación N°6, se usarán 1000 litros de agua, se mezclaron 5.7 Kilogramos de bentonita y 0.2 Kg del polímero A.

Análogamente, en la Tabla 11, se tienen 9 formulaciones de fluido de perforación, para la Sección 2 del pozo. Similarmente al caso del ejemplo anterior, para la formulación N°6, se usarán 1000 litros y se mezclaron 11.35 Kilogramos de bentonita, 0.25 Kilogramos del polímero A y 1 Kilogramo del polímero B.

3.3.3.1 Pruebas fisicoquímicas API. Se realizarán pruebas fisicoquímicas, de acuerdo con el estándar API 13 y posteriormente, se realizarán los cálculos para obtener los valores de las propiedades que analizaremos para seleccionar el fluido de perforación óptimo para cada una de las secciones del pozo.

Tabla 10*Formulación del fluido de perforación para la sección 1 del pozo*

Producto	Función	Nº Formulación						
		1	2	3	4	5	6	7
Agua (L)	Base del sistema	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Bentonita (Kg)	Viscosidad, formación de revoque	0.00	0.00	0.00	5.70	5.70	5.70	5.70
Polímero A (Kg)	Viscosidad, encapsulación y suspensión de recortes	0.10	0.20	0.25	0.00	0.10	0.20	0.25

Tabla 11*Formulación del fluido de perforación para la sección 2 del pozo*

Producto	Función	Nº Formulación								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Agua (L)	Base del sistema	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Bentonita (Kg)	Viscosidad, formación de revoque	11.35	11.35	11.35	11.35	11.35	11.35	11.35	11.35	11.35
Polímero A (Kg)	Viscosidad, encapsulación y suspensión de recortes	0.10	0.20	0.25	0.10	0.20	0.25	0.10	0.20	0.25
Polímero B (Kg)	Viscosidad, control de filtrado, compacta el revoque	0.50	0.50	0.50	1.00	1.00	1.00	1.50	1.50	1.50

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Resultados de las pruebas API

En las Tablas 10 y 11, se muestran los resultados de las pruebas fisicoquímicas de los fluidos de perforación formulados, para la Sección 1 y 2 del pozo, respectivamente. La primera columna indica las propiedades fisicoquímicas que se han tomado en cuenta, mientras que las siguientes, los resultados de estas.

Las primeras pruebas fisicoquímicas se realizan con un reómetro, las cuales son las reologías a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 revoluciones por minuto, y los Esfuerzos de Gel a 10 minutos y 10 segundos; la propiedad de Viscosidad Embudo (FV), se medirá con la jarra y embudo de Marsh; las pruebas de Volumen filtrado y Espesor de torta se realizarán mediante el uso de un equipo filtro prensa.

Las propiedades de Esfuerzo de Gel a 10 segundos y 10 minutos, no se consideraron dentro de las pruebas a realizar para las formulaciones de la Sección 2 del pozo, como se aprecia en la Tabla 13, esto es porque no serán necesarias para la selección del fluido óptimo, de acuerdo con el análisis anterior.

Cabe notar que, los valores de las propiedades reológicas y la Viscosidad Embudo aumentan progresivamente, a medida que se incrementa la cantidad del polímero A, el cual tiene como función incrementar la viscosidad del fluido.

De manera comparativa, podemos notar que los resultados de las propiedades reológicas son mayores en las formulaciones para la Sección 2, que para la Sección 1 del pozo. Esto se debe a que en la formulación para la Sección 2, se usó mayor cantidad de bentonita y polímero B, ambos incrementan la viscosidad del fluido de perforación.

Respecto a la propiedad de Volumen filtrado, este valor se tomará en cuenta, cuando se tenga bentonita presente en la formulación. En la Tabla 12, las formulaciones 1 y 2 no aplicaron a esta prueba, por no tener bentonita. Cuando se realizó la prueba, toda el agua presente en el fluido llega a ser el volumen filtrado, mientras que no se forma la torta debido a la ausencia de bentonita.

