



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE FLUIDOS DE
PERFORACIÓN PARA SITIOS GEOTÉRMICOS DE
BAJA ENTALPÍA Y POZOS DE AGUA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA**

PRESENTA:

ING. JOSÉ JESÚS GONZÁLEZ BARAJAS

ASESORES:

M.I. HUGO CUAUHTÉMOC GUTIÉRREZ SÁNCHEZ

DR. CARLOS RUBIO MAYA

**TESIS APOYADA POR EL CONSEJO NACIONAL DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA Y,
EL CENTRO MEXICANO DE INNOVACIÓN EN ENERGÍA GEOTÉRMICA**



MORELIA, MICHOACÁN. SEPTIEMBRE DE 2018

A mis padres y hermanos, con todo el amor y admiración.

A mi abuelita Ángela, con mucho amor.

*A mi donante y su familia, quienes, sin conocerme decidieron
mejorar mi calidad de vida.*

*A mi tío, el Profesor Salvador Ávila Tzintzún, por siempre estar
orgulloso de mi y, quien este año partió a la gloria de Dios, pero
que sus consejos siguen presentes.*

Con amor:

José Jesús González Barajas.

Agradecimientos

Primero que nada, quiero agradecer a Dios por darme la vida y, la dicha de nacer en una familia amorosa. También por colmarme de tantas bendiciones.

Agradezco a mi familia, por todo su amor y apoyo.

Externo mi gratitud para mis asesores y sinodales, así como a todos mis profesores, por todo su apoyo durante la realización de éste trabajo.

Resumen

Por lo general, en los sitios donde se cuenta con recurso geotérmico de mediana o baja entalpía, o simplemente donde existe un acuífero de baja temperatura, las formaciones geológicas están constituidas por estratos permeables. Durante las operaciones de perforación es necesaria la utilización de un fluido con características y propiedades tales, que facilite la perforación de cada estrato, en donde es de suma importancia evitar la pérdida de circulación del fluido, ya que esto puede ocasionar el colapso del pozo, con la posibilidad de la pérdida de la sarta de perforación. Por lo anterior, una de las facultades que el fluido de perforación debe tener, es la de sellar las zonas permeables y evitar las fugas de fluido a través de estos estratos. Sin embargo, cuando el estrato permeable es el que contiene al recurso geotérmico, esta facultad del fluido puede dañar y alterar la formación geológica, causando un impacto ambiental negativo y, un alto riesgo para la explotación del recurso geotérmico, reduciendo además, la factibilidad económica de las operaciones de perforación; de aquí la importancia en la elección adecuada de este fluido de trabajo. En el presente estudio se obtuvieron resultados experimentales con agua desmineralizada, con lodos de perforación convencionales (bentonita y agua) y, con un espumante de bajo costo. Estos experimentos se realizaron en diferentes bancos de pruebas, que simulan tres de los fenómenos principales producidos por un fluido auxiliar durante la perforación; alteración de la permeabilidad del estrato (Ley de Darcy), enfriamiento y, transporte de sólidos. Se realizó una comparación cualitativa entre el desempeño de diferentes fluidos de perforación; agua simple, lodos bentoníticos convencionales y, fluidos aireados con un agente espumante de bajo costo. También se midieron diferentes propiedades de los fluidos de perforación, indicadas en el Manual API 13B-1. Se determinó la viabilidad de la utilización del fluido espumante de bajo costo, como auxiliar durante la perforación en sitios con las características mencionadas, ya que presenta buenas propiedades de viscosidad, pH, capacidad para remover recortes, y altera en menor medida la permeabilidad del estrato, comparado con los lodos convencionales.

Palabras clave: Fluido de perforación, permeabilidad, capacidad calorífica, transporte de sólidos.

Abstract

Generally, in sites where there is a medium or low enthalpy geothermal resource, or simply where it exists at low temperature aquifer, the geological formations are constituted by permeable strata. During drilling operations, it is necessary to use a fluid with properties and characteristics that facilitate the drilling of each stratum where it is very important to avoid fluid losses, since this can cause the well collapse, with a possibility to lose the drilling string. Therefore, one of the properties that drilling fluid must have, is to seal the permeable zones and to avoid fluid leaks through these strata. However, when the resource of interest is contained in the permeable stratum, this fluid habitability can damage and to alter the geological formation, causing negative environmental impact and a high risk to exploit the geothermal resource, reducing the economic feasibility of drilling operations. For this reason, it is important to select correctly the control fluid. In this study experimental results were obtained with demineralized water, with conventional drilling muds (bentonite dissolved in water), and also, with a low cost foam. These experiments were carried out in different testing bench, that simulate three of the most important phenomena produced by an auxiliary fluid while drilling, such as: stratum permeability alteration (Darcy Law), cooling and, solids transport. It was made a qualitative comparison of the performance of the different drilling fluids (demineralized water, drilling mud and foam of a low cost). Also some drilling fluids properties were measured, indicated in the API 13-B1 Manual. It was determined the feasibility of using this foam as a drilling fluid in permeable strata, because it shows good properties such as viscosity, pH, capacity to remove drilling cuttings and also, the fluid alter the stratum permeability to a lesser extent, compared with conventional drilling muds.

Key words: Drilling fluid, permeability, heat capacity, cutting transport.

Índice general

Agradecimientos.....	III
Resumen	IV
Abstract	V
Índice general	VI
Índice de figuras	X
Índice de tablas	XIII
Nomenclatura	XIV
Definición del problema	XVII
Objetivos	XIX
Objetivo general.....	XIX
Objetivos específicos	XIX
Hipótesis.....	XX
Metodología.....	XXI
1. Introducción.....	2
1.1 Energía geotérmica	2
1.2 Sistemas geotérmicos	3
1.2.1 Sistema geotérmico ideal	3
1.2.2 Sistemas geotérmicos convectivos	4
1.2.3 Sistemas geotérmicos alojados por fallas.....	5
1.2.4 Sistemas geotérmicos conductivos.....	5
1.2.5 Sistemas geotérmicos HDR.....	6
1.3 Clasificación de los recursos geotérmicos	6
1.4 La energía geotérmica en el mundo.....	6
1.5 La energía geotérmica en México	8
1.5.1 Geotermia de media y baja entalpía en México.....	10
1.6 Perforación	10
1.6.1 Perforación bajo balance	11
1.6.2 Sarta de perforación	12
1.6.3 Tubería de perforación	13
1.6.4 Barrena.....	14
1.6.5 Fluidos de perforación	15
2. Fluidos auxiliares para perforación	17
2.1 Funciones principales.....	17

2.2	Fluidos base agua	19
2.3	Fluidos aireados	20
2.3.1	Ventajas de los fluidos aireados	21
2.3.2	Desventajas de la perforación con fluidos aireados.....	22
2.3.3	Perforación con aire.....	23
2.3.4	Perforación con nitrógeno.....	23
2.3.5	Perforación con gas natural.....	23
2.3.6	Perforación con niebla	23
2.3.7	Perforación con líquidos gasificados	24
2.3.8	Perforación con espuma	24
2.4	Fluidos base aceite	26
2.5	Fluidos de perforación para la industria geotérmica.....	27
2.6	Transferencia de calor en fluidos de perforación	28
2.6.1	Estudios previos de transferencia de calor en fluidos de perforación	30
2.7	Transporte de recortes en fluidos de perforación.....	32
2.7.1	Tasa de transporte de recortes.....	34
2.7.2	Estudios previos en transporte de recortes	34
2.8	Propiedades principales de los lodos de perforación y, las normas API ..	38
2.8.1	Manual API 13B-1.....	39
2.8.2	Viscosidad en fluidos de perforación	39
2.8.3	Filtración o pérdida de fluido.....	41
2.8.4	Potencial hidrógeno	41
3.	Aguas subterráneas	43
3.1	Introducción.....	43
3.2	Yacimientos depresionados	43
3.3	Porosidad	43
3.4	Permeabilidad	44
3.5	Potencial hidráulico	45
3.6	Ley de Darcy	46
3.7	Estudios previos de permeabilidad, filtración y ley de Darcy.....	48
4.	Experimentación	52
4.1	Caso de estudio	52
4.2	Caracterización de los fluidos de perforación.....	54
4.2.1	Fluidos de perforación base agua.....	54

4.2.2	Fluidos aireados	56
4.3	Diseño y manufactura del banco de pruebas para el experimento de Darcy	57
4.1	Desarrollo del experimento de Darcy	59
4.2	Medición de la capacidad calorífica de los fluidos.....	61
4.3	Experimento de transporte de recortes con diferentes fluidos de perforación.	64
5.	Resultados y análisis.....	71
5.1	Experimento de Darcy.....	71
5.2	Medición de la capacidad térmica específica.....	80
5.3	Transporte de sólidos.....	81
6.	Conclusiones y recomendaciones.....	87
6.1	Conclusiones.....	87
6.2	Acciones de difusión y divulgación científica.....	89
6.3	Trabajos futuros	89
Referencias		XXII
Apéndices.....		XXVIII
Apéndice A. Resultados del experimento de permeabilidad.....		XXVIII
Apéndice A.1. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza agua desmineralizada en el estrato virgen.....		XXVIII
Apéndice A.2. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E1 en el estrato (antes de utilizar bentonita).		XXVIII
Apéndice A.3. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E2 en el estrato (antes de utilizar bentonita).		XXVIII
Apéndice A.4. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E3 en el estrato (antes de utilizar bentonita).		XXIX
Apéndice A.5. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza el lodo B6 ($w_i=0.07$) en el estrato.....		XXIX
Apéndice A.6. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza agua en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).....		XXIX
Apéndice A.7. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E1 en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).		XXX
Apéndice A.8. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E2 en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).		XXX

Apéndice A.9. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E3 en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).	XXX
Apéndice A.10. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza agua por tercera ocasión (después de alterar el estrato con bentonita y de realizar el experimento con espumantes).	XXXI
Apéndice A.11. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza lodo B1.	XXXI
Apéndice A.12. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza lodo B2.	XXXI
Apéndice A.13. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza lodo B3.	XXXII
Apéndice B. Resultados del experimento de transporte de recortes (Método de Piroozian).	XXXIII
B.1. Resultados obtenidos con el agua desmineralizada.	XXXIII
B.2. Resultados obtenidos con el espumante E1.	XXXIII
B.3. Resultados obtenidos con el espumante E2.	XXXIV
B.4. Resultados obtenidos con el espumante E3.	XXXIV
B.5. Resultados obtenidos con el lodo B1.	XXXV
B.6. Resultados obtenidos con el lodo B2.	XXXV
B.7. Resultados obtenidos con el lodo B3.	XXXVI

Índice de figuras

Figura 1.1. Esquema donde se muestran las diferentes capas de la tierra [10].	3
Figura 1.2. Diagrama esquemático de un sistema geotérmico ideal [8].	4
Figura 1.3. Modelo de un sistema geotérmico convectivo [8].	5
Figura 1.4. Adiciones a la capacidad geotérmica global en 2015, según el Consejo Mundial de Energía [11].	7
Figura 1.5. Países con mayor capacidad instalada para generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica, en diciembre de 2017 [12].	8
Figura 1.6. Capacidad instalada en 2015 a nivel mundial.	9
Figura 1.7. Plataforma de perforación [9].	11
Figura 1.8. Esquema que representa la invasión de fluido de perforación, en la técnica <i>overbalance</i> .	12
Figura 1.9. Esquema que ilustra cómo no se invade el yacimiento con la técnica <i>underbalance</i> .	12
Figura 1.10. Diagrama de una sarta de perforación con sus principales componentes [21].	13
Figura 1.11. Tubería de perforación de diferentes grados.	14
Figura 1.12. Barrenas tricónicas con incrustaciones de carburo de tungsteno (TCI).	15
Figura 2.1. Diagrama del sistema de circulación cumplido por el lodo durante la perforación.	18
Figura 2.2. Lodo de perforación.	19
Figura 2.3. Diferentes tipos de sistemas de fluidos aireados de perforación, con el porcentaje de aire suministrado [31].	20
Figura 2.4. Ubicación de la molécula de surfactante en la interfase.	26
Figura 2.5. Diagrama que ilustra algunos parámetros importantes en el transporte de recortes [59].	32
Figura 2.6. Marsh Funnel, o embudo Marsh con una balanza de lodos.	40
Figura 2.7. Viscosímetro de seis velocidades.	40
Figura 2.8. Filtro prensa API.	41
Figura 3.1. Acuífero de poros.	44
3.2. Movimiento del agua subterránea a través de estratos permeables.	44
Figura 3.3. Experimento de Darcy de flujo horizontal.	47
Figura 4.1. Perforadora Drillmec G-45 ® en modo transporte [92].	53
Figura 4.2 Bomba de espumante E0413C de la perforadora Drillmec G45 Rig [92].	53
Figura 4.3. Atlas Copco ORV 12.	54
4.4 Prueba de filtración con el filtro prensa API.	55
4.5 Retorta de lodo formada en el interior del contenedor de la muestra del filtro prensa.	55
Figura 4.6. Medición de la reología de los fluidos.	56
Figura 4.7. Contenedor de muestra después de la prueba de filtración con espuma.	57
Figura 4.8. Papel filtro después de la prueba en el API Filter Press	57
Figura 4.9. Diagrama del banco de pruebas para el experimento de Darcy.	58
Figura 4.10. Modelo sólido del banco de pruebas para el experimento de Darcy.	58

Figura 4.11. Manufactura del banco de pruebas.....	58
Figura 4.12. Experimento de permeabilidad basado en la Ley de Darcy.	59
Figura 4.13. Diagrama esquemático del banco de pruebas para la determinación del calor específico de los fluidos de perforación.....	61
Figura 4.14. Cámara adiabática de poliestireno expandido, en la que la resistencia eléctrica cede energía al fluido de perforación.	62
Figura 4.15. Diagrama del calorímetro construido para la determinación del c_v del fluido aireado.	63
Figura 4.16. Diagrama del montaje experimental para el experimento de transporte de recortes.	65
Figura 4.17. Banco experimental para pruebas de transporte de sólidos.	65
Figura 4.18. Experimentación con fluidos aireados.....	68
Figura 4.19. Partículas de 7 mm de diámetro, transportadas por la espuma.	68
Figura 4.20. Partículas de 13.5 mm, separadas a la salida de la sección de pruebas.	68
Figura 4.21. Partículas de $\varnothing = 7$ mm, transportadas con el lodo de perforación, a la salida de la sección de pruebas.	69
Figura 5.1. Permeabilidad intrínseca del estrato, cuando circula agua a diferentes tasas de flujo.	72
Figura 5.2. Permeabilidad de Darcy en el medio permeable, cuando circula agua.	72
Figura 5.3. Permeabilidad intrínseca del medio permeable, cuando se utilizan fluidos espumantes.....	73
Figura 5.4. Conductividad hidráulica del estrato, cuando se utilizan los diferentes tipos de espumantes (E1, E2 y E3).	74
Figura 5.5. Permeabilidad intrínseca en el medio permeable alterado, cuando fluye agua después de haber utilizado bentonita.	75
Figura 5.6. Permeabilidad de Darcy con el medio permeable alterado, cuando se utiliza agua.	75
Figura 5.7. Permeabilidad intrínseca de las muestras geológicas, cuando fluye espuma.	76
Figura 5.8. Conductividad hidráulica del medio permeable, cuando fluye espuma, con diferentes concentraciones de surfactantes.	77
Figura 5.9. Permeabilidad intrínseca del estrato, cuando circula lodo convencional.	78
Figura 5.10. Permeabilidad de Darcy, lodos convencionales.	78
Figura 5.11. Gráfico adimensional de diferentes variables que intervienen en la ecuación de la permeabilidad absoluta.	79
Figura 5.12. Gráfico adimensional, de diferentes variables de la ecuación de permeabilidad de Darcy.	79
Figura 5.13. C_v del aire, medido en diferentes experimentos en el dispositivo.	81
Figura 5.14. Gráfico de %CTP contra tasa de flujo, para $\varnothing_{p1}=7 \text{ e}^{-03} \text{ m}$	82
Figura 5.15. Gráfico de %CTP contra tasa de flujos, para los diferentes espumantes.	84
Figura 5.16. Gráfico de %CTP contra tasa de flujo, para los diversos lodos de perforación convencionales.	85
Figura 6.1. Implementación de los fluidos aireados en operaciones reales.	89

Figura 6.2. Diseño del banco de pruebas.....	90
Figura 6.3. Manufactura del banco de pruebas para transporte de sólidos.....	90
Figura 6.4. Sección de pruebas, para el experimento de transporte de sólidos.	90

Índice de tablas

Tabla 1.1 Clasificación de los recursos geotérmicos con base a la temperatura del fluido, según diferentes autores [8].	6
Tabla 4.1. Costo en pesos mexicanos, de diferentes agentes espumantes en el mercado [93].	54
Tabla 4.2. Propiedades del lodo de perforación, con diferentes concentraciones de bentonita.....	56
Tabla 4.3. Propiedades de los espumantes de perforación.	57
Tabla 4.4. Permeabilidad intrínseca y, permeabilidad de Darcy, para diferentes materiales, obtenidos por Davis [96].	60
Tabla 4.5. Propiedades de los lodos de perforación bentoníticos	66
Tabla 4.6. Caudales utilizados durante la experimentación con agua.....	67
Tabla 4.7. Caudales de los fluidos aireados, durante el experimento de transporte de sólidos.	67
Tabla 4.8. Caudales de los lodos de perforación, durante el experimento de transporte de sólidos.	69
Tabla 5.1. Parámetros obtenidos durante el experimento de permeabilidad realizado con agua, en una muestra de arena y grava de andesita y riolita.	71
Tabla 5.2. Permeabilidad intrínseca y conductividad hidráulica del lodo de perforación convencional con una fracción de masa de $w_i=0.07$	74
Tabla 5.3. Resultados obtenidos durante la medición de la capacidad térmica específica.	80
Tabla 5.4. Resultados del experimento de medición de capacidad térmica en fluidos de perforación base aire.	80
Tabla 5.5. Resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, cuando se utiliza agua.....	81
Tabla 5.6. Resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, cuando se utiliza fluido espumante E3.	83
Tabla 5.7. Resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, utilizando lodo convencional B6.	83

Nomenclatura

Q	Calor transferido en el sistema. $[kJ]$
$\dot{m}$	Flujo másico. $[kg/s]$
c_p	Calor específico a presión constante. $[kJ/kg\ K]$
ΔT	Diferencia de temperaturas, entre la entrada y la salida del proceso. $[^{\circ}C]$
m_i	Porcentaje de la masa del soluto entre la masa del disolvente. $[\%]$
w_i	Fracción de masa, igual a la masa del soluto entre la masa total de la mezcla. $[kg_{solute}/kg_{solvente}]$
c_v	Calor específico de la sustancia, a volumen constante $[kJ/kg\ K]$.
∂u	Diferencia de energía interna $[kJ]$.
∂T	Diferencial de temperatura entre el inicio y el final del proceso $[^{\circ}C]$.
dh	Diferencial de entalpía entre el inicio y el final del proceso $[kJ/kg]$.
Re_p	Número de partícula de Reynolds.
ρ_f	Densidad del fluido de perforación. $[kg/m^3]$
v_s	Velocidad de sedimentación. $[m/s]$
d_p	Diámetro de la partícula. $[m]$
μ	Viscosidad en el espacio anular. $[kg/m * s]$
C_D	Coefficiente de arrastre de la partícula.
ρ_p	Densidad de la partícula sólida. $[kg/m^3]$
g	Aceleración de la gravedad. $[9.81\ m/s^2]$

AV	Viscosidad aparente del fluido de perforación. $\left[\frac{kg}{m \cdot s} \right]$
PV	Viscosidad plástica del fluido de perforación. $\left[\frac{kg}{m \cdot s} \right]$
YP	Punto de cedencia. $[Pa]$
θ	Medición del dial leído en el viscosímetro manual.
K	Permeabilidad de Darcy, permeabilidad de real o conductividad hidráulica. $[m/s]$
k	Permeabilidad intrínseca o permeabilidad absoluta. $[m^2]$
γ	Peso específico del fluido de perforación. $\left[\frac{N}{m^2} \right]$
i	Gradiente hidráulico. $[m]$
h_1	Altura piezométrica en el punto inicial en el estrato. $[m]$
h_2	Altura piezométrica en el punto final en el estrato. $[m]$
l	Longitud del estrato. $[m]$
$\dot{q}$	Potencia disipada por la resistencia. $[kW]$
V	Diferencia de potencial eléctrico. $[V]$
I	Intensidad de la corriente eléctrica. $[A]$
R	Valor de la resistencia. $[\Omega]$
t	Tiempo. $[s]$
q	Calor disipado por la resistencia. $[kJ]$
R_{eq}	Valor del resistor equivalente para circuitos en paralelo. $[\Omega]$
ΔE	Cambio de energía en el sistema. $[kJ]$
W	Trabajo en el sistema. $[kJ]$
m	Masa. $[kg]$
ΔU	Diferencial de la energía por unidad de masa. $\left[\frac{kJ}{kg} \right]$

$\frac{1}{2}\Delta v^2$	Variación de la energía cinética. $[kJ]$
$g\Delta z$	Cambio de energía potencial en el sistema. $[kJ]$
$\%CTP$	Desempeño en porcentaje, del transporte de sólidos (<i>Cutting transport performance</i>)
m_{ent}	Masa agregada en la sección de pruebas del montaje experimental para transporte de sólidos. $[kg]$
m_{rec}	Masa recuperada a la salida del banco de pruebas, en el experimento de transporte de sólidos. $[kg]$

Definición del problema

Debido al cambio climático que se experimenta actualmente y, al agotamiento de hidrocarburos, principal fuente energética a nivel mundial, la explotación de los recursos renovables ha sido de gran interés para los investigadores. La geotermia es una fuente de energía de este tipo, y tiene una proyección de crecimiento de 27.9 por ciento para el 2035 a nivel global, de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) [1]. En 2016 México contaba con una capacidad total instalada de aproximadamente 931 Megawatts eléctricos, producidos principalmente en campos geotérmicos de gran capacidad, los que tienen capacidades que van de los 10 MW hasta 570 MWe, como el caso de Cerro Prieto, en el estado de Baja California [2].

Al igual que en la industria petrolera, del gas o del agua, en la geotermia, una de las actividades más importantes y de mayor costo es la perforación, ya que se necesita de esta para alcanzar los recursos del subsuelo. En México, para el aprovechamiento del recurso geotérmico se cuenta con aproximadamente 230 pozos de producción, con profundidades que alcanzan entre 1500 y 3500 metros. Sin embargo, estos pozos están destinados a la explotación en los campos geotérmicos de gran capacidad (alta entalpía) [3].

El estado de Michoacán es uno de los estados mexicanos con mayor potencial geotérmico, y gran parte de este potencial corresponde a recurso de baja y mediana entalpía (zonas con temperaturas menores a los 200 °C), el cual está distribuido en diferentes zonas geográficas del estado [3]. Una de estas zonas es la zona geotérmica de Araró-Simirao, en la que los estudios geológicos revelan la presencia de rocas permeables, así como permeabilidad secundaria a causa de fracturas y derrumbes en el subsuelo [4]. En los yacimientos geotérmicos de mediana y baja entalpía, el fluido se encuentra en los poros interconectados de las rocas, en fase líquida y a presión y temperatura más baja que en los yacimientos de alta entalpía. Durante la perforación del yacimiento, la presión hidrostática del lodo de perforación es mayor a la presión de poro de las formaciones, por lo que el lodo no retorna a la superficie, sino que es inyectado en la formación permeable, dando lugar al proceso de invasión.

La perforación con técnicas convencionales en yacimientos depresionados, representa un gran reto en problemas como: pérdidas totales de circulación, atrapamientos, descontrol subterráneo, entre otros. Por ello se utilizan técnicas como la perforación bajo balance, que consiste en mantener el valor de la presión hidrostática, por debajo de la presión de poro [5]. Para ello se pueden utilizar otros fluidos de perforación de menor densidad como los espumantes.

Los agentes espumantes disponibles en el mercado, utilizados para la perforación de estratos permeables, tienen un alto costo comparado con las arcillas bentoníticas (hasta los \$125.00 pesos por litro, dependiendo la marca y calidad), sin embargo, se reducen por mucho los tiempos de operación con el uso de los fluidos aireados, además de que no se atenta contra la permeabilidad del estrato. No obstante, existen agentes espumantes para limpieza doméstica, elaborados a base de surfactantes aniónicos lineales, fosfatos y silicatos de sodio, los cuales se disuelven en agua para ser utilizados en perforación, de manera totalmente empírica. Dichos

surfactantes han mostrado ser eficaces, según la experiencia de los perforadores y geólogos expertos, resaltando además que son hasta 50 veces más económicos que los agentes espumantes convencionales (dependiendo de la marca y de las características del estrato). Sin embargo, haciendo una detenida revisión de la bibliografía se ha verificado que este tipo de fluido no ha sido estudiado para fines de perforación.

Por lo anterior, es necesaria la caracterización y evaluación de fluidos de perforación aireados que contengan el agente espumante mencionado, estudiando experimentalmente su desempeño y comportamiento al usarse como fluido de perforación para realizar distintas tareas. Asimismo, se debe comparar con otros fluidos de perforación (agua y lodo convencional) para validar su rentable utilización, evaluando el desempeño de los diferentes fluidos al realizar las tareas más importantes que deben cumplir estos fluidos.

Objetivos

Objetivo general

Obtener resultados experimentales para llevar a cabo una comparación cualitativa entre fluidos de perforación aireados de bajo costo y, lodos de perforación convencionales, con diferentes concentraciones de agente espumante y bentonita, respectivamente, para determinar la utilización del fluido más adecuado como auxiliar durante la perforación de sitios geotérmicos de baja entalpía (y pozos de agua).

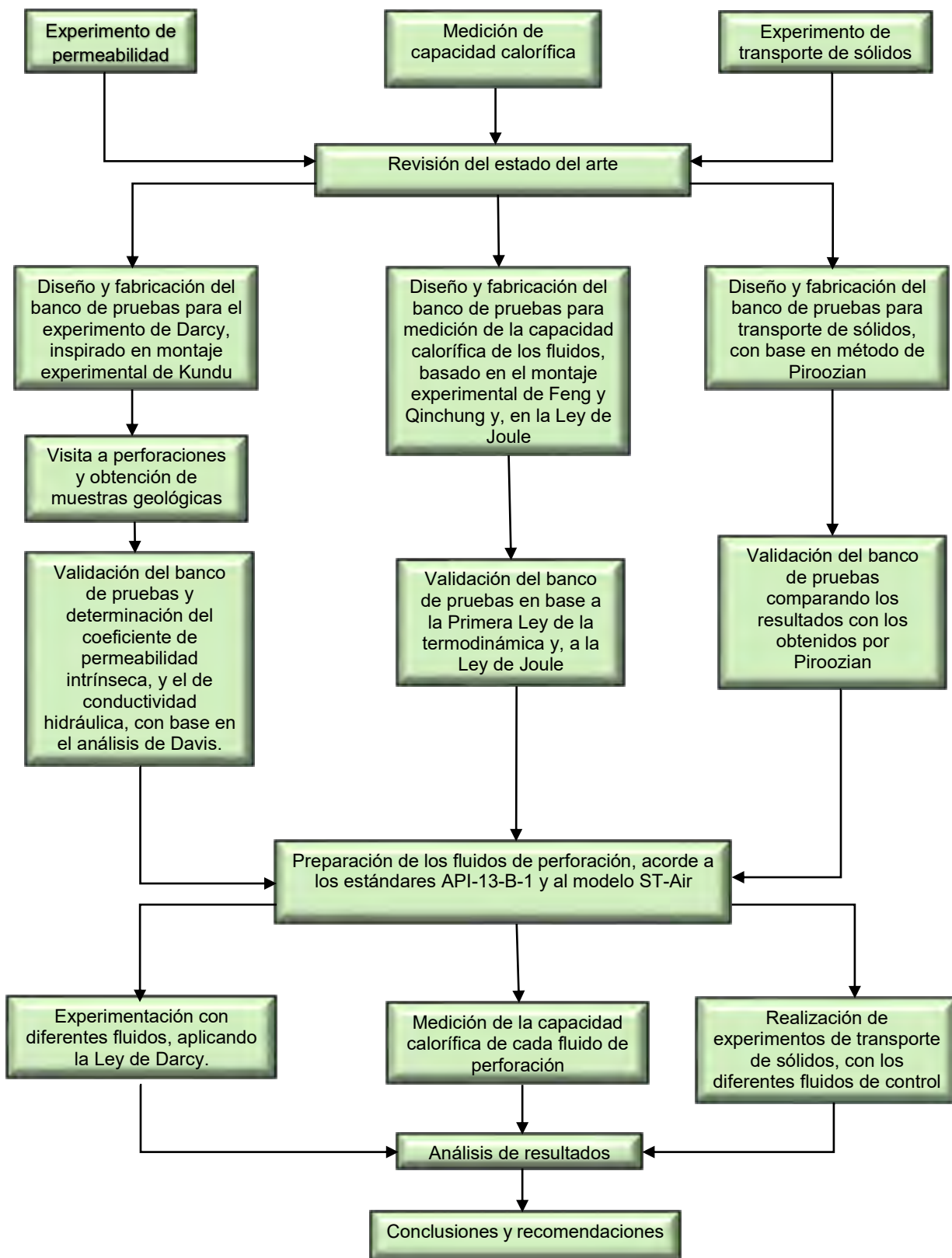
Objetivos específicos

- ❖ Diseñar y construir un banco experimental de pruebas de permeabilidad, con base a la Ley de Darcy.
- ❖ Obtener las propiedades reológicas de los diferentes fluidos de perforación, de acuerdo a la normativa correspondiente.
- ❖ Determinar la capacidad calorífica de los diferentes fluidos de perforación.
- ❖ Diseñar y fabricar un banco de pruebas para simular el transporte de sólidos de perforación dentro de un pozo.
- ❖ Analizar la factibilidad del uso de los fluidos de perforación aireados atendiendo a los resultados experimentales.

Hipótesis

Existe la posibilidad de que un fluido de control base aire, elaborado con un agente espumante de bajo costo y, basado en el modelo St-air, presente propiedades reológicas y resultados experimentales cualitativamente más favorables, que los lodos de perforación convencionales. Estos resultados serán obtenidos en bancos de pruebas que simulen algunas de las actividades que realiza un fluido de perforación; enfriar la barrena, transportar sólidos y alterar la permeabilidad del estrato. Es probable, que el fluido espumante presente efectos favorables al desempeñar dichas actividades, alterando en menor medida la permeabilidad del estrato, en comparación con los lodos de perforación convencionales, lo que representaría una mayor factibilidad en la implementación del fluido aireado al perforar estratos permeables.

Metodología



Capítulo I.
Introducción

1. Introducción

La demanda global de energía renovable, gran parte de la cual es utilizada para electricidad, está en incremento y parece que continuará así. Un factor importante es el agotamiento de los combustibles fósiles, de los que gran parte del mundo depende para energizarse, asociado a las emisiones contaminantes como el aumento de gases de efecto invernadero. Sobre este tema, el Grupo de Trabajo F del IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) destaca que la atmósfera y el océano se han calentado, las capas de nieve y hielo han disminuido, el nivel del mar se ha elevado y las concentraciones de gases de efecto invernadero se han incrementado. También se concluye que el periodo 1983-2012 ha sido, probablemente, el periodo de 30 años más caluroso en los últimos 1,400 años [6].

Dos indicadores clave de la evolución del clima son la temperatura y el nivel del mar. Según el IPCC, la temperatura del aire sobre la superficie terrestre y oceánica, como promedio global, experimentó un calentamiento de 0.85 °C durante el periodo 1880-2012; y el incremento entre el promedio de los periodos 1850-1900 y 2003-2012 fue de 0.78 °C. De acuerdo con el mismo grupo de expertos, durante el periodo 1901-2010, el nivel medio global del mar se elevó 0.19 metros; y es muy probable que la tasa media de elevación del nivel del mar haya sido de 1.7 mm/año, entre 1901 y 2010; de 2.0 mm/año, entre 1971 y 2010; y de 3.2 mm/año, entre 1993 y 2010 [6].

Una fuente de energía renovable abundante y constante, es la que brinda la tierra, mejor conocida como energía geotérmica. En una revisión de los sistemas utilizados para la extracción de calor geotérmico, Omer establece que es una tecnología de energía renovable altamente eficiente, además de que puede ser usada para calentar o enfriar edificios [7].

1.1 Energía geotérmica

Se le llama energía geotérmica al calor contenido dentro de la Tierra, que genera fenómenos geológicos en escala planetaria [8]. La energía geotérmica, también conocida como el calor de la tierra, se puede encontrar en cualquier lugar del mundo, pero los sitios donde se cuenta con la temperatura suficiente para operar estaciones de generación eléctrica directa son relativamente pocos [9]. La presencia de volcanes, aguas termales y otros fenómenos térmicos debe haber llevado a los humanos ancestros a suponer que el interior de la Tierra estaba caliente, sin embargo, fue hasta el periodo comprendido entre los siglos XVI y XVII, cuando las primeras minas fueron excavadas a varios cientos de metros por debajo de la superficie terrestre, que el ser humano dedujo por simple sensación física, que la temperatura de la Tierra aumentaba con la profundidad [8]. En la Figura 1.1 se muestra un esquema con las diferentes capas de la tierra, ilustrando que bajo la corteza terrestre existe el manto superior, el cual se encuentra a altas temperaturas.

En la primera parte del siglo diecinueve, los fluidos geotérmicos fueron explotados debido a su contenido energético. Una fábrica fue instalada en Italia para extraer ácido bórico del agua caliente que emerge naturalmente y, que brotaba de algunos

pozos someros perforados. En 1827 Francesco Larderel, fundador de la industria geotérmica, desarrolló un sistema para utilizar el calor de los fluidos bóricos en el proceso de evaporación, en lugar de quemar madera en calderas, lo que deforestaba rápidamente los bosques aledaños a la fábrica. Por este hecho a este sitio se le conoce actualmente como Larderello [8].

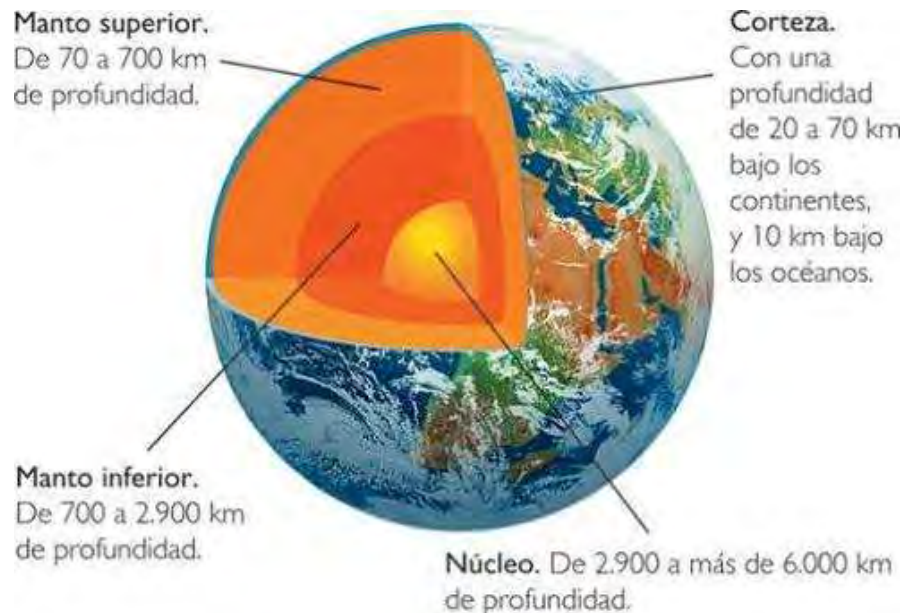


Figura 1.1. Esquema donde se muestran las diferentes capas de la tierra [10].

