



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EFFECTOS TÉRMICOS EN LOS LODOS DE
PERFORACIÓN BASE AGUA DE NATURALEZA
ARCILLOSA EN SU COMPORTAMIENTO
REOLÓGICO TIXOTRÓPICO**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

PÉREZ GUERRERO JIMENA

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Rubén Miranda Arias



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

DEDICATORIA:

El presente trabajo está dedicado a mi madre, pues sin ella no lo había logrado. Tu bendición a diario a lo largo de mi vida me protege y me lleva por el camino del bien.

A mis hermanas, por siempre estar para mí, saben que este logro también es suyo.

Con mucho amor a mi padre.

A todas las personas especiales que me acompañan en esta etapa, aportando a mi formación tanto profesional y como ser humano.

AGRADECIMIENTOS:

Quiero de manera especial agradecer al Ing. Rubén Miranda Arias, por confiar en mí, para realizar este proyecto, por haber sido muy paciente y haber sido esa persona que con sus directrices pudo explicarme aquellos detalles para culminar mi tesis. De verdad Ing. Rubén, gracias por sus enseñanzas.

A los demás académicos del laboratorio de elementos de perforación de la facultad de ingeniería, que me brindaron sus conocimientos, asimismo, con quienes formamos amistad y fueron de gran apoyo.

cada vez que regreso a casa y ahí estás tú recibíendome con tu colita llena de alegría. Jamás alguien se había sentido tan feliz de verme hasta que te conocí a ti. ¡Te amo, mi peludo!

Resumen

La necesidad fundamental de perforar un pozo es la extracción de recursos energéticos y materiales, que se usan en prácticamente todas las industrias altamente competitivas. Tal necesidad ha traído consigo nuevos retos de perforación, los cuales se han complicado a través del tiempo ya que se está comenzando a desarrollar nuevas fuentes de producción que en otros tiempos no se tenían considerados, entre los que se encuentran los pozos en aguas profundas, yacimientos en lutitas, entre otros.

Para obtener estos recursos, se han generado nuevos retos, hay que ir más profundo, en condiciones de mayor presión y temperatura, en los que la industria de perforación debe estudiar y desarrollar nuevas prácticas operativas.

Las condiciones de presión y temperatura complejas podrían dificultar el adecuado desarrollo y correcta producción, la importancia de conocer estas características nos permiten tomar medidas precautorias al perforar, así como el correcto uso del lodo de perforación, que nos previenen daños y controlan las presiones en el agujero. Dichas condiciones de temperatura anormales asociados a nuevos tipos de fuentes energéticas, dificultan la perforación y construcción del pozo, debido a que cambian las propiedades del lodo de perforación.

En este trabajo se pretende investigar los antecedentes de las formaciones con temperaturas anormales, la perforación convencional en ellas, los cambios en las propiedades de los fluidos de perforación, las alternativas en las prácticas operativas y así mismo desarrollar un método preventivo (generar buenas prácticas), un método que prevenga problemas operativos.

Se pretende trabajar un lodo base agua convencional y someterlo a altas temperaturas y presiones, para evaluar sus características reológicas y tixotrópicas. La exitosa construcción de pozos depende de la limpieza y de las buenas prácticas operativas durante su perforación.

Abstract:

The main need for drilling a well is the extraction of the natural and energetic resources, these resources are used in all the competitive industries. This need brought new challenges for drilling, these new challenges had been getting more complicated through the time since new sources of production had been started to be developed, these new sources were not considered previously, these wells are in deep water and in shale deposits.

The main challenges to reach these resources are the deep-water conditions that the drilling industry most face, just as major pressure and temperature, new studies and practices must be studied and developed.

The complex pressure and temperature conditions could hinder the adequate development and correct production, the importance of knowing these characteristics allows us to take precautionary measures when drilling, as well as the correct use of the drilling mud, which prevents damage and controls the pressures in the hole. These abnormal temperature conditions associated with new types of energy sources, make drilling and well construction difficult, because they change the properties of the drilling mud.

In this work it is intended to investigate the background of formations with abnormal temperatures, conventional drilling in them, changes in the properties of drilling fluids, alternatives in operating practices and develop a preventive method (generate good practices), a method that prevents operational problems.

It is intended to work a conventional water-based mud and subject it to high temperatures and pressures, to evaluate its rheological and thixotropic characteristics. Successful well construction depends on cleanliness and good operating practices while drilling.

Índice.

Resumen.....	3
Abstract:	4
Tesis.	9
Antítesis.....	9
Hipótesis.....	9
Objetivo:	10
Objetivos específicos.....	10
Introducción	11
Capítulo 1. Identificación de alta temperatura en el subsuelo México	12
Unidades geológicas.....	12
1.2 Sistema petrolero.....	12
1.3 Gradiente Geotérmico y Ambiente Tectónico.	13
1.4 Formaciones térmicas.	14
1.4.1 Rocas Ígneas.....	14
1.4.2 Rocas sedimentarias.....	15
1.4.3 Rocas Metamórficas.....	16
Condiciones térmicas de las formaciones.	17
Clasificación de los pozos según su temperatura.....	17
Yacimientos geotérmicos.	17
Energía geotérmica en México.....	18
Potencial Geotérmico en México.	19
Campo: Cierro Prieto.....	19
Campo: Los Azufres.	19
Campo: Los Humeros.	19
Yacimientos HPHT.	20
Campo Tizón: un yacimiento en alta presión y alta temperatura.....	21
Capítulo 2. Equipos de perforación y sistema hidráulico de perforación	23
Equipos de perforación.	24
Clasificación del equipo superficial de perforación.....	25
Operaciones de perforación.....	25

Perforación por percusión o con cable.	26
Perforación rotatoria.....	26
Perforación roto percusión.	27
Electro perforación y turbo perforación.	27
Perforación direccional.	27
Perforación telescopiada.....	27
Tipos básicos de equipos de perforación.	28
Sistemas de perforación.....	29
Sistema de izamiento.	29
La estructura de soporte.	30
Sistema de circulación.....	32
Sistema de potencia.	35
Fuentes de potencia primaria.	36
Transmisión de potencia.	36
Transmisión mecánica (compuesta).....	37
Transmisión eléctrica.....	37
Sistema de rotación.....	37
La mesa rotaria:.....	37
El top drive:	38
La sarta de perforación.....	39
La tubería de perforación.....	40
Barrenas	40
Selección de barrenas	41
Capítulo 3. Propiedades de los fluidos de perforación base agua de naturaleza arcillosa y sus métodos de evaluación	42
Generalidades.....	42
Fluidos de perforación.....	43
Emulsiones inversas.	46
Emulsión inversa.....	47
Propiedades de los fluidos	47
Densidad.....	47

Equipos de medición de densidad de un fluido de perforación.....	48
Balanza de Lodos.....	48
Viscosidad.....	49
La viscosidad aparente:	49
Viscosidad de embudo, viscosidad cinemática:	49
Equipos de medición de la viscosidad de un fluido de perforación.....	50
Embudo de Marsh.....	50
Propiedades Reológicas.....	51
Viscosidad Plástica.....	52
Propiedades principales de los fluidos de perforación y su función asociada.....	56
Densidad.....	56
Funciones secundarias	58
• Estabilidad de las paredes del pozo	58
• Transmisión de potencia hidráulica.	58
• Ayuda en toma de registros electrónicos.....	59
• Obturación de formaciones con pérdidas de circulación.....	59
• Tener la capacidad de decantar el sedimento cuando el FP llegue a la superficie.	60
• Facilita el revestimiento del pozo con cemento.....	60
• Permite el inicio de la circulación sin la necesidad de incrementar las presiones de bombeo.	60
Funciones que cumplen todos los fluidos.	61
• Flotación de la sarta y TR.....	61
• Velocidad de penetración.	61
Funciones complementarias	62
• Minimizar el impacto al medio ambiente.	62
Capítulo 4. Descripción de las pruebas de laboratorio	62
Pruebas de laboratorio.....	67
Capítulo 5. Caso base	99
Geología del pozo H-26.	100
Perfil de profundidad y temperatura.	103
Descripción estado mecánico.....	106
Descripción sarta de perforación supuesta.....	106

EFFECTOS TERMICOS EN LOS LODOS DE PERFORACION BASE AGUA DE NATURALEZA ARCILLOSA EN SU COMPORTAMIENTO REOLOGICO TIXOTROPICO

Estado Mecánico.	112
Hidráulica de circulación.	115
Observaciones.	130
Conclusiones.....	130
Bibliografía.....	131

Tesis.

Los fluidos de perforación bentónicos, disminuyen su viscosidad a razón de incrementos de temperatura.

Antítesis.

Los fluidos de perforación bentónicos mantienen su viscosidad o se aumenta a razón de incrementos de temperatura.

Hipótesis.

¿Cómo se modifica la viscosidad de los fluidos de perforación bentónicos con respecto a los incrementos de temperatura?

Objetivo:

Estudiar la viscosidad de los fluidos de perforación bentónicos, así como, el comportamiento de la reología y tixotropía al incrementar la temperatura, evaluando con pruebas de laboratorio de fluidos de perforación.

Objetivos específicos:

1. Analizar e interpretar la normatividad del instituto americano del petróleo, API, sobre las practicas recomendadas para la evaluación de los fluidos de perforación. Selección y descripción de pruebas que permiten comprender el comportamiento reológico tixotrópico.
2. Hacer una interpretación básica en la reología e hidráulica de los fluidos de perforación durante las operaciones de perforación.
3. Determinar los efectos de la temperatura en los fluidos de naturaleza arcillosa.

Introducción:

La importancia de la perforación de un pozo petrolero o geotérmico, para la obtención de recursos naturales, que además de extraer materia prima para diferentes industrias, también es una fuente energética que a diferencia de las demás, esta ayuda a la transformación de la misma materia prima.

Además de su difícil obtención, es muy costosa debido a los equipos técnicos, mecánicos, herramientas, sistemas hidráulicos, neumáticos y oleosos utilizados, ya que un mal manejo llevaría a la pérdida de mucho dinero y del proyecto.

El proceso de perforación para pozos de petróleo, gas y vapor de agua calentado o sobrecalentado es aquella que se ha utilizado desde que se implementó el sistema de perforación rotatorio con sistema de circulación, utiliza sartas de perforación, las cuales cumplen la función de aplicar energía hidráulica y mecánica para realizar el trabajo de perforación.

Como principal objetivo de la perforación es lograr en forma eficiente, segura, económica y que permita la comunicación del yacimiento con la superficie, logrando la explotación adecuada de los recursos.

La exploración geológica superficial con la correlación de los registros geofísicos nos permite la correcta interpretación de las formaciones para determinar la localización exacta del yacimiento y sus condiciones, como la presión y temperatura. La comprobación del potencial existente de recursos se logra mediante la perforación de un agujero en la corteza terrestre hasta la profundidad donde se presume que se encuentra el yacimiento, permitiendo así la comunicación con la superficie.

A medida que se perfora el pozo se van introduciendo tubería de mayor a menor diámetro y diferentes tipos de barrenas de acuerdo con la naturaleza de las formaciones. Durante las operaciones de perforación se van generando partículas sólidas de las formaciones las cuales tienen que ser transportadas hacia la superficie para evitar su acumulación en el pozo y por consiguiente el atrapamiento de la sarta de perforación, se debe mencionar que el lodo de perforación es importante, ya que nos ayuda a controlar la presión de las formaciones intervenidas, además de transportarlos recortes a la superficie, así como suspenderlos al detener la circulación y evitar la pérdida de la circulación debido a la filtración del lodo en formaciones porosas y permeables.

Capítulo 1. Identificación de alta temperatura en el subsuelo México

Unidades geológicas.

Los elementos constructivos básicos para la mayoría de los trabajos geológicos son cuerpos de roca definidos con base en su composición y características líticas relacionadas, o en sus propiedades físicas, químicas o contenido biológico

Las rocas sedimentarias se definen como agregados minerales generados por la precipitación, la acumulación o por la compactación de (restos vegetales y animales) que se consolidan en rocas duras. Las principales propiedades de las rocas son: composición, textura, fábrica, estructura y color, las cuales, en conjunto son denominadas características líticas. Éstas sirven como base para distinguir y definir lo fundamental de todas las unidades formales.

La respuesta de las rocas depende del sentido del esfuerzo y también de la naturaleza de la roca, si se trata de litología duras o blandas, de las combinaciones de diferentes estratos o de la profundidad la que son deformados, de igual forma por la intervención de la temperatura.

El desarrollo del modelo geológico es un aspecto elemental que permite determinar las zonas del yacimiento y subdividirlo en fracciones con características similares, ya que contiene información de los ambientes sedimentarios, la diagénesis, la geología estructural y de propiedades geomecánicas.

1.2 Sistema petrolero.

Los yacimientos, los definimos como depósitos naturales de minerales en donde podemos encontrar hidrocarburos almacenados, dependiendo de la naturaleza de la formación. Para conformar este sistema petrolero es necesario que se presenten los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca almacén, una trampa y un sello.

Las extensiones productivas de exploración y las áreas prospectivas son desarrolladas habitualmente en cuencas o regiones en las que existe cierta probabilidad de la presencia

de un sistema petrolero. Los registros de los eventos geológicos que tenemos preservadas en las rocas, cuando estos son expuestos por la naturaleza u el hombre, a tales exposiciones son llamadas afloramientos.

El componente más relevante en la generación de hidrocarburos son los procesos térmicos que interfieren en las rocas generadoras. Durante el proceso de la diagénesis la mezcla de hidrocarburos produce una serie de reacciones a bajas temperaturas.

las condiciones que se pretende evaluar en el presente trabajo distan de las condiciones del afloramiento, pero este sirve como referencia de las características geológicas que podemos encontrar en el subsuelo.

1.3 Gradiente Geotérmico y Ambiente Tectónico.

Sabemos que la temperatura es una medida de la energía cinética promedio de las moléculas, es decir, una cuantificación de la actividad molecular de la materia en un cierto sistema.

El calor es una transferencia de la energía interna desde un sistema que se encuentra a mayor temperatura hacia otro sistema que está a menor temperatura, lo cual sucede hasta que ambos sistemas se encuentren en equilibrio térmico.

En los límites de las placas tectónicas se producen por esfuerzos y altas fricciones energía cinética acumulada que se convierte en procesos magmáticos, que se pueda producir o no vulcanismo. La mayor parte de los yacimientos de alta temperatura se localizan cercanos a estos puntos de la corteza terrestre, existen pocos casos en los que los yacimientos de hidrocarburos, así como geotérmicos se encuentran en medio de las placas, en los denominados puntos calientes.

El gradiente geotérmico promedio en la corteza terrestre es de 3°C por cada 100 metros de profundidad, sin embargo, el flujo calorífico anormal que se produce en los límites de las placas tectónicas da lugar a gradientes geotérmicos con un valor promedio de 15 a 30°C por cada 100 metros de profundidad, por lo que a profundidades de 1.5 a 2 kilómetros se pueden hallar temperaturas de 200 a 300°C, lo que representa una fuente calorífica con gran potencial.

Los geocientíficos utilizan sus mediciones de temperatura para determinar el gradiente geotérmico de un pozo sobre la base de los cambios de temperatura que se producen naturalmente con la profundidad. Las desviaciones con respecto al gradiente pueden

inferir características como presión y temperatura, entre otras, acerca de los fluidos que influyen desde un yacimiento.

1.4 Formaciones térmicas.

Los yacimientos térmicos están constituidos por un sistema geológico que incluye rocas de cualquiera de los tres tipos de acuerdo con su origen. Debido a los factores geológicos y otros de diferente índole, los procesos y técnicas de perforación y explotación de yacimientos térmicos varían con respecto a la explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Una roca es un agregado de minerales, los cuales son sólidos y poseen propiedades físicas y químicas definidas. Los minerales están compuestos por muchos elementos químicos como oxígeno, silicio y aluminio, y estos a su vez están formados por átomos característicos de cada elemento. Las rocas que integran la corteza terrestre se dividen en tres grupos fundamentales debido a su origen: ígneas, sedimentarias y metamórficas; caracterizándose por su modo de formación.

- Las rocas ígneas.
- las rocas sedimentarias.
- Las rocas metamórficas.

1.4.1 Rocas Ígneas.

Las rocas ígneas, **Figura 1.** son originadas como resultado de la solidificación y cristalización del magma, al penetrar este en la corteza terrestre o derramarse en la superficie durante la erupción de los volcanes.

Una característica notable de las rocas ígneas es el muy pequeño número de minerales de que están compuestas, es por ello que la investigación de las rocas ígneas requiere de la determinación de tan solo pocos minerales.

El magma (sílice como principal componente) desempeña un papel importante en la determinación de la composición mineral de las rocas ígneas; no obstante, un mismo tipo de magma puede producir distintos tipos de rocas debido a que su composición puede variar como resultado de la secuencia en la cual se cristalizan los minerales, así como el asentamiento del cristal y la mezcla de magma.

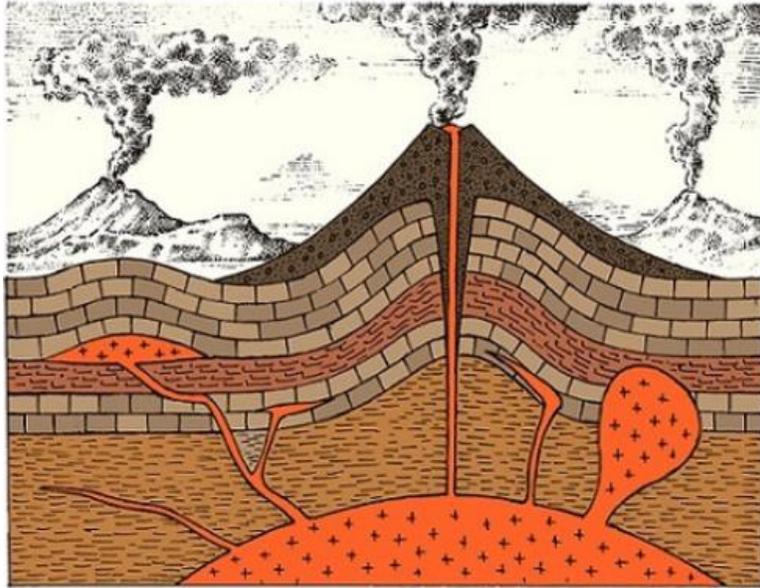


Figura 1. Cámara de magma de volcán, Rocas ígneas: características, formación, tipos, composición (Julio 2020)

1.4.2 Rocas sedimentarias.

Las rocas sedimentarias están formadas a partir de la desintegración o descomposición de rocas pre-existentes. Cuando los materiales erosionados y transportados se depositan forman cuerpos no consolidados de arena, grava y lodos. Frecuentemente las rocas sedimentarias se encuentran dispuestas en capas o estratos. Se ha observado que las rocas sedimentarias se depositan en forma de capas individuales, sensiblemente horizontales, superpuestas. A este hecho se le denomina estratificación; es una propiedad exclusiva de las rocas sedimentarias y es una de sus características. La formación de rocas sedimentarias se inicia con el intemperismo físico (mecánico) o químico. Los productos del intemperismo constituyen la materia prima de las rocas sedimentarias. Los agentes erosivos (de transporte), ríos, viento, glaciares, corrientes oceánicas desplazan los materiales intemperizados hasta su depositación. Posteriormente son transformados en rocas (litificación).

Los tres minerales más comunes son los del grupo de las arcillas, limos, sílice y carbonatos de calcio; otros minerales menos comunes son: dolomita, halita, yeso y anhídrita, feldespatos, micas y minerales de fierro y materia orgánica.

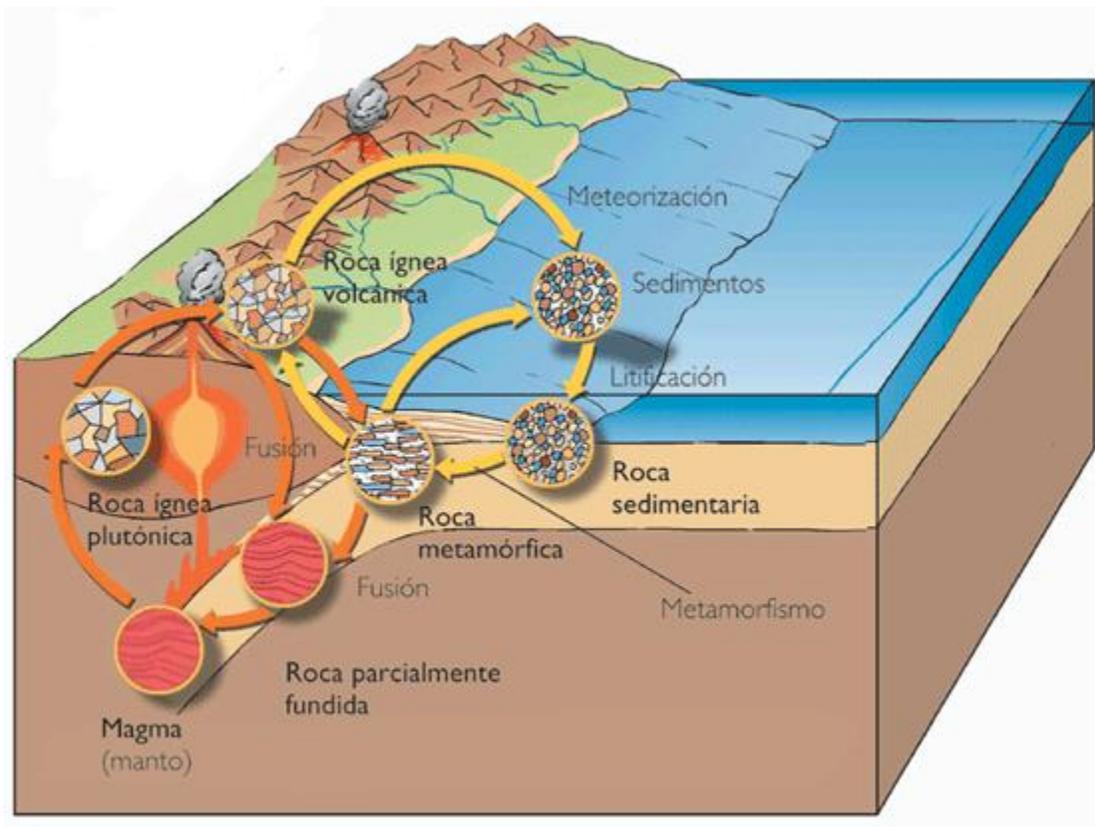


Figura 2: El ciclo de las rocas, Petrología: Rocas sedimentarias, 2012

1.4.3 Rocas Metamórficas.

Las rocas metamórficas se forman de la corteza terrestre a partir de rocas ígneas y sedimentarias mediante una profunda alteración y transformación de éstas por efecto de altas temperaturas y presiones, soluciones calientes y componentes gaseosos, llevándose a cabo un complicado proceso de recrystalización de los minerales y rocas, destrucción de las estructuras y formación de otras nuevas. Las rocas metamórficas pueden volver a sufrir una nueva recrystalización.

Para fines de clase textural, las rocas metamórficas se clasifican comúnmente en dos grupos, las rocas que muestran una textura foliada y las que no.

- Foliadas: las rocas sometidas al calor y presión diferencial durante el metamorfismo se caracterizan por tener minerales dispuestos en una forma paralela, lo que les da una textura foliada.

- No foliadas: Las rocas consisten en un mosaico de minerales un tanto equidimensionales que se caracterizan por tener una textura no foliada. La mayoría de las rocas no foliadas resultan de metamorfismo de contacto o regional de rocas en las cuales no hay presencia de minerales laminados o laminados.

Condiciones térmicas de las formaciones.

La relación entre la variación de temperatura y la profundidad tiene como nombre gradiente geotérmico y este valor no es constante. Los gradientes varían en la Tierra, aumentando de manera considerable alrededor de las áreas volcánicas. Es importante que los ingenieros de perforación, conozcan los gradientes geotérmicos en el área, cuando se realizara la perforación, ya que esta característica afecta de manera directa los fluidos de perforación, modificando sus propiedades.

Clasificación de los pozos según su temperatura.

Las temperaturas registradas en la mayoría de las operaciones comerciales de perforación no son temperaturas estáticas y son más bajas que la temperatura real de formación, debido a que los tiempos de paro de circulación de fluidos en el pozo son demasiado cortos y no permiten que el lodo en el pozo alcance el equilibrio térmico, lo cual requiere de varios días o semanas.

Yacimientos geotérmicos.

Para su clasificación se tiene en cuenta tanto la temperatura del fluido como las posibles aplicaciones. Se definen cuatro tipos de yacimientos geotérmicos:

Tabla 1. Tipos de yacimientos según su temperatura

Tipos de yacimiento	Temperatura
Alta temperatura	Mayor a 150°C
Temperatura media	De 100°C a 150°C
Baja temperatura	De 100°C a 30 °C
Muy baja temperatura	Inferior a los 30 °C

Energía geotérmica en México.

La geotermia es una fuente renovable que se ha utilizado en el mundo para generar energía eléctrica desde 1911, y en México desde 1959 cuando comenzó a operar la primera unidad geotermoelectrica en el país, con 3.5 MW de capacidad, en el campo geotérmico de Pathe, Hidalgo, actualmente fuera de operación.

Considerando a México como el cuarto país productor de energía eléctrica proveniente de fuentes geotérmicas. En 1973 comienza la explotación comercial de los recursos geotérmicos en el campo Cerro Prieto. La explotación y transformación de energía geotérmica está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad CFE.

