

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL LABORATORIO DE UN
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA PERFORACIÓN DE UN
POZO EN EL CAMPO NÍSPERO**

**SARA ELIZABETH CAMELO RODRÍGUEZ
CAMILO ÁNDRES GUTIÉRREZ GÓMEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL LABORATORIO DE UN
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA PERFORACIÓN DE UN
POZO EN EL CAMPO NÍSPERO**

**SARA ELIZABETH CAMELO RODRÍGUEZ
CAMILO ÁNDRES GUTIÉRREZ GÓMEZ**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JAIME GARCÍA TAMAYO
Ingeniero Electrónico**

**Co-Director
CARLOS MANUEL GÓMEZ ROSALES
Ingeniero de petróleos**

**Asesor
IVÁN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

Nota de aceptación:

Ing. Iván Peñaloza
Presidente de los jurados

Ing. Alejandro Contreras
Jurado 1

Ing. Laydy Mora
Jurado 2

Bogotá D.C., Mayo de 2017

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos (E)

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros agradecimientos a:

La **Fundación Universidad de América**, por la formación académica integral recibida a lo largo de estos años, por darnos la oportunidad de crecer como personas y por formarnos como profesionales capaces de enfrentar los retos utilizando nuestros conocimientos académicos y nuestra ética.

La empresa **Halliburton S.A. Latin America**, por facilitarnos las herramientas y la información necesaria para el desarrollo de este proyecto y a la línea **Baroid Fluid Services** por permitirnos utilizar sus instalaciones y equipos.

Al **Ing. Jaime García Tamayo**, por su confianza, guía, paciencia y por compartir con nosotros su conocimiento y experiencia durante el desarrollo del proyecto.

Al **Ing. Carlos Manuel Gómez**, por la confianza mostrada durante la realización del proyecto.

Al **Ing. Eduardo Escobar**, por confiar en nuestras capacidades y dedicación para el desarrollo del proyecto.

Al **Ing. Carlos Javier Bautista**, por su dedicación, paciencia y colaboración durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio y el análisis de los resultados obtenidos, además de compartir con nosotros su experiencia y conocimientos.

Al **Ing. Iván Eduardo Peñaloza**, por su dedicación, asesoría, orientación, consejos y acompañamiento durante el desarrollo de toda la parte técnica del proyecto, también por compartir con nosotros su conocimiento y experiencia en el análisis de las pruebas realizadas, en el orden y el diseño del proyecto.

Al **Lic. Pedro Pablo Moreno**, por su asesoría y orientación durante el desarrollo de la evaluación financiera del proyecto.

A la **Ing. María Eugenia Chamorro**, por su asesoría y orientación durante el desarrollo de los aspectos geológicos del proyecto.

Al estudiante de Ingeniería Catastral y Geodesia **Alejandro Landazábal** por el aporte de sus conocimientos en ARCGIS en mapas de ubicación.

A todas las personas que de forma directa o indirecta colaboraron en el desarrollo del proyecto, en especial para a los profesores **Diego González Patrón, Jaime Amariz, Nubia Liliana Becerra, Carlos Andrés Bernal y Luis González Restrepo** por su dedicación y compromiso durante el desarrollo de nuestras clases y por compartir su experiencia y conocimientos.

A Dios, porque todo te lo debo a ti, a tu misericordia y a tu apoyo en cada situación que he afrontado durante mi vida, por cada sueño cumplido y por cada derrota superada, gracias, por darme paciencia y sabiduría cuando lo he pedido y tranquilidad cuando la he necesitado.

A mi Ángel Guardián, mi vida y por toda la eternidad mi hermana, Eliana, que me enseñó, me amo y me apoyo toda su vida, gracias por tu fe en mí y por siempre estar orgullosa de mis logros.

A mi padre, Fabio por cada oración y por todo el amor que dio incondicionalmente, por enseñarme de Dios y de paciencia, a mi madre, Elizabeth, por heredarme la fuerza e inteligencia y por cada consejo que siempre fue el correcto, a ambos por darme la vida y una hermosa familia.

A Natalia, por una amistad verdadera y por un cariño incondicional, por siempre apoyarme, entenderme, darme ánimo y hacerme reír cuando lo necesitaba. A Alejandro Laserna, por ser ese hermano que nunca tuve y porque solo Dios sabe cuánto me ha ayudado y cuanto le adoro. A Lina por tanta alegría, inocencia y esperanza que le dio a mi vida en los últimos meses.

A Camilo por cinco años de amistad, de locuras, de rarezas y sobretodo de cariño, por ser mi Kohai, por escucharme sin juzgar, por tenerme paciencia infinita y por ser mi compañero en este proyecto.

A Luis, por la paciencia y el apoyo durante toda mi carrera, por ser mi fortaleza en tiempos difíciles, por el amor y sobre todo por toda la fe.

Sara Elizabeth Camelo Rodríguez

En primer lugar a Dios, por permitirnos realizar este proyecto, por poner en mi camino a personas tan maravillosas que me acompañaron en todo momento, y por ser un apoyo cuando los momentos más difíciles parecían insuperables.

A mi padre Germán y a mi madre María Isabel por todo su apoyo, por creer en mi capacidades, por ser el sostén de la familia, por la lucha diaria que emprendían por el bienestar de mi hermano y el mío, por nunca rendirse y por mostrarme lo que es la dedicación, disciplina, convicción y la determinación de la que son capaces los seres humanos, por enfrentarse a cada momento de tribulación y salir victoriosos.

A mi hermano Juan, el cual siempre será un apoyo incondicional, por ser la razón principal para salir adelante, por cada momento de alegría y tristeza, por cada risa y por cada penchada que hicimos, por ser la persona que mejor me conoce, por compartir mis gustos, por compartir mis sueños, por ser aquel podía animarme cuando más triste estaba, por ser más que mi hermano, por ser mi mejor amigo y aquel que esta igual de loco que yo.

A mis abuelos Benjamín y Ana, por su cariño, por su constante dedicación a cuidarnos a mí y a mi hermano, por sus historias, por toda su experiencia y por compartir con nosotros nuestra infancia. A mis primas, Julieth, Mónica y Diana, por cada momento que pasamos en la infancia, por cada aventura que formábamos con nuestra imaginación y por cada alegría que vivimos y seguimos viviendo. A mis abuelos que ya no están conmigo, a mi abuela Hilda, por ser la viva imagen de determinación y fuerza, por sacar a mi padre y a mi tío adelante, contra todo las adversidades, por guiarnos en nuestra infancia a mis primas y a mí, por su cariño incondicional y por la fe que tenía en mí, a mi abuelo German y Luis, no puede compartir muchos momentos con ellos, pero es gracias a ellos que puede ser la persona que soy ahora, ellos guiaron a mi padre y a mi tío, y mucho de lo que mis abuelos fueron vive aún en ellos; también se lo dedico a mi hermana, el ángel de la guarda de mi familia, no la conocí, pero no dejo de pensar en ella y cuando sentía que no podía seguir, que la oscuridad era mayor a mis fuerza internas siempre encontré la luz en su recuerdo.

A mis tío Oscar, por ser como un hermano mayor, por todos los momento que pasamos juntos, por todos los juegos y lo golpes, por todas las risas y problemas en los que metimos, a mi tío Henio, por estar con la familia en cada momento, por ser un gran amigo para mi padre y por ser el padrino de mi hermano y el mío, a mi padrino Néstor, por siempre creer en mis capacidades y por ser un gran amigo para mi padre.

A mis amigos, Oscar, Juan Pablo, Zambrano, Fajardo, Gaviria y Steven, por hacer mi historia en el colegio una de las mejores de mi vida, por todos los lazos que formamos, y por seguir ahí, independiente de la distancia, sé que siempre puedo contar con ellos, por cada momento que pasamos juntos, por cada travesía y cada encuentro, y por todas las aventuras y planes que aún nos falta por vivir. A Tabata, mi pequeña amiga, por despedirse de mí cada mañana y por recibirme con alegría en las noches, a mis amigos peludos que ya no están, a Copito, Motas y Bruce, por alegrar mi infancia con juegos y ternura.

A Alejo, Leidy y Sara, por hacer de mi vida en la universidad más alegre y llena de anécdotas, por preocuparse por mí y por apoyarme cuando me sentía desanimado, en especial a Sara, mi senpai, mi compañera, mi mejor amiga, gracias por compartir esta experiencia conmigo, por realizar este proyecto conmigo, por escucharme siempre que lo necesite, por tenerme paciencia y tolerar todas mis locuras y charlas descabelladas, y por todo lo que hiciste por mí en estos 5 años.

A cada persona que de una u otro forma compartieron momentos especiales conmigo, que me enseñaron mucho, apoyaron cuando necesitaba un consejo y contribuyeron en mi vida personal y académica.

Por ultimo a todos esos seres fantásticos, atrapados en el infinito universo literario o animado, por cada historia que me marco, por cada historia que me dejo una enseñanza, por cada personaje que se metió en mi corazón, por un hermoso conejo, por cada fantástica aventura, por cada torneo ganado, por cada epopeya realizada, por cada intercambio equivalente, por cada sacrificio heroico, por cada búsqueda con determinación, por cada amistad forjada, por cada aventura inesperada, por cada tragedia y comedia, y a la música que me acompañó en los largos caminos en las calles o en el tránsito de la ciudad, es especial a Iron Maiden, cuya música fueron epopeyas que me acompañaron en cada momento.

Camilo Andrés Gutiérrez Gómez

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	38
OBJETIVOS	39
1. DESCRIPCIÓN DE LAS GENERALIDADES DEL CAMPO NÍSPERO	40
1.1 HISTORIA	40
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO NÍSPERO	41
1.3 MARCO GEOLÓGICO	43
1.3.1 Columna estratigráfica.	43
1.3.2 Estratigrafía	43
1.3.3 Geología estructural.	46
1.3.4 Geología del petróleo.	47
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO NÍSPERO	49
2. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	51
2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN	51
2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	54
2.2.1 Remoción y transporte de recortes a superficie.	54
2.2.2 Suspensión de cortes.	55
2.2.3 Control de la presión de formación.	55
2.2.4 Obturación de las formaciones permeables.	56
2.2.5 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la sarta de perforación.	57
2.2.6 Mantenimiento de la estabilidad del hueco.	58
2.2.7 Transmisión de energía hidrostática a la broca.	59
2.2.8 Medio para realizar los registros eléctricos.	59
2.2.9 Disminución del daño de formación	60
2.2.10 Control de la corrosión.	61
2.2.11 Facilidad para completamiento.	61
2.2.12 Minimizar el impacto sobre el medio ambiente.	61
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	62
2.3.1 Propiedades físicas.	62
2.3.2 Propiedades químicas	77
2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	86
2.4.1 Definición de fluidos base aceite.	86
2.4.2 Definición de los fluidos neumáticos	88
2.4.3 Definición de los fluidos de perforación base agua.	89
2.5 ADITIVOS	91
2.5.1 Material densificante.	92
2.5.2 Materiales viscosificantes.	92
2.5.3 Materiales para control de filtrado.	93
2.5.4 Materiales para controlar reología.	93

2.5.5 Materiales para controlar pH.	94
2.5.6 Materiales para controlar pérdida de circulación.	94
2.5.7 Materiales para dar lubricidad.	95
2.5.8 Materiales surfactantes.	95
2.5.9 Materiales para flocular.	95
2.5.10 Materiales estabilizadores de Lutitas.	96
2.5.11 Materiales controladores de corrosión.	96
2.5.12 Materiales bactericidas.	96
2.5.13 Materiales para precipitar contaminantes.	96
2.6 GENERALIDADES DEL FLUIDO UTILIZADO EN EL POZO NÍSPERO-1	97
2.6.1 Fluido de perforación de la sección superficial 17 ½".	97
2.6.2 Fluido de perforación de la sección intermedia 12 ¼".	98
2.6.3 Fluido de perforación de la sección objetivo 8 ½"	106
3. DISEÑO DE LA MATRIZ DE PRUEBA DE LABORATORIO PARA LAS MUESTRAS OBTENIDAS DEL CAMPO NÍSPERO	107
3.1 QUÍMICA DE ARCILLAS	107
3.1.1 Estructura de las arcillas.	107
3.1.2 Propiedades de las arcillas	109
3.1.3 Clasificación de arcillas.	113
3.2 CARACTERIZACIÓN DE ARCILLAS	118
3.2.1 Preparación y almacenamiento de muestras.	118
3.3 MATRIZ DE PRUEBA	121
4. CARACTERIZACIÓN DE LA REACTIVIDAD DE LAS ARCILLAS PERFORADAS EN EL POZO NÍSPERO-1	123
4.1 PRUEBA DE LABORATORIO DRX	123
4.1.1 Definición.	123
4.1.2 Metodología para la implementación de la prueba DRX.	123
4.1.3 Resultados obtenidos de la prueba DRX.	124
4.1.4 Análisis de resultados de la prueba DRX.	126
4.2 PRUEBA DE LABORATORIO CST	129
4.2.1 Definición	129
4.2.2 Metodología para la implementación de la prueba CST.	129
4.2.3 Implementación de la prueba CST	132
4.2.4 Resultados obtenidos de la prueba CST.	132
4.2.5 Análisis de resultados de la prueba CST.	133
5. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA	136
5.1 FORMULACIÓN BASE DEL FLUIDO INHIBIDOR	136
5.2 INHIBIDORES A EVALUAR	136
5.2.1 Acetato de Potasio.	137
5.2.2 Glicol.	137
5.2.3 Polímero de Bajo Peso Molecular.	138
5.2.4 Estabilizador de Arcillas.	138

5.3 MATRIZ DE DISEÑO DE PRUEBAS	139
5.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN	142
5.5 PRUEBA DE LABORATORIO DE HINCHAMIENTO LINEAL	144
5.5.1 Definición.	144
5.5.2 Metodología para la implementación de la prueba LSM.	144
5.5.3 Implementación de la prueba LSM.	148
5.5.4 Resultados obtenidos de la prueba LSM	150
5.5.5 Análisis de resultados de la prueba LSM.	153
5.6 PRUEBA DE LABORATORIO DE DISPERSIÓN Y EROSIÓN	166
5.6.1 Definición.	166
5.6.2 Metodología para la implementación de la prueba Dispersión y Erosión.	166
5.6.3 Implementación de la prueba Dispersión y Erosión.	168
5.6.4 Resultados obtenidos de la prueba Dispersión y Erosión.	168
5.6.5 Análisis de resultados de la prueba de Dispersión y Erosión.	169
5.7 PRUEBA DE LABORATORIO CST CON INHIBIDOR	171
5.7.1 Metodología de la prueba CST con inhibidor.	171
5.7.2 Implementación de la prueba CST con inhibidor.	173
5.7.3 Resultados obtenidos de la prueba CST con inhibidor.	173
5.7.4 Análisis de los Resultados de la prueba CST con inhibidor.	174
5.8 CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMULACIONES DEL FLUIDO INHIBIDOR	175
5.8.1 Determinación de la densidad del fluido	176
5.8.2 Determinación de pH.	176
5.8.3 Reología del fluido	177
5.8.4 Filtrado API.	178
5.8.5 Pruebas químicas.	181
5.9 SELECCIÓN DE LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO INHIBIDOR	183
5.9.1 Comparación entre el fluido de perforación seleccionado y el utilizado en el Campo Níspero-1.	188
6. ANÁLISIS FINANCIERO	190
6.1 COSTOS DE OPERACIÓN	192
6.1.1 Campaña de perforación.	194
6.1.2 Escenario actual - Polímero Amina.	196
6.1.3 Escenario propuesto - Acetato de Potasio y Glicol.	198
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	199
6.2.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).	200
6.2.2 Flujos de caja	201
2.3 Escenario actual – Polímero Amina	201
6.2.4 Escenario propuesto – Acetato de Potasio y Glicol.	202
6.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	203
7. CONCLUSIONES	204
8. RECOMENDACIONES	205

BIBLIOGRAFÍA	206
ANEXOS	210

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos exploratorios perforados en el Bloque Esperanza bajo el contrato E&E Esperanza	40
Tabla 2. Comparación de parámetros entre fluidos base aceite y base agua	88
Tabla 3. Materiales densificantes	92
Tabla 4. Materiales viscosificantes	93
Tabla 5. Función de surfactantes en relación con la interfase	95
Tabla 6. Sistemas de fluidos del pozo Níspero-1	97
Tabla 7. Concentraciones para fluido de perforación sección superficial	97
Tabla 8. Propiedades para el fluido de perforación sección superficial	98
Tabla 9. Propiedades del fluido de perforación de la sección intermedia	98
Tabla 10. Concentraciones del fluido de perforación sección intermedia	99
Tabla 11. Problemas potenciales de la sección intermedia 12 ¼ "	99
Tabla 12. Propiedades de la bentonita sódica	100
Tabla 13. Propiedades del Carbonato de calcio	100
Tabla 14. Propiedades del Polímero de Goma Xántica	101
Tabla 15. Propiedades de la barita	101
Tabla 16. Propiedades de la Mezcla Surfactante y lubricante	102
Tabla 17. Propiedades de la fibra celulosa natural	102
Tabla 18. Propiedades del hidrocarburo en polvo	102
Tabla 19. Propiedades del leonardita en polvo	103
Tabla 20. Propiedades de la cal	103
Tabla 21. Propiedades del polímero Amina	104
Tabla 22. Propiedades del Glutaraldehido	104
Tabla 23. Propiedades del polisacárido	105
Tabla 24. Propiedades del polímero acrílico modificado	105
Tabla 25. Propiedades del Surfactante	105
Tabla 26. Concentraciones del fluido sección objetivo 8 ½"	106
Tabla 27. Propiedades del fluido de la sección objetivo 8 ½"	106
Tabla 28. Superficies específicas de las arcillas	110
Tabla 29. Comportamiento de minerales arcillosos ante el contacto con el agua	110
Tabla 30. Rango de CEC para minerales arcillosos	110
Tabla 31. Distribución de las muestras por formación del Pozo Níspero 1	119
Tabla 32. Matriz de prueba CST	122
Tabla 33. Resultados de prueba DRX	125
Tabla 34. Resultados de la prueba CST	133
Tabla 35. Concentraciones de la formulación base del fluido inhibidor	136
Tabla 36. Concentraciones de los inhibidores de cada formulación	137
Tabla 37. Propiedades del Acetato De Potasio	137
Tabla 38. Propiedades del Glicol	138
Tabla 39. Propiedades del Polímero de Bajo Peso Molecular	138

Tabla 40. Propiedades del estabilizador de arcillas	138
Tabla 41. Matriz de pruebas especiales	140
Tabla 42. Criterios de selección para caracterización de arcillas	143
Tabla 43. Parámetros operacionales sección intermedia Pozo Níspero-1	143
Tabla 44. Muestras agrupadas en intervalos	148
Tabla 45. Formulaciones evaluadas para los intervalos de muestras	149
Tabla 46. Formulaciones inhibidoras de arcillas	149
Tabla 47. Formulaciones evaluadas para los intervalos de muestras	150
Tabla 48. Espesor final de los núcleos	152
Tabla 49. Resultados hinchamiento lineal intervalo cuatro	155
Tabla 50. Resultados hinchamiento lineal intervalo tres	156
Tabla 51. Resultados hinchamiento lineal intervalo dos	157
Tabla 52. Resultados hinchamiento lineal intervalo uno	158
Tabla 53. Resultado prueba de hinchamiento lineal para formulación uno	160
Tabla 54. Resultados prueba de hinchamiento lineal para la formulación dos	161
Tabla 55. Resultados de la prueba de hinchamiento para la formulación tres	163
Tabla 56. Resultados de la prueba de hinchamiento lineal para la formulación cuatro	164
Tabla 57. Resultados prueba de hinchamiento lineal para la formulación cinco	165
Tabla 58. Masa inicial para cada formulación	168
Tabla 59. Resultados de la prueba de dispersión y erosión	169
Tabla 60. Muestras utilizadas en la realización de la prueba CST con inhibidor	173
Tabla 61. Inhibidores utilizados para la prueba CST	173
Tabla 62. Resultados de la prueba CST con inhibidor	173
Tabla 63. Densidad de fluidos inhibidores	176
Tabla 64. Tabla de pH para cada formulación	176
Tabla 65. Resultados de la reología para cada formulación	178
Tabla 66. Resultados filtrado API para fluido base y formulaciones	179
Tabla 67. Resultado de las pruebas químicas para el fluido base e inhibidores	181
Tabla 68. Parámetros para el análisis de la prueba de alcalinidad	182
Tabla 69. Concentraciones de iones Carbonatos y Bicarbonatos para cada fluido	182
Tabla 70. Tabla de evaluación de desempeño para la prueba LSM	184
Tabla 71. Tabla de evaluación de desempeño para la prueba Dispersión y Erosión	185
Tabla 72. Tabla de evaluación de desempeño para las pruebas de caracterización del fluido	185
Tabla 73. Resultado final de la valoración de las pruebas realizadas con las formulaciones inhibidoras propuestas	186
Tabla 74. Resultados de la Formulación dos (Acetato de Potasio + Glicol)	187
Tabla 75. Comparación de las propiedades del fluido actual del campo y la formulación dos	188
Tabla 76. Costos de aditivos	192
Tabla 77. Dimensiones del hueco	193
Tabla 78. Volúmenes de fluido dentro el pozo a perforar	193

Tabla 79. Volúmenes por sección del pozo	194
Tabla 80. Campaña de Perforación	194
Tabla 81. Gravedades específicas de aditivos líquidos	195
Tabla 82. Costos por barril del escenario actual	197
Tabla 83. Costo de operación del escenario actual	198
Tabla 84. Costos por barril del fluido propuesto	198
Tabla 85. Costo de operación del escenario propuesto	199
Tabla 86. Resultados del Valor Presente Neto (VPN)	202