1.2 Sistemas geotérmicos

Sobre la mayor parte de la tierra, el flujo de calor proveniente desde el manto a través de la corteza terrestre es insuficiente para crear reservorios de calor que pudieran ser aprovechados de una manera económicamente rentable. El gradiente geotérmico promedio es de 30°C por km. En lugares donde la corteza terrestre es gruesa, el gradiente puede ser menor a 16°C/km . En sitios donde la corteza es delgada, el gradiente geotérmico puede ser mayor a 90°C/km [11]. Un sistema geotérmico puede ser descrito esquemáticamente como agua de convección en la superficie de la corteza terrestre, la cual en un espacio confinado transfiere calor. Un sistema geotérmico está compuesto principalmente por tres elementos: una fuente de calor, un reservorio y un fluido, el cual es el medio de transferencia de calor. A continuación, se describen brevemente los principales sistemas geotérmicos.

1.2.1 Sistema geotérmico ideal

La fuente de calor puede ser una intrusión magmática de gran temperatura (mayor a 600°C) que ha alcanzado profundidades relativamente superficiales (de 5 a 10 km). El reservorio es un volumen de rocas calientes permeables de las cuales los fluidos de circulación extraen el calor. El reservorio por lo general está cubierto de rocas impermeables y conectado a un área de recarga superficial, a través de la

cual el agua meteorológica puede reemplazar los fluidos que salen del reservorio a través de los manantiales o por su extracción a través de pozos [8].

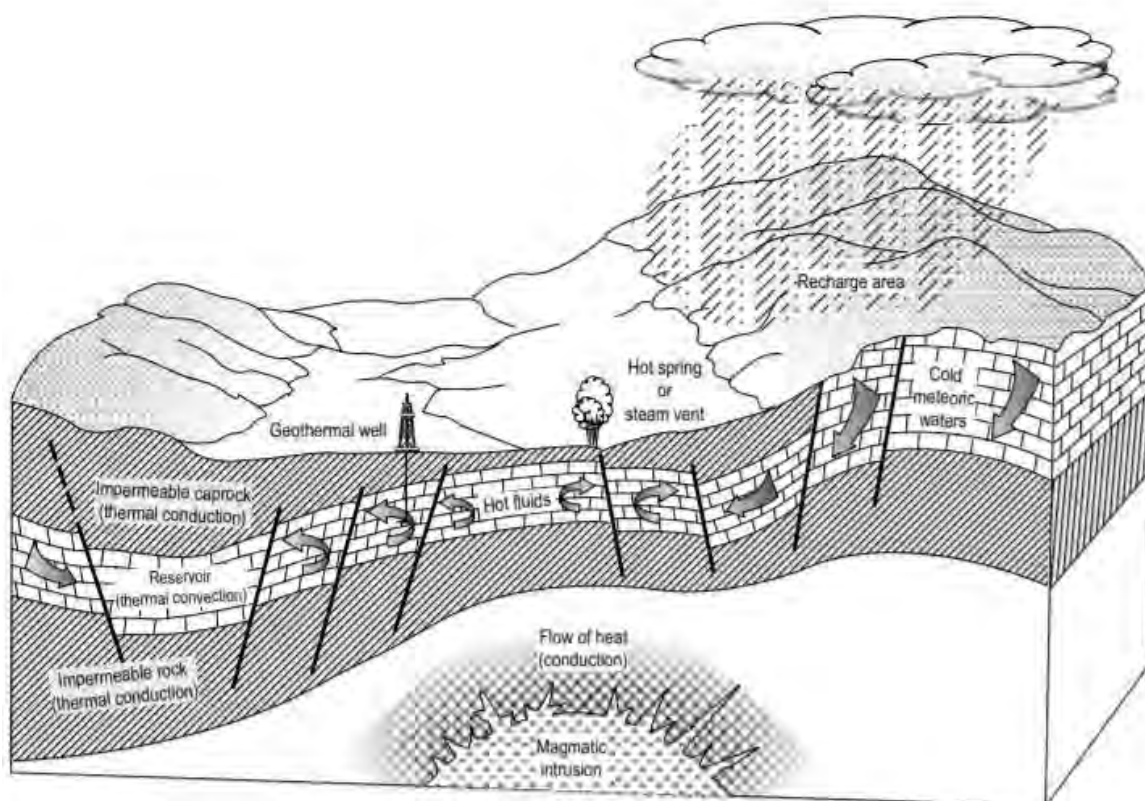


Figura 1.2. Diagrama esquemático de un sistema geotérmico ideal [8].

1.2.2 Sistemas geotérmicos convectivos

El mecanismo fundamental de los sistemas geotérmicos está gobernado por el fluido de convección y, ocurre por el calentamiento y la expansión térmica. El calor es transferido en la base del sistema de circulación. El fluido caliente de menor densidad tiende a elevarse y es reemplazado en la base por el fluido frío de menor densidad, proveniente de las zonas adyacentes del sistema [8]. La mayoría de los campos geotérmicos de alta temperatura en el mundo, son sistemas hidrotermales convectivos con una fuente de calor magmática. Estos sistemas ígneos incluyen campos dominantes de vapor, como en el campo de Kamojang en Indonesia o, el de Larderello en Italia.

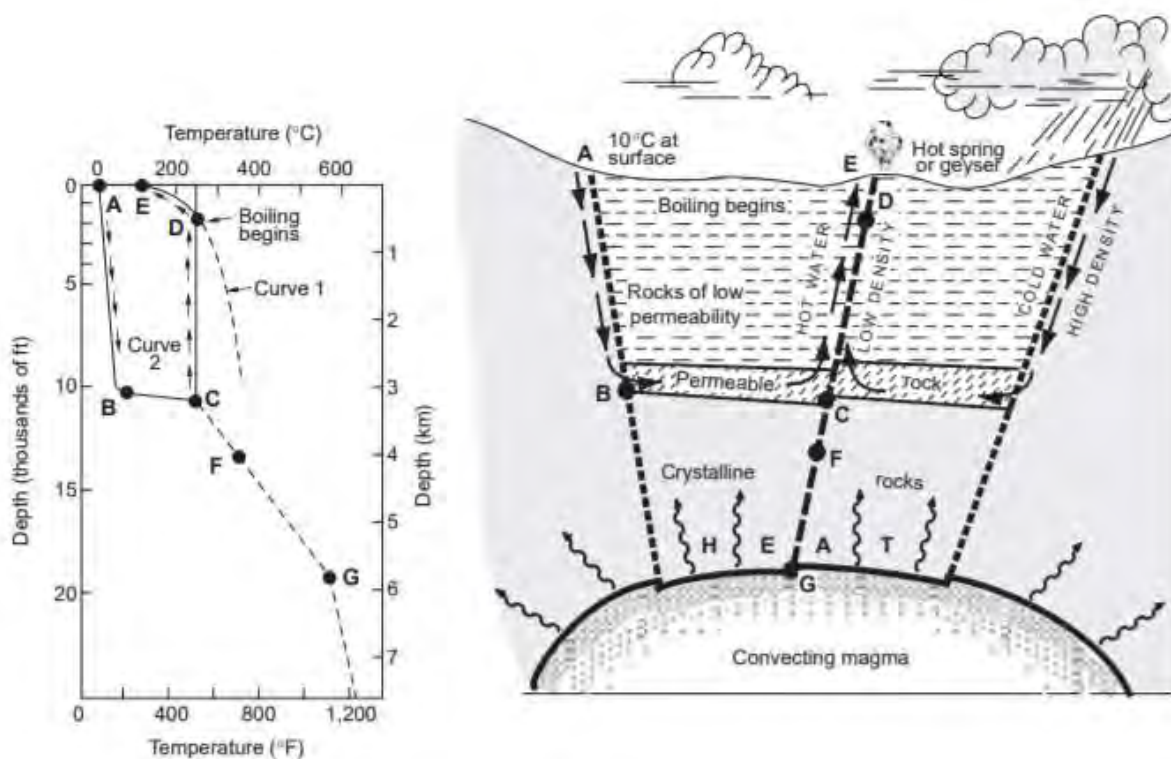


Figura 1.3. Modelo de un sistema geotérmico convectivo [8].

La Figura 1.3 describe esquemáticamente el mecanismo para el caso de los sistemas geotérmicos convectivos de media temperatura. La curva 1 (*Curve 1*) es la línea de referencia para el punto de ebullición de agua pura. La curva 2 (*Curve 2*) muestra el perfil de temperatura a lo largo de la ruta característica, desde la recarga en el punto A hasta la descarga en el punto E.

1.2.3 Sistemas geotérmicos alojados por fallas

La convección hidrotermal puede ocurrir también dentro de fallas tensionales asociadas a altas tasas de extensión en la corteza terrestre. Estos recursos suele ser de mediana temperatura y presión [11].

1.2.4 Sistemas geotérmicos conductivos

Este tipo de sistemas surgen donde un alto flujo de calor y un aislamiento se combinan para crear roca anómalamente caliente. En algunos casos, el flujo convectivo normal de calor está impulsado por la desintegración radiactiva y es atrapado por capas sedimentarias aislantes (roca cristalina caliente). En otras configuraciones (acuíferos calientes), el calor conductivo puede ser transferido al agua subterránea de circulación, creando manantiales artesianos de agua caliente. En cuencas sedimentarias que se hunden rápidamente, las lutolitas sobre-presionadas, producto de la rápida sedimentación, pueden causar una especie de aislante térmico que atrapa el calor conductivo en los estratos.

1.2.5 Sistemas geotérmicos HDR

Los sistemas de roca caliente seca o HDR, por sus siglas en inglés (*hot dry rock*), se utilizaron por primera vez en el año de 1970 en Los Álamos, Nuevo México, Estados Unidos de Norte América. En estos sistemas tanto el fluido como el reservorio son artificiales. Se bombea agua a alta presión por medio de un pozo perforado hasta la profundidad del estrato de roca caliente, causando una fractura hidráulica. El agua impregna estas fracturas artificiales, extrayendo calor de la roca circundante, lo cual se comporta como un reservorio natural. Este reservorio artificial es penetrado por un segundo pozo, el cual es utilizado como pozo de producción para la extracción de agua caliente [8].

1.3 Clasificación de los recursos geotérmicos

En la actualidad no existe ninguna terminología internacional estándar para clasificar los recursos geotérmicos. El criterio más común para clasificar los recursos geotérmicos está basado en la entalpía de los mismos, que funcionan como el medio conductor de calor desde las rocas calientes profundas, hasta la superficie. La entalpía, la cual puede ser considerada aproximadamente proporcional a la temperatura, se utiliza para expresar el calor contenido en los fluidos. Los reservorios se dividen en recursos de baja, media y alta entalpía (o temperatura), de acuerdo al criterio que se basa generalmente en el contenido energético de los fluidos.

Tabla 1.1 Clasificación de los recursos geotérmicos con base a la temperatura del fluido, según diferentes autores [8].

Clasificación de los recursos	Muffler y Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Benderitter y Cormy (1990)	Nicholson (1993)	Axelsson y Gunnlaugsson (2000)
Baja entalpía	<90	<125	<100	≤150	≤190
Media entalpía	90-150	125-225	100-200	---	---
Alta entalpía	>150	>225	>200	>150	>190

En la Tabla 1.1 se muestran las diferentes clasificaciones de los recursos geotérmicos, presentados por cinco autores. Se aprecia que Nicholson y Axelsson en sus trabajos presentados en los años de 1993 y 2000 respectivamente, solo consideran dos tipos de recursos geotérmicos de acuerdo a su temperatura; los de alta y los de baja entalpía.

1.4 La energía geotérmica en el mundo

Después de la Segunda Guerra Mundial, varios países fueron atraídos por la energía geotérmica, ya que la consideraban económicamente competitiva con respecto a otras formas de energía. Ésta no tenía que ser importada y, en algunos casos, era la única fuente local de energía disponible [8].

Atendiendo a tratados internacionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como el Tratado de Kyoto, celebrado en 2005; la energía geotérmica es un importante sustituto para las plantas termoeléctricas de gas natural u otros combustibles fósiles, particularmente para aquellos países o regiones que carecen de reservas naturales de este tipo de combustibles, como Islandia, Los Azores, Filipinas, Japón, Centroamérica y Nueva Zelanda [11].

La energía geotérmica actualmente se ve afectada por los altos costos de instalación y por los periodos prolongados para su desarrollo, relativamente mayores a los tiempos de instalación necesarios en la energía solar y a la eólica. Esto es resultado, en parte, por un auge de las materias primas, lo que aumenta el costo de los materiales, acceso al sitio de trabajo y, a los costos de perforación. Los generosos subsidios a la inversión proporcionados por algunos países, permitieron que estos altos costos pasaran a los consumidores. Como resultado, en muchos países, los proyectos de energía geotérmica han dependido y continúan dependiendo de los incentivos del gobierno, para competir contra el gas natural y otras generaciones renovables. Mientras el costo del desarrollo geotérmico creció, las nuevas tecnologías facilitaron una caída en los costos de capacidad para energía solar y eólica. Esta brecha de costos tiene consecuencias económicas e implicaciones políticas, que influirán en el despliegue de la energía geotérmica en el futuro.

La energía geotérmica contribuye una minúscula proporción del consumo energético primario del mundo. En la generación de energía eléctrica, se produce menos del 1% de la electricidad total en el mundo, a partir de geotermia. Sin embargo, para algunos países, como Filipinas, el cual carece de combustibles fósiles, la geotermia contribuye de manera considerable al suministro de energía y al bienestar de la nación. En el año 2015 se instalaron 315 MW de capacidad geotérmica, alcanzando un total de 13.2 GW. Más específicamente, las nuevas contribuciones vinieron de 11 plantas nuevas de ciclo binario, sumando un total de 129 MW y 8 plantas de simple efecto que representaban 186 MW. Turquía representó la mitad de las nuevas adiciones de capacidad global, seguido por los Estados Unidos, México, Kenia, Japón y Alemania (Figura 1.4).

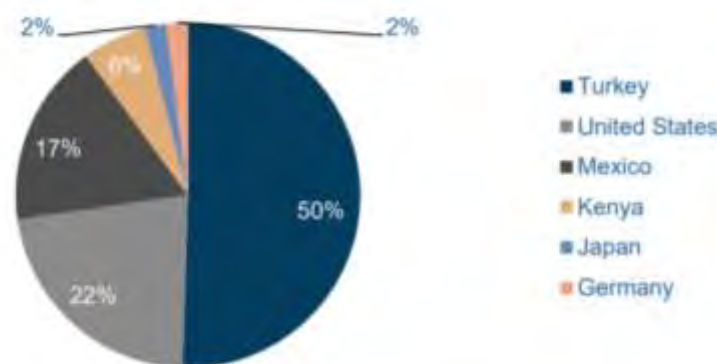


Figura 1.4. Adiciones a la capacidad geotérmica global en 2015, según el Consejo Mundial de Energía [11].

En la Figura 1.5, se muestran los diez países con mayor capacidad instalada para generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica. Como se puede apreciar, Estados Unidos de Norteamérica encabeza esta lista, con 3,591 MW instalados, mientras que México se encuentra en el sexto sitio con 951 MW [12].

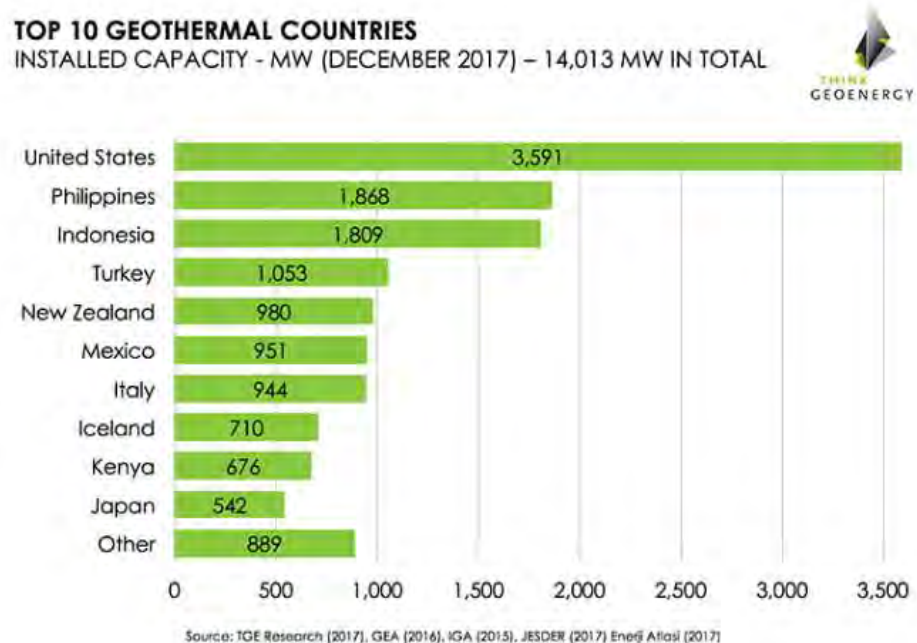


Figura 1.5. Países con mayor capacidad instalada para generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica, en diciembre de 2017 [12].

En términos de usos directo del calor geotérmico, los países con la mayor utilización son: China, Turquía, Islandia, Japón, Hungría, Estados Unidos de América y Nueva Zelanda, los cuales, además, en conjunto representan más del 70% del uso directo de la energía geotérmica a nivel mundial [11].

1.5 La energía geotérmica en México

La geotermia es una fuente renovable que se ha utilizado en México desde 1959, cuando empezó a operar la primera unidad geotermoeléctrica en el país, con 3.5 MW de capacidad, en el campo geotérmico de Pathé, Hidalgo, actualmente fuera de operación. El país cuenta ya con una amplia experiencia en la generación geotermoeléctrica, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) operan actualmente 38 unidades con una capacidad instalada total de 1 017 MWe, [3].

Los recursos geotérmicos en el país, se encuentran en diversas profundidades en el subsuelo y no siempre existen evidencias superficiales de su presencia, por lo que es preciso llevar a cabo métodos indirectos para tratar de encontrarlos y evaluarlos de manera preliminar [3].

México es el cuarto país con mayor producción de energía geotérmica en el mundo, con una capacidad instalada de 1,017 MW, que aporta 8% de toda la producción mundial de esta fuente, como se puede apreciar en la Figura 1.6, en la que se muestran los países con mayor capacidad instalada en el mundo, para generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica [13]. La capacidad total instalada del país, de la cual 839 MW están en operación, está distribuida en cuatro campos geotérmicos principalmente; Cerro Prieto (720 MW), Los Humeros (94 MW), Los Azufres (194 MW), Los Azufres III (50 MW) y Tres Vírgenes (10 MW), cuya operación está a cargo de la Comisión federal de Electricidad (CFE), que también tiene la concesión de los campos geotérmicos. Actualmente se está llevando a cabo la construcción de un campo geotérmico adicional: Los Humeros III-A con 27 MW de capacidad. Alrededor de 220 pozos de producción estaban en operación en 2015, produciendo 56 millones de toneladas de vapor y, 67 millones de toneladas de salmuera. Hay grandes expectativas para la energía geotérmica en el país, debido al nuevo marco regulatorio anunciado en la Reforma Energética y, a la fundación del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo) [13].

El Domo de San Pedro es la primera concesión geotérmica de la iniciativa privada en el país. Grupo Dragón se encargó de la planta a finales de abril de 2016, conectando un total de 25.5 MW a la red. La licencia para el proyecto es de 30 años, e incluye 18 pozos de producción a una profundidad de hasta 3,500 metros, además, incluye la construcción de dos pozos de reinyección. Asimismo, el consorcio Mexxus RG, con sede en México, anunció planes para su planta de Ceboruco en el mismo estado de Nayarit, con un total de 30 MW [14][15][16].

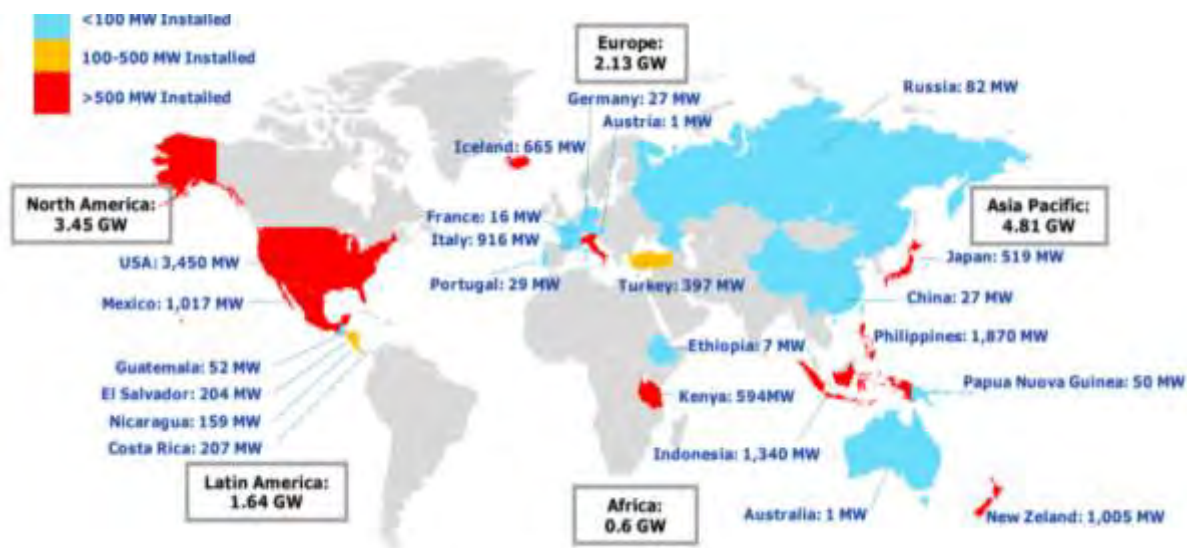


Figura 1.6. Capacidad instalada en 2015 a nivel mundial.

1.5.1 Geotermia de media y baja entalpía en México

Además de contar con campos geotérmicos en los que operan centrales de generación de potencia de gran capacidad, México cuenta con un extenso potencial de recurso geotérmico de mediana y baja entalpía que no ha sido explotado, aprovechando este recurso en algunos sitios, solo para fines de balneología. El potencial estimado de este tipo de recurso es de alrededor de los 700 MW, esto equivale entre un 64 a 70% de la potencia instalada actualmente [3]. En el estado de Michoacán se encuentran sitios con potencial geotérmico de media y baja entalpía en los municipios de Puruándiro (12 MW), Ixtlan de los Hervores (15 MW), Los Negritos (20 MW) y Araró (32 MW) [3]. La carencia de tecnología en el país es uno de los factores principales que intervienen en el desaprovechamiento de este tipo de recursos, sin embargo, en la actualidad existen tecnologías para poder aprovechar el recurso geotérmico de media y baja entalpía.

1.6 Perforación

La perforación es el principal método para la obtención de recursos del subsuelo tales como petróleo, gas natural, agua, salmuera y vapor geotérmico, por mencionar algunos. El objetivo de la perforación es construir un pozo útil que sirva como conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional de forma segura y al menor costo posible. Para la perforación de sitios geotérmicos es indispensable emplear algunos elementos, principalmente, el equipo de perforación, la sarta y los fluidos de perforación, por mencionar algunos. La perforación hidráulica rotatoria es el principal método de perforación. En esta actividad, la barrena está conectada a un tubular que es girado por una plataforma en la superficie. Actualmente, para perforar un pozo se utiliza de manera general un sistema rotatorio, que consiste en hacer girar una barrena conectada a una tubería para taladrar la roca. Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular, formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería, suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación [17].

La perforación de un pozo geotérmico es una parte vital del proyecto, que se lleva a cabo una vez que una extensa exploración y estudios en superficie se hayan realizado. La perforación es una de las actividades más costosas del proyecto geotérmico [18]. La confirmación para un resultado óptimo de una fase de sondeo, se da con una perforación exitosa de un primer pozo de exploración. Generalmente se deben perforar tres pozos como primera actividad en la etapa de confirmación del campo. En la Figura 1.7 se muestra una plataforma para perforación de pozos [9].

Todas las plataformas de perforación deben ser equipadas con los sistemas adecuados, de modo que sea posible desarrollar las siguientes actividades:

- Penetrar el estrato subterráneo.
- Excavar los recortes de perforación.
- Prevenir la formación de cavernas en los estratos penetrados.
- Perforar la profundidad suficiente para alcanzar el estrato objetivo.

- Perforar un orificio del tamaño necesario para una producción eficiente de los recursos del reservorio.
- Mantener el pozo orientado en la dirección deseada.
- Prevenir que fluidos intrusos entren en el pozo.



Figura 1.7. Plataforma de perforación [9].

En las plataformas modernas, los objetivos anteriores se logran con la ayuda de cuatro sistemas:

- La planta de generación y el sistema de transmisión de potencia.
- El sistema de elevación
- El sistema de rotación.
- El sistema de circulación para fluidos de perforación [19].

1.6.1 Perforación bajo balance

La perforación en yacimientos depresionados, con técnicas convencionales, representa un gran reto en problemas como: pérdidas totales de circulación, pegas con presión diferencial, atrapamiento, descontrol subterráneo, entre otros. Esto que provoca diversas consecuencias, como que los pozos solo se puedan perforar pocos metros dentro del pozo productor, o bien, una mayor inversión para controlar pérdidas. La perforación bajo balance o también conocida como *underbalanced*, es la técnica de perforación en la cual la presión ejercida sobre las formaciones expuestas durante la operación, es menor que la presión de poro de dichas formaciones.

En las operaciones de perforación bajo balance, la presión ejercida por el fluido de perforación en la cara de la formación, es intencionalmente menor que la presión de poro en la sección del agujero abierto. Dependiendo de la presión efectiva ejercida sobre la formación, la condición bajo balance, puede o no permitir el flujo continuo de fluidos desde la formación al agujero.

La presión hidrostática del fluido puede ser por sí sola menor que la presión de la formación, o puede ser inducida por medio de la inyección de aire, gas natural o nitrógeno dentro de la fase líquida del fluido de perforación. Con el fin de controlar el influjo de fluidos de la formación y, las presiones en superficie y fondo. Una operación de perforación bajo balance, requiere de equipo adicional y procedimientos específicos a los implementados en operaciones convencionales.

En las Figuras 1.8 y 1.9, se muestra la diferencia entre la perforación bajo balance y la perforación convencional. En la perforación convencional, también conocida como *overbalance*, el fluido de perforación invade la formación, debido a la alta presión del fluido auxiliar dentro del pozo (Figura 1.8). Mientras que, en la perforación bajo balance, los fluidos de la formación son los que ingresan al pozo, ya que la presión en el yacimiento es mayor que la presión hidrostática en el espacio anular del pozo.

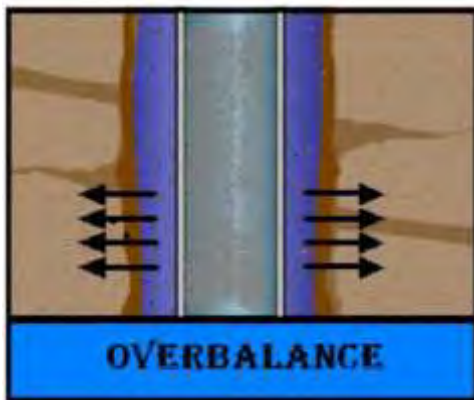


Figura 1.8. Esquema que representa la invasión de fluido de perforación, en la técnica *overbalance*.

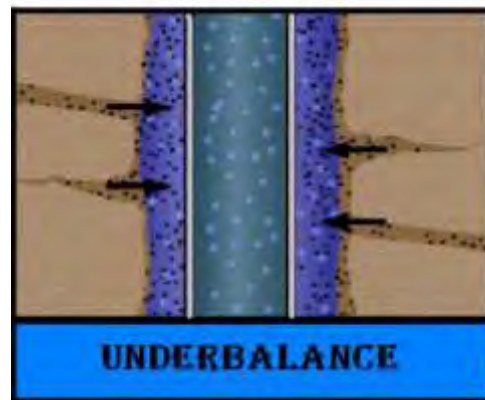


Figura 1.9. Esquema que ilustra cómo no se invade el yacimiento con la técnica *underbalance*.

1.6.2 Sarta de perforación

Se le llama sarta, al conjunto de tubería que se emplea para la perforación y, consiste en una serie de tubulares interconectados entre sí, mediante uniones roscadas. Este conjunto, además de transmitir sentido de rotación a la barrena, ubicada en el extremo inferior de la sarta, permite la circulación de los fluidos de perforación por su interior [3]. La sarta de perforación está constituida por diferentes componentes, de los cuales, existen diferentes dimensiones, características, normas, tipos y materiales. A continuación, se mencionan algunos de los componentes principales, que conforman la sarta de perforación:

- Barrena.
- Tubería de perforación.
- Drill collars.
- Estabilizadores
- Ensanchadores o HoleOpeners.
- Cross overs.
- Martillos.
- Mores de fondo.
- Rimadores [20].

En la Figura 1.10 se muestra un esquema, donde se pueden observar los componentes principales de la sarta de perforación.

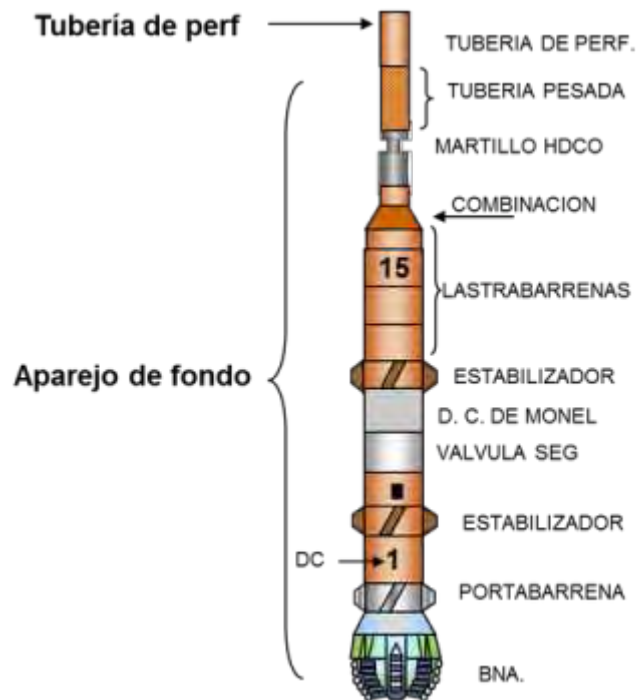


Figura 1.10. Diagrama de una sarta de perforación con sus principales componentes [21].

1.6.3 Tubería de perforación

El conjunto de tuberías de perforación conforma la parte más larga de la sarta. Un tubo de perforación, es un segmento cilíndrico hueco fabricado generalmente de acero con una geometría definida por el diámetro y espesor del cuerpo, el cual consta en ambos extremos de conexiones, en un extremo tiene una caja con cuerda y en el otro tiene un extremo cónico.

En la industria geotérmica, las tuberías de perforación más comunes son de 3.5, 4.5 y 5 pulgadas de diámetro y, longitudes de 6 y 9 metros. En la Figura 1.11 se muestran diversos tipos de tubería de perforación, por lo general son de rosca cónica para facilitar su montaje durante la operación [22].



Figura 1.11. Tubería de perforación de diferentes grados.

1.6.4 Barrena

La barrena es la herramienta de corte que permite perforar. Ha sido permanentemente modificada a lo largo del tiempo, a fin de obtener la geometría y el material adecuado para vencer las distintas formaciones complejas que se interponen entre la superficie y los yacimientos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), las que aumentan su consistencia en relación directa con la profundidad a la que se encuentran. Las barrenas deben ser seleccionadas adecuadamente según la profundidad que deba trabajarse. Los diámetros de agujeros seleccionados en el diseño de pozo, indican el diámetro de barrena requerido. En todo proceso de perforación es necesario contar con cierta cantidad de barrenas en stock, con la finalidad, de garantizar la continuidad de los trabajos en caso de que se deteriore alguna durante su uso. La cantidad de barrenas dependerá del tipo de formación en la que se trabajará y la profundidad que se requiera alcanzar. Estos parámetros influyen sobre el desgaste de la barrena. Existen varios tipos de barrenas y los diámetros oscilan desde 4 hasta 30 pulgadas, dependiendo de la producción y los costos. El estudio de las barrenas, es un área muy amplia en la perforación, en la que además se determinan materiales, tamaño y forma de dientes, por mencionar algunos parámetros. En la Figura 1.12 se muestran barrenas tricónicas con incrustaciones de carburo de tungsteno (TCI), de diversos diámetros [23].



Figura 1.12. Barrenas tricónicas con incrustaciones de carburo de tungsteno (TCL).

1.6.5 Fluidos de perforación

Los fluidos de perforación circulan con la finalidad de remover los recortes desde el fondo del barreno, hasta la superficie. El fluido es bombeado hacia el pozo, circulando por la sarta de perforación, a través de las toberas de la barrena y, retorna hacia la superficie por el espacio anular formado entre la sarta y las paredes del pozo, trayendo consigo los recortes producidos por la acción del barrenado. La función principal de los lodos de perforación, es limpiar el pozo mientras se perfora, pero también sirve para enfriar la barrena, para proveer potencia a los motores de fondo y a las herramientas MWD (*measuring while drilling*), para sostener las paredes de la formación y, para controlar la presión en el pozo, o sea prevenir “reventones de pozo” [24]. En el siguiente capítulo se describen los diferentes tipos de fluidos de perforación y sus características.

Capítulo II
Fluidos auxiliares para
perforación

2. Fluidos auxiliares para perforación

Aunque la perforación de un pozo es una operación compleja en la cual se involucran diferentes procesos y elementos mecánicos, el factor más importante del cual depende la terminación exitosa de un pozo, es el sistema de circulación de los fluidos de perforación. La mayoría de los problemas serios que se presentan durante la perforación, como son: pérdidas de circulación de fluido auxiliar, atrapamientos de tubería, golpes de ariete, bajo desempeño de penetración, incremento en los costos, “reventones de pozo” (*blowouts*) y, toma de registros de mala calidad en el pozo; pueden deberse que el sistema de fluidos de perforación está mal diseñado y mal empleado [19].

Se le llama fluido auxiliar de perforación, fluido de control o, simplemente fluido de perforación, a cualquier fluido que es utilizado en una operación de barrenado, el cual es bombeado desde la superficie, circula por el ducto existente en la sarta de perforación, fluye por los ductos y toberas de la barrena y, por último, retorna a la superficie por el espacio anular formado entre las paredes del pozo y la sarta de perforación, para ser procesado y recirculado en el sistema. Los fluidos deben cumplir con ciertas características que le permitan realizar sus funciones principales. Con el paso del tiempo se han presentado diferentes retos en la industria de perforación, por lo que los fluidos de perforación han sido ampliamente estudiados, existiendo diferentes tipos, de acuerdo a las necesidades de cada trabajo de perforación [25]. El fluido de perforación debe reunir un conjunto de características físico-químicas que permitan lograr mayor avance en la perforación y mayor estabilidad en el barreno (reducción de riesgo de pegaduras de la tubería y de derrumbes de la pared del pozo). El logro de estas buenas características del lodo representa una erogación adicional, sin embargo, se verá compensado ampliamente por el beneficio que se obtendrá al disminuir el tiempo necesario para la perforación del pozo [17].

2.1 Funciones principales

El fluido de perforación es uno de los elementos más importantes para evitar fallas en las operaciones de perforación. Entre las funciones principales se pueden enlistar las siguientes:

- Transportar los recortes a la superficie.
- Lubricar y enfriar la barrena para aumentar su vida útil.
- Sostener la formación para evitar colapsos y, por tanto, el atascamiento de la sarta de perforación.

Estas funciones son de gran importancia y están directamente relacionadas con la eficiencia, economía y, con la correcta planificación de la operación de perforación. Por estas razones, la composición de dichos fluidos y sus propiedades resultantes están sujetas a estudios y análisis. En la Figura 2.1 se muestra de manera esquemática el sistema de circulación de fluidos de perforación, mostrándose los procesos y los principales equipos involucrados [17].