Tabla 12

Resultados de las pruebas API de las formulaciones para la sección 1 del pozo

Propiedad	Unidad	Nº Formulación					
		1	2	3	4	5	6
Θ600	cP	4.0	5.0	6.0	10.0	14.0	20.0
Θ300	cP	2.5	3.0	3.5	5.5	7.5	10.5
Θ200	cP	1.5	2.0	2.0	2.5	3.0	4.0
Θ100	cP	1.0	1.5	1.5	2.0	2.5	3.5
Θ6	cP	1.0	1.0	1.5	1.5	2.0	2.5
Θ3	cP	0.5	0.5	1.0	1.0	1.5	2.0
Viscosidad Embudo	sec/qt-gal	28	30	32	35	37	39
Gel 10"	lb/100 pies ²	0.5	1.0	1.0	1.5	1.5	2.0
Gel 10'	lb/100 pies ²	1.0	1.5	1.5	2.0	2.0	2.5
Vol. Filtrado	mL	N/A	N/A	39	38	36	35
Espesor torta	32 nd in API	0	0	1.5	1.5	2.0	2.0

Tabla 13

Resultados de las pruebas API de las formulaciones para la sección 2 del pozo

Propiedad	Unidad	Nº Formulación								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Θ600	cP	7.0	10.5	13.0	8.0	12.0	16.0	9.5	14.0	18.0
Θ300	cP	4.5	5.5	6.0	5.0	8.5	11.0	6.0	10.0	13.0
Θ200	cP	4.0	4.5	5.0	4.0	6.0	7.5	4.5	8.5	10.0
Θ100	cP	3.5	3.5	4.0	3.5	5.0	6.0	3.5	6.5	8.0
Θ6	cP	1.0	1.0	1.5	1.5	1.5	2.0	1.5	2.0	2.0
Θ3	cP	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.5	1.5
Viscosidad Embudo	sec/qt-gal	34	35	37	36	37	39	38	40	42
Vol. Filtrado	mL	33	33	33	30	30	30	28	28	28
Espesor torta	32 nd in API	1.5	1.5	1.5	1.0	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5

El Volumen de filtrado disminuye conforme se incrementa la cantidad de bentonita, como se aprecia en las formulaciones de la Tabla 12, pero la disminución es mucho mayor, cuando se usa el polímero B, el cual tiene como función el control de filtrado, como se evidencia en los resultados de la Tabla 13.

El espesor de torta se mide incrementa conforme aumenta la cantidad de bentonita en cada formulación para la Sección 1 del pozo, en la Tabla 10. Como se manifestó, en casos donde no exista bentonita, no tendremos un valor de espesor torta o su equivalente sería cero.

De manera comparativa, el espesor de torta disminuye en las formulaciones para la Sección 2 del pozo, en la Tabla 13, debido a que contiene el polímero B, que tiene por función compactar al espesor de torta, el mismo que disminuye desde 1.5 a 0.5 32nd in.

4.2 Selección del fluido de perforación óptimo

Como etapa previa para la selección del fluido de perforación óptimo, realizaremos los cálculos de las propiedades reológicas y parámetros del modelo reológico Hershel-Bulkley, basados en los resultados de las pruebas API, presentados en las Tablas 10 y 11 para la Sección 1 y 2 del pozo, respectivamente.

4.2.1 Cálculos de propiedades y parámetros

Para el cálculo de las propiedades de viscosidad plástica PV y punto cedente YP, utilizaremos las Ecuaciones 7 y 9, respectivamente:

$$PV = \Theta_{600} - \Theta_{300} \quad (7)$$

$$YP = \Theta_{300} - PV \quad (9)$$

Para el cálculo del esfuerzo inicial τ_y y de los parámetros n y K presentes en el modelo de Hershel-Bulkley, utilizaremos las siguientes ecuaciones:

$$\tau_y = 2\Theta_3 - \Theta_6 \quad (16)$$

$$n = 3.32 \log_{10} \left(\frac{\Theta_{600} - \tau_y}{\Theta_{300} - \tau_y} \right) \quad (17)$$

$$K = \frac{(\Theta_{300} - \tau_y)}{511^n} \quad (18)$$

4.2.2 Resultados de los cálculos para el modelo de L.E.M.

De acuerdo con los resultados obtenidos en las Tablas 12 y 13 para el modelo de Ley Exponencial Modificada (L.E.M.) o de Hershel-Bulkley, seleccionaremos el fluido de perforación óptimo para cada sección del pozo.

Para la selección del fluido de perforación óptimo para cada sección del pozo, tomaremos en cuenta el análisis anterior y las propiedades reológicas y los parámetros Punto Cedente YP, K y n (el valor más bajo posible) Adicionalmente, para la Sección 2 del pozo, tomaremos en cuenta las propiedades de Esfuerzo de Gel a 10 minutos y 10 segundos.