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Pozo Níspero	42
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Valle Inferior Magdalena y el Campo Níspero	44
Figura 3. Sección transversal de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	47
Figura 4. Sistema de circulación	51
Figura 5. Balanza de lodo	62
Figura 6. Balanza de lodo presurizada	63
Figura 7. Viscosímetro Fann 35 A	67
Figura 8. Filtro Prensa Fann Serie 300	70
Figura 9. Papel filtro	71
Figura 10. Esquema para el ensamblaje del equipo de filtrado API LPLT	71
Figura 11. Kit para determinación de porcentaje de arena	73
Figura 12. Kit de retorta para determinación de sólidos y líquidos	75
Figura 13. Kit para la determinación de dureza total	78
Figura 14. Hot Plate	78
Figura 15. Escala de pH, ácidos y bases.	80
Figura 16. pH-Metro Oakton	81
Figura 17. Kit para la determinación de cloruros.	82
Figura 18. Kit para determinación de alcalinidad	84
Figura 19. Configuración bidimensional de tetraedros	108
Figura 20. Configuración bidimensional de octaedros	109
Figura 21. Hidratación a través del enlace de hidrogeno	112
Figura 22. Estructura de la Esmectita o Montmorillonita	114
Figura 23. Estructura de la illita	115
Figura 24. Estructura de la clorita	117
Figura 25. Estructura de la caolinita	118
Figura 26. Muestras del Pozo Níspero-1 en bandejas de aluminio	119
Figura 27. Montaje de tamices de mesh 6 – 10 – 12 – 60 – 80 – 100 – 200	119
Figura 28. Partículas retenidas en mesh 200	120
Figura 29. Partículas que pasaron por mesh 200, partículas traspasadas a capsula de porcelana para determinar su masa	120
Figura 30. Partículas que pasaron por mesh 100, partículas traspasadas a capsula de porcelana para determinar su masa	121
Figura 31. Empaque de las muestras al laboratorio de Halliburton en Houston, Texas, Estados Unidos	124
Figura 32. Envío de las muestras al laboratorio de Halliburton en Houston, Texas, Estados Unidos	124
Figura 33. Montaje prueba CST	130
Figura 34. Montaje prueba de CST con Muestra	130
Figura 35. Compactador hidráulico de doble pistón	146
Figura 36. Malla y seguro del núcleo unidos en la base de ensamblaje	146

Figura 37. Sensor de LSM	147
Figura 38. Preparación del fluido de perforación	149
Figura 39. Inicio de la prueba de LSM	150
Figura 40. Final de la prueba de LSM	151
Figura 41. Núcleos de la primera prueba (Intervalos cuatro y tres)	152
Figura 42. Núcleos de la segunda prueba (Intervalo tres, dos y uno)	153
Figura 43. Núcleos de la tercera prueba (Intervalo uno)	153
Figura 44. Muestras limpias y secas resultado de la prueba de dispersión y Erosión	168
Figura 45. Revoque generado en la prueba de CST con inhibidor	174
Figura 46. Resultados de la prueba CST con inhibidor	174
Figura 47. Filtrado API de las formulaciones tres, cuatro y cinco	180
Figura 48. Filtrados de las formulaciones base, uno y dos	180
Figura 49. Revoques de todas las formulaciones	181
Figura 50. Estado Mecánico Pozo Níspero-1	191

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Hoja de seguridad de la bentonita sódica	211
ANEXO B. Hoja de seguridad del carbonato de calcio	212
ANEXO C. Hoja de seguridad del polímero de goma xántica	213
ANEXO D. Hoja de seguridad de la barita	214
ANEXO E. Hoja de seguridad de mezcla Surfactante y lubricante	215
ANEXO F. Hoja de seguridad de fibra celulosa natural	216
ANEXO G. Hoja de seguridad del hidrocarburo en polvo	217
ANEXO H. Hoja de seguridad de la leonardita en polvo	218
ANEXO I. Hoja de seguridad de la cal	219
ANEXO J. Hoja de seguridad del polímero Amina	220
ANEXO K. Hoja de seguridad del glutaraldehido	221
ANEXO L. Hoja de seguridad del polisacárido	222
ANEXO M. Hoja de seguridad del polímero acrílico modificado	223
ANEXO N. Hoja de seguridad del Surfactante	224
ANEXO O. Hoja de seguridad del acetato de potasio	225
ANEXO P. Hoja de seguridad del glicol	226
ANEXO Q. Hoja de seguridad del polímero de bajo peso molecular	227
ANEXO R. Hoja de seguridad del estabilizador de arcillas	228
ANEXO S. Resultados prueba de hinchamiento lineal	229
ANEXO T. Estado mecánico del pozo níspero-1	239

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Viscosidad Plástica	69
Ecuación 2. Punto Cedente	69
Ecuación 3. Viscosidad Aparente	69
Ecuación 4. Porcentaje de erosión	169
Ecuación 5. Volumen en barriles de una sección	193
Ecuación 6. Conversión de unidades de presentación del producto	194
Ecuación 7. Unidades de producto por barril	195
Ecuación 8. Costo de producto por barril	195
Ecuación 9. Ecuación para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN)	199
Ecuación 10. Conversión de tasas equivalentes	200

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
Diagrama 1. Calibración de la balanza de lodo	64
Diagrama 2. Procedimiento para determinar la densidad del fluido de perforación mediante el uso de una balanza presurizada	65
Diagrama 3. Procedimiento para realizar la medición de las propiedades reológicas de un fluido de perforación con el viscosímetro FANN 35A	68
Diagrama 4. Procedimiento para el desarrollo de la prueba de filtrado API LPLT	72
Diagrama 5. Procedimiento para la determinación del porcentaje de arena	74
Diagrama 6. Proceso para la determinación del contenido de sólidos y líquidos	76
Diagrama 7. Procedimiento para la determinación de dureza	79
Diagrama 8. Procedimiento para la medición del pH del fluido de perforación	81
Diagrama 9. Procedimiento para la determinación de la concentración del ion cloruro	83
Diagrama 10. Procedimiento para la determinación de alcalinidad	85
Diagrama 11. Procedimiento para la prueba CST	131
Diagrama 12. Procedimiento para la compactación de los núcleos para LSM	145
Diagrama 13. Procedimiento para prueba de Dispersión y Erosión	167
Diagrama 14. Procedimiento de la prueba CST con inhibidor	172
Diagrama 15. Flujo de caja para el escenario actual	201
Diagrama 16. Flujo de caja para el escenario propuesto	202

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción mensual del Campo Níspero	50
Gráfica 2. Minerales arcillosos en función de la profundidad	126
Gráfica 3. Comparación CEC, esmectita y contenido total de arcilla	128
Gráfica 4. Comparación de los resultados de las pruebas CST y CEC	135
Gráfica 5. Hinchamiento lineal de la muestras del pozo Níspero-1	151
Gráfica 6. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo cuatro	155
Gráfica 7. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo tres.	156
Gráfica 8. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo dos.	158
Gráfica 9. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo uno.	159
Gráfica 10. Prueba de hinchamiento lineal con el fluido base para un núcleo del intervalo uno	160
Gráfica 11. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación uno para los núcleos de los intervalos de análisis	161
Gráfica 12. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación dos para los núcleos de los intervalos de análisis	162
Gráfica 13. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación tres para los núcleos de los intervalos de análisis	163
Gráfica 14. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación cuatro para los núcleos de los intervalos uno, dos y cuatro	164
Gráfica 15. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación cinco para los núcleos de los intervalos de análisis	165
Gráfica 16. Porcentaje de Erosión obtenido con las cinco formulaciones inhibidoras	170
Gráfica 17. Porcentaje de masa final	170
Gráfica 18. Resultados CST formación porquero	175

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Tipos de tanques y piscinas	52
Cuadro 2. Tipos de bomba	53
Cuadro 3. Condiciones de aumento de temperatura	57
Cuadro 4. Mecanismos que ocasionan daños a la formación	60
Cuadro 5. Características y componentes básicos de los fluidos base aceite	86
Cuadro 6. Usos de las emulsiones inversas	87
Cuadro 7. Orden de mezcla de aditivos en emulsiones inversas	87
Cuadro 8. Ventajas y desventajas de fluidos aire-gas	89

ABREVIATURAS

'	Pies
"	Pulgadas
%m	Porcentaje en masa
°API	Gravedad del petróleo (medida de densidad)
°C	Grado Celsius (medida de temperatura)
°F	Grado Fahrenheit (medida de temperatura)
µm	Micrón (medida de longitud)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
aprox	Aproximado
bbbl	Barril (medida de volumen)
BHA	Bottomhole Assembly (ensamblaje de fondo de la sarta de perforación)
BOEPD	Barril de petróleo equivalente por día (unidad de caudal de producción)
BOP	Blowout Preventer (válvula preventora)
BPD	Barril de petróleo por día (unidad de caudal de producción)
C	Carbono
CEC	Capacidad de intercambio catiónico
cm ³	Centímetro cúbico (medida de volumen)
CMC	Carboximetil celulosa
CO ₃ ²⁻	Ión Carbonato
cP	Centipoise (unidad de viscosidad dinámica)
CST	Tiempo de succión capilar
DRX	Difracción de Rayos X
EDTA	Ácido Etildiaminotetracético
E&P	Contrato de exploración y producción (E&E)
F _n	Formulación de fluido de perforación (n= 1,...,5)
Fe	Hierro
ft	Pie (medida de longitud)
ft ²	Pie cuadrado (medida de área)
g	Gramo (medida de masa)
gal	Galón (medida de volumen)
h	Longitud
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
H ₂ SO ₄	Ácido Sulfúrico
HCO ₃	Ión Bicarbonato
hr	Horas
HTHP	High Temperature/High Pressure (alta presión/alta temperatura)
ID	Diámetro interno

in	Pulgadas (medida de longitud)
in²	Pulgadas cuadradas (medida de área)
Kg	Kilogramos (medida de masa)
km	Kilómetros (medida de longitud)
km²	Kilómetros cuadrados (medida de área)
kPa	Kilopascales (medida de presión)
L	Litro (medida de volumen)
lb	Libra (medida de masa)
lb/ft³	Libra por pie cubico (medida de densidad)
lb/ft²	Libra fuerza por pie cuadrado (medida de presión)
lpg	Libras por galón (medida de densidad)
lpb	Libra por barril (medida de concentración)
LSM	Hinchamiento lineal
LTLP	Low Temperature/low pressure (baja temperatura/baja presión)
LVDT	Linear Variation Differential Transformer (transformador Diferencial de Variación Lineal)
LWD	Logging while drilling (medición de registros durante la perforación)
m²	Metro cuadrado (unidad de área)
m²/g	metro cuadrado por gramo (unidad por superficie de arcilla)
Ma	Millones de años (unidad de tiempo)
meq	Masa equivalente
MFC	Millones de pies cúbicos (unidad de volumen)
Mg	Magnesio
min	Minuto (unidad de tiempo)
ml	Mililitro (unidad de volumen)
mm	Milímetro (unidad de longitud)
MMB	Millones de barriles (unidad de volumen)
MMSCFPD	Millones de pies cúbicos por día (unidad de caudal de producción)
MWD	Measurements while drilling (adquisición de mediciones durante la perforación)
O	Oxígeno
OD	Diámetro externo
OH⁻	Ión hidroxilo
PAC	Celulosa Polinómica
Pb	Plomo
pH	Potencial de Hidrógeno
PHPA	Polímeros sintéticos de alto peso molecular
ppbeq	Partes por billón equivalente (unidad de concentración)
ppm	Partes por millón (unidad de concentración)
psi	Libra por pulgada cuadrada (medida de presión)
psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta (medida de presión)
psia/ft	Libra por pulgada cuadrada absoluta sobre pie cúbico

	(Gradiente de presión)
qt	Cuarto de galón (medida de volumen)
Ro	Reflectancia de vitrinita
ROP	Tasa de penetración (unidad de velocidad)
RPM	Revoluciones por minuto (unidad de frecuencia)
s	Segundos (unidad de tiempo)
S	Azufre
s/qt	Segundo por cuarto de galón (medida de viscosidad)
TOC	Carbono orgánico total
TVD	Profundidad vertical verdadera
Und	Unidad
v	Volumen
VA	Viscosidad aparente
VP	Viscosidad plástica
YP	Punto cedente

GLOSARIO

ACTIVIDAD TECTÓNICA: hace referencia a los desplazamientos observados entre las placas tectónicas mientras se mueven por el manto terrestre, así como también su interacción y dirección.

ADITIVO: es una sustancia agregada al fluido de perforación para cambiar sus propiedades ya sea para mejorar la perforación o para corregir o prevenir problemas.

AGENTE ENMASCARANTE: también llamado agente secuestrante, es un reactivo que se une a una especie determinada que puede intervenir en los resultados de pruebas, esto lo hace a partir de la disminución de la concentración del mismo y evitando así la reacción química.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: superficie terrestre en la que se depositan sedimentos con características geológicas (procesos sedimentarios) específicos y condiciones ambientales definidas (físicas, químicas y biológicas) diferenciándolo de otras zonas adyacentes.

ANIÓN: se forma cuando un átomo neutro acepta o recibe uno o más electrones, por lo que queda con carga negativa, es decir, posee más electrones que protones en su núcleo.

ANTICLINAL: es un pliegue cóncavo de la corteza terrestre en el que los estratos más antiguos se encuentran en su núcleo.

ARCILLA: partícula mineral que tiene un tamaño menor a 1/256 mm. Son el producto de la erosión de los minerales de feldespato y componen una porción importante en muchos suelos.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, formada por partículas del tamaño de la arcilla (menor a 1/256 mm), producto de la diagénesis de la arcilla.

ARENA: un grano detrítico cuyo diámetro varía entre 1/16 y 2 mm compuesta de cuarzo y feldespatos.

ARENISCA: roca sedimentaria de tipo detrítico compuesta por partículas de tamaño entre 1/16 y 2 mm, son el resultado de la consolidación y diagénesis de granos de arena, está compuesta principalmente por arena cuarzosa, a menudo pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento.

BARITA: también llamada sulfato de bario, es un mineral utilizado en la industria de la perforación para aumentar la densidad del fluido de perforación.

BASAMENTO: roca ígnea o metamórfica deformada con baja o nula porosidad y permeabilidad, debajo del cual no se cree se puedan encontrar rocas sedimentarias.

BOMBA: maquina que absorbe la energía mecánica proveniente de un motor eléctrico, térmico, entre otro, transformándola en energía transferible a un fluido como energía hidráulica, esta energía permite el transporte del fluido de un lugar a otro, a un nivel determinado y a diferentes velocidades.

BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO: es un tipo de bomba de desplazamiento que generan una succión y descarga, desplazando agua como el elemento móvil. El espacio ocupado por el agua se llena y vacía de manera alterna forzando y extrayendo el líquido por medio de movimiento mecánico.

BROCA: también llamada barrena es una herramienta utilizada durante la perforación para triturar o cortar la roca. Se encuentra al final de la sarta de perforación y trabaja triturando o raspando la roca, en algunos casos emplea ambas acciones.

CAMPO: acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo se encuentra formado por un yacimiento cuya estructura es adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos encontrándose cubierto por una roca sello, la cual es impermeable.

CAOLINITA: mineral arcilloso, del tipo silicato, es estratificado, del grupo el caolín, proviene de rocas feldespáticas y moscovitas. A diferencia de ciertos minerales de arcilla, no tienen de a contraerse o a dilatarse con los cambios producidos en el contenido de agua

CARBÓN: nombre genérico establecido para las acumulaciones estratigráficas de material carbonoso procedente de restos depositados como turba en los ambientes pantanosos. Está compuesto principalmente por carbono y diferentes cantidades de elementos tales como hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno y es utilizado como un combustible fósil.

CATIÓN: se forma cuando un átomo neutro cede uno o más electrones, por consiguiente queda con carga positiva, es decir, posee una cantidad de protones mayor en su núcleo que de electrones.

CLORITA: mineral aluminosilicato de origen metamórfico, con el verde como color predominante son cristalinos y se encuentran en forma de láminas flexibles.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación vertical de una secuencia de rocas, en la cual las más antiguas se encuentran en la parte inferior y las más recientes en la parte superior, esta representa la ubicación relativa de las formaciones respecto a las demás teniendo en cuenta áreas con rocas intrusivas, fallas o metamorfismos.

CONGLOMERADOS: roca sedimentaria detrítica, formada por clastos redondeados de tamaño mayores a 2 mm y una matriz de arena o limo, los clastos suelen estar cementados por sílice.

CONTACTO CONCORDANTE: secuencia de estratos intacta depositados en forma paralela, donde la unidad superior es deposita de manera más o menos sin interrupciones sobre la unidad de abajo.

CONTACTO DISCORDANTE: secuencias de estratos que presentan interrupciones en la depositación generando un hiato en el registro geológico, estas discordancias representan periodos de no depositación o de la erosión de estratos. Este contacto puede ser erosional, angular, no conformidad o paraconforme.

CRUDO LIVIANO: según la clasificación de la API (“American Petroleum Institute”) tienen una gravedad API entre 23° y 28° API, presenta una gran concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular, contiene bajo contenido de ceras y parafinas, tiene baja viscosidad lo cual facilita su bombeo y transporte.

CRUDO PESADO: según la clasificación de la API (“American Petroleum Institute”) tienen una gravedad API entre 21,9° y 10° API, lo cual significa que tiene una densidad relativa mayor a 0,933. Contiene una gran concentración de hidrocarburos de mediano peso molecular, lo cual dificulta su transporte, con este tipo de curo se espera obtener la mayor cantidad de parafinas, polímeros, aceites y combustibles.

CUARZO: es un mineral cristalino compuesto por sílice presente en gran cantidad de rocas ígneas sedimentarias y metamórficas, posee una dureza igual a 7 en la escala de Mohs y es resistente a la meteorización.

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión en la corteza terrestre de origen tectónico en la cual se depositan sedimentos. Esta puede tener forma de cubeta o de fosa alargada, si se dan las condiciones adecuadas de profundidad y tiempo de sepultamiento, se pueden originar a acumulaciones de hidrocarburos.

DEPRESIÓN TECTÓNICA: también llamada fosa tectónica o Grabben, es una depresión causada por fallas normales paralelas, en las cuales se presenta el hundimiento por fuerzas internas, en algunos casos suelen ser valles por los que transita un río pero no son causa de erosión ni agentes externos.

DOLOMITA: mineral compuesto por carbonato de calcio y magnesio, de gran importancia en las rocas sedimentarias y metamórficas constituye la composición principal de las rocas dolomías y metadolomías, también está presente en las limolitas y mármoles, aunque estas últimas están compuestas mayormente de calcita. Este mineral se forma como resultado mineral de las rocas dolomías.

ÉMBOLO: es una pieza móvil que se ubica dentro de una bomba cuyos movimientos se limitan en una sola dirección, y en este movimiento cambia la presión del fluido con el fin de desplazarlo.

ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA): porción inferior de la sarta de perforación, que está compuesta, de fondo a superficie, en la broca, reducción de la broca, motor de fluido de perforación (este depende del caso), estabilizadores, portamecha, columna de perforación pesada, dispositivos para la operación de golpes (tijeras o percutores) y cruces para las diferentes formas de roscas.

ESMECTITA: mineral arcilloso con estructura cristalina compuesta de dos capas de sílice y una de alúmina. Su principal característica es hinchamiento al tener contacto con el agua. Se encuentra presente en la montmorillonita y en su forma sódica compone la bentonita, utilizados en los trabajos de perforación como aditivos de los fluidos utilizados durante el proceso.

ESPACIO ANULAR: es el espacio existente entre dos espacios tubulares como lo son el pozo y la tubería de revestimiento o la tubería de producción y la tubería de revestimiento en el cual el fluido puede fluir.

ESPESOR NETO: es la parte del espesor bruto del yacimiento (espesor total del yacimiento) que contiene hidrocarburos y depende de la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua de la roca. Se define mediante los criterios de límite de baja porosidad, límite más bajo de permeabilidad y límite más alto de saturación de agua. Todas las medidas disponibles de muestras del yacimiento y de los pozos, como análisis de núcleos y registro de pozos, se utilizan para evaluar el espesor neto del yacimiento.

ESTRATIGRAFÍA: estudio de la historia, composición, edad relativa y distribución de los estratos; mediante la comparación y correlación de diferentes estratos con el fin de obtener información específica acerca de su litología, su contenido fósil, edades relativas y absolutas.

ION: átomo o conjunto de átomos que adquieren una carga positiva o una carga negativa, como resultado de una transferencia de electrones.

FACIES: características de una unidad de roca que refleja su origen, su contenido mineralógico, contenido fósil, su estructura y textura, y permite diferenciarlas de otras unidades adyacentes.

FALLA: fractura existente en una roca frágil que presenta movimiento o desplazamiento observable. Dependiendo del desplazamiento entre las rocas la falla será normal, inversa o de rumbo. Según la terminología derivada de la industria minera, el bloque de falla existente sobre la superficie de falla se denomina boque elevado, en cambio, el bloque de falla existente por debajo de la falla es el bloque hundido. Se originan por esfuerzos tectónicos, incluyendo la gravedad y empujes horizontales.

GALENA: mineral perteneciente a los sulfuros, compuesto de sulfuro de plomo, se encuentra de forma cristalina o maciza y en algunos casos es utilizada como aditivo en fluidos de perforación.

GARGANTA PORAL: espacio poral intergranular que se crea en el punto donde se unen dos granos de roca y este espacio conecta dos espacios porales más grandes, el tamaño, la distribución y el número controlan la resistividad, el flujo y la presión capilar de la roca, como otras propiedades.

GAS SECO: gas natural que se encuentra libre de hidrocarburos líquidos y de condensados, o del cual se han eliminado. En algunos casos también se puede producir de forma natural en pozos con relaciones de gas-hidrocarburos alta.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se encarga de estudiar las deformaciones de la corteza terrestre tanto de pequeña como a gran escala. Mide la deformación de la corteza terrestre contando la historia de las rocas.

GLAUCONITA: mineral filosilicato perteneciente a las micas con iones metálicos de muchas variedades, que se encuentra en las rocas sedimentarias. De color verde, amarillento o azulado, formado por la alteración diagenética de la biotita depositada en un ambiente sedimentario marino.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: propiedad que compara la densidad de una sustancia con la densidad de otra sustancia señalada como referencia o patrón, es una relación, por lo que el resultado es un número adimensional, para los líquidos el patrón o densidad de referencia es el agua a 4 °C y una atmósfera de presión.

HALLOYSITA: mineral generado por la alteración hidrotermal de los minerales aluminio silicatos, se puede encontrar junto con caolinita, Montmorillonita y otros minerales arcillosos, también llamada halloisita.

HEMATITA: mineral compuesto hasta en un 70% de hierro en forma de óxido ferroso con algunas trazas de aluminio, titanio, manganeso y agua, también es llamado oligisto o hematites.

ILLITA: mineral silicato del grupo de las micas con una estructura similar a las moscovitas con contenido de silicio, magnesio, hierro y agua, es una arcilla no

expansiva producto de la meteorización o alteración de la moscovita y el feldespato.