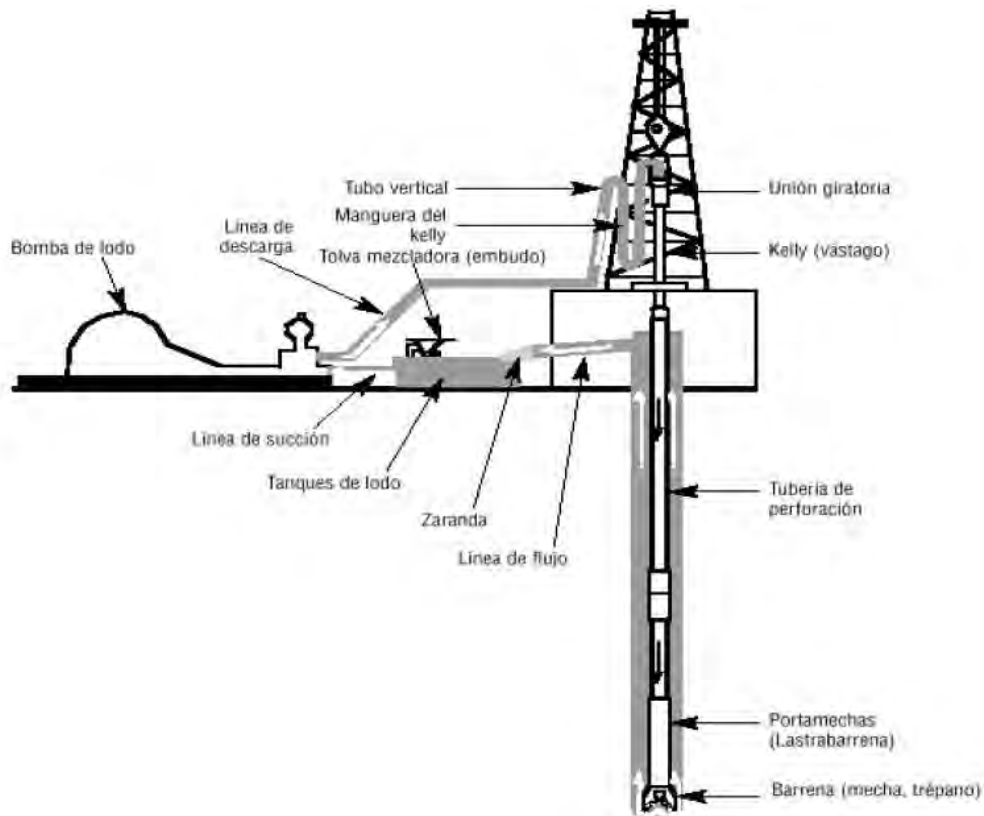


Figura 2.1. Diagrama del sistema de circulación cumplido por el lodo durante la perforación.

Las tareas que el fluido de perforación y el sistema de circulación deben desarrollar, son:

- Remover los recortes desde el fondo del pozo, así la barrena podrá perforar en una superficie de roca fresca, de este modo se incrementa la eficiencia de la operación de perforación.
- Transportar los recortes hacia la superficie, donde pueden ser removidos del fluido con ayuda de diferentes procesos.
- Suspender los recortes en el pozo una vez que la circulación del fluido se haya detenido.
- Lubricar y enfriar la barrena, así como lavar la superficie trituradora.
- Ejercer suficiente presión hidrostática para evitar el brote de los fluidos de la formación.
- Mantener el pozo estable y lubricado, para que la sarta pueda ser reinsertada varias veces durante las operaciones de perforación o, para facilitar la colocación de la tubería de revestimiento [19].

2.2 Fluidos base agua

Son los más usados a nivel mundial en la industria de perforación. En este sistema la fase continua puede ser agua dulce o de mar. A la base de éste fluido se le adicionan aditivos químicos como arcillas, polímeros, densificantes y otros aditivos para el control de algunas variables [17]. El fluido de perforación debe tener la densidad suficiente para transportar los recortes hacia la superficie, así como para contribuir a la estabilidad del pozo, incrementando la presión ejercida por el fluido auxiliar sobre la superficie de la formación en el fondo del pozo. Un método para incrementar la densidad de los fluidos de perforación, es agregando sales disueltas a los fluidos; como cloruro de sodio, cloruro de calcio y bromuro de calcio, en forma de salmuera. Otro método es agregando partículas inertes de alta densidad para formar una suspensión. A estas partículas a menudo se les llama agentes pesados y generalmente incluyen minerales en polvo [26]. Habitualmente el fluido base agua está constituido por arcillas coloidales como la bentonita, el cloruro de potasio, el hidróxido de sodio, la lignita, el sulfato de bario, la mica, los polímeros, partículas de cáscara de nuez, entre otros aditivos, dependiendo de las necesidades particulares del pozo [27].

La bentonita es utilizada universalmente como aditivo para controlar la reología de los fluidos de perforación base agua, además, ayuda a disminuir las pérdidas por filtración mientras se perfora. La bentonita es una nano-arcilla natural cargada negativamente y compuesta principalmente de montmorillonita sódica [28].



Figura 2.2. Lodo de perforación.

La bentonita en forma bruta, es una roca blanda, friable y untosa, con coloraciones café marrón, aunque en ocasiones puede ser verde. Su grano es extremadamente fino, midiendo hasta 70 nm de diámetro [29]. En forma natural, la bentonita es una roca blanda de composición sódica cálcica que tiene una consistencia parecida al caolín o caolinita (mineral de arcilla), untuosa y friable. Las formas pulverizadas comerciales se obtienen mediante molienda y clasificación por ventilación, a veces por lavado y también por formación de un gel alcalino. La bentonita tiene la propiedad de hincharse al entrar en contacto con el agua, aumentando hasta cinco veces su volumen original [30].

Cuando la bentonita se mezcla con agua, el lodo resultante tiene mayor viscosidad y, posee la habilidad de suspender los recortes de perforación pesados y gruesos. Tiende a formar una retorta de lodo, que disminuye la permeabilidad en las paredes del pozo perforado. Debido a estos atributos, la bentonita es un buen fluido de perforación para barrenos de gran diámetro, mayores a las 12 ¼ pulgadas. El lodo es preparado con agua y la concentración apropiada de bentonita. Generalmente, no es tratado químicamente, sin embargo, puede añadirse cemento, limos, o sosa cáustica para incrementar la viscosidad y dar al lodo una textura para sellar las posibles zonas de pérdida en formaciones con superficies no consolidadas y, para remover los recortes.

Existe una gran variedad de fluidos de perforación base agua, como aquellos a los que se les agregan polímeros, pudiendo ser solo una mezcla de agua y polímeros, o una mezcla de lodos y polímeros. Este tipo de fluidos de perforación tienen costos superiores a los de la bentonita, lo que hace que su implementación sea menos común [18].

2.3 Fluidos aireados

Los fluidos aireados, pueden ser preparados con la aplicación de aire, niebla, líquido aireado o sistemas de fluidos aireados de perforación. Con el uso de estos fluidos se reducen los costos de perforación, debido principalmente a que la velocidad de barrenado se incrementa, en comparación con los fluidos convencionales base agua. La Figura 2.3, muestra los cuatro tipos de sistemas de fluidos aireados usados comúnmente para perforación, así como el porcentaje de aire utilizado para la preparación de cada tipo de fluido. Se aprecia que para la elaboración de la espuma se puede usar desde un 55 hasta un 99% de aire [31].

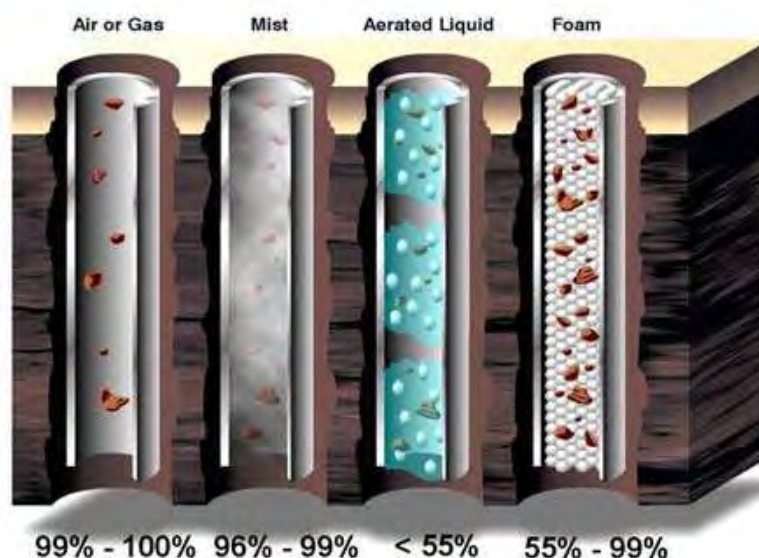


Figura 2.3. Diferentes tipos de sistemas de fluidos aireados de perforación, con el porcentaje de aire suministrado [31].

Los fluidos base aire implican la inyección de aire comprimido, en ocasiones mezclado con agua o agente espumante, esto para reducir tanto la densidad de la columna de fluido dentro del pozo, como la presión hidrostática dentro del espacio anular, la cual es ligeramente menor o, balanceada con la presión de la formación y de las zonas del subsuelo donde se pierde fluido.

2.3.1 Ventajas de los fluidos aireados

En muchas ocasiones, la perforación de pozos se realiza en ambientes adversos que requieren de un gran esfuerzo para obtener los recursos en zonas de presión reducida. En estas zonas, el uso de los fluidos aireados para perforación bajo balance hace la diferencia, minimizando los problemas comunes de perforación, lo cual proporciona ventajas significantes, algunas de ellas se mencionan a continuación.

2.3.1.1 Incremento de la velocidad de perforación

La presión en la cara de la formación es ejercida por la suma de pérdidas de fricción anular y la columna hidrostática de lodo. Por medio de la perforación con fluidos aireados, se puede disminuir considerablemente el peso de la columna hidrostática, incrementando de 2 a 5 veces la velocidad de penetración, ya que la presión diferencial entre la presión en la cara de la formación y la presión de poro disminuye y, a su vez las pérdidas de fricción en el sistema disminuyen.

2.3.1.2 Incremento en la vida de la broca

La perforación con fluidos aireados, elimina el confinamiento impuesto por la presión de columna hidrostática sobre el subsuelo, disminuyendo el esfuerzo aparente de la roca y, por consiguiente, reduce el trabajo que se debe hacer para perforarla. La vida útil de la broca se incrementa porque el pozo se perfora más rápidamente y la remoción de cortes desde la broca es más eficiente.

2.3.1.3 Reducción de pérdidas de circulación

Cuando la presión ejercida por la columna de lodo es mayor que la presión de fractura del estrato, se generan pérdidas de fluido hacia la formación, lo cual resulta ser costoso, particularmente si se usan sistemas de lodo especiales, ya que el fluido perdido debe ser reemplazado. Los fluidos aireados permiten obtener una presión hidrostática menor o igual que la presión de formación, evitando la invasión de fluidos a la misma.

2.3.1.4 Producción temprana

Cuando un pozo es perforado con fluidos de baja densidad, la producción de recursos puede empezar tan pronto como la zona productiva es perforada. Para ello se necesita contar con un equipo de superficie adecuado, y así es posible recolectar los fluidos del yacimiento mientras se perfora.

2.3.1.5 Exclusión de los problemas de perforación

Algunos problemas que se presentan con el uso de lodos convencionales de perforación, son eliminados con la perforación bajo balance con fluidos aireados.

Problemas como la pega diferencial, pérdidas de circulación, daños en la formación, efectos ambientales adversos, pueden ser erradicados o reducidos con la utilización de fluidos de perforación de baja densidad.

2.3.1.6 Reducción de efectos ambientales.

Cuando se perfora con fluidos secos o gaseosos, no hay fluidos de perforación potencialmente perjudiciales que tengan que ser dispuestos después que es concluida la perforación. Los químicos usados en la técnica de perforación con niebla y espuma, son surfactantes biodegradables que no causan efectos adversos significativos al medio ambiente.

2.3.2 Desventajas de la perforación con fluidos aireados

Al igual que muchas tecnologías, la perforación con fluidos aireados tiene algunas desventajas, mismas que se describen a continuación.

2.3.2.1 Inestabilidad del agujero.

La inestabilidad del pozo es una de las limitaciones principales de la perforación bajo balance con fluidos aireados, ya que no hay un agente arcilloso que sostenga las paredes del pozo. El colapso del agujero como resultado del esfuerzo de la roca, es uno de los aspectos a considerar. Esta limitación a la presión bajo balance, está principalmente influenciada por los esfuerzos prevalentes en la formación, la presión interna del yacimiento, las vibraciones y la geometría del agujero.

Existen dos tipos de inestabilidad en el agujero; la inestabilidad mecánica y la inestabilidad química. La inestabilidad mecánica se presenta cuando la densidad del fluido no es suficiente para evitar el derrumbe de las paredes de la formación. Esfuerzos tectónicos inducidos o condiciones físicas como la inconsolidación, contribuyen a este tipo de inestabilidad. Por su parte, la inestabilidad química, que es el resultado de la interacción entre el fluido de perforación y la formación, como se ve en las formaciones de lutitas y arcillas. La inestabilidad del agujero, ya sea química o mecánica, puede resultar en un atrapamiento de la sarta de perforación.

2.3.2.2 Influjos de agua.

La presencia de influjos de agua puede impedir la perforación bajo balance por muchas razones. El influjo de agua en un yacimiento depresionado, puede causar problemas graves en un pozo perforado bajo balance. Si el gasto es suficientemente alto, el pozo se puede matar como resultado de este influjo. Cuando se perfora con espumas, el influjo de agua puede comprometer la inestabilidad de la espuma, disminuyendo su capacidad de arrastre y cambiando las condiciones hidráulicas del sistema.

Cuando se perfora solo con aire o gas, el agua de la formación puede humedecer los recortes de perforación en el fondo del agujero, causando que se adhieran unos a otros y se acumulen especialmente en donde el diámetro de la tubería se reduce y la velocidad anular disminuye repentinamente. Esta acumulación de recortes forma lo que se conoce como anillos de lodo, los cuales pueden llegar a ser de tal magnitud que pueden ocasionar atrapamientos de sarta.

2.3.2.3 Corrosión

En la perforación bajo balance con fluidos aireados, la corrosión es producida por la degradación del hierro al realizarse una reacción química con el agua y el oxígeno con gases corrosivos presentes en la formación, tales como el ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). El hierro degradado es convertido en hidróxido de hierro que es comúnmente denominado óxido, que puede reconocerse por ser flojo, escamoso y de color rojizo.

2.3.2.4 Vibraciones de la sarta y ensamble en el fondo.

La vibración de la sarta de perforación ha sido un problema crítico en operaciones de perforación bajo balance, ya que hay menos menor cantidad de líquido en el pozo para amortiguar el efecto de la vibración. El efecto de la vibración por la falta de líquido es especialmente severo en las conexiones de la tubería de perforación, sobre todo en el ensamble de fondo.

2.3.3 Perforación con aire

En esta técnica de perforación, la función principal de circular aire, es levantar los recortes generados en el fondo del agujero y acarrearlos hasta la superficie, con la finalidad de prevenir daños a la sarta o atrapamientos por su acumulación en la herramienta. Su principio físico se basa en que el flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre en cada corte en particular, que es opuesta a la gravedad. La experiencia de algunos expertos, indica que las operaciones de perforación en calizas alcanzan un eficiente transporte de recortes, cuando la velocidad del aire iguala o excede a los 3000 pies por minuto [5].

2.3.4 Perforación con nitrógeno

Las operaciones que utilizan nitrógeno como fluido de perforación o como componente del mismo, tienen ventajas notables sobre el aire, ya que la mezcla de nitrógeno con hidrocarburos gaseosos no es inflamable, reduciendo la posibilidad de fuego subterráneo. De acuerdo con el Colegio de Minas de Estados Unidos de Norteamérica, a una presión atmosférica se requiere de al menos 12.8% de oxígeno, antes de que sea posible crear una mezcla inflamable de O_2 , N_2 y metano.

2.3.5 Perforación con gas natural.

El empleo de gas natural previene la formación de mezclas inflamables en el fondo, cuando se perfora en el intervalo productor de hidrocarburos. El gas natural forma casi invariablemente, una mezcla combustible cuando se libera a la atmósfera; esto implica tener un mayor potencial de fuego en la superficie, por lo que es necesario realizar ajustes en los procedimientos de operación con relación al empleo de aire.

2.3.6 Perforación con niebla

La perforación con niebla es una de las diferentes técnicas en donde el fluido es una mezcla de dos fases; líquido y gas. En la práctica es frecuente obtener perforación con niebla, cuando al perforar con aire se incorpora una pequeña

cantidad de agua con un agente espumante. La niebla se forma si la fracción de volumen de líquido se encuentra en uno o dos por ciento abajo respecto al gas, a las condiciones prevalecientes de presión y temperatura. La espuma tiene mucha mayor viscosidad que la niebla y el aire seco, así como también tiene mayor eficiencia en el transporte de recortes. La fase líquida en la perforación con niebla es agua con surfactante y un inhibidor de corrosión; formando la niebla por la inyección de líquido dentro del flujo de gas [5].

2.3.7 Perforación con líquidos gasificados

Originalmente los lodos aireados constituyen la mayoría de los fluidos de perforación con líquidos gasificados. Su base líquida está conformada por agua, aceite, diésel o lodo que se gasifica utilizando aire, nitrógeno o menos frecuente, por gas natural. Si un sistema de espuma es demasiado ligero para el pozo, se puede utilizar un sistema gasificado. En estos sistemas el líquido se gasifica para reducir la densidad. Los líquidos gasificados generalmente no contienen surfactante y siempre tienen considerable volumen de líquido bajo condiciones de fondo del pozo. Recientemente los líquidos gasificados se han convertido en los fluidos de perforación predominantemente usados en la perforación de pozos horizontales, sin embargo, la estimulación en largos intervalos horizontales para vencer el daño a la formación resulta difícil y costosa.

2.3.8 Perforación con espuma

El sistema de espuma estable se logra inyectando una mayor cantidad de líquido y un agente espumante o surfactante. Es un fluido de perforación muy bueno con una capacidad de acarreo de recortes muy alta, por su elevada viscosidad y una densidad baja, lo que permite tener columnas hidrostáticas reducidas en el pozo.

En los sistemas de espuma tradicional, una espuma estable mantiene dicha condición incluso cuando retorna a la superficie, presentándose en un problema si la espuma no puede romper lo suficientemente rápido, es decir que no se separa la fase líquida de la gaseosa. En los antiguos sistemas de espuma, la cantidad de agente antiespumante tenía que ser examinada cuidadosamente para que la espuma rompiera antes de que cualquier fluido dejara los separadores. Especialmente en la perforación con los sistemas cerrados de circulación, la espuma estable podría causar problemas de sobre flujo por los separadores. Los sistemas de espuma recientemente desarrollados, permiten que sean más fáciles de romper y los sistemas de circulación cerrados permiten que el líquido sea reciclado, resultando una disminución en la cantidad de agente espumante y fluido utilizado.

En superficie, la calidad de la espuma utilizada para la perforación está normalmente entre 80% y 95%. Esto significa que entre el 80 y 95% del fluido es gas y el restante porcentaje es líquido, generalmente agua. En el fondo del pozo, debido a la presión hidrostática de la columna en el espacio anular, la relación mencionada cambia, porque el volumen de gas se reduce al comprimirse. Una calidad promedio en el fondo del pozo está entre 50 y 60%.

2.3.8.1 Características de la perforación con espumas

A continuación, se enlistan algunas de las características principales de la perforación con espuma.

- La adición de líquido en el sistema reduce el influjo de agua.
- Alta capacidad de acarreo de recortes de perforación.
- Alta velocidad de penetración por baja densidad y buena limpieza.
- Reduce caudales de bombeo de líquido por su capacidad de acarreo.
- Reduce tendencia de baches dentro del pozo.
- No afecta la remoción de recortes ni la densidad equivalente de circulación, cuando se presentan recortes ocasionales en los retornos de la espuma a superficie.
- Es necesario buen control en superficie y condiciones estables en el fondo del pozo.
- Es necesario pre-diseñar el sistema de rompimiento de espuma en superficie antes de la operación.
- Se requiere de equipo adicional en superficie [5].

La perforación con espuma no solamente es más rápida que con lodos convencionales, sino que además es indispensable en lugares donde el abastecimiento de agua está limitado o en sitios donde existen cavernas en el subsuelo. La espuma necesita relativamente un volumen pequeño de aire, por lo que los gastos del equipo para un tamaño de pozo dado se reducen sobre aquellos necesarios para la utilización de solamente aire. Sin embargo, la espuma permanece estable y requiere un largo período de tiempo para disiparse al volumen del líquido original después de regresar a la superficie, por lo tanto, se necesitan una presa extremadamente grande para contener la espuma y permitir una decantación de recortes. Por ello, es común que el fluido espumante no pueda ser reutilizado, por lo que hay que preparar el fluido necesario para la perforación, consumiendo en ocasiones, una gran cantidad de aditivos e ingredientes, lo que provoca un incremento en los costos [32].

La espuma está compuesta por burbujas de gas dispersas uniformemente en una fase líquida continua y, puede ser tratada como un líquido homogéneo con densidad y viscosidad variable. Cuando la espuma es considerada como un fluido homogéneo, esta es probablemente el único fluido no newtoniano compresible. El término espumantes, seguido se asocia con jabón, sin embargo, el término apropiado es surfactantes, que significa agente de superficie activa. Los surfactantes trabajan en las interfaces entre el aire y el agua, para disminuir la tensión superficial, así el surfactante mantiene las burbujas de aire en un anillo de agua, por lo tanto disminuye su peso, permitiendo el movimiento efectivo de la presión de columna de agua [33].

Para la elaboración de la espuma se utiliza aire, agua y surfactantes. Los surfactantes son moléculas que tienen una fracción de cabeza polar hidrofílica y, una cola hidrofóbica de fracción no polar, manteniéndose principalmente en la interface aceite/agua o aire/agua. Si el surfactante está dentro de la fase acuosa, su grupo polar puede estar rodeado de moléculas de agua (solvatación) (Figura 2.4). Si el surfactante está disuelto en una fase oleica, su grupo apolar posee interacciones con el solvente [34]. Existe en el mercado nacional, una gran diversidad de agentes surfactantes para perforación, de los cuales muchos son importados.

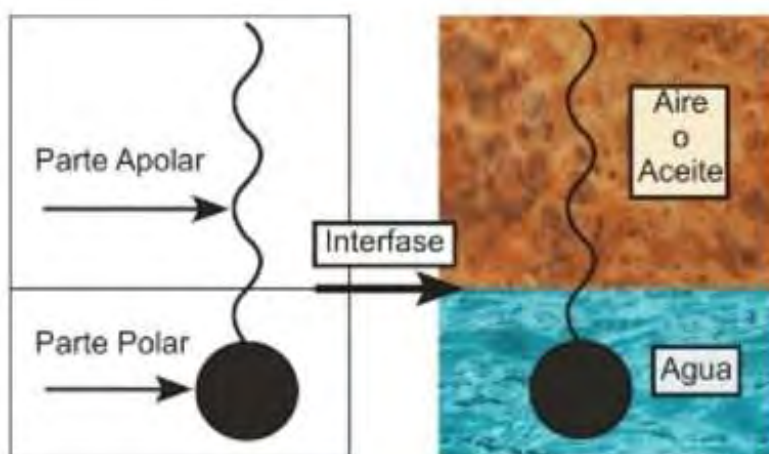


Figura 2.4. Ubicación de la molécula de surfactante en la interfase.

2.4 Fluidos base aceite

Los fluidos base aceite se han utilizado desde la década de 1920, pero fue hasta la década siguiente que la industria comenzó a experimentar más asiduamente el uso de esos fluidos. En 1934, se añadió crudo al lodo de perforación para reducir el atascamiento de la sarta de perforación en Oklahoma. Al año siguiente, Humble Oil Company, utilizó el petróleo en el lodo de perforación para reducir el derrumbe de las lutitas y, en 1936, Shell Oil Company creó un programa de investigación para desarrollar un fluido de perforación base aceite. En 1937, se dieron a conocer aumentos en las velocidades de perforación, atribuidos al petróleo agregado a los fluidos. En la década de 1960 se comenzaron a utilizar emulsiones base aceite, o emulsiones inversas, en la cuenca de los Ángeles, California. El alto contenido de agua de estos lodos de hasta 40% en petróleo refinado, los hacía menos inflamables y menos costosos que los lodos base aceite concentrados. La industria advirtió que inclusive la descarga de recortes de perforación humedecidos con aceites minerales, podría tener un impacto ambiental de larga duración [35].

En este tipo de fluidos de control, la fase continua es aceite y su contenido de agua va del 1 al 15%. Los lodos de emulsión inversa se refieren a una emulsión de agua en aceite en donde la fase continua es el aceite y la discontinua es el agua en forma de gotas. Es emulsión inversa cuando el contenido de agua es del 5 al 50%. Para formar una película de aceite alrededor de las gotas de agua se requiere de emulsificantes, aditivo que mantendrá estable la emulsión.

Los fluidos base aceite son utilizados en la perforación de lutitas hidrófilas y zonas productoras con alta temperatura. También en formaciones depresionadas donde se requiere baja densidad del fluido o, en trabajos de reparación de pozos. Se consideran salados porque su salinidad varía entre 30 mil a 350 mil ppm. Los de emulsión directa se preparan con el 80% de diésel, 18% de agua y un 2% de emulsificantes [17].

2.5 Fluidos de perforación para la industria geotérmica

Los fluidos geotérmicos pueden ser aire, líquido o una mezcla de ambos. El aire es altamente compresible y su volumen depende de la temperatura. Por otra parte, los líquidos son un poco compresibles y la temperatura produce cambios mínimos en su volumen. Grandes volúmenes de perforación y pérdidas frecuentes de circulación, significan que el consumo de fluido de perforación puede ser elevado y por lo tanto costoso, especialmente cuando se utilizan lodos de perforación. La caída de presión en el fluido al ir circulando en la sarta de perforación y ascendiendo por el espacio anular, tiene como resultado altas presiones de bombeo. El fluido de perforación geotérmico tiene un impacto importante en el costo del combustible, lo cual puede ser representado por las altas presiones de bombeo combinadas con el gran caudal; por lo tanto, se debe alcanzar un equilibrio entre el costo y efectividad de los fluidos de perforación.

En la literatura existen varios artículos en el área de los fluidos de perforación, sin embargo, están orientados principalmente a la perforación petrolera. Hay algunos artículos de fluidos geotérmicos, enfocados hacia lodos de perforación y las modificaciones y tratamientos hechos para utilizarlos en reservorios de alta temperatura.

En 2006 Hagen Hole [18], en sus notas de perforación geotérmica y usos directos, del Programa de entrenamiento geotérmico de la Universidad de las Naciones Unidas (UNU-GTP), describe a los fluidos aireados para pozos geotérmicos. Señala que estos fluidos pueden ser usados para resolver algunos problemas en los reservorios con una mesa de agua baja. También señaló que los fluidos aireados permiten una circulación completa, por lo tanto, también una mejor limpieza y una mejor oportunidad de alcanzar la profundidad objetivo. Hole también reportó, una mejora en la productividad en pozos perforados con fluidos aireados en la sección de pozo abierto, debido a un menor daño en la formación. Asimismo, esta técnica permite recolectar muestras en la superficie para su análisis geológico.

2.6 Transferencia de calor en fluidos de perforación

La transferencia de calor puede definirse como la energía en tránsito debida a una diferencia de temperaturas, siempre que exista una diferencia de temperaturas en un cuerpo o entre cuerpos, debe ocurrir una transferencia de calor. Una de las funciones principales de un fluido de perforación es enfriar la barrena y los demás componentes de la sarta de perforación [19][25]. De acuerdo a varios investigadores, del 85 al 98% de la energía suministrada a la barrena, se gasta en el calentamiento de la misma, solo del 2 al 15% se emplea en la trituración de la roca. Si se utilizan brocas PDC, del 90 al 95% de la energía se disipa en forma de calor. La conductividad térmica de la herramienta es mayor de 2 a 3 órdenes de magnitud que la conductividad de las rocas o de los fluidos de enjuague [36]. Por lo tanto, la cantidad principal de calor generada en la superficie de trabajo en el pozo, es absorbida por la herramienta de corte, contribuyendo a su desgaste prematuro. Las temperaturas de contacto altas, son la razón principal que limita a la productividad de las tecnologías y determina el consumo de energía y la intensidad de los recursos en el proceso de perforación [36].

Los fluidos de perforación en estado líquido, como los lodos de perforación, son utilizados para enfriar y lubricar la barrena. Estos fluidos deben ser térmicamente estables, fáciles de bombear, amigables con el medio ambiente y capaces de estabilizar la presión dentro del pozo [37]. El fluido de perforación es calentado por la roca de la formación que es enfriada, este proceso de transferencia de calor es un fenómeno dependiente del tiempo durante la perforación. El efecto de la conductividad térmica de los fluidos auxiliares y, de su capacidad calorífica, es crucialmente importante para el enfriamiento de la sarta de perforación [38]. Para el cálculo de la transferencia total de calor, con parámetros como las temperaturas del fluido a la entrada y salida de un sistema, se puede aplicar un balance global de energía, el cual se calcula con la ecuación 1 [39][37]:

$$Q = \dot{m}c_p\Delta T \quad (1)$$

Donde Q es el calor transferido, $\dot{m}$ es el flujo másico, c_p es la capacidad calorífica o calor específico a presión constante y, ΔT es la diferencia de temperatura entre la salida y la entrada del sistema. Se sabe que se requieren distintas cantidades de energía para elevar un grado la temperatura de masas idénticas pertenecientes a sustancias diferentes. El calor específico es la propiedad que permite comparar la capacidad de almacenaje de energía de varias sustancias, se define como la energía requerida para elevar en un grado la temperatura de una unidad de masa de una sustancia. Existen dos tipos de calores específicos: calor específico a volumen constante c_v y calor específico a presión constante c_p . El calor específico a volumen constante se puede considerar como la energía requerida, para elevar en un grado la temperatura de una unidad de masa de una sustancia, cuando el volumen se mantiene constante. La energía requerida para hacer lo mismo cuando se mantiene constante la presión, es el calor específico a presión constante c_p . El calor específico a presión constante c_p es siempre mayor de c_v , porque la presión constante permite que el sistema se expanda y, la energía para realizar este trabajo

de expansión también debe ser suministrada al sistema. Las expresiones para el calor específico a volumen constante y a presión constante, se muestran en las ecuaciones 2 y 3 respectivamente [40].

$$c_v = \left(\frac{\partial u}{\partial T} \right)_v \quad (2)$$

En donde c_v es el calor específico a volumen constante, ∂u es el cambio en la energía interna de la sustancia y, ∂T es la diferencia de temperatura de la sustancia. El subíndice v solo es para hacer referencia a que el proceso se está dando a volumen constante.

$$c_p = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p \quad (3)$$

En donde c_p es el calor específico a presión constante, ∂h es la diferencia de entalpía de la sustancia al inicio y al final del proceso, ∂T es la diferencia de temperatura de la sustancia al inicio y término del proceso. El subíndice p , indica que el proceso se realiza a presión constante.

Los calores específicos se expresan en términos de otras propiedades; de esta manera, deben ser propiedades por sí mismas. Como cualquier otra propiedad, los calores específicos de una sustancia dependen del estado, que generalmente se especifica mediante dos propiedades intensivas, independientes. Es decir, la energía requerida para elevar en un grado la temperatura de una sustancia, difiere a temperaturas y presiones distintas, pero normalmente esta diferencia no es muy grande. Las ecuaciones 2 y 3 expresan relaciones de propiedades, por lo que son independientes del tipo de proceso, por lo tanto, son válidas para cualquier sustancia que experimente cualquier proceso [40].

Una operación de perforación exitosa, requiere entre otras cosas, una comprensión completa de la reología y las propiedades térmicas de un fluido de perforación, esto ha motivado a la realización de numerosos estudios teóricos y experimentales [41]. Las características del lodo de perforación para condiciones de alta temperatura y presión son importantes, ya que los fluidos necesitan estar estables a temperaturas elevadas y proveer las propiedades reológicas y de filtración requeridas por el pozo. La tasa de transferencia de calor de los fluidos de perforación es crítica para mantener un fluido estable y, prever el sobrecalentamiento de los componentes de la sarta de perforación. Idealmente los fluidos de perforación deben presentar un bajo deterioro, gran estabilidad, reología consistente y una tasa alta de transferencia de calor.

2.6.1 Estudios previos de transferencia de calor en fluidos de perforación

Nanopartículas a base de sílice, fueron estudiadas a condiciones de alta presión y alta temperatura por Srivatsa y Siaja [42]. La sílice tiene una estabilidad a temperaturas superiores a los 250 °F, lo cual lo hace un aditivo ideal para los fluidos de perforación. Srivatsa y sus colaboradores presentaron sus resultados con condiciones alta temperatura y presión, agregando y sin agregar partículas de sílice, y mostraron que el surfactante que utilizaron no era estable a 392 °F y 1000 psi, sin embargo, fue estable cuando se mezcló con nanopartículas de sílice.

Mao [43], utilizó un nanocompuesto a base de sílice y, observó una reducción de la pérdida de filtración a condiciones de alta temperatura y presión de un 69%, después de reposar a 802 °F por 16 horas, lo cual mostró que el fluido es estable con un poco o una degradación nula. Hassani [37], también realizó experimentos agregando sílice, reportando una mejora del 16.9% en la conductividad térmica de un fluido de perforación base agua, por medio de la adición de nanopartículas de sílice, con una concentración del 2 % de la masa del agua. Los resultados obtenidos por Mahmoud [44], sin embargo, indicaron que degenerar sílice a 350 °F y 500 psi, tenía un efecto negativo y resulta en una pérdida de resistencia de gel del fluido. Por otra parte, Needaa [45], determinó que utilizando nanopartículas de sepiolita se puede estabilizar la reología de los fluidos de perforación base agua, a presiones mayores de 6000 psi y temperaturas superiores a los 356°F.

Uno de los primeros estudios para probar las nanopartículas a base de metal de transición a condiciones de alta temperatura y presión en fluidos de perforación base agua, fue desarrollado por William [46]. Se probaron muestras de nanopartículas a base de cobre y zinc, mostrando un incremento de la conductividad térmica en un 53% y 23% respectivamente. También Ponmani [47], trabajó con partículas de cobre y zinc, mostrando que el uso de estas a nivel nanométrico, provee una conductividad térmica superior que cuando se agregan a nivel micrométrico. Otro que trabajó con nanopartículas de hierro fue Barry, quien hizo pruebas de filtración y retorta a condiciones de alta temperatura y presión; 115 psi y 392 °F. Nanopartículas de hierro desempeñaron mejor estas condiciones que con las condiciones ambientales, con un decremento en el volumen de filtración [48].

Aftab [49], realizó pruebas con nanopartículas de zinc en fluidos de perforación base agua a condiciones de presión y temperatura altas, para las propiedades de filtración de fluido. Las pérdidas por filtración se redujeron levemente, de 13.5 ml a 10.5 ml, a 250 °F y 500 psi de presión, ya que la concentración de zinc se incrementó de 0 a 1 g en una muestra de 350 cm³ de fluido de perforación.

Mahmoud [50], demostró que la viscosidad y el esfuerzo cortante del fluido se estabilizaban con la adición de nanopartículas de hierro, a temperaturas superiores a los 200 °F, y cambios menores en las propiedades reológicas cuando se deja reposar a 350 °F durante 16 horas. También se concluyó que las pérdidas por filtración se reducían a temperaturas de alta temperatura y alta presión, con la

adición de estas nanopartículas, donde la concentración óptima fue de 0.5% la masa del agua.

Ismail [51], examinó la adición de nanopartículas a base de carbón en fluido de perforación base agua, con presiones y temperaturas altas. Se monitoreó el comportamiento de la reología y la pérdida del fluido a temperaturas superiores a los 250 °C, concluyendo que el incremento en la temperatura reduce la viscosidad plástica y la resistencia de gel de la muestra. Sin embargo, las condiciones no mostraron una diferencia significativa en la pérdida por filtración.