Tabla 14*Resultados de los cálculos para el modelo de L.E.M. para la sección 1 del pozo*

Propiedad	Unidad	Nº Formulación					
		1	2	3	4	5	6
Θ_{600}	cP	4.0	5.0	6.0	10.0	14.0	20.0
Θ_{300}	cP	2.5	3.0	3.5	5.5	8.0	11.0
Θ_6	cP	1.0	1.0	1.5	1.5	2.0	2.5
Θ_3	cP	0.5	0.5	1.0	1.0	1.5	2.0
Gel 10"	lb/100 pies ²	0.5	1.0	1.0	1.5	1.5	2.0
Gel 10'	lb/100 pies ²	1.0	1.5	1.5	2.0	2.0	2.5
VP	cP	1.5	2.0	2.5	4.5	6.5	9.5
YP	lb/100 pies ²	1.0	1.0	1.0	1.0	2.0	2.0
τ_y	-	0.0	0.0	0.5	0.5	1.0	1.5
n	-	0.68	0.74	0.87	0.93	0.89	0.96
K	-	0.04	0.03	0.01	0.02	0.03	0.02

Tabla 15*Resultados de los cálculos para el modelo de L.E.M. para la sección 2 del pozo*

Propiedad	Unidad	Nº Formulación								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Θ600	cP	7.0	10.5	13.0	8.5	12.0	16.0	9.5	14.0	18.0
Θ300	cP	4.5	6.5	7.5	6.0	8.5	11.0	7.5	10.0	13.0
Θ200	cP	3.0	4.0	4.5	4.5	6.0	8.0	6.0	7.0	10.0
Θ100	cP	3.5	3.5	4.0	3.5	5.0	6.0	3.5	6.5	8.0
Θ6	cP	1.0	1.0	1.5	1.5	1.5	2.0	1.5	2.0	2.0
Θ3	cP	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.5	1.5
VP	cP	2.5	4.0	5.5	2.5	3.5	5.0	2.0	4.0	5.0
YP	lb/100 pies ²	2.0	2.5	2.0	3.5	5.0	6.0	5.5	6.0	8.0
τ_y	-	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.0	0.5	1.0	1.0
n	-	0.64	0.69	0.84	0.54	0.52	0.54	0.36	0.53	0.50
K	-	0.08	0.09	0.04	0.19	0.31	0.38	0.73	0.33	0.52

Conclusiones

5.1 Se determinó que, para optimizar el proceso de perforación, mediante una adecuada formulación, es necesario seleccionar un modelo reológico. Esta selección, dependerá de los problemas potenciales, los cuales están relacionados con el perfil litológico. Se determinó también, la necesidad de tener una formulación para cada sección del pozo, debido a que tienen diferente geometría, y cuenta con un tipo de roca distinto.

5.2 Se estableció que, para lograr optimizar el proceso de perforación de pozos mineros, es importante conocer todas las variables asociadas al proceso; dentro del cual, se identificaron los parámetros geológicos, el tipo y la textura de roca a perforar; el diseño del pozo, que incluye la geometría de cada sección del pozo; así también, los problemas potenciales.

5.3 Se estudiaron las características fisicoquímicas de los fluidos de perforación, y se realizaron pruebas a las formulaciones propuestas, para conocer los valores de las propiedades, tales como viscosidad embudo y viscosidades (a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM); estas viscosidades nos permitieron conocer el valor del Punto Cedente, Esfuerzo de Geles, Índice de Consistencia e Índice de Ley Exponencial. Estas dos últimas, fueron necesarias para el modelo reológico propuesto.

5.4 Se seleccionó un fluido de perforación para cada sección del pozo, mediante el análisis de los resultados de cada fluido formulado. Para la selección del fluido formulado, se tomaron en cuenta los valores de las propiedades de Punto Cedente, y Esfuerzos de Gel a 10' y 10"; así también los valores de los parámetros "n" y "K" del modelo reológico Hershel-Bulkley, con lo cual, se concluyó experimentalmente que la formulación N° 5 y la N°7 cuentan con los valores óptimos, para la sección 1 y 2 del pozo, respectivamente.

5.5 Se concluye que un fluido de perforación optimiza el proceso de perforación, mediante la selección de un fluido formulado, para cada sección del pozo, que varía según el tipo y textura de roca a perforar, los cuales son las variables asociadas al diseño del fluido. Para el diseño del fluido, es necesario el uso de un modelo reológico, que será modelado según los parámetros obtenidos de las propiedades fisicoquímicas de cada fluido formulado.