INHIBIDORES DE ARCILLAS: aditivos que posee la capacidad de lentificar o detener la hidratación, el hinchamiento y la desintegración de las lutitas o arcillas.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos con alto peso molecular que se encuentra en las rocas sedimentarias, son insolubles en solventes orgánicos y si se calientan lo suficiente pueden llegar a desprender petróleo o gas.

KEROSENE: es un destilado natural del petróleo, muy inflamable que era utilizado en lámparas y estufas, actualmente se utiliza como combustible de aviones y en fábricas insecticidas.

LIMOLITAS: roca sedimentaria clástica, tiene un poro muy pequeño y es propensa a contener fracciones significativas de arcilla. Está compuesta principalmente por partículas de limo (partículas de tamaño entre 0,0039 y 0,0625 mm), generalmente puede contener óxido de hierro, calcita y feldespatos.

LIMO: sedimento clástico con un diámetro de partícula menor 0,0625 mm y mayor de 0,0039 mm, es transportado por suspensión en ríos y por el viento y depositado en los lechos de agua o en terrenos que fueron inundados.

LITOLOGÍA: estudio de las características macroscópicas de la roca como lo son su contenido mineral, la granulometría, textura y color.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, formada por la consolidación de partículas del tamaño de arcilla (1/256 mm) y el limo (menor 0,0625 mm y mayor de 0,0039 mm) en capas relativamente impermeables de escaso espesor, de granos finos, puede contener material orgánico, su contenido mineralógico está compuesto por minerales arcillosos, cuarzo, feldespato y micas.

MAGNETITA: mineral constituido por óxido ferroso, también llamado piedra imán ya que posee un fuerte magnetismo debido a que los cationes de hierro que posee el sistema se encuentran fuertemente acoplados.

MAPAS ISÓPACOS: proyección que muestra los espesores variables de una unidad estratigráfica empleando curvas trazadas por puntos con igual espesor. Las curvas isópacas conectan los puntos de intervalos verticales iguales, medidos entre dos planos de referencia.

MATERIAL ORGÁNICO: es materia compuesta por restos de organismos que estuvieron vivos en algún momento y residuos naturales, estos están formados por celulosa, tanino, cutina y lignina con proteínas, lípidos y azúcares.

MATRIZ DE ROCA: material granulométricamente fino en una roca y que compone la misma.

MONTMORILLONITA: mineral arcilloso perteneciente a los filosilicatos, compuesto de magnesio y aluminio, es soluble en ácidos y se hincha cuando tiene contacto con agua, también posee tixotropía por lo que es utilizado como aditivo en los fluidos de perforación.

OFFSHORE: término anglosajón cuyo significado es *en el mar, alejado de la costa* o *ultramar*; en la industria petrolera se utiliza para referirse a los pozos que no se encuentran ubicados en tierra firme, como el mar, lagunas o lagos. Para la perforación y explotación de estos pozos se emplean estructuras sumergibles, semisumergibles o flotantes.

PARAFINA: hidrocarburo alcano, los elementos más pesados de la serie que suele ser sólido, ceroso, carente de sabor y no es soluble en agua, pero si en éter, benceno y algunos éteres, esta se quema fácilmente y no es afectada por muchos reactivos.

PERMEABILIDAD: capacidad o la medición de la capacidad que posee una roca para transmitir fluidos, se mide normalmente en darcies o milidarcies.

PISTONEO: es un ruido metálico que se genera cuando el émbolo comprime la mezcla originando un aumento de la temperatura en la cámara lo que puede encender de manera prematura el fluido, este fenómeno genera una vibración que se enfrenta con la vibración de la detonación generando un movimiento anormal en el émbolo.

PLACA TECTÓNICA: es una fracción de la litosfera que se mueve de manera más o menos compacta sobre la astenosfera de la tierra.

PLIEGUE: también llamado plegamiento, es una deformación en las rocas generalmente por esfuerzos de compresión sobre las mismas sin llegar a romperlas, formando ondulaciones en estratos de carácter horizontal dando como resultado un elemento curvado con direcciones casi paralelas.

POZO EXPLORATORIO: perforación realizada para la búsqueda o comprobación de la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora, o para la búsqueda de yacimientos adicionales no conocidos.

POZO SOMERO: perforación a una baja profundidad, perforado con una presión más baja y no es requerida maquinaria especializada para perforarlo por lo que son más económicos y funcionales que los pozos profundos.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

PRESIÓN DE FRACTURA: es la cantidad de presión necesaria para romper de manera permanente una formación rocosa, en algunos casos es necesario superar la presión de formación para poder deformar o fracturar la roca. Mientras menor sea la consolidación menor será la presión de fractura.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: es la presión (fuerza por unidad de área) producida por la columna de fluido.

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD, measurement depth): es la distancia o longitud real perforada y representa la distancia de la trayectoria del pozo.

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD, TRUE VERTICAL DEPTH): por sus siglas en ingles True Vertical Depth es la profundidad medida desde un punto de referencia en superficie y en línea recta y vertical a un punto del pozo y es utilizada para conocer el valor de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación.

RECORTES: también llamados ripios o cortes son fragmentos de roca triturada por la broca durante la perforación de pozos tanto de agua como de hidrocarburos, estos son considerados desechos y tienen que ser sometidos a procesos de tratamiento, más aun cuando se encuentran impregnados de hidrocarburos.

REGISTRO ELÉCTRICO: técnica de adquisición de datos geológicos provenientes de la profundidad de la tierra utilizando un cable eléctrico. El término hace referencia a cualquier registro adquirido con cable, sin importar si mide la magnitud eléctrica o no.

REGRESIÓN MARINA: proceso geológico en el cual el mar se retira de las zonas continentales que había ocupado durante la transgresión. En este los sedimentos continentales se depositan más lejos de la costa.

REOLOGÍA: estudio de la manera en que fluyen y se deforman los materiales, utilizado para describir la elasticidad, plasticidad y viscosidad de los fluidos. En el campo de la perforación es muy importante para controlar las propiedades de los fluidos en donde se utilizan para modificarlas algunos aditivos.

RESERVAS PROBADAS: acumulaciones de hidrocarburos que se estima pueden ser recuperadas en forma económica y que están presentes en zonas ya descubiertas y explotadas, pero que aún no han sido agotadas.

REVENTÓN: flujo no controlado de los fluidos que se encuentran en el yacimiento hacia la superficie, puede ser de agua, petróleo o gas, este se puede dar tanto en la etapa de producción como en la de explotación.

REVOQUE: residuo formado en las paredes de un medio permeable por un fluido cuando este es sometido a presión. En la perforación, los fluidos dejan este

revoque al filtrarse hacia a formación creando una barrera aislante. Este tiene que tener propiedades tales como espesor, solides, resbalamiento y permeabilidad para no causar problemas durante la perforación.

RIPIOS: son sólidos que se encuentran en el fluido de perforación que se adicionan al controlar las propiedades químicas y físicas del fluido, estos solidos se suman a las partículas que son despendidas de la formación perforada.

ROCA METAMÓRFICA: roca formada por la modificación de rocas preexistentes, las cuales pueden ser sedimentarias, ígneas e incluso metamórficas, por proceso de metamorfismo, en este proceso las rocas sufren ajustes estructurales y mineralógicos bajo ciertas condiciones físicas o químicas, o también, bajo una combinación de ambas, como lo son la temperatura, la presión y/o la actividad química de los fluidos

ROCA SEDIMENTARIA: roca formada por la precipitación y acumulación de materia mineral de una solución o por la compactación de restos vegetales y/o animales. Los sedimentos se depositan en capas, una sobre otra, en la superficie de la litosfera a temperaturas y presiones relativamente bajas y pueden estar compuestos de fragmentos de rocas preexistentes de diferentes tamaños, minerales, restos de organismos y productos de reacciones químicas.

ROCA SELLO: capa de roca casi impermeable a la migración de hidrocarburos, normalmente puede ser lutita, anhidrita o sal que forman una cubierta a sobre y encima de la roca yacimiento.

SARTA DE PERFORACIÓN: es la combinación de la columna de perforación, el arreglo de fondo de pozo y cualquier otra herramienta necesaria para que la broca gire en el fondo del pozo.

SEDIMENTOS: granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes que pueden ser transportados por agua, viento o hielo. Los sedimentos depositados y litificados son convertidos en rocas sedimentarias.

SEPIOLITA: mineral arcilloso perteneciente a los filosilicatos de estructura larga y delgada, similar a la atapulguita. Es utilizado en fluidos de perforación.

SIDERITA: mineral compuesto de carbonato ferroso del grupo de la calcita, se encuentra en lutitas y rocas carbonatadas. Es un mineral pesado encontrado en lechos sedimentarios mezclado con algún compuesto biológico.

SISTEMA PETROLÍFERO: serie de componentes y procesos necesarios para la generación y almacenamiento de hidrocarburos como lo son la roca generadora, el trayecto de migración, la roca almacén, una trampa y la roca sello.

SISTEMAS MEÁNDRICOS: ríos que se encuentran confinados a un canal principal con una sinuosidad (índice que representa la desviación de un río en relación a una línea recta) mayor a 1.5. En este se presentan pendientes bajas y los sedimentos son de grano fino, la depositación se da en una secuencia de disminución de grano de abajo hacia arriba dando inicio a un conglomerado basal seguido por arenas estratificadas que disminuyen su tamaño hacia arriba y en la parte superior la depositación de lodos y arenas.

SISTEMAS TRENZADOS: ríos en los que la relación entre la longitud del canal y la longitud del valle en el que desarrollan es baja. Este sistema fluvial se caracteriza por tener varios canales separados por barras o pequeñas islas y suelen encontrarse en zonas con altas descargas fluviales y con altas cargas de sedimentos.

SOLUBILIDAD: cantidad máxima de una sustancia que se disuelve en una cantidad fija de solvente a una presión y temperatura dadas. La solubilidad de una sustancia es su concentración en una solución saturada.

TIXOTROPÍA: característica de un fluido, como el fluido de perforación, de tomar la estructura de un gel cuando se encuentra estático y luego volver a su forma fluida cuando es sometido a cizallamiento. La viscosidad del fluido tixotrópico va a variar con el tiempo a una velocidad de corte hasta que alcance el equilibrio. Esta puede ser definida con la determinación de los geles a diferentes tiempos.

TOP DRIVE: es un motor eléctrico o hidráulico que se encuentra suspendido en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación, este motor se encarga de rotar la sarta de perforación y la broca.

TORQUE: capacidad de una fuerza para producir un giro o rotación alrededor de un punto.

TRAMPA ESTRUCTURAL: estructura geológica sellada con la capacidad para retener hidrocarburos, como una falla o pliegue: Dichas trampas se forman donde los cambios producidos en el tipo de roca permiten la retención del hidrocarburo, estos cambios pueden ser por distorsión de estratos de la roca como consecuencia de movimientos de la corteza terrestre.

TRANSGRESIÓN MARINA: es el evento geológico en el cual el mar invade el terreno continental ya sea por un aumento en el nivel del mar o por hundimiento de la costa. Esta siempre va acompañada de la depositación de sedimentos en la costa.

TURBULENCIA: régimen de flujo donde el movimiento de un fluido es desordenado, en el cual las moléculas no siguen una trayectoria paralela, sino que describen trayectorias sinuosas y forman torbellinos.

VELOCIDAD ANULAR: velocidad con la que el fluido de perforación o el cemento se desplaza por el espacio anular. Este parámetro es de gran importancia dentro de la limpieza del pozo, para transportar los ripios a superficie y para evitar el derrumbe de las paredes del pozo. Suele reportarse en pies por minutos o metros por minuto.

VELOCIDAD DE PENETRACIÓN: velocidad a la que la broca o barrena penetra en la roca rompiéndola y así aumentando la profundidad del pozo. Esta velocidad se suele reportar en pies por hora o metros por hora.

ZARANDA: es el dispositivo principal para la remoción de sólidos perforados del fluido de perforación, es un tamiz vibratorio compuesto de un filtro (cedazo) de tela que vibra mientras el fluido pasa sobre este, los sólidos más grandes del fluido de perforación queda retenidos en este filtro mientras el fluido y los sólidos más pequeños continúan su desplazamiento.

RESUMEN

El presente trabajo de grado se realiza con el fin de diseñar un fluido de perforación base agua con la capacidad de inhibir las lutitas reactivas presentes durante la perforación de la sección intermedia de 12 ¼" de un pozo en el Campo Níspero ubicado en la Cuenca Valle Inferior Magdalena, las cuales generan una reacción desfavorable al estar en contacto con el fluido.

Para tal fin, se decide realizar la caracterización de las 14 muestras de roca obtenidas de la perforación de la sección intermedia 12 ¼" del Pozo Níspero-1 tomadas cada 500 ft desde una profundidad inicial de 1000 ft. Dicho caracterización se hace a partir de la realización de las pruebas de Difracción de Rayos X (DRX), Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) y Tiempo de Succión Capilar (CST). Con estas pruebas se determina el contenido de minerales arcillosos presentes en las muestras y se caracterizan las arcillas reactivas de las Formaciones Corpa, Tubará y Porquero. La Formación Tubará con espesor neto de 500 ft y 43% de material arcilloso, y la Formación Porquero con espesor de 1000 ft y 45% de material arcilloso, son de especial interés para proyecto.

Luego de realizar la caracterización de las 14 muestras, se agrupan en cuatro intervalos que presentan la mayor concentración de minerales arcillosos según las pruebas de caracterización de arcillas. Adicionalmente, se diseñan tres formulaciones para evaluar la inhibición del acetato de potasio por separado y con otros inhibidores; sumado a esto, son preparadas dos formulaciones con diferentes inhibidores, las cinco formulaciones se evalúan con concentraciones definidas debido a la poca cantidad de muestras. Los cuatro intervalos son analizados con las formulaciones a partir de las prueba de Hinchamiento Lineal (LSM) y de Dispersión-Erosión. También se realiza una prueba CST para las muestras de la Formación Porquero con tres formulaciones específicas. Con los resultados obtenidos de las pruebas y de la caracterización de las propiedades de cada formulación se realiza una matriz de selección eligiendo el fluido que mejor desempeño presenta en todas las pruebas y que mejor se ajuste a los parámetros operacionales y se compara con el fluido del Pozo Níspero-1.

Para finalizar, se realiza la evaluación financiera entre el fluido actual y el fluido propuesto mediante la metodología del valor presente neto (VPN) y se determina que la mejor opción desde el punto de vista financiero, es el fluido de perforación base agua diseñado en el laboratorio que se propone en el proyecto al ofrecer un ahorro en costos del 15,64% además de los beneficios a nivel operativo.

Palabras Clave: Fluido perforación, Cuenca Valle inferior Magdalena, Bloque Esperanza, Campo Níspero, Pozo Níspero-1, arcillas reactivas, Formación Tubará Formación Porquero.

INTRODUCCIÓN

Una de las complicaciones que se presentan durante la perforación de pozos petroleros es la existencia de unidades arcillosas reactivas, que al entrar en contacto con la fase líquida del fluido de perforación base agua tienden a reaccionar hinchándose originando problemas operacionales como pegadas de tubería, embolamiento de la broca y reducción del diámetro del pozo, lo que se traduce en sobrecostos en la perforación para la compañía debido a los incrementos de los tiempos no productivos.

Es por esto que la formulación de fluidos de perforación, que permitan mejorar el control de la reactividad de arcillas y adicionalmente que cumplan con los requerimientos operacionales durante la operación de perforación, se ha transformado en un reto diario en la industria petrolera, y es por este motivo que la empresa Halliburton Latin America S.A se ve en la necesidad, como empresa prestadora del servicio de fluidos de perforación, de diseñar nuevos fluidos de perforación base agua para la inhibición de arcillas, con el fin de controlar y disminuir la reactividad para el caso de este proyecto, de las unidades arcillosas de las Formaciones Tubará y Porquero durante la perforación de la sección intermedia (12 ¼") de los pozos del Campo Níspero.

Este proyecto tiene como objetivo evaluar de manera técnica y financieramente la formulación de un nuevo fluido de perforación base agua, para cumplir este objetivo primero se describen las generalidades del Campo Níspero mediante la recolección de información geológica de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, después se realiza la evaluación técnica ejecutando las pruebas de laboratorio, en las instalaciones de Baroid, destinadas a la caracterización de la reactividad de las arcillas y a la evaluación de cinco formulaciones inhibidoras de arcillas, con el fin de seleccionar la formulación que mejor desempeño presente durante las pruebas y para compararla según su eficiencia operativa, con el fluido utilizado actualmente en el Campo Níspero.

Por último, se realiza la evaluación financiera considerando que el alcance del proyecto está delimitado a la formulación de un fluido de perforación mas no a su implementación, no obstante, según los resultados obtenidos en laboratorio y a su posterior análisis se espera lograr la disminución de los problemas operacionales que se presentan en el campo derivados de la presencia de lutitas reactivas, y por consiguiente, lograr un reducción considerable en los costos de operación derivados del uso de aditivos para la inhibición de arcillas y demás aditivos necesarios para el cumplimiento de las parámetros operacionales establecidos por la compañía para la perforación de pozos en el Campo Níspero.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente a nivel laboratorio un fluido de perforación base agua para la perforación de un pozo en el Campo Níspero.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir de las generalidades del Campo Níspero.
- Describir las generalidades de los fluidos de perforación base agua y del fluido utilizado en el Campo Níspero.
- Realizar la matriz de diseño de pruebas de laboratorio que se llevarán a cabo a las muestras obtenidas de las formaciones del Campo Níspero.
- Realizar las pruebas de laboratorio descritas en la matriz de diseño.
- Seleccionar el fluido de perforación para la perforación en el Campo Níspero.
- Comparar el fluido de perforación seleccionado con el utilizado actualmente en el Campo Níspero.
- Determinar la viabilidad financiera en la implementación del nuevo fluido de perforación formulado utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN)

1. DESCRIPCIÓN DE LAS GENERALIDADES DEL CAMPO NÍSPERO

En este capítulo se presentan aspectos del Campo Níspero, como lo son la historia, localización, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA

El contrato de asociación firmado entre la UNIÓN TEMPORAL ESPERANZA y la ANH establece que el Bloque Esperanza es operado desde el 30 de agosto del 2004¹ bajo la modalidad de Contrato E&E Esperanza, la UNIÓN TEMPORAL ESPERANZA está compuesta por la asociación entre la operadora GEOPRODUCTION OIL & GAS COMPANY LLC, subsidiaria de SHONA ENERGY, y la prestadora de servicios RAY OIL TOOL COMPANY INC hasta el 2012, año en el cual la empresa CANACOL ENERGY LTD compra a SHONA ENERGY adquiriendo el 100% de sus contratos, a partir esta compra GEOPRODUCTION pasa a ser filial de CANACOL y continua siendo la única operadora del Bloque.

El 18 de enero del 2008 se le otorga la licencia ambiental global del Bloque Esperanza donde se define el área del Bloque Esperanza como 459.75 km² (113606.699 Acres).²

La **Tabla 1** relaciona cronológicamente las perforaciones exploratorias realizadas en el Bloque Esperanza que dieron lugar a tres campos bajo el contrato E&E Esperanza:

Tabla 1. Pozos exploratorios perforados en el Bloque Esperanza bajo el contrato E&E Esperanza

<i>Campo</i>	<i>Año</i>	<i>Pozo</i>	<i>Unidad Objetivo</i>	<i>Resultado</i>
<i>Arianna</i>	2005	Arianna-1	Ciénaga de Oro	Exitoso
	2005	Arianna-2		Exitoso
<i>Palmer</i>	2014	Palmer-1		Exitoso
<i>Nelson</i>	2014	Corozo-1		Exitoso

Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN ESPERANZA. 2004

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN ESPERANZA. [En línea] 2004 [citado 8 octubre 2013]. Disponible en internet: <<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Relacion-de-areas-asignadas/CONTRATOS%20FIRMADOS%20EP%20y%20TEAS/CONTRATOS%20EyP%20TEAS%20%20%202004/CTO%20EyP%20ESPERANZA%202004.pdf>>.

²COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0098 (18, enero, 2008). Por lo cual se otorga una licencia ambiental y se toman otras determinaciones. Bogotá D.C.: El ministerio, 2008. 35 p.

Como consecuencia de los éxitos de la exploración de gas en el bloque se proyecta la perforación de un nuevo pozo exploratorio más hacia el oriente llamado Níspero-1, el cual resulta exitoso, razón por la cual se define un nuevo campo de gas dentro del Bloque Esperanza.

La perforación del pozo Níspero-1 comienza el 17 de julio de 2016 mediante un Contrato de E&P, el 7 de agosto de 2016 el pozo llega a la profundidad total de 9.906 ft, con un espesor neto de 55 ft en la profundidad vertical verdadera, con una porosidad promedio de 17% en la formación reservorio Ciénaga de Oro.