Taha y Lee [52], observaron una mejora en la reología del extremo inferior (en un rango del 200%) sin afectar la viscosidad plástica y el punto de cedencia, utilizando nanopartículas de grafeno en fluidos de perforación base agua, con concentraciones superiores al 5% de la masa del agua y temperaturas superiores a los 350 °F.

Halali [53], desarrolló experimentos con nanotubos de carbono, con concentraciones superiores al 0.8% m_i a temperaturas de 248, 302, 347 y 392 °F. Encontrando que la viscosidad se puede incrementar, especialmente a bajas tasas de corte. La pérdida de fluido se reduce más del 93.3% y la conductividad térmica también se mejora en un 12%.

Hassani [37], estudió la aplicación de nanotubos de carbono en fluidos de perforación base agua, mostrando un incremento del 12% en la conductividad térmica con una concentración del 2 % w_i, siendo menores que los valores obtenidos al agregar las mismas concentraciones de sílice y zinc, que reportaron un incremento de 16.9% y 22% en la conductividad térmica, respectivamente. Abdo [54], utilizó nanopartículas Pal y, concluyeron que los fluidos de perforación base agua mostraron una perfecta estabilidad a temperaturas superiores a los 392 °F. En otro trabajo, Song [55], probó el uso de nanopartículas de celulosa en fluidos de perforación y, encontró que el volumen de pérdidas por filtración se reducía con concentraciones altas de nanopartículas, con temperaturas y presiones de 199°F y 100 psi, respectivamente.

Krishnan [56], se enfocó en las nanopartículas de boro y analizó las pérdidas de fluido y la estabilidad a temperaturas superiores a los 302 °F y presiones de 500 psi. Determinó que las propiedades del fluido de perforación a condiciones de temperatura y presión elevadas, podían resistir altas temperaturas y prevenir la descomposición de los polímeros. En pruebas de campo en Birmania, las nanopartículas de boro fueron utilizadas con concentraciones de 0.02 w_i en condiciones de temperatura de aproximadamente 349 °F en el fondo del pozo, y no se encontró ninguna degradación en el sistema de fluidos. Otro trabajo con nanopartículas fue el presentado por Chai [57], quien confirmó que el uso de nanotubos de carbono de pared múltiple en fluidos de perforación base aceite, podía incrementar la conductividad térmica del fluido cuando se utilizaban altas concentraciones de éstas.

2.7 Transporte de recortes en fluidos de perforación

La limpieza de los hoyos es una de las operaciones más importantes dentro de los procesos de perforación de pozos y, en el estudio de yacimientos y formaciones geológicas. Dicha operación, además de brindar la posibilidad de seguir perforando eficientemente y de manera continua, permite lubricar la barrena de perforación y dejar el espacio anular generado, listo para operaciones posteriores como la cementación, la terminación y la explotación del pozo. El interés en estos procesos ha permitido que el estudio del comportamiento de fluidos newtonianos y no newtonianos en flujo anular vertical, tenga una creciente atención desde hace más de cincuenta años, debido a la necesidad de mejorar el proceso industrial en sí mismo, disminuir los costos asociados a la perforación y, más recientemente, mejorar la calidad de los fluidos utilizados para lograr el menor impacto ambiental posible, con la mayor eficiencia en transporte de sólidos [58].

Entre las funciones que deben cumplir los fluidos de perforación se encuentran la suspensión y remoción de sólidos. El fluido debe ser capaz de extraer la mayor cantidad de ripios generados por la barrena y llevarlos a superficie. Una alta viscosidad es conveniente cuando se taladra a bajas velocidades anulares, mientras que viscosidades menores son requeridas a elevadas velocidades anulares. De allí que los fluidos de comportamiento pseudoplástico resulten ideales en la formulación de lodos de perforación, ya que es esa pseudoplasticidad la que brinda al fluido la capacidad de suspender los recortes, incluso a condiciones de parada, lo cual es altamente beneficioso a nivel práctico [58].

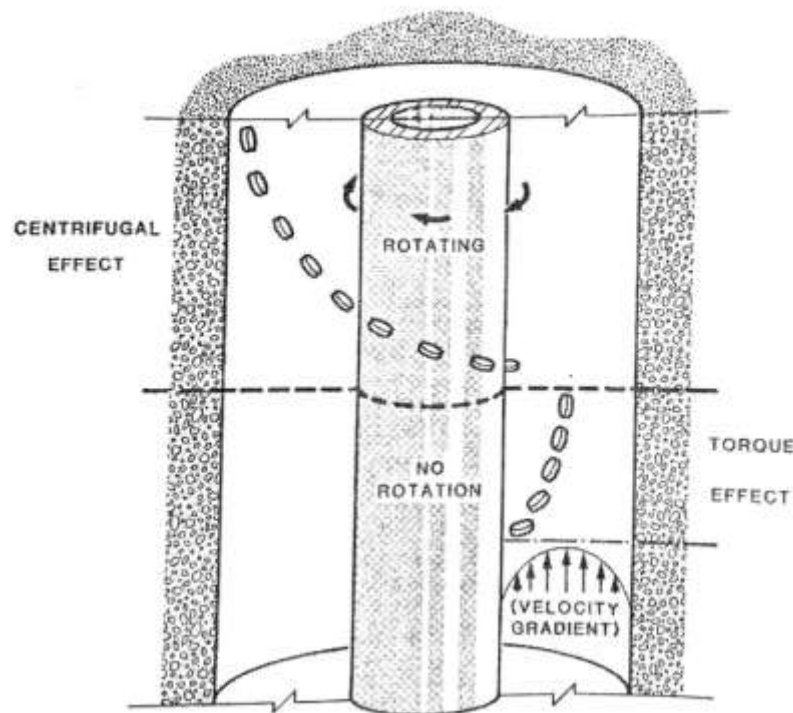


Figura 2.5. Diagrama que ilustra algunos parámetros importantes en el transporte de recortes [59].

La habilidad de un fluido de perforación para remover recortes se ve afectada por diversos factores y, existe una teoría que puede dar cuenta de todos los fenómenos observados. Algunos de estos factores son la densidad y la reología del fluido, la dimensión, la excentricidad del espacio anular, la velocidad del flujo en este último y el régimen de flujo, la rotación de la tubería, la densidad de los recortes, el tamaño y forma de los recortes, entre otros [59].

La Figura 2.5 muestra algunas características generales del transporte de recortes en flujo laminar. Si las partículas tienen una forma irregular, están sometidas a torque causado por el cortante del fluido. Cuando la tubería de perforación está rotando, el efecto centrífugo causa que las partículas se muevan hacia la pared exterior del anular. El proceso es muy complicado porque la viscosidad de los fluidos no newtonianos varía acorde a la tasa de cortante, y además, la viscosidad cambia con respecto a la posición radial. Finalmente, las tasas de transporte son fuertemente dependientes de la forma y tamaño de la partícula, lo cual, en una situación de campo, son irregulares y variables [59].

La única forma práctica para estimar la velocidad de deslizamiento de los recortes, es desarrollando correlaciones empíricas basadas en datos experimentales. Aun con este enfoque, hay una disparidad en los resultados obtenidos por diferentes autores [59]. Se ha propuesto que la correlación puede ser expresada como una relación entre un número de partícula de Reynolds, lo cual representa la geometría del flujo alrededor de las partículas, y el coeficiente de arrastre. El número de partícula de Reynolds para una partícula esférica (o disco) se define usualmente como:

$$Re_p = \frac{\rho_f * v_s * d_p}{\bar{\mu}} \quad (4)$$

En donde Re_p es el número de partícula de Reynolds, ρ_f es la densidad del fluido, v_s es la velocidad de sedimentación de la partícula sólida, d_p es el diámetro de la partícula sólida y $\bar{\mu}$ es la viscosidad media en el espacio anular. Esta definición tiene la ventaja de que puede ser aplicada para cualquier modelo de fluido siempre que la caída de presión en el flujo anular pueda ser calculada o medida. Sin embargo, algunos autores han utilizado definiciones alternativas [59]. El coeficiente de arrastre, también conocido como factor de fricción por algunos autores, puede ser calculado para partículas esféricas:

$$C_D = \frac{4d_p(\rho_p - \rho_f)g}{3\rho_f v_s^2} \quad (5)$$

En donde C_D es el coeficiente de arrastre de la partícula, ρ_p es la densidad de la partícula y g es la aceleración de la gravedad (9.81 m/s^2). Datos experimentales pueden ser ordenados como una relación entre el número de partícula de Reynolds

y el coeficiente de arrastre. La ecuación 4 puede ser utilizada para calcular la velocidad de sedimentación. Utilizando el coeficiente de arrastre adecuado e invirtiendo la ecuación 5, también se puede calcular ésta velocidad.

La espuma es un fluido pseudoplástico no newtoniano que tiene una gran viscosidad. Su viscosidad es más elevada que cualquiera de sus componentes líquido o gaseoso. Su densidad es usualmente menor que la del agua. Por lo tanto, la espuma podría promover un transporte de recortes eficiente. Su baja densidad permite un incremento en la tasa de penetración para perforación bajo balance. Las espumas además son estables a condiciones de alta temperatura y presión [60].

2.7.1 Tasa de transporte de recortes.

Los recortes de roca avanzan hacia la superficie a una tasa equivalente a la diferencia entre la velocidad del fluido y la velocidad de sedimentación de las partículas sólidas. La velocidad de la partícula relativa a la superficie se llama velocidad de transporte, y está dada por la ecuación 6 [61].

$$v_T = v_a - v_s \quad (6)$$

Donde v_T es la velocidad de transporte y, v_a la velocidad en el espacio anular. Con estos valores se puede calcular la tasa de transporte (F_T), que se define como la velocidad de transporte dividida por la velocidad anular, como se expresa en la ecuación 8 [62].

$$F_T = \frac{v_T}{v_a} \quad (8)$$

Para tasas de transporte de recortes positivas, los recortes se transportan hacia la superficie, en cambio, para una velocidad de sedimentación de partícula igual a cero, la velocidad de los recortes es igual a la velocidad anular y la tasa de transporte es igual a uno. Conforme la velocidad de sedimentación se incrementa, la tasa de transporte se reduce y la concentración de recortes en el espacio anular de camino a la superficie incrementa. Por lo tanto, la tasa de transporte de recortes es una excelente medida de la capacidad de acarreo para un fluido de perforación en particular [62].

2.7.2 Estudios previos en transporte de recortes

Pigott y Hall fueron los primeros en estudiar el flujo de lodos en tuberías. Trabajaron en conjunto y, no consideraron el estado estacionario, por lo que las relaciones obtenidas no tienen mucha aplicación. Más tarde Williams y Bruce concluyeron que un mejor transporte de sólidos, se obtenía al trabajar en régimen laminar, lo cual fue confirmado por Hopkin, quien concluyó que bastaba una velocidad ligeramente superior a la velocidad de sedimentación para lograr una buena limpieza del hoyo [58].

Zeidler [58], diseñó un equipo experimental con geometría de tubos verticales concéntricos, cuyo fin era determinar la velocidad de sedimentación considerando el tamaño de partícula, la rotación del tubo interno y la geometría, tanto para agua como para fluidos de perforación. De sus resultados se obtuvieron correlaciones empíricas para la velocidad de sedimentación, sólo para régimen laminar en un fluido newtoniano sin movimiento, es decir, no tomó en cuenta el efecto de la velocidad del fluido. Posteriormente el mismo autor desarrolló una correlación empírica para predecir la velocidad de transporte de sólido en estado estacionario para flujo laminar.

Sifferman [63], en sus investigaciones estudió el efecto en el transporte de recortes, causado por parámetros como la velocidad anular, la concentración de sólidos en la alimentación, la reología del fluido empleado, el tamaño de los recortes, la densidad del fluido, la rotación de la tubería interna, el tamaño del espacio anular y la excentricidad de la tubería. Estableció que, de estos parámetros, la velocidad anular y la reología del fluido son los más relevantes en el transporte de sólidos. Empleó agua, aceites y fluidos de perforación con partículas que simulaban los cortes de una perforación. También preparó soluciones de bentonita como fluidos no newtonianos. Concluyó que los fluidos más viscosos generan mejores tasas de transporte a la misma velocidad anular y, que los lodos muy viscosos pueden generar tasas de transporte típicas de régimen turbulento a condiciones de régimen laminar. Asimismo, determinó que el incremento de la velocidad anular favorece el transporte de sólidos, pero que existe un momento a partir del cual los incrementos sucesivos de la velocidad, generan incrementos menores en la tasa de transporte, hasta alcanzar un valor casi estable, a partir del cual la velocidad anular pierde efecto.

Thomas y Azar [64], estudiaron el efecto que tiene la excentricidad y la velocidad de rotación de la tubería de perforación, sobre la capacidad de transporte de sólidos en una geometría anular vertical para flujo laminar en estado estacionario. Concluyeron que el efecto de la excentricidad de la tubería, sobre la concentración anular de sólido, era despreciable.

Hussani y Azar [65], estudiaron el comportamiento de partículas sólidas en un sistema anular vertical, empleando fluidos de perforación reales, con la finalidad de determinar el efecto que tienen dentro del transporte de sólidos, variables como el tamaño de partícula, la velocidad de flujo anular, la viscosidad aparente y, el punto de cedencia del fluido. Sus resultados establecieron que la velocidad anular juega un rol primordial en el transporte de sólidos, principalmente en fluidos de baja viscosidad, puesto que a altas velocidades el efecto disminuye. Asimismo, determinó que el punto de cedencia del fluido, juega un papel importante solo a bajas velocidades anulares y, que la velocidad aparente no puede ser tomada como un indicador para el transporte de sólidos.

Chien [62], propuso una relación semiempírica que toma en cuenta los efectos de la reología del fluido sobre la suspensión y el arrastre del sólido, así como el tamaño y forma de partículas. Esta relación es capaz de determinar la velocidad de sedimentación de las partículas y, es válida tanto para fluidos newtonianos como no newtonianos y puede ser aplicada bajo cualquier régimen de flujo.

Rooki y Doulati [60], simularon numéricamente el proceso de transporte de recortes con espuma, utilizando el modelo euleriano de dos fases en pozos inclinados. Utilizaron el software FLUENT de dinámica de fluidos computacional (CFD) para este objetivo. Estudiaron los efectos de la calidad de la espuma, la rotación de la tubería de perforación, y la inclinación del pozo, en el fenómeno de transporte de recortes para espacios anulares excéntricos y concéntricos. Posteriormente compararon los resultados de simulación, con datos experimentales de estudios previos, con un error relativo del 8%. El estudio mostró la confiabilidad de la herramienta de simulación CFD en la reproducción de los procesos físicos actuales.

Siquier [58], realizó un estudio experimental en el área de flujo multifásico con fluidos no newtonianos. Analizó las variables que intervienen en el comportamiento de los fluidos de perforación a través de la sección anular, en un modelo piloto de pozo de perforación. Obtuvo datos experimentales para poder cuantificar y establecer la influencia de parámetros como la velocidad anular, la concentración de polímero en solución y la proporción de los polímeros en mezclas sobre la capacidad de transporte y los perfiles de concentración de sólidos. Empleó modelos matemáticos para calcular la relación de transporte de sólido y así, poder predecir el comportamiento de los fluidos. Encontró que los polímeros tienen un carácter pseudoplástico y que existen mejoras en la capacidad de transporte cuando se emplean soluciones de polímeros en lugar de agua. Las mezclas de polímeros son más eficientes para mejorar la suspensión de sólidos y por ende su transporte. En régimen turbulento el efecto viscoso es despreciable.

Pioroozian e Ismail [66], realizaron un estudio experimental para evaluar la eficiencia de la remoción de recortes, utilizando tres tipos de fluidos de perforación. Los estudios se realizaron utilizando un circuito de flujo opaco de 5.18 m de largo y 2 pulgadas de diámetro. Para cada caso, se determinó el desempeño en el transporte de recortes a partir de mediciones de peso. La viscosidad, la velocidad y la inclinación del pozo fueron estudiadas bajo varias condiciones de flujo. Se mostró que el incremento en la viscosidad del fluido mejoraba el transporte de recortes en 8% para todos los ángulos configurados. El régimen de flujo se mantuvo turbulento para todos los casos, mientras que la velocidad se mantuvo constante. Sin embargo, el aumento en la viscosidad a medida que el régimen de flujo se convertía en flujo transitorio o laminar, disminuyó el desempeño en el transporte de recortes en un promedio de 12%. La velocidad del fluido de perforación tuvo un impacto significativo en el transporte de recortes, pudiendo lograr un desempeño máximo del 98%.

Girmaa [67], estudió la sensibilidad de varios parámetros asociados con la limpieza de pozos desviados, utilizando el software WIIPlan TM/Landmark para el análisis. Los resultados fueron comparados con trabajos experimentales documentados en la literatura, presentando un resumen de las simulaciones. Propuso el desarrollo de pruebas de laboratorio futuras para investigar más a fondo, el efecto de la reología del fluido en el desempeño para la limpieza del pozo.

Njobuenwu y Wobo [68], estudiaron el efecto de los recortes en la velocidad de perforación y el desempeño de la misma. Se usaron diferentes concentraciones de bentonita, las cuales tenían la misma gravedad específica que los recortes, para simular el rendimiento de la perforación. Los resultados fueron analizados en términos de la estabilidad eléctrica, alta presión y alta temperatura incluyendo la retorta. De los experimentos a alta presión y temperatura se observó que se producía una retorta gruesa. Según Njobuenwu, el uso de bentonita se bueno para simular los recortes de perforación, acorde con trabajos previos. Los sólidos recortados son en ocasiones contaminantes para lodos base aceite.

Li y Walker [69], realizaron 600 pruebas experimentales y desarrollaron un programa computacional para la predicción del transporte de recortes en un sistema multifase (gas-líquido-recortes). Los resultados del análisis de sensibilidad presentados en este trabajo, indicaron que la fracción del fluido de circulación tiene un impacto significativo en el transporte de recortes durante la perforación bajo balance con fluidos aireados. Asimismo, se determinó que, entre diferentes variables, la velocidad del líquido in-situ es la variable más importante para el transporte de recortes. Finalmente, se observó que el tiempo de limpieza del pozo se reduce de forma no lineal con el incremento del caudal del fluido de circulación.

Naganawa y Oikawa [70], investigaron el transporte de recortes con fluidos aireados de perforación para pozos inclinados, estudiando ángulos entre 0° y 30° . Los experimentos se desarrollaron para más de 300 condiciones de flujo, utilizando un banco de pruebas con geometrías excéntricas y concéntricas. Se utilizaron dos tipos de fluidos para los lodos aireados, agua y solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA). En los experimentos, los recortes fueron agregados en la sección de ensayos a una tasa de alimentación constante correspondiente a la tasa de penetración, y se midió la concentración volumétrica de recortes en el espacio anular en estado estacionario. La inyección de aire mejoró la eficiencia en el transporte de recortes en espacios anulares de gran inclinación, excepto para anulares horizontales, en los que se requiere una velocidad en el espacio anular de más de 1.5 m/s para transportar los recortes. Los resultados indicaron que el patrón de flujo entre el gas y el líquido afectó considerablemente el rendimiento en el transporte de recortes.

Chen y Ahmed [71], presentaron un estudio experimental del transporte de recortes con espumante en un espacio anular horizontal, bajo condiciones de fondo de pozo

simuladas. Los experimentos se llevaron a cabo para determinar los efectos de aditivos de polímero, la calidad de la espuma, la tasa de flujo, la temperatura y la presión en el transporte de recortes. Los experimentos se desarrollaron a condiciones de alta presión (entre 100 y 400 psi) y alta temperatura (entre 80° y 170 °C). Se utilizó un espumante comercial, que consiste en surfactante y polímero de hidroxietilcelulosa, agregando tres diferentes concentraciones del polímero (0, 0.25 y 0.5%), lo que permitió elaborar una espuma con calidad variable de 70 a 90%. Durante el estudio, los recortes se agregaron de manera continua al circuito de flujo, hasta que se logró una condición de estado estable en la sección de pruebas. Los parámetros registrados durante el experimento fueron: tasas de inyección de líquido y gas, el peso de los recortes en las torres de inyección y de remoción, la densidad de la mezcla, las pérdidas de presión por fricción y, la presión y la temperatura en el espacio anular. Durante el estudio se observaron dos patrones de flujo, una cama de recortes estacionaria y, un flujo totalmente suspendido.

Herzhaft [72], realizó un trabajo de caracterización de fluidos espumantes para perforación. Este trata sobre la incorporación de arcillas en la formulación de la espuma líquida. Las mediciones experimentales mostraron que la hinchazón de las arcillas conduce a buenas propiedades de estabilidad, sin la necesidad de la adición de un aditivo polimérico. Además, se realizó la caracterización de propiedades para el transporte de recortes en espumas acuosas. El banco de pruebas diseñado permitió la medición de la remoción de sólidos bajo varias condiciones de perforación (tiempo de circulación, ángulo de inclinación y, la concentración y tamaño de partículas sólidas). Se propuso un método para describir el transporte de recortes propuesto.

2.8 Propiedades principales de los lodos de perforación y, las normas API

La reología es la ciencia del flujo y la deformación de la materia, describe la interrelación entre las fuerzas, deformaciones y tiempo. Es una ciencia joven, fundada por los profesores Marcus Reiner y Eugene Bingham en los años veinte [73]. La reología de los fluidos de perforación debe mostrar características de adelgazamiento de corte para presentar menor resistencia a altas velocidades de corte. Con base en la Ley de Stokes, a bajas velocidades de corte (por ejemplo, cuando la circulación es detenida) la viscosidad debe ser lo suficientemente elevada para prevenir el asentamiento de recortes en el pozo y evitar el atrapamiento de sarta. Las principales propiedades reológicas de los fluidos de perforación son las siguientes:

- Viscosidad aparente (AV): Se define como la razón de estrés a la tasa de deformación del fluido.
- Viscosidad plástica (PV): Es la resistencia al flujo presentada por el fluido.
- Punto de cedencia (YP): Es el esfuerzo cortante mínimo requerido para mover el fluido.

- Resistencia de gel: Se utiliza para medir la capacidad del fluido de actuar como gel y suspender los recortes y sólidos pesados, cuando la circulación del fluido se detiene [50].

Las propiedades del fluido de perforación y los caudales, determinan las pérdidas de presiones parasitarias en la sarta de perforación y la presión disponible en la barrena para un desempeño óptimo de perforación. La tasa de penetración es afectada por la densidad del fluido de perforación y de la naturaleza de los sólidos en suspensión.

2.8.1 Manual API 13B-1

Existen diversas instituciones alrededor del mundo, que estandarizan las operaciones de la perforación. El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) es una asociación estadounidense de tratados internacionales que representa todas las facetas para las industrias del petróleo y del gas. Por más de 90 años, el API ha conducido el desarrollo de los estándares del petróleo, gas natural y equipo petroquímico, manteniendo cerca de 700 estándares y prácticas. Algunas de estas normas se han incorporado en las regulaciones federales en algunos países, siendo estándares más citados por la comunidad regulatoria internacional [74]. Las propiedades de los fluidos de perforación son monitoreadas y ajustadas para alcanzar el desempeño deseado. Los procedimientos para la medición de las propiedades de los fluidos se encuentran en el manual API 13B-1 los cuales son revisados periódicamente, mientras paralelamente se desarrollan mejoras y nuevas pruebas [75].

2.8.2 Viscosidad en fluidos de perforación

Es la medida de la resistencia interna para fluir, presentada por los fluidos. Los fluidos de perforación son fluidos no newtonianos. Depende de la viscosidad del fluido base y del tipo de concentración de sólidos. Como regla general, los fluidos más gruesos son necesarios para perforar diámetros mayores y, los fluidos de perforación delgados son requeridos para perforar pozos de menor diámetro, con espacios anulares más pequeños.

La viscosidad se mide con dos herramientas principales; el embudo Marsh que es utilizado para medir los cambios en la viscosidad en campo (Figura 2.6) y, el viscosímetro de lectura directa (Figura 2.7), que sirve para medir las diferentes viscosidades, la resistencia de gel, así como características no newtonianas, de manera precisa.



Figura 2.6. Marsh Funnel, o embudo Marsh con una balanza de lodos.



Figura 2.7. Viscosímetro de seis velocidades.

El viscosímetro rotacional de indicación directa es utilizado para medir la viscosidad a diferentes tasas de corte para determinar los coeficientes del modelo reológico. Para las operaciones en campo, se monitorean los coeficientes del modelo de reología plástica de Bingham, de viscosidad plástica y punto de cedencia. Este viscosímetro indica el esfuerzo de corte como una unidad de dial (Θ) a una tasa de corte dada. Las dimensiones del viscosímetro son seleccionadas para el cálculo rápido de la viscosidad plástica (PV) y punto de cedencia (YP), a partir de los valores del esfuerzo de corte medidos a tasas de corte de 600 y 300 rpm. La ecuación 9 es utilizada para calcular la viscosidad plástica en centipoises a partir de las lecturas en el indicador de dial del viscosímetro. El punto de cedencia puede ser calculado con la ecuación 10 en (lb/100 ft²) [76].

$$PV = \Theta_{600} - \Theta_{300} \quad (9)$$

$$YP = \Theta_{300} - PV \quad (10)$$

2.8.3 Filtración o pérdida de fluido

Es una medida relativa del líquido que puede invadir la formación permeable a través de la deposición de sólidos del lodo. A las partículas sólidas depositadas se les llama retorta de lodo. Para la prueba de filtración se utiliza un filtro prensa certificado por la API [76].



Figura 2.8. Filtro prensa API.

2.8.4 Potencial hidrógeno

El potencial hidrógeno o simplemente pH, es un valor que representa la cantidad de iones de hidrógeno en un líquido. Indica la acidez o la alcalinidad de un fluido de perforación, representado por un valor numérico (0-14), lo que significa una medición inversa de la concentración de hidrógeno en el fluido. El pH del agua pura es 7.0, el cual se toma como valor neutral, no es ácido ni básico. El pH del fluido de perforación afecta su desempeño, además es un factor importante para el control de la corrosión y de la filtración, así como para la estabilidad del pozo. Deben evitarse los valores bajos de pH (ácidos), ya que el fluido puede corroer algunos elementos, principalmente la sarta de perforación. Según Finger y Blankenship, un fluido de perforación adecuado debe tener un pH entre 9.5 y 10.5, los valores muy altos no son muy comunes [18].

La medida del pH en el campo en general se determina colorimétricamente por medio del papel indicador de pH (tornasol), que muestra la variación del color al mojarlo con la solución. En el caso del lodo, se utiliza el líquido del filtrado resultado del mismo. Si los valores corresponden a un pH ácido, se utiliza sosa cáustica o hidróxido de potasio para incrementar el pH de los fluidos de perforación [18].

Capítulo III
Aguas subterráneas

3. Aguas subterráneas

3.1 Introducción.

En todo el mundo, los pozos manantiales o fuentes proporcionan agua para las ciudades, las cosechas, el ganado y la industria. En estados Unidos de América, el agua subterránea es el origen del 40 por ciento del agua utilizada para todos los fines (excepto la generación de energía eléctrica y el enfriamiento de centrales eléctricas). En algunas áreas, sin embargo, el abuso en el uso de este recurso básico se ha traducido en escasez de agua, agotamiento de las aguas de escorrentía, subsidencia del terreno, contaminación salina, aumento del coste de bombeo y contaminación del agua subterránea. Cuando llueve, parte del agua discurre por la superficie, parte se evapora y el resto se infiltra en el terreno. Esta última vía es la fuente primaria de prácticamente toda el agua subterránea. La naturaleza de los materiales subsuperficiales influye mucho en la velocidad del movimiento del agua subterránea y en la cantidad de ésta que puede almacenarse. Dos factores son especialmente importantes: la porosidad y la permeabilidad [77].

3.2 Yacimientos depresionados

Un yacimiento depresionado, es aquel en que la presión de la formación es inferior a la presión que generaría una columna de agua con densidad de 1.07 g/cm^3 , a la profundidad en que se encuentra el yacimiento. Cabe mencionar, que todos los yacimientos en algún momento de su existencia, entrarán en la clasificación de yacimientos depresionados [78].

3.3 Porosidad

El agua empapa el terreno porque el lecho de roca, sedimento y el suelo contienen innumerables huecos o aperturas, a las que se les denomina poros. La cantidad de agua subterránea que puede almacenarse depende de la porosidad del material, que se define como el porcentaje del volumen total de roca o de sedimento formado por poros [77]. El concepto porosidad (o volumen de poros) se utiliza también para el volumen de grietas y el volumen de huecos cársticos los cuales son producidos por la acción erosiva del agua, como canales y cavernas. La zona saturada del acuífero consiste en la matriz rocosa y en huecos (poros, intersticios) rellenos de agua. En la Figura 3.1, se muestra esquemáticamente un acuífero de poros, ilustrando el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento a través de los poros [79].

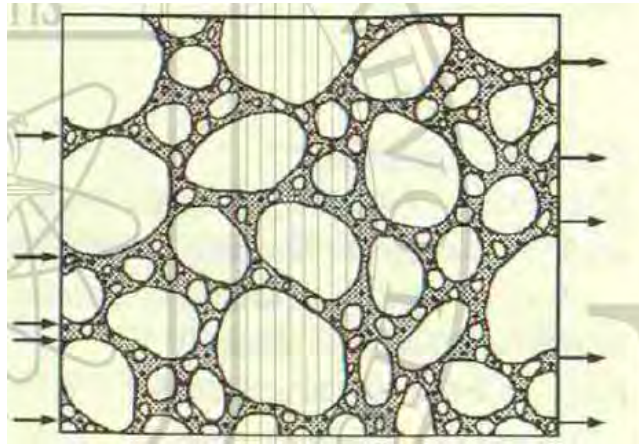
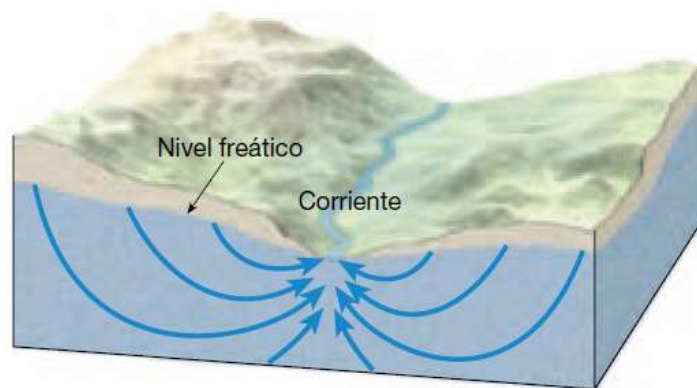


Figura 3.1. Acuífero de poros.

3.4 Permeabilidad

La porosidad, por si sola, no puede medir la capacidad de un material para suministrar agua subterránea. La roca o el sedimento pueden ser muy porosos, pero no permitir el movimiento del agua a través de ellos. Los poros deben estar conectados para permitir el flujo de agua, y deben ser lo bastante grandes para permitirlo. Por lo tanto, la permeabilidad de un material, que es la capacidad para transmitir un fluido, es también muy importante.

Los estratos impermeables que obstaculizan o impiden el movimiento del agua se denominan acuicludos. La arcilla es un buen ejemplo de estos. Por otro lado, las partículas más grandes, como la arena o la grava, tienen espacios porosos mayores, por consiguiente, el agua se mueve con relativa facilidad. Los estratos de roca o sedimentos permeables que transmiten libremente el agua subterránea se denominan acuíferos. En la Figura 3.2, se ilustra el movimiento del agua subterránea a través de material uniformemente permeable. Las trayectorias que sigue el agua, son consecuencia de la gravedad y la tendencia del agua a moverse hacia zonas de presión reducida [77].



3.2. Movimiento del agua subterránea a través de estratos permeables.

Los conceptos modernos de la circulación del agua subterránea fueron formulados a mediados del siglo XIX con el trabajo del ingeniero francés Henry Darcy. Durante este periodo, Darcy realizó mediciones y llevó a cabo experimentos en un intento de determinar si las necesidades hídricas de la ciudad de Dijon, en el centro oriental de Francia, podían satisfacerse con la explotación de aguas subterráneas de la zona.

La permeabilidad real es uno de los factores que determina el comportamiento del yacimiento y del pozo, se define como la facultad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si sus poros no están interconectados, no existe la permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y porosidad efectiva [80]. La permeabilidad real (K), también es conocida como permeabilidad de Darcy o conductividad hidráulica, y no debe confundirse con el coeficiente de permeabilidad intrínseca (k), también conocido como permeabilidad absoluta, el cual depende solo del medio poroso. La permeabilidad intrínseca y la permeabilidad de Darcy se puede relacionar por medio de la ecuación 11 [81] [80].

$$K = k \frac{\gamma}{\mu} \quad (11)$$

Donde K es la conductividad hidráulica, también conocida como permeabilidad real o permeabilidad de Darcy; k es la permeabilidad intrínseca o permeabilidad absoluta; γ es el peso específico del fluido y, μ es la viscosidad del fluido.

3.5 Potencial hidráulico

Entre los experimentos realizados por Darcy, hubo uno en el que se demostró que la velocidad del flujo de las aguas subterráneas es proporcional a la pendiente del nivel freático: cuanto más inclinada es la pendiente, más rápido es el movimiento del agua, ya que cuanto más inclinada es la pendiente, mayor es la diferencia de presión entre los dos puntos. La pendiente del nivel freático es conocida como gradiente hidráulico y puede expresarse con la Ecuación 12 [77]:

$$i = \frac{h_1 - h_2}{l} \quad (12)$$

En la ecuación 12, i representa el gradiente hidráulico, h_1 es la altura piezométrica en el punto inicial del estrato, h_2 es la altura piezométrica en el punto final del estrato y, l es distancia entre estos dos puntos.

El flujo del agua subterránea por el medio poroso (el acuífero) es causado por el potencial hidráulico. El agua se mueve desde los niveles de energía potencial más altos, a los niveles energéticos más bajos. Su energía entonces procede de las diferencias de nivel (o de presión), y ésta se consume por la fricción con las superficies del medio rocoso a través del que circula.

Según la teoría del movimiento de agua subterránea, establecida en 1940 por Hubbert, el potencial hidráulico del agua subterránea está definido como la energía mecánica por la unidad de peso del fluido (agua). El potencial hidráulico en cualquier

lugar del acuífero corresponde al nivel piezométrico o a la presión del agua subterránea en ese mismo lugar. La diferencia de potencial entre dos puntos en una línea de flujo de agua subterránea, es la pérdida de energía por la distancia entre ellos, en otras palabras, el gradiente hidráulico (o piezométrico). Existe proporcionalidad directa entre la velocidad de flujo y el gradiente hidráulico, ya que la pérdida de energía es proporcional a la velocidad del agua. Esto se expresa en la Ecuación 13.

$$v = k * i \quad (13)$$

Siendo v la velocidad del fluido, k la permeabilidad intrínseca del estrato e, i el gradiente hidráulico.

3.6 Ley de Darcy

La característica de la permeabilidad de un medio poroso, es el resultado del descubrimiento empírico realizado por el francés Henry Darcy en 1856. De acuerdo con la ley de Darcy, la velocidad de avance de un fluido en un medio poroso es proporcional a la permeabilidad intrínseca y al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la longitud de la muestra. De Bilbao [82], expresa la ley de Darcy como se muestra en la Ecuación 14, en la que $\vec{v}$ es el vector de velocidad del fluido en el estrato, k es la permeabilidad intrínseca de la formación, μ es la viscosidad del fluido que circula por la zona permeable y, $\vec{\nabla}(P)$ es el gradiente de presión.

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \vec{\nabla}(P) \quad (14)$$

Desarrollando la expresión:

$$\vec{v} = -\frac{1}{\mu} \left(k_x \frac{\partial P}{\partial x} \hat{i} + k_y \frac{\partial P}{\partial y} \hat{j} + k_z \frac{\partial P}{\partial z} \hat{k} \right) \quad (15)$$

Donde:

- k_x , k_y y k_z , representan la permeabilidad intrínseca del estrato en los ejes x, y, z, respectivamente.
- $\frac{\partial P}{\partial x}$, $\frac{\partial P}{\partial y}$ y $\frac{\partial P}{\partial z}$, son las variaciones de presión hidrostática en los ejes x, y, z.
- $\hat{i}$, $\hat{j}$, y $\hat{k}$, son vectores unitarios en los ejes x, y, z, respectivamente.