Recomendaciones

- 6.1 Se recomienda utilizar el modelo de Ley Exponencial Modificada (L.E.M.) o modelo reológico Hershel-Bulkley, el cual emplea los parámetros “n” y “K”, los que ofrecen un control adicional en los parámetros de limpieza del pozo, necesarios para evitar los problemas potenciales.
- 6.2 Es importante conocer todas las variables asociadas al proceso de perforación, usualmente establecidos en el diseño del pozo, realizado por el Departamento de Geología de la Unidad Minera; así como el programa de perforación, realizado por el Área de Ingeniería de la empresa perforadora.
- 6.3 Realizar un programa de fluidos de perforación, donde se establezca el diseño de fluido con el que se realizará la perforación, los materiales a utilizar y los volúmenes asociados, para cada sección del pozo, así como generar un reporte diario de lodos (DMR), donde se realice un monitoreo diario de los resultados de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación: viscosidades, filtración, densidad y pH.
- 6.4 Formular un fluido de perforación distinto, ante un cambio inesperado en la litología a perforar, partiendo del nuevo tipo de roca y analizando los problemas potenciales. En todo caso, es necesario mantener el mismo fluido de perforación formulado para cada sección del pozo, según el programa.
- 6.5 Se sugiere seguir la metodología empleada en el presente trabajo de investigación, a fin de optimizar el proceso de perforación, desde un fluido adecuado, el cual podrá ser punto de partida para optimizar otros aspectos relacionados al proceso de perforación, como hidráulica y corrosión

Referencias bibliográficas

- American Petroleum Institute (2010). *API 13A: Specification for Drilling Fluids – Specifications and Testing.* www.api.com.
- American Petroleum Institute (1995). *API RD 13D: Práctica Recomendadas sobre Reología e Hidráulica de los Fluidos de Perforación para Pozos de Petróleo.* www.api.com.
- Araujo, K. (2012). *Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua* [Tesis de ingeniería, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio UNI.
- Atlas Copco (2012). *Catálogo de equipos.* www.atlascopco.com
- Boart Long Year (2010). *Catálogo de equipos.* www.boartlongyear.com
- Balza, F. (2009). *Evaluación de un Diseño de Fluido de Perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el Campo San Diego Cubritica* [Tesis de licenciatura, Universidad de Oriente, Antioquia, Colombia]. Repositorio.
- De la Cruz, J. & Espejel, M. & Herrera, E. & León, A. & Santiago, B. (2019). *Selección de fluidos de perforación de acuerdo a la formación geológica* [Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, México]. Repositorio
- González de Vallejo, L. & Ferrer, M. & Ortúñoz, L & Oteo, C. (2004). *Ingeniería Geológica.* Madrid, España: Editorial Pearson – Prentice Hall. Edición DL.
- Hernández, M. & Manrique A. (2018). *Formulación de un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el bloque cpo-05 de la cuenca de los llanos orientales geológica* [Tesis de ingeniería, Universidad de América, Bogotá D.C., Colombia]. Repositorio.
- Hurtado, A. (2013). *Fluidos de Perforación para la exploración minera en trabajos diamantinos* [Tesis de ingeniería, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio UNI.
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico. www.ingemmet.gob.pe

- Lapeyrouse, N. (2012). *Fórmulas y Cálculos para la Perforación, Producción y Rehabilitación*. USA: Editorial Gulf Professional Publishing.
- Lopez, J. & Pernia, J. & Ortíz, F & Lopez, E. (1987). *Manual de Perforación y Voladura de Rocas*. Madrid, España: Editorial del Instituto Geológico y Minero de España.
- M-I SWACO, (2010). *Catálogo de productos*. www.miswaco.com
- Ministerio de Energía y Minas (2020). Cartera de Proyectos de Exploración Minera. www.minem.gob.pe
- Ofite, (2013). *Manual de equipos*. www.ofite.com
- Perry, H & Green, D. (2001) *Manual del Ingeniero Químico*. USA: Editorial Mc Graw – Hill, Séptima Edición.
- Robb L. (1997) *Diccionario para Ingenieros*. México: Editorial Continental. Segunda edición.
- Schlumberger, (2012). *Diseño de Perforación de Pozos*. www.slb.com
- Tarbuk, E & Lutgens, F. (2005) *Ciencias de la Tierra: Una Introducción a la Geología Física*. Madrid, España: Editorial Pearson – Prentice Hall. Octava edición.