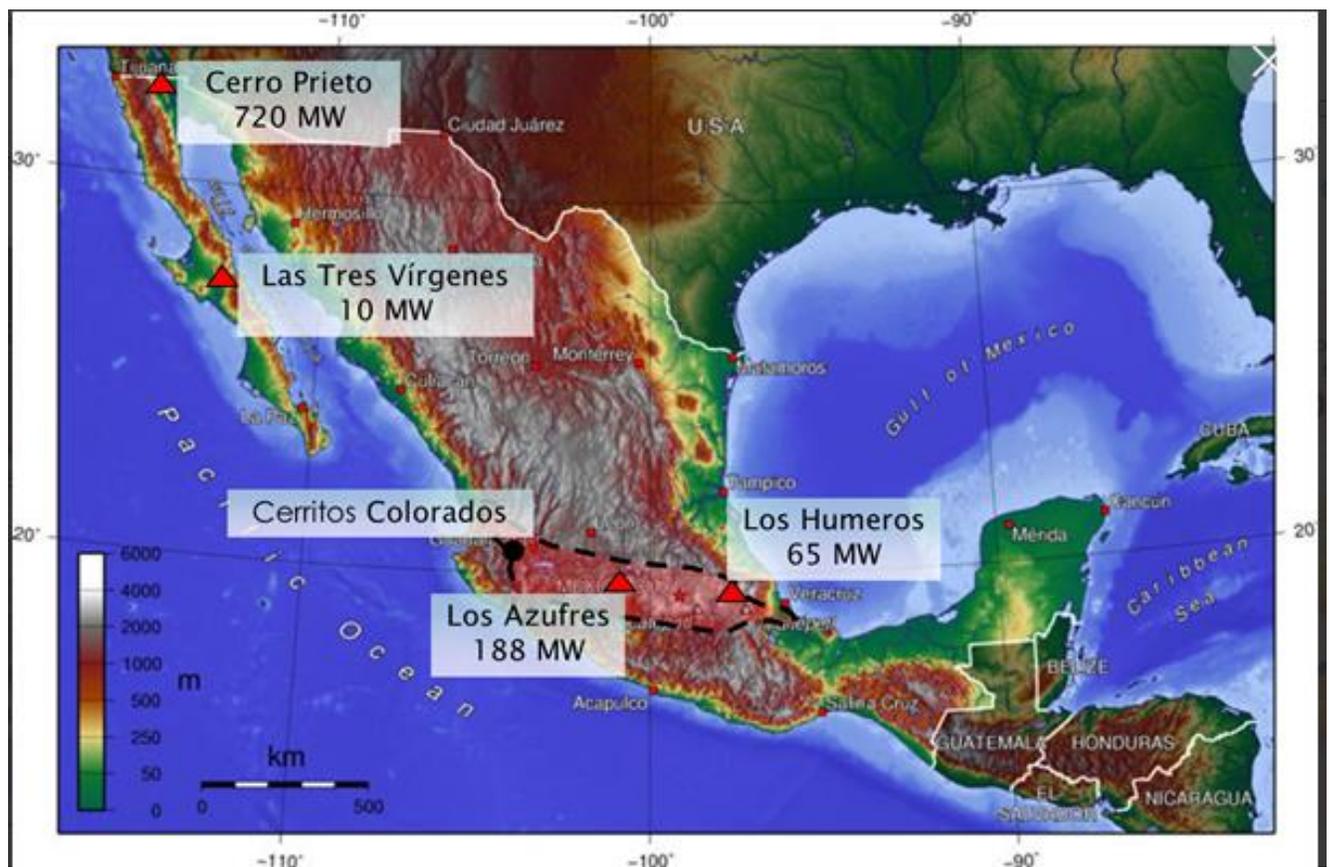


Figura 3. Mapa de las zonas y campos geotérmicos en explotación y evaluación en México. (Prol-Ledesma y Torres-Vera, 2007)

Potencial Geotérmico en México.

Existen 4 campos que actualmente son explotados para la generación de electricidad, los cuales son operados por la CFE, sin embargo, también existen proyectos en etapa exploratoria y no desarrollados. A continuación, se describen los campos más importantes:

Campo: Cierro Prieto.

Ubicación: Parte norte de México muy cerca de la frontera con Estados Unidos a 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali

Características geológicas: Segundo campo geotérmico más grande del mundo.

Es un campo de tipo sedimentario. La fuente de calor es una anomalía térmica formada por el adelgazamiento de la corteza terrestre.

Generalidades: En este campo actualmente se tienen instaladas cuatro centrales geotermoeléctricas con una capacidad total de 720 MW, todas ellas unidades de separación de vapor. Se han perforado más de 300 pozos a profundidades que van desde los 700 hasta los 4300 metros, con un promedio de 2500 metros.

Campo: Los Azufres.

Ubicación: Se encuentra en la parte central de México, en el estado de Michoacán a 200 km de la Ciudad de México en la denominada Faja Volcánica Mexicana.

Características geológicas: Los Azufres es un campo de tipo volcánico cuyos fluidos geotérmicos están contenidos en rocas de tipo andesítico.

Generalidades: Actualmente la CFE tiene instalados 188 MW distribuidos en una unidad de condensación (50 MW), cuatro unidades de flasheo simple (100 MW), siete unidades a contrapresión (35 MW) y dos unidades de ciclo binario (3 MW). En este campo se han perforado más de 80 pozos con profundidades de 600 a 3544 metros con una temperatura máxima de fondo de 358°C.

Campo: Los Humeros.

Ubicación: Este campo se localiza en la parte oriental de la Faja Volcánica Mexicana, en los límites de los estados de Puebla y Veracruz a 200 km de distancia de la Ciudad de México.

Características geológicas: Los Humeros es otro campo volcánico, ubicado en el interior de una caldera volcánica cuyas últimas erupciones ocurrieron hace 20.000 años. La roca que alojan a los fluidos geotérmicos son andesíticas.

Generalidades: El campo geotérmico Los Humeros está constituido por 8 unidades turbogeneradoras de contrapresión con capacidad para generar en total 40 MW (5 MW cada una). A la fecha se ha perforado más de 40 pozos con una temperatura de fondo en promedio de 400 °C.

Ubicación: Este campo se ubica en la parte media de la península de Baja California, en la parte norte del estado de Baja California Sur a 32 km del poblado de Santa Rosalía.

Características geológicas: Es igualmente un campo volcánico, su fuente de calor es probablemente una cámara magmática del volcán La Virgen, los fluidos geotérmicos están alojados en rocas de tipo intrusivo.

Generalidades: Se han instalado dos plantas de tipo condensación en este campo geotérmico, con una capacidad total de 10 MW, las cuales entraron en operación en el año de 2001, siendo el campo en explotación más joven en México.

Yacimientos HPHT.

Se llaman pozos APAT, a los pozos con Alta Presión Alta Temperatura o por sus siglas en ingles HPHT, High Pressure High Temperature a aquellos cuyos valores de temperatura de fondo y de presión estática, presentan una magnitud que sea considerada como fuera de los rangos considerados “habituales” de operación.

Estas clasificaciones dividen al término HPHT en tres categorías principales:

Tabla 2. Clasificación de Yacimientos HPHT

Yacimientos	Propiedad			
	Presión		Temperatura	
HPHT	0.000693[kgf/cm ²]	10,000 [lpc]	150° C	300 °F
Ultra HPHT	0.001407[kgf/cm ²]	20,000 [lpc]	205° C	400° F
HPHT-HC	0.002457[kgf/cm ²]	35,000 [lpc]	260° C	500° F

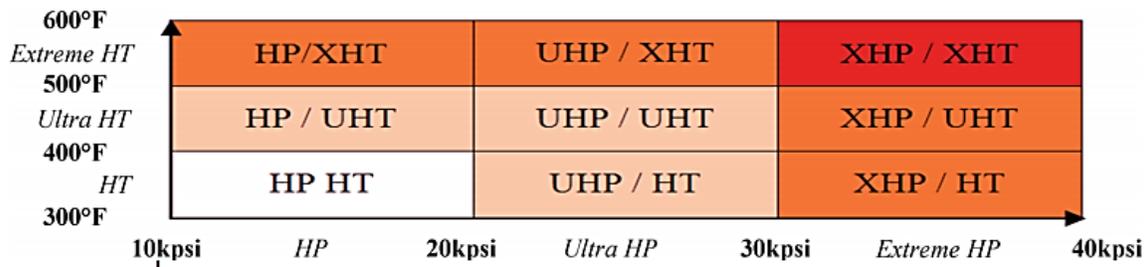


Figura 4. Clasificación de los yacimientos HPHT, según su temperatura y presión (SPE # 163376)

Durante la perforación de pozos HPHT, un parámetro vital es el tiempo durante el cual las herramientas, y los fluidos de perforación formados por materiales y productos químicos deben tolerar el ambiente hostil debido al calor de la formación. Es por ello que se hacen estas evaluaciones en laboratorio, en donde se incluyen tres categorías principales:

- Fluidos de perforación.
- Dispositivos mecánicos.
- y componentes electrónicos.

El protocolo de pruebas para los fluidos es complejo e implica evaluaciones de la densidad, reología, control de filtración y las propiedades mecánicas.

Los pozos son a menudo de diámetro reducido y no son perfectamente verticales. Para mantener el control del pozo, la presión hidrostática del fluido de perforación debe ser suficientemente alta como para controlar la presión de poro de la formación, pero suficientemente baja como para evitar el fracturamiento de la formación y la pérdida de circulación.

En consecuencia, el rango aceptado de densidad del fluido suele ser pequeño, requiriendo un control cuidadoso de la circulación del fluido con el fin de evitar que la presión excedan las presiones de fractura de la formación. Para prevenir el daño de la formación o el derrumbe del pozo.

Campo Tizón: un yacimiento en alta presión y alta temperatura.

El campo Tizón geológicamente se encuentra en el área mesozoica Chiapas Tabasco, (Pilar Reforma Akal), geográficamente se ubica en la planicie costera del Golfo de México, administrativamente pertenece al Activo de Producción Samaria Luna, en el Proyecto de inversión Delta del Grijalva.

El campo inició su actividad con el pozo exploratorio Tizón 201, productor de gas y condensado en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con un gasto inicial de 2127 bpd y una presión de yacimiento de 879 kg/cm².

La componente estratigráfica se caracteriza por dolomías micro a mesocristalinas y calizas dolomitizadas que le dan su carácter de roca almacén; como sello funcionan las calizas arcillosas de Jurásico Superior Tithoniano de ambiente de cuenca. La carga de aceite fue durante el periodo Mioceno Inferior procedente de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano. Es un yacimiento de alta presión y temperatura, dolomitizado y tiene asociado un acuífero activo.

El desarrollo del campo Tizón se ha realizado con la perforación de pozos direccionales con arquitecturas tipo “J”, a partir de la línea de costa alcanzando desplazamientos de 2,688m y temperaturas de fondo de 187 °C en el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

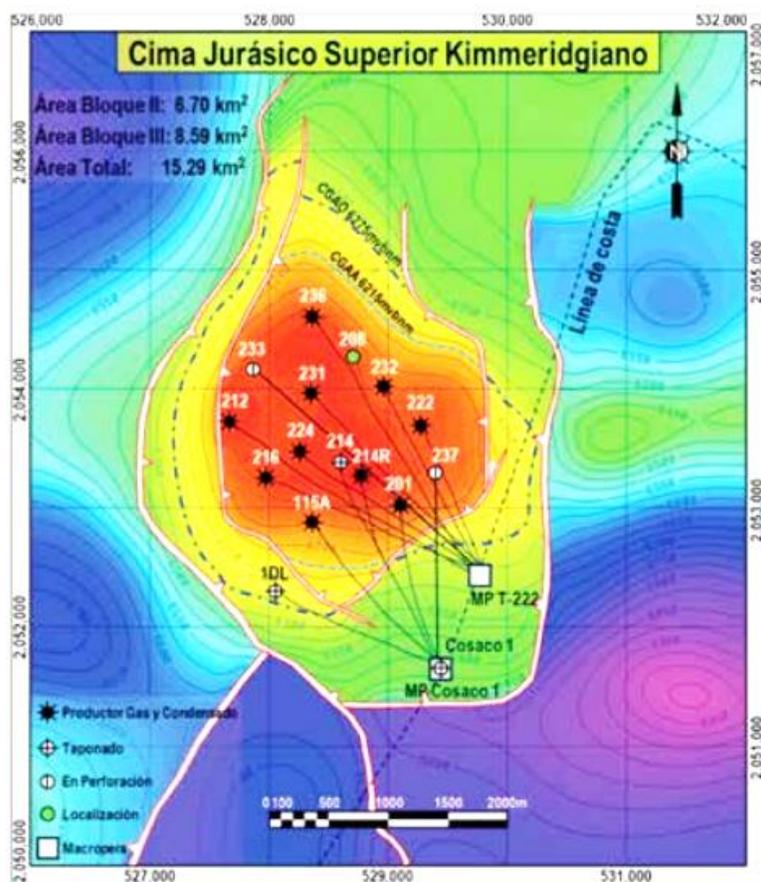


Figura 6. Mapa del Jurásico Superior Kimmeridgiano, campo Tizón. (Desarrollo exitoso del campo Tizón: un yacimiento a más de 7,000 md en alta presión, temperatura y alto desplazamiento, junio 2016).

Durante la perforación de los pozos de desarrollo se vuelven muy complicado por la falta del control direccional, siendo la alta temperatura un impedimento para el uso de herramientas direccionales, zonas altamente abrasivas y compresivas, condiciones que limitan el desempeño de la perforación.

En las etapas del Cretácico se ha utilizado la tecnología de turbo perforación combinada con barrenas híbridas, resultados provenientes del análisis del rendimiento de barrenas para zonas de alta compresibilidad.

El resultado de esta combinación de tecnologías mejoró los tiempos de perforación, y permitió mantener el control direccional en secciones tangentes de alto desplazamiento. Cabe mencionar que el principio de perforación parte del análisis de geomecánica del campo, ya que se perfora perpendicularmente a los esfuerzos mínimos horizontales de los planos de debilidad, permitiendo la estabilidad del agujero.

Capítulo 2. Equipos de perforación y sistema hidráulico de perforación

Una manera de saber si realmente existe una fuente de energía en el subsuelo es perforando un pozo.

La perforación de un pozo se define como el conjunto de operaciones mediante las cuales se construye un pozo, que servirá como medio de comunicación entre subsuelo hasta la superficie.

Durante este proceso se obtienen muestras de las formaciones perforadas, con ello se realizar estudios sobre las propiedades de las formaciones; también se realizan estudios sobre el gradiente de temperatura, presión, entre otros.

Lo que distingue la perforación de pozos geotérmicos a la perforación de pozos petroleros convencionales es principalmente la hostilidad de los ambientes geológicos, por lo que el proceso en el caso de geotermia requiere de consideraciones especiales. Los principales retos son las altas presiones y temperaturas a la que se encuentran los fluidos, los ambientes geológicos y la presencia de fluidos químicamente agresivos.

Con el fin de establecer un documento que sirva de guía y apoyo a los ingenieros, en la actividad constante de definir el programa de perforación de un pozo, es conveniente nombrar o definir a todos y cada uno de los temas técnicos que se requiere abordar para determinar el conjunto de especificaciones que conforman la construcción, operación y forma de un pozo, como: “Especialidades de Perforación”.

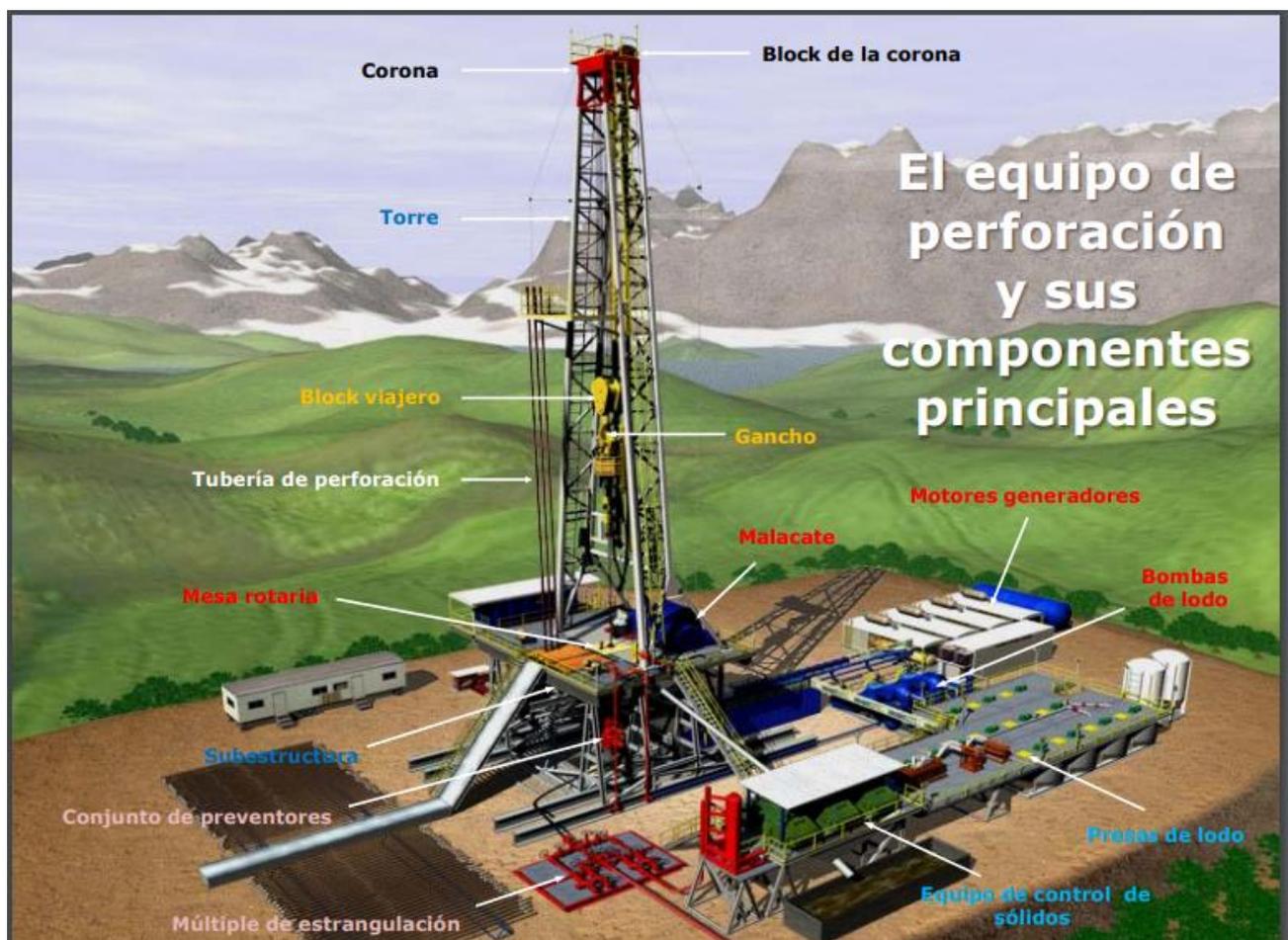


Figura 7. Partes del levantamiento (Departamento de ingeniería Petrolera, 2008)

Equipos de perforación.

Los equipos de perforación contienen una torre, una tubería de perforación, un cabestral de gran capacidad para bajar y subir la tubería de perforación, una mesa o plataforma que gira la tubería y la barrena, una mezcladora y una bomba de lodos y un motor para el accionamiento del cuadrante giratorio y el cabestra.

Se pueden montar sobre camiones sondas o perforadoras pequeñas que se utilizan para perforar pozos de exploración o de prospección sísmica, con objeto de trasladarlas de un lugar a otro.

Dependiendo si la perforación se desea hacer en tierra firme o en zonas acuosas (mares, lagos, ríos) los equipos de perforación adquieren diferentes configuraciones, aunque sus componentes y principios son los mismos.

Clasificación del equipo superficial de perforación.

Csc	1.00		0.36		0.22		0.15	
Tipo	I		II		III		IV	
	Largo [m]	Diámetro [in]						
Tubería vertical	12	3	12	3.5	13.7	4	13.7	4
Manguera	13.7	2	16.7	16.7	16.7	3	16.7	3
Unión giratoria	1.2	2	1.6	1.6	1.6	2.5	1.8	3
Flecha	12	2.25	12	12	12	3.25	12	4

Tabla 1, tipo de equipo superficial, de acuerdo con los diámetros del equipo de perforación.

La selección del tipo de equipo superficial depende de los diámetros de la sarta de perforación con la finalidad de tener la menor caída de presiones, de acuerdo con la tabla.

Operaciones de perforación.

Una plataforma de perforación sirve para que los técnicos agreguen las tuberías que se utilizan para aumentar la profundidad de perforación. A medida que se perfora a mayor profundidad se va largando el tubo y se suspende la torre la columna de perforación.

Cuando es necesario cambiar una barrena, se extrae del pozo la columna del tubo de perforación, separando cada una de las secciones que la conforman y disponiéndolas dentro de la torre.

Debe ponerse mucha atención en que el tubo de la columna de perforación no se disgregue y caiga en el interior del orificio, ya que presentaría costos muy elevados recuperarlo y podría dar lugar, incluso que el pozo tuviera que abandonarse. Otro problema que puede presentarse es que las herramientas de perforación se atasquen en el agujero al detener la perforación. Por ello, una vez que se inicia esta se continúa sin interrupción hasta terminar el pozo, recirculando en el caso de cambio de bronca.

Métodos de perforación.

Perforación por percusión o con cable.

El método de perforación se basa en triturar la roca levantando y dejando caer una pesada barrena cincel con vástago sujeto al extremo de un cable. Cada cierto tiempo se extrae la barrena y los fragmentos de roca triturada se suspenden en agua y se eliminan sacándolos a la superficie mediante lavado a presión o bombeo.

A medida que el agujero va adquiriendo mayor profundidad, se le reviste con tubería de acero para evitar su derrumbe y como protección contra la contaminación de las aguas subterráneas.

Perforación rotatoria.

Se utiliza para perforar pozos tanto de exploración como de producción, para perforar en tierra pozos de poca profundidad se utilizan perforadoras ligeras montadas sobre camiones. El equipo de perforación rotatoria se monta sobre una plataforma de perforación con una torre de 30 a 40 m de altura, y comprende una plataforma giratoria, motor, mezcladora de lodo y bomba de inyección, un malacate con cable metálico y numerosos tubos, de 27 m de longitud cada uno aproximadamente. La tubería de perforación gira a una velocidad de entre 40 y 250 rpm y hace girar una barrena de fricción de bordes

cortantes fijos, tipo cincel, o una barrena de rodillos con cuchillas rotativas de dientes endurecidos.

Perforación roto percusión.

La perforación rotopercutante, o por rotación y percusión, es un método combinado en el que una barrena rotativa utilizando un líquido hidráulico o circulante para accionar un mecanismo tipo martillo, creando así una serie de rápidos golpes de percusión que permiten que la barrena perfora y simultáneamente triture la tierra.

Electro perforación y turbo perforación.

La mayoría de las plataformas giratorias, cabestrantes y bombas de los equipos de perforación pesados suelen ser accionados por motores eléctricos o turbinas, lo que permite mayor flexibilidad en las operaciones y la perforación tele controlada. La electro perforación y la turbo perforación son nuevos métodos que proporcionan a la barrena una potencia más directa al conectar el motor de perforación justo por encima de la barrena, en el fondo del agujero.

Perforación direccional.

La perforación direccional es una técnica de perforación rotatoria que guía la columna de perforación siguiendo una trayectoria curva a medida que el agujero se hace más profundo. Este método se utiliza para llegar hasta yacimientos que son inaccesibles mediante la perforación vertical.

Así mismo reduce los costos, ya que permite perforar varios pozos en distintas direcciones desde una sola plataforma. Es de mayor alcance de perforación permite penetrar en yacimientos submarinos desde la costa. Muchos de estos métodos son posibles gracias al empleo de ordenadores para guiar perforadoras automáticas y tubería flexible (espiral), que se sube y baja sin tener que conectar y desconectar secciones.

Perforación telescopiada.

Uno de los aspectos más importantes dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de agua o gas (brotes).

Dicha protección se realiza con tuberías de revestimiento, las cuales son colocadas de manera telescopiada. Es decir, que los diámetros de las tuberías van de mayor a menor, desde la superficie, por razones técnicas y económicas principalmente. Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc. Esto origina que, a mayor profundidad, se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento. El objetivo de un diseño es el seleccionar una tubería de revestimiento con cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que será sometida. Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de acuíferos.

Tipos básicos de equipos de perforación.

La selección del tipo de equipo de perforación y su equipo de perforación en sí, es una de las consideraciones básicas.

Algunos de los elementos a ser considerados en la selección del equipo de perforación, incluye:

- Territorio en el cual se va a operar.
- Rangos de profundidad de pozo y tamaños de los agujeros a ser perforados.
- Esfuerzos estimados sobre la tubería de revestimiento.
- Requerimientos de rotación de la mesa rotatoria (RPM).
- Tubería de perforación –Lastra barrena.
- Limitaciones en los paquetes de perforación.
- Sistemas de lodos, tanques, múltiples (manifold).
- Servicios auxiliares y energía requerida.
- Alturas de trabajo, dentro de la estructura.
- Equipos de control de arremetidas de pozos (preventores).
- Controles.
- Varios (cargadores, herramientas, instrumentos, etc.).

Sistemas de perforación.

Los 5 sistemas más importantes en un equipo de perforación son:

- Sistema de potencia.
- Sistema Circulación.
- Sistema Rotatorio.
- Sistema de Izaje.
- Sistema de prevención de reventones (BOP).

Sistema de Izamiento.

El sistema de izaje provee el equipo y las áreas de trabajo para levantar, bajar o suspender el equipo usado en el sistema de rotación.