Cuando se considera el flujo solo en una dirección, en un acuífero confinado con espesor mucho menor que su extensión horizontal, en donde $dl = \partial x$, la Ecuación 15, se reduce a la siguiente:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dl} \quad (16)$$

Darcy descubrió que el flujo de agua a través de una cama de naturaleza dada, es proporcional a la diferencia en la altura del agua entre los dos extremos del medio permeable e, inversamente proporcional a la longitud de la trayectoria del flujo. En la Figura 3.3 se muestra una de las configuraciones del experimento de Darcy para flujo horizontal, en la que la sección de pruebas consta simplemente de un tubo horizontal lleno de arena. Se introduce agua a través de A, el flujo de agua atraviesa el tubo y descarga en el punto B. Otro tubo vertical o piezómetro, se utiliza para medir la presión en A y en B. Darcy encontró experimentalmente que el caudal, es proporcional a la diferencia de la altura h entre los dos extremos, e inversamente proporcional a la longitud del medio poroso [81]. Por lo que, para el experimento mostrado en la Figura 3.3, se tiene:

$$Q = K * A \left(\frac{h_B - h_A}{L} \right) \quad (17)$$

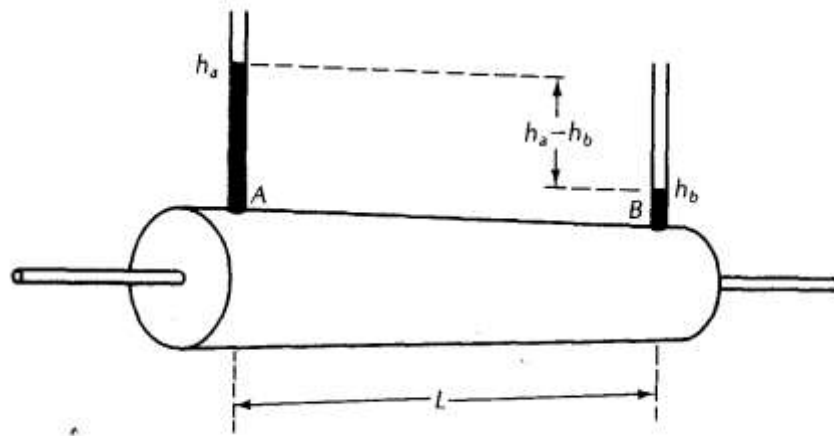


Figura 3.3. Experimento de Darcy de flujo horizontal.

Que es otra expresión de la Ley de Darcy. Se puede deducir la Ecuación 17 a partir de la Ecuación 16, de la forma siguiente:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dl} \quad (16)$$

Como la presión se puede expresar como $P = \rho gh$:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{d(\rho gh)}{dl} \quad (18)$$

Además, se sabe que la velocidad es igual al caudal entre el área normal a la dirección flujo:

$$v = Q/A \quad (19)$$

la Ecuación 18 se puede expresar:

$$\frac{Q}{A} = \frac{k\rho g}{\mu} \frac{dh}{dl} \quad (20)$$

$$Q = k \frac{\gamma A}{\mu} \frac{dh}{dl} \quad (21)$$

Sustituyendo la Ecuación 11, se tiene:

$$Q = KA \frac{dh}{dl} \quad (22)$$

Y finalmente se puede obtener la Ecuación 23:

$$Q = KA \frac{h_2 - h_1}{L} \quad (23)$$

Con lo anterior, se conoce la relación entre la permeabilidad real y la permeabilidad absoluta, así como entre diferentes parámetros importantes en el flujo de fluidos a través de medios permeables.

3.7 Estudios previos de permeabilidad, filtración y ley de Darcy.

Farmani y Azin [83], desarrollaron experimentos para explorar la importancia de la linealidad cuando se presentan bajas velocidades a la salida del núcleo que contiene medios porosos (flujo pre-Darcy). Los estudios se realizaron con diferentes tipos de gases y líquidos en el inicio del flujo pre-Darcy; agua, n-hexano y n-heptano para la fase líquida y, CH₄, CO₂ y N₂ para la fase gaseosa. La velocidad de Darcy mínima que se observó fue de 0.188 x10⁻⁰⁵ m/s, debajo de la cual el régimen de flujo pre-Darcy prevalece.

Kundu y Kumar [84], realizaron un trabajo experimental y numérico de la filtración de un fluido incompresible de fase simple, a través de un medio poroso. Se presentó la relación funcional del gradiente de presión con la velocidad, enfocado en el análisis dimensional en términos del factor de fricción y el número de Reynolds, basado en diferentes valores de longitud característica. Se caracterizaron y se delimitaron tres regímenes de flujo existentes en el medio poroso, acorde al análisis de la interacción sólido-fluido. Se identificó que el régimen de flujo pre-darcy, se presentaba en números de Reynolds muy bajos. Asimismo, se caracterizó el régimen de flujo de Darcy por el efecto viscoso, el cual fue gobernado por la estructura porosa local. Se observó que el efecto no Darcy ocurre cuando el número de Reynolds es mayor que el valor crítico.

Shivhare y Kuru [85], experimentaron con fluidos de perforación para minimizar las pérdidas de filtración. Para ello formularon un fluido coloide gaseoso de afrones no acuoso, mezclando 0.4% de surfactante aceitoso soluble y 1.5% de polímero linear

con aceite mineral en una tasa de corte muy alta. El fluido de afrones de suspensión coloidal se utilizó en una serie de experimentos de inundación de un núcleo, para ver los efectos de la tasa de inyección del fluido, el tipo del fluido de saturación y la humectabilidad del medio poroso en la caída de presión a través de los medios porosos y la permeabilidad de retorno. Se confirmó la habilidad del colide gaseoso de afrones para bloquear los poros, ya que se incrementó la resistencia a la inyección de los fluidos a través del medio poroso. Asimismo, se determinó que la alteración de la permeabilidad era variable.

Ding y Ju [86], realizaron experimentos de compresión uniaxial en arenisca después de la exposición a alta temperatura, y desarrollaron pruebas del flujo de agua en la arenisca fracturada, utilizando un método no darciano para el cálculo de la permeabilidad. El comportamiento mecánico mejoró cuando la temperatura era menor a los 400 °C.

Barry y Jungo [48], investigaron experimentalmente la filtración y las propiedades reológicas de fluidos bentoníticos con un bajo contenido de nanopartículas sólidas de Fe_2O_3 , y dos tipos diferentes de arcillas híbridas intercaladas, en condiciones de baja presión y baja temperatura y, en condiciones de alta presión y alta temperatura. La viscosidad la midieron utilizando un viscosímetro rotacional y, los volúmenes de filtración se midieron conforme lo dictan los estándares del API. Con este trabajo se determinó que la adición de arcilla híbrida de óxido de hierro y de arcilla híbrida de aluminosilicatos, se reduce la pérdida de fluido por filtración para condiciones de baja y alta presión y temperatura, hasta en un 37% y 47% respectivamente para cada caso.

Gudjonsdottir y Palsson [87], desarrollaron mediciones de un flujo multifásico en medios poros y calcularon las permeabilidades relativas. El objetivo de este trabajo fue comparar las permeabilidades relativas de las mediciones usando fluido geotérmico para conocer las curvas de permeabilidad, y para examinar los efectos de las variaciones de los parámetros. Las curvas de Corvey fueron apropiadas para las funciones de permeabilidad relativa. Los resultados mostraron el comportamiento y las características de la evaporización instantánea del fluido geotérmico, en reservorios de líquido dominante.

Chevalier y Clain [88], midieron la caída de presión contra el caudal durante el flujo de fluidos de pozo con un límite elástico controlado, en un amplio rango de velocidades, a través de empaques confinados de partículas esféricas de cristal. Un análisis detallado de los datos, hizo posible extraer una expresión general para la curva de flujo en función de la caída de presión a través del medio poroso. Encontraron una expresión empírica que es válida solamente si los elementos que componen el límite elástico del fluido son mucho más pequeños que el tamaño de poro, lo cual nunca se da con perfección en la realidad.

Gurkan y Civan [89], investigaron experimentalmente y con simulación, la reducción de la permeabilidad causada por los fluidos de perforación, y subsecuentemente, el

comportamiento de la limpieza y de la permeabilidad debida al flujo de retorno. Se estudió el daño causado por dos fluidos de perforación distintos, en un banco de pruebas como una función de la presión de filtrado y se analizó utilizando un simulador, describiendo la migración de partículas finas y la retención de éstas en el medio poroso. La permeabilidad se relacionó con la presión de filtración en términos de la fracción de volumen de las partículas depositadas. Los resultados de simulación coincidieron exactamente con los resultados experimentales, indicando que el simulador puede ser utilizado para la estimación de la reducción de la permeabilidad y, la variación de la porosidad a lo largo de núcleos de muestra, a distintas presiones de filtrado.

Una vez que se realizó la revisión de la literatura, para conocer el estado del arte de los fluidos de perforación y trabajos experimentales en estos, se procedió con la experimentación, parte elemental de esta tesis.

Capítulo IV

Experimentación

4. Experimentación

En este capítulo se presentan las actividades realizadas para el estudio experimental, principal objeto de esta tesis. Se puntualiza el caso de estudio, así como también se describen los diseños de los diferentes experimentos realizados, los modelados sólidos de los bancos de pruebas y la manufactura de los mismos, así como también se relata el desarrollo de los experimentos, los cuales están basados en algunos trabajos descritos en las secciones 2.6.1, 2.7.2 y 3.6 de esta tesis.

4.1 Caso de estudio

En el Grupo de Eficiencia Energética y Energías Renovables (GREEN-ER) de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), se lleva a cabo el Proyecto P32 del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CEMIE-Geo), denominado: “Diseño de una metodología integral para la perforación de sitios geotérmicos de mediana y baja entalpía, con transformación tecnológica y definición de parámetros de riesgo”. Como parte de las actividades del proyecto, se tiene contemplada la perforación de pozos, tanto de inyección como de producción. Estos pozos deben de perforarse con la implementación de fluidos auxiliares base aire, al menos en el estrato de interés, donde, de acuerdo a estudios previos, existen estratos permeables y, formaciones con permeabilidad secundaria debido a fracturas, por lo que se pretende evitar la invasión debida al uso de fluidos convencionales constituidos a base de agua y bentonita [90].

Uno de los objetivos principales del proyecto P32, es disminuir los costos de las actividades de perforación para que sea más rentable la explotación de sitios geotérmicos de media y baja entalpía, porque una de las acciones de mayor costo es la construcción del pozo, y así aprovechar el gran potencial energético contenido en recursos de baja capacidad en México, puntualmente en el estado de Michoacán.

En la industria geotérmica de alta entalpía, se emplean grandes plataformas para la perforación, utilizadas principalmente en la industria petrolera, lo que reduce en gran medida la rentabilidad económica de los proyectos de perforación en sitios de baja o media entalpía. Por ejemplo, el uso de una plataforma petrolera de gran capacidad (para perforar hasta 4,000 m) durante la perforación de un sitio geotérmico de alta entalpía, puede llegar a costar entre los 14 y 15 millones de dólares, dependiendo de muchos factores que no pueden predecirse [91]. En el caso del Proyecto P32 se utilizará la máquina autotransportable Drillmec G-45 Rig® (Figura 4.1), la cual es utilizada generalmente para perforar pozos de agua. Éste equipo cuenta con una bomba de espumante E0413C de 15.4 HP (Figura 4.2) y, con un compresor Atlas Copco ORV (Figura 4.3), los cuales pueden trabajar simultáneamente para la perforación con fluido aireado.



Figura 4.1. Perforadora Drillmec G-45 ® en modo transporte [92].



Figura 4.2 Bomba de espumante E0413C de la perforadora Drillmec G45 Rig [92].

Se realizó una búsqueda de proveedores de agente espumante, para poder llevar a cabo la perforación con fluidos aireados, sin embargo, se encontró que los agentes espumantes para perforación, de marcas comerciales, tienen altos costos. Durante la revisión del estado del arte para la realización del proyecto de tesis, también se consultó a especialistas y geólogos experimentados y, se visitaron obras de perforación para conocer algunas necesidades reales, en la materia de los fluidos auxiliares. Se observó que en el entorno, se utiliza rústicamente un detergente comercial nacional, manufacturado para fines de limpieza doméstica, el cual es diluido en agua en diferentes concentraciones, según las necesidades de la perforación. En la Tabla 4.1 se hace una comparación del precio por litro de diferentes agentes espumantes para perforación.

No obstante, las propiedades reológicas de este fluido aireado, ampliamente utilizado en la perforación nacional, nunca han sido estudiadas y, además, nunca se ha hecho un estudio experimental para evaluar el desempeño de éste espumante, ya que sólo se ha implementado de manera empírica. En éste trabajo se evaluaron algunas propiedades del fluido, atendiendo a las normas API 13B1

para fluidos de perforación [75]. Se construyeron tres bancos de pruebas, para evaluar experimentalmente la alteración en la permeabilidad del estrato, la capacidad calorífica y la capacidad de transportar sólidos, utilizando el fluido aireado. Además, para hacer una comparación de los resultados obtenidos, los experimentos también se realizaron utilizando lodo convencional de perforación y agua, realizándose con los tres tipos de fluidos de perforación.



Figura 4.3. Atlas Copco ORV 12.

Tabla 4.1. Costo en pesos mexicanos, de diferentes agentes espumantes en el mercado [93].

<i>Marca</i>	<i>Presentación en el mercado</i>	<i>Costo aproximado por litro de surfactante (M.N.)</i>
Perforan ®	Garrafa de 10 l	\$38.00
Foam Plus ®	Tambo de 200 l	\$98.00
Espumante Tenso ®	Tambo de 200 l	\$52.00
Serfoam ® espumante	Tambo de 200 l	\$19.25
Detergente Roma®	Bolsa de 5 Kg	\$0.54

4.2 Caracterización de los fluidos de perforación

Los experimentos se realizaron con fluidos de perforación base agua y, base aire. Específicamente se implementaron tres tipos de fluidos de perforación; agua, lodo bentonítico convencional y, fluido aireado tipo espumante. Para la medición de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, se utilizaron equipos certificados por el API y la IADC, descritos en las secciones 2.8.2 y 2.8.3 de éste trabajo. Además, se utilizaron: un medidor digital de pH, una balanza granataria para conocer las cantidades exactas de masa de los solutos, así como termómetros y probetas graduadas.

4.2.1 Fluidos de perforación base agua

Para la preparación de los fluidos de perforación base agua, se consultaron diversos trabajos, en los que se muestran que, para preparar lodo simple, se debe mezclar

agua y bentonita. En un lodo de perforación, la fracción de masa de la bentonita (soluto) debe ser de 4 a 7% de la masa del agua (solvente) [89]. Al principio se preparó un lodo con 4.25% de masa de bentonita con respecto a la masa del agua y se midieron algunas propiedades reológicas. Para los estudios de permeabilidad se preparó también lodo con 1%, 3% y 3.5% de fracción de masa de bentonita, para poder estudiar el efecto producido al variar la concentración de la arcilla.

En la Figura 4.5, se puede observar la prueba de filtración con el filtro prensa API. Para esta prueba, como lo indica la norma API 13-B1 [75], se coloca una muestra de fluido de perforación dentro de un cilindro, al cual, después de haberlo cerrado herméticamente, se le inyecta aire a una presión constante de 100 psi durante 30 minutos. Al final de la prueba se mide el volumen de líquido filtrado y el espesor de la retorta, formada por las partículas de bentonita atrapadas en un papel filtro colocado a la salida del contenedor de muestras (Figura 4.6). Además, se midieron algunas propiedades y características reológicas de los lodos de perforación, las cuales se muestran en la Tabla 4.2.

La viscosidad de los fluidos se midió utilizando un reómetro manual, el cual cumple con los certificados del API y de la IADC [75]. Se sumergieron los cilindros concéntricos en el fluido, para posteriormente hacerlos girar manualmente con una manivela que incluye un controlador de velocidad angular, cuya función es hacer que las RPM permanezcan constantes. Los valores monitoreados en el dial se introducen en las ecuaciones indicadas en el manual del API para obtener los valores de reología. En la Figura 4.6 se muestra el reómetro manual durante su operación para la medición de las propiedades reológicas de los fluidos.



4.4 Prueba de filtración con el filtro prensa API.



4.5 Retorta de lodo formada en el interior del contenedor de la muestra del filtro prensa.



Figura 4.6. Medición de la reología de los fluidos.

Tabla 4.2. Propiedades del lodo de perforación, con diferentes concentraciones de bentonita.

Fluido	w_i	ρ (kg/m ³)	μ (kg/m*s)	AV (kg/m*s)	PV (kg/m*s)	pH	Tasa de filtración (ml/30 min)	Espesor de la retorta (mm)
B1	0.01	1006.97	0.0015	0.0015	0.0015	9.95	98	1.8
B2	0.03	1026.91	0.002	0.002	0.0025	9.68	59	3.1
B3	0.035	1031.89	0.0025	0.0025	0.0035	9.56	45	3.8

4.2.2 Fluidos aireados

Para la preparación del fluido aireado, se utilizó un surfactante aniónico linear, con fosfatos y silicatos. En visitas a perforaciones reales se indicó por parte de perforistas e ingenieros que, en base a la experiencia, la concentración del espumante oscilaba entre 0.018 a 0.027 kg de surfactante por cada litro de agua, dependiendo de las características del sitio a perforar. Se prepararon tres surfactantes líquidos, con concentraciones de 0.0181, 0.022 y 0.027 kg de surfactante por litro de agua. Se utilizó el modelo St-air, presentado por Sichei [18], en el que se utiliza un caudal de 93.4% de aire y un 6.6% de surfactante líquido, para preparar espumante con buenas propiedades para perforar [94]. Se aplicaron los mismos porcentajes de este modelo para aire y líquido, en los surfactantes preparados para la obtención de la espuma, elaborándose tres espumas distintas (E1, E2 y E3), cuya variación se dio en la concentración de surfactante por litro de agua, en la fase líquida que las conforma. Al igual que a los lodos de perforación, a los fluidos aireados también se le hicieron las pruebas de reología y medición de propiedades API 13B-1, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 4.3. Durante la prueba de filtración, la espuma fue capaz de pasar a través del papel filtro, en forma de partículas de líquido finas pulverizadas (brisa), quedando vacío el contenedor de fluido en menos de tres segundos, de los 30 minutos que debe durar la prueba (Figura 4.7). En el papel filtro, solamente quedó una mancha casi imperceptible a simple vista, formada por las partículas de surfactante, sin formarse ninguna retorta como en el caso de los lodos, lo cual se muestra en la Figura 4.8.



Figura 4.7. Contenedor de muestra después de la prueba de filtración con espuma.



Figura 4.8. Papel filtro después de la prueba en el API Filter Press

Tabla 4.3. Propiedades de los espumantes de perforación.

<i>Espumante</i>	w_i	ρ (Kg/m ³)	μ (Kg/m*s)	PV (Kg/m*s)	AV (Kg/m*s)	pH
E1	0.0181	8	0.025	0.011	0.025	11.22
E2	0.022	10	0.0475	0.029	0.0475	11.52
E3	0.027	11	0.065	0.029	0.065	11.74

4.3 Diseño y manufactura del banco de pruebas para el experimento de Darcy

Para el estudio de permeabilidad, se diseñó y fabricó un banco de pruebas para hacer experimentos basados en la Ley de Darcy. Como se mostró en la sección 3.6 de este trabajo, se han desarrollado algunos trabajos de experimentación basados en esta ley, pero con algunas variantes. Incluso, algunos autores no han utilizado fluidos de perforación [86][84][89][95][88][85]. Se construyó un banco de pruebas para la ley de Darcy, basado en el montaje experimental realizado por Kundu [84], pero para este trabajo, el contenedor de partículas para la elaboración del medio poroso, se colocó de manera horizontal, y como medio permeable se utilizaron recortes de perforación reales del tipo arenas y gravas, las cuales se obtuvieron de operaciones de perforación.

En la Figura 4.9 se muestra el diagrama del montaje experimental de pruebas para estudiar la alteración de la permeabilidad, producida por los diferentes fluidos de perforación. Se utilizó un software para la realización del modelo sólido durante el diseño del banco de pruebas. En las Figuras 4.10 y 4.11 se muestran respectivamente, el modelado sólido realizado con el software y el proceso de soldadura de la base del banco de pruebas durante su manufactura.

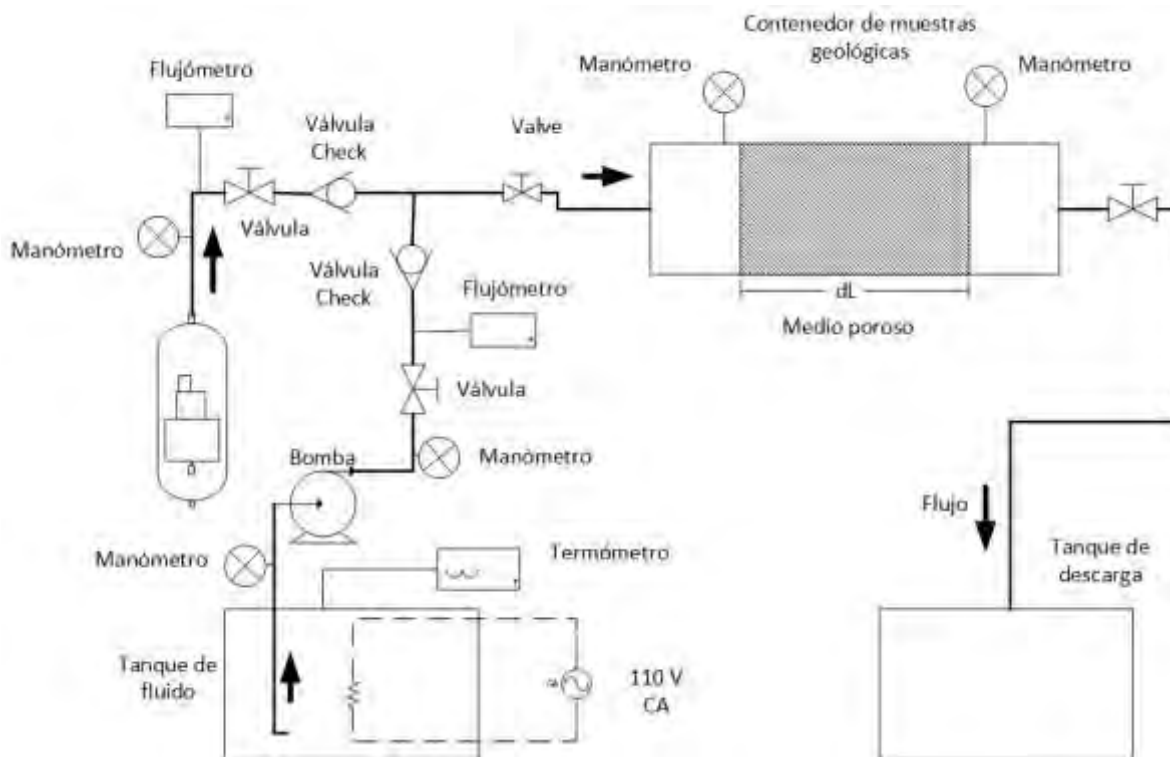


Figura 4.9. Diagrama del banco de pruebas para el experimento de Darcy.



Figura 4.10. Modelo sólido del banco de pruebas para el experimento de Darcy.



Figura 4.11. Manufactura del banco de pruebas.

Durante la construcción del banco de pruebas se instalaron: una bomba centrífuga, un compresor de aire, una línea de tubería de polipropileno para termofusión y, un contenedor para arena y grava de andesita y riolita, que se utilizaría como medio permeable. Este se construyó en acrílico y tiene las siguientes dimensiones: 0.5 m de largo, 0.14 m de ancho y 0.1 de alto. La longitud del medio permeable fue de 0.17 m y, el área normal al flujo de $8.20 \times 10^{-3} \text{ m}^2$. Una vez que se concluyó la construcción del banco de pruebas, se continuó con la realización de los experimentos.

4.1 Desarrollo del experimento de Darcy

Para la validación del montaje experimental, se hizo fluir agua desmineralizada a 25 °C, a través del medio permeable del banco de pruebas, construido con recortes de perforación en forma de grava y arena. El flujo se varió desde los $2.22 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$, a los $1.24 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$. Las ecuaciones 24 y 25, se obtienen a partir de la ecuación 21, con estas se puede calcular la permeabilidad intrínseca.

$$k = \frac{QL\mu}{\gamma A(-\Delta h)} \quad (24)$$

Donde k es la permeabilidad intrínseca o absoluta; Q es el caudal; L es la longitud del medio permeable; γ es el peso específico del fluido; A es el área de la sección de pruebas que contiene el medio permeable, normal a la dirección del flujo; Δh es la diferencia de alturas piezométricas entre la entrada y la salida de la sección de pruebas.

$$k = \frac{QL\mu}{\rho g A(h_1 - h_2)} \quad (25)$$

Siendo h_1 y h_2 la altura piezométrica en la sección inicial y final del medio permeable, respectivamente; ρ la densidad del fluido y, g la aceleración de la gravedad. Con el uso de las ecuaciones se determinó que $K=2 \times 10^{-3} \text{ m/s}$ y $k=2 \times 10^{-6} \text{ cm}^2$, para todos los caudales, ya que, al aumentar el flujo también incrementó la diferencia de alturas entre los dos puntos de la sección de pruebas. Obtenidos estos valores y revisando los valores presentados en el análisis de Davis [96], que se muestran en la Tabla 4.4, se verificó que la permeabilidad calculada a partir de los datos experimentales correspondía al valor dado para gravas y arenas, con lo que se concluyó que el banco de pruebas estaba bien construido y serviría para evaluar los distintos fluidos de perforación. En la Figura 4.12 se puede apreciar el banco de pruebas para permeabilidad, durante el experimento de Darcy.



Figura 4.12. Experimento de permeabilidad basado en la Ley de Darcy.

Una vez que se validó el experimento, se evaluaron los fluidos aireados, utilizando el espumante E1, para lo cual se accionaron bomba y compresor al mismo tiempo, regulando los caudales indicados por el modelo St-air [18]. El fluido circuló a diferentes tasas de flujo a través del medio poroso, variando el caudal de 1.78×10^{-4} a $2.67 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ y, monitoreando la presión a la entrada y la salida del contenedor de muestras geológicas. La diferencia de presión medida con los manómetros se convirtió a metros columna de agua (m.c.a.) para poder introducir la diferencia de alturas en la ecuación de Darcy y calcular la permeabilidad. Se repitió el proceso con los diferentes espumantes (E2 y E3), para calcular la permeabilidad del estrato cuando se utilizan los diferentes fluidos.

Posteriormente, se llevó a cabo el experimento de permeabilidad con la implementación de los lodos de perforación (la literatura recomienda disolver de 0.03 a 0.07 w_i de bentonita en agua). Para observar el efecto en la permeabilidad, producido por el aumento en la concentración de la arcilla, dicha concentración se varió en 0.01, 0.03 y 0.05 w_i de bentonita.

Tabla 4.4. Permeabilidad intrínseca y, permeabilidad de Darcy, para diferentes materiales, obtenidos por Davis [96].

	k (darcy)	k (cm^2)	K (cm/s)	K (m/s)	K (gal/day/ft^2)
Gravel	10^5	10^{-3}	10^2	1	10^6
Clean sand	10^4	10^{-4}	10	10^{-1}	10^5
Silty sand	10^3	10^{-5}	1	10^{-2}	10^4
Silt, loess	10^2	10^{-6}	10^{-1}	10^{-3}	10^3
Glacial till	10	10^{-7}	10^{-2}	10^{-4}	10^2
Unweathered marine clay	1	10^{-8}	10^{-3}	10^{-5}	10
Shale	10^{-1}	10^{-9}	10^{-4}	10^{-6}	10^{-1}
Unfractured metamorphic and igneous rocks	10^{-2}	10^{-10}	10^{-5}	10^{-7}	10^{-2}
Permeable basalt	10^{-3}	10^{-11}	10^{-6}	10^{-8}	10^{-3}
Fractured igneous and metamorphic rocks	10^{-4}	10^{-12}	10^{-7}	10^{-9}	10^{-4}
Limestone and dolomite	10^{-5}	10^{-13}	10^{-8}	10^{-10}	10^{-5}
Sandstone	10^{-6}	10^{-14}	10^{-9}	10^{-11}	10^{-6}
Karst limestone	10^{-7}	10^{-15}	10^{-10}	10^{-12}	10^{-7}
Unfractured metamorphic and igneous rocks	10^{-8}	10^{-16}	10^{-11}	10^{-13}	10^{-8}

4.2 Medición de la capacidad calorífica de los fluidos

La configuración experimental de este trabajo, está basada en el montaje realizado por Feng y Qincheng [97]. En el montaje experimental de este proyecto, se construyó una cámara con aislante térmico de poliestireno expandido, de 0.01 m de espesor y, se introdujo una resistencia eléctrica de 9.2 ohms para calentar el fluido de perforación, mediante efecto joule. El diagrama del montaje experimental se muestra en la Figura 4.13. Se midió la resistividad eléctrica y, con las ecuaciones 26, 27 y 28, se calculó la energía disipada por la resistencia, cuando se tiene un voltaje de 127 V. La potencia disipada en la resistencia se puede calcular con la Ley de Joule, representada en la ecuación 26 [98].

$$\dot{q} = V * I \quad (26)$$

La intensidad de corriente eléctrica se calcula con la Ley de Ohm (ecuación 27).

$$I = \frac{V}{R} \quad (27)$$

De la ecuación 26, se puede obtener la ecuación 28, despejando la energía.

$$q = V * I * t \quad (28)$$

La energía disipada también se puede calcular con otra expresión de la Ley de Joule, la cual se muestra en la ecuación 23 [98].

$$q = I^2 * R * t \quad (29)$$

En las ecuaciones anteriores, $\dot{q}$ es la potencia disipada por la resistencia (por unidad de tiempo); V es la diferencia de potencial o, voltaje; I es la intensidad de corriente; R es el valor de la resistencia; t es el tiempo y q , es el calor disipado por la resistencia. Utilizando las ecuaciones 28 y 29, se calculó el calor disipado por la resistencia y fue de 1.12 kW.

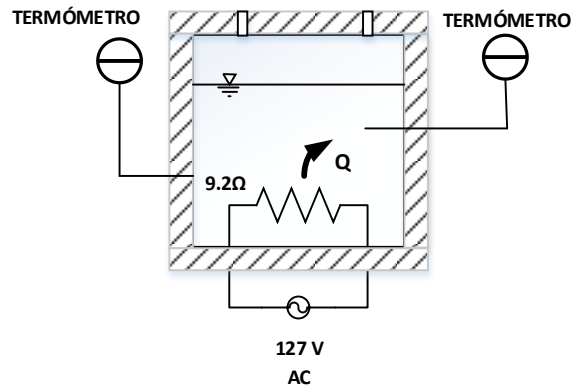


Figura 4.13. Diagrama esquemático del banco de pruebas para la determinación del calor específico de los fluidos de perforación.



Figura 4.14. Cámara adiabática de poliestireno expandido, en la que la resistencia eléctrica cede energía al fluido de perforación.

Para asegurar la precisión en los datos, se decidió obtener la energía transferida dentro de la cámara adiabática, despreciando el calor transferido al ambiente. Se utilizó agua desmineralizada, ya que se conoce el valor del calor específico a presión constante ($4.18 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$ a 20°C) y, con la ecuación 1 se pudo obtener el calor disipado por la resistencia. La presión en el proceso fue constante, debido a que la presión dentro de la cámara corresponde a la presión atmosférica durante todo el proceso, porque la cámara tenía unas pequeñas perforaciones en su parte superior.

$$Q = mc_p \Delta T \quad (1)$$

Después de una serie de cinco repeticiones del experimento, en todos los casos se obtiene que el calor disipado por la resistencia es de 1.1 kW . En la Figura se aprecia el contenedor con la resistencia eléctrica al fondo. Se colocaron transductores de temperatura dentro de la cámara para su monitoreo.

Para la determinación del calor específico del espumante a volumen constante, se construyó un calorímetro de menor potencia, debido a que cuando se realizó el experimento con fluido aireado, utilizando la resistencia de 1.1 kW , se observó que la espuma tenía menor capacidad de enfriamiento que los lodos convencionales. En la Figura 4.15 se muestra el diagrama esquemático del calorímetro construido, el cual consta de una cámara de poliestireno expandido de 0.01 m de espesor, totalmente sellada, en su interior se colocaron tres resistencias de $1.2 \text{ k}\Omega$ conectadas en paralelo para disipar más calor, debido a que la intensidad de corriente es mayor con esta configuración y, se colocó un transductor para monitorear la temperatura. Con la Ecuación 30 se calculó la resistencia equivalente [99].

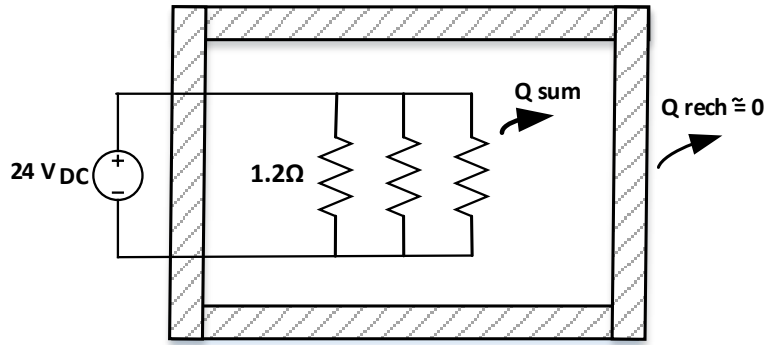


Figura 4.15. Diagrama del calorímetro construido para la determinación del c_v del fluido aireado.

$$R_{eq} = \left(\frac{1}{R_1 + R_2 + R_3} \right)^{-1} \quad (30)$$

Donde R_{eq} es el resistor equivalente para el circuito en paralelo; R_1 , R_2 y R_3 es el valor de cada resistencia conectada en paralelo. Como las resistencias son del mismo valor, la ecuación 30 puede reducirse en la siguiente expresión:

$$R_{eq} = \left(\frac{3}{R} \right)^{-1} \quad (31)$$

Nuevamente se aplicaron las ecuaciones 27 y 28, para obtener el calor transferido al fluido, el cual fue de $1.44 \text{ e}^{-03} \text{ kW}$.

Para validar el calorímetro, se realizaron experimentos con $6 \text{ e}^{-03} \text{ kg}$ de aire, ya que se sabe que el c_v del aire es de 0.71 kJ/kg K , a 20°C (temperatura ambiente durante la experimentación) según la literatura. Se midió la temperatura al inicio y al término del proceso y, se calculó el calor disipado por la resistencia dentro de la cámara, para lo cual se partió de la primera ley de la termodinámica para sistemas cerrados, que se muestra en la Ecuación 32 [40]

$$\Delta E = Q - W = m\Delta U + \frac{1}{2}m\Delta v^2 + mg\Delta z \quad (32)$$

En donde ΔE es el diferencial de energía, Q es el calor que entra o sale del sistema, W es el trabajo que entra o sale del sistema; m es la masa; ΔU es el cambio en la energía interna; $\frac{1}{2}\Delta v^2$ es la variación de la energía cinética y, $g\Delta z$ representa la variación de la energía potencial. Dividiendo la Ecuación 32 entre la masa (m) (ya que es sistema cerrado), y sabiendo que en la cámara solo habrá transferencia de calor, lo que ocasionará un cambio en la energía interna y, despreciando los cambios de energía cinética y energía potencial, obtiene la ecuación 34.

$$q - \cancel{w} = \partial u + \frac{1}{2} \cancel{\partial v^2} + \cancel{\partial g z} \quad (33)$$

$$q = \partial u \quad (34)$$

Despejando ∂u en la Ecuación 2 y, sustituyendo en la Ecuación 34, se obtiene la ecuación 35:

$$q = c_v \partial T \quad (35)$$

Donde q es el calor por unidad de masa, c_v es el calor específico y, ∂T la variación de temperatura. Multiplicando ambos términos de la ecuación por m se obtiene la ecuación 36, donde Q es el calor total transferido al sistema, o desde el mismo.

$$Q = mc_v \Delta T \quad (36)$$

El experimento se repitió diez veces. Los resultados indicaron que el calor transferido al fluido dentro de la cámara era de 1.4 kW, al igual que los cálculos realizados con las ecuaciones de la ley de Joule, con lo que se determinó que el experimento serviría para evaluar las espumas a volumen constante.