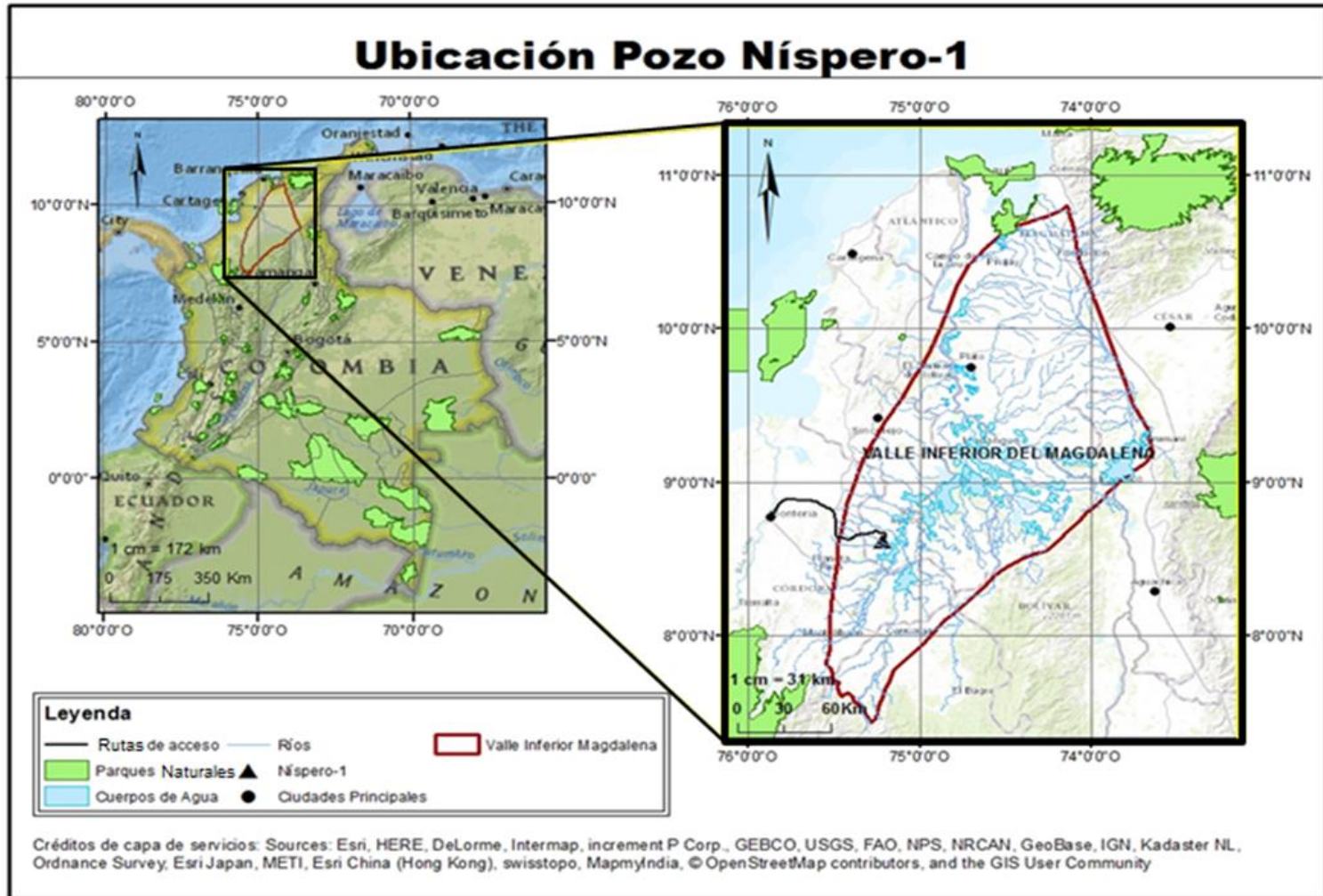
A febrero de 2017, el Bloque Esperanza tiene cuatro campos en producción bajo el Contrato E&E Esperanza, los cuales son Nelson, Palmer, Arianna y Níspero en un área aproximada de 460 km².

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO NÍSPERO

El Campo Níspero-1 se encuentra localizado en Colombia, en la Cuenca del valle Inferior Magdalena, en el departamento de Córdoba en la jurisdicción del municipio de San Carlos al Oriente de la ciudad de Montería (**Figura 1**).

Para acceder al Campo Níspero se puede optar por la alternativa aérea o terrestre, en el caso de la opción terrestre partiendo desde Montería se toma la Carrera segunda hacia el Nororiente en la vía Montería –Cereté en un recorrido de 2,2 km luego se toma la vía Ciénaga De Oro-Sahagún hacia el oriente y se sigue el trayecto hasta el kilómetro 35 , después se toma la vía La Ye-El Viajano hacia el Suroriente siguiendo el trayecto hasta los 21,5 km, luego se accede a la Vía Principal El Viajano hacia el oriente en dirección de San Carlos siguiendo el trayecto a lo largo de 23,2 km, por último se toma la vía destapada hacia el oriente durante un trayecto de 11,7 km donde se encuentra el Campo Níspero.

Figura 1. Localización del Pozo Níspero



Fuente. LANDAZABAL, Alejandro. Estudiante de Ingeniería Catastral y Geodesia. Abril de 2017.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en donde se encuentra el Campo Níspero, limita hacia el Norte y al Oeste con el sistema de fallas de Romeral, hacia al Sur y Sureste con la Cordillera Central por sus unidades ígneas y metamórficas, y con las rocas pre-cretácicas de la Serranía de San Lucas, en el Este con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta, y por el límite que al parecer es un deslizamiento (strike-slip), por el principal sistema de fallas de la cuenca conocido como el Sistema de Fallas Espíritu Santo.

A continuación se presenta la estratigrafía, geología estructural y del petróleo de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2**, presenta la Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Valle Inferior Magdalena y el Campo Níspero, destacando las unidades geológicas perforadas en el campo, adicionalmente se identifican los principales elementos involucrados en el sistema petrolífero asociado al campo.

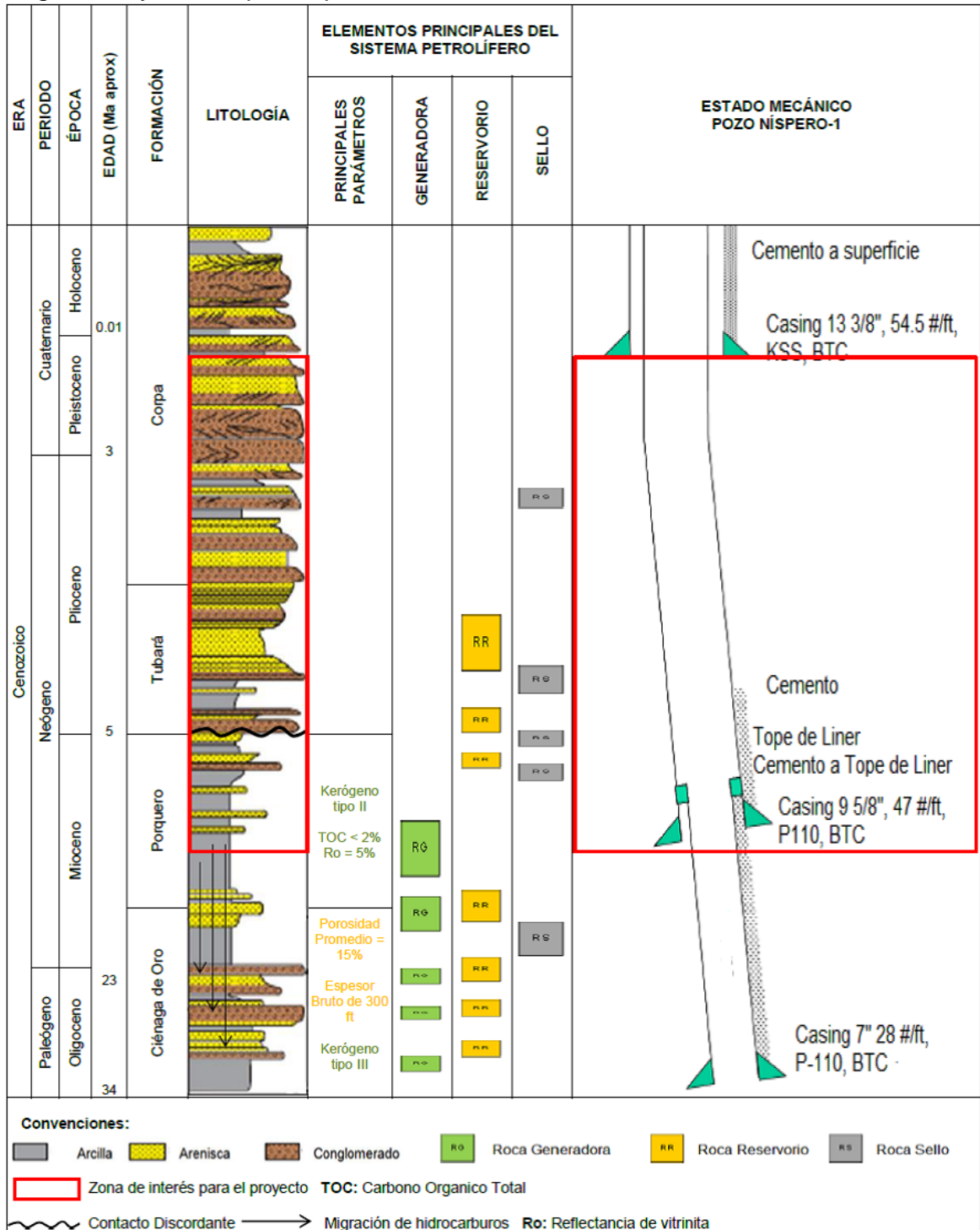
1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describen las formaciones perforadas por el Pozo Níspero-1 del Campo Níspero de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Ciénaga de Oro. Según DE PORTA, J³, esta formación es de edad Oligoceno Superior-Mioceno. Los sedimentos que se encuentran en esta formación son areniscas de grano fino y grano medio, cuarzosas translúcidas, y arcillas rojizas y grises⁴, el espesor total de la formación es 2034 ft. Su ambiente de depositación es marino somero, la Formación Ciénaga de Oro se encuentra en contacto discordante con el basamento que la infrayace.

³ DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p.188.

⁴ LEIVA, Juan y RUIZ, Estephanie. Determinación a nivel laboratorio de un inhibidor de arcilla para lodos base agua a ser utilizado en la perforación de las formaciones León y Guayabo en el campo Rubiales. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2015. p. 42.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Valle Inferior Magdalena y el Campo Nispero



Fuente de la litología. BARRERO, Darío; MARTINEZ, Juan; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C.: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. p. 77. ISBN 978-958-98237-0-5.

1.3.2.2 Formación Porquero. Según DE PORTA, J⁵ esta formación es de edad Oligoceno-Mioceno Superior, el tope de la formación está compuesta por una secuencia de material arcilloso hinchable al contacto con el agua, con intercalaciones de areniscas de grano muy fino, en la parte media inferior se da la presencia de pequeñas intercalaciones de areniscas de grano fino y de limolitas, con algo de contenido de carbón y glauconita.

En la base de la formación se encuentran unidades de lutitas y arcillolitas (predominando las arcillolitas) el color de las arcillolitas varía de gris a gris oscuro, son blandas en la mayoría de los casos y parcialmente solubles⁶, el espesor promedio de la formación es 1313 ft.

El ambiente de depositación se relaciona con las condiciones marinas de aguas moderadamente profundas. La formación Porquero se encuentra en contacto concordante con la Formación Ciénaga de Oro que la infrayace mientras que se encuentra en contacto discordante con la Formación Tubará que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Tubará. Según DE PORTA, J⁷, esta formación es de edad Mioceno medio-Mioceno superior, está constituida litológicamente por capas de areniscas de gran espesor, de grano que varía de fino, medio, a conglomerático, con intercalaciones de arcillolitas de color gris, blandas y solubles, y limolitas de color marrón claro, de bajo espesor con algo de contenido de carbón y material arcilloso. El espesor de la formación es aproximadamente 984 ft.

El ambiente de depositación se asocia a un evento regresivo en el que presentan las facies del litoral marino somero a fluvio-deltaicas. La Formación Tubará se encuentra en contacto discordante con la Formación Porquero que la infrayace mientras que se encuentra en contacto concordante con la Formación Corpa que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Corpa. Según DE PORTA, J⁸, esta formación es de edad Mioceno superior-Plioceno, corresponde a una secuencia de arenas friables, de selección regular con intercalaciones de arcillolitas grises y blandas, y limolitas. El espesor de esta formación varía entre 6562 ft y 13123 ft⁹. El ambiente de depositación es continental con corrientes fluviales entre trezadas y

⁵ DE PORTA, J. Op. cit., p. 410.

⁶ LEIVA, Juan y RUIZ, Estephanie. Op. cit., p. 42-43.

⁷ DE PORTA, J. Op. cit., p.487.

⁸ DE PORTA, J. Op. cit., p.192.

⁹ GÓMEZ, Juan Camilo. Geología, geofísica, hidrogeoquímica e isótopos, como herramientas para definir un modelo conceptual hidrogeológico, caso de aplicación: acuífero costero municipio de Turbo. Medellín.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Geociencias y Medio Ambiente, 2009. Cap 3, p. 1.

meándricas¹⁰, la Formación Corpa se encuentra en contacto concordante con la Formación Tubará que la infrayace.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca sedimentaria del Valle Inferior del Magdalena tiene su origen en el cretácico tardío, que, como lo evidencia la actividad tectónica de la región, surge por el choque de la placa Caribe con la suramericana dando lugar a eventos tensionales demostrados por los pliegues visualizados que se generaron en los periodos del Paleoceno, Eoceno-Oligoceno, Mioceno y Plioceno¹¹.

En general la cuenca tiene una configuración de bloques que ha experimentado una evolución tectónica desde la plataforma emergida hasta el Oligoceno Inferior, el hundimiento progresivo hasta el Mioceno Superior y la emergencia a partir del Plioceno. Como consecuencia de estos eventos y de la tectónica presente de bloque del Mioceno Inferior y Medio se logra la distinción de las depresiones tectónicas de Sucre y Plato al igual que los altos de Cicuco y El Difícil.

Estos eventos tectónicos generan el Sistema de Fallas de Romeral, el cual corresponde a fallas de rumbo¹² con un orientación general de N 20-30 E, dentro de estas fallas de rumbo se encuentran fallas normales, inversas y anticlinales como se muestra en la **Figura 3**.

El alto basamento, originado en el cretácico, divide a la propia cuenca en dos sub-cuencas, el Plato en el Norte y San Jorge en el Sur. El proceso de sedimentación y el estilo estructural son controlados por la margen continental activa. La cuenca se caracteriza por la tectónica de bloques que logra configurar el Sistema de Fallas de Horts y Gravens (Loba y Sucre)¹³.

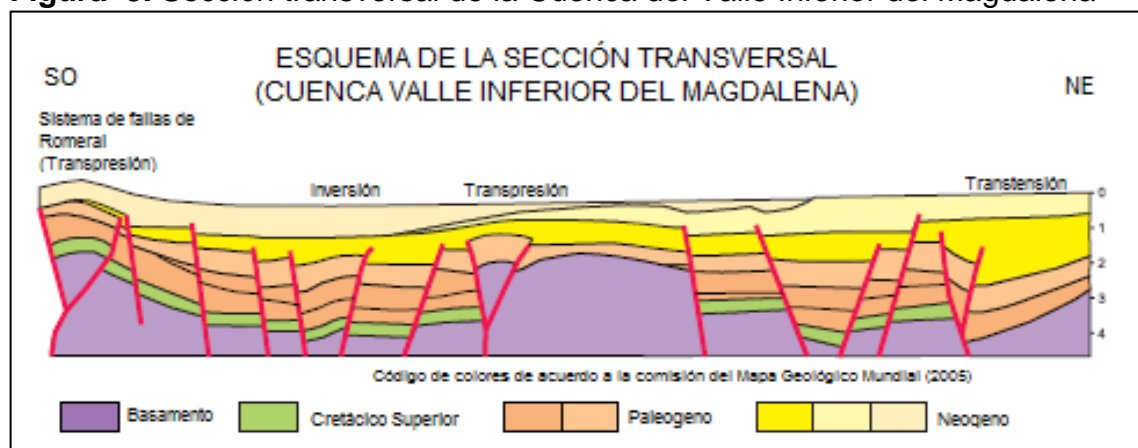
¹⁰ Ibid., Cap 3, p. 1.

¹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe final de interpretación sísmica. Informe de la empresa PetroSeis LTDA. Bogotá D.C.: ANH; 2011.

¹² ARAMBURO VÉLEZ, Daniel Andrés; PRINCIPALES FALLAS DE COLOMBIA: Una aproximación a la Geología Regional del País. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2013. 20 p.

¹³ LEIVA, Juan y RUIZ, Estephanie. Op. cit., p. 45.

Figura 3. Sección transversal de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente. BARRERO, Darío; MARTINEZ, Juan; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C.: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. p. 44. ISBN 978-958-98237-0-5.

El Campo Níspero se encuentra ubicado en la Sub-Cuenca de San Jorge, la estructura del campo corresponde a un anticlinal afectado por el Sistema de fallas de Romeral, principalmente con componente distensivo (fallamiento normal).

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describen las principales características del sistema petrolero presente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena asociado con el Campo Níspero.

1.3.4.1 Roca generadora. Las lutitas de la Formación Porquero en la sub-cuenca del Plato se han reconocido como la fuente primaria de hidrocarburos y se considera igualmente las generadoras para el Campo Níspero, dichas lutitas tienen un gran espesor, son ricas en materia orgánica, los contenidos de Carbono Orgánico Total (TOC, por sus siglas en inglés) son 2,0%¹⁴ y un Ro de 0,5% lo que le da a la roca generadora una madurez temprana y Kerógeno de tipo II¹⁵. Como se evidencia en la **Figura 2** las lutitas de la Formación Ciénaga de Oro son potencialmente generadoras, dichas lutitas tienen Kerógeno tipo III¹⁶.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las areniscas de la Formación Ciénaga de Oro son reconocidas como la principal roca reservorio de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, e igualmente lo son para el Campo Níspero, son de grano fino, su espesor bruto es 300 ft, y presentan un porosidad promedio de 15%.

¹⁴ GONZALEZ, Mario; UMAÑA, Ricardo; CRUZ, Luis; VASQUEZ, Mauricio. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Informe Ejecutivo realizado por el grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones. Santander: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; 2009.

¹⁵ LOPEZ, Aleida; CORTEZ, Mario; CUELLAR, Durley. Cuencas Sedimentarias de Colombia: Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Bogotá D. C.: Instituto CET PETROL, 2012. p. 11

¹⁶ Ibid., p. 11.

1.3.4.3 Migración. Se ha postulado¹⁷ que, la migración se genera desde las rocas generadoras de la Formación Porquero, ubicadas en la Sub-Cuenca del Plato, donde los fluidos migran por gravedad desde el norte, entre las intercalaciones de areniscas y lutitas, hasta el sur donde los fluidos se almacenan en las rocas reservorio de la cuenca. Otra vía de migración que tienen los fluidos es también el desplazamiento lateral en el interior de la propia formación y contacta posteriormente con las interconexiones de las fracturas y los planos de falla que están presentes en la formación para lograr la migración.

Según lo anterior se han propuesto cuatro rutas de migración¹⁸ para los hidrocarburos:

- Área Cicuco-Boquete.
- Área Momposina.
- Área Guepaje.
- Región Apure.

En el caso del Campo Níspero el sistema de migración se puede dar por la red de fallas normales presentes en el Sistema de Fallas Romeral.

1.3.4.4 Roca Sello. Como se evidencia en la **Figura 2**, en la Cuenca del Valle Inferior Magdalena, las unidades arcillosas de la Formación Porquero y Ciénaga de Oro que se depositaron en el periodo de inundación son las que mejores características presentan como unidad de sello superior para el sistema petrolífero, corresponden a arcillas hinchables al contacto con el agua. Para el caso del Campo Níspero las unidades arcillosas de la Formación Tubará son las que actúan como roca sello para el yacimiento.

1.3.4.5 Trampa. En la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena se evidencian diversos tipos de trampas, para el caso de la Sub-Cuenca de San Jorge predominan las trampas estructurales como los son anticlinales fallados y fallas normales relacionados con el Sistema de fallas de Romeral¹⁹, la presencia de estas configuraciones estructurales determinan la importancia de la exploración estructural en la cuenca.

El tipo de trampa del Campo Níspero es estructural asociado a un anticlinal fallado como se explica en la geología estructural.

¹⁷ ANH. Sinú-San Jacinto-Valle Inferior del Magdalena: Open Round Colombia. Bogotá D.C., 2010. p. 1.

¹⁸ Ibid., p. 1.

¹⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit., p. 15.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO NÍSPERO

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena cuenta con una producción diaria promedio cercana a los 458 BPD, de los cuales 378 corresponden a crudos livianos, siendo el gas el de mayor relevancia y en los últimos años las reservas en esta zona han aumentado.

El hidrocarburo producido en el campo tiene una gravedad API que varía de 30 - 52 °API. Antes del inicio de operaciones en el Campo Níspero GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA, para el 2015, cuenta con la producción de cuatro campos gasíferos, Nelson, Palmer, Arianna y Katana, llegando una producción diaria promedio de 20.5 MMSCFPD ²⁰.

Como consecuencia de estos éxitos con las perforaciones exploratorias, CANACOL decide extender su programa de exploración en el 2016, donde se establece la perforación de un pozo exploratorio denominado Níspero-1, el cual es el primer pozo del Campo Níspero²¹.

El Pozo Níspero-1 resulta exitoso, en las operaciones de perforación el reservorio de Ciénaga de Oro es perforado con siete intervalos diferentes entre 8792 ft y 9630 ft en profundidad media, con un espesor neto contenedor de gas 79 ft y una porosidad promedio de 17%; el flujo de gas seco con una tasa final estabilizada es de aproximadamente 28 MMSCFPD, libre de agua, a una presión en cabeza de tubería de 2045 lb/in², dentro de un periodo de prueba de 53 horas²².

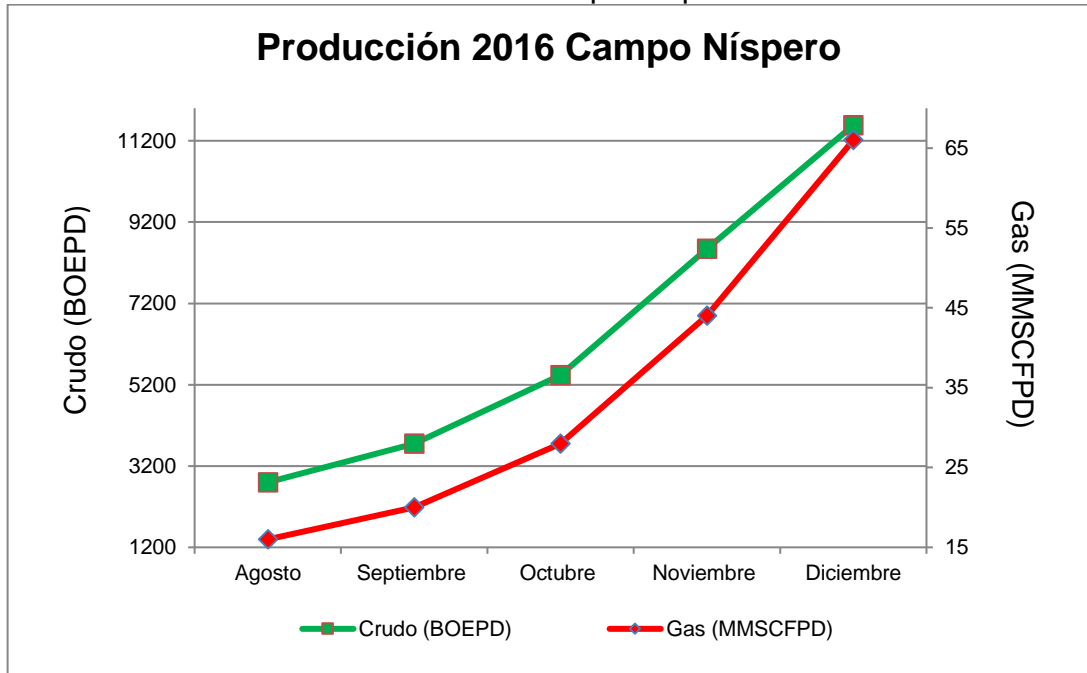
A la fecha, la empresa operadora del Campo Níspero no ha reportado la producción acumulada, por lo que se presentan solo datos de producción mensual. La producción del Campo Níspero para el mes de Agosto es de 11 MMSCFPD de gas seco libre de agua y de 2800 BOEPD de crudo, la producción continua incrementando hasta diciembre del 2016 (Como se muestra en la **Gráfica 1**) donde la producción de gas se ubicó en 66 MMSCFPD y 11580 BOEPD.