El sistema de izaje está dividido en dos partes principales:

1. La estructura de soporte.
2. El equipo de izaje.

La estructura de soporte está dividida en:

1. La subestructura.
2. La torre de perforación.
3. El piso de perforación.

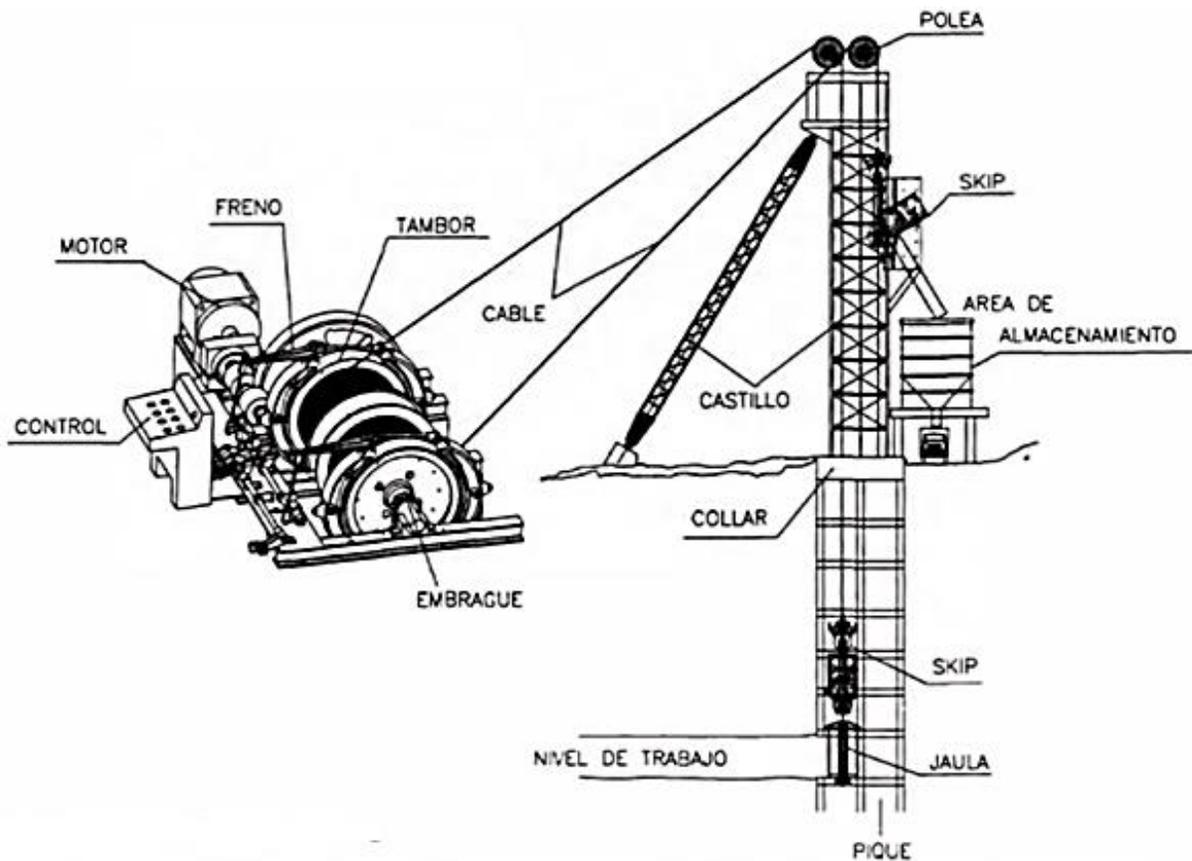


Figura 8. Partes de un sistema de izaje (Informe de suficiencia, 2010).

La estructura de soporte.

a. La subestructura.

La subestructura es un marco de acero grande que es ensamblado directamente encima del pozo a perforar. Soportar el conjunto de herramientas y quipos utilizados en el proceso de perforación para levantar, bajar o suspender la sarta de perforación y provee el área de trabajo para los equipos y personal sobre y debajo del piso de perforación.

b. La torre de perforación – Mástil

Torre: se han utilizado para perforar pozos en tierra pero actualmente es más común en localizaciones costa afuera. El piso de perforación entero esta baja la torre, lo que provee un área de trabajo grande.

El mástil: ha remplazado la torre de perforación en la mayoría de los equipos de tierra debido a su mayor portabilidad.

El mástil es más delgado, generalmente montado hacia la rampa, por lo que solo cubre una parte del piso de perforación.

Las características de las torres de perforación varían en altura, capacidad de carga y resistencia a las cargas por viento.

- **Altura:** es un indicador de la capacidad de manejar lingada o aparejos generalmente se les dice dobles si contienen 2 tramos de TP, aproximadamente 60 pies y triples si contienen 3 tramos de TP, aproximadamente 90 pies.
- **Capacidad de carga:** las torres y los mástiles están clasificados en términos de la capacidad de carga vertical que pueden suspender. Es el peso total que pueden soportar según el diseño. Los quipos son clasificadores en “ligeros”, “medianos”, “pesados”, o “extra pesados” de acuerdo a esta capacidad.
- **Capacidad de carga de viento:** las torres y los mástiles están clasificados por su capacidad de soportar vientos latentes mientras trabajan a carga máxima. Esta clasificación se le llama “capacidad de carga de vientos” y la mayoría de los equipos soportan vientos entre 100 y 130 millas por hora.

c. El piso de perforación.

El piso de perforación se encuentra sobre el marco de la subestructura y provee la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones de perforación soporte del equipo, herramientas requeridas, etc.

Los equipos principales que se encuentran en la mesa rotatoria son:

- **Mesa rotatoria:** rota y suspende la sarta de perforación que a su vez hace rotar la barrena en el fondo del pozo.
- **El malacate:** parte principal del sistema de izaje.
- **El sistema de rotación:** transmite la potencia desde el malacate hasta la mesa rotatoria.
- **La consola del perforador:** tablero con la instrumentación que provee al perforador la información de que está sucediendo en cada uno de los sistemas del equipo (TP, HWD, combinaciones, lastra barrenas).

- Funda del Kelly/flecha: hoyo recubierto donde se coloca el siguiente tramo de tubería de perforación que será conectado al Kelly a la sarta de perforación dentro del agujero en el proceso de construcción del pozo.
- La casa del perro: cuarto pequeño usado como oficina del perforador y como almacén para cosas pequeñas, localizando al lado del piso del equipo y cercano a la estación del perforador.

Sistema de circulación.

El sistema de circulación provee el quipo, los materiales y las áreas para preparar, mantener y acondicionar el fluido de perforación. El sistema de circulación tiene cuatro componentes principales:

1. El fluido de perforación.
2. El área de preparación.
3. El equipo de circulación.
4. El área de acondicionamiento.

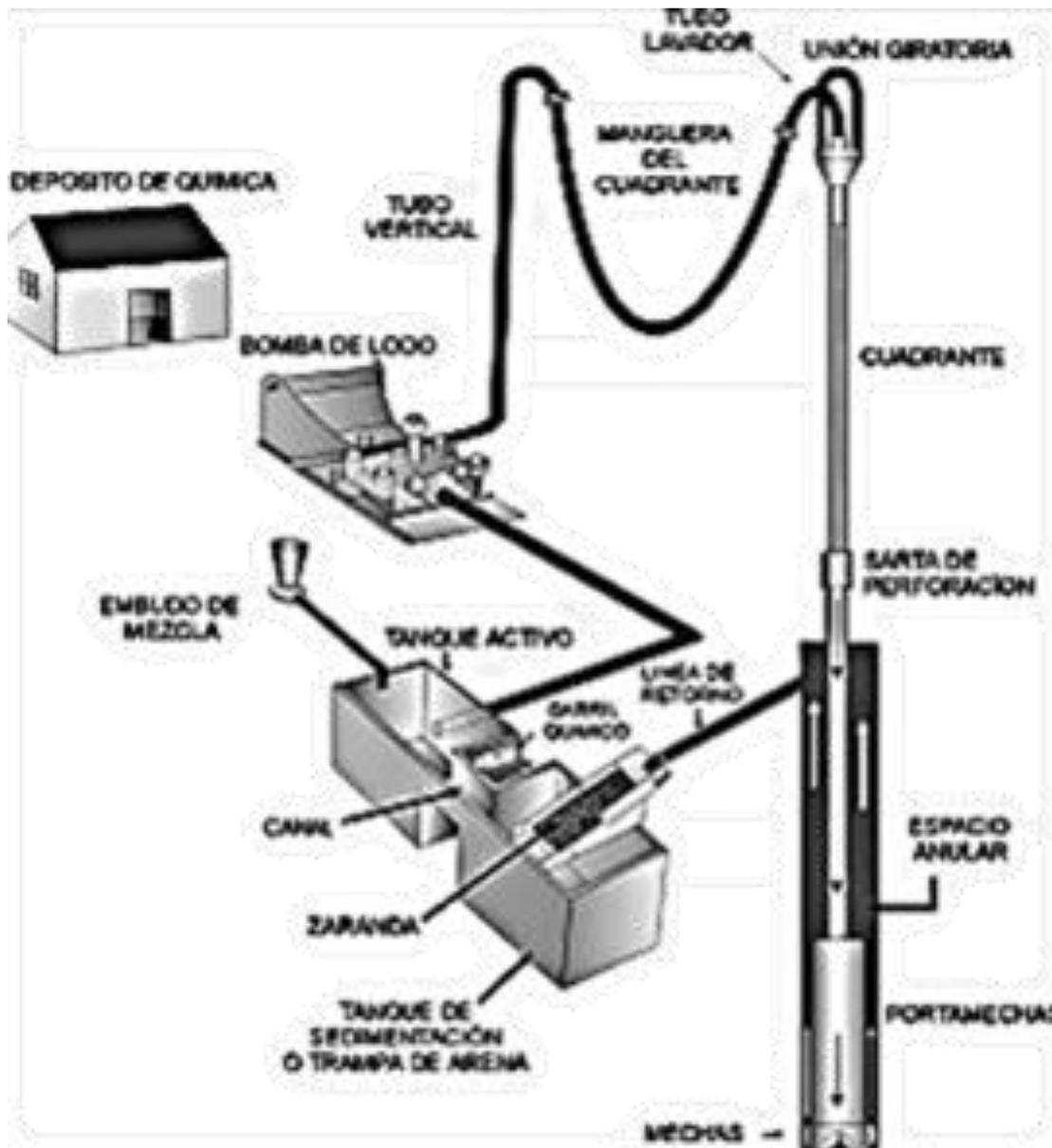


Figura 9. Sistema de circulación (Manual de prácticas de fluido de perforación, 2016).

A. El fluido de perforación.

El fluido de perforación es una mezcla líquida de varios componentes que pueden incluir: agua (dulce o salada), aceite, arcilla, aditivos, gas o aire. En el campo generalmente se le denomina LODO.

El lodo es circulado a través de la sarta de perforación dentro del pozo.

Funciones principales del fluido de perforación:

1. Proveer potencia hidráulica (HHP) a la barrena para mantener limpio el fondo del pozo.
2. Transportarlos fuera del pozo.
3. Soportar las paredes del pozo.
4. Previene la entrada del fluido de formación dentro del pozos.
5. Lubricar enfriar la barrena y la sarta de perforación.
6. Composición del fluido de perforación.

Hay tres tipos básicos de fluidos de perforación:

- Fluidos de perforación base agua.
- Fluidos de perforación base aceite.
- Fluidos de perforación aireados o gasificados.

B. El área de preparación.

Este es el área donde se prepare y mantiene el fluido de perforación. La preparación y el mantenimiento del fluido de perforación es esencial para el éxito de las operaciones de perforación.

La rutina de preparación.

Hay cuatro rutinas principales durante la preparación del fluido de perforación

Estas son:

1. Preparación inicial.
2. Adición de materiales densificantes (aumento de peso de lodo).
3. Dilución (disminución del peso de lodo).
4. Cambio en la formulación química del lodo.

El área de preparación del fluido de perforación consiste en un conjunto de equipos cuidadosamente dispuestos para facilitar la preparación o tratamiento del fluido de perforación.

Generalmente incluye lo siguiente:

- Almacén de química: área cerrada para guardar los aditivos del lodo.

- Tanques o presas de lodo: contenedores metálicos que facilitan el almacenamiento y manejo del fluido de perforación.
- Silos: contenedores con fondo en forma de embudo para almacenar los aditivos utilizados en gran cantidad como lo son las arcillas y el material densificante. Estos contenedores operan con la gravedad o son asistidos con aire.
- Tolva de mezclador: equipo en forma embudo que utilice el vacío para agregar materiales solidos al fluido de perforación.

El fluido es movido desde el área de preparación, a través de la sarta de perforación y el espacio anular, donde es transportado ya en la superficie al área de acondicionamiento antes de ser enviados a los tanques para ser recirculados.

Sistema de potencia.

La función primaria del sistema de potencia es proporcionar a todos los otros sistemas del equipo la energía necesaria para operar.

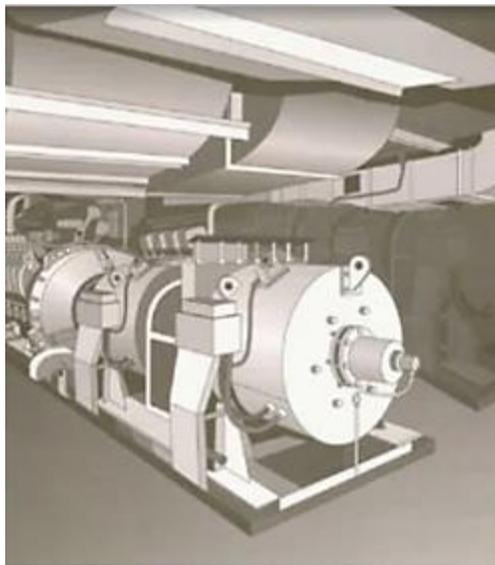


Figura 10. Diagrama de un motor + generador (Introducción del equipo de perforación, Slumberguer. 2004).



Figura 11. Motor más generador (Introducción del equipo de perforación, Slumberguer. 2004).

Fuentes de potencia primaria.

La fuente más común de potencia es el motor de combustión interna. Estos motores normalmente se alimentan de diésel y pueden proveer un Torque mayor que los alimentados por gasolina.

El número de motores requeridos dependen del tamaño y capacidad del equipo de perforación. Los equipos modernos pueden tener ocho o más motores. La potencia generada por estos motores es trasferida a los diferentes sistemas del equipo a través de una trasmisión mecánica o eléctrica.

Transmisión de potencia.

Existen dos métodos principales para distribuir la potencia generada por los motores:

- Transmisión mecánica.
- Transmisión eléctrica.

El método seleccionado depende del tipo de motor y la configuración del equipo de perforación.

La mayoría de la potencia suministrada es consumida por los principales sistemas y sus equipos como lo son el malacate, la mesa rotaria las bombas de lodo. El resto de la potencia es distribuida a los equipos auxiliares como la iluminación, preparación y acondicionamiento de lodos, instrumentación del equipo y aires acondicionados.

Transmisión mecánica (compuesta).

Un equipo de perforación mecánico utiliza una combinación de correas, cadenas, piñones, poleas y engranajes. Este tipo de sistema se le denomina sistema de potencia compuesto.

Transmisión eléctrica.

Los equipos de perforación eléctricos no utilizan cadenas y piñones pero si utilizan un generador eléctrico conectado directamente a cada uno de los motores principales.

Los generadores producen electricidad que es transferida a los diferentes equipos a través de cables cada uno de los motores eléctricos.

Sistema de rotación.

El sistema de rotación es uno de los componentes más importantes en el equipo de perforación. Su función principal es hacer rotar la sarta de perforación y la barrena.

El sistema de rotación tiene tres sub-componentes principales:

1. La mesa rotaria y/o el top drive.
2. La sarta de perforación.
3. La barrena.

La mesa rotaria:

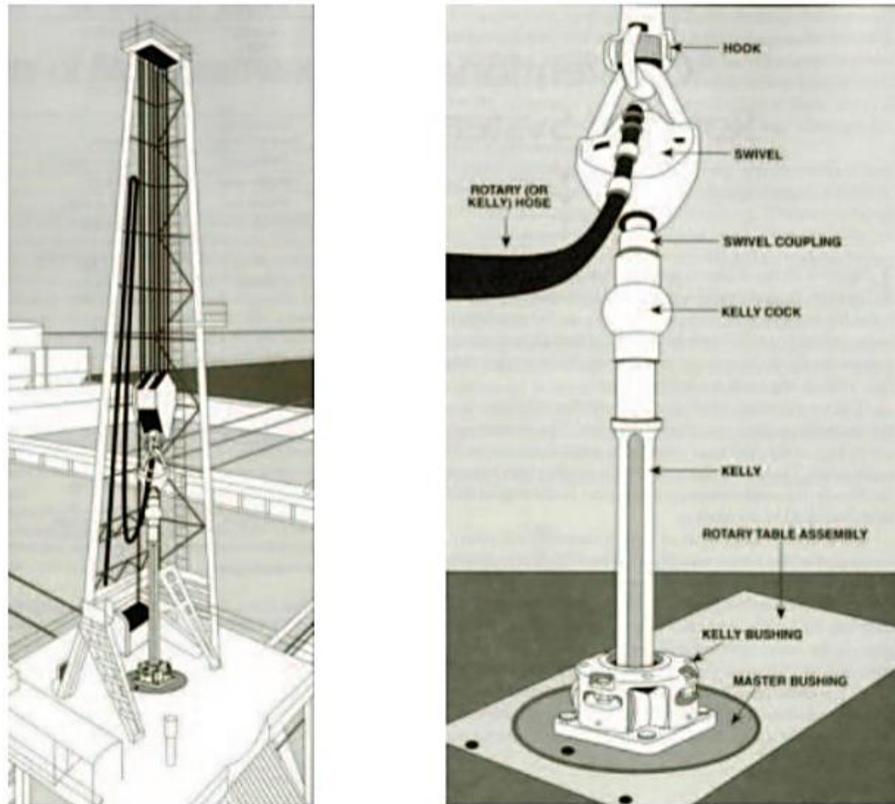


Figura 12. La mesa rotaria (introducción al equipo de perforación, Slumberguer 2004).

La mesa rotaria se encuentra en el piso de perforación sobre el pozo.

Para rotar la sarta de perforación se utiliza la mesa rotaria, el buje principal y el buje de la flecha. Desde el gancho, la unión giratoria y la flecha se encuentran enroscada en la tubería de perforación.

Para soportar la sarta de perforación mientras se agregan o remueven secciones de tubería de perforación con la ayuda de las llaves de fuerzas, se utilizan la mesa rotaria, el buje principal y las cuñas. Se pueden cambiar los insectos para acomodar diferentes tamaños de tuberías.

El top drive:

El sistema del top drive o TDS, reemplaza la mesa rotaria, la flecha y la unión giratoria. Está colgado del gancho en el bloque viajero. Un motor para trabajo pesado montado en el top drive provee la potencia necesaria.

La lingada superior se enrosca directamente al top Drive. El top drive hace rotar la sarta de perforación y la barrena directamente. Esto elimina la necesidad de una mesa rotaria

giratoria y la flecha. Debido a su diseño el top drive sirve para agilizar las operaciones de perforación.

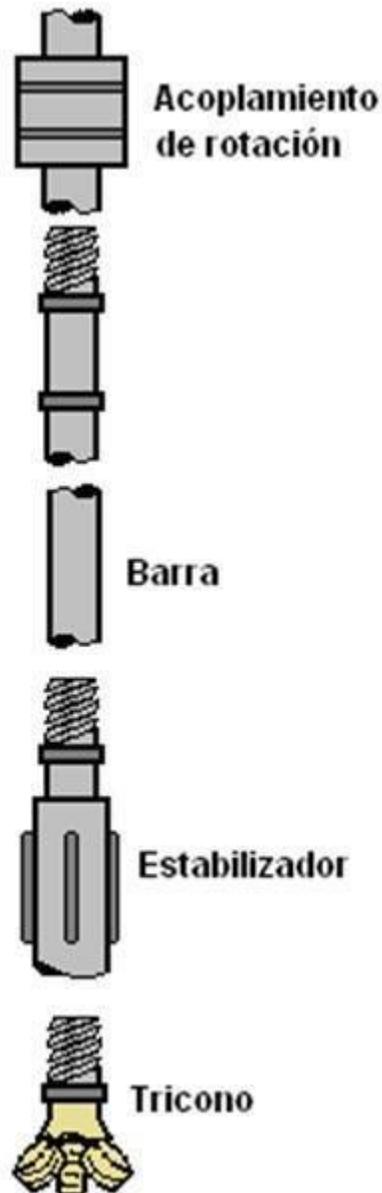


Figura 13. Sarta de perforación (Facultad Ingeniería Civil Instituto Superior Politécnico, 2013)

La sarta de perforación

La sarta de perforación incluye:

- La flecha: es cuadrado o hexagonal y está suspendido debajo de la unión giratoria y pasa por el buje de la flecha la rotaria le permite torque a la sarta de perforación.
- La rosca de seguridad: está conectado a la parte inferior de la flecha y evita el desgaste de la conexión inferior de la flecha.
- La tubería de perforación y el BHA.
- Barrena.

La sarta de perforación está suspendida debajo del gancho y el bloque viajero por los brazos y la unión giratoria.

La sarta de perforación es una columna de tubería de perforación unidas por juntas. La sarta de perforación es normalmente utilizada para dos cosas:

1. Servir como conductor para el fluido de perforación.
2. Transmitir la rotación de la mesa rotaria o el top drive a la barrena en el fondo.

La tubería de perforación

La mayoría de la tubería de perforación es de acero forjado en una barra y después punzada para producir un tubo sin costura. La junta es una pieza separada soldada a la tubería de perforación con rosca que permite enroscar un tubo con otro.

Los factores principales que intervienen en el diseño de la tubería son:

- Resistencia al colapso y el estallido.
- Resistencia a la tensión.
- Resistencia a la torsión.
- Resistencia contra el colapso causado por las cuñas.
- Resistencia contra fluidos agresivos (H_2S y CO_2) / resistencia a la corrosión.

Barrenas

Hay dos tipos principales de barrenas disponibles:

1. Barrenas triconicas o para rocas:

Estas se pueden dividir en barrenas con dientes de acero y de insertos.

2. Barrenas con cortadores fijos:

Estas se pueden dividir en: de diamantes naturales, PDC TSP.

Selección de barrenas

Los factores para considerar en la selección de barrenas son:

- Durabilidad: se necesita que la barrena dure una cantidad razonable de horas de rotación
- Efectividad: esta relación anda con la durabilidad, se requiere una barrena que proporcione a la mayor cantidad de pies perforados.
- Naturaleza de la formación: se pueden conseguir cambios en la formación, por lo que se debe conseguir una barrena que rinda en estas condiciones.

Capítulo 3. Propiedades de los fluidos de perforación base agua de naturaleza arcillosa y sus métodos de evaluación

Generalidades.

Un fluido: es la materia que su estado de agregación puede ser líquida o gaseosa. Una sustancia que se deforma continuamente bajo la acción de un esfuerzo cortante. Una observación importante de esta definición es que cuando un fluido se encuentra en reposo, no pueden existir esfuerzos cortantes.

Fluido de control: fluido circulatorio formado por materiales y aditivos químicos que le imparten las propiedades físicas y químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológicas a intervenir, con la finalidad de controlar las presiones de dichas formaciones.

El diseño y mantenimiento de las características físicas, químicas y fisicoquímicas en los fluidos de perforación, son factores que influirán en la construcción exitosa y segura del pozo, debido a que el principal factor de riesgos por accidentes de arranques de pozos o algún tipo de obstrucción en el mismo es frecuentemente al mal diseño y/o mantenimiento de estos.

Mezcla coloidal: el tamaño de partículas coloidales es intermedio entre una solución y una suspensión. Las partículas son relativamente grandes porque, aunque no se observen a simple vista, reflejan la luz lo que describe el efecto Tyndall. Pero son suficientemente pequeñas para que no se depositen con facilidad. Algunas sustancias tienen moléculas grandes que forman necesariamente coloides (coloides moleculares).

La fase dispersa: esta fase está constituida por moléculas sencillas o moléculas muy grandes como el almidón, las cuales se encuentran suspendidas y dispersas en el interior de la fase continua y es muy difícil separarlas por filtración o por decantación.

La fase dispersante: es la sustancia en la cual las partículas coloidales están distribuidas.

Tabla 3. Clasificación del tamaño de las mezclas.

Disoluciones	Dispersiones coloidales	Suspensiones
Todas las partículas son del tamaño de los átomos, iones, cationes o pequeñas moléculas (1-10 nanómetros)	Las partículas de al menos uno de los componentes son grandes grupos de átomos de iones o de moléculas (10- 10000 nanómetros)	Las partículas de al menos uno de los componentes pueden ser vista con un microscopio. (>10000 nanómetros)
Homogéneas	Homogéneas, pero en el limite	Heterogénea
Transparentes; no presentan efecto Tyndall	A menudo opaca, puede ser transparente, pero presenta el efecto Tyndall	No es transparente, se distinguen las fases
Estables a la gravedad, no sedimentan	Menos estables a la gravedad; el movimiento Browniano evita depositación de las partículas.	Inestable a la gravedad
No separable por filtración.	No separable por filtración	Separables por filtración

Fluidos de perforación.

Se denomina fluido de perforación a la mezcla coloidal, donde la fase continua puede ser un fluido como agua, aceite o gas, con materiales sólidos capaces de mantenerse suspendidos y dispersos, además aditivos que pueden mejorar sus propiedades, diseñado de tal manera que cumpla funciones específicas, de acuerdo con los requerimientos operativos y a las características de la formación a perforar. Los fluidos de perforación son una parte importante en las operaciones de perforación ya que la mayoría de los problemas que se generan al momento de realizar dicha actividad se relacionan con el diseño del fluido utilizado, cabe resaltar que el fluido no es la causa ni la solución a algunos de estos problemas, pero si es una herramienta que nos ayuda a minimizar dichos efectos. Se clasifican de acuerdo con su base. Figura 11.



Figura 14. Clasificación de los fluidos de perforación de acuerdo con su base.

Lodos base agua pueden ser:

- Lodos iniciales.
- Lodos bentónicos.
- Lodos densificados.
- Lodos gel-químicos.
- Lodos cálcicos.

Lodos iniciales.

Los lodos iniciales se usan en la perforación del agujero del tubo conductor. Usualmente consiste en una mezcla viscosa de bentonita, que proveen al lodo de una buena capacidad de acarreo para limpiar los agujeros de gran diámetro. Los lodos iniciales se desechan después de haber perforado el agujero del tubo conductor, debido a que se tiene instalado el equipo de recuperación del fluido.

Lodo bentónico.

Los lodos tratados con bentonita sin fluidos de perforación simple se pueden utilizar en la perforación de pozos someros en áreas no problemáticas. La bentonita mejora la capacidad de acarreo y previenen los problemas que se presentarían perforando con agua solamente.

Lodos densificados.

Un lodo que contiene material densificante comercial, tales como barita o hematita, entre otros, con densidades mayores a 2.6 g/cc, que generan densidades en el lodo desde 1.1 g/cc en adelante.

Lodos gel-químicos.

Un lodo gel-químico consiste en bentonita y pequeñas concentraciones de un adelgazante (reductor de viscosidad) como el quebracho o un lignosulfonato. Un lodo de este tipo es similar en su aplicación al lodo tratado con fosfato, pero puede ser utilizado a mayores profundidades.