Una vez que se validó el calorímetro, se continuó con la realización del experimento, con las diferentes espumas, con lo que se pudo determinar la capacidad calorífica de cada sustancia.

4.3 Experimento de transporte de recortes con diferentes fluidos de perforación.

Se construyó un banco de pruebas para evaluar la capacidad de los diferentes fluidos de perforación para transportar recortes, basado en el montaje experimental de Piroozian e Ismail, quienes evaluaron el transporte de recortes de perforación en pozos horizontales e inclinados, con fluidos base agua, variando la concentración de bentonita y carboximetilcelulosa [66]. En el presente trabajo de tesis se hicieron algunas modificaciones a esta configuración, debido a que se buscaba estudiar el transporte de sólidos con flujo vertical ascendente. En el experimento se generó un flujo por un espacio anular como sucede durante una perforación real. Asimismo, se instalaron partículas esféricas sólidas en el fondo de la sección de pruebas, para ser transportadas por el fluido de perforación hacia la parte superior y posteriormente, salir del banco de pruebas. Se midió la masa de los sólidos colocados en el dispositivo, utilizando una balanza granataria y, después se midió la cantidad de sólidos acarreados por el fluido durante un determinado tiempo. Los sólidos fueron separados del fluido, con una malla fina. En la Figura 4.16 se muestra el diagrama del banco de pruebas para evaluar el transporte de sólidos con fluidos de perforación

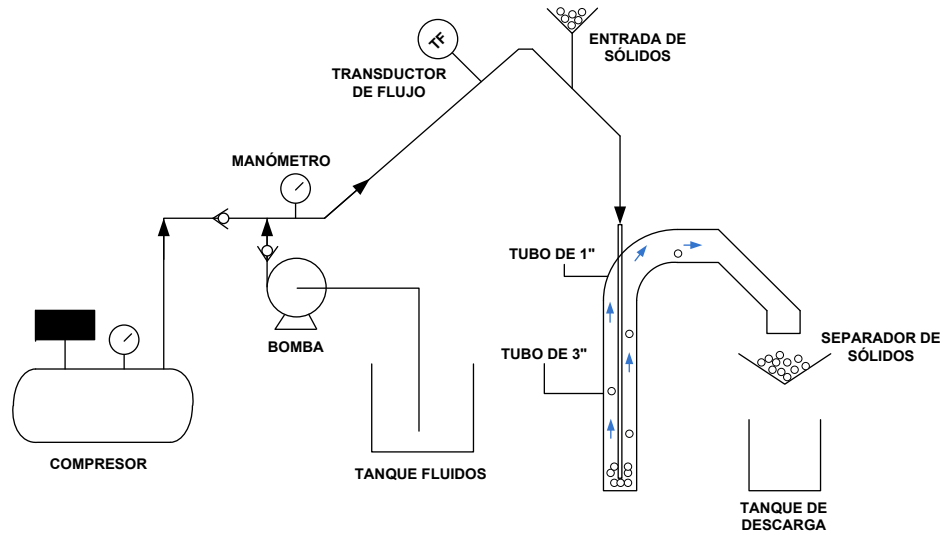


Figura 4.16. Diagrama del montaje experimental para el experimento de transporte de recortes.



Figura 4.17. Banco experimental para pruebas de transporte de sólidos.

En el banco de pruebas implementado, se empleó una bomba para hacer circular, tanto los fluidos de perforación base agua, como la disolución de agua con surfactante para los fluidos aireados. Además, se conectó un compresor de aire para originar la espuma. Para la construcción de la sección de pruebas donde se colocaron los sólidos, se situaron de manera vertical, dos tubos concéntricos; uno de 1 pulgada y 0.45 m de longitud y, el otro de 3 pulgadas de diámetro y 0.5 m de longitud, sellado en un extremo. El fluido desciende por el tubo de menor diámetro y cuando llega al fondo de la sección, en donde se colocaron partículas sólidas, retorna para comenzar a ascender por el espacio anular formado entre los dos tubos, transportando los sólidos una distancia de 0.5 m verticalmente. En la Figura 4.17, se ilustra el banco de pruebas para transporte de sólidos concluido.

Durante el experimento, se controló el caudal de entrada a la sección de pruebas; esto se hizo con la ayuda de una válvula a la salida de la bomba y, una en la salida del compresor para el caso de los fluidos aireados. El experimento inicialmente se hizo con agua, posteriormente con los espumantes (E1, E2 y E3) y, por último, con los lodos de perforación convencionales (B2, B5 y B6). Las concentraciones de surfactante en las disoluciones continuaron siendo las mismas que en los experimentos previos (ver Tabla 4.2), sin embargo, para el caso de los lodos, se utilizó el fluido B2 ($w_i=0.03$), pero además se prepararon dos lodos diferentes con concentraciones mayores de bentonita, a los que se les llamó B5, con $w_i=0.05$ y, B6, con $w_i=0.07$. Esto debido a que la concentración de bentonita de B1 ($w_i=0.01$) es muy baja y, no es recomendable este lodo para transporte de recortes, por lo que se decidió no estudiar este fenómeno con este fluido. No obstante, sí se utilizó B1 en el experimento de permeabilidad, para estudiar el efecto producido por la variación en la concentración de bentonita, desde bajas concentraciones, hasta las recomendadas por la literatura, ya que como se mencionó, al utilizar fluidos con mayores concentraciones de bentonita en el experimento de Darcy, se sellaba el estrato inmediatamente.

Tabla 4.5. Propiedades de los lodos de perforación bentoníticos utilizados durante el experimento de transporte de recortes.

Fluido	w_i (m_g/m_w)	ρ (kg/m^3)	μ ($kg/m*s$)	AV ($kg/m*s$)	PV ($kg/m*s$)
B2	0.03	1026.91	0.0015	0.0015	0.0015
B5	0.05	1046.85	0.0065	0.0065	0.006
B6	0.07	1066.79	0.015	0.015	0.01

Cada fluido circuló a una tasa de flujo constante durante 1 minuto, y se midió la masa de sólidos removidos por éste. Finalizado el experimento, nuevamente se colocaron partículas sólidas al fondo de la sección de pruebas. Posteriormente se incrementó el caudal y se repitió el experimento para medir la cantidad de sólidos acarreados con el nuevo flujo configurado. Una vez que se terminó el experimento con todos los caudales, se repitió todo el proceso, pero utilizando partículas sólidas esféricas de 13.5 mm de diámetro y una densidad de 3,298 kg/m^3 . En la Tabla 4.6, se muestran los caudales utilizados durante las pruebas de transporte de sólidos, utilizando agua como fluido de control.

Por otra parte, en la Tabla 4.7, se reportan las tasas de flujo utilizadas para cada experimento con espumante. Se muestran también la fracción de masa de surfactante en polvo disuelto en agua para la elaboración del espumante, el tiempo de la prueba, así como los diámetros de las partículas sólidas agregadas en el primer y segundo experimento, respectivamente. En las figuras 4.6, 4.7 y 4.8, $\dot{v}$ representa el flujo volumétrico o caudal; t el tiempo de la prueba (con cada caudal configurado); $\varnothing_{p1}$ y $\varnothing_{p2}$ representan el diámetro de las partículas 1 y 2, respectivamente.

Tabla 4.6. Caudales utilizados durante la experimentación con agua.

$\dot{v}(m^3/s)$	Fluido	t (s)	$\varnothing_{p1}(m)$	$\varnothing_{p2}(m)$
2.5 e⁻⁰⁵	Agua	60	7e ⁻⁰³	13.5e ⁻⁰³
5 e⁻⁰⁵				
1 e⁻⁰⁴				
1.5 e⁻⁰⁴				
2 e⁻⁰⁴				
2.5 e⁻⁰⁴				
2.83 e⁻⁰⁴				

Tabla 4.7. Caudales de los fluidos aireados, durante el experimento de transporte de sólidos.

Fluido	w_i	$\dot{v} (m^3/s)$	t (s)	$\varnothing_{p1}(m)$	$\varnothing_{p2}(m)$
E1 (Espumante 1)	0.018	4.17e-04	60	7e ⁻⁰³	13.5e ⁻⁰³
E2 (Espumante 2)	0.022	5.83e-04			
		7.5e-04			
		9.17e-04			
E3 (Espumante 3)	0.027	1.08e-03			
		1.25e-03			

En la Figura 4.18, se muestra el experimento de transporte de partículas sólidas de 7 mm de diámetro, cuando se utiliza fluido aireado. Se puede apreciar la generación de espuma a la salida del banco de pruebas, la cual tiene un muy bajo contenido de líquido, siendo aire casi en su totalidad; y también cómo las partículas sólidas esféricas fueron expulsadas de la sección de pruebas, acarreadas por la espuma.



Figura 4.18. Experimentación con fluidos aireados.

En la Figura 4.19, se muestran algunas partículas de 7 mm de diámetro recuperadas a la salida del banco de pruebas y, en la Figura 4.20 se muestran partículas de 13.5 mm de diámetro que fueron acarreadas por el fluido aireado cuando se utilizaron caudales de $1.33 \text{ e}^{-03} \text{ m}^3/\text{s}$. Cabe mencionar que éstas últimas, solo pudieron ser acarreadas con este tipo de fluido, es decir, ni el agua, ni el lodo de perforación, pudieron transportar estas partículas.



Figura 4.19. Partículas de 7 mm de diámetro, transportadas por la espuma.



Figura 4.20. Partículas de 13.5 mm, separadas a la salida de la sección de pruebas.

En la Tabla 4.8, se muestran los caudales fijados durante el experimento de transporte de sólidos con lodo convencional, preparado con agua y bentonita sódica. Asimismo, se muestran la fracción de masa de la arcilla disuelta en agua y, los

diámetros de las partículas utilizadas en el primer y segundo experimento, respectivamente, para evaluar la capacidad del fluido para transportar sólidos.

Tabla 4.8. Caudales de los lodos de perforación, durante el experimento de transporte de sólidos.

Fluido	w_i	$\dot{v}$ (m^3/s)	t (s)	$\varnothing_{p1}$ (m)	$\varnothing_{p2}$ (m)
Lodo bentonítico B2	0.03	$2.5 \cdot 10^{-5}$	60	$7 \cdot 10^{-3}$	$13.5 \cdot 10^{-3}$
Lodo bentonítico B5	0.05	$5 \cdot 10^{-5}$			
		$1 \cdot 10^{-4}$			
		$1.5 \cdot 10^{-4}$			
		$2 \cdot 10^{-4}$	60	$7 \cdot 10^{-3}$	$13.5 \cdot 10^{-3}$
Lodo bentonítico B6	0.07	$2.5 \cdot 10^{-4}$			
		$2.83 \cdot 10^{-4}$			

En la Figura 4.21, se pueden apreciar las partículas sólidas separadas del lodo de perforación, a la salida de la sección de pruebas.



Figura 4.21. Partículas de $\varnothing = 7$ mm, transportadas con el lodo de perforación, a la salida de la sección de pruebas.

Es importante mencionar que los experimentos, se repitieron 5 veces para cada caudal configurado, para tener mejor precisión en la medición de la cantidad de masa de sólidos transportada por los diferentes fluidos, realizada a la salida de la sección de pruebas. Una vez que los experimentos terminaron, se continuó con el análisis de los resultados obtenidos, lo cual se discute en el siguiente capítulo.

Capítulo V
Resultados y análisis

5. Resultados y análisis

En el presente capítulo se presentan los resultados de los tres principales experimentos realizados; Ley de Darcy, medición de la capacidad térmica específica y, transporte de recortes. Se presenta un análisis de los resultados y las gráficas y tablas principales de los fenómenos observados.

5.1 Experimento de Darcy.

El experimento de Darcy se realizó con agua, con fluidos aireados y con lodos de perforación convencionales. En la Tabla 5.1, se muestran los resultados calculados de permeabilidad intrínseca (k) y, de permeabilidad de Darcy o conductividad hidráulica (K) del medio poroso, el cual se construyó con muestras de riolita y andesita, obtenidas en una perforación realizada en la ciudad de Morelia. Dichos cálculos se realizaron utilizando los parámetros medidos durante el proceso de experimentación con agua. Se muestra el caudal, la viscosidad y la densidad del fluido, así como el área normal al flujo y la longitud de la sección de pruebas que contiene el medio permeable y que se involucran en la ecuación.

Tabla 5.1. Parámetros obtenidos durante el experimento de permeabilidad realizado con agua, en una muestra de arena y grava de andesita y riolita.

$\dot{V}$ (m^3/s)	k (m^2)	K (m/s)	Δh (m)	μ ($kg/(m*s)$)	ρ (kg/m^3)	A (m^2)	L (m)
1.90 e-05	2.24 e-10	2.46 e-03	0.16	0,000891	997	8,20E-03	0,17
2,22 e-05	1,88 e-10	2.1 e-03	0,2225				
3,44 e-05	2,00 e-10	2.2 e-03	0,325				
5.83 e-05	2.25 e-10	2.47e-03	0.490				
8,72 e-05	1,98 e-10	2.2 e-03	0,83				
1,13 e-04	2,20 e-10	2,42e-03	0,97				
1,24 e-04	1,85 e-10	2.0 e-03	1,27				

En la Figura 5.1, se muestra el gráfico de la permeabilidad intrínseca del estrato, cuando fluye agua. En esta gráfica se aprecia que todos los datos están comprendidos en el intervalo de 1.88 e^{-10} a $2.2 \text{ e}^{-10} \text{ m}^2$, con lo que se comprobó que la permeabilidad intrínseca correspondía a los valores dados en las aproximaciones de Davis para arenas y gravas, material con el que se conformó el medio permeable en la sección de pruebas del experimento [96]. Otro parámetro que se calculó fue la permeabilidad de Darcy o, también llamada conductividad hidráulica, cuyos resultados fueron graficados (Figura 5.2). Se observa que los valores de K oscilan entre 0.002 y 0.00247, los cuales corresponden también, a los dados en la aproximación de Davis, para arenas y gravas [96].

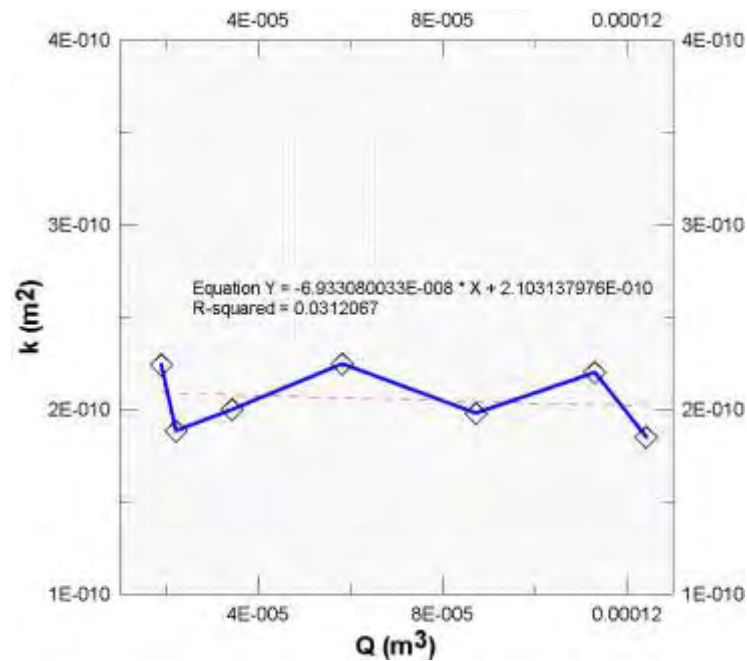


Figura 5.1. Permeabilidad intrínseca del estrato, cuando circula agua a diferentes tasas de flujo.

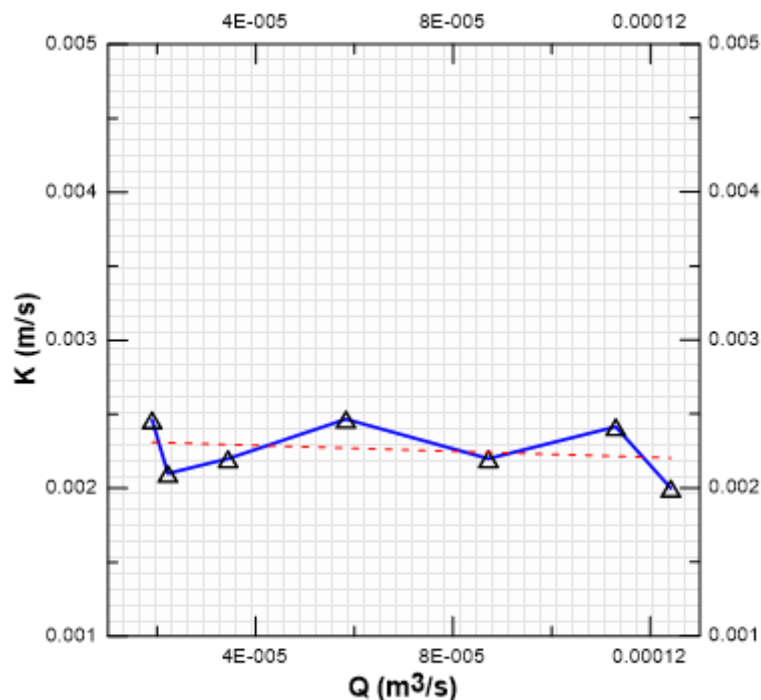


Figura 5.2. Permeabilidad de Darcy en el medio permeable, cuando circula agua.

Una vez que se concluyeron las pruebas de permeabilidad con agua, se continuó con los mismos experimentos, pero ahora utilizando fluido espumante. En las gráficas que se muestran en la Figura 5.3, se observa el comportamiento de la

permeabilidad del estrato, presentado cuando se utiliza espuma con diferentes concentraciones de surfactante. Se aprecia que la permeabilidad intrínseca es un más elevada cuando se utiliza el espumante E1, el cual, contiene una fracción de masa de surfactante menor que la utilizada en los espumantes E2 y E3, así como también es el menos viscoso.

Para el caso del espumante E3, el cual tiene la mayor viscosidad y la mayor concentración de surfactante ($w_i = 0.027$), se puede apreciar que la permeabilidad intrínseca (Figura 5.3) y la conductividad hidráulica (Figura 5.4), son menores que las registradas con los espumantes E1 y E2. Esto se debe a la elevada viscosidad del fluido, lo que complica su circulación a través de los poros interconectados del estrato. Asimismo, se observó experimentalmente, que el alto contenido de surfactante, da lugar a una impregnación de partículas sólidas de éste en los poros del estrato, lo que reduce el área normal al flujo y por lo tanto, la permeabilidad.

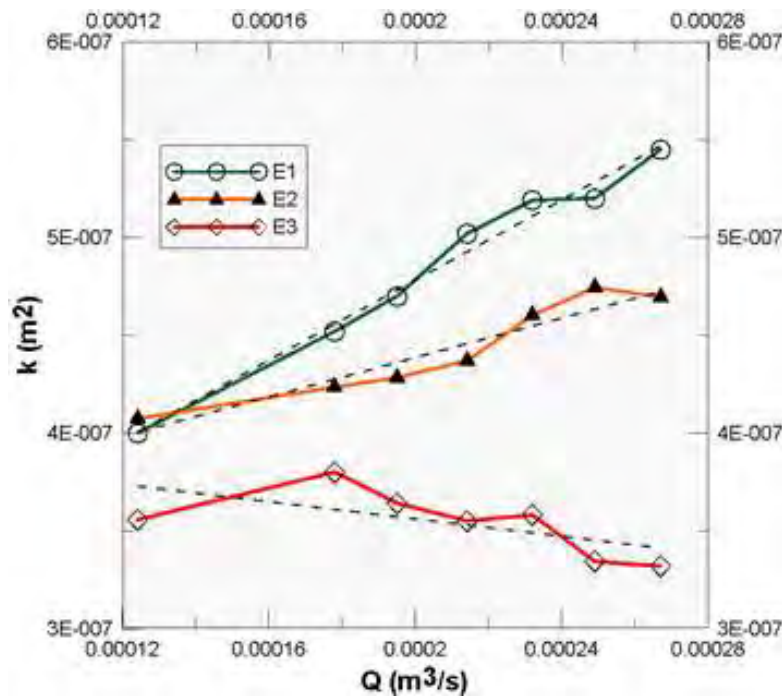


Figura 5.3. Permeabilidad intrínseca del medio permeable, cuando se utilizan fluidos espumantes.

En las Figuras 5.3 y 5.4, se puede apreciar en la línea del espumante E3 (en color rojo), que la permeabilidad absoluta y la permeabilidad de Darcy, tienden a reducirse conforme aumenta el caudal, al contrario de lo que sucede con los espumantes E1 y E2, donde las permeabilidades k y K se incrementan al aumentar el caudal. Esto debido a que en el caso de E1 y E2 el aumento de flujo y, por lo tanto la velocidad, está abriendo los poros. Pero en el caso de E3, el aumento de velocidad provocado por el incremento del caudal, no tiene otro efecto que el de depositar partículas de

detergente, debido a su mayor concentración, evitando su circulación y sellando los poros del estrato. Cabe aclarar que el espesor de las partículas de surfactante, fue despreciable en la prueba API de filtrado, ya que difícilmente se perciben a simple vista. Los resultados obtenidos con los tres espumantes, están tabulados en el Apéndice A.

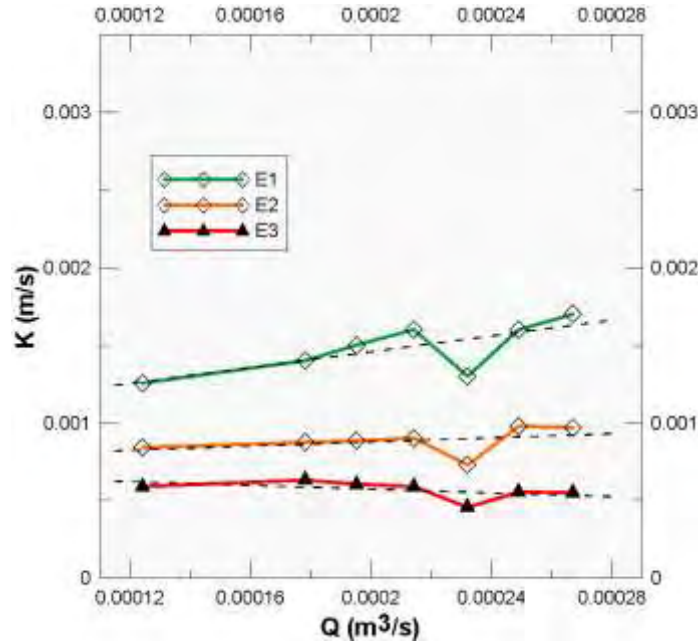


Figura 5.4. Conductividad hidráulica del estrato, cuando se utilizan los diferentes tipos de espumantes (E1, E2 y E3).

Una vez que se concluyó el experimento de Darcy con todos los espumantes, se procedió a realizar las mismas pruebas utilizando lodo convencional con una fracción de masa $w_i = 0.07$, sin embargo, las partículas de arcilla sellaron casi de inmediato los poros interconectados en las muestras geológicas de la sección de pruebas, imposibilitando la variación del caudal, obteniendo los datos que se presentan en la Tabla 5.2 para fluido bentonítico.

Tabla 5.2. Permeabilidad intrínseca y conductividad hidráulica del lodo de perforación convencional con una fracción de masa de $w_i = 0.07$.

Q (m³/s)	μ kg/(m*s)	ρ (kg/m³)	Δh (m)	A (m²)	L (m)	k (m²)	K (m/s)
4.72e-05	0.0047	1066.79	9.2	8.20E-03	0.17	4.78E-11	1.06E-04

Las partículas de bentonita quedaron adheridas en los granos de grava y arena del estrato de la sección de pruebas, modificando la permeabilidad de éste. Se hizo circular agua en el montaje experimental para lavar la sección de pruebas durante 1 hora, sin embargo, continuó mostrando una baja permeabilidad. Se realizó el experimento de Darcy nuevamente con agua a 25°C, obteniendo los resultados

mostrados en la Figura 5.5 para permeabilidad absoluta y, los datos graficados en la Figura 5.6 para la conductividad hidráulica o permeabilidad de Darcy.

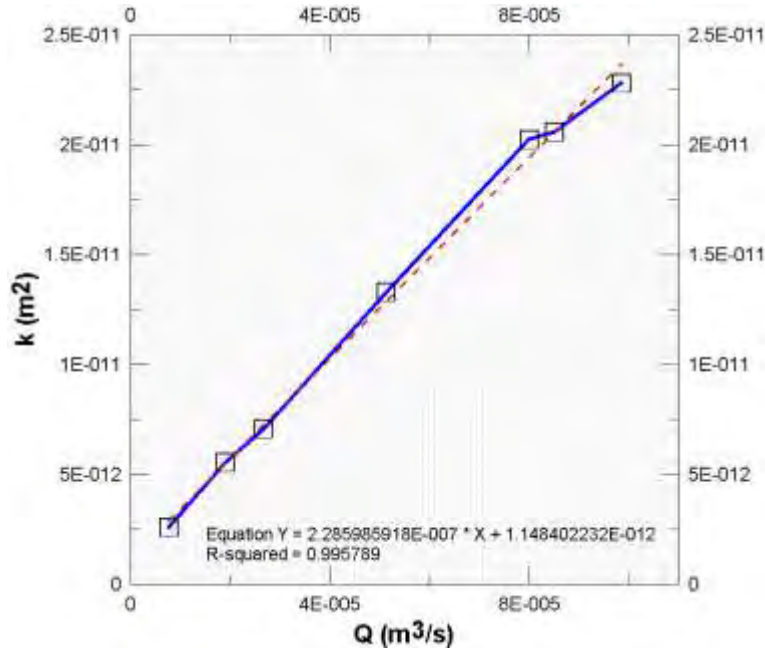


Figura 5.5. Permeabilidad intrínseca en el medio permeable alterado, cuando fluye agua después de haber utilizado bentonita.

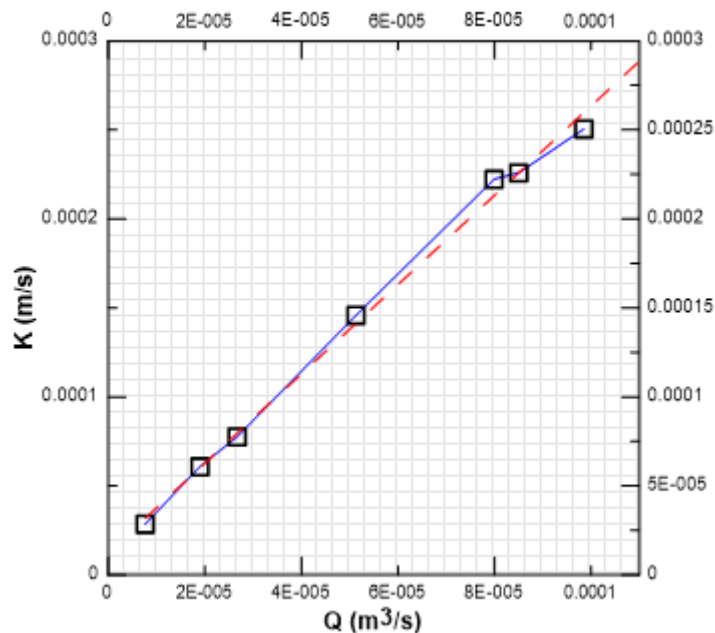


Figura 5.6. Permeabilidad de Darcy con el medio permeable alterado, cuando se utiliza agua.

Se puede apreciar en la Figura 5.5, que la permeabilidad intrínseca (o absoluta), se ha reducido con respecto a la misma prueba realizada con agua, antes de ejecutar los experimentos con lodo de perforación convencional, de $2.24 \times 10^{-10} m^2$ hasta un valor de $2.60 \times 10^{-12} m^2$ (figuras 5.1 y 5.5), comprobando que la bentonita reduce la permeabilidad de los estratos. El gráfico de la conductividad hidráulica (figuras 5.2

y 5.6), también indica una reducción de ésta en el estrato después de usar lodos, desde 2.46×10^{-3} m/s, a 2.86×10^{-5} m/s. En las figuras 5.5 y 5.6, se muestra un incremento de las permeabilidades intrínseca y de Darcy, respectivamente, al aumentar el caudal. Esto es debido al acarreo de la bentonita depositada, lo que provoca un destape de los poros saturados con ésta arcilla.

Después de observar que la permeabilidad absoluta y la conductividad hidráulica del estrato se habían reducido a causa del lodo de perforación, se utilizó espumante para observar el efecto de éste sobre la bentonita impregnada en los poros. Se observó que la espuma, a diferencia del agua, circulaba con más facilidad a través de los poros y, que además, era capaz de remover la bentonita adherida en estos. En el gráfico de la Figura 5.7, se observa cómo la permeabilidad tiende a incrementarse conforme va aumentado el caudal, esto se debe a que como se observó experimentalmente, con mayores flujos de espuma, se tendía a remover con mayor facilidad la bentonita. Asimismo, se observa que la permeabilidad en el estrato es mayor cuando se utiliza el espumante E2, que cuando se utiliza el espumante E1, ya que el primero, tiene mayor concentración de surfactante que el segundo, lo que facilita la remoción de partículas de arcilla de los granos del medio permeable. No obstante, cuando se utiliza el espumante con más concentración de surfactante (espumante E3), la permeabilidad vuelve a reducirse, debido a que como se mencionó anteriormente, la concentración de surfactante es tanta, que las partículas sólidas de éste, comienzan a saturar los poros interconectados del estrato, reduciendo así, su permeabilidad. A pesar de ello, la permeabilidad mostrada con el uso de E3, sigue siendo mayor que la presentada con E1, ya que gran cantidad de partículas de bentonita fueron removidas de la sección de pruebas con el espumante E2, después de utilizar E1.

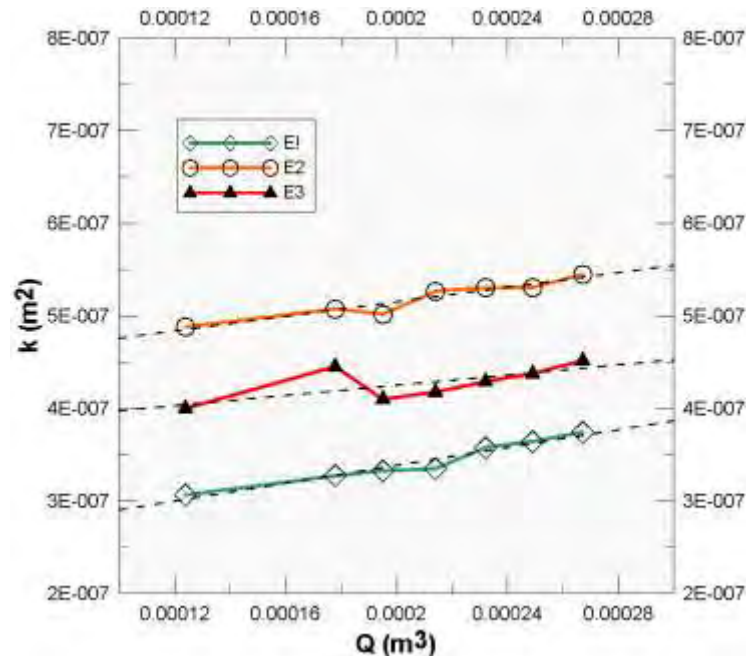


Figura 5.7. Permeabilidad intrínseca de las muestras geológicas, cuando fluye espuma.

De igual manera, la conductividad hidráulica (Figura 5.8), también se reduce con el uso de E3, porque la concentración de detergente es muy elevada. En este mismo gráfico, puede apreciarse como en todos los casos (para E1, E2 y E3), la conductividad hidráulica tiende a aumentar conforme se va incrementando el caudal, esto se debe a que una mayor velocidad del fluido provoca un desprendimiento de las partículas de bentonita adheridas en el estrato.

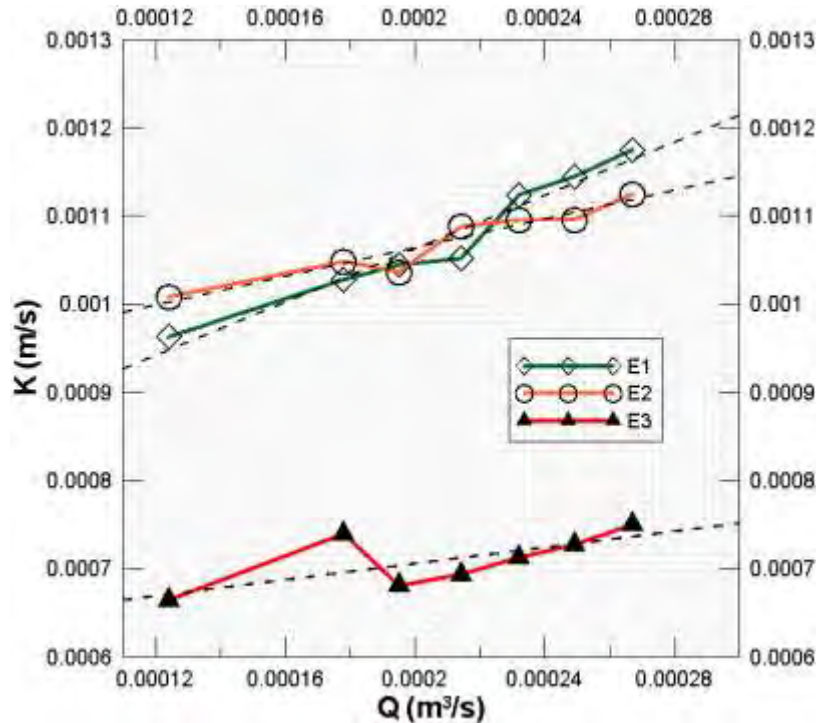


Figura 5.8. Conductividad hidráulica del medio permeable, cuando fluye espuma, con diferentes concentraciones de surfactantes.

Posteriormente se realizaron los experimentos de permeabilidad con lodo de perforación convencional. Se puede observar en la Figura 5.9, que el fluido B1, el cual tiene la menor concentración de bentonita, es el que menos altera la permeabilidad del estrato, sin embargo, esta concentración de $w_i = 0.01$ no se utiliza en perforaciones reales. Se muestra en la misma figura, que el fluido B3 comienza a reducir la permeabilidad del estrato, debido a que las partículas de arcilla nuevamente comienzan a saturar los poros del estrato. En el B2, sin embargo, la permeabilidad aumenta a medida que se incrementa el caudal. Cabe mencionar que la concentración de bentonita utilizada en la elaboración del fluido B3 ($w_i = 0.035$) tampoco es ideal en las perforaciones reales, ya que para el barrenado se recomienda una concentración w_i del 0.05 al 0.07, para poder lubricar la barrena y tener buena capacidad de acarreo de recortes de perforación.

En cuanto a la conductividad hidráulica, también se puede observar en el gráfico de la Figura 5.10, que el fluido B3 decrementa en mayor medida la permeabilidad de

Darcy en el estrato, debido a que tiene mayor cantidad de sólidos en suspensión. Se aprecia que con el fluido B1 la conductividad hidráulica va incrementándose, pero comienza a reducirse cuando los poros comienzan a saturarse de arcilla.