²⁰ Business News Americas. Bloque Esperanza [En línea]. Santiago (La Condes) 2015 [Citado 1 noviembre 2016]. Disponible en: <<https://www.bnamericas.com/project-profile/es/bloque-esperanza-bloque-esperanza>>

²¹ CANACOL ENERGY LTDA., Informe Objetivo Corporativo para el 2016. Alberta: CANACOL; 2016.

²² CANACOL ENERGY LTDA., Prueba 28 MMSCFPD en el pozo de Exploración Níspero-1, Amplia su programa de perforación y reporta la producción de Julio. Alberta: CANACOL; 2016.

Gráfica 1. Producción mensual del Campo Níspero



Fuente agosto. CANACOL ENERGY LTDA., Prueba 28 MMSCFPD en el pozo de Exploración Níspero-1, Amplia su programa de perforación y reporta la producción de Julio. Alberta: CANACOL; 2016.

Fuente diciembre. CANACOL ENERGY LTD. Prueba una Tasa Combinada de 31 MMSCFPD (5,439 BOEPP) en 2 Pozos de Desarrollo de Gas e Inicia Perforación del Pozo de Exploración de Crudo Liviano Mono Capuchino en Colombia: CANACOL; 2016

2. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

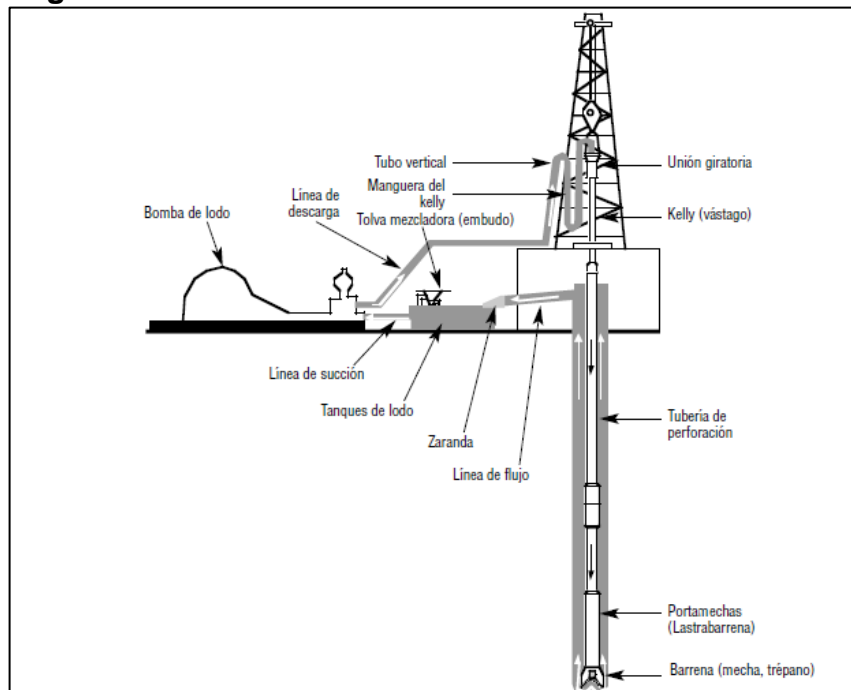
Los fluidos de perforación son mezclas de aditivos que se utilizan en las operaciones de perforación para cumplir ciertas funciones por lo que deben tener propiedades físicas y químicas específicas para cumplir dichas funciones de una manera eficiente. En este capítulo, se especifican las funciones y propiedades que deben tener los fluidos de perforación base agua así como las pruebas de laboratorio que se realizan en este tipo de fluido.

2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

Los fluidos de perforación son elaborados a partir de la mezcla de diferentes componentes y aditivos dependiendo de las funciones que el fluido vaya a desempeñar. La función principal del sistema de circulación es extraer los recortes de roca del fondo del pozo a superficie.

El fluido entra al pozo por medio de la sarta de perforación a través del Top Drive, ayudando de muchas formas en la perforación y desempeñando varias funciones indispensables durante la misma, las cuales se ven más adelante y que son vitales para el éxito de la operación (**Figura 4**).

Figura 4. Sistema de circulación



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 13.

El sistema está dado por un equipo superficial compuesto por: bombas, línea de descarga y de succión, tolva mezcladora, manguera del Kelly, tanques de lodos, zarandas, unión giratorio, Kelly y línea de flujo; y el equipo sub superficial consta de: la sarta de perforación, la broca, preventoras y el espacio anular del pozo²³. En la **Cuadro 1** se muestran algunos tanques y piscinas utilizadas en el sistema de circulación.

Cuadro 1. Tipos de tanques y piscinas

El fluido luego de ser preparado se almacena en piscinas o tanques, los cuales dependiendo de su función específica reciben diferentes nombres

- **Tanque de pre-mezcla:** es donde se lleva a cabo la adición y mezcla de los productos químicos que llevara el fluido de perforación al entrar al sistema.
- **Piscina de succión:** en esta, el fluido se encuentra almacenado de donde posteriormente las bombas de succión toman el fluido para comenzar el viaje dentro de la tubería de perforación.
- **Piscina de reserva:** contiene volumen adicional de lodo en caso de ser requerido y no se encuentra activo dentro del sistema de circulación.
- **Piscina de la zaranda:** se encuentra ubicada debajo de la zaranda con el fin de almacenar el fluido que sale del pozo y que ya ha pasado por el primer equipo de control de sólidos, también posee una trampa de arenas y finos.
- **Tanque de viaje:** tanque de tamaño pequeño que sirve para monitorear el desplazamiento de volúmenes mínimos de fluido como viajes dentro de la tubería de perforación.
- **Tanque de píldora:** utilizado para preparar los volúmenes requeridos para enviar píldoras al pozo.

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 12.

Las bombas de fluido, algunas de ellas mencionadas en el **Cuadro 2**, y los motores son los componentes principales y más importantes dentro del sistema de circulación, para poder cumplir con las condiciones de presión y caudal necesarias se realiza un proceso de optimización hidráulica en el cual se seleccionan los tamaños correctos de émbolos y camisas para las bombas y se especifican los

²³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 12.

tamaños correctos de tobera para la broca. Son bombas de desplazamiento positivo y pueden llegar a producir hasta 5000 PSI de presión de succión. Los motores utilizados para accionar las bombas pueden ser diésel o eléctricos.

Cuadro 2. Tipos de bomba

En la industria petrolera se utilizan tres tipos de bombas

- **Bomba dúplex:** están compuestas por dos pistones y pueden bombear altos caudales aunque tienen una baja presión de descarga. Estas son bombas de doble acción, esto quiere decir que pueden bombear fluido en los dos sentidos. Pueden alcanzar una presión máxima de trabajo de 3000 PSI y se utilizan para la reparación de pozos o en pozos someros.
- **Bombas triplex:** poseen tres pistones los cuales son de acción simple, solo bombean fluido en un sentido y pueden presentar altos caudales y altas presiones de descarga, son de fácil mantenimiento y son las más utilizadas dentro de la industria petrolera.
- **Bombas centrífugas:** son de menor tamaño en comparación a las dúplex y triplex y tiene una presión de trabajo relativamente baja aunque puede llegar a manejar caudales de hasta 100 gal/min. Estas bombas se utilizan para preparar los fluidos de perforación, distribuir agua en el equipo, para la preparación de baches, abastecimiento de agua y limpieza del equipo.

Fuente. DATALOG. Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo. Alberta, 2001. p. 31.

Luego de que el fluido sale de la bomba, se desplaza por un largo tubo vertical ubicado al pie de la torre de perforación y pasa a través de la manguera del Kelly, también llamada manguera de perforación o cuello de cisne, a continuación el fluido se desplaza por la columna de perforación hasta alcanzar la broca, luego el fluido llega al fondo del pozo a alta velocidad para mantener el fondo limpio de ripios, después sube a superficie por el espacio anular transportando los ripios perforados.

El fluido sale del pozo por la línea de flujo, una tubería inclinada de gran diámetro, hasta llegar a una malla vibratoria de tela metálica montadas sobre la zaranda. En esta etapa el fluido cae por entre las mallas, quedando así los cortes de mayor tamaño que la apertura de la malla atrapados en la misma y retirándolos del sistema de circulación, el lodo queda almacenado en el tanque de zaranda donde se sedimentan los cortes más grandes, para luego retirar el gas, el limo y la

arena del fluido. De aquí el fluido retorna nuevamente al tanque de succión para realizar el proceso nuevamente.

En caso de que se esté realizando una perforación “offshore” o costa afuera, será necesario agregar un tubo más al sistema de circulación para permitir circular el lodo desde el fondo del mar hasta superficie, este puede ser un conductor o un Riser²⁴:

- **Conductor:** tramo de tubería que es llevado hasta el fondo del mar, con las BOP instaladas en el taladro sobre gatos o en plataformas.
- **Riser:** tramo de tubería que va desde las BOP sobre el lecho marino hasta el taladro, este puede ser semisumergible o un boque de perforación. El Riser tiene incorporado una junta telescópica que permite que la altura del taladro se vaya ajustando a la altura de la marea y de las olas.

2.2 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las funciones de los fluidos de perforación son aquellas tareas que el fluido tiene que ser capaz de desempeñar, ya que este determina el éxito o fracaso de la perforación. En el proceso de perforación de pozos, uno de los factores determinantes para su correcto desarrollo es el apropiado diseño y mantenimiento. Este fluido tiene que poseer características físico-químicas que faciliten la perforación minimizando la interacción fluido – roca conservando las propiedades iniciales de la misma. A continuación se describen cada una de las funciones.

2.2.1 Remoción y transporte de recortes a superficie. A medida que se va perforando, un pozo se van generando cortes o rípios dentro del hueco, los cuales tienen que ser removidos del mismo para evitar obstruir el espacio anular y con esto ayudar a libre movimiento y rotación de la sarta de perforación; Para este fin se hace circular el fluido de perforación a través de la broca, de tal manera que arrastre los cortes hasta superficie por medio del espacio anular. Los cortes también pueden ser llevados a superficie con el fin de realizar análisis geológicos de la litología del pozo.

El transporte de los cortes dependerá en mayor medida de su geometría y densidad, junto con la velocidad de penetración (ROP), de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido. La viscosidad y en general las propiedades reológicas del fluido son de vital importancia durante la limpieza del pozo; Los cortes tienden a sedimentarse rápidamente en fluidos con baja viscosidad y esta propiedad aumenta cuando el fluido se encuentra estático durante ciertas operaciones de pozo, en general un fluido con mayor viscosidad será más eficiente en el transporte de cortes.

²⁴ Ibid., p. 28.

Una velocidad anular alta también ayuda con el transporte de cortes, aunque si se aumenta demasiado genera turbulencia, lo cual aunque es bueno para limpiar el hueco, puede producir otros problemas durante la perforación; la velocidad a la que un corte se sedimenta se llama velocidad de caída, para que los cortes lleguen a superficie, la velocidad anular tiene que ser mayor que la velocidad de caída del corte. Las altas densidades y la geometría horizontal de los cortes, y alto ángulo dificultan su transporte a superficie²⁵.

Cuando la densidad de los cortes es mayor a la densidad del fluido se genera la caída de cortes o cutting slip. Para que los cortes puedan ser transportados se necesita un fluido con cualidades tixotrópicas, es decir que tenga el comportamiento de un gel, de tal manera que cuando se encuentra en movimiento tiene el comportamiento de un líquido con la capacidad de transportar los ripios a superficie, y cuando se encuentra estático se gelifica haciendo que los cortes se queden suspendidos en él evitando que los sólidos se deslicen hasta el fondo del hueco o, en caso de los pozos direccionales, que generen camas de recortes.

2.2.2 Suspensión de cortes. Un fluido de perforación, además de los ripios provenientes de la formación debe suspender los materiales densificantes y los aditivos agregados a él para modificar sus propiedades sin importar la variación las condiciones a las que se encuentre, sin embargo debe tener la capacidad de permitir la remoción de los ripios en el área de control de sólidos en superficie.

La capacidad de suspensión de un fluido de perforación es de gran importancia durante la perforación debido a que, cuando el fluido se encuentra en condición estática los sólidos que tienden a sedimentarse, pueden llegar a crear puentes y rellenos, lo que provocaría atascamiento de la tubería o pérdida de la circulación del fluido por el espacio anular. En el caso del asentamiento del material densificante, la sedimentación se incrementa cuando el fluido se encuentra en condiciones dinámicas en un pozo con alto ángulo de desviación, las características del fluido se van a ver afectadas ya que la densidad del mismo va a variar y puede afectar sus funciones, como el transporte de ripios y el control de las presiones.

2.2.3 Control de la presión de formación. El fluido de perforación debe ejercer control sobre las presiones de la formación con el fin de garantizar el cumplimiento de la operación de forma segura, normalmente para contrarrestar el aumento de la presión de formación se aumenta la densidad del fluido de perforación al agregarle algún aditivo densificante logrando generar un equilibrio de presiones y de paso estabilizar el hueco. Este equilibrio generado impide que los fluidos de la formación migren hacia el pozo y por lo tanto, en el caso de que los fluidos sean

²⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. cit. p. 19

presurizados, se reduce el riesgo de un reventón. También se evita la migración de fluidos si la presión ejercida por el fluido es superior a la de la formación.

La presión que ejerce la columna de fluido en el momento en que esta estática se denomina “presión hidrostática”, esta presión es dependiente de la densidad del fluido y en pozos desviados de la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo. Mantener el pozo bajo control es garantizar que los fluidos de la formación no fluyan hacia el pozo, pero también se deben considerar aquellas situaciones en las que se presenta migración de fluidos de la formación, ésta migración se realiza bajo condiciones controladas, estas situaciones van desde los niveles tolerables de gas en fondo durante la perforación hasta el punto donde el pozo produce cantidades considerables y rentables de petróleo y gas durante la perforación. El control de pozo se define según el hecho de que no hay fluido de la formación incontrolable dentro del pozo.

La presión hidrostática también permite controlar los esfuerzos adyacentes al pozo que no son generados por los fluidos de la formación. En zonas geológicamente activas, las fuerzas tectónicas aplican esfuerzos sobre las formaciones, lo cual puede originar inestabilidad en los pozos independiente de que la presión del fluido de la formación esté en equilibrio, los pozos que se encuentran en estas zonas pueden ser estabilizados si se equilibran estos esfuerzos con la presión hidrostática, de igual manera, la orientación del pozo en intervalos con alto ángulo (también horizontales) puede disminuir la estabilidad del pozo, lo cual también es controlable con la presión hidrostática.

Las presiones normales de formación fluctúan de un gradiente de presión de 0.433 psia/ft (equivalente a la densidad del agua dulce) en áreas en tierra hasta 0.465 psia/ft en cuencas marinas. La elevación, ubicación y los procesos geológicos generan las condiciones donde las presiones de la formación se alejan ligeramente de los valores normales. La densidad del fluido de perforación puede fluctuar entre la densidad del aire (esencialmente 0 psia/ft) y más de 20.0 lb/gal (1.04 psia/ft).

Las formaciones que presentan presiones inferiores a los valores normales se perforan normalmente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos de densidad ultrabaja, normalmente fluidos a base de petróleo. El peso del lodo, es decir su densidad, está determinado por el peso mínimo requerido para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del fluido de perforación que no fracture la formación.

2.2.4 Obturación de las formaciones permeables. La permeabilidad es la capacidad que tienen los fluidos de fluir a través de formaciones porosas, las formaciones deben ser porosas para permitir que los hidrocarburos sean producidos. Cuando la presión hidrostática es superior a la presión de formación el filtrado invade la formación y el revoque se deposita en la pared del hueco, por lo

que los sistemas de fluidos de perforación se diseñan para lograr la formación de dicho revoque de baja permeabilidad limitando la invasión del filtrado. Este efecto mejora la estabilidad y evita varios problemas durante la perforación y producción como lo son el fenómeno de pozo “reducido”, registros deficientes, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación y daños de formación.

En formaciones muy permeables, con grandes gargantas porales, el fluido puede invadir la formación dependiendo del tamaño de los sólidos en el fluido. En este caso, se usan agentes de puenteo que se agregan al fluido de perforación para bloquear las grandes aberturas de tal forma que los sólidos del fluido puedan generar un sello. Los agentes de puenteo de gran tamaño tienen mayor efectividad, aproximadamente deben ser iguales a la mitad del tamaño de la abertura o caverna más grande, los agentes de puenteo pueden ser carbonato de calcio, celulosa molida y una gran diversidad de materiales para control de filtrado u otros materiales finos para pérdida de circulación.

Según el sistema de fluido de perforación se puede hacer uso de aditivos que mejoren el revoque, como la bentonita, polímeros naturales y sintéticos, asfalto, glisonita y los aditivos desfloculantes orgánicos.

2.2.5 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la sarta de perforación.

Otra función del fluido de perforación es distribuir la temperatura a lo largo de todo el pozo a partir de la circulación a través de la sarta de perforación pasando por la broca al espacio anular hasta superficie donde el fluido es acondicionado para que retorne a condiciones normales de operación. En el **Cuadro 3**, se encuentran las causas de aumento de temperatura durante la perforación. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la sarta de perforación disminuyendo la fricción que a su vez disminuye la temperatura.

Cuadro 3. Condiciones de aumento de temperatura

Condiciones que generan aumento de temperatura

- Fuerzas hidráulicas y mecánicas generadas por la rotación de la sarta
- fricción entre la sarta y las paredes del pozo
- choque térmico con la temperatura de la formación que aumenta con la profundidad

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 50.

El efecto lubricante que posee cada fluido en específico, depende del coeficiente de fricción del mismo, los fluidos base aceite y sintéticos presentan mayor lubricidad seguidos por el agua, mientras que en los fluidos aireados es muy

pobre; esta propiedad depende de una gran cantidad de variables, como el tipo de fluido, la cantidad de sólidos de perforación y material densificante, composición química y otras propiedades asociadas al mismo, por esta razón tener un control constante de esta propiedad es compleja.

Los efectos más representativos de una lubricación deficiente son altos valores de toque y arrastre, desgaste anormal de las herramientas, aunque estas también pueden ser originadas por otras condiciones como desviaciones pronunciadas, ineficiencia en la limpieza del hueco y el mal diseño del ensamblaje de fondo (BHA).

Además, el fluido tiene la facultad de soportar parte del peso de la columna de perforación debido a la flotabilidad, el cual es originada por el desplazamiento de fluido ocasionado por la sarta de perforación, el peso de este fluido desplazado genera una fuerza que mantiene la sarta a flote, la flotabilidad es proporcional al peso del fluido.

2.2.6 Mantenimiento de la estabilidad del hueco. La estabilidad del pozo se basa en un equilibrio complejo de factores mecánicos (como al presión y el esfuerzo) y químicos. La química y las propiedades del fluido de perforación deben converger con el fin de garantizar un pozo estable hasta el momento en el que se introduzca y cimente la tubería de revestimiento. Un factor importante dentro de la estabilidad del hueco es el peso adecuado del fluido de perforación el cual debe estar dentro del intervalo ideal para contrarrestar los esfuerzos mecánicos, como la presión de la formación, esfuerzos generados por la orientación del pozo.

Un indicador de inestabilidad en el pozo es el derrumbe de las paredes del hueco, lo cual aumenta los ripios generando obstrucciones en el espacio anular, disminuyendo la circulación del fluido afectando la limpieza del hueco y otras funciones del fluido de perforación.

La condición ideal de estabilidad del pozo se ve reflejada cuando se logra mantener su forma cilíndrica y tamaño concéntrico, cuando éste se desgasta o se ensancha debilita el pozo y dificulta su control y estabilidad. En el caso de un ensanchamiento sus efectos están relacionados con la disminución de la velocidad anular afectando la limpieza del pozo y la composición misma del fluido de perforación debido al aumento de la concentración de cortes, también incrementa los costos de la cementación del pozo y dificulta la adecuada evaluación de la misma y de la formación.

Esta característica se ve afectada principalmente por las formaciones que se están perforando, las más problemáticas son las arenas, areniscas, lutitas y arcillas, en el caso de las arenas y las areniscas cuando se tienen fuerzas hidráulicas demasiado altas tienden a erosionarse provocando un ensanchamiento del pozo, este efecto aumenta cuando las arenas son no consolidadas, una solución es

reducir las propiedades reológicas del fluido y garantizar la formación de un buen revoque.

Para las lutitas y arcillas, la presencia de un fluido base agua va a generar una interacción con ellas provocando la hidratación de las mismas en donde se disminuye el diámetro del pozo aumentando la probabilidad de obstrucción de la tubería o reducción del espacio anular, otros efectos en este tipo de formaciones es el ablandamiento de las mismas que puede causar embotamiento, y en el caso de las lutitas pueden secarse y quebrarse durante procesos erosivos.

2.2.7 Transmisión de energía hidrostática a la broca. El paso del fluido de perforación a través de la broca origina lo que se denomina energía hidráulica, ayudando a aumentar la velocidad de penetración (ROP) y mejora la remoción de cortes. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca, a las herramientas de medición al perforar (MWD) y registro al perforar (LWD).

Un programa de hidráulica tiene la responsabilidad de usar de manera eficiente la potencia disponible dada por la bomba del fluido de perforación con el fin de incrementar la caída de presión en la broca y optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo, estos programas se limitan por la potencia de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la tubería y las presiones superficiales y caudales óptimos, esto facilita la remoción de ripios y ayuda en la limpieza de la broca.

2.2.8 Medio para realizar los registros eléctricos. Esta función es afectada por las propiedades físicas y químicas de fluido de perforación y también de las condiciones del hueco después de la perforación. Los registros eléctricos sirven para la evaluación de las diferentes características de la formación como la presencia de gas, petróleo y agua, la composición mineral, la identificación de arcillas, la litología y demás parámetros geológicos, un fluido de perforación en condiciones adecuadas facilita la corrida de estos registros.