Lodos cálcicos

Los lodos cálcicos son aplicables en la perforación de estratos de poco espesor de anhidrita y también en aquellas zonas donde la lutita deleznable y los flujos de agua salada son comunes. Estos lodos difieren de los otros lodos base agua, en que las arcillas sódicas (bentonitas) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal y yeso.

Con adición de cal

Los lodos de cal se preparan mediante la adición de cal hidratada, adelgazantes orgánicos y sosa caustica, a un lodo bentónico. Estos lodos resisten contaminaciones hasta de 50,000 ppm de ion cloro; sin embargo, tienden a solidificarse o desarrollar alta gelatinosidad a altas temperaturas.

Lodos neumáticos pueden ser:

- Aire o gas.
- Niebla.
- Espuma.

En algunas formaciones donde no hay saturación de líquidos y existe una alta porosidad y permeabilidad, se usa el aire comprimido o algún gas inerte para perforar para perforar, estos fluidos de perforación son también útiles en áreas donde las pérdidas de circulación severas constituyen un problema.

Además de que incluyen mayores velocidades de penetración, mayor vida de las barrenas, mejor control en áreas con pérdidas de circulación, menor daño a las formaciones productoras que nos permiten una evolución rápida y continua de los hidrocarburos.

Aire o gas.

El aire es un fluido de perforación de muy baja densidad cuando se perfora con este tipo de fluidos los recortes son transportados a la superficie con ayuda de baches lavadores, por la presión del aire que es inyectada en el pozo, es desplazado el bache lavador.

Niebla.

Se constituye un problema cuando las formaciones contienen agua, o cuando se encuentra hidrocarburos, se hace necesario la perforación con niebla. La niebla se forma de aire seco pequeñas cantidades de agua con alta tensión superficial y pulverizada en el aire.

Espuma.

Mezcla de una fase líquida con tensoactivos que atrapan ya sea por inyección o dispersión volúmenes de gas formando burbujas que en su conjunto se conocen como espumas.

En cuanto a los lodos aireados, tienen el propósito de prevenir pérdidas de circulación en zonas de baja presión.

Lodos base aceite.

- Lodos base aceite verdadera.
- Emulsiones inversas.
- Emulsiones directas.

Lodos base aceite verdadera.

Contienen menos de 5% en agua contiene mezcla de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados de diésel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhídrita no pueden afectarlos y tienen gran aplicación en profundidad y altas temperaturas.

Emulsiones inversas.

Van de 60% aceite y 40 % salmuera a 90 % aceite y 10% salmuera, este fluido tiene la capacidad de mantenerse homogéneo entre los incrementos de temperatura, debido al gradiente geotérmico

más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.

El uso de estos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante. Estos lodos han sido empleados con éxito para muchas tareas de perforación como:

- Pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura.
- Problemas de pega de tubería.
- Prevención de derrumbes (estabilidad de pozos).
- Necesidad de atravesar zonas que contienen sales, yeso y anhidrita.
- Presencia de sulfuro de hidrogeno hallazgo de formaciones potencialmente productoras.
- Gran necesidad de minimizar la fricción y los torques (en pozos altamente desviados).

Emulsión inversa.

Son aquellas en las que la fase dispersa es una sustancia lipofílica (grasa o aceite) y la fase continua es hidrofílica (normalmente agua).

Propiedades de los fluidos.

Densidad.

La densidad es una propiedad crítica de cualquier fluido de perforación ya con ella se provee el control del pozo en la perforación sobre balance. La densidad del fluido de perforación debe ser ajustada de modo que la presión hidrostática de su columna dentro del pozo sea suficiente para controlar la presión de las formaciones expuestas, definiendo así la perforación sobre balance. Por otro lado, cuando se perfora en bajo balance el proceso de perforación en donde el fluido de perforación ejerce una presión hidrostática menor que la presión del poro. Esto genera que los fluidos de la formación accedan al pozo y puedan ser producidos de forma controlada en superficie.

Sin embargo, si el sobre balance es excesivo podría ocurrir atrapamiento diferencial, daño de formación debido a la invasión excesiva de fluido o fractura hidráulica, provocando pérdidas de fluido.

- Incremento de Densidad:

La densidad del lodo se incrementa normalmente con la adición de más agente densificante.

- Reducción de Densidad:

Una reducción de la densidad del lodo se puede lograr por dilución o por remoción mecánica de los sólidos contaminantes.

- La remoción mecánica de las partículas que incrementan la densidad del lodo, se logra con el uso de un equipo de control de sólidos eficiente como la centrifuga de decantación que es por lo general, el método preferido.
- La dilución es también una manera eficiente de reducir la densidad del fluido de perforación. Aunque con ello se pueden afectar fácilmente otras propiedades del fluido. Con salmueras cualquier dilución deberá hacerse con agua fresca y no con agua de mar con el fin de evitar problemas potenciales.

Equipos de medición de densidad de un fluido de perforación.

Balanza de Lodos.

Consta de una base de soporte en la cual descansa un brazo graduado con una copa y su tapa con orificio de purga, un punto de apoyo en filo de cuchilla, nivel, un pilón corredizo y un contrapeso.

El brazo graduado tiene cuatro escalas:

En una cara

- Libras por galón (lb/gal) en escala de 6 a 24 y se utiliza únicamente para determinar la densidad en sistema inglés.
- Libras por pulgada cuadrada por mil pies (lb/pg/1000pie) y se utiliza para calcular el gradiente de presión del fluido.
- Libras por pie cubico (lb/pie³) que también es medida de densidad en el sistema inglés.
- Gramos por centímetro cubico (g/cm³) con rango de 0.72 a 2.88 y se utiliza únicamente para determinar la densidad en el sistema métrico decimal.



Figura 15. Balanza de lodos, (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

Viscosidad.

La viscosidad aparente:

La viscosidad se puede describir como la resistencia interna de un fluido a circular. Es una propiedad importante de los fluidos de perforación. Define la capacidad del lodo de lograr una buena limpieza útil de perforación y desalojar los recortes y de facilitar su decantación en las presas de lodos o tamices vibrantes. Pero no tiene que ser tan viscoso para poder ser bombeado.

Viscosidad efectiva: usada para describir el fluido que fluye a través de una geometría particular; al cambiar las geometrías del pozo

Viscosidad de embudo, viscosidad cinemática:

Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un fluido de control con respecto a la del agua, como fluido de referencia. Generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo.

La prueba consiste en medir el tiempo requerido para que un cuarto de galón (946ml) de lodo pase a través de un embudo y a continuación una taza el valor resultante. Este es un valor cualitativo de la viscosidad del lodo y que es comparado con la viscosidad verdadera del fluido de perforación.

La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Además, ningún valor en particular de la viscosidad de embudo puede ser adoptado como valor representativo de todos los fluidos. Lo que produce buenos resultados en un área puede fallar en otra; sin embargo, se puede aplicar una regla general a los fluidos de perforación a base de arcilla. La viscosidad de embudo de la mayoría de los fluidos se controla a cuatro veces la densidad (lb/gal) o menos. Sin embargo, hay ciertas excepciones, como en las áreas donde se requiere el uso de fluidos de alta viscosidad.

Equipos de medición de la viscosidad de un fluido de perforación.

Embudo de Marsh.

El embudo de Marsh tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgadas, este acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Consta de un vaso llamado litera o galonera y una malla de tela metálica con orificios de 1/16 pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a ¾ de pulgada debajo de la parte superior del embudo, con la finalidad de retener toda partícula mayor que pueda taponar el orificio inferior del embudo.



Figura 16. Embudo de Marsh, (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

Propiedades Reológicas.

La reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de fluidos. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel.

La medición de las propiedades reológicas de un lodo es importante en el cálculo de:

- Las pérdidas de presión por fricción.
- Para determinar la capacidad del lodo para elevar los recortes y desprendimientos a la superficie.
- Para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura.
- Para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

Viscosidad Plástica.

La viscosidad plástica (PV) se define como “la resistencia al flujo” debido a fricciones mecánicas entre las partículas sólidas suspendidas en el fluido. La PV depende principalmente del contenido de sólidos y de la forma y el tamaño de estos sólidos.

- Incremento de la PV.

Las partículas sólidas tales como la Bentonita y la Barita, etc., son requeridas para lograr que el fluido de perforación se desempeñe satisfactoriamente, pero un exceso de sólidos perforados no es deseable; su presencia es la causa principal de cualquier incremento en la Viscosidad Plástica

- (PV) o en el Punto de Cedencia (YP).

Si se permite que los sólidos perforados se mantengan en el lodo ellos serán gradualmente remolidos y convertidos en partículas más pequeñas por medio de la acción cortante de la barrena y de las bombas con un incremento consiguiente en la PV al generar mayor área de contacto entre las nuevas partículas.

- Reducción de PV.

La concentración de sólidos en el lodo se debe reducir para así disminuir la PV. Esto se puede lograr fácilmente por alguno de los siguientes métodos:

Con el uso de equipos de control de sólidos eficientes (muy a menudo la opción preferida) ó, Por dilución de volumen total de lodo con la adición de fluido base. Bajo algunas circunstancias, se puede utilizar el tratamiento químico para reducir la PV, es decir, floculación para remover la contaminación de sólidos. Sin embargo, esto no es comúnmente aplicable a la mayoría de los fluidos de perforación de uso común, ya sea por razones técnicas o económicas.

- Punto de Cedencia (YP).

El punto de cedencia (YP) es la “resistencia al flujo” causada más por fuerzas electroquímicas que por fricción mecánica. Estas fuerzas son el resultado de la atracción entre las cargas negativas y positivas localizadas en la superficie de las partículas. De esta forma, el punto de cedencia es una medida de estas fuerzas de atracción bajo condiciones de flujo. En fluidos de perforación no densificados el YP se mantiene al nivel requerido para una limpieza adecuada de pozo

En fluidos densificados se requiere un YP moderadamente alto para mantener en suspensión las partículas del agente densificante.

- Incremento del Punto de Cedencia, YP.

Ocurre de forma “natural” cuando se presenta la floculación, después de la introducción de contaminantes solubles específicos como por ejemplo la sal, la anhídrita y el yeso encontrados durante la perforación.

También ocurre de forma natural a través de la contaminación de sólidos. Un incremento en la concentración de sólidos perforados inmediatamente creará un incremento de atracciones entre las partículas.

Mediante tratamiento químico: adiciones de viscosificadores químicos (como polímeros y arcillas), efectuadas con frecuencia para mantener las especificaciones del YP.

- Reducción de Punto de Cedencia.

El punto de cedencia puede ser reducido ya sea por medio de un tratamiento químico o mecánico:

- Tratamiento químico.

La dispersión, la de floculación o el adelgazamiento, neutralizarán las fuerzas de atracción

- Tratamiento mecánico.

El uso de suficiente equipo de control de sólidos es el método preferido.

También podría lograrse por dilución, pero ésta puede afectar al resto de las propiedades del fluido a menos que la concentración de sólidos sea alta.

- Equipo de Medición del Punto Cedente: Viscosímetro.

Punto Cedente, lbs/100 pie²= Lectura a 300 RPM – Viscosidad Plástica

- Tixotropía o Fuerza Gel.

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte.

La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida. Las indicaciones de esfuerzo de gel tomadas con el viscosímetro FANN (figura) a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones críticas, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. Es decir

que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como las siguientes:

1. Entrampamiento del aire o gas en el fluido.
2. Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
3. Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
4. Pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo.
5. Aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
6. Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.



Figura 17: Viscosímetro de Fann, (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

El viscosímetro Fann es un equipo que permite determinar la viscosidad de los fluidos de perforación, al hacer girar el equipo a una velocidad rotacional, en RPM-Revoluciones por minuto y medir el torque generado por el fluido al cilindro interior

El viscosímetro FANN puede tomar 6 lecturas a diferentes revoluciones por minuto (rpm) de la muestra de fluido que se desea determinar. estas lecturas permiten determinar la viscosidad plástica, la viscosidad aparente, el punto cedente del fluido y la fuerza del gel formado.

Propiedades principales de los fluidos de perforación y su función asociada.

Son las funciones que debe cumplir cualquier fluido de perforación sin importar su base, la forma del pozo, la presión de las formaciones o su geología

Densidad

a. Control de presiones de formación

La densidad es la cantidad de materia que hay en un determinado espacio. Se define como la cantidad de masa de una sustancia por unidad de volumen.

La densidad es una propiedad física intensiva, es decir, es una característica de las sustancias que no depende de la cantidad de esta.

La fórmula para calcular la densidad de un objeto es:

$$\rho = m / v$$

Esto significa que densidad (ρ) es igual a masa (m) entre volumen (v). De lo cual, además, podemos deducir que la densidad es inversamente proporcional al volumen: mientras menor sea el volumen ocupado por determinada masa, mayor será la densidad.

La función asociada a la densidad es vital para mantener el control de un pozo. El lodo es bombeado a través de la sarta de perforación, a través de la barrena y de regreso por el espacio anular. En agujero descubierto, la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo se utiliza para compensar los incrementos de la presión de formación que, de lo contrario, producirían el ingreso de los fluidos de formación en el pozo, causando posiblemente la pérdida de control del pozo. Sin embargo, la presión ejercida por el fluido de perforación no debe exceder la presión de fractura de la roca propiamente dicha; de lo contrario, el lodo fluiría hacia la formación; situación que se conoce como pérdida de circulación.

Viscosidad.

b. Acarreo y remoción de recortes

La viscosidad es una propiedad importante de los líquidos que describe la resistencia del líquido al flujo y está relacionada con la fricción interna en el

líquido. El tipo más común de comportamiento de flujo es el flujo de cizallamiento en el que las capas de líquido se mueven cada una en relación con la otra, en respuesta a una fuerza de cizallamiento. Esta fuerza externa adopta la forma de una tensión de cizallamiento que se define como la fuerza que actúa sobre el área de una unidad de líquido y da como resultado un gradiente de velocidad en todo el espesor de la muestra, denominado tasa de cizallamiento. La viscosidad de cizallamiento o viscosidad dinámica relacionada con este proceso se obtiene de la relación entre la tensión de cizallamiento y la tasa de cizallamiento, como se ilustra a continuación.

La función asociada a la viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes.

Gelatinosidad.

c. Suspensión de recortes.

Cuando la circulación se interrumpe por un tiempo determinado, los recortes quedan suspendidos debido a una característica del lodo llamada "gelatinosidad" la cual evita que los cortes caigan al fondo y causen problemas al meter la tubería y al reanudar la perforación.

La función asociada a la gelatinosidad tiene un efecto directamente asociado a la suspensión de los recortes se efectúa principalmente cuando la circulación del fluido es detenida por un tiempo determinado durante un viaje de tubería, o por cualquier otra causa. Los recortes que no han sido removidos deberán de quedar suspendidos, a que, si no se efectúa el fenómeno anterior, caerán al fondo y causarán problemas al meter nuevamente la tubería de perforación y al reanudar la perforación, reduciendo la velocidad de perforación al producir un atascamiento de la barrena con los recortes sueltos asentados.

La velocidad de asentamiento de una partícula a través del fluido de perforación, depende de la densidad de la partícula, así como de la densidad, la viscosidad y la gelatinosidad o tixotropía del fluido.

Impermeabilidad.

d. Control de la filtración

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:

- Presión hidrostática generada por el lodo.
- Dispersión del lodo.
- Tiempo de circulación.
- Aumenta la viscosidad.

Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva.

Funciones secundarias.

Son como las primarias, pero en ocasiones específicas

- **Estabilidad de las paredes del pozo.**

Estabilizar las paredes del pozo mientras se perfora a través de formaciones inestables, es una función de gran importancia. Las causas de la inestabilidad en las formaciones pueden ser numerosas y son diferentes en cada área.

Estas causas deben quedar bien definidas, para así poder formular un fluido de perforación con los requerimientos físicos y químicos que permitan evitar el problema. Para asegurar la estabilidad del agujero, el enjarre, la densidad, el flujo y la actividad química del lodo deberán ser ajustados.

- **Transmisión de potencia hidráulica.**

El fluido de perforación es el medio a través del cual se transmite la potencia hidráulica a la barrena.

Un fluido cuya viscosidad en la barrena se aproxima a la del agua, disminuirá las pérdidas de presión por fricción y aumentará la potencia hidráulica disponible a la barrena. Esto se debe a que mientras más baja viscosidad tenga el fluido, menos pérdida por fricción en las paredes del pozo tendrá, ya que le será más fácil el movimiento y, por lo tanto, aumentar el rendimiento de la potencia hidráulica disponible.

- **Ayuda en toma de registros electrónicos.**

Los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas). Por lo tanto, los datos de los registros constituyen una descripción de la roca.

El lodo base agua es el más comúnmente utilizado y el adecuado para la mayoría de los registros existentes. Para los datos de salinidad y densidad especificados a continuación, se supone que la sal predominante en el lodo es el cloruro de sodio (NaCl).

El lodo a base de aceite casi siempre contiene agua, pero el aceite constituye su fase continua. Una característica de este lodo es causar el menor daño causado a las formaciones, comparado con los lodos de a base de agua.

Facilita la transmisión de datos hidráulicos requiere sensores de presión sensibles capaces de soportar altas presiones. Esto es particularmente cierto cuando se utiliza en aplicaciones de medición durante la perforación (MWD).

- **Obturación de formaciones con pérdidas de circulación.**

Cuando el lodo no retorna a la superficie después de haber sido bombeado a un pozo. La pérdida de circulación se produce cuando la barrena de perforación encuentra fisuras, fracturas o cavernas naturales y el lodo fluye dentro del nuevo espacio disponible. La pérdida de circulación también puede ser causada por la aplicación de más presión de lodo (es decir, perforación sobrebalanceada) sobre la formación de la que ésta es suficientemente fuerte como para resistir, abriendo así una fractura hacia la que el lodo fluye.

Material de composición áspera, fibrosa o escamosa, utilizado para formar una barrera impermeable a través de una interfaz de formación o de un disparo. Los materiales de obturación se utilizan comúnmente cuando se producen situaciones de pérdida de circulación durante la perforación. También se utilizan en operaciones de reparación durante la preparación para ahogar (matar) un pozo cuando existen probabilidades de que el fluido de ahogo se pierda en los disparos. La selección de un material de obturación adecuado es crucial durante las operaciones de reparación de pozos debido

a que la barrera se debe retirar por completo como paso previo para volver a poner el pozo en producción.

- Tener la capacidad de decantar el sedimento cuando el FP llegue a la superficie.

La sedimentación es la operación unitaria que consiste en separar, por acción de la gravedad, un sólido finamente dividido de un líquido en el que está suspendido, obteniendo un líquido clarificado y un lodo más o menos espeso con elevado porcentaje de sólidos. Cabe recordar que los sólidos finamente divididos se encuentran habitualmente en disolución formando flóculos. Esta operación unitaria puede llevarse a cabo de forma continua o intermitente. Los sedimentadores industriales operan normalmente en régimen continuo.

- Facilita el revestimiento del pozo con cemento.

Los lodos de perforación son diseñados de tal manera que facilitan las operaciones de perforación y proveen un adecuado transporte de recortes, pero no necesariamente están preparados para ser desplazados eficientemente fuera del hoyo. Por lo tanto, se hace necesario acondicionarlo modificando sus propiedades para facilitar su desplazamiento.

- Permite el inicio de la circulación sin la necesidad de incrementar las presiones de bombeo.

El fluido de perforación es el medio para transmitir la potencia hidráulica requerida a través de las salidas del lodo en la barrena (toberas), donde gran parte de esta potencia producida por las bombas se utiliza para mover la columna del lodo existente en el espacio anular y así establecer una circulación pertinente; ayudando a perforar la formación y limpiar el fondo del agujero.

Funciones que cumplen todos los fluidos.

- Flotación de la sarta y TR.

El peso de una sarta de perforación o de una sarta de revestimiento puede exceder las 200 toneladas. Un peso tal puede causar una gran tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie. Sin embargo, esas tuberías están parcialmente sostenidas por el empuje ascendente del lodo (principio de Arquímedes), de la misma manera que el empuje flotante del océano mantiene flotando a un buque de acero. La presión ascendente (sustentación hidráulica) depende de la presión ejercida por el fluido y de la sección transversal sobre la que esta presión se ejerce.

Básicamente, el principio de Arquímedes establece que cuando un objeto se sumerge total o parcialmente en un líquido, éste experimenta un empuje hacia arriba igual al peso del líquido desplazado; lo que se traduce en una reducción del peso aparente del objeto.

Así pues, el peso de la sarta de perforación o de revestimiento en el lodo es igual al peso de esta en el aire multiplicado por el factor de flotación. Existe una relación inversa que se cumple: a mayor densidad de lodo, disminuye el peso de la tubería.

- Velocidad de penetración.

La optimización de perforación de pozos es el proceso lógico de analizar los efectos e interacciones de las variables de perforación mediante modelos matemáticos para alcanzar máxima eficiencia de perforación. El objetivo final de la optimización es reducir los costos de perforación de pozos.

El proceso comprende evaluar registros de información de pozos cercanos para determinar la efectividad en el costo de perforación de variables controlables como tipo de lodo, hidráulica, tipo de broca, peso sobre broca y velocidad de rotación. Se determinan las variables que ofrecen los mayores potenciales para mejorar el proceso de perforación y se elabora un programa optimizado de perforación, el cual debe ser flexible para permitir cambios en su aplicación cuando se encuentran problemas inesperados en la perforación del pozo.

Funciones complementarias

Son funciones que no dependen directamente del fluido, si no, dependen de las decisiones que tome el operador

- **Minimizar el impacto al medio ambiente.**

Se recomienda en caso de utilizar aditivos, polímeros o cualquier otra sustancia para conformar el fluido de perforación, éstos sean biodegradables o bien contengan componentes fáciles de neutralizar sin poner en riesgo las condiciones naturales del sitio.

Capítulo 4. Descripción de las pruebas de laboratorio

Una vez definidas las propiedades de los fluidos de perforación de forma teórica, a continuación, se describirán las pruebas de laboratorio que permitan caracterizar las propiedades de los fluidos que someteremos a prueba en el laboratorio.

Para profundizar en el análisis de los fluidos de perforación en laboratorio se requieren de conocer las siguientes definiciones.

- Bentonita: es una arcilla de grano muy fino (coloidal), formada esencialmente por minerales del grupo de la esmectita, independientemente de su ocurrencia u origen. Es clasificada en sódica y cálcica, con base en el catión predominante entre las capas y la habilidad para dilatarse.
- Reología: la rama de la física que se estudia el modo en que los materiales se deforman o fluyen en respuesta a fuerzas o tensiones aplicadas. Las propiedades de los materiales que rigen la forma específica en que se producen estos comportamientos de deformación.
- Tixotropía: es la propiedad por la que algunos productos modifican su viscosidad haciéndose más fluidos al aplicarles una fuerza cizalla constante, por ejemplo, en la fase de agitación.

Los lodos de perforación de esta investigación fueron desarrollados y analizados en el laboratorio de fluidos de perforación de la facultad de ingeniería, con el propósito de evaluar el comportamiento de un lodo de perforación, sometido a diferentes grados de temperatura.



Figura 18. Medición de la densidad con ayuda de la balanza de lodos (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

Entre las actividades para la caracterización de las muestras se contempla el siguiente plan de prueba.

1. Evaluar la densidad de la bentonita para control de calidad del material.
2. Elaborar un lodo de perforación,
 - 2.1. con un 6% de bentonita de base acuosa.
 - 2.2. con un 8% de bentonita de base acuosa.
 - 2.3. con un 10% de bentonita de base acuosa.
3. Evaluación de reología y tixotropía a condiciones atmosféricas
4. Someter los lodos a diferentes grados de temperatura, 40°C, 80° C y 100°C.
5. Evaluar la reología y tixotropía de los lodos a las temperaturas seleccionadas.

Para que los objetivos se cumplan por medio de las actividades antes mencionadas, se usó diésel PEMEX, agua corriente de ciudad universitaria, bentonita de Q.R. minerales S.A. de C.V. y equipos del laboratorio del fluido de perforación, entre los cuales destacan los siguientes:

Materiales

- Diesel
- Agua
- Bentonita
- NaOH

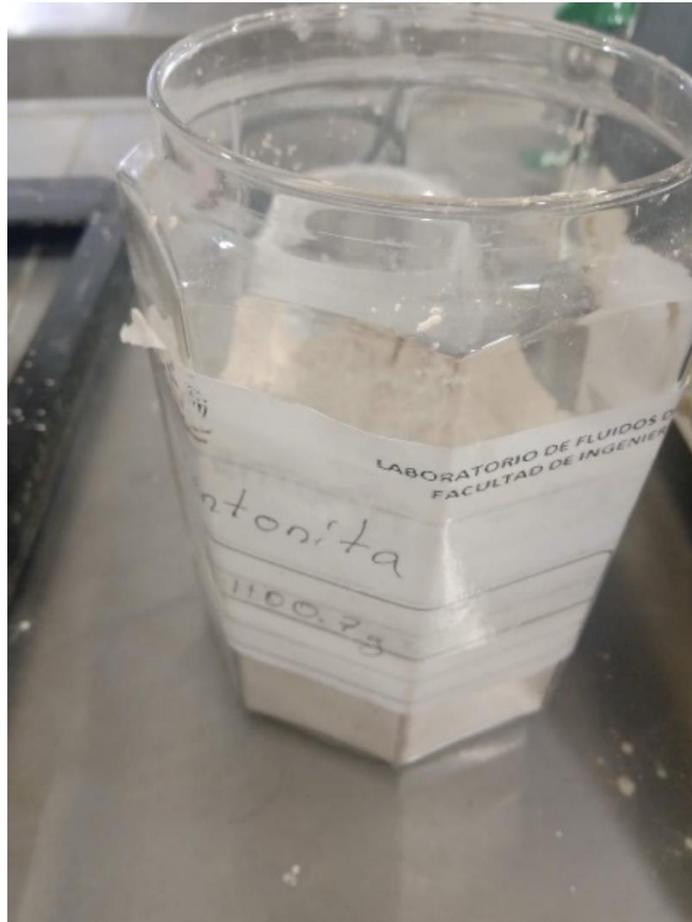


Figura 19. Bentonita (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

Instrumentos de medición:

- Contenedor de plástico
- Termómetro
- Pipeta
- Viscosímetro FANN 35
- Espátula
- Probeta

- Balanza de lodos
- Matraz de le' Chatelier

Equipo:

- Dispensor
- Horno rolator
- Balanza electrónica



Figura 20. Dispensor de lodos (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

Pruebas de laboratorio.