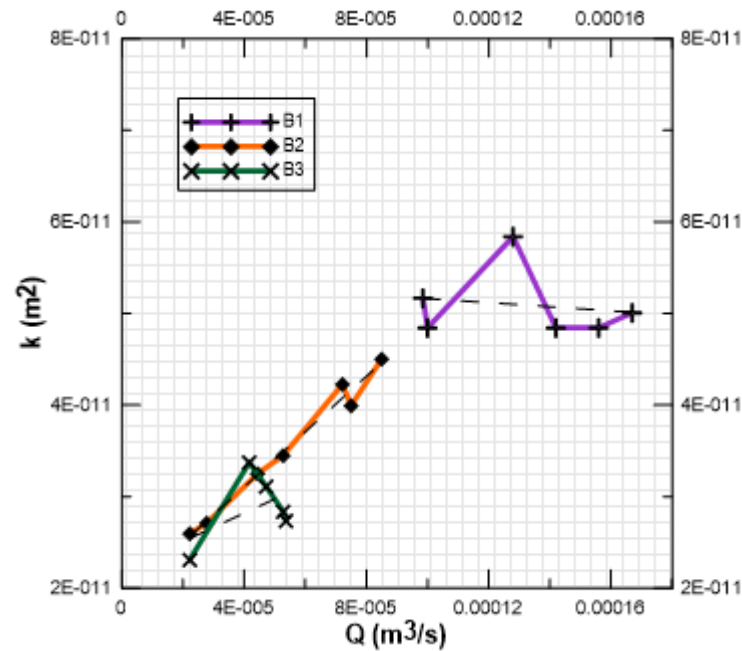


Figura 5.9. Permeabilidad intrínseca del estrato, cuando circula lodo convencional.

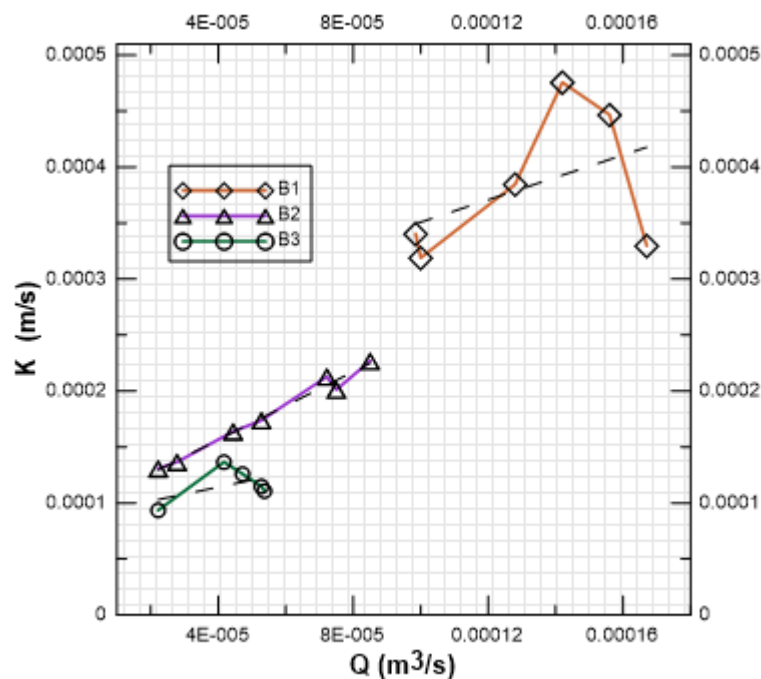


Figura 5.10. Permeabilidad de Darcy, lodos convencionales.

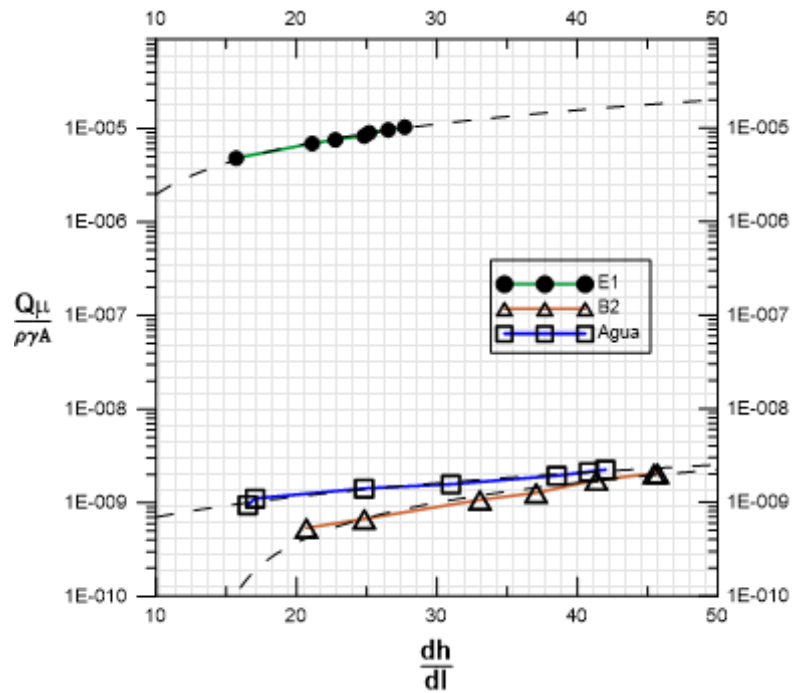


Figura 5.11. Gráfico adimensional de diferentes variables que intervienen en la ecuación de la permeabilidad absoluta.

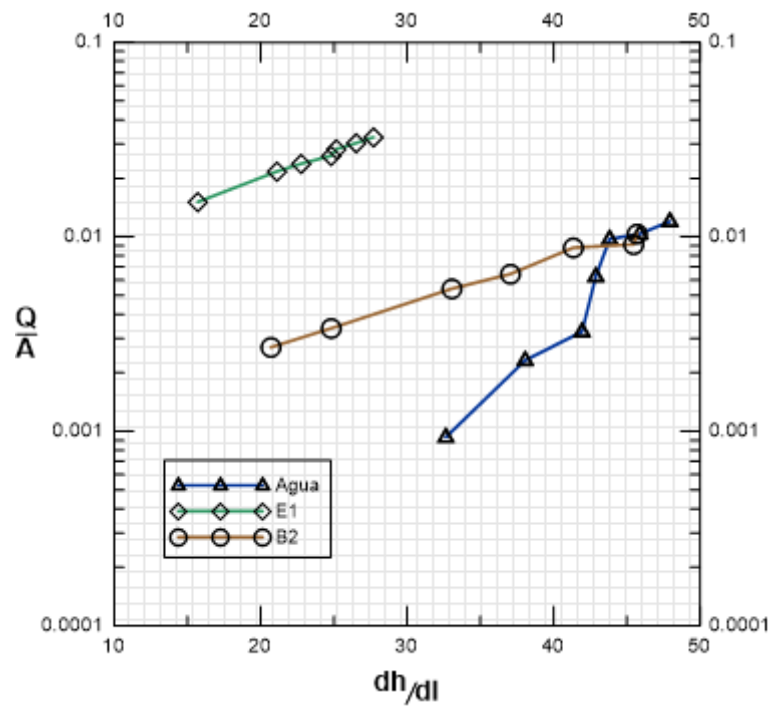


Figura 5.12. Gráfico adimensional, de diferentes variables de la ecuación de permeabilidad de Darcy.

La Figura 5.11 muestra el gráfico de la relación de variables que intervienen en la ecuación de Darcy para la permeabilidad absoluta, contra la relación dada por la diferencia de alturas piezométricas y la longitud del estrato. La Figura 5.12 muestra el gráfico de la relación de caudal y área, contra la relación de diferencia de alturas piezométricas y la longitud del estrato.

5.2 Medición de la capacidad térmica específica.

En la Tabla 5.3 se muestran los resultados obtenidos durante la medición de la capacidad térmica específica a presión constante, para los lodos de perforación convencionales, B2, B5 y B6. Comparando los resultados con los presentados por L.M. Casas [100], quien obtuvo un C_p de 4029 J/kg K, se puede notar que el C_p de la bentonita utilizada en el presente trabajo, presenta valores similares a los obtenidos por el autor.

Tabla 5.3. Resultados obtenidos durante la medición de la capacidad térmica específica.

Fluido base agua	T_1 (°C)	T_2 (°C)	m (kg)	Q (kW)	t (s)	ΔT (°C)	c_p (kJ/ kg °C)
B2	21.9	25.06	10.2691	1.1	120	3.16	4.067
B5	22.2	25.37	10.4685	1.1	120	3.17	3.977
B6	22.7	25.86	10.6679	1.1	120	3.16	3.915

En cuanto a los resultados obtenidos en la medición de la capacidad térmica específica del espumante, la cual se realizó a volumen constante, se adquirieron los resultados mostrados en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Resultados del experimento de medición de capacidad térmica en fluidos de perforación base aire.

Fluido base aire	T_1 (°C)	T_2 (°C)	m (kg)	Q (kW)	t (s)	ΔT (°C)	C_v (kJ/ kg °C)
E1	15	20.5	4.0 e-04	1.44e-03	180	60.8	1.17
E2	15.1	19.7	5.0 e-04	1.44 e-03	180	48.6	1.12
E3	15.2	19.5	5.50 e-04	1.44 e-03	180	47.2	1.09

No se encontraron trabajos en la literatura respecto a la medición de calor específico de espumas para perforación, debido a esto, no se pudo comparar el calor específico de los espumantes con algún otro estudio, sin embargo, el mismo calorímetro construido para este trabajo, se utilizó para obtener el c_v del aire con ayuda de las ecuaciones 28 y 36, obteniendo los resultados graficados en la Figura 5.13. Como se mencionó en la sección 4.3, la literatura indica un c_v del aire de 0.718 kJ/kg K [40], a la temperatura que se realizaron los experimentos (20 °C). En la Figura 5.13, se observa que el c_v medido en el calorímetro varía de 0.709 a 0.722 kJ/kg K, con lo que se validó el uso del mismo, ya que brinda valores cercanos a los tabulados. Por ello, se considera que los valores de c_v obtenidos con los diferentes espumantes, son válidos.

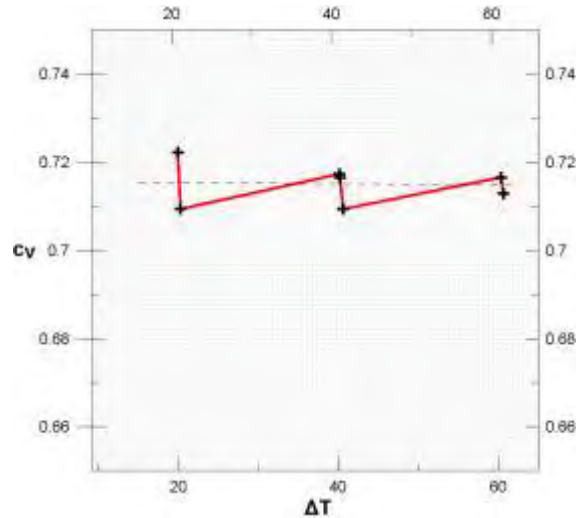


Figura 5.13. C_v del aire, medido en diferentes experimentos en el dispositivo.

5.3 Transporte de sólidos

Durante el experimento de transporte de sólidos inicialmente se utilizó agua, la cual debía transportar partículas sólidas esféricas con una densidad de $1,950 \text{ kg/m}^3$, desde el fondo de la sección de pruebas hasta su exterior. Se utilizó la ecuación de Piroozian para el cálculo del porcentaje de recuperación de masa. Esta relaciona la masa de entrada al sistema y la masa de salida del mismo, con lo cual se calcula un porcentaje de masa recuperada, al cual denominan CTP &, por las siglas en inglés de desempeño en el transporte de recortes (*Cutting Transport Performance*).

$$CTP (\%) = \frac{m_{rec} \times 100}{m_{ent}} \quad (37)$$

En la Tabla 5.5, se muestran los resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, utilizando agua desionizada. Los resultados obtenidos durante la experimentación con espumante E3 se muestran en la Tabla 5.6. Con este fluido se presentó el mejor desempeño para el transporte de sólidos, de todos los espumantes, ya que éste tiene la mayor viscosidad de los fluidos base aire.

Tabla 5.5. Resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, cuando se utiliza agua.

$t \text{ (s)}$	$\varnothing_{p1} \text{ (m)}$	$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)}$	$m_{ent} \text{ (kg)}$	$m_{rec} \text{ (kg)}$	$\dot{v} \text{ (m}^3\text{/s)}$	$CUT \text{ (\%)}$
60	$7e^{-03}$	1,950	0.035	0.0014	2.5 e^{-05}	4
				0.0014	5 e^{-05}	4
				0.0028	1 e^{-04}	8
				0.0035	1.5 e^{-04}	10
				0.0042	2 e^{-04}	12
				0.0049	2.33 e^{-04}	14
				0.0063	2.50 e^{-04}	18
				0.0077	2.67 e^{-04}	22

En cuanto a los lodos de perforación convencionales, la Tabla 5.7, muestra los resultados obtenidos para el fluido B6, el cual presentó mayor capacidad de acarreo, dentro de los fluidos de su tipo. Cabe señalar que los lodos convencionales presentaron el mejor desempeño en el transporte de sólidos, comparado con el agua y con los fluidos aireados, sin embargo, a altas velocidades anulares, los espumantes fueron los únicos capaces de remover partículas de 13.5 mm de diámetro.

Obsérvese en la Figura 5.14, cómo el agua no presenta buenos resultados para el transporte de sólidos, debido a su baja viscosidad y a su densidad. El espumante E3, que es el que tiene más viscosidad de todos los espumantes utilizados, debido a su alto contenido de surfactante, presenta buenos resultados para transportar recortes, sin embargo, estos se presentan a partir de un flujo de $1.17 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$. Por lo que se observó que cuando se utilizan fluidos aireados, se necesitan mayores velocidades anulares para transportar recortes. En la misma figura, también se observa que con el lodo B6 se transporta la mayor cantidad de sólidos, debido a la alta densidad de éste fluido y a su viscosidad. Aunque el espumante E3 y, el lodo B6, fueron capaces de acarrear todas las partículas sólidas que se colocaron en la sección de pruebas, puede observarse que el lodo bentonítico, realiza esta tarea con menores tasas de flujo, por lo tanto, se necesitan menos velocidades anulares para transportar sólidos.

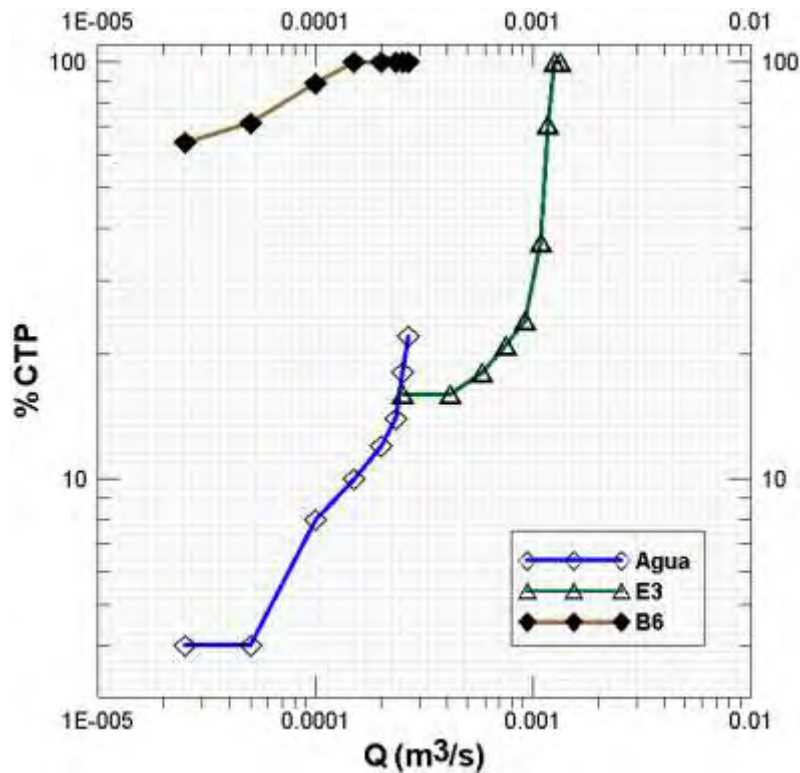


Figura 5.14. Gráfico de %CTP contra tasa de flujo, para $\phi_{p1}=7 \times 10^{-3} \text{ m}$.

Tabla 5.6. Resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, cuando se utiliza fluido espumante E3.

t (s)	$\varnothing_{p1}$ (m)	ρ (kg/m ³)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	$\dot{v}$ (m ³ /s)	CUT (%)
60	7e ⁻⁰³	1,950	0.035	0.0056	2.5 e ⁻⁰⁴	16
				0.0056	4.17 e ⁻⁰⁴	16
				0.0063	5.83 e ⁻⁰⁴	18
				0.00735	7.50 e ⁻⁰⁴	21
				0.0084	9.17 e ⁻⁰⁴	24
				0.013	1.08 e ⁻⁰³	37
				0.0249	1.17 e ⁻⁰³	71
				0.035	1.25 e ⁻⁰³	100
				0.035	1.33 e ⁻⁰³	100

Tabla 5.7. Resultados obtenidos durante el experimento de transporte de sólidos, utilizando lodo convencional B6.

t (s)	$\varnothing_{p1}$ (m)	ρ (kg/m ³)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	$\dot{v}$ (m ³ /s)	CUT (%)
60	7e ⁻⁰³	1,950	0.07	0.0448	2.5 e ⁻⁰⁵	64
				0.05005	5 e ⁻⁰⁵	71.5
				0.0623	1 e ⁻⁰⁴	89
				0.07	1.5 e ⁻⁰⁴	100
				0.07	2 e ⁻⁰⁴	100
				0.07	2.33 e ⁻⁰⁴	100
				0.07	2.50 e ⁻⁰⁴	100
				0.07	2.67 e ⁻⁰⁴	100

La Figura 5.15 muestra el gráfico del desempeño en el transporte de sólidos, cuando se utilizan diferentes espumantes. Puede apreciarse claramente, cómo el efecto de la viscosidad y de la concentración de surfactante, juega un papel importante en la acción de transporte, ya que el surfactante E3, que es el que contiene la mayor concentración de detergente, remueve una mayor masa de sólidos con caudales menores, comparado con E2 y E1, en los que es necesario un caudal de 1.17 e⁻⁰³ m³/s para comenzar a expulsar sólidos, mientras que con E3, los recortes comienzan a acarreararse con un caudal de 1.08 e⁻⁰³ m³/s. Pude observarse que E1, no es capaz de remover todos los recortes, aun cuando se utiliza el máximo caudal permitido por las limitaciones del compresor.

En la Figura 5.16 se muestran los gráficos de desempeño de transporte de recortes, para los diferentes lodos de perforación implementados (B3, B5 y B6). Se puede apreciar que B3, es el que presenta los resultados menos favorables para mover sólidos, ya que tiene la menor concentración de bentonita, por lo que su viscosidad y su densidad, también son las más bajas de todos los lodos utilizados en este experimento, siendo estas propiedades las más importantes para realizar el acarreo de recortes. Puede apreciarse que para caudales mayores a $2 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$, los tres diferentes lodos (B3, B5 y B6), son capaces de remover totalmente los sólidos agregados en la sección de pruebas, sin embargo, B6, es capaz de transportar todos los sólidos desde que se utiliza un caudal de $1.5 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$, ya que es el que tiene una mayor viscosidad y densidad, por su elevada concentración de bentonita ($w_i = 0.07$).

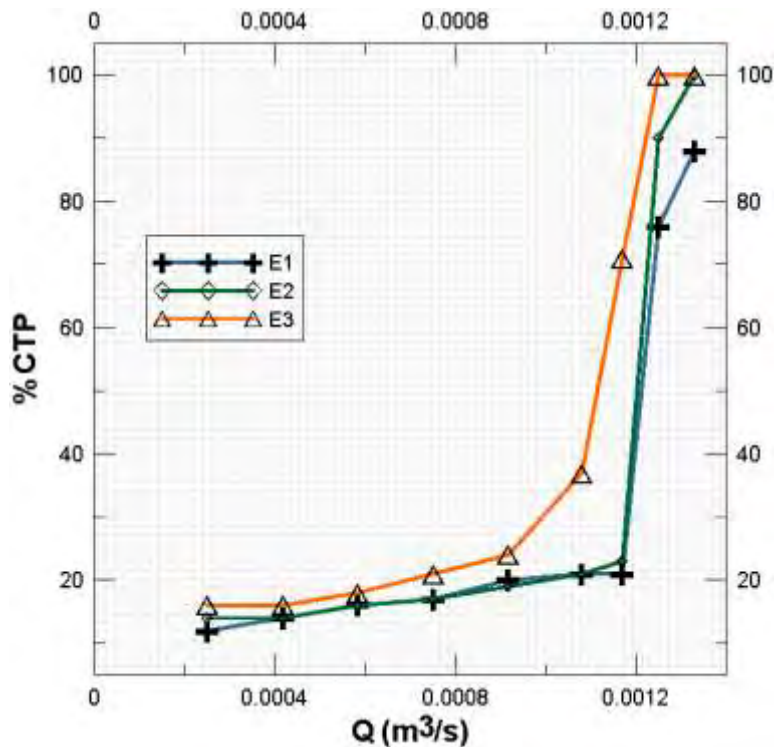


Figura 5.15. Gráfico de %CTP contra tasa de flujos, para los diferentes espumantes.

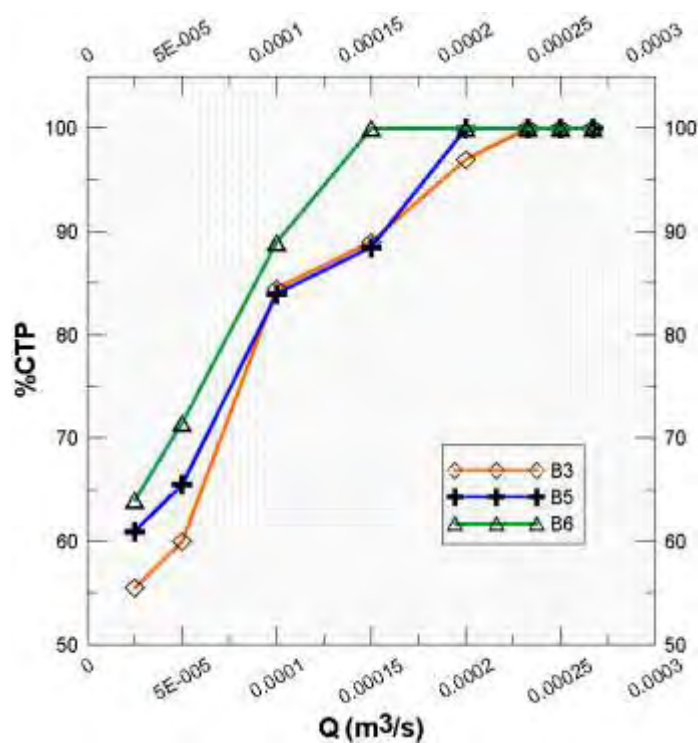


Figura 5.16. Gráfico de %CTP contra tasa de flujo, para los diversos lodos de perforación convencionales.

En esta sección, se presentaron los principales gráficos y tablas de datos obtenidos durante la realización de los diferentes experimentos. Se explicó el porqué de la tendencia de los gráficos y de los resultados obtenidos. En la siguiente sección de esta tesis, se presentan las conclusiones y recomendaciones brindadas a partir de este trabajo.

Capítulo VI
Conclusiones y
recomendaciones

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

Como se observa en las Figuras 5.9 y 5.10, la permeabilidad absoluta y la conductividad hidráulica del estrato, en este caso la sección de pruebas que contiene grava y arena de andesita y riolita en el montaje experimental, se ven reducidas por el uso de lodos de perforación bentoníticos, señalando además que la concentración $w_i=0.07$, selló el estrato en su totalidad a los pocos segundos de la prueba, en el intervalo de tiempo que se estaba contemplando para lograr la estabilidad en el flujo. En cambio, los fluidos espumantes de perforación, mostraron resultados empíricos más favorables y, que también se vieron reflejados de modo analítico. En el banco de pruebas se podía ver a simple vista el flujo de espuma por los poros interconectados, adyacentes a la pared transparente del contenedor de muestras geológicas (medio permeable de grava y arena). De acuerdo a la observación durante el desarrollo de los experimentos y a los resultados obtenidos en los mismos, se puede concluir lo siguiente:

- La bentonita, debido a su consistencia arcillosa, tiene la facultad de sellar los estratos, adhiriéndose a las paredes de los poros hasta lograr bloquear el flujo, formando además una retorta de lodo, lo cual también se observó en el experimento de filtración en el API-Filter press.
- Los fluidos espumantes, elaborados a partir del surfactante de bajo costo, dañan en forma minúscula la permeabilidad del estrato y además, son capaces de remover la bentonita adherida en los poros del estrato, una vez que éste fue contaminado con el lodo de perforación.

Por otra parte, de acuerdo a la observación y a los resultados experimentales del experimento de transferencia de calor, se puede establecer lo siguiente:

- Los lodos de perforación fueron capaces de recibir el calor disipado por la resistencia de 1.1 kW, presentándose un aumento en la temperatura de éstos.
- La misma resistencia eléctrica de 1.1 kW evaporó fácilmente la fracción de agua contenida en la espuma a su alrededor, quedando solamente rodeada por aire, por lo que la resistencia se sobrecalentaba y se averiaba. Por ello se construyó y utilizó un resistor equivalente de menor potencia durante el experimento con fluidos aireados.
- En resumen, los fluidos de perforación base aire no son buenos refrigerantes para la sarta de perforación ya que tienen poca capacidad calorífica, propiedad importante para la transferencia de calor.

Durante el experimento de acarreo de sólidos se pudo observar que:

- Cuando se implementan bajos caudales y, por lo tanto, bajas velocidades anulares, los mejores resultados se presentan con los lodos de perforación convencionales, siendo el lodo B6 ($w_i=0.07$), el que acarreó el mayor porcentaje de sólidos con bajos caudales, ya que tiene mayor viscosidad y mayor densidad.

- Podría pensarse entonces, que estos fluidos son los más útiles durante la perforación, sin embargo, este escenario cambia cuando se toma en cuenta el daño a la permeabilidad del estrato.

En el mismo experimento, cuando el diámetro de los sólidos acarreados se incrementó (de 7mm a 13.5mm), se observó que el fluido bentonítico no lograba acarrearlos y en cambio, utilizando altas tasas de flujo (superiores a $1.4 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$) con cualquiera de los tres espumantes preparados (E1, E2 y E3), sí se lograba expulsarlos en su totalidad (%CTP= 100%), sin embargo debido a la baja capacidad del compresor utilizado, no se pudieron obtener resultados experimentales suficientes para realizar un análisis, ya que el flujo de aire de la mezcla de espumante se podía mantener unos pocos segundos antes de descargar el compresor. Con esto, se puede concluir lo siguiente:

- En las operaciones reales, puesto que las partículas de roca trituradas no son acarreadas con los lodos convencionales, éstas se sedimentan, debido a que la velocidad de sedimentación es mayor a la velocidad anular (ver ecuaciones 6 y 8), por lo que la velocidad de transporte es negativa y, la tasa de transporte es nula.
- Por consiguiente, los recortes sedimentados se remuelen por la barrena hasta que tienen el diámetro adecuado para que el fluido los saque a superficie. Esto se pudo apreciar en operaciones reales, en la perforación del pozo “UMSNH-Reinyección 1” realizada con bentonita, en donde el diámetro de los recortes expulsados era de aproximadamente de 10 mm, y en contraste, en el pozo “UMSNH-Reinyección 2”, perforado con el espumante E1, se obtuvieron recortes hasta de 70 mm de diámetro.

En virtud de lo señalado, puede concluirse que:

- Los lodos de perforación convencionales, que son los más utilizados a nivel mundial, son la mejor opción cuando se quiere prolongar la vida útil de la barrena y de la sarta de perforación.
- A pesar de ello, cuando se perforan estratos permeables, como acuíferos o zonas con permeabilidad secundaria debida a fracturas, se recomienda la implementación de los fluidos espumantes E1 y E2, ya que el espumante E3 puede llegar a alterar el área de flujo entre los poros, sin embargo, éste último puede emplearse cuando en la operación real de perforación, se observa que no hay un buen acarreo de recortes.

Como se mencionó, tanto los lodos convencionales, como los espumantes, se utilizaron en operaciones de perforación reales, obteniendo resultados muy favorables. Se llevó a cabo la perforación de dos pozos a 75 m de profundidad. Empleando para un caso un lodo convencional (0.05 w_i de bentonita) y un fluido aireado (0.018 w_i de surfactante). En la Figura 6.1 se puede observar la perforadora Drillmec G-45, perteneciente a la UMSNH, durante su operación con fluidos aireados. El pozo perforado con el espumante E1, encontró un estrato permeable del cual fluyó una cierta cantidad de agua. En contraste con el barrenado perforado con lodos convencionales, el cual se construyó aproximadamente a 6m de distancia

del primero, no se detectó la presencia de agua, lo que se explica fácilmente debido a que el lodo invadió la formación, sellando el estrato y suprimiendo la permeabilidad de éste, lo que se pudo apreciar con estudios geofísicos posteriores.



Figura 6.1. Implementación de los fluidos aireados en operaciones reales.

6.2 Acciones de difusión y divulgación científica

Como acciones de difusión científica, durante la elaboración de este trabajo se presentaron diversos artículos de investigación y posters, en diferentes congresos nacionales e internacionales; entre los que destacan: el 7th Future Petroleum Engineers Forum & National Doctoral Students Forum, realizado en la Universidad China del Petróleo, en Pekín, en el que además se obtuvo un tercer lugar en el “Paper Contest”, como mejor trabajo de investigación presentado. También se publicó y se hizo la presentación oral del trabajo en el 1st Latin American Conference on Sustainable Energy, Water and Environment Systems (SDEWES), que se llevó a cabo en la ciudad de Río de Janeiro, Brasil. En estos se dieron a conocer los avances de los diferentes experimentos realizados.

6.3 Trabajos futuros

En un futuro, sería pertinente realizar un trabajo más especializado, sobre la transferencia de calor que se da con este fluido de perforación, utilizando altas velocidades de flujo, como se da en las perforaciones reales. Asimismo, se puede hacer un estudio más profundo sobre el transporte de recortes, involucrando variables, como el efecto de la velocidad angular y, ecuaciones empíricas de diferentes autores para el cálculo de la tasa de transporte, la velocidad de sedimentación, el coeficiente de arrastre, la velocidad media anular, entre otros parámetros importantes. En el presente trabajo, se calcularon variables como la velocidad de sedimentación, la velocidad de transporte, la velocidad media anular,

sin embargo, debido a que hay demasiada discrepancia entre autores, y como no había trabajos concisos para referenciar, se optó por solamente utilizar el modelo de Piroozian.

Previamente al experimento de transporte de sólidos, se diseñó y construyó un banco de pruebas de dimensiones mayores (1.8 m de longitud y 3 pulgadas de diámetro en el tubo concéntrico exterior), sin embargo, los sólidos no se pudieron acarrear con ningún tipo de fluido, debido a las bajas capacidades de la bomba y del compresor, por lo que las velocidades del fluido producidas en el espacio anular no fueron suficientes para trasladar los sólidos. También se realizaron experimentos con partículas esféricas sólidas de menor dimensión (1 e^{-03} y $3 \text{ e}^{-03} \text{ m}$), pero su densidad era demasiado baja, existiendo muy poca diferencia entre el desempeño de transporte descrito con cada fluido de perforación. En las figuras 6.2, 6.3 y 6.4, se muestran respectivamente, el proceso de diseño del banco de pruebas, la manufactura y, el banco de pruebas concluido.

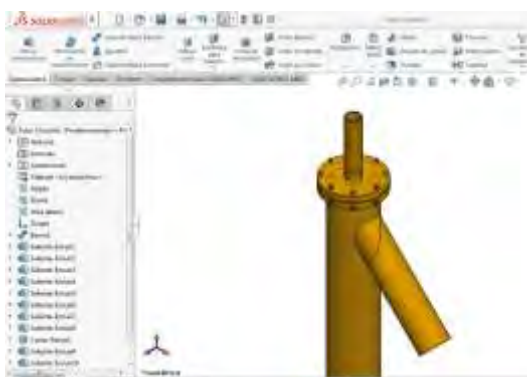


Figura 6.2. Diseño del banco de pruebas.



Figura 6.3. Manufactura del banco de pruebas para transporte de sólidos.



Figura 6.4. Sección de pruebas, para el experimento de transporte de sólidos.

Referencias

- [1] S. Meana, “energía geotérmica, una de las apuestas fuertes del futuro,” 2014. [Online]. Available: <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/energia-geotermica-una-de-las-apuestas-fuertes-del-futuro.html>.
- [2] “Geotermia en México,” *Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CEMIE-Geo)*, 2017. .
- [3] G. Hiriart and L. Gutiérrez, “Evaluación de la energía geotérmica en México”, Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo y la Comisión Reguladora de Energía, Ciudad de México, 2011. Available: <http://www.cre.gob.mx/documento/2026.pdf>
- [4] H. Gutiérrez and C. Rubio, “Integración del modelo geotérmico”, Reporte Técnico del Proyecto P-32 del CEMIE-Geo, Morelia, 2015.
- [5] O. Sepulveda, “Evaluación de las oportunidades de perforación underbalanced en el campo Colorado,” Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [6] X. Cruz and G. C. Delgado, *México ante la urgencia climática: ciencia, política y sociedad*, 1a ed. Mexico: Cultura UNAM, 2015.
- [7] S. M. Charlesworth and S. J. Coupe, “Renewable energy combined with sustainable drainage: Ground source heat and pervious paving,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, pp. 1–8, 2016.
- [8] M. Dickson, *Geothermal energy: utilization and technology*, 1a ed. Paris, Francia: UNESCO PUBLISHING, 2003.
- [9] R. DiPippo, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental*, Third. Waltham: Elsevier, 2012.
- [10] J. Sirio, “Las capas de la tierra,” 2012. [Online]. Available: <https://astronomiac.blogspot.mx/2012/06/las-capas-de-la-tierra.html>.
- [11] Hans and W. Schiffer, “World Energy Resources Geothermal | 2016,” *World Energy Council*, Alemania, 2016.
- [12] A. Richter, “Think geoenergy,” *With additional capacity added this month in Turkey and the U.S., the installed geothermal power generation capacity has reached 14,013 MW*, 2017. [Online]. Available: <http://www.thinkgeoenergy.com/installed-geothermal-power-generation-capacity-reaches-14013-mw/>.
- [13] R. Bertani, “Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report,” no. April, pp. 19–25, 2015.
- [14] A. Roco, “2016 Geothermal power: International Market Update,” Washington, 2016.
- [15] D. Hristova, “Mexico Grupo Dragon gets licence for 50-MW geothermal project,” 2015. [Online]. Available: <https://renewablesnow.com/news/mexico-grupo-dragon-gets-licence-for-50-mw-geothermal-project-500240/>.
- [16] Grupo Dragon, “Private geothermal projects in MEXico,” 2016. [Online]. Available: https://geo-energy.org/MemberAccess/PDF_PDF_presentations/2016_Intl_Geo_Engy_Show/29Juan_Luis_del_valle_luarca_grupo_gragon_presentation.pdf.
- [17] J. Schettino and K. Malave, “Influencia de la Variación de las concentraciones

- de los inhibidores del fluido Maxdrill en las formaciones Ortegua, Tiyuyacu, Tena y Napo del Campo Palo Azul,” 2013. [Online]. Available: [http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24497/1/FICT_Influencia de la variación de las concentraciones.pdf](http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24497/1/FICT_Influencia%20de%20la%20variacion%20de%20las%20concentraciones.pdf).
- [18] S. C. Chemwotei, “Geothermal drilling fluids,” *Geotherm. Train. Program.*, vol. 10, no. 10, pp. 149–177, 2011.
- [19] E. Austin, *Drilling engineering handbook*, 1st ed. Boston: D. Reidel Publishing Company, 1983.
- [20] M. V. David, “La sarta de perforación petrolera,” Universidad Veracruzana, 2011.
- [21] M. Lopez and V. Flores, “The main components and functions of petroleum onshore drilling rig,” 2018. [Online]. Available: <https://www.emaze.com/@AQICCOQQ/ingles-tecnico>.
- [22] D. Cid and R. Juárez, “Procesos de perforación y terminación de pozos geotérmicos,” Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- [23] V. M. D. García Williams M., “Análisis de tratamiento de pérdidas de circulación de fluidos de perforación durante la perforación de los pozos TR-18B, TR-4R y SV-5A,” Universidad del Salvador.
- [24] J. Finger and D. Blankenship, “Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling,” Sandi National Laboratories, Livermore, 2010.
- [25] ASME, *Drilling Fluids Processing Handbook*. Burlington MA, USA: ELSEVIER, 2005.
- [26] M. I. Abdou, H. E. Ahmed, and A. M. Fadl, “Impact of barite and ilmenite mixture on enhancing the drilling mud weight,” *Egypt. J. Pet.*, 2018.
- [27] J. Jónás, J. Somlai, A. Csordás, E. Tóth-bodrogi, and T. Kovács, “Radiological survey of the covered and uncovered drilling mud depository,” *J. Environ. Radioact.*, no. October, pp. 0–1, 2017.
- [28] S. Gautam, C. Guria, D. K. Rajak, and A. K. Pathak, “Functionalization of fly ash for the substitution of bentonite in drilling fluid,” *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018.
- [29] M. Plashke, “Size characterization of bentonite colloids by different methods,” Karlsruhe, 2001.
- [30] J. Herrera, “La geología en el contexto del anteproyecto de benonitas en el municipio de Atenango del Río, Gro.,” Instituto Politécnico Nacional, 1979.
- [31] S. Nas *et al.*, “Geothermal Aerated Fluids Drilling Operations in Asia Pacific,” no. 8, pp. 25–29, 2010.
- [32] P. Cao, “Experiment and application of an annular foam breaker for foam drilling fluid,” *S/D*, vol. 25, no. 1, pp. 73–79, 2012.
- [33] Aquaclear, “AirFoam B- Air Drilling Foamer.” [Online]. Available: <http://aquaclear-inc.com/?p=105>.
- [34] H. Riojas and L. Torres, “Efectos de los surfactantes en la biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos,” *Revisa Química Viva*, vol. 3, 2010.
- [35] P. Cheung and A. Hayman, “Imágenes claras en lodos base aceite,” no. oil drilling fluids, 2002.
- [36] A. Dreus, A. Kozhevnikov, A. Sudakov, and K. Lysenko, “INVESTIGATION OF HEATING OF THE DRILLING BITS AND DEFINITION OF THE ENERGY EFFICIENT DRILLING MODES,” pp. 41–46, 2016.