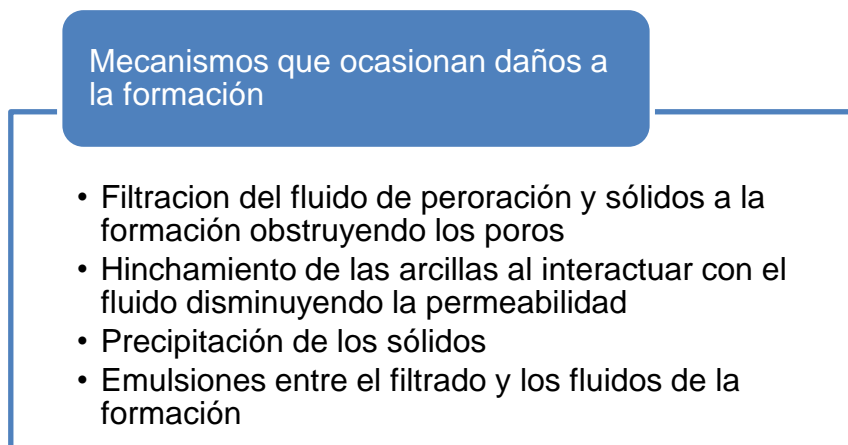
La medición de estas características se realiza a partir de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación. Todos estos métodos de evaluación son afectados por el fluido de perforación, en el caso de los fluidos base aceite, ocultan la presencia de hidrocarburos. Para facilitar la medición de registros eléctricos se requiere identificar la necesidad de implementar un fluido conductor o no conductor. Debido a que las propiedades del fluido de perforación afectan las propiedades de la formación y por tanto de la misma medición. Cuando se presenta un excesivo filtrado de fluido de perforación en la formación puede desplazar los fluidos presentes en la misma impidiendo que sean detectados por la herramienta.

Un fluido de perforación con alto contenido de iones potasio afecta los registros de radioactividad natural de la formación, la variación de la salinidad puede alterar su lectura lo cual se debe considerar a la hora de la interpretación, básicamente el registro a usar depende de las condiciones del fluido de perforación que se emplee durante la perforación.

2.2.9 Disminución del daño de formación. Se considera daño a la formación cuando se presenta una reducción de la permeabilidad y la porosidad o alteración de las características de la formación afectando la posible producción del yacimiento, estos daños pueden ser el resultado de la interacción entre el fluido y la formación, tanto químicas como mecánicas, esto puede ser indicado por valor de daño superficial o una caída de presión mientras el pozo está produciendo.

Para la disminución de estos efectos, se debe realizar un procedimiento de cementación adecuado lo cual aumenta la protección sobre la formación, de esta manera, cuando el pozo se encuentra entubado, cementado y completado se garantiza una producción eficaz, a pesar de los posibles daños que se generan en la formación. Los mecanismos más frecuentes que ocasionan daños a la formación se encuentran en el **Cuadro 4**.

Cuadro 4. Mecanismos que ocasionan daños a la formación



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 52.

Entre los mecanismos más frecuentes que ocasionan daños a la formación están, la filtración del fluido de perforación y sólidos a la formación obstruyendo los poros, el hinchamiento de las arcillas al interactuar con el fluido disminuyendo la permeabilidad, la precipitación de los sólidos y la formación de emulsiones entre el filtrado y los fluidos de la formación.

2.2.10 Control de la corrosión. La corrosión se puede presentar en los equipos de la sarta de perforación y en la tubería de revestimiento desde superficie hasta fondo de diferentes formas, ya que puede estar en contacto con gases tales como el oxígeno, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, debido a que estas herramientas y equipos están en permanente contacto con el fluido. Generalmente, un pH bajo aumenta el riesgo de corrosión, por ello, el fluido debe ser capaz de proteger las superficies metálicas con las que entre en contacto, de igual forma el fluido de perforación no debe dañar los componentes de caucho o elastómeros.

Una manera de controlar y hacer seguimiento a la corrosión es tomando muestras de fondo obtenidas de los equipos durante la perforación, a partir de estos estudios, cuando la corrosión es significativa se eligen los aditivos tales como inhibidores o secuestrantes para mantener la velocidad de corrosión dentro de los niveles operacionales aceptables, como por ejemplo cuando se usan fluidos de perforación aireados, espumosos u otros se contengan oxígeno, en los que el riesgo de corrosión es alto.

Uno de los agentes corrosivos más peligrosos es el sulfuro de hidrógeno, el cual es nocivo tanto para los equipos como para la salud humana incluso en pequeñas concentraciones, una manera de solucionar este problema es manejando fluidos de alto pH combinados con un secuestrante de sulfuro como el zinc.

2.2.11 Facilidad para completamiento. Parte de las funciones de un fluido de perforación es facilitar la introducción de tubería de completamiento y la cementación de la misma; la cementación ayuda a aislar las zonas y es de vital importancia para el éxito en la producción del pozo. Las propiedades del fluido deben garantizar que, aunque el fluido se encuentre estático va a permanecer fluido, así mismo debe minimizar el suaveo y pistoneo, de esta manera se garantiza que no haya pérdida de fluido por la creación de fracturas.

El fluido de perforación tiene la capacidad de crear un revoque, “cake” o retorta la cual es una capa muy fina y lisa que se adhiere a las paredes del pozo generando estabilidad, reduce el filtrado de lodo a la formación, ayuda a introducir la tubería de revestimiento facilitando su desplazamiento. También es importante en la cementación ya que permite que el calibre del pozo sea lo más uniforme posible proporcionando un medio ideal para el flujo de los fluidos espaciadores, de limpieza y el cemento, las propiedades reológicas del mismo y las bajas resistencias de gel también son un aspecto importante en el movimiento del fluido.

2.2.12 Minimizar el impacto sobre el medio ambiente. Una aspecto deseable de un fluido de perforación es que su manejo y desecho sea viable ambientalmente y que esto se rija por los reglamentos y protocolos ambientales que se implementen en la zona donde se realiza la operación, un fluido de perforación es de bajo impacto ambiental cuando puede ser eliminado cerca del pozo. La normativa de

los países varía entre sí, y también establece distintos parámetros según el tipo de fluido de perforación, la diversidad en las normas de manejo se debe a la variabilidad de condiciones que se presentan en el mundo, como lo son la densidad poblacional, flora, fauna, proximidad a los lugares de eliminación, fuentes hídricas, entre otras.

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.3.1 Propiedades físicas.

2.3.1.1 Densidad. Es la propiedad del fluido de perforación más importante para el control de las presiones de fondo, está definida como la cantidad de masa que ocupa una unidad de volumen y es expresado en lpg.

Es uno de los factores de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido en el pozo. Para un pozo balanceado la presión de formación no debe ser superior a la presión hidrostática la cual no debe ser superior a la presión de fractura de la formación.

La medición de la densidad en laboratorio se realiza por medio de una balanza de lodos, **Figura 5**. Aunque el proceso se ve ampliamente beneficiado cuando se usa una balanza de lodos presurizada, **Figura 6**. Para realizar la correcta medición se debe garantizar que la balanza se encuentre calibrada, quiere decir que si la medición se efectúa con agua, esta debe determinar un peso de 8,33 lpg, para realizar la calibración de la balanza de lodos se debe seguir el proceso planteado en el **Diagrama 1**.

Figura 5. Balanza de lodo



Fuente. FANN. Instruction Manual: Mud Balance, Model 140. Houston, 2016. p. 1.

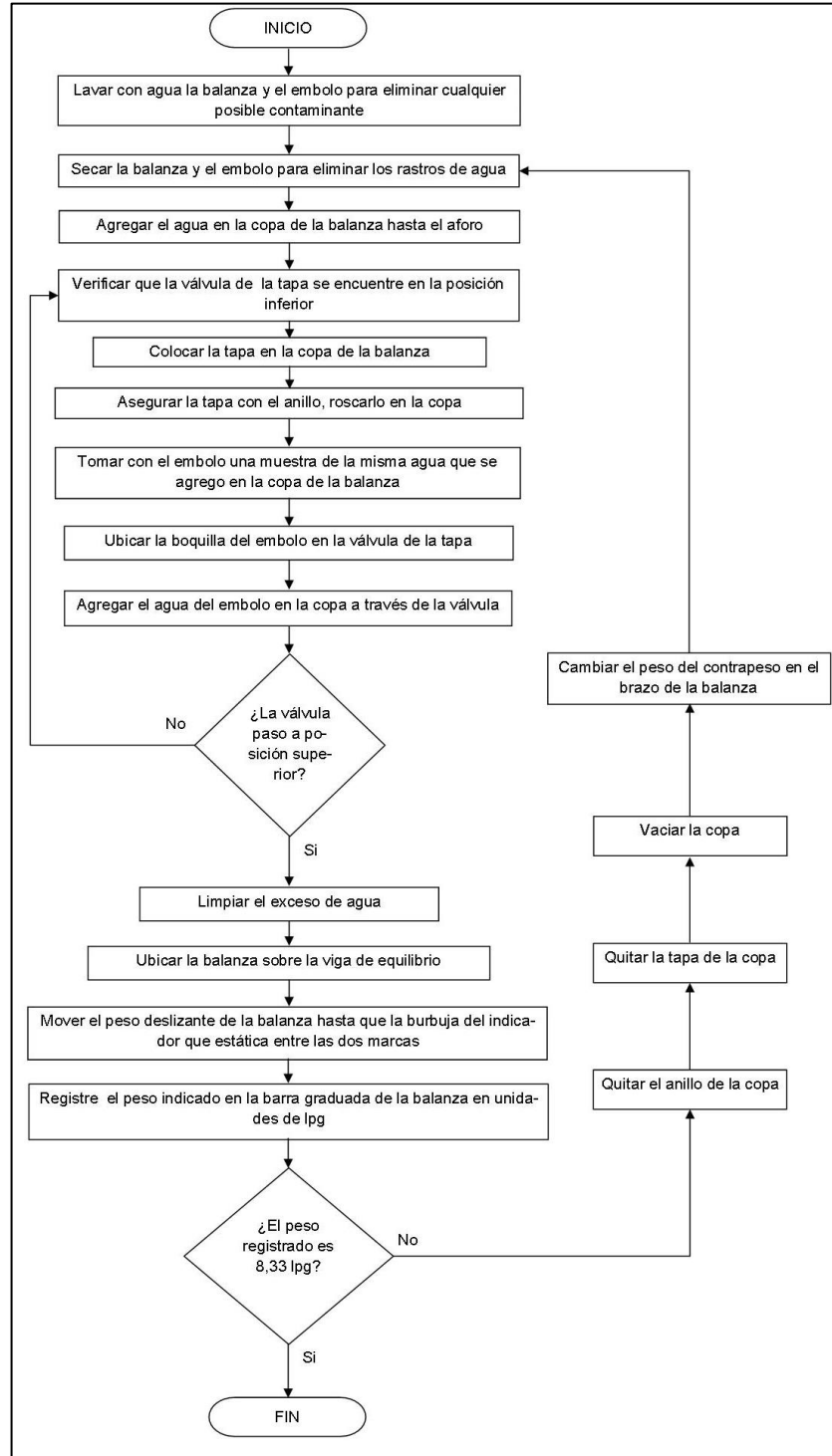
Una vez realizada la calibración se procede a realizar la medición del peso del fluido de perforación siguiendo el procedimiento planteado en el **Diagrama 2**. Tanto el **Diagrama 1** como el **Diagrama 2** corresponden al procedimiento de la medición del peso o densidad del fluido de perforación utilizando una balanza de lodos presurizada.

Figura 6. Balanza de lodo presurizada



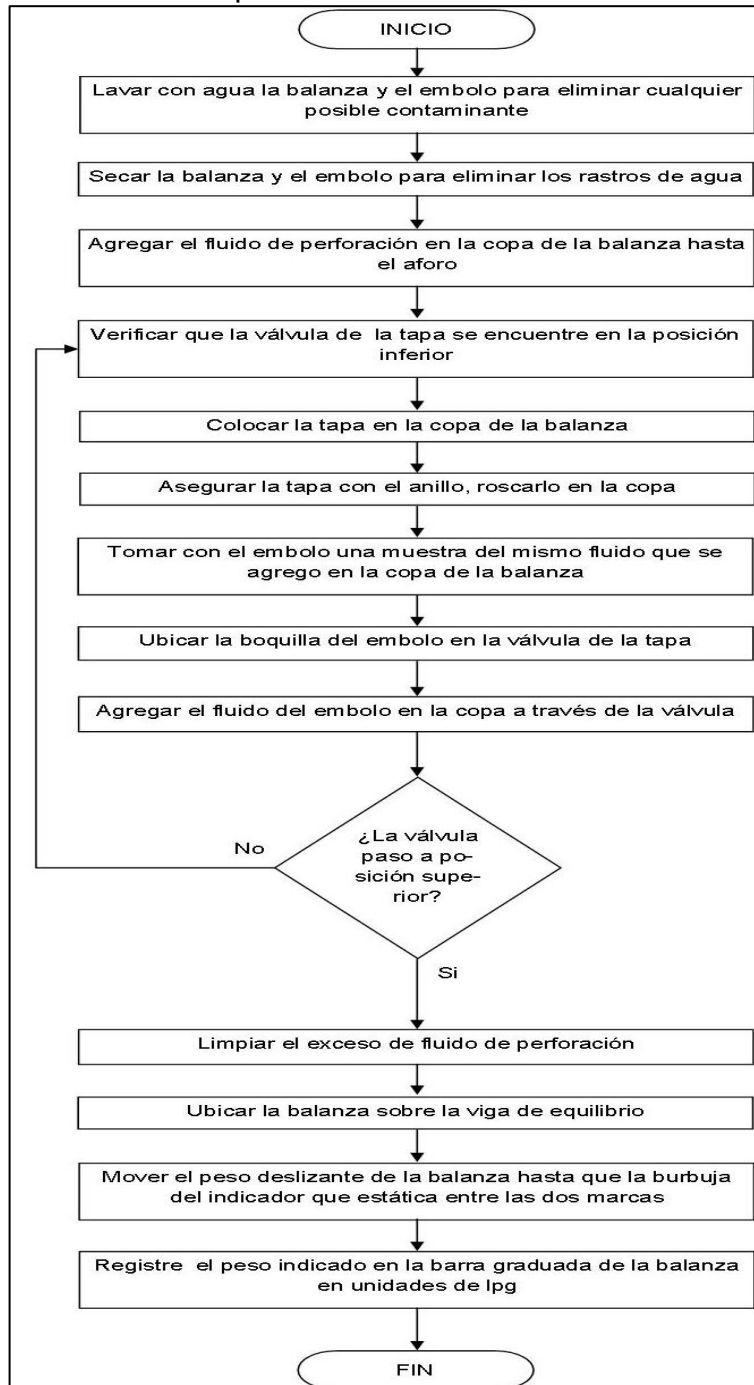
Fuente. FANN. Instruction Manual:Tru-Wate™ Fluid Density Balance, Model 141. Houston, 2016. p. 1

Diagrama 1. Calibración de la balanza de lodo



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 7-10.

Diagrama 2. Procedimiento para determinar la densidad del fluido de perforación mediante el uso de una balanza presurizada



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 7-10.

2.3.1.2 Reología. Es la ciencia y el estudio de la deformación de la materia, es una propiedad importante para el fluido de perforación que se mide constantemente durante la perforación y se ajusta adicionando aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación.

En los fluidos base agua, la calidad del agua es importante para el correcto desempeño de los aditivos, la temperatura y la presión altera el comportamiento y la interacción del agua, arcilla, polímeros y los sólidos presentes en el fluido de perforación, estas características se deben tener en cuenta a la hora de evaluar la reología del fluido.

Las propiedades que caracterizan un fluido de perforación son: la viscosidad aparente (VA), que es la medida relativa de la resistencia que presenta el fluido a fluir a condiciones estándar, la viscosidad plástica (VP), que es la resistencia al flujo dada por la fricción mecánica de los sólidos dispersos en el fluido determinado por su geometría y cantidad, el punto de cedencia (YP), es la resistencia al flujo dada por las cargas eléctricas entre las partículas dispersas en el fluido, el esfuerzo cedente, es la fuerza necesaria para generar el movimiento del fluido, y la resistencia de gel, es la fuerza que ejerce las partículas cuando el fluido está en condiciones estáticas, esta propiedad afecta directamente la capacidad de suspensión del fluido.

La reología permite determinar y controlar:

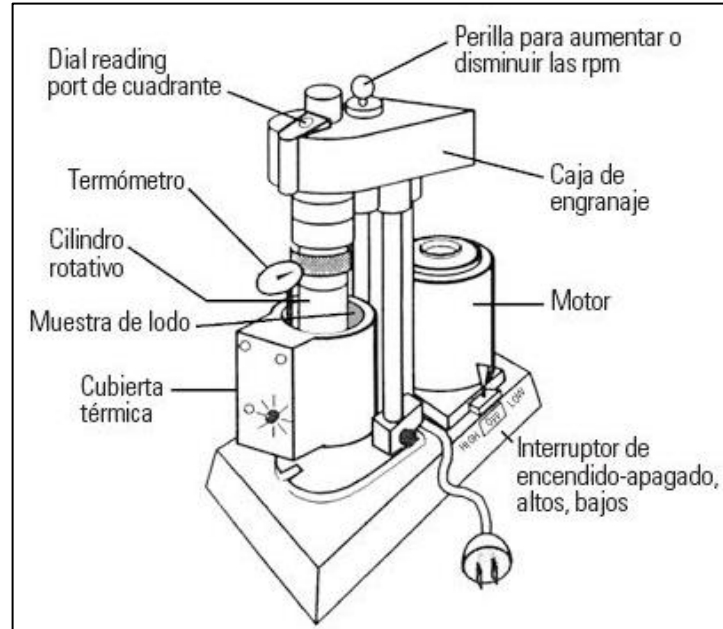
- La capacidad y limpieza del pozo.
- Capacidades de suspensión.
- Caídas de presión en sarta y espacio anular.
- Presiones de surgencia.
- Reducir o minimizar las posibilidades de dañar la formación.

La reología se determina por medio de un viscosímetro de indicación directa, los cuales son instrumentos de medición de tipo rotativo accionados por medio de un motor eléctrico o una manivela. Dichos instrumentos usados para calcular las propiedades reológicas de un fluido de perforación están compuesto por un rotor, el cual puede girar a diferentes revoluciones gracias a una caja de velocidades y aun “bob” (o pomada) concéntrico al rotor.

Al encontrarse el fluido en un espacio anular creado entre el rotor y el bob, el arrastre viscoso generado por el fluido de perforación permite que se inicie una torsión en el bob y este a su vez trasmite al resorte de precisión que es el lugar donde registra la medición de la deflexión por medio de un dial graduado²⁶. La **Figura 7**, corresponde la configuración común del viscosímetro Fann 35A, el cual es el más conocido y se maneja como un equipo estándar en la industria petrolera.

²⁶ FANN. Instruction Manual: Model 35 Viscometer. Houston, 2016. 45 p.

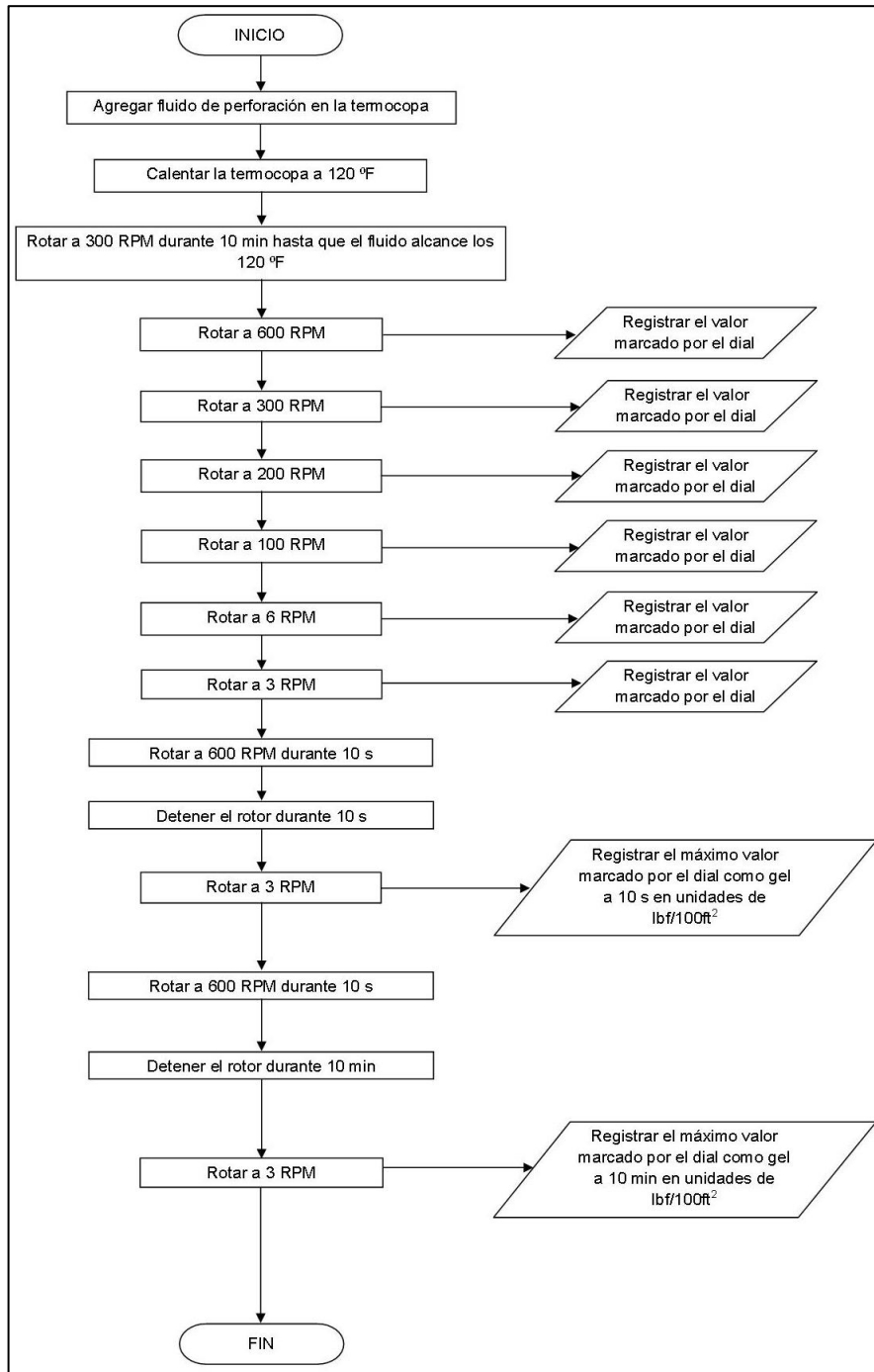
Figura 7. Viscosímetro Fann 35 A



Fuente. SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Viscosímetro Fann [En línea]. [Citado 5 noviembre 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx >

Con el viscosímetro de lectura directa es posible calcular la viscosidad plástica, el punto cedente y la viscosidad aparente, también se puede realizar la lectura de geles a 10 s y 10 min, para esto se puede seguir el procedimiento en el **Diagrama 3**. Antes de iniciar la medición de las propiedades reológicas, se debe garantizar que la muestra está bien agitada, ya que las condiciones estáticas pueden generar fuerzas de gel, también es importante verificar que el equipo este limpio y en perfectas condiciones, y comprobar que el “bob” está totalmente limpio y sin ningún cuerpo contaminante que altere las lecturas de la prueba.