Para la evaluación de la densidad de la bentonita, se hace uso de la muestra de bentonita y Diesel PEMEX como material de medición, así como el matraz de le' Chatelier, balanza y la espátula.

- Llenamos el matraz de le' Chatelier con Diesel PEMEX hasta un punto comprendido entre 0 y 1 ml y se limpia el exterior del matraz, para evitar errores de lectura.



Figura 22. Prueba de densidad con el matraz de le' Chatelier. (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

- Con ayuda de la balanza pese el matraz con el aforo de Diesel PEMEX.
- La bentonita de Q.R. minerales S.A. de C.V. será introducida dentro del matraz con ayuda de la espátula, hasta la siguiente escala después de la burbuja, con especial cuidado evitando que se tapone el matraz.



Figura 23. Prueba de densidad con el matraz de le' Chatelier (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

- Una vez que el diesel es medible después del ensanche, se debe esperar a que la arcilla se decante y el diesel se vea limpio.
- Se pesa el matraz con diesel y la arcilla, y se mide compara la diferencia, entre el matraz con el diesel y cuando tiene la arcilla comparando masas y volúmenes.



Figura 24. Prueba de densidad con el matraz de le' Chatelier (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

- Se llena la siguiente tabla y se calcula matemáticamente la densidad.

Tabla 4. Datos de la prueba de densidad con el matraz de le' Chatelier.

	Vol de aforo (ml)	M matraz aforado (g)	M matraz de llenado (g)	V matraz de lleno (ml)	M arcilla (g)	V arcilla (ml)	Di (gr/ml)
1	1	354.6	395.4	19.4	40.8	18.4	2.21
2	0.6	352.5	393.4	19	40.9	18.4	2.22
3	0.4	351.1	392.8	19.2	41.7	18.8	2.21

Para la elaboración de los lodos de perforación a sus diferentes concentraciones; se hace uso de la muestra de bentonita, agua corriente de ciudad universitaria, balanza, y el dispersor, así como contenedores cilíndricos y una espátula.

De acuerdo con las capacidades del laboratorio de fluidos de perforación se realizarán muestras con un litro de agua, de acuerdo con los siguientes pasos

- Con la probeta con capacidad de 1 litro llenar los recipientes cilíndricos y comenzar a agitar el agua con ayuda del dispersor.
- Calcule la masa de la bentonita de acuerdo con el porcentaje a la masa del agua.

$$m_{agua} = 1000 \text{ gramos}$$

$$m_{bentonita} = m_{agua}(0.06) = 1000(0.06) = 60 \text{ gramos}$$

- Se pesa 60 gramos de bentonita.
- Se pesa 80 gramos de bentonita.
- Se pesa 100 gramos de bentonita.
- Se agrega las diferentes medidas de la bentonita a los diferentes cilindros con agua en agitación, esperando que la mezcla se vea homogénea.



Figura 25. Prueba de lodos (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022).

- Una vez que la muestra se vea homogénea se retira del dispersor y se identificaron las muestras con una etiqueta.
- Ya que tenemos las 3 muestras con ayuda de la balanza de lodos, determinamos las densidades.



Figura 26. Medición de la densidad de la prueba 3. (Laboratorio de elementos de perforación, FI, UNAM, 2022)

- Densidad:

Tabla 5. Densidades de lodos.

$\rho_{6\%}$	1.02 <i>gr/cm³</i>
$\rho_{8\%}$	1.04 <i>gr/cm³</i>
$\rho_{10\%}$	1.05 <i>gr/cm³</i>

- PH= 7

Para la evaluación de reología y tixotropía a condiciones atmosféricas, hacemos uso de un termómetro, el viscosímetro de FANN.



Figura 27. Reómetro usado para las mediciones de la reología. (Laboratorio de elementos de perforación, Jimena Pérez, 2022).

- Tomamos en cuenta las condiciones atmosféricas del día 17/03/2020 en el que se realizaron las pruebas, con fines de mejor precisión en las mediciones.

- Tomamos una muestra de los lodos de perforación que anteriormente ya teníamos preparado y con ayuda del termómetro medimos las condiciones iniciales de temperatura.

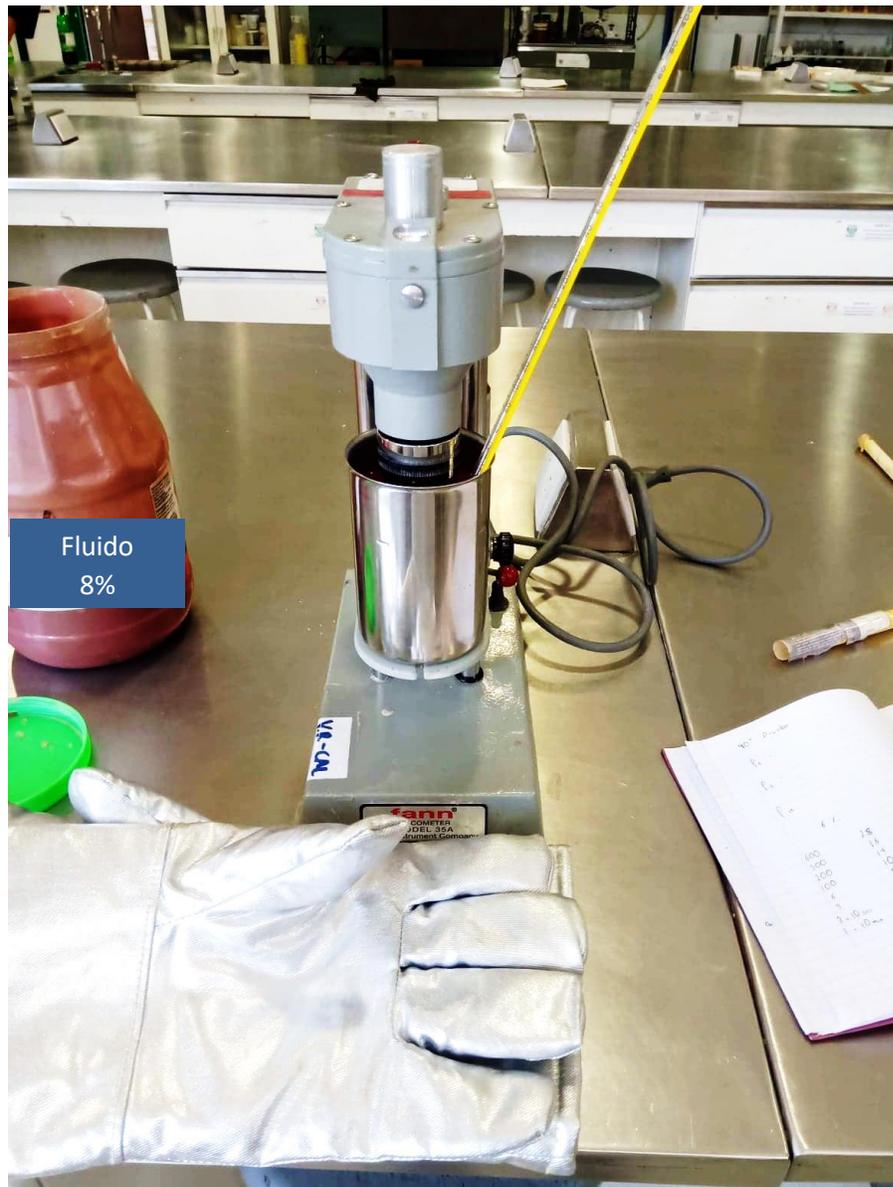


Figura 28. Medición de la reología de los lodos de perforación (Laboratorio de elementos de perforación, Jimena Pérez, 2022).

- Preparamos el viscosímetro de FANN, tomamos una muestra del lodo de perforación a 6% y la vertemos en el vaso metálico, colocamos el soporte giratorio y lo colocamos en la base elevadora del visco.
- Coloque la perilla a 300 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 200 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en alta (High). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 100 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 6 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en alta (High). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 3 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Inmediatamente después de hacer la lectura a 3 rpm, y poder determinar el esfuerzo gel, usted ya tiene la perilla a 3 rpm y el interruptor en baja (Low), apáguelo y espere 5 segundos y prenda. Tome la lectura en la mirilla.
- Inmediatamente después de tomar la lectura, apague y espere 5 minutos y encienda con la perilla a 3 rpm y el interruptor en baja (Low), Tome la lectura en la mirilla.

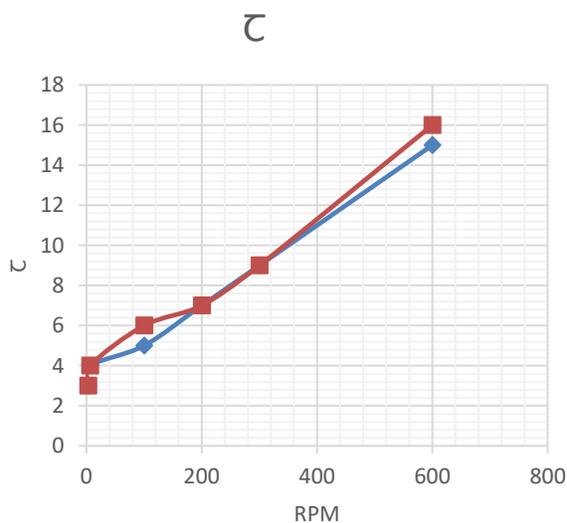


**Figura 29. Medición de la reología de las pruebas y la toma de datos.
(Laboratorio de elementos de perforación, Jimena Pérez, 2022).**

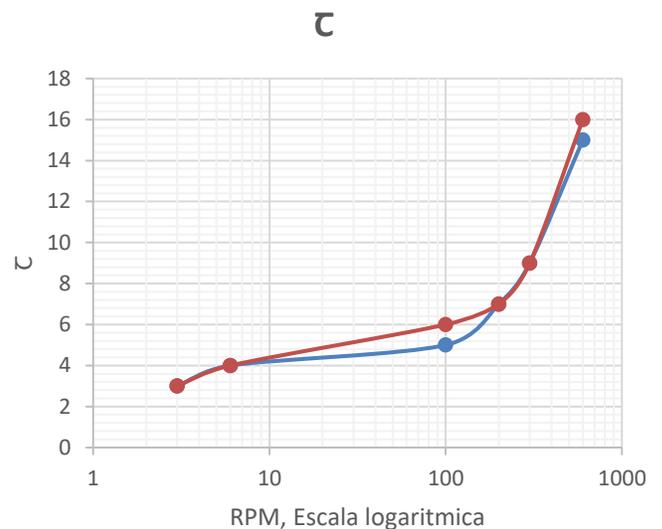
- Una vez que realizo las mediciones correspondientes a las revoluciones indicadas.

Tabla 6. Datos de medición de reología, a condiciones ambientales con una concentración de $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 15^\circ \text{C}$.

RPM	τ	τ
600	15	16
300	9	9
200	7	7
100	5	6
6	4	4
3	7	3



Grafica 1. τ vs RMP ($\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 15^{\circ} C$), coordenadas rectangulares.



Grafica 2. τ vs RMP ($\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 15^{\circ} C$), coordenadas logarítmicas.

Se graficaron los datos de viscosidad obtenidos a diferentes temperaturas. Estas graficas en coordenadas rectangulares cuando tienen la tendencia en forma de una recta y en coordenadas logarítmicas son cóncavas hacia arriba, el modelo que las caracteriza es el plástico de Birnham, pero en coordenadas logarítmicas su tendencia es de una recta y las coordenadas rectangulares es cóncava hacia abajo el modelo que las caracteriza es el de ley de potencias.

- Preparamos el viscosímetro de FANN, tomamos una muestra del lodo de perforación a 8% y la vertemos en el vaso metálico, colocamos el soporte giratorio y lo colocamos en la base elevadora del visco.
- Coloque la perilla a 300 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 200 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en alta (High). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 100 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 6 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en alta (High). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 3 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Inmediatamente después de hacer la lectura a 3 rpm, y poder determinar el esfuerzo gel, usted ya tiene la perilla a 3 rpm y el interruptor en baja (Low), apáguelo y espere 5 segundos y prenda. Tome la lectura en la mirilla.

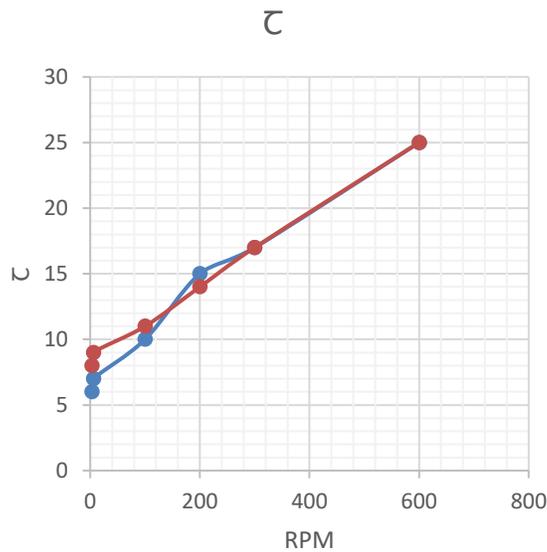


Figura 30. Viscosímetro de FANN, (laboratorio de elementos de perforación, 2022)

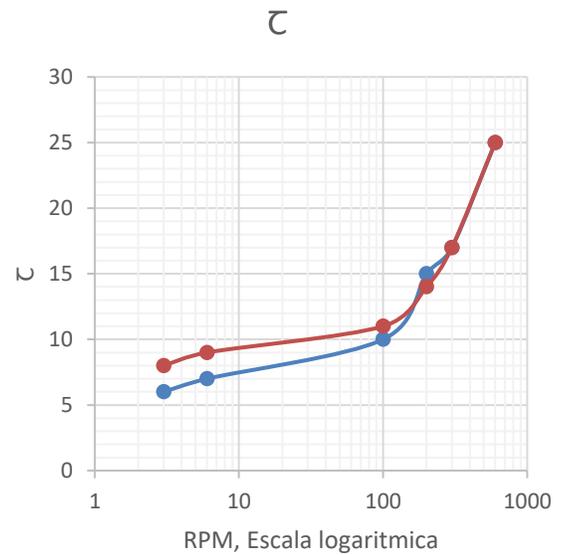
- Inmediatamente después de tomar la lectura, apague y espere 5 minutos y encienda con la perilla a 3 rpm y el interruptor en baja (Low), Tome la lectura en la mirilla.

Tabla 7. Datos de medición de reología, a condiciones ambientales con una concentración de $\rho_{8\%}$, $T_{EB} = 15^{\circ} C$

RPM	τ	τ
600	25	25
300	17	17
200	15	14
100	10	11
6	7	9
3	6	8



Gráfica 3. \bar{C} vs RMP $\rho_{8\%}$, $T_{EB} = 15^\circ \text{C}$, coordenadas rectangulares.



Gráfica 4. \bar{C} vs RMP $\rho_{8\%}$, $T_{EB} = 15^\circ \text{C}$, coordenadas logarítmicas.

- Preparamos el viscosímetro de FANN, tomamos una muestra del lodo de perforación a 10% y la vertemos en el vaso metálico, colocamos el soporte giratorio y lo colocamos en la base elevadora del visco.
- Coloque la perilla a 300 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 200 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en alta (High). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 100 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 6 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en alta (High). Tome la lectura en la mirilla.
- Coloque la perilla a 3 rpm (revoluciones por minuto) y el interruptor en baja (Low). Tome la lectura en la mirilla.
- Inmediatamente después de hacer la lectura a 3 rpm, y poder determinar el esfuerzo gel, usted ya tiene la perilla a 3 rpm y el interruptor en baja (Low), apáguelo y espere 5 segundos y prenda. Tome la lectura en la mirilla.



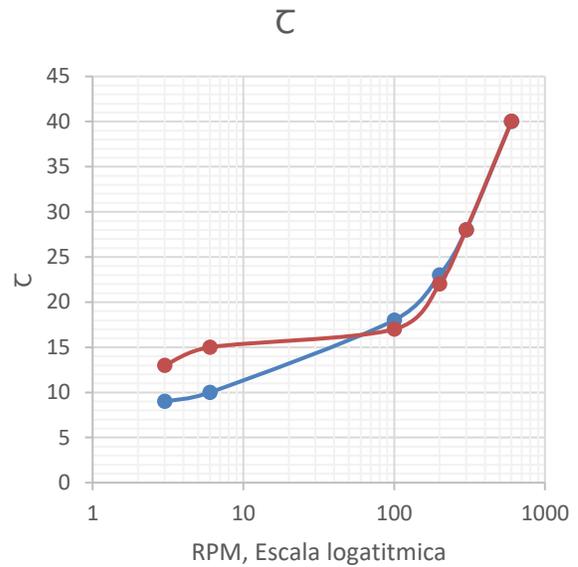
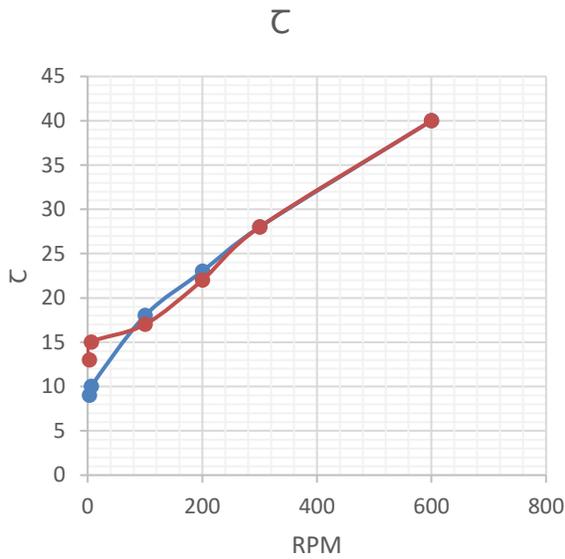
Figura 31. Prueba de reología (Laboratorio de elementos de perforación, 2022)

- Inmediatamente después de tomar la lectura, apague y espere 5 minutos y encienda con la perilla a 3 rpm y el interruptor en baja (Low), Tome la lectura en la mirilla.

Tabla 8. Datos de medición de reología, a condiciones ambientales con una concentración de $\rho_{10\%}$, $T_{EB} = 15^\circ \text{C}$

RPM	τ	τ
600	40	40
300	28	28
200	23	22
100	18	17

6	10	15
3	9	13



Gráfica 5. τ vs RPM, $\rho_{10\%}$, $T_{EB} = 15^\circ \text{C}$, coordenadas rectangulares **Gráfica 6. τ vs RPM, $\rho_{10\%}$, $T_{EB} = 15^\circ \text{C}$, coordenadas logarítmicas**

- Para someter los lodos a diferentes grados de temperatura, 40°C , 80°C y 100°C ; hacemos usos del horno rolandor y el equipo de seguridad correspondiente para evitar accidentes al realizar tomar las pruebas, como guantes térmicos y caretas de protección.

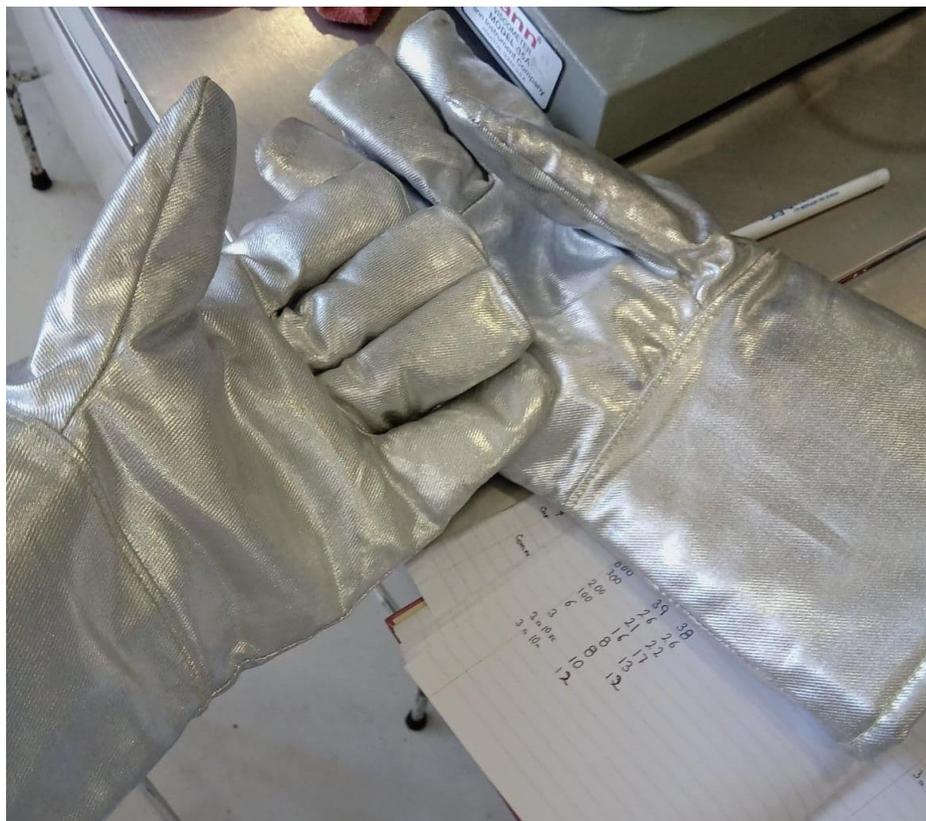


Figura 32. Guantes térmicos para calor, (Laboratorio de elementos de perforación, 2022)

- Tomamos una muestra del lodo de perforación al 6% y lo vertemos en las celdas de calentamiento que vamos a asegurar, para evitar derrames o cualquier accidente dentro del horno. Una vez asegurado, colocamos la celda de calentamiento dentro del horno, lo cerramos y esperamos que llegue a la temperatura de 40°.

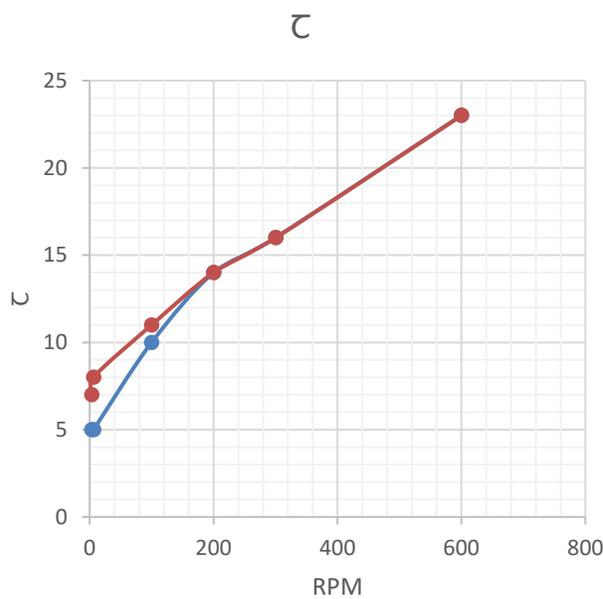


Figura 33. Pruebas antes de ingresarlas al horno rolador. (Laboratorio de elementos de perforación, 2022)

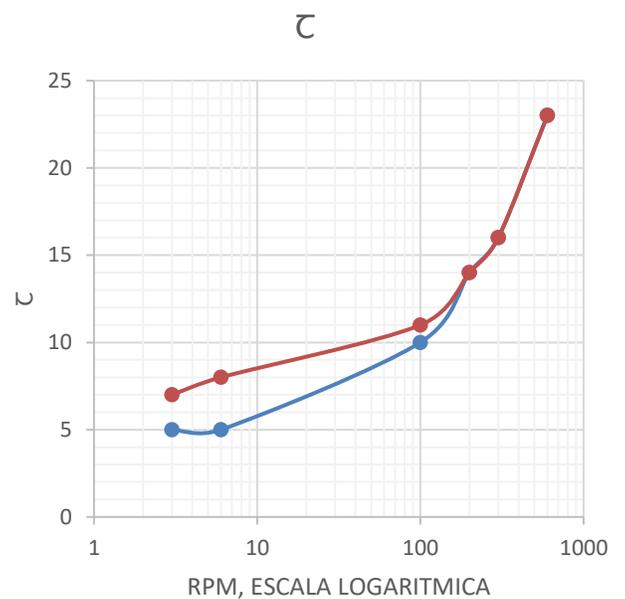
Ya que se encuentra a esta temperatura apagamos el horno, con ayuda de los guantes térmicos y usando el equipo de seguridad saco el cilindro del horno, usando una llave de cadena abro el cilindro presurizado para usar la muestra, tomar su temperatura con el termómetro, evaluamos su reología y tixotropía a las condiciones antes mencionadas con el viscosímetro de FANN.

Tabla 9. Datos de medición de reología, con una temperatura de 40° C, y concentración de $\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$

RPM	τ	τ
600	23	23
300	16	16
200	14	14
100	10	11
6	5	8
3	4	7



Gráfica 7. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$, coordenadas rectangulares.

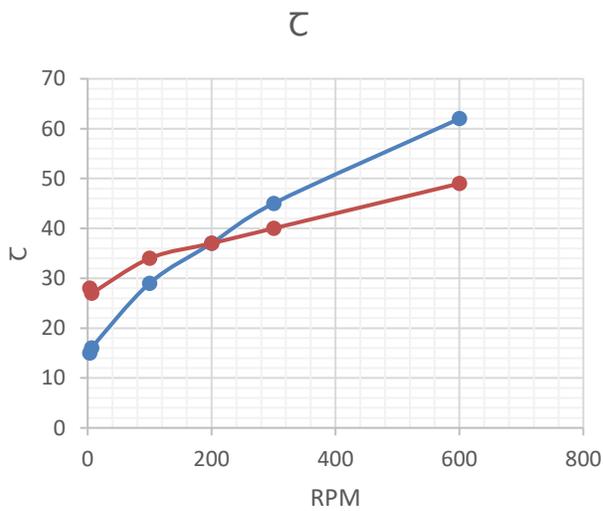


Gráfica 8. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$, coordenadas logarítmicas.