-
- [37] S. Sadegh Hassani, A. Amrollahi, A. Rashidi, M. Soleymani, and S. Rayatdoost, "The effect of nanoparticles on the heat transfer properties of drilling fluids," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 146, pp. 183–190, 2016.
- [38] Z. Szarka and E. Bobok, "DETERMINATION OF THE TEMPERATURE DISTRIBUTION IN THE CIRCULATING DRILLING FLUID," *Geosci. Eng.*, vol. 1, pp. 37–47, 2012.
- [39] F. Incropera and D. Dewitt, *Fundamentos de transferencia de calor*, 4a ed. Mexico: Prentice Hall Hispanoamericana S.A. de C.V., 1996.
- [40] Y. Cengel and M. Boles, *Termodinámica*. Mexico: Mc Graw Hill, 2011.
- [41] W. Wu, N. Aubry, J. F. Antaki, M. L. Mckoy, and M. Massoudi, "Heat Transfer in a Drilling Fluid with Geothermal Applications," pp. 1–17, 2017.
- [42] J. Srivatsa and M. Ziaja, "An experimental investigation on use of nanoparticles as fluid loss additives in a surfactant-polymer based drilling fluids," in *International Petroleum Technology Conference*, 2011.
- [43] H. Mao and Z. Qiu, "Hydrophobic polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature," *J. Pet.*, vol. 129, pp. 1–14, 2015.
- [44] O. Mahmoud, Nasr, and Z. Vryzas, "Nanoparticle-based drilling fluids for minimizing formation damage in HP/HT applications," in *SPE International Conference formation damage control 2016*, 2016.
- [45] A. Needaa and M. Peyman, "Controlling bentonite-based drilling mud properties using sepiolite nanoparticles," *Pet. Explor. Dev.*, vol. 43, pp. 717–723, 2016.
- [46] J. William, S. Ponmani, R. Samuel, and R. Nagarajan, "Effect of CuO and ZnO nanofluids in xanthan gum on thermal, electrical and high pressure rheology of water-based drilling fluids," *J. of Pet.*, vol. 117, no. Science and engineering, pp. 15–27, 2014.
- [47] S. Ponmani, R. Nadarajan, and S. J., "Effect of nanofluids of CuO and ZnO in polyethylene glycol and polyvinylpyrrolidone on thermal, electrical, and filtration-loss properties of water-based drilling fluids," *Soc. Pet. Eng.*, vol. 21, pp. 405–415, 2016.
- [48] M. M. Barry, Y. Jung, J. K. Lee, T. X. Phuoc, and M. K. Chyu, "Fluid filtration and rheological properties of nanoparticle additive and intercalated clay hybrid bentonite drilling fluids," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 127, pp. 338–346, 2015.
- [49] A. Aftab, A. Ismail, S. Khokhar, and Z. Ibupoto, "Novel zinc oxide nanoparticles deposited acrylamide composite used for enhancing the performance of water-based drilling fluids at elevated temperature conditions," *J. Pet.*, no. Science and Engineering, 2016.
- [50] R. Rafati, S. R. Smith, A. S. Haddad, R. Novara, and H. Hamidi, "Effect of nanoparticles on the modifications of drilling fluids properties: A review of recent advances," *J. Pet. Sci. Eng.*, no. Science and Engineering, 2017.
- [51] A. Ismail, N. Rashid, M. Jaafar, W. Sulaiman, and N. Buang, "Effect of nanomaterial on rheology of drilling fluids," *J. Appl. Sci.*, vol. 14, pp. 1192–1197, 2014.
- [52] N. Taha and S. Lee, "Nano graphene application improving drilling fluids performance," in *International Petroleum Technology Conference 2015*, 2015.
-

-
- [53] M. Halali, C. Ghotbi, K. Tahmasbi, and M. Ghazanfari, "The role of carbon nanotubes in improving thermal stability of polymeric fluids: Experimental and modeling," *Ind. Eng. Chemistry Res.*, vol. 55, pp. 7514–7534, 2016.
- [54] J. Abdo and M. Haneef, "Nano-enhanced drilling fluids: pioneering approach to overcome uncompromising drilling problems," *J. energy Resour. Technol. Trans. ASME*, vol. 134, 2012.
- [55] K. Song *et al.*, "Water-based bentonite drilling fluids modified by novel biopolymer for minimizing fluid loss and formation damage," *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.*, vol. 507, pp. 58–66, 2016.
- [56] S. Krishnan, Z. Abyat, and C. Chok, "Characterizaion of boron-based nanomaterial enhanced additive in water-based drilling fluids: a study on lubricity, drag, ROP and fluid loss improvement.," in *In:SPE/IADC Middle East Drilling Technology COnference and Exhibition*, 2016.
- [57] Y. Chai, S. Yusup, and V. Chok, "Investigation of thermal conductivity of multi walled carbon nanotube dispersed in hydrogenated oil based drilling fluids," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 107, pp. 1019–1025, 2016.
- [58] S. S. Silcia, "Estudio experimental de flujo anular vertical de lodos de perforación en un modelo piloto de pozo," Universidad Simón Bolívar, Sartajenas, 2008.
- [59] EXLOG, *Theory and application of drilling fluid hydraulics*, 1st ed. Boston: D. Roidel Publishing Company, 1985.
- [60] R. Rooki, F. Doulati Ardejani, A. Moradzadeh, and M. Norouzi, "Simulation of cuttings transport with foam in deviated wellbores using computational fluid dynamics," *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 4, no. 3, pp. 263–273, 2013.
- [61] S. Chien, "Settling Velocity of Irregularly Shaped Particles," no. December, 1994.
- [62] Borgoyne, Milleim, and Chenevert, *Applied drilling engineering*. United States of America: Society of Petroleum Engineers, 1986.
- [63] T. Sifferman, G. Myers, E. Haden, and H. Wahl, "Drill-cutting transport in full-scale vertical annular," *J. Pet. Technol.*, pp. 1295–1302, 1974.
- [64] R. P. Thomas, J. J. Azar, and T. Becker, "Drillpipe eccentriciy effect on drilled cuttings behavior in vertical wellbores," *J. Pet. Technol.*, vol. 34, pp. 1929–1937, 1982.
- [65] S. M. Hussani and J. J. Azar, "Experimental study of drilled cuttings transport using common drilling muds," *J. Pet.*, vol. 23, pp. 11–20, 1983.
- [66] A. Piroozian, I. Ismail, Z. Yaacob, P. Babakhani, and A. S. I. Ismail, "Impact of drilling fluid viscosity, velocity and hole inclination on cuttings transport in horizontal and highly deviated wells," *J. Pet. Explor. Prod. Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 149–156, 2012.
- [67] G. Jiimaa, "Cutting transport models and parametric studies in vertical and deviated wells," p. 109, 2013.
- [68] D. O. Njobuenwu and C. A. Wobo, "Effect of drilled solids on drilling rate and performance," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 55, no. 3–4, pp. 271–276, 2007.
- [69] J. Li, S. Walker, and B. J. Services, "Sensitivity Analysis of Hole Cleaning Parameters in Directional Wells," no. December, pp. 356–363, 2001.
- [70] S. Naganawa, A. Oikawa, Y. Masuda, U. Tokyo, and T. Yonezawa, "IADC /
-

- SPE 77195 Cuttings Transport in Directional and Horizontal Wells While Aerated Mud Drilling,” 2002.
- [71] Z. Chen *et al.*, “Experimental Study on Cuttings Transport With Foam Under Simulated Horizontal Downhole Conditions,” no. March, pp. 21–23, 2007.
- [72] B. Herzhaft, A. Toure, F. Bruni, and S. Saintpere, “SPE 62898 Aqueous Foams for Underbalanced Drilling : The Question of Solids,” 2000.
- [73] O. Rojas and I. Briceño, *Fundamentos de reología*, 1a ed. Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes, 2012.
- [74] A. P. Institute, “About API,” 2017. [Online]. Available: <http://www.api.org/about>.
- [75] *Recommended Practice for Field Testing Water- based Drilling Fluids API Recommended Practice 13B-1 Third Edition , December 2003 Field testing of drilling fluids- Part I-Water based fluids American*. 2003.
- [76] API, *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*, 3rd ed. 1997.
- [77] E. J. Tarbuck, F. K. Lutgens, and D. Tasa, *Ciencias de la Tierra*, 8a ed. Madrid, España: Pearson Prentice Hall, 2005.
- [78] C. Méndez, R. Paredes, and J. Serapio, “Caracterización reológica y tixotrópica de un fluido espumado, usado para la perforación de yacimientos naturalmente fracturados y/o depresionados,” Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.
- [79] J. Werner, *Introducción a la hidrogeología*, 1a. Linares, 1996.
- [80] M. De Ferrer, “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.,” *Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos*. p. 210;19;74, 2001.
- [81] C. W. Fetter, *Applied hydrogeology*, 4th ed. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice-Hall, Unc., 2001.
- [82] E. de Bilbao *et al.*, “Intrinsic permeability of refractories from gas permeability measurements: Comparison of results,” *Ceram. Int.*, no. October, pp. 1–10, 2017.
- [83] Z. Farmani, R. Azin, R. Fatehi, and M. Escrochi, “Analysis of Pre-Darcy flow for different liquids and gases,” *J. Pet. Sci. Eng.*, 2018.
- [84] P. Kundu, V. Kumar, and I. M. Mishra, “Experimental and numerical investigation of fluid flow hydrodynamics in porous media: Characterization of pre-Darcy, Darcy and non-Darcy flow regimes,” *Powder Technol.*, vol. 303, pp. 278–291, 2016.
- [85] S. Shivhare and E. Kuru, “A study of the pore-blocking ability and formation damage characteristics of oil-based colloidal gas aphron drilling fluids,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 122, pp. 257–265, 2014.
- [86] Q. Le Ding, F. Ju, S. B. Song, B. Y. Yu, and D. Ma, “An experimental study of fractured sandstone permeability after high-temperature treatment under different confining pressures,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 34, pp. 55–63, 2016.
- [87] M. Gudjonsdottir, H. Palsson, J. Eliasson, and G. Saevarsdottir, “Calculation of relative permeabilities of water and steam from laboratory measurements,” *Geothermics*, vol. 53, pp. 396–405, 2015.
- [88] T. Chevalier *et al.*, “Darcy’s law for yield stress fluid flowing through a porous medium,” *J. Nonnewton. Fluid Mech.*, vol. 195, pp. 57–66, 2013.
- [89] A. G. Iscan, F. Civan, and M. V. Kok, “Alteration of permeability by drilling fluid

- invasion and flow reversal," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 58, no. 1–2, pp. 227–244, 2007.
- [90] H. Gutiérrez, C. Rubio, and J. Pacheco, "Investigación sobre los antecedentes de los estudios y trabajos desarrollados en la zona de explotación", Reporte Técnico del Proyecto P-32 del CEMIE-Geo, Morelia, Mexico, 2015.
- [91] P. S. A. of Canada, "2015 Well Cost Study," *PSAC Upcoming Summer Cost*, Canada, pp. 13–15, 2015.
- [92] A. Giacanterino, "Training manual G45 Hydraulic Drilling Rig," Morelia, Mich, 2015.
- [93] Alibaba, "Alibaba.com Global Trade Starts Here," *Qingdao Oceanview Chemical Co., Ltd*, 2018. [Online]. Available: <https://www.alibaba.com/showroom/drilling-foam.html>.
- [94] P. K. Ngugi and et. al, "High performance nature of biodegradable polymeric nanocomposites for oil-well drilling fluids," *Energy Procedia*, vol. 390, no. Figure 1, pp. 186–193, 2016.
- [95] I. Pranoto and K. C. Leong, "An experimental study of flow boiling heat transfer from porous foam structures in a channel," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 70, no. 1, pp. 100–114, 2014.
- [96] J. A. Freeze, R.A., Cherry, *Groundwater*. New Jersey: Prentice-Hall, International, INC, 1979.
- [97] S. Feng, Q. Bi, H. Pan, and Z. Liu, "Isobaric specific heat capacities of emulsified kerosene at high temperature and pressure," *Thermochim. Acta*, 2018.
- [98] H. Morchid and M. Conlon, "Investigation of the effects of Joule heating on the performance of photovoltaic modules :," 2015.
- [99] H. Mileaf, *Serie Electricidad 1-7*. Limusa, 2002.
- [100] L. M. Casás, J. L. Legido, M. Pozo, L. Mourelle, F. Plantier, and D. Bessièrès, "Thermochimica Acta Specific heat of mixtures of bentonitic clay with sea water or distilled water for their use in thermotherapy," vol. 524, pp. 68–73, 2011.

Apéndices

Apéndices

Apéndice A. Resultados del experimento de permeabilidad.

Apéndice A.1. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza agua desmineralizada en el estrato virgen.

Q (m^3/s)	μ ($kg/m \cdot s$)	ρ (kg/m^3)	Δh (m)	A (m^2)	L (m)	k (m^2)	K (m/s)	dh/dL	$(Q \cdot \mu)/(\rho \cdot g \cdot A)$	Q/A
1.90 E ⁻⁰⁵	0.000891	997	1.60E ⁻⁰¹	8.20E ⁻⁰³	0.17	2.24E ⁻¹⁰	2.46E ⁻⁰³	9.41E ⁻⁰¹	2.11E ⁻¹⁰	2.32E ⁻⁰³
2.22 E ⁻⁰⁵			2.23E ⁻⁰¹			1.88E ⁻¹⁰	2.10E ⁻⁰³	1.30882353	2.47E ⁻¹⁰	2.71E ⁻⁰³
3.44 E ⁻⁰⁵			3.25E ⁻⁰¹			2.00E ⁻¹⁰	2.20E ⁻⁰³	1.91176471	3.82E ⁻¹⁰	4.20E ⁻⁰³
5.83 E ⁻⁰⁵			4.90E ⁻⁰¹			2.25E ⁻¹⁰	2.47E ⁻⁰³	2.88E+00	6.48E ⁻¹⁰	7.11E ⁻⁰³
8.72 E ⁻⁰⁵			8.30E ⁻⁰¹			1.98E ⁻¹⁰	2.20E ⁻⁰³	4.88235294	9.69E ⁻¹⁰	1.06E ⁻⁰²
1.13 E ⁻⁰⁴			9.70E ⁻⁰¹			2.20E ⁻¹⁰	2.42E ⁻⁰³	5.70588235	1.26E ⁻⁰⁹	1.38E ⁻⁰²
1.24 E ⁻⁰⁴			1.27E ⁺⁰⁰			1.85E ⁻¹⁰	2.00E ⁻⁰³	7.47058824	1.38E ⁻⁰⁹	1.51E ⁻⁰²

Apéndice A.2. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E1 en el estrato (antes de utilizar bentonita).

Q (m^3/s)	k (m^2)	Δh (m)	K (m/s)	A (m)	L (m)	$(Q \cdot \mu)/(\rho \cdot g \cdot A)$	dh/dL	μ ($kg/m \cdot s$)	ρ (kg/m^3)	Q/A
1.24E ⁻⁰⁴	4.00E ⁻⁰⁷	2.05	1.26E ⁻⁰³	8.20E ⁻⁰³	0.17	4.82E ⁻⁰⁶	12.0588235	0.025	8	1.51E ⁻⁰²
1.78E ⁻⁰⁴	4.52E ⁻⁰⁷	2.6	1.40E ⁻⁰³			6.91E ⁻⁰⁶	15.2941176			2.17E ⁻⁰²
1.95E ⁻⁰⁴	4.70E ⁻⁰⁷	2.74	1.50E ⁻⁰³			7.58E ⁻⁰⁶	16.1176471			2.38E ⁻⁰²
2.14E ⁻⁰⁴	5.02E ⁻⁰⁷	2.81	1.60E ⁻⁰³			8.32E ⁻⁰⁶	16.5294118			2.61E ⁻⁰²
2.32E ⁻⁰⁴	5.19E ⁻⁰⁷	2.95	1.30E ⁻⁰³			9.01E ⁻⁰⁶	17.3529412			2.83E ⁻⁰²
2.49E ⁻⁰⁴	5.20E ⁻⁰⁷	3.16	1.60E ⁻⁰³			9.67E ⁻⁰⁶	18.5882353			3.04E ⁻⁰²
2.67E ⁻⁰⁴	5.45E ⁻⁰⁷	3.23	1.70E ⁻⁰³			1.04E ⁻⁰⁵	19			3.26E ⁻⁰²

Apéndice A.3. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E2 en el estrato (antes de utilizar bentonita).

Q (m^3/s)	k (m^2)	Δh (m)	K (m/s)	A (m^2)	L (m)	$(Q \cdot \mu)/(\rho \cdot g \cdot A)$	dh/dL	μ ($kg/m \cdot s$)	ρ (kg/m^3)	Q/A
1.24E ⁻⁰⁴	4.07E ⁻⁰⁷	3.06	8.41E ⁻⁰⁴	8.20E ⁻⁰³	0.17	7.33E ⁻⁰⁶	18	0.0475	10	1.51E ⁻⁰²
1.78E ⁻⁰⁴	4.23E ⁻⁰⁷	4.22	8.74E ⁻⁰⁴			1.05E ⁻⁰⁵	24.8235294			2.17E ⁻⁰²
1.95E ⁻⁰⁴	4.28E ⁻⁰⁷	4.57	8.84E ⁻⁰⁴			1.15E ⁻⁰⁵	26.8823529			2.38E ⁻⁰²
2.14E ⁻⁰⁴	4.37E ⁻⁰⁷	4.92	9.02E ⁻⁰⁴			1.26E ⁻⁰⁵	28.9411765			2.61E ⁻⁰²
2.32E ⁻⁰⁴	4.60E ⁻⁰⁷	5.06	7.29E ⁻⁰⁴			1.37E ⁻⁰⁵	29.7647059			2.83E ⁻⁰²
2.49E ⁻⁰⁴	4.74E ⁻⁰⁷	5.27	9.79E ⁻⁰⁴			1.47E ⁻⁰⁵	31			3.04E ⁻⁰²
2.67E ⁻⁰⁴	4.69E ⁻⁰⁷	5.71	9.69E ⁻⁰⁴			1.58E ⁻⁰⁵	33.5882353			3.26E ⁻⁰²

Apéndice A.4. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E3 en el estrato (antes de utilizar bentonita).

Q (m ³ /s)	k (m ²)	Δh (m)	K (m/s)	A (m ²)	L (m)	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	dh/dl	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	Q/A
1.24E ⁻⁰⁴	3.56E ⁻⁰⁷	4.36	5.90E ⁻⁰⁴	8.20E ⁻⁰³	0.17	9.12E ⁻⁰⁶	25.6470588	0.065	11	1.51E ⁻⁰²
1.78E ⁻⁰⁴	3.80E ⁻⁰⁷	5.84	6.31E ⁻⁰⁴			1.31E ⁻⁰⁵	34.3529412			2.17E ⁻⁰²
1.95E ⁻⁰⁴	3.64E ⁻⁰⁷	6.68	6.05E ⁻⁰⁴			1.43E ⁻⁰⁵	39.2941176			2.38E ⁻⁰²
2.14E ⁻⁰⁴	3.55E ⁻⁰⁷	7.52	5.90E ⁻⁰⁴			1.57E ⁻⁰⁵	44.2352941			2.61E ⁻⁰²
2.32E ⁻⁰⁴	3.58E ⁻⁰⁷	8.09	4.56E ⁻⁰⁴			1.70E ⁻⁰⁵	47.5882353			2.83E ⁻⁰²
2.49E ⁻⁰⁴	3.34E ⁻⁰⁷	9.3	5.55E ⁻⁰⁴			1.83E ⁻⁰⁵	54.7058824			3.04E ⁻⁰²
2.67E ⁻⁰⁴	3.32E ⁻⁰⁷	10.05	5.51E ⁻⁰⁴			1.96E ⁻⁰⁵	59.1176471			3.26E ⁻⁰²

Apéndice A.5. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza el lodo B6 (w_i=0.07) en el estrato.

Q (m ³ /s)	k (m ²)	Δh (m)	K (m/s)	A (m ²)	L (m)	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	dh/dl	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	Q/A
4.72E ⁻⁰⁵	4.78E ⁻¹¹	9.2	1.06E ⁻⁰⁴	0.0082	0.17	2.59E ⁻⁰⁹	54.11	0.0047	1066.79	5.76E ⁻⁰³

Apéndice A.6. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza agua en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).

Q (m ³ /s)	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	Δh (m)	k (m ²)	K (m/s)	A (m ²)	L (m)	dh/dL	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	Q/A
7.65E ⁻⁰⁶	0.000891	997	5.55	2.60E ⁻¹²	2.86E ⁻⁰⁵	8.20E ⁻⁰³	0.17	32.64705882	8.50E ⁻¹¹	9.33E ⁻⁰⁴
1.90E ⁻⁰⁵			6.47	5.55E ⁻¹²	6.09E ⁻⁰⁵			38.05882353	2.11E ⁻¹⁰	2.32E ⁻⁰³
2.67E ⁻⁰⁵			7.13	7.07E ⁻¹²	7.76E ⁻⁰⁵			41.94117647	2.97E ⁻¹⁰	3.26E ⁻⁰³
5.13E ⁻⁰⁵			7.29	1.33E ⁻¹¹	1.46E ⁻⁰⁴			42.88235294	5.70E ⁻¹⁰	6.26E ⁻⁰³
7.99E ⁻⁰⁵			7.45	2.03E ⁻¹¹	2.22E ⁻⁰⁴			43.82352941	8.88E ⁻¹⁰	9.74E ⁻⁰³
8.50E ⁻⁰⁵			7.8	2.06E ⁻¹¹	2.26E ⁻⁰⁴			45.88235294	9.44E ⁻¹⁰	1.04E ⁻⁰²
9.85E ⁻⁰⁵			8.15	2.28E ⁻¹¹	2.51E ⁻⁰⁴			47.94117647	1.09E ⁻⁰⁹	1.20E ⁻⁰²

Apéndice A.7. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E1 en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).

Q (m ³ /s)	k (m ²)	Δh (m)	K (m/s)	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	dh/dL	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	A (m ²)	L (m)	Q/A
1.24E-04	3.07E-07	2.67	9.63E-04	4.82E-06	15.7058824	0.025	8	8.20E-03	0.17	1.51E-02
1.78E-04	3.27E-07	3.59	1.03E-03	6.91E-06	21.1176471					2.17E-02
1.95E-04	3.33E-07	3.87	1.04E-03	7.58E-06	22.7647059					2.38E-02
2.14E-04	3.35E-07	4.22	1.05E-03	8.32E-06	24.8235294					2.61E-02
2.32E-04	3.58E-07	4.28	1.12E-03	9.01E-06	25.1764706					2.83E-02
2.49E-04	3.65E-07	4.51	1.14E-03	9.67E-06	26.5294118					3.04E-02
2.67E-04	3.74E-07	4.71	1.18E-03	1.04E-05	27.7058824					3.26E-02

Apéndice A.8. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E2 en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).

Q (m ³ /s)	k (m ²)	Δh (m)	K (m/s)	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	dh/dL	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	A (m ²)	L (m)	Q/A
1.24E-04	4.88E-07	2.55	1.01E-03	7.32E-06	15	0.0475	10	8.20E-03	0.17	1.51E-02
1.78E-04	5.08E-07	3.52	1.05E-03	1.05E-05	20.7058824					2.17E-02
1.95E-04	5.02E-07	3.9	1.04E-03	1.15E-05	22.9411765					2.38E-02
2.14E-04	5.27E-07	4.08	1.09E-03	1.26E-05	24					2.61E-02
2.32E-04	5.30E-07	4.39	1.10E-03	1.37E-05	25.8235294					2.83E-02
2.49E-04	5.31E-07	4.71	1.10E-03	1.47E-05	27.7058824					3.04E-02
2.67E-04	5.45E-07	4.92	1.13E-03	1.58E-05	28.9411765					3.26E-02

Apéndice A.9. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza espumante E3 en el estrato alterado (después del experimento con bentonita).

Q (m ³ /s)	k (m ²)	Δh (m)	K (m/s)	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	dh/dL	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	A (m ²)	L (m)	Q/A
1.24E-04	4.00E-07	3.87	6.64E-04	9.11E-06	22.7647059	0.065	11	8.20E-03	0.17	1.51E-02
1.78E-04	4.45E-07	4.99	7.40E-04	1.31E-05	29.3529412					2.17E-02
1.95E-04	4.10E-07	5.94	6.81E-04	1.43E-05	34.9411765					2.38E-02
2.14E-04	4.18E-07	6.4	6.94E-04	1.57E-05	37.6470588					2.61E-02
2.32E-04	4.29E-07	6.75	7.13E-04	1.70E-05	39.7058824					2.83E-02
2.49E-04	4.38E-07	7.1	7.27E-04	1.83E-05	41.7647059					3.04E-02
2.67E-04	4.52E-07	7.38	7.50E-04	1.96E-05	43.4117647					3.26E-02

Apéndice A.10. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza agua por tercera ocasión (después de alterar el estrato con bentonita y de realizar el experimento con espumantes).

Q (m ³ /s)	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	Δh (m)	k (m ²)	K (m/s)	A (m ²)	L (m)	dh/dL	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	Q/A
8.50E ⁻⁰⁵	0.000891	997	2.81	5.71E ⁻¹¹	6.27E ⁻⁰⁴	8.20E ⁻⁰³	0.17	16.52941176	9.44E ⁻¹⁰	1.04E ⁻⁰²
1.00E ⁻⁰⁴			2.9	5.54E ⁻¹¹	7.15E ⁻⁰⁴			17.05882353	1.11E ⁻⁰⁹	1.22E ⁻⁰²
1.28E ⁻⁰⁴			4.22	5.73E ⁻¹¹	6.29E ⁻⁰⁴			24.82352941	1.42E ⁻⁰⁹	1.56E ⁻⁰²
1.42E ⁻⁰⁴			5.27	5.09E ⁻¹¹	5.59E ⁻⁰⁴			31	1.58E ⁻⁰⁹	1.73E ⁻⁰²
1.75E ⁻⁰⁴			6.55	5.05E ⁻¹¹	5.54E ⁻⁰⁴			38.52941176	1.94E ⁻⁰⁹	2.13E ⁻⁰²
1.93E ⁻⁰⁴			6.94	5.25E ⁻¹¹	5.77E ⁻⁰⁴			40.82352941	2.14E ⁻⁰⁹	2.35E ⁻⁰²
2.03E ⁻⁰⁴			7.14	5.37E ⁻¹¹	5.89E ⁻⁰⁴			42	2.26E ⁻⁰⁹	2.48E ⁻⁰²

Apéndice A.11. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza lodo B1.

Q (m ³ /s)	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	Δh (m)	k (m ²)	K (m/s)	A (m ²)	L (m)	dh/dL	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	Q/A
9.85E ⁻⁰⁵	0.0015	1006.97	6	5.17E ⁻¹¹	3.40E ⁻⁰⁴	8.20E ⁻⁰³	0.17	35.29411765	1.82E ⁻⁰⁹	1.20E ⁻⁰²
1.00E ⁻⁰⁴			6.5	4.84E ⁻¹¹	3.19E ⁻⁰⁴			38.23529412	1.85E ⁻⁰⁹	1.22E ⁻⁰²
1.28E ⁻⁰⁴			6.9	5.84E ⁻¹¹	3.85E ⁻⁰⁴			40.58823529	2.37E ⁻⁰⁹	1.56E ⁻⁰²
1.42E ⁻⁰⁴			6.19	4.84E ⁻¹¹	4.76E ⁻⁰⁴			36.41176471	2.63E ⁻⁰⁹	1.73E ⁻⁰²
1.56E ⁻⁰⁴			7.24	4.84E ⁻¹¹	4.47E ⁻⁰⁴			42.58823529	2.89E ⁻⁰⁹	1.90E ⁻⁰²
1.67E ⁻⁰⁴			10.5	5.01E ⁻¹¹	3.30E ⁻⁰⁴			61.76470588	3.09E ⁻⁰⁹	2.04E ⁻⁰²

Apéndice A.12. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza lodo B2.

Q (m ³ /s)	μ (kg/m*s)	ρ (Kg/m ³)	Δh (m)	k (m ²)	K (m/s)	A (m ²)	L (m)	dh/dL	$(Q^* \mu)/(\rho^* g^* A)$	Q/A
2.22E ⁻⁰⁵	0.002	1026.91	3.52	2.60E ⁻¹¹	1.31E ⁻⁰⁴	0.0082	0.17	20.70588235	5.37E ⁻¹⁰	2.71E ⁻⁰³
2.78E ⁻⁰⁵			4.22	2.71E ⁻¹¹	1.37E ⁻⁰⁴			24.82352941	6.73E ⁻¹⁰	3.39E ⁻⁰³
4.44E ⁻⁰⁵			5.62	3.25E ⁻¹¹	1.64E ⁻⁰⁴			33.05882353	1.07E ⁻⁰⁹	5.41E ⁻⁰³
5.28E ⁻⁰⁵			6.3	3.45E ⁻¹¹	1.74E ⁻⁰⁴			37.05882353	1.28E ⁻⁰⁹	6.44E ⁻⁰³
7.22E ⁻⁰⁵			7.03	4.23E ⁻¹¹	2.13E ⁻⁰⁴			41.35294118	1.75E ⁻⁰⁹	8.80E ⁻⁰³
7.50E ⁻⁰⁵			7.73	3.99E ⁻¹¹	2.01E ⁻⁰⁴			45.47058824	2.06E ⁻⁰⁹	9.15E ⁻⁰³
8.50E ⁻⁰⁵			7.77	4.50E ⁻¹¹	2.27E ⁻⁰⁴			45.70588235	2.06E ⁻⁰⁹	1.04E ⁻⁰²

Apéndice A.13. Resultados del experimento de Darcy, cuando se utiliza lodo B3.

Q (m^3/s)	μ ($kg/m \cdot s$)	ρ (kg/m^3)	Δh (m)	k (m^2)	K (m/s)	A (m^2)	L (m)	dh/dL	$(Q \cdot \mu)/(\rho \cdot g \cdot A)$	Q/A
2.22E-05	0.0025	1031.895	4.92	2.31E-11	9.35E-05	0.0082	0.17	9.81	28.94117647	6.68613E-10
4.17E-05			6.33	3.37E-11	1.37E-04				37.23529412	1.25591E-09
4.72E-05			7.77	3.11E-11	1.26E-04				45.70588235	1.42155E-09
5.28E-05			9.53	2.84E-11	1.15E-04				56.05882353	1.59021E-09
5.37E-05			10.05	2.74E-11	1.11E-04				59.11764706	1.61732E-09

Apéndice B. Resultados del experimento de transporte de recortes (Método de Piroozian).**B.1. Resultados obtenidos con el agua desmineralizada.**

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-05	0.035	0.0014	4
5.00E-05	0.035	0.0014	4
1.00E-04	0.035	0.0028	8
1.50E-04	0.035	0.0035	10
2.00E-04	0.035	0.0042	12
2.33E-04	0.035	0.0049	14
2.50E-04	0.035	0.0063	18
2.67E-04	0.035	0.0077	22

B.2. Resultados obtenidos con el espumante E1.

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-04	0.035	4.20E-03	12
4.17E-04	0.035	0.0049	14
5.83E-04	0.035	0.0056	16
7.50E-04	0.035	5.95E-03	17
9.17E-04	0.035	7.00E-03	20
1.08E-03	0.035	0.00735	21
1.17E-03	0.035	0.00735	21
1.25E-03	0.035	0.0266	76
1.33E-03	0.035	0.0308	88

B.3. Resultados obtenidos con el espumante E2.

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-04	0.035	4.90E-03	14
4.17E-04	0.035	4.90E-03	14
5.83E-04	0.035	5.60E-03	16
7.50E-04	0.035	5.95E-03	17
9.17E-04	0.035	6.65E-03	19
1.08E-03	0.035	7.35E-03	21
1.17E-03	0.035	8.05E-03	23
1.25E-03	0.035	3.15E-02	90
1.33E-03	0.035	3.50E-02	100

B.4. Resultados obtenidos con el espumante E3.

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-04	0.035	5.60E-03	16
4.17E-04	0.035	5.60E-03	16
5.83E-04	0.035	6.30E-03	18
7.50E-04	0.035	7.35E-03	21
9.17E-04	0.035	8.40E-03	24
1.08E-03	0.035	1.30E-02	37
1.17E-03	0.035	2.49E-02	71
1.25E-03	0.035	3.50E-02	100
1.33E-03	0.035	3.50E-02	100

B.5. Resultados obtenidos con el lodo B1.

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-05	0.07	0.03885	55.5
5.00E-05	0.07	0.042	60
1.00E-04	0.07	0.05915	84.5
1.50E-04	0.07	0.0623	89
2.00E-04	0.07	0.0679	97
2.33E-04	0.07	0.07	100
2.50E-04	0.07	0.07	100
2.67E-04	0.07	0.07	100

B.6. Resultados obtenidos con el lodo B2.

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-05	0.07	0.0427	61
5.00E-05	0.07	0.04585	65.5
1.00E-04	0.07	0.0588	84
1.50E-04	0.07	0.06195	88.5
2.00E-04	0.07	0.07	100
2.33E-04	0.07	0.07	100
2.50E-04	0.07	0.07	100
2.67E-04	0.07	0.07	100

B.7. Resultados obtenidos con el lodo B3.

Q (m^3/s)	m_{ent} (kg)	m_{rec} (kg)	% CTP
2.50E-05	0.07	0.0448	64
5.00E-05	0.07	0.05005	71.5
1.00E-04	0.07	0.0623	89
1.50E-04	0.07	0.07	100
2.00E-04	0.07	0.07	100
2.33E-04	0.07	0.07	100
2.50E-04	0.07	0.07	100
2.67E-04	0.07	0.07	100