Diagrama 3. Procedimiento para realizar la medición de las propiedades reológicas de un fluido de perforación con el viscosímetro FANN 35A



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 11-13.

Para el cálculo de las propiedades reológicas, se deben considerar las ecuaciones para la viscosidad plástica (**Ecuación 1**), la de punto cedente (**Ecuación 2**) y la de viscosidad aparente (**Ecuación 3**).

Ecuación 1. Viscosidad Plástica

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API).

Dónde:

VP= Viscosidad Plástica (cP)

$\theta 600$ = Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm

$\theta 300$ = Lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm

Ecuación 2. Punto Cedente

$$YP = \theta 300 - VP$$

Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API).

Dónde:

YP= Punto Cedente (lb/100 ft²)

VP= Viscosidad Plástica (cP)

$\theta 300$ = Lectura del dial del viscosímetro a 300 rpm

Ecuación 3. Viscosidad Aparente

$$VA = \frac{\theta 600}{2}$$

Fuente. Instituto Americano del Petróleo (API).

Dónde:

VA= Viscosidad Aparente (cP)

$\theta 600$ = Lectura del dial del viscosímetro a 600 rpm

2.3.1.3 Filtrado API. Ésta propiedad, indica la cantidad de líquido que se ha filtrado hacia las formaciones permeables a través del revoque cuando el fluido es sometido a un diferencial de presión. Una excesiva pérdida de la fase fluida deshidrata el fluido de perforación y cambia en las concentraciones de los aditivos provocando al mismo tiempo pegadas de tuberías, derrumbes y otros problemas operacionales anteriormente mencionados.

Factores como la presión, la dispersión, la temperatura, y el tiempo de contacto del fluido con la formación permeable afectan esta propiedad. Se mide en condiciones estáticas y a baja temperatura y presión para los fluidos base agua. Su regulación depende del tipo de formación. Para el control de esta propiedad se puede hacer uso de bentonita pre-hidratada y otros disolventes químicos.

El análisis de comportamiento de la filtración de un fluido de perforación y de las características de la construcción de revoque son de vital importancia durante la perforación, para analizar el efecto de este es necesario someter el fluido a pruebas de filtrado en condiciones de Baja temperatura/ Baja presión o LTLP por sus siglas en inglés (Low temperature/Low pressure) y Alta temperatura/Alta presión o HTHP (High temperature/High pressure), aunque para cada una de ellas se necesitan equipos y técnicas muy diferentes. El principio de prueba de filtrado a baja temperatura/ baja presión se basa en el registro de la tasa de pérdida de fluido por filtración, en mililitros, a temperatura ambiente y a una presión de 100 psia (690 kpa) a través de un papel filtro especial por un tiempo de 30 minutos²⁷.

El equipo de LTLP está compuesto por una filtro prensa (**Figura 8**) que consiste principalmente en una celda elaborada con un material resistente a soluciones alcalinas y posee un diámetro de 76,2 mm (3 in) y una altura de 64,0 mm (2,5 in), tiene una base en la cual se ubica el papel filtro mostrado en la **Figura 9** con un diámetro de 90 mm y por lo tanto un área de filtrado de aproximadamente 45,8 cm² (7,1 in²). Durante el procedimiento también se utiliza un timer o cronometro y un cilindro graduado con un volumen que varía entre 10 mililitros y 25 mililitros.

Figura 8. Filtro Prensa Fann Serie 300



FUENTE. FANN. Instruction Manual: Series 300 LPLT filter press instruction manual. Houston, 2016. p. 1.

²⁷ FANN. Instruction Manual: Series 300 LPLT filter press instruction manual. Houston, 2016. 39 p.

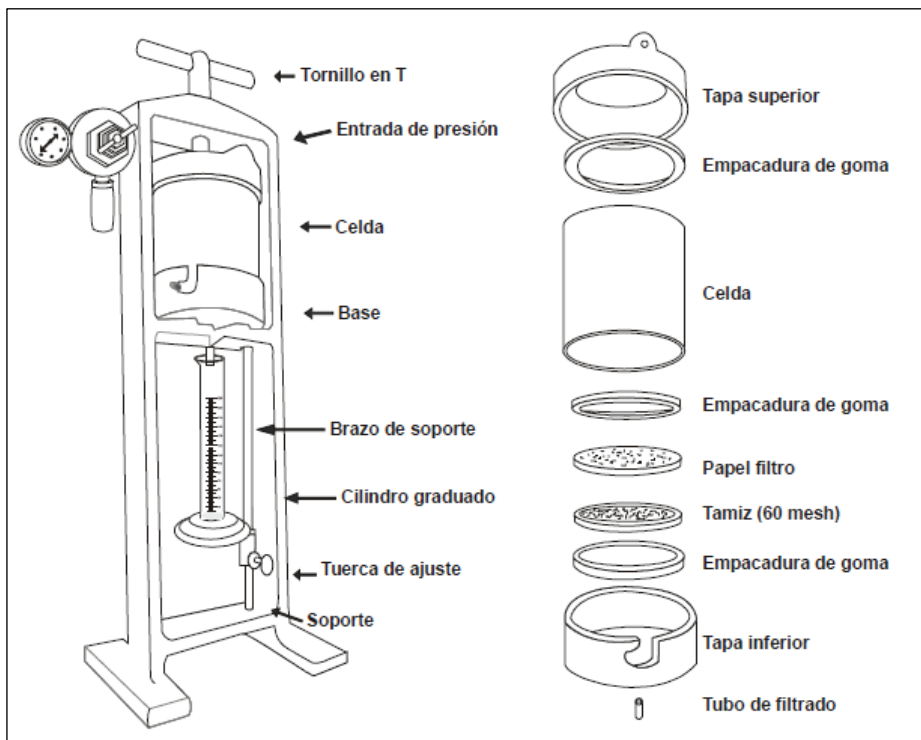
Figura 9. Papel filtro



Fuente. UNITED SCIENTIFIC SUPPLIES. Catalogo [en línea]. <<http://www.unitedsci.com/product-catalog>> [citado en 13 de noviembre de 2016]

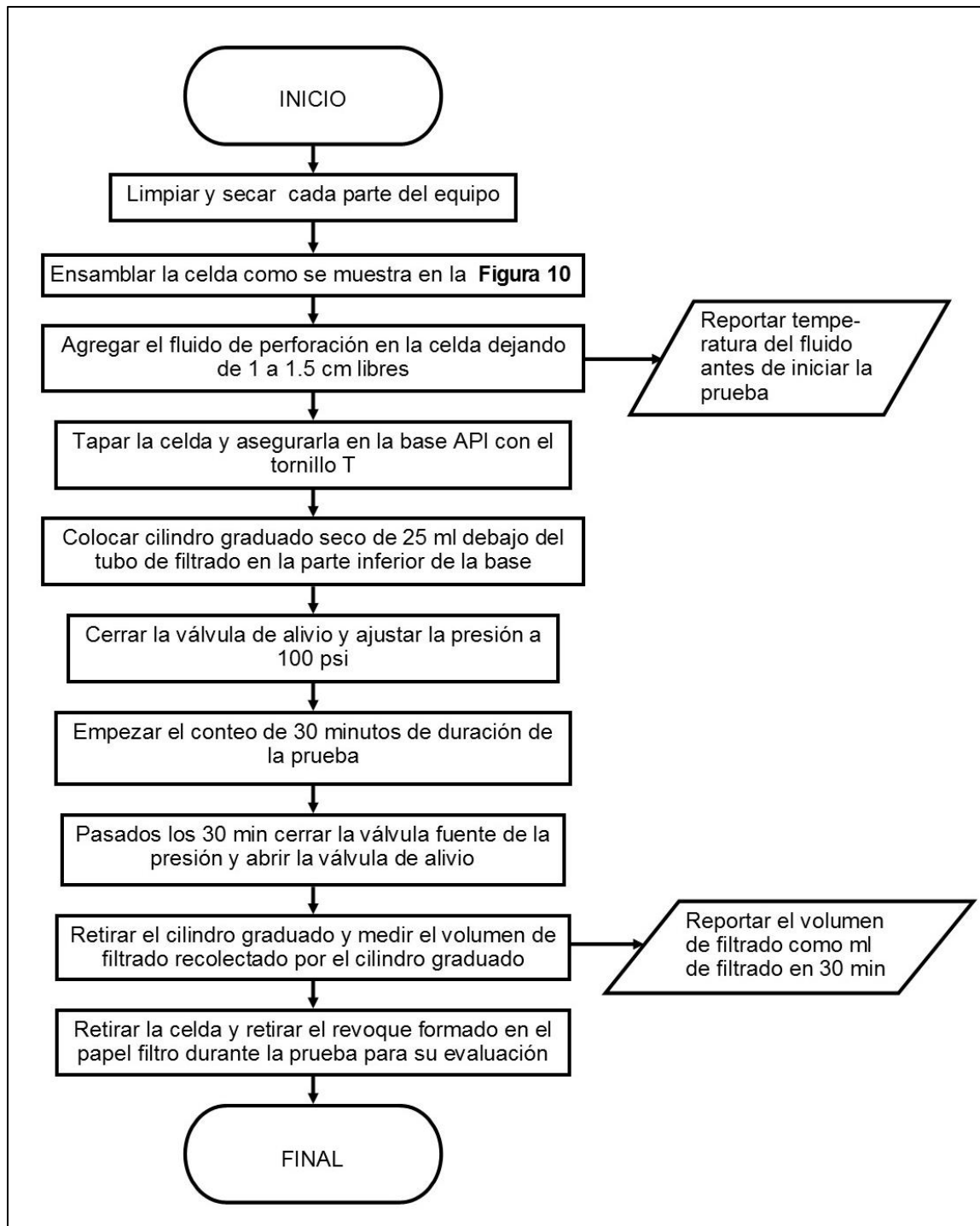
La **Figura 10**, detalla el ensamblaje de la prueba y de cada uno de sus componentes. El procedimiento llevado a cabo para el desarrollo de esta prueba es explicado en el **Diagrama 4**. Una vez obtenido el revoque y el filtrado, éstos se reportan en 1/32 in y en mililitros respectivamente.

Figura 10. Esquema para el ensamblaje del equipo de filtrado API LPLT



Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. p. 23.

Diagrama 4. Procedimiento para el desarrollo de la prueba de filtrado API LPLT



FUENTE. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 14 -15.

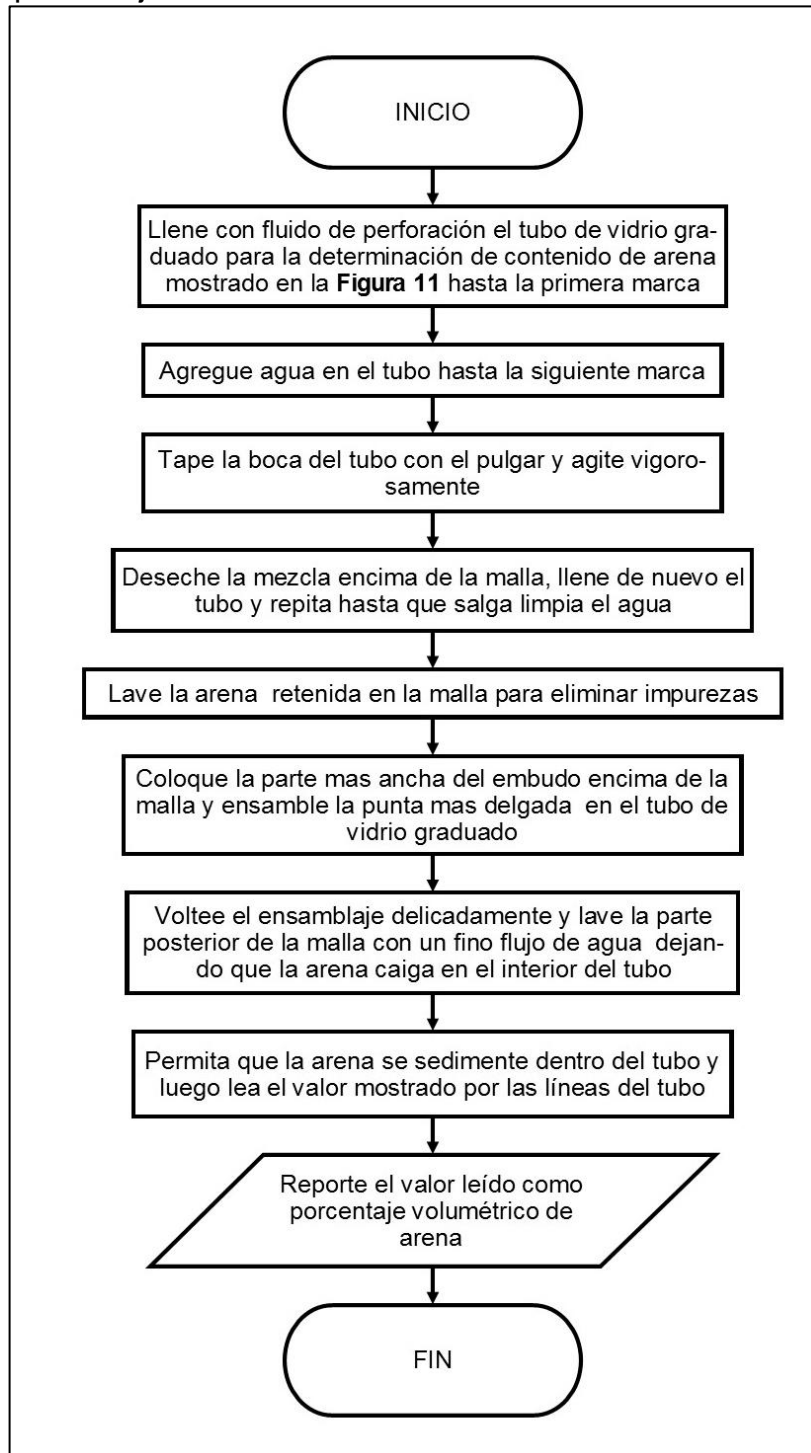
2.3.1.4 Porcentaje Arena. La arena es un sólido no reactivo de baja gravedad específica, que genera problemas en los equipos durante la operación y afecta las propiedades reológicas del fluido de perforación, por lo que se debe mantener su concentración al mínimo posible. La arena tiene un rango de tamaño entre 74 y 2000 μm , para su control se requiere de una malla de 200 – 10. Para la determinación de esta prueba se necesita: malla de 200 mesh, un embudo y un tubo para contenido de arena como se muestra en la **Figura 11**. En el **Diagrama 5**, se establece el proceso para la determinación del porcentaje de arena en fluidos de perforación.

Figura 11. Kit para determinación de porcentaje de arena



Fuente. DIRECT INDUSTRY. Catálogo [en línea]. <<http://www.directindustry.es/>> [consultado en 14 de noviembre de 2016]

Diagrama 5. Procedimiento para la determinación del porcentaje de arena



Fuente. EXPOTECH USA. Determinación del contenido de arena. Houston.

2.3.1.5 Porcentaje de sólidos y líquidos. El porcentaje de sólidos está definido por los aditivos y otros como por ejemplo la bentonita, la arcilla y sólidos no reactivos de formación, que se adicionan al fluido durante la perforación, pueden ser de alta gravedad específica, son sólidos inertes con una gravedad específica entre 4,2 y 5,2, mientras que los de baja gravedad específica suelen ser sólidos activos con gravedades entre 2,3 y 2,6 y se consideran indeseables ya que alteran las propiedades del fluido.

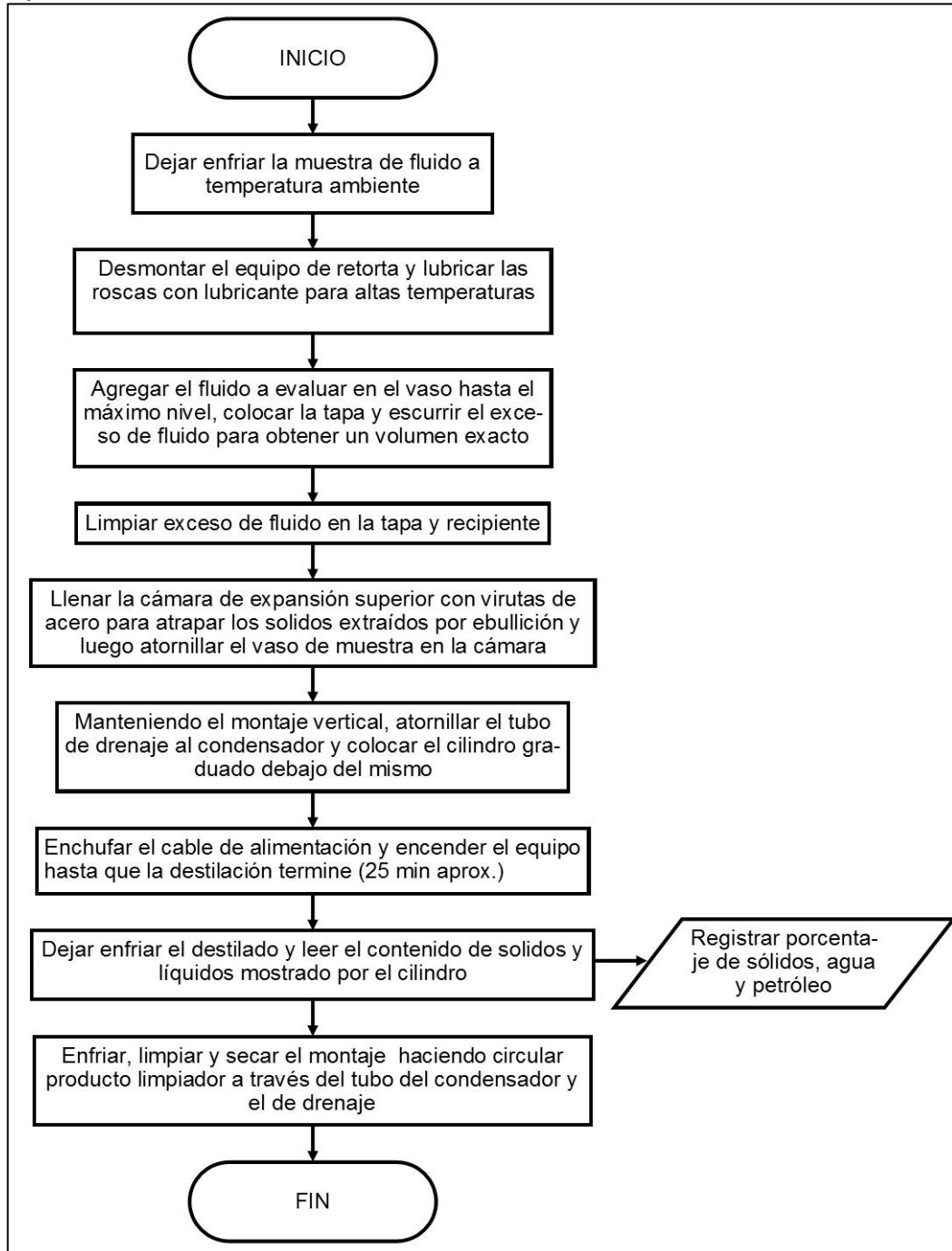
El porcentaje de líquidos corresponde a la fase fluida del mismo, en el caso de un fluido base agua corresponde al agua, también influyen los fluidos aportados por la formación y los aditivos líquidos que se adicionen. La **Figura 12**, corresponde al kit utilizado en la prueba de retorta para la determinación del porcentaje de sólidos y líquidos, éste consta de una cámara aislante, una lámpara piloto, un interruptor, una cámara de evaporación, una tapa, una copa un condensador con salida de descarga y una probeta. En el **Diagrama 6**, se encuentra el procedimiento para la realización de la prueba.

Figura 12. Kit de retorta para determinación de sólidos y líquidos



Fuente. FANN. Instruction Manual: Retort oil and water kit model 871 instruction manual. Houston, 2016. p. 1.

Diagrama 6. Proceso para la determinación del contenido de sólidos y líquidos



Fuente. TOLA, Limberg. Análisis de retorta. La Paz.: Universidad Mayor de San Andrés. Facultad de Ingeniería. Ingeniería Petrolera, 2013. 12 p.

2.3.2 Propiedades químicas

2.3.2.1 Dureza. Es determinada por la cantidad de sales de calcio y magnesio que se encuentran disueltas en el agua o en el filtrado del fluido de perforación. El calcio, normalmente, es un contaminante de los fluidos base agua, es común encontrar este tipo de contaminantes durante la perforación de formaciones con alto contenido de calcio como la anhidrita, calcita y yeso. Se puede controlar adicionando carbonato de sodio. Se define dureza como dureza de calcio cuando solo se tiene en cuenta el aporte del calcio y dureza total cuando se consideran los iones bivalentes como el magnesio, zinc, calcio, entre otros.