Anexos

Anexo 1: Tablas de símbolos	1
Anexo 2: Tabla de proyectos de exploración de mina en etapa de evaluación IGA	3
Anexo 3: Tabla de proyectos de exploración de mina en etapa de evaluación de autorización de exploración	4
Anexo 4: Tabla de proyectos de exploración de mina en etapa de ejecución o por ejecutar exploración	6

Anexo 1: Tablas de símbolos

Tabla de Símbolos y Unidades básicas

Símbolo	Unidad
in	Pulgada
ft	Pie
m	Metro
cm	Centímetro
mm	Milímetro
L	Litro
ft ³	pie cubico
gal	Galón
cc	centímetro cubico
barril	bbl
g	Gramo
Kg	Kilogramo
lb	Libra
Tn	Tonelada
sx	Saco
s	Segundo
m	Minuto
h	Hora
lps	litros por segundo
gpm	galones por minuto
P	Poise
cP	centiPoise
ppg	libra por galón
lb/ft ³	libra por pie cubico
SG	gravedad específica
PSI/1000ft	Gradiente de libras por pulgada cuadrada por cada 1000 pies de profundidad
PSI	libras por pulgada cuadrada
pie/min	Velocidad de perforación

Tabla de Símbolos y Unidades usados en Ingeniería de Fluidos de Perforación

Símbolo	Unidad
D	Diámetro
DI	Diámetro interior
DE	Diámetro exterior
K	Índice de consistencia
n	Índice de Ley Exponencial
N _{Re}	Numero de Reynolds
P _h	Presión hidrostática
VP	Viscosidad Plástica
YP	Punto cedente
API (cc)	Filtrado API
FV	Viscosidad Embudo
RPM	Revoluciones por minuto
600 RPM	Seiscientas revoluciones por minuto
300 RPM	Trescientas revoluciones por minuto
200 RPM	Doscientas revoluciones por minuto
100 RPM	Cien revoluciones por minuto
6 RPM	Seis revoluciones por minuto
3 RPM	Tres revoluciones por minuto
ω_2	RPM a velocidad de corte mayor.
ω_1	RPM a velocidad de corte menor.
ROP	Radio de penetración
TVD	Profundidad verdadera
COF	Coeficiente de fricción
γ	Velocidad de corte
τ	Esfuerzo de corte
τ_0	Esfuerzo de corte a velocidad de corte igual a cero
Θ_{600}	Lectura del viscosímetro a una velocidad de 600 RPM
Θ_{300}	Lectura del viscosímetro a una velocidad de 300 RPM
Θ_{200}	Lectura del viscosímetro a una velocidad de 200 RPM
Θ_{100}	Lectura del viscosímetro a una velocidad de 100 RPM
Θ_6	Lectura del viscosímetro a una velocidad de 6 RPM
Θ_3	Lectura del viscosímetro a una velocidad de 3 RPM
Θ_2	Lectura del viscosímetro a una velocidad mayor
Θ_1	Lectura del viscosímetro a una velocidad menor

Tabla de Símbolos y Unidades diversas

Símbolo	Unidad
USD	Dólares americanos
MM	Miles de millones
MEM	Ministerio de Energía y Minas
DMR	Reporte diario de lodos

Anexo 2: Proyectos de exploración de mina en etapa de evaluación IGA

Proyecto	Operador	Región	Producto	Inversión US\$ MM
Arcata	Compañía Minera Ares S.A.C.	Arequipa	Ag	5.3
Hilarion	Nexa Resources Perú S.A.A	Áncash	Pb	9.4
Huiñac Punta	Condor Exploration Perú S.A.C.	Huánuco	Cu	2.0
Santander	Trevali Perú S.A.C.	Lima	Zn	2.0
Sombrero	Sombrero Minerales S.A.C	Ayacucho	Cu	2.4
Yanacochita II	Compañía Minera Ares S.A.C	Ayacucho	Au	2.8
Yumpag	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Pasco	Ag	20.0

ANEXO 3: Proyectos de exploración de mina en etapa de evaluación de autorización de exploración