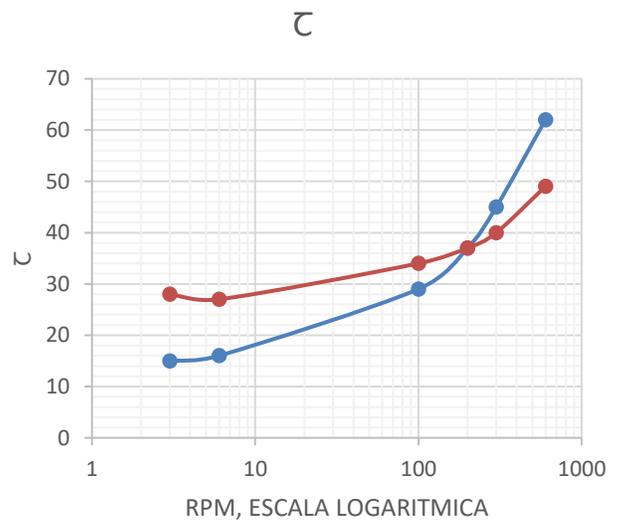
- Repetimos la prueba con el lodo al 8% y al 10%, tomando sus respectivos datos.

Tabla 10. Datos de medición de reología, con una temperatura de 40° C, y concentración de $\rho_{8\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$

RPM	τ	τ
600	62	49
300	45	40
200	37	37
100	29	34
6	16	27
3	15	28

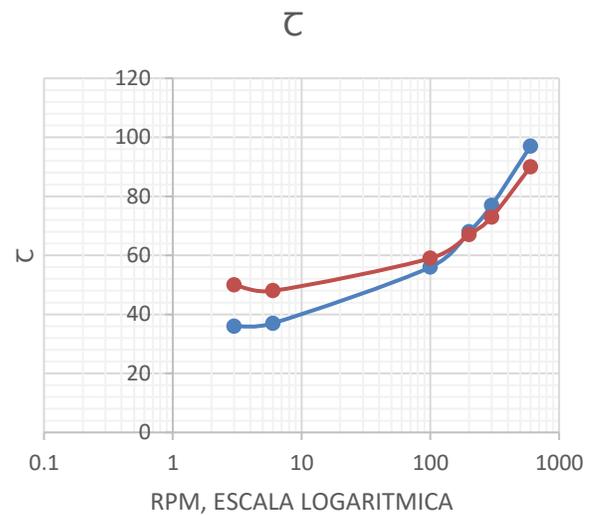
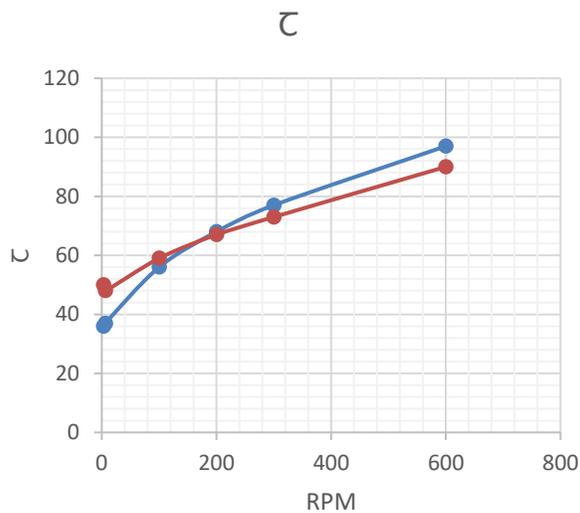


Gráfica 9. τ vs RPM, $\rho_{8\%}$, $T_{EB} = 40^\circ \text{C}$, coordenadas rectangulares



Gráfica 10. τ vs RPM, $\rho_{8\%}$, $T_{EB} = 40^\circ \text{C}$, coordenadas rectangulares

Tabla 11. Datos de medición de reología, con una temperatura de 40° C, y concentración de $\rho_{10\%}$, $T_{EB} = 45^\circ \text{C}$



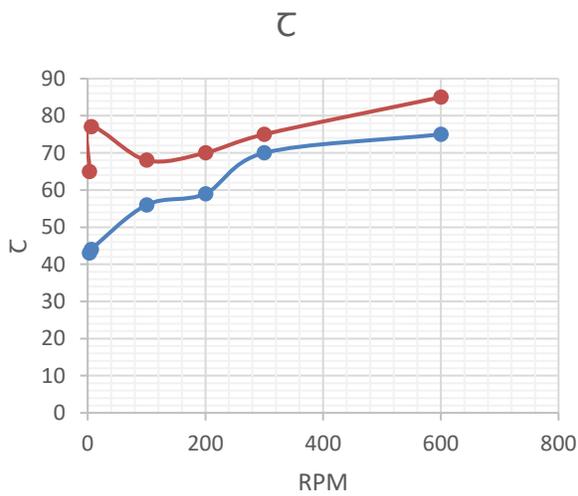
Gráfica 11. τ vs RPM, $\rho_{10\%}$, $T_{EB} = 45^\circ \text{C}$, coordenadas rectangulares

Gráfica 12. τ vs RPM, $\rho_{10\%}$, $T_{EB} = 45^\circ \text{C}$, coordenadas rectangulares

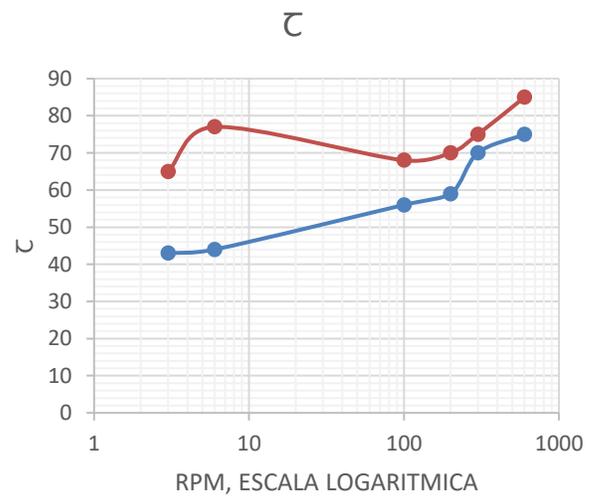
- Tomamos una muestra del lodo de perforación al 6% y lo vertemos en el cilindro de metal que vamos a asegurar, para evitar derrames o cualquier accidente dentro del horno. Una vez asegurado, colocamos el cilindro metálico dentro del horno, lo cerramos y esperamos que llegue a la temperatura de 60°. Ya que se encuentra a esta temperatura apagamos el horno, con ayuda de los guantes térmicos y usando el equipo de seguridad saco el cilindro del horno, usando una llave de cadena abro el cilindro presurizado para usar la muestra, tomar su temperatura con el termómetro, evaluamos su reología y tixotropía a las condiciones antes mencionadas con el viscosímetro de FANN.
- Repetimos la prueba con el lodo al 8% y al 10%, tomando sus respectivos datos.

Tabla 12. Datos de medición de reología, con una temperatura de 60° C, y concentración de $\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$

RPM	τ	τ
600	75	85
300	70	75
200	59	70
100	56	68
6	44	77
3	43	65



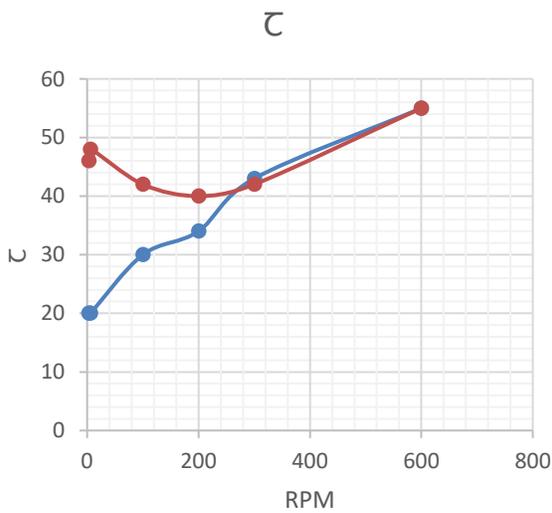
Gráfica 13. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$, coordenadas rectangulares.



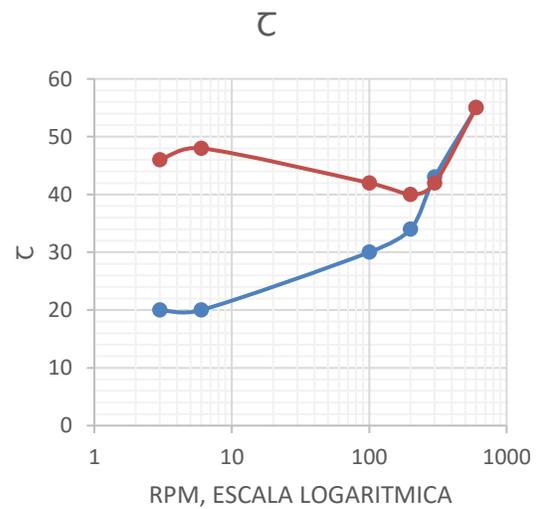
Gráfica 14. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB}= 40^{\circ} C$, coordenadas logarítmicas.

Tabla 13. Datos de medición de reología, con una temperatura de 60° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.03 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 42^\circ \text{ C}$

RPM	τ	τ
600	55	55
300	43	42
200	34	40
100	30	42
6	20	48
3	20	46



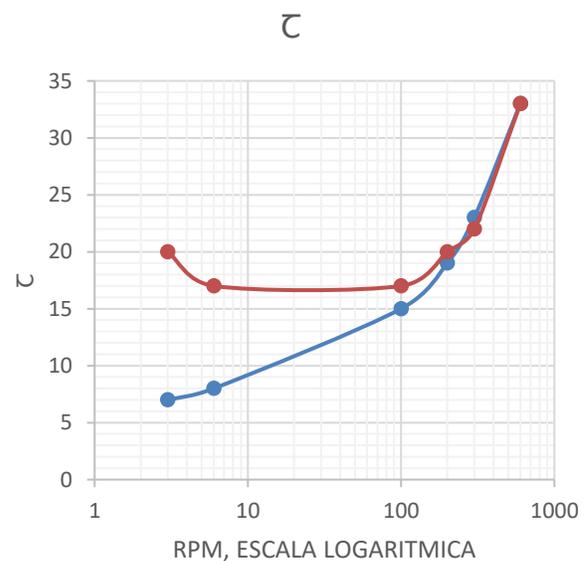
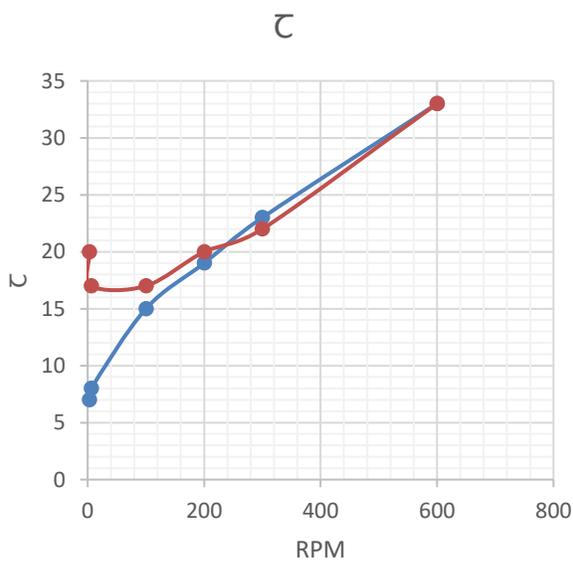
Gráfica 15. τ vs RMP, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 42^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares.



Gráfica 16. τ vs RMP, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 42^\circ \text{ C}$, coordenadas logarítmicas.

Tabla 14. Datos de medición de reología, con una temperatura de 60° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.02 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 50^\circ \text{ C}$

RPM	τ	τ
600	33	31
300	23	22
200	19	20
100	15	17
6	8	17
3	9	20



**Grafica 17. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 50^\circ \text{ C}$,
Coordenadas rectangulares**

**Grafica 18. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 50^\circ \text{ C}$,
Coordenadas rectangulares**

- Tomamos una muestra del lodo de perforación al 6% y lo vertemos en el cilindro de metal que vamos a asegurar, para evitar derrames o cualquier accidente dentro del horno.

Una vez asegurado, colocamos el cilindro metálico dentro del horno, lo cerramos y esperamos que llegue a la temperatura de 80°. Ya que se encuentra a esta temperatura apagamos el horno, con ayuda de los guantes térmicos y usando el equipo de seguridad saco el cilindro del horno, usando una llave de cadena abro el cilindro presurizado para usar la muestra, tomar su temperatura con el termómetro, evaluamos su reología y tixotropía a las condiciones antes mencionadas con el viscosímetro de FANN.

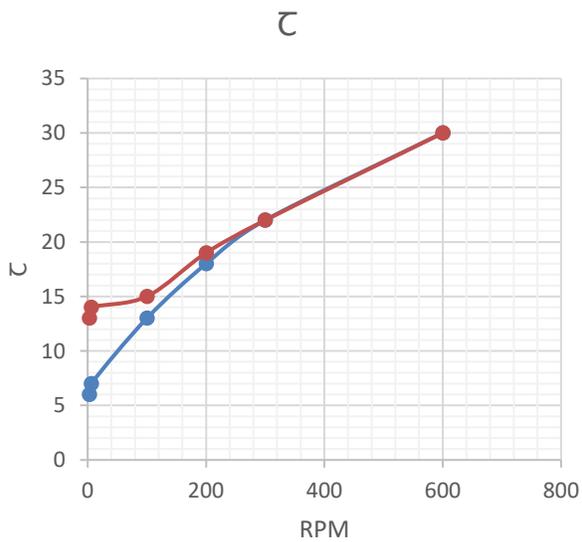


Figura 34. Medición de la reología, (Laboratorio de elementos de perforación, 2022)

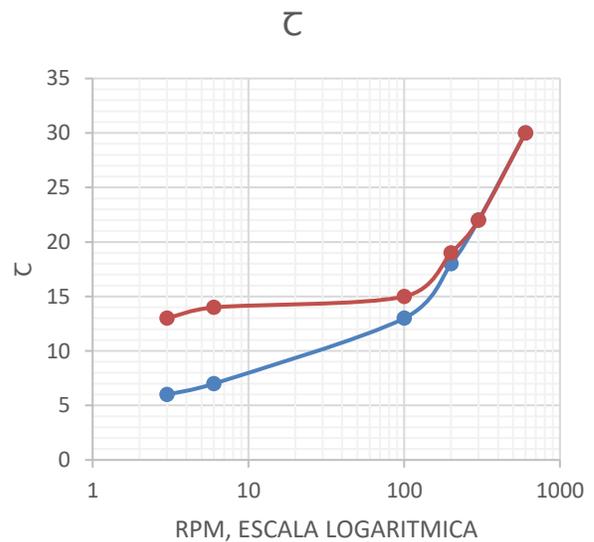
- Repetimos la prueba con el lodo al 8% y al 10%, tomando sus respectivos datos.

Tabla 15. Datos de medición de reología, con una temperatura de 80° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.02 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 80^\circ \text{ C}$

RPM	τ	τ
600	32	30
300	22	22
200	18	19
100	13	15
6	7	21
3	7	14



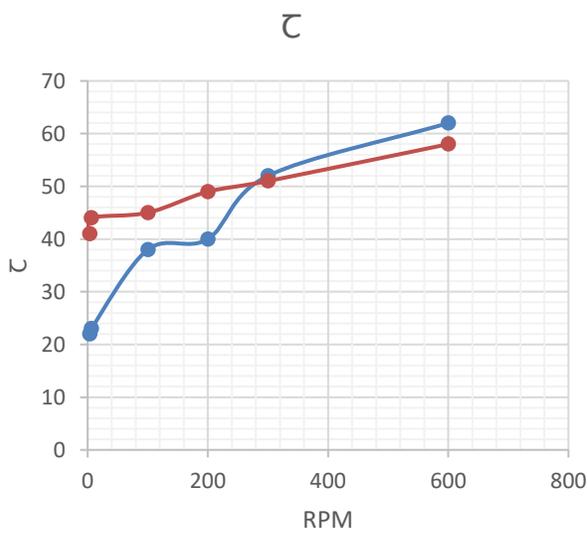
Gráfica 19. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 80^\circ \text{ C}$, coordenadas lineales



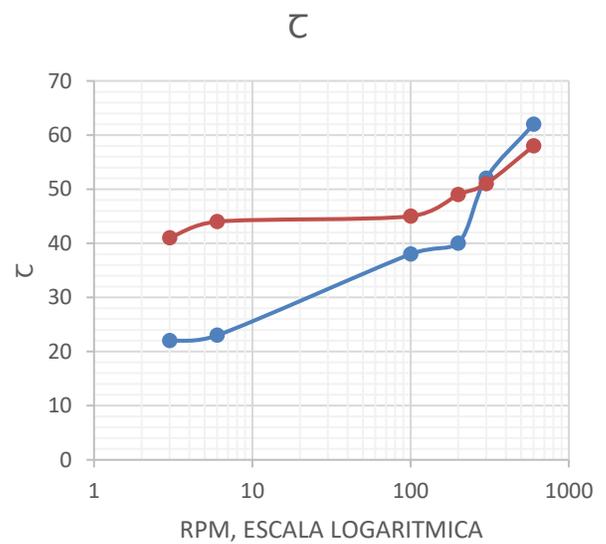
Gráfica 20. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 80^\circ \text{ C}$, coordenadas logarítmicas.

Tabla 16. Datos de medición de reología, con una temperatura de 80° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.03 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 74^\circ \text{ C}$

RPM	τ	τ
600	62	58
300	52	51
200	40	49
100	38	45
6	23	50
3	24	41



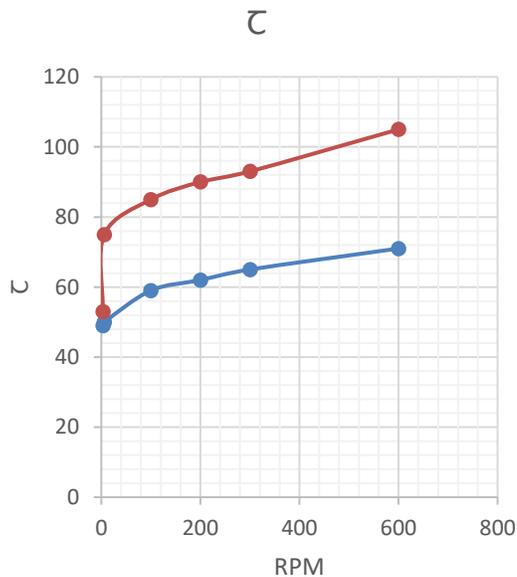
Gráfica 21. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 74^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares.



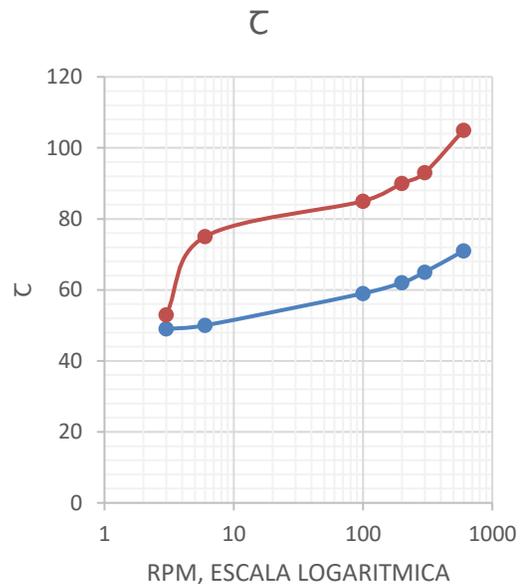
Gráfica 22. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 74^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares.

Tabla 17. Datos de medición de reología, con una temperatura de 80° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.04 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 76^\circ \text{ C}$

RPM	τ	τ
600	71	105
300	65	93
200	62	90
100	59	85
6	50	75
3	51	53



Gráfica 23. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 76^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares



Gráfica 24. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 76^\circ \text{ C}$, coordenadas logarítmicas.

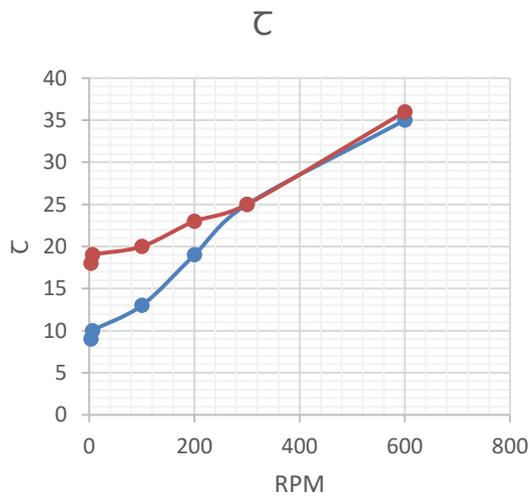
Tomamos una muestra del lodo de perforación al 6% y lo vertemos en el cilindro de metal que vamos a asegurar, para evitar derrames o cualquier accidente dentro del horno. Una vez asegurado, colocamos el cilindro metálico dentro del horno, lo

cerramos y esperamos que llegue a la temperatura de 100°. Ya que se encuentra a esta temperatura apagamos el horno, con ayuda de los guantes térmicos y usando el equipo de seguridad saco el cilindro del horno, usando una llave de cadena abro el cilindro presurizado para usar la muestra, tomar su temperatura con el termómetro, evaluamos su reología y tixotropía a las condiciones antes mencionadas con el viscosímetro de FANN.

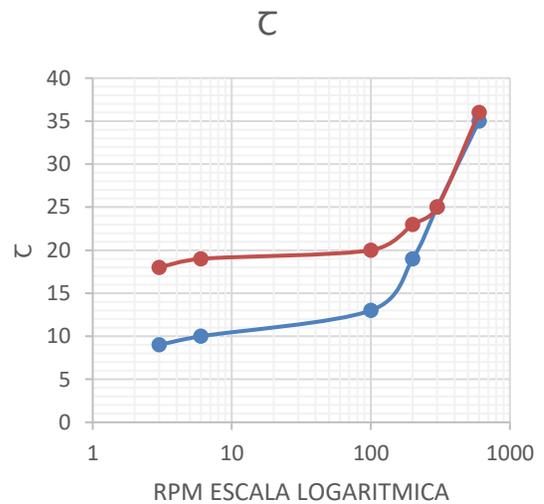
- Repetimos la prueba con el lodo al 8% y al 10%, tomando sus respectivos datos.

Tabla 18. Datos de medición de reología, con una temperatura de 100° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.02 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 86^\circ \text{ C}$, PH= 9.

RPM	τ	τ
600	35	36
300	25	25
200	19	23
100	13	20
6	10	19
3	10	15



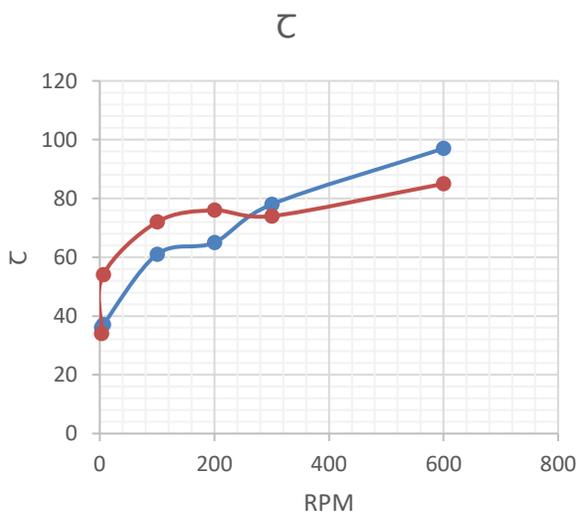
Gráfica 25. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 86^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares.



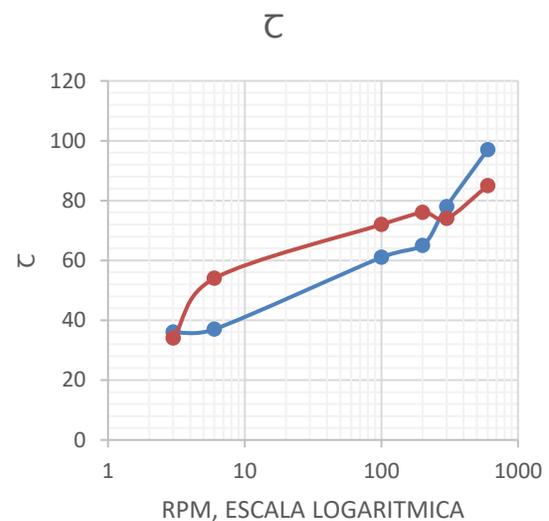
Gráfica 25. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 86^\circ \text{ C}$, coordenadas logarítmicas.

Tabla 19. Datos de medición de reología, con una temperatura de 100° C, y concentración de $\rho_{6\%} = 1.04 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 85^\circ \text{ C}$, PH= 10.0

RPM	τ	τ
600	97	85
300	78	74
200	65	76
100	61	72
6	37	54
3	37	34



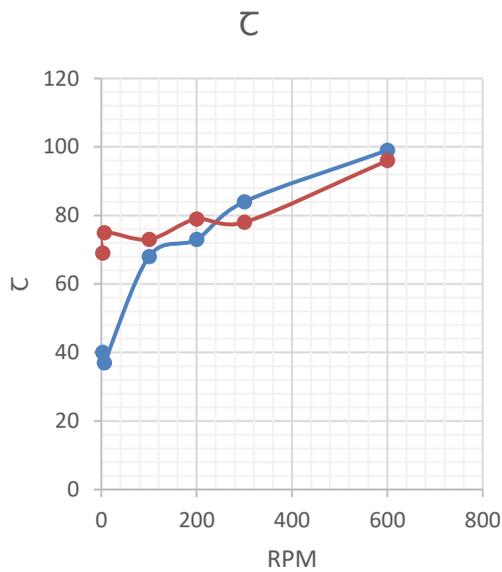
Gráfica 26. τ vs RPM, $\rho_{6\%} = 1.04 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 85^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares.