Para determinar la dureza de un fluido es necesario utilizar EDTA o Etilendiaminotetracético, la cual es añadida al agua o al filtrado del fluido de perforación y se combina tanto con el calcio como con el magnesio y se puede establecer su cantidad con un indicador adecuado. Se reporta en miligramos de calcio por litro. Los reactivos utilizados se muestran en la **Figura 13**, y para este procedimiento son:

- Solución EDTA: Etilendiaminotetracético deshidratado en una concentración de 0,01 mol/L, también es llamado Versenato o Solución estándar de Versenato.
- Solución Buffer: consiste de 67,5 g de cloruro de amonio y 570 ml de hidróxido de amonio aforados a un litro con agua destilada.
- Solución indicadora de dureza: sal sódica del ácido 1-(1- hidroxí-2- naftilazo)-5-nitro-2-naftol-4-sulfónico en concentración de 1g/ml en agua destilada.
- Ácido acético.
- Agente enmascarante: mezcla en volumen en relación 1:1:2 de Trietanolamina, tetraetilenpentAmina y agua.
- Hipoclorito de sodio: 5,25% fracción másica en agua destilada

Figura 13. Kit para la determinación de dureza total



Fuente. LATAM HATCH. Catálogo [en línea]. < <https://latam.hach.com> > [consultado en 17 de noviembre de 2018]

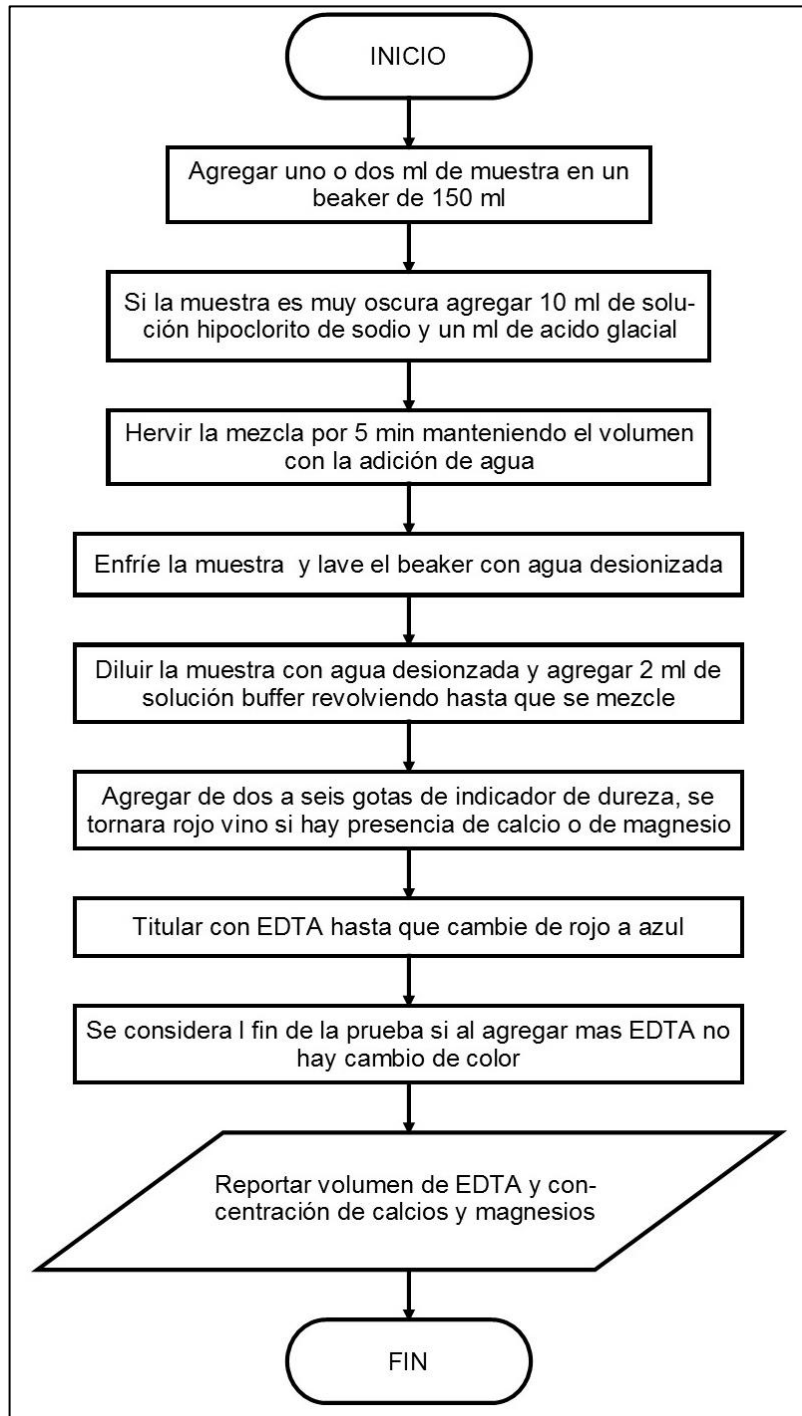
Para la realización de la prueba también se necesitan: Capsula de vidrio, pipetas graduadas y pipeteadores, un Hot Plate mostrado en la **Figura 14**, y una tira de papel de pH. En el **Diagrama 7**, se puede visualizar el procedimiento a seguir para poder hallar el punto de dureza para un filtrado de un fluido de perforación.

Figura 14. Hot Plate



Fuente. CLARKSON LABORATORY. Catálogo [en línea]. <<http://store.clarksonlab.com/>> [consultado en 17 de noviembre de 2016]

Diagrama 7. Procedimiento para la determinación de dureza



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 33 – 34

2.3.2.2 Potencial de Hidrogeno (pH). El valor de pH describe que tan ácido o básico es un fluido de perforación, este valor está definido por la concentración de iones hidrogeno presentes en el fluido como se muestra en la **Figura 15**. Un valor bajo del logaritmo negativo de esa concentración determina un comportamiento ácido del fluido, así mismo, un valor alto corresponde a un comportamiento básico. Un cambio de una unidad de pH representa un incremento de diez veces la concentración de iones hidrogeno.²⁸

Figura 15. Escala de pH, ácidos y bases.

pH	[H ⁺]		[OH ⁻]	pOH
0	1	Ácidos	10 ⁻¹⁴	14
1	10 ⁻¹		10 ⁻¹³	13
2	10 ⁻²		10 ⁻¹²	12
3	10 ⁻³		10 ⁻¹¹	11
4	10 ⁻⁴		10 ⁻¹⁰	10
5	10 ⁻⁵		10 ⁻⁹	9
6	10 ⁻⁶	Neutro	10 ⁻⁸	8
7	10 ⁻⁷		10 ⁻⁷	7
8	10 ⁻⁸		10 ⁻⁶	6
9	10 ⁻⁹		10 ⁻⁵	5
10	10 ⁻¹⁰		10 ⁻⁴	4
11	10 ⁻¹¹		10 ⁻³	3
12	10 ⁻¹²	Bases	10 ⁻²	2
13	10 ⁻¹³		10 ⁻¹	1
14	10 ⁻¹⁴		1	0

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 119.

La alcalinidad de un fluido de perforación se define como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Estos iones son hidroxilos (OH⁻), bicarbonatos (HCO₃) y carbonato (CO₃²⁻), y su concentración determina el ácido necesario para disminuir el pH. Los boratos, sulfatos, silicatos y ácidos orgánicos pueden influir en la valoración y, por lo tanto, en los cálculos de tratamiento según los valores de alcalinidad. Alcalinidad y pH no se pueden confundir, aunque sus valores generalmente siguen el mismo comportamiento, el cual es alterado dependiendo del tipo de ácido que esté presente. Para medir el pH se utiliza un pH-Metro (**Figura 16**). Este es un método potenciométrico que realiza una medición del potencial eléctrico generado entre un electrodo de vidrio y uno de referencia. Para realizar la medición se sigue el procedimiento planteado en el **Diagrama 8**.

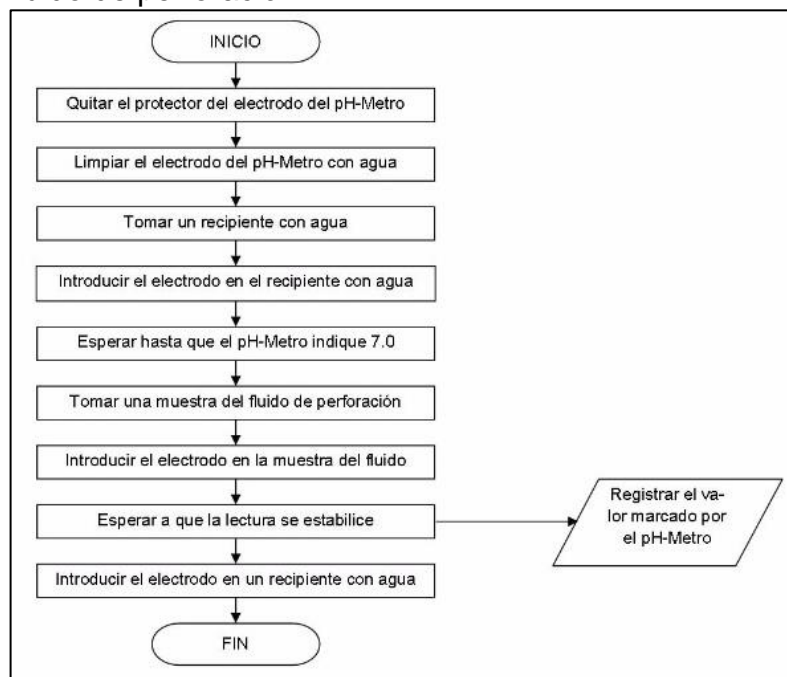
²⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. cit. p. 45.

Figura 16. pH-Metro Oakton



Fuente. ALIBABA. Catálogo [en línea]. <spanish.alibaba.com> [consultado en 18 de noviembre de 2016]

Diagrama 8. Procedimiento para la medición del pH del fluido de perforación



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 27 - 29.

2.3.2.3 Cloruros. Es la cantidad de iones cloro que se encuentran en el filtrado de lodo, si se tiene una alta concentración de estos iones pueden originar efectos negativos en la reología del fluido y genera floculación. En ciertos casos se presentan problemas de arremetida derivados del influjo de agua salada. Esta propiedad suele ser un indicador de la salinidad del fluido, el incremento de la salinidad puede conllevar a un aumento de la solubilidad de otras sales y aditivos, dando lugar a otras reacciones químicas como la precipitación.

Para medir la concentración de iones cloruro es necesaria la utilización de los siguientes equipos y reactivos:

- Solución de Nitrato de plata con una concentración de 0,0282 N almacenado en un recipiente oscuro.
- Solución indicadora de cromato de potasio, 5 g/ 100 ml de agua.
- Solución de ácido sulfúrico o ácido nítrico en una concentración de 0.02 N.
- Solución indicadora Fenolftaleína, 1g/ 100 ml.
- Carbonato de calcio precipitado.
- Agua destilada.
- Pipeta graduada.
- Recipiente de titulación.
- Agitador.

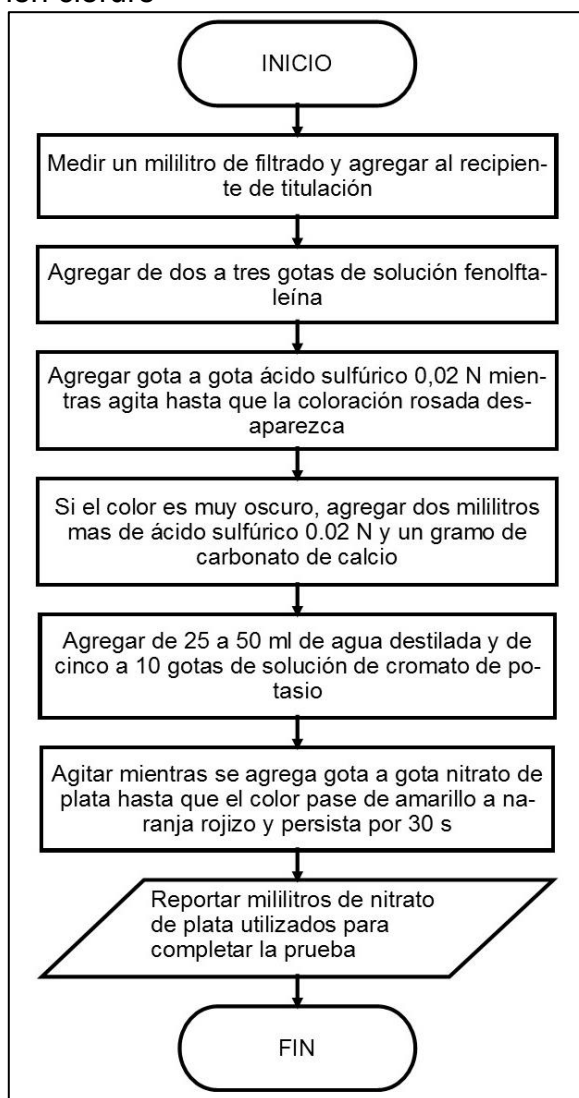
En la **Figura 17**, se muestra el kit para la determinación de cloruros. El **Diagrama 9**, muestra el procedimiento para cuantificar la concentración de ion cloruro en un fluido de perforación.

Figura 17. Kit para la determinación de cloruros.



Fuente. LATAM HATCH. Catálogo [en línea]. <<https://latam.hach.com>> [consultado en 17 de noviembre de 2018]

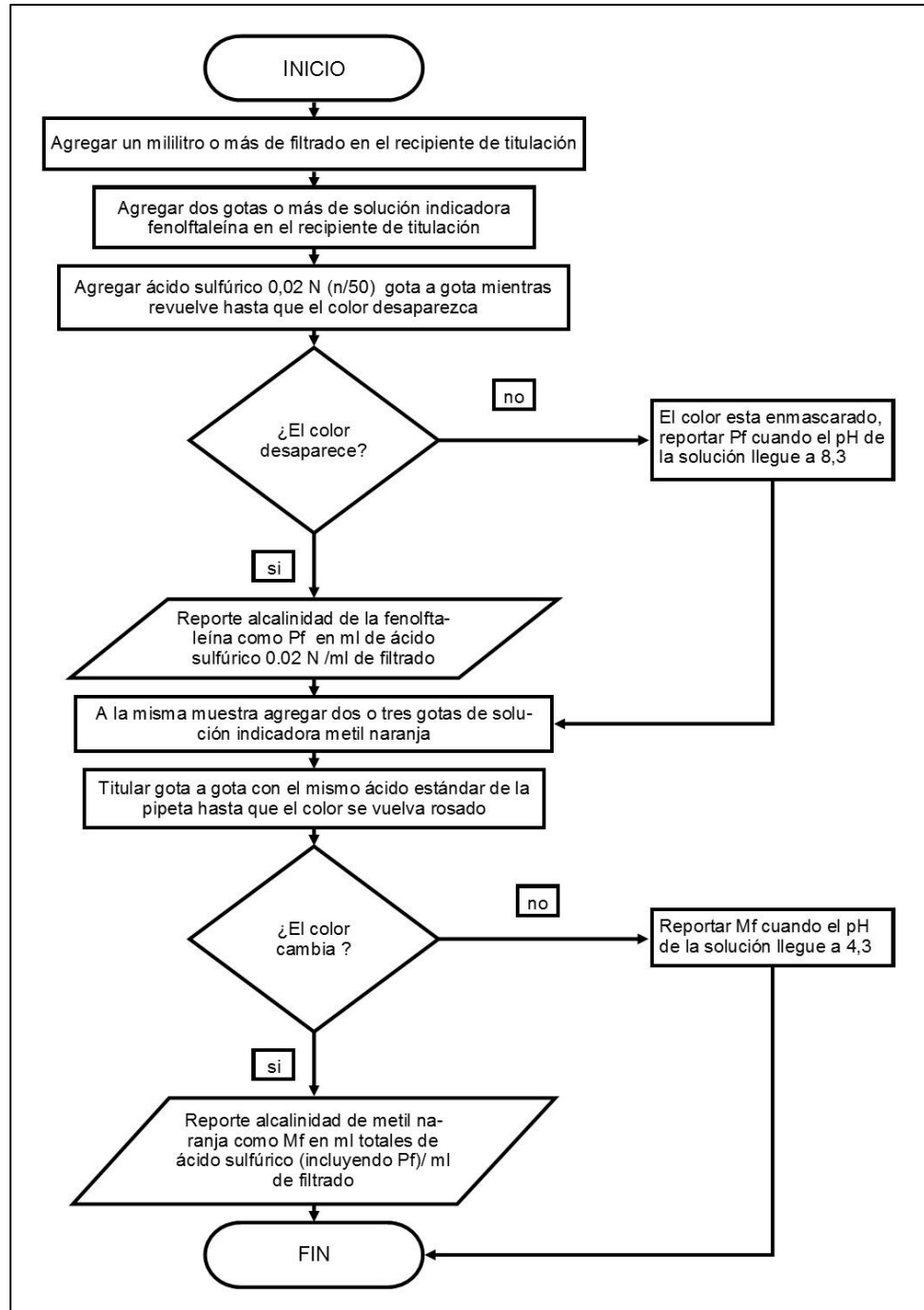
Diagrama 9. Procedimiento para la determinación de la concentración del ion cloruro



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 32.

2.3.2.4 Alcalinidad. La alcalinidad en los fluidos de perforación puede ser medida en todo el fluido de perforación como en su filtrado y es considerada la capacidad de neutralizar los ácidos del mismo. Los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad son utilizados para estimar las concentraciones de los iones hidroxilo $[\text{OH}^-]$, carbonato $[\text{CO}_3^{2-}]$, y bicarbonato $[\text{HCO}_3^-]$.

Diagrama 10. Procedimiento para la determinación de alcalinidad



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 30 - 31.

2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.4.1 Definición de fluidos base aceite. Estos fluidos son diseñados para mejorar la perforación de lutitas sensibles al agua y en perforación de la zona productora, se denomina fluido base aceite a aquel en el que su fase continua es 100% aceite al igual que su filtrado y contiene entre 1 -15% de agua, mientras que las emulsiones inversas son aquellas en las que el agua se encuentra dispersa en el aceite en forma de pequeñas gotas y donde el aceite es la fase continua, el porcentaje de agua varía entre 1- 50%. Para poder mantener una película de aceite alrededor de las gotas de agua es necesario un emulsificante, manteniendo estable la emulsión.²⁹

En la **Cuadro 5**, se mencionan las características de un fluido base aceite y los componentes básicos del mismo.

Cuadro 5. Características y componentes básicos de los fluidos base aceite

Estos fluidos son:	Componentes básicos:
<ul style="list-style-type: none">• Altamente inhibidos• Resistentes a contaminaciones• Estables a altas temperaturas y presiones• De alta lubricidad• No corrosivos	<ul style="list-style-type: none">• Aceite• Salmuera• Viscosificantes• Densificantes• Emulsificantes• Agentes de humectación del aceite• Agentes controladores de filtrado

Fuente. CEBALLOS, Dayana. Lodos De Perforación Base Agua y Base Aceite. Puerto Piritu; 2011. 7 p.

2.4.1.1 Emulsiones inversas. Las emulsiones inversas son mezclas entre aceite y agua con una concentración específica de sal, la cual da estabilidad entre el fluido y la formación, en esta, el agua no se disuelve en el aceite permaneciendo suspendido en el en forma de gotas, actuando como sólidos dentro del fluido, en una emulsión estable, no se presenta separación de fases, esto se logra usando emulsificantes. La relación aceite/agua depender de la densidad requerida, por lo general varía entre 60/40 y 90/10 en porcentaje³⁰. Los usos más frecuentes de las emulsiones inversas están especificados en la **Cuadro 6**.

²⁹ CEBALLOS, Dayana. Lodos De Perforación Base Agua y Base Aceite. Puerto Piritu; 2011. 7 p.

³⁰ PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. 285 p.

Cuadro 6. Usos de las emulsiones inversas

las emulsiones inversas son utilizadas para:

- Perforar lutitas problemáticas
- Prevenir pérdidas de circulación
- Perforar pozos con gradientes de temperatura elevados
- perforar pozos direccionales
- Perforar formaciones con gases ácidos
- Perforar formaciones con anhidrita o yeso
- Prevenir atascamientos y minimizar problemas de torque y arrastre

Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. 285 p

En la formulación de las emulsiones inversas, para poder mantener todas sus propiedades es necesario el uso de diversos aditivos químicos, cada uno de ellos cumple una función específica, Estos aditivos deben ser agregados en el orden mostrado en la **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Orden de mezcla de aditivos en emulsiones inversas

Aceite	• Aceites minerales, vegetales o sintéticos; con altos puntos de anilina y de inflamación.
Emulsificante	• Generan Emulsión agua/aceite, son aniónicos y solubles; son activados con cal
Cal	• Activador del emulsificante y Secuestrador de gases ácidos
Humectante	• Emulsificante no iónico que dispersa y humedese los sólidos en aceite
Agua	• Facilita la disolución de la sal en el fluido, aumenta viscosidad y fuerza de gel
Arcilla Organofílica	• Incrementan capacidad de suspensión y limpieza de fluidos base aceite
Sal	• Deshidratan y balancean formaciones sensibles al agua.
Material Densificante	• Aumentan densidad, se utilizan aditivos tales como: Barita, Orimatita y Carbonato de Calcio

2.4.1.2 Fluidos 100% aceite. Al igual que las emulsiones inversas este tipo de fluidos se utilizan para perforar zonas lutíticas inestables y sensibles al agua, pozos con altas temperaturas y zonas productoras de gases ácidos, también son utilizados para zonas con bajo gradiente, domos de sal y pozos direccionales.

Se tienen presentes diferentes consideraciones antes de emplear un fluido base aceite relacionadas con el costo, el tiempo de taladro, problemas en el hueco, completamiento, daño a la formación, productividad e impacto ambiental; en la **Tabla 2**, se encuentran las ventajas y desventajas del uso de este tipo de fluidos:

Tabla 2. Comparación de parámetros entre fluidos base aceite y base agua

Parámetros de comparación	Fluido base aceite	Fluido base agua
Costo de preparación	Mayor	Menor
Costo de mantenimiento	Menor	Mayor
Problemas de torque y arrastre	Menor	Mayor
Contaminación ambiental	Mayor	Menor
Efectos de los contaminantes	Mayor	Menor
Toma de núcleo	Mayor % de recuperación	Menor % de recuperación
Situación de peligro	Mayor	menor
Viscosidad plástica	Mayor	Menor
Punto cedente	Menor	Mayor
Formaciones reactivas	Mayor estabilidad	Menor estabilidad
ECD	Mayor	Menor
Perforación bajo balance	Se puede perforar con una densidad menor	Hay que perforar con la densidad requerida
Problemas de corrosión	Mayor	Menor
Asentamiento de barita	Mayor	Menor
Fuerza de gel	Menor	Mayor
Efecto del agua	Mayor	Menor
Interpretación de registros	Más difícil	Más fácil
Desplazamiento	Más complicado	Menos complicado
Hoyo en calibre	Mejor	Peor
Succión y suaveo	Mayor	Menor
Tasa de penetración (ROP)	Menor	Mayor
Probabilidades de pérdida de circulación	Mayor	Menor
Atascamiento de tuberías	Menor	Mayor
Embolamiento de mecha	Menor	Mayor
Detección de arremetidas	Lenta	Rápida