Proyecto	Operador	Región	Producto	Inversión US\$ MM
Alta Victoria	Minera Cappex S.A.C.	Junín	Ag	3.5
Anamaray	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Lima	Au	1.5
Apacheta	Vale Exploration Perú S.A.C.	Huancavelica	Cu	4.4
Ayawilca	Tinka Resources S.A.C.	Pasco	Sn	18.0
Bongará	Minera Forrester S.A.C.	Amazonas	Zn	3.1
Cerro Negro	Minera Yanacocha S.R.L.	Cajamarca	Au	5.0
Chapitos	Camino Resources S.A.C.	Arequipa	Cu	83.4
Coasa	Palamina S.A.C.	Puno	Au	3.8
El Galeno	Lumica Copper S.A.C.	Cajamarca	Cu	15.0
El Porvenir	Nexa Resources El Porvenir S.A.C.	Pasco	Zn	2.2
Elisa Sur	BHP Billiton World Exploration Inc. Sucursal del Perú	Moquegua	Cu	1.1
Huacullo	Compañía Minera Ares S.A.C.	Apurímac	Au	1.5
La Quinua	Minera Yanacocha S.R.L.	Cajamarca	Au	1.0
Lourdes	Pucara Resources S.A.C	Ayacucho	Au	2.0
Mina Marta	Compañía Minera Barbastro S.A.C	Huancavelica	Ag	2.5

Pampa Negra	Minera Pampa de Cobre S.A.C.	Moquegua	Cu	45.5
Pucajirca	Minera Peñoles de Perú S.A.	Áncash	Cu	2.0
Quehuincha	Hudbay Perú S.A.C.	Cusco	Cu	3.0
San Jose I	Minera Yanacocha S.R.L.	Cajamarca	Au	1.8
Santo Domingo	Fresnillo Perú S.A.C.	Apurímac	Au	1.3
Scorpius	Alpha Mining S.A.C.	Ayacucho	Au	1.8
Shalipayco	Compañía Minera Shalipayco S.A.C.	Junín	Zn	2.0
Suyawi	Rio Tinto Mining and Exploration S.A.C.	Tacna	Cu	15.0
Trapiche	El Molle Verde S.A.C.	Apurímac	Cu	9.0
Tumipampa Sur	Compañía Tumipampa S.A.C.	Apurímac	Cu	2.0
Yumpag (Fase 2)	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A	Pasco	Ag	3.0
Zafranal	Compañía Minera Zafranal S.A.C.	Arequipa	Cu	47.0
Zoraida II	Volcan Compañía Minera S.A.A.	Junín	Ag	1.7

ANEXO 4: Proyectos de exploración de mina en etapa de ejecución o por ejecutar exploración

Proyecto	Operador	Región	Producto	Inversión US\$ MM
Amauta	Compañía Minera Mohicano S.A.C.	Arequipa	Cu	10.0
Arcata	Compañía Minera Ares S.A.C.	Arequipa	Ag	6.0
Ayawilca	Tinka Resources S.A.C.	Pasco	Ag	1.0
Azulmina	Nexa Resources Perú S.A.A.	Áncash	Zn	6.9
Berenguela	Sociedad Minera Berenguela S.A.	Puno	Ag	10.8
Caylloma	Minera Bateas S.A.C.	Arequipa	Ag	14.3
Cochaloma	Compañía Minera Ares S.A.C.	Ayacucho	Au	2.3
Colquipucro	Tinka Resources S.A.C.	Pasco	Zn	2.5
Eposuyay (Fase I)	Vale Exploration Perú S.A.C.	La Libertad	Cu	4.6
Illari	Newmont Perú S.R.L.	Lima	Au	7.3
Inmaculada	Compañía Minera Ares S.A.C.	Ayacucho	Ag	6.0
La Zanja	Minera La Zanja S.R.L.	Cajamarca	Au	1.6
Loma Linda	Consorcio Minero Sunec S.A.C	Pasco	Au	3.8
Malpaso II	Pan American Silver Huaron S.A.	Huánuco	Ag	3.2
Mayra	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Arequipa	Au	1.0

Pablo Sur	Compañía Minera Ares S.A.C.	Ayacucho	Au	2.8
Palca	Compañía Minera Ares S.A.C.	Ayacucho	Au	2.8
Palma	Compañía Minera Chungar S.A.C.	Lima	Zn	6.1
Quenamari	Minsur S.A.	Puno	Sn	6.0
Romina II	Compañía Minera Chungar S.A.C.	Lima	Zn	2.5
San Pedro	Pan American Silver Huaron S.A.	Pasco	Pb	4.0
Shahuindo	Shahuindo S.A.C.	Cajamarca	Au	13.2
Sierra Nevada y Manuelita	Compañía Minera Argentum S.A.	Junín	Cu	4.1
Soledad (Fase I)	Chakana Resources S.A.C.	Áncash	Ag	4.3
Tambomayo (Fase II)	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Arequipa	Au	1.5
Tantahuatay 4	Compañía Minera Coimolache S.A.	Cajamarca	Au	28.0
Yauricocha	Sociedad Minera Corona S.A.	Lima	Cu	3.6