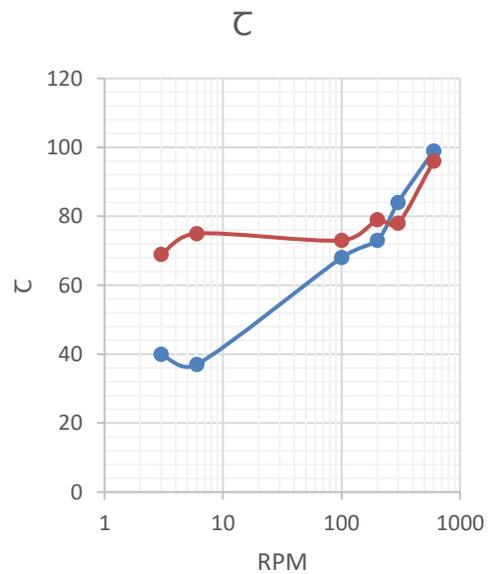
Gráfica 27. τ vs RPM, $\rho_{6\%} = 1.04 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 85^\circ \text{ C}$, coordenadas logarítmicas.

Tabla 20. Datos de medición de reología, con una temperatura de 100° C, y concentración de $\rho_{8\%} = 1.05 \text{ gr/cm}^3$, $T_{EB} = 84^\circ \text{ C}$, PH=9.7

RPM	τ	τ
600	99	96
300	84	78
200	73	79
100	68	73
6	37	75
3	40	69



Gráfica 28. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 84^\circ \text{ C}$, coordenadas rectangulares.



Gráfica 29. τ vs RPM, $\rho_{6\%}$, $T_{EB} = 84^\circ \text{ C}$, coordenadas logarítmicas.

Las anteriores gráficas describen las características reológicas de los lodos de perforación sometidos a las diferentes temperaturas.

Las pruebas que seleccionamos como la ideal fue el lodo de perforación al 8%, debido a que se puede modificar más fácil ya que, si se necesita realizar cambios en su viscosidad, es más fácil diluir, fase acuosa. Y si se requiere aumentar la densidad como la viscosidad se agrega mas arcilla al lodo.

Geología del pozo H-26.

El pozo H-26 se perforó, en 1988, en la zona Este del CGLH, en la parte central del Colapso de Los Potreros, alcanzando la profundidad de 2546 m. A esta profundidad la temperatura estabilizada fue de 378.34 °C. Se localiza a 1360 m ENE del pozo H-1, a 950 m WSW del pozo H-23 y a 2100 m NNW del pozo H-6; todos con características de producción muy diferentes. El pozo H-26 y P-23 se encuentran cerrados en observación.

De acuerdo con el informe geológico del pozo H-26, de 1930 m a 2000 m de profundidad se describe la ocurrencia de un cuerpo de composición félsica (riodacita y andesita silicificada). A partir de 2000 m se reporta un paquete andesítico hasta 2350 m, en donde se encuentra en contacto con un horizonte basáltico que se prolonga hasta 2458 m; el cual mantiene relación directa con un cuerpo intrusivo de composición granodiorítica de biotita y hornblenda, manifestando al fondo (2530 a 2547 m) la presencia de material andesítico.

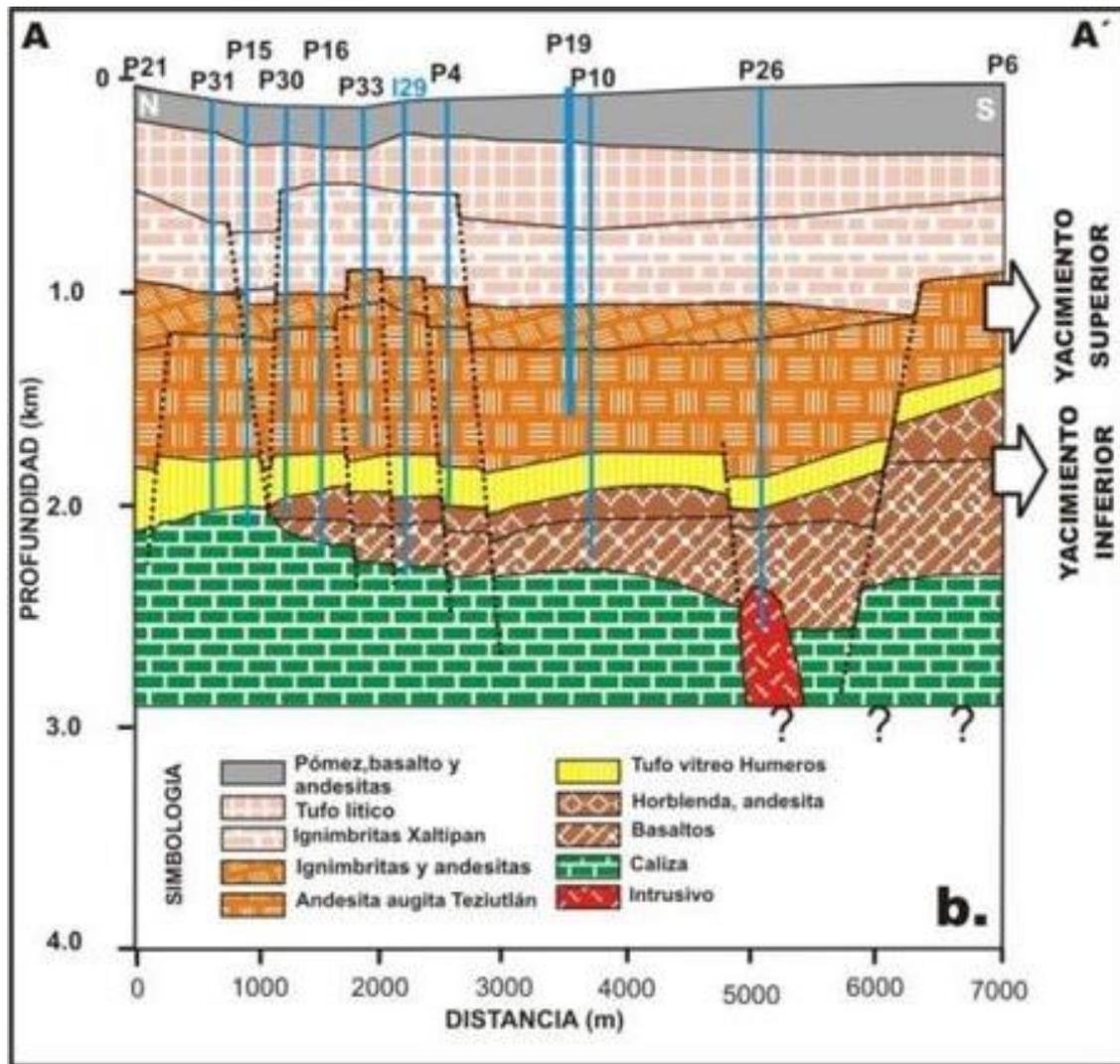


Figura 38. Geología del campo geotérmico Los Humeros de acuerdo con Cedillo (2000). (Modificado de Cedillo, 1997, y Arellano et al., 2000).

Tabla 21. Tipos de rocas que se encuentran en las (Las profundidades son aproximadas a las que se encuentran en la figura).

TIPO DE ROCA	DISTANCIA	DESCRIPCIÓN
Calizas metamorfozadas	0 – 510	Roca metamórfica compacta que evolucionó de rocas calizas sometidas a alta temperatura y presión. Su componente básico es el carbonato cálcico. Gneis.
Basalto	510– 800	La roca de basalto es conocida por sus propiedades térmicas, su resistencia y durabilidad. Las densidades de la roca están entre 2.8 g/cm ³ y 2.9 g/cm ³ . También posee una dureza entre 5 – 9 en la escala de Mho's
Andesita de Hornoblenda	800 – 900	La andesita es una roca ígnea volcánica de composición intermedia. Su composición mineral comprende generalmente plagioclasa y varios minerales ferromagnésicos como piroxeno, biotita y hornblenda. También puede haber cantidades menores de sanidina y cuarzo. Su dureza en la escala de Mohs es de 5 a 6. Su peso específico es de 2,6.
Toba vitrea Humeros	900 – 1100	La toba o tufo volcánicos es un tipo de roca ígnea volcánica, ligera, de consistencia porosa, formada por la acumulación de cenizas u otros elementos volcánicos muy pequeños expelidos por los respiraderos durante una erupción volcánica.
Andesita de Angita Teziutlan	1100–1760	La andesita es una roca ígnea, magmática, de composición intermedia. Su composición mineral comprende generalmente plagioclasa, piroxeno y/u hornblenda. Frecuentemente están asociados biotita, cuarzo, magnetita y esfena. El álcali feldespatos está ausente en esta roca
Ignimbrita y Andesita	1760–1800	La ignimbrita es una roca ígnea piroclástica que está formada por fragmentos de cristal y roca en una masa vidrio-volcánica.
Ingimbritas Xaltipan	1800–2250	La ignimbrita es una roca ígnea y depósito volcánico que consiste en toba dura compuesta de fragmentos de roca y fenocristales en una matriz de fragmentos vítreos. Las ignimbritas suelen ser de composición intermedia a felsica.

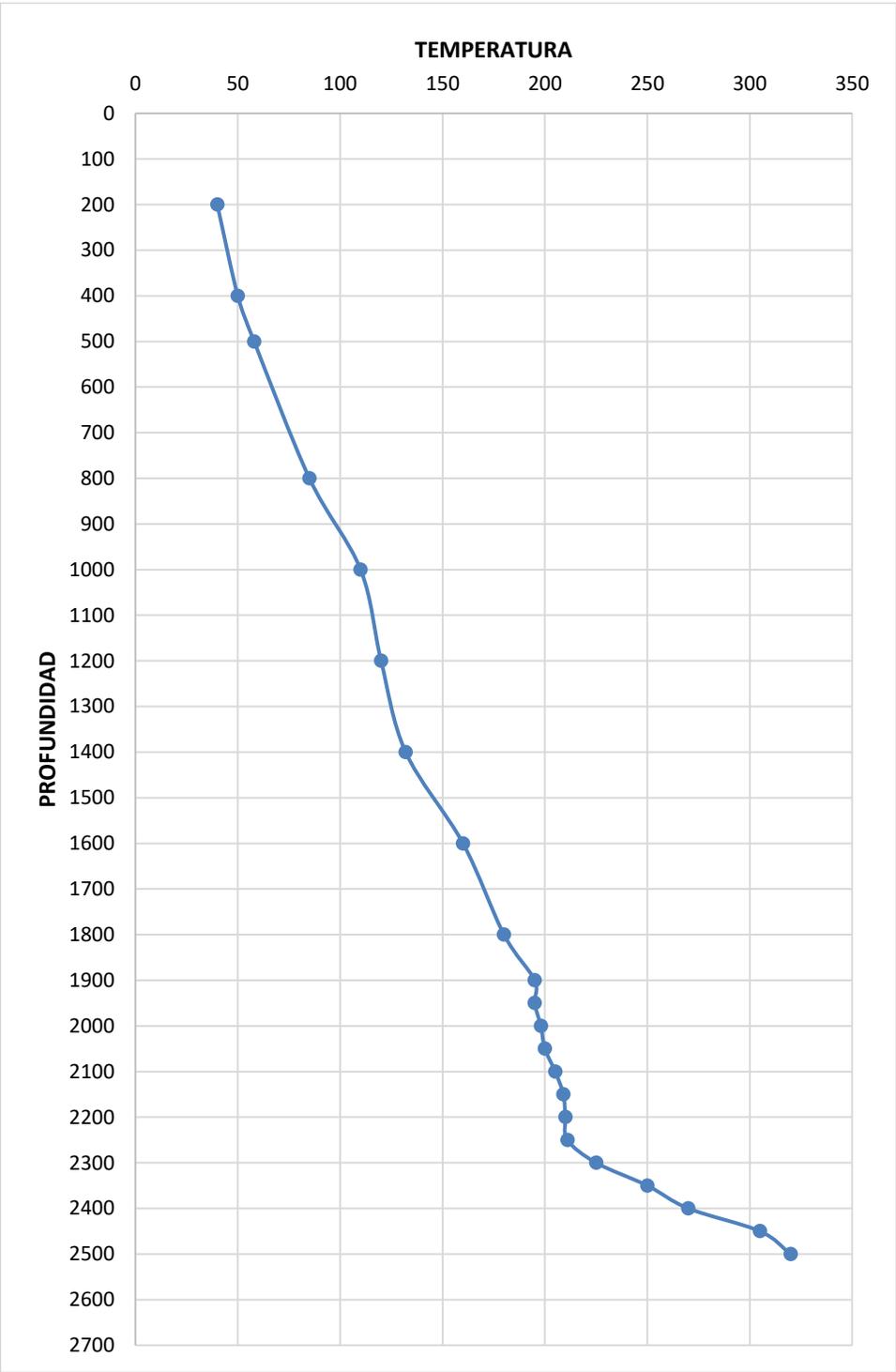
Toba Lítica	2550–2250	Las tobas líticas exhiben textura fragmental, compuestas por fragmentos líticos, con proporciones variables de fragmentos de cristales, embebidos o flotando en una matriz que puede ser vítrea a microcristalina.
Pomez, Basalto y Andesita	3850- 2550	La pumita es una roca ígnea volcánica vítrea, con baja densidad —flota en el agua— y muy porosa, de color blanco, amarillento o gris. Cuando se refiere a la piedra pómez en lo que respecta a sus posibles aplicaciones industriales, también puede ser conocida como puzolana.
Existe una intrusión en las calizas metamorfizadas.		

Perfil de profundidad y temperatura.

La información requerida para efectuar las simulaciones se obtuvo de la historia de perforación del pozo. La simulación parte de un perfil inicial de temperatura y el pozo. Después de este periodo, se detiene la circulación y se registra la distribución de temperaturas en el pozo y la formación para que esta nueva distribución sirva como condición inicial para el proceso de calentamiento y retorno al equilibrio térmico. Durante este periodo de calentamiento, se reproducen los perfiles de temperatura medidos (registros) con el pozo en reposo. El proceso es complejo y se complica más en presencia de pérdidas de circulación, pues estas se convierten en otro parámetro de ajuste.

Tabla 22. Perfil de temperatura del pozo H-26, campo Los Humeros, Puebla

Profundidad m	Temperatura °C
200	40
400	50
500	58
800	85
1000	110
1200	120
1400	132
1600	160
1800	180
1900	195
1950	195
2000	198
2050	200
2100	205
2150	209
2200	210
2250	211
2300	225
2350	250
2400	270
2450	305
2500	320



Gráfica 30. Perfil de temperatura del pozo, caso base.

Descripción estado mecánico

Tabla 23. Estado mecánico del pozo H-26

Mvbm	Etapas	Diámetro barrena	Diámetro exterior TR	Diámetro interior TR
43.0	Conductora	26 pulgadas	20 pulgadas	19 pulgadas
510	Superficial	17.5 pulgadas	13 3/8 pulgadas	12.415 pulgadas
2000	Intermedia	12 ¼ pulgadas	9 5/8 pulgadas	8.535 pulgadas
2546	Producción	8 ½ pulgadas	7 pulgadas	6.5 pulgadas

Descripción sarta de perforación supuesta.

Selección de barrena: se empleará una barrena de cortador fijo, que de acuerdo con el código de IADC de acuerdo a la figura 47. para la selección de la barrena, se codifica con:

- Para el basalto de 510 a 800 m: M712.
- Para las secciones de Andesita, toba y andesita M612.

1er Caracter		2o Caracter		3er Caracter		4o Caracter			
CUERPO		FORMACIÓN		TAMAÑO		PERFIL			
"M" MATRIZ	"S" ACERO	1	Muy blanda	2	PDC, 19 milímetros	1. Perfil Plano	2. Perfil Parabólico Corto	3. Perfil Parabólico Medio	4. Perfil Parabólico Largo
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		2	Blanda	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		3	Blanda a media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		4	Media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		5	Medianamente dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		6	Dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		7	Extremadamente dura	1	Diamante Natural				
				4	Impregnada de diamante				

Figura 43. Clasificación IADC para barrenas de cortadores fijos.

Se utilizará carburo de tungsteno porque tiene una resistencia de 159,073.2 kgf/cm², por lo que es más resistente a largo tiempo lo que reduce su precio y se utiliza en los insertos un perfil parabólico corto para tener una mejor trituración de la roca.

Con diámetro de barrena de 8 1/5, de diámetros de toberas intercambiables.



Figura 39. Barrena de insertos de carburo de tungsteno.

Se utilizará lastrabarrena de 8 Pg con diámetro interior de 2 3/16 con conexión de 6 5/8 según la regulación de API y un peso de 139 lb/ft.

Las características de la tubería pesada son: 4 ½ pulgadas diámetro exterior, del diámetro interior 2 ¾ pulgadas y un peso de 42 lb/ft.

Correspondiente a lo anterior, se utilizará una tubería de perforación G105- premium con un diámetro exterior de 4 pg con un peso de 12.69 toneladas, presión de colapso de 9,467.0 PSI, una tensión de 364,231.0 lb, presión interna de 12,581.0 psi y una torsión se 33,795.0 lb-pie

1. Factor de flotación.

$$F_f = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{7.856}$$

- F_f : Factor de flotación **(adimensional)**.
- ρ_{lodo} : densidad del lodo **(g/cm³)**.
- 7.856 densidad del acero **(g/cm³)**.

$$F_f = 1 - \frac{\rho_{8\%}}{7.856} = 0.8472$$

2. Longitud máxima de lastrabarrena **(m)**.

$$L_{LB} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_f * \text{Cos}\theta}$$

- L_{LB} : Longitud mínima de lastrabarrena (**m**).
- P_{SB} : Peso sobre la barrena (**ton**).
- P_{LB} : Peso de los lastrabarrena en el aire (lb/ft).
- F_d : Factor de diseño para asegurar el punto neutro (**adimensional**).
- F_f : Factor de flotacion (adimensional).
- θ : Angulo de desviación con respecto a la vertical en grados.
- 671.4: Factor de conversión para que las unidades sean consientes.

$$L_{LB} = \frac{671.4 * 12.69 * 1.15}{139 * 0.8472 * 1} = 83.1982$$

3. Longitud de la tubería pesada.

$$L_{TP} = \frac{671.4 * P_{SB} * F_d}{P_{LB} * F_f * \text{Cos}\theta} - \frac{P_{LB} * L_{LB}}{P_{Tp}}$$

- P_{SB} : Peso sobre la barrena (**ton**).
- F_d : Factor de diseño para asegurar el punto neutro (**adimensional**).
- P_{LB} : Peso de los lastrabarrena en el aire (lb/ft).
- L_{LB} : Longitud mínima de lastrabarrena (**m**).
- F_f : Factor de flotación (**adimensional**).
- P_{Tp} : Peso de la tubería pesada (**lb/ft**).

$$L_{TP} = \frac{671.4 * 12.69 * 1.15}{56 * 1.15 * 1} - \frac{56 * 83.1982}{149.2} = 120.91$$

4. MOP: Máxima tensión permisible.

$$MOP = \frac{4.54 * 10^{-4} * R_t}{F_{dt}}$$

- MOP : Margen adicional para tensión (jalón) (**Ton**).

- R_t : Resistencia a la tensión.
- F_{dt} : Factor de diseño a la tensión, los valores para este factor varían entre 1.0 y 1.15. Este factor determina la severidad de las condiciones de operación y desgaste de la tubería (**adimensional**).

$$MOP = \frac{4.54 * 10^{-4} * 313854}{1.15} = 123.9041$$

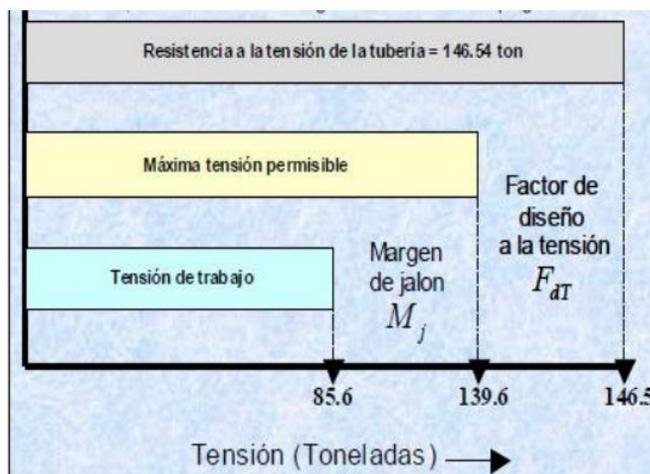
5. Efecto de cuñas.

Para determinar el esfuerzo de cuñas se debe conocer los esfuerzos aplicados sobre la tubería de perforación por las cuñas, dichos esfuerzos son:

- Esfuerzo de tensión (E_T).
- Esfuerzo de compresión (E_C), el cual reduce la resistencia a la tensión de la tubería.

La relación de estos esfuerzos (E_T/E_C) conocida como constante de efecto de cuñas permite conocer la reducción de la resistencia de la tubería de perforación.

La tabla proporciona las constantes para las tuberías mas usadas.



Constante de efecto de cuñas (E_T/E_C)		
Diámetro (pulgadas)	Longitud de las cuñas	
	12 (pulgadas)	18 (pulgadas)
2-3/8	1.25	1.18
2-7/8	1.31	1.22
3-1/2	1.39	1.28
4	1.45	1.32
4-1/2	1.52	1.37
5	1.59	1.42
5-1/2	1.66	1.47

Figura 40. Cargas de tensión en la tubería de perforación.

El margen de jalón debe satisfacer la siguiente ecuación.

$$M_j > M_{TP} \left[\frac{(E_t)}{(E_c)} - 1 \right]$$

- M_{TP} : *Máxima tensión permisible*.

- $\frac{(E_t)}{(E_c)}$: *Constante de efecto de cuñas.*

$$55.7568 > M_{TP}[1.45 - 1]$$

6. Determinación de la tensión de trabajo

Se determina para cada sección de tubería que estará expuesta durante la perforación. Se calcula con la ecuación

$$T_T = M_{TP} - M_j$$

- T_T : *Tensión de trabajo (Ton).*
- M_{TP} : *Máxima tensión permisible.*
- M_j : *Margen de jalón.*

$$T_T = 123.9041 - 60 = 63.9041$$

7. Longitud de las secciones de tubería de perforación.

$$L_{TT(SEC 1)} = \frac{\left(\frac{T_{t(SEC 1)}}{F_f}\right) - 1.49 * 10^{-3}(P_{LB} * L_{LB} + P_{TP} * L_{TP})}{1.49 * 10^{-3} * P_{TT(SEC 1)}}$$

- $L_{TT(SEC 1)}$: *longitud de la primera sección de la tubería de trabajo o tubería de perforación (m).*
- $T_{t(SEC 1)}$: *tensión de trabajo de la primera sección de tubería de perforación (Ton).*
- F_f : *Factor de flotación (adimensional).*
- P_{LB} : *Peso de los lastrabarrena en el aire (lb/ft).*
- L_{LB} : *Longitud de los lastresbarrenas (m).*
- P_{TP} : *Peso de la tubería pesada (lb/ft).*
- L_{TP} : *longitud de la tubería pesada en el aire (lb/ft).*

- $P_{TT(SEC 1)}$: *peso de la tubería de perforación de la primera sección en el aire (lb/ft).*

$$L_{TT(SEC 1)} = \frac{\left(\frac{63.9041}{0.8472}\right) - 1.49 * 10^{-3} (56 * 83.1982 + 149.2 * 120.91)}{1.49 * 10^{-3} * 14.11} = 1994.3614$$

Estado Mecánico.

El estado mecánico pertenece a pozo H-26, del campo los Humeros Puebla. Perforado en 1988, se muestra la representación gráfica del pozo con las dimensiones de las tuberías en sus etapas de perforación.

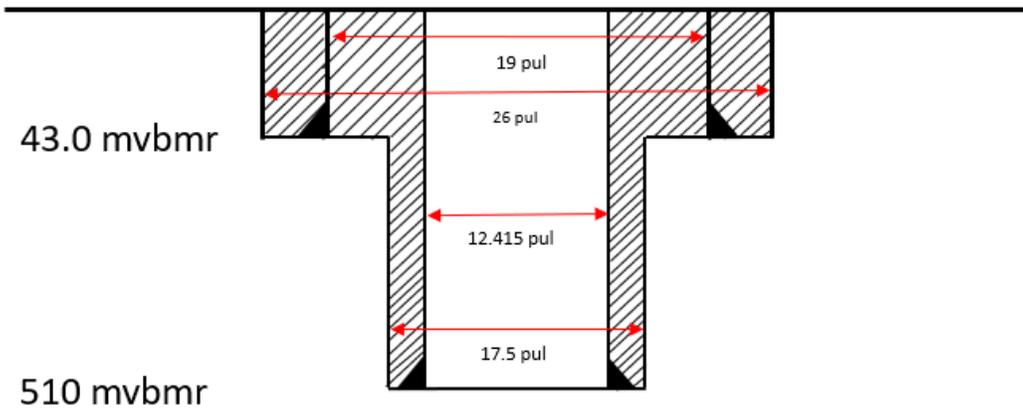


Figura 41. Estado mecánico, etapa superficial.

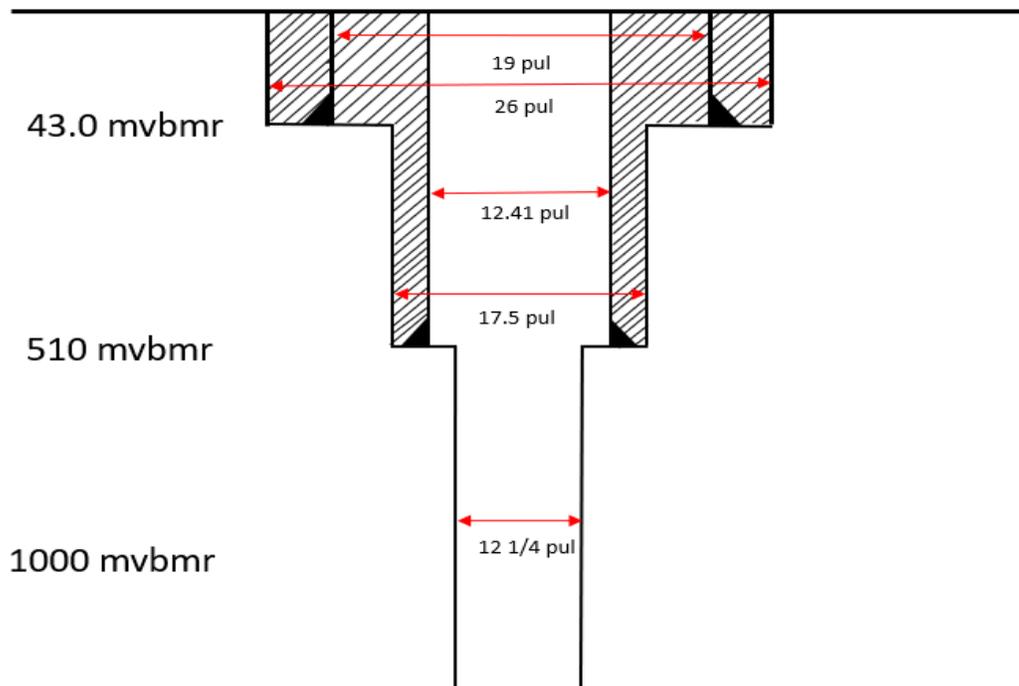


Figura 42. Estado mecánico, etapa intermedia.

A continuación, se presentan los puntos de análisis para definir el comportamiento del fluido durante el recorrido del fluido en el sistema de circulación de acuerdo con el análisis nodal.

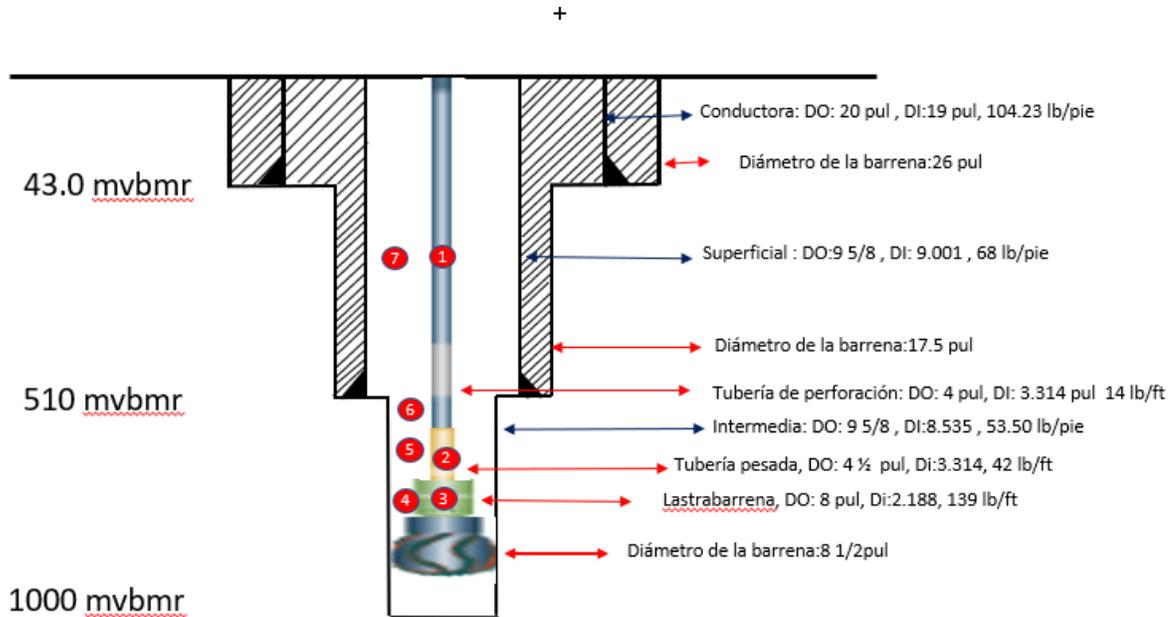


Figura 43. Sarta de perforación del pozo del pozo H-26.

Tabla 24. Análisis nodal del pozo H-26.

Nodo	Prof de análisis Mvmbr	Diámetro exterior de tubería de perforación pulgadas	Diámetro interior pulgadas
1	240	4	3.314
2	650	4.5	2.750
3	800	8.0	2.188
4	750	8.0	2.188
5	600	4.5	2.750
6	520	4.0	3.314
7	50	4.0	3.314

Hidráulica de circulación.

1. Ley de potencias

Utilizamos el modelo de la ley de potencias porque ajusta los datos obtenidos del laboratorio.

2. Describir las condiciones de análisis (decir porque estoy analizando a 15 y a 100°C y lo que representa respecto a las circulaciones del fluido)

Analice el fluido a diferentes condiciones de temperatura, con un porcentaje al 8% de bentonita y una densidad de 1.04 gr/cm^3 .

Se analizo a 15 °C y a 100 °C debido al cambio de viscosidad al circular el fluido.

3. Tabla de n y k

Cálculos dentro de la tubería

$$n_p = 3.32 \left(\log_{10} \frac{L600}{L300} \right)$$

- n_p : Índice de flujo en la tubería de perforación.
- $L600$: Lectura a 600 RPM.
- $L300$: Lectura a 300 RPM.

$$k_p = \frac{5.11(L600)}{1022^{n_p}}$$

- k_p : Factor de consistencia en la tubería de perforación
- $L600$: Lectura a 600 RPM.
- n_p : Índice de flujo en la tubería de perforación.

Tabla 27. Índice y factor de flujo en la tubería, temperatura 15° C y 100° C

	Tubería de perforación	
	15 °C	100 °C
n_p	0.5560	0.3143
k_p	2.7095322	56.1355164

Cálculos en el espacio anular

$$n_a = 0.657 \left(\log_{10} \frac{L100}{L3} \right)$$

- n_a : Índice de flujo en el espacio anular.
- L100: Lectura a 100 RPM.
- L3: Lectura a 3 RPM.

$$k_a = \frac{5.11(L300)}{5.11^{n_a}}$$

- k_a : Factor de consistencia en el espacio anular.
- L300: Lectura a 300 RPM.
- n_a : Índice de flujo en el espacio anular.

Tabla 28. Índice y factor de flujo en el espacio anular, temperatura 15° C y 100° C.

	Espacio anular	
	15 °C	100 °C
n_a	0.14575	0.14265
k_a	68.487	315.832

4. Descripción de la bomba

Se uso este tipo de bomba porque es la que se ajusta a un gasto bajo de acuerdo con los diámetros de tubería y de tobera

Tabla 29. Selección de la bomba, temperatura 15° C y 100° C.

Bomba duplex de doble accion		
Marca	IDECO	
Modelo	MM-200	
DP	6.5	
EMP	80	
Gasto	437	g/m
Presion	667	kgf/cm2

5. Tabla de velocidades de flujo

Velocidad de flujo en la tubería

$$v_p = \frac{24.48(Q_b)}{(\phi_{intTP})^2}$$

- v_p : Velocidad de flujo dentro de la tubería de perforación.
- Q_b : Tasa de flujo
- ϕ_{intTP} : Diámetro interno de la tubería de perforación o lastra barrenas.

Tabla 30. Velocidad de flujo en la tubería, temperatura 15° C y 100° C.

Nodo	v_{flujo}	
	15 °C	100 °C
1	974.06	974.06
2	1414.58	1414.58
3	2235.61	2235.61

Velocidad de flujo en el espacio anular

$$v_a = \frac{24.48(Q_b)}{(\phi_{agro})^2 - (\phi_{extTP})^2}$$

- v_a : Velocidad de flujo dentro del espacio anular
- Q_b : Tasa de flujo
- ϕ_{agro} : Diámetro del agujero o diámetro interno de la TR
- ϕ_{extTP} : Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastra barrenas.

Tabla 31. Velocidad de flujo espacio anular, temperatura 15° C y 100° C.

Nodo	v_a	
	15 °C	100 °C
4	1296.70	1296.70
5	205.73	205.73
6	164.54	164.54
7	164.54	164.54

6. Tabla de viscosidades efectivas

En la tubería de perforación

$$\mu_p = (100)(k_p) \left(\frac{1.6 * v_p}{\phi_{intTP}} \right)^{n_p-1} \left(\frac{(3 * n_p) + 1}{4 * n_p} \right)^{n_p}$$

- μ_p : Viscosidad efectiva en la tubería de perforación
- k_p : Factor de consistencia en la tubería de perforación
- v_p : Velocidad de flujo dentro de la tubería de perforación
- ϕ_{intTP} : Diámetro interno de la tubería de perforación o lastra barrenas
- n_p : Índice de flujo en la tubería de perforación

Tabla 32. Viscosidad efectiva en la tubería de perforación, temperatura 15° C y 100° C.

Nodo	μ_p	
	15 °C	100 °C
1	19.52	94.69
2	15.23	64.51
3	11.23	40.29

En el espacio anular

$$\mu_a = (100)(k_a) \left(\frac{2.4 * v_a}{\phi_{agro} - \phi_{extTP}} \right)^{n_a-1} \left(\frac{(2 * n_a) + 1}{3 * n_a} \right)^{n_a}$$

- μ_a : Viscosidad efectiva en el espacio anular.
- v_a : Velocidad de flujo dentro del espacio anular
- ϕ_{agro} : Diámetro del agujero o diámetro interno de la TR
- ϕ_{extTP} : Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastra barrenas

- n_a : Índice de flujo en el espacio anular

Tabla 33. Viscosidad efectiva en el espacio anular, temperatura 15° C y 100°

Nodo	μ_a	
	15 °C	100 °C
4	4.60	20.64
5	131.09	594.97
6	192.01	797.15
7	192.01	797.15

7. Definición de numero de Reynolds

El número de Reynolds (NRe) es un numero adimensional usado para determinar si un fluido está en un flujo laminar o turbulento. Practica recomendada por la norma API.

Régimen de flujo	Número de Reynolds
No hay flujo	0
Flujo tapón	$1 \leq Nre \leq 300$
Transicional tapón/laminar	$300 < Nre < 500$
Flujo laminar	$500 \leq Nre < 2100$
Transicional laminar/turbulento	$2100 \leq Nre < 4000$
Flujo turbulento	$4000 \leq Nre$

Figura. Regímenes de Reynolds

8. Tabla de numero de Reynolds y definición de régimen de flujo

En la tubería de perforación

$$N_{Rep} = \frac{15.467 * v_p * \phi_{intTP} * \rho_l}{\mu_p}$$

- N_{Rep} : Número de Reynolds en la tubería de perforación
- v_p : Velocidad de flujo dentro de la tubería de perforación
- ϕ_{intTP} : Diámetro interno de la tubería de perforación o lastra barrenas
- ρ_l : Densidad del fluido de perforación
- μ_p : Viscosidad efectiva en la tubería de perforación

Tabla 34. Número de Reynolds en la tubería de perforación, temperatura 15° C y 100°

Nodo	N_{Rep}	
	15 °C	100 °C
1	23051.19	4752.28
2	5613.48	8405.83
3	60723.72	16920.02

En el espacio anular

$$N_{Rea} = \frac{15.467 * v_a * (\phi_{agro} - \phi_{extTP}) * \rho_l}{\mu_a}$$

Tabla 35. Número de Reynolds en el espacio anular, temperatura 15° C y 100°

Nodo	N_{Rea}	
	15 °C	100 °C
4	19632.25	4378.44
5	875.06	192.80
6	597.39	129.47
7	597.39	129.47

9. Número de Reynolds critico (describir por que me salen solo 4)

N_{Re} para cambio de flujo a Turbulento

$$N_{ReT} = 4270 - 1370(n_p)$$

- N_{ReT} : Para cambio de flujo a Turbulento
- n_p : Índice de flujo en la tubería de perforación

N_{Re} para cambio de flujo a Laminar

$$N_{ReL} = 3470 - 1370(n_p)$$

- N_{ReL} : Para cambio de flujo a Laminar.
- n_p : Índice de flujo en la tubería de perforación

Tabla 36. Número de Reynolds crítico, temperatura 15° C y 100°

	N_{ReL}	N_{ReL}
Nodo	15°C	100°
1	2708.18	3039.37
2	2708.18	3039.37
3	2708.18	3039.37
4	3270.32	3274.57
5	3270.32	3274.57
6	3270.32	3274.57
7	3270.32	3274.57

10. Caídas de presiones en el sistema

Sí $N_{Re} < N_{ReL}$ el cálculo del factor de fricción es:

Factor de fricción en la Tubería de Perforación

$$f_x = \frac{16}{N_{Re}^2}$$

- f_x : factor de fricción.
- N_{Re} : Número de Reynolds evaluado
- N_{ReL} : Para cambio de flujo a Laminar
-

Tabla 37. Factor de fricción en la tubería de perforación, temperatura 15° C y 100°.

	f_x	
Nodo	15 °C	100 °C
1	2	2
2	2	2
3	2	2

11. Factor de fricción en el Espacio Anular

$$f_x = \frac{24}{N_{Re}^{2.2}}$$

Tabla 38. Factor de fricción en el espacio anular, temperatura 15° C y 100°.

	f_x	
Nodo	15 °C	100 °C
4	2	2
5	1	1
6	1	1
7	1	1

12. Presión por fricción en el equipo superficial, ΔP_{eq} .

$$\Delta P_{eq} = C_{sc} \rho_f \left(\frac{Q}{100} \right)^{1.86}$$

- ΔP_{eq} : Pérdida de presión por fricción en el equipo superficial.
- C_{sc} : Factor que depende del tipo de equipo superficial.
- ρ_f : Densidad del fluido de perforación.

Tabla 39. Densidad del fluido de perforación, temperatura 15° C y 100°.

	ΔP_{eq}	
Nodo	15 °C	100 °C
1	30.80	30.80

13. Pérdida de presión en los intervalos de tuberías

$$P_p = \frac{f_p * (v_p^2) * \rho_l * H}{929.16 * \phi_{intTP}}$$

- P_p : pérdida de presión.
- f_p : Factor de fricción.
- v_p : velocidad de flujo.
- ρ_l : Densidad del fluido de perforación.
- H : Profundidad.
- ϕ_{intTP} : Diámetro interno de la tubería de perforación o lastra barrenas.

Tabla 40. Pérdida de presión en los intervalos de tubería, temperatura 15° C y 100°.

Nodo	P_p	
	15 °C	100 °C
1	0.1374	0.0723
2	0.4017	0.2782
3	0.5429	0.5268

14. Pérdida de presión en los intervalos anulares.

$$P_a = \frac{f_a * (v_a^2) * \rho_l * H}{929.16 * (\phi_{agro} - \phi_{extTP})}$$

- P_a : Pérdida de presión en el espacio anular
- f_a : Factor de fricción
- v_a : velocidad de flujo
- ρ_l : Densidad del fluido de perforación
- H: Profundidad
- ϕ_{agro} : Diámetro del agujero o diámetro interno de la TR.
- ϕ_{extTP} : Diámetro exterior de la tubería de perforación.

Tabla 41. Pérdida de presión en el espacio anular, temperatura 15° C y 100°.

Nodo	P_a	
	15 °C	100 °C
4	0.7542	0.0600
5	13.8805	0.4979
6	16.4238	0.5682
7	1.5792	0.0546

15. Pérdida de presión en la barrena.

$$P_{brr} = \frac{156.5 * \rho_l * Q_b^2}{[(\phi_{t1}^2) + (\phi_{t2}^2) + (\phi_{t3}^2) + \dots + (\phi_{tn}^2)]^2}$$

- P_{brr} : Pérdida de presión en las toberas de las barrenas.
- ρ_l : Densidad del fluido de perforación.
- Q_b : Tasa de flujo
- ϕ_t : Diámetro interno de las toberas.

Tabla 42. Perdida de presión en las toberas de las barrenas, temperatura 15° C y 100°.

<i>P_{brr}</i>	
15 °C	100 °C
42.31	42.31

16. Caída de presiones.

$$P_{Total} = P_{Equipo Superf.} + P_{Columna Perf.} + P_{Barrena} + P_{Espacio Anular}$$

Tabla 43. Caída de presión, temperatura 15° C y 100°.

Temperatura	Pp	Pa	Pbrr	P total
15 °C	30.80	2.06	42.31	75.17
100 °C	30.80	33.72	42.31	106.84

Factores que afectan la limpieza del pozo

- Inclinación
- Reología
- Resistencia a la cedencia o punto de cedencia
- Densidad del lodo
- Gasto o tasa de flujo generado por la bomba
- Velocidad de caída de los Recortes

Tabla 44. Clasificación de T y dp, según du ROP.

Velocidad de perforación esperada, ROP [ft/h]	Grosor de la partícula, T [in]	Diámetro de la partícula, dp [in]
$v_{perfo} \geq 60$	0.3	0.6
30 a 60	0.2	0.4
15 a 30	0.1	0.3
$v_{perfo} \leq 15$	0.1	0.3

Tabla 45. Datos de T y dp, según ROP

ROP	15 a 30
T	0.1
dp	0.3

17. Esfuerzo cortante desarrollado por las partículas.

$$t_p = 7.9 * \sqrt{T * (20.8 - \rho_l)}$$

- t_p : Esfuerzo cortante de las partículas.
- T : Grosor de la partícula.
- ρ_l : densidad del lodo.

Tabla 46. Esfuerzo cortante de las partículas, temperatura 15° C y 100°.

	Esfuerzo cortante	
Nodo	15 °C	100 °c
4	8.58	8.58

18. Se determina el límite de tasa de cizalladura.

$$\gamma_b = \frac{186}{dp * \sqrt{\rho_l}}$$

- γ_b : límite de tasa de cizalladura.
- dp : Diámetro de las partículas.
- ρ_l : densidad del lodo.

Tabla 47. Límite de la cizalladura, temperatura 15° C y 100°.

	γ_b	
Nodo	15 °C	100 °C
4	206.52	206.52

19. Se calcula la velocidad del esfuerzo cortante desarrollado por la partícula utilizando las constantes para flujo laminar (n_a y k_a) para el lodo.

$$\gamma_p = \frac{t_p^{n_a}}{k_a}$$

- γ_p : Límite de gasto de esfuerzo cortante.
- t_p : *Esfuerzo cortante de las partículas.*
- n_a : Índice de flujo en el espacio anular.
- k_a : Factor de consistencia en el espacio anular.

Tabla 48. Límite del gasto del esfuerzo cortante, temperatura 15° C y 100°.

	γ_p	
Nodo	15 °C	100 °C
4	0.01997211	0.00430216

20. Se determina la velocidad de caída para la condición laminar o turbulenta.

Si $\gamma_p < \gamma_b$ la velocidad de caída es determinada por:

$$v_s = 1.22 * t_p * \sqrt{\frac{\gamma_p * dp}{\rho_l}}$$

- v_s : *Velocidad de corrida.*
- t_p : *Esfuerzo cortante de las partículas.*
- γ_p : *Gasto de esfuerzo cortante de las partículas .*
- dp : *Diámetro de las partículas.*
- ρ_l : *densidad del lodo.*

Tabla 49. Velocidad de corrida, temperatura 15° C y 100°.

	v_s	
Nodo	15 °C	100 °C
4	0.2698009	0.12522028

21. Velocidad de transporte de los recortes.

$$v_t = v_a - v_s$$

- v_t : Velocidad de recortes.
- v_a : Velocidad de flujo.
- v_s : velocidad de caída.

Tabla 50. Perdida de presión en las toberas de las barrenas, temperatura 15° C y 100°.

	v_t	
Nodo	15 °C	100 °C
4	1296.42	1296.57
5	205.45	205.60
6	164.26	164.41
7	164.2	164.41

22. Eficiencia de transporte de los recortes.

$$E_t = \frac{v_t}{v_a} * 100$$

- E_t : Eficiencia de transporte de los recortes.
- v_t : Velocidad de recortes.
- v_a : Velocidad de flujo.

Tabla 42. Eficiencia de transporte de los recortes, temperatura 15° C y 100°C.

	E_t %	
Nodo	15 °C	100 °C
4	99.9792	99.9903
5	99.8689	99.9391
6	99.8360	99.9239
7	99.8360	99.9239

23. Concentración de recortes

$$C_a = \frac{ROP * \phi_{agro}}{14.71 * E_t * Q_b} * 100$$

- C_a : concentración de recortes.
- ROP : Velocidad de perforación.
- ϕ_{agro} : Diámetro del agujero o diámetro interno de la TR.
- Q_b : Gasto
- E_t : Eficiencia de transporte de los recortes.

Tabla 43. Concentración de recortes, temperatura 15°C y 100°C.

Nodos	Ca	
	15 °C	100 °C
4	0.0132	0.0132
5	0.0132	0.0132
6	0.0132	0.0132
7	0.0132	0.0132

1. Densidad efectiva del lodo

$$\rho_e = \left(8.38 * SG * \frac{C_a}{100} \right) + \frac{\rho_l * (1 - C_a)}{100}$$

- ρ_e : Densidad efectiva del lodo.
- SG : Gravedad específica de los recortes.
- C_a : Concentración de recortes.

Tabla 44. Densidad efectiva del lodo, temperatura 15° C y 100° C.

Nodos	ρ_e	
	15 °C	100° C
4	9.1815	9.1815
5	9.1817	9.1816
6	9.1818	9.1816
7	9.1818	9.1816

2. Densidad equivalente de circulación con recortes.

$$ECD = \left(8.38 * SG * \frac{C_a}{100} \right) + \frac{(1 - C_a)}{100} + \rho_e + \frac{P_{espa}}{0.052 * TVD}$$

- *ECD: Densidad equivalente de circulación con recortes.*
- *SG: Gravedad específica de los recortes.*
- *C_a: Concentración de recortes.*
- *P_{espa}: Todas las pérdidas de presión en el espacio anular*
- *TVD: Profundidad vertical verdadera del pozo*

Tabla 45. Densidad equivalente de circulación con recortes, temperatura 15° C y 100° C.

ECD	
15°C	100°C
23.44	23.45

En un principio se habló de las condiciones de viscosidad que debe de tener un fluido de perforación, para favorecer la limpieza de un pozo, estas condiciones de viscosidad dependen de los efectos de la temperatura, esto se analizó desde que se definieron los nodos en el sistema de circulación, hasta definir la eficiencia de la remoción de los recortes con ayuda de la correlación de Walker y Mayes de 1975, lo que se puede evaluar en la tabla 42.

Observaciones.

Al realizar las pruebas de añejamiento se recomienda el uso de equipo de seguridad debido a que los fluidos salen a altas presiones y temperaturas. Así como el uso de herramientas y equipo de rangos necesarios, para poder realizar las pruebas necesarias

Manipular el equipo con especial precaución cuando esta a alta temperatura

Conclusiones.

1. Generalmente se espera que la viscosidad de un fluido disminuya al incrementar la temperatura, se observó que al incrementar el fluido a las diferentes temperaturas señalado en el capítulo 4, aumento la viscosidad de los fluidos, esto es debido a la perdida de la fase acuosa por la evaporación a esas condiciones de temperatura.
2. Para hacer la evaluación del fluido referente a la viscosidad a diferentes temperaturas se llegó a la conclusión de que son necesarias solamente las:
 - Prueba la densidad de la bentonita.
 - Prueba de reología y tixotropía.
 - Prueba de añejamiento de muestras.

Estas pruebas son referenciadas a las normas API13-1, edición 2006, por su proceder.

3. La eficiencia del fluido fue mejor a la temperatura de 100 °C debido ya que la viscosidad aumento por la pérdida de agua al evaporarse, a la larga este lodo perderá su capacidad de fluides lo que será perjudicial en la bomba.
4. El fluido de perforación que previamente fue sometido a la temperatura de análisis será viable hasta una profundidad de 500 m, ya que después el valor de su densidad equivalente de circulación será mayor al gradiente de fractura permitido a la profundidad objetivo de 1000 m.
5. Existe una necesidad energética en el país por lo que se debe considerar los yacimientos geotérmicos o de alta temperatura. Se deben hacer estudios previos a la perforación para prepararse a operar a esas condiciones, entre ellas el cambio de viscosidad del fluido y su influencia en la limpieza del pozo.
6. En el capítulo 3, se describen las características de los fluidos de perforación, entre los que destacan que el fluido tiene como función, enfriar o refrigerar la sarta de perforación, lo que se pudo observar durante la fase experimental realmente, es de debido al tiempo que pasa el fluido dentro del pozo al ser circulado, lo que hace es tomar parte de calor de fondo y transportarla a la superficie y disiparlo a la superficie.

Recomendaciones.

1. Si quisiéramos profundizar en la cuantificación de la pérdida de la fase líquida por evaporación, se recomendaría realizar la prueba de la retorta, para cuantificar el ritmo de la pérdida de agua.
2. A medida que va perdiendo el agua por evaporación se debe reponer la fase acuosa, diluyendo agua fresca.
3. Para minimizar el efecto de la temperatura se recomienda el uso de glicoles para cambiar el punto de ebullición del agua.
4. Para poder disminuir la viscosidad podemos hacer uso de lignitos o lignosulfonatos.
5. Es importante mantener las propiedades iniciales del lodo, para tener una buena limpieza del pozo, con el uso de equipos mecánicos separadores de sólidos.

Bibliografía.

1. Portal CFE, <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2502>, 2022.
2. Distribución inicial de presión y temperatura del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, 2000
3. Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México, 2006
4. Estado térmico inicial del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México, 2009
5. Diseño de la perforación,
6. Análisis Aero magnético del complejo dinámico “Las Derrumbadas”, en el estado de Puebla. IPICYT, 2017
7. Schlumberger. “Selección y evaluación de barrenas”. 2006
8. Prontuario Tenaris-Tamsa.
9. Bordes Cortantes, Oilfield Review, 2001.
10. REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA · ISSN 0186 5897, 2014
11. ACTUALIZACION DE LOS INTERVALOS PERMEABLES EN EL CAMPO GEOTERMICO "LOS HUMEROS". PUEBLA, 1997
12. Estudio sísmológico del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Parte I: Sísmicidad, mecanismos de fuente y distribución de esfuerzos, 2008.
13. PDVSA. Presentación- Diseño de la sarta de perforación.
14. Aspectos de producción, IMP, 2013
15. CARTA GEOLÓGICO-MINERA, SE, 2001
16. PEMEX, “Guía para la Perforación, selección de barrenas”, 2006.

17. Petróleos Mexicanos. Pemex Exploración y Producción. Un siglo de la perforación en México. Tomo 4 – Barrenas e hidráulica de la perforación.
18. Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. III: Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación. 2020.
19. Sistema Hidráulico de circulación, presentación de
20. CFE, informe anual, 2019.
21. Estudio sismológico del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Parte I: Sismicidad, mecanismos de fuente y distribución de esfuerzos. 2008
22. UNIDAD I INTRODUCCION A FLUIDOS DE PERFORACION 1.1 Introducción. 2001
23. Fundamentos de los fluidos de perforación, Schlumberger, 2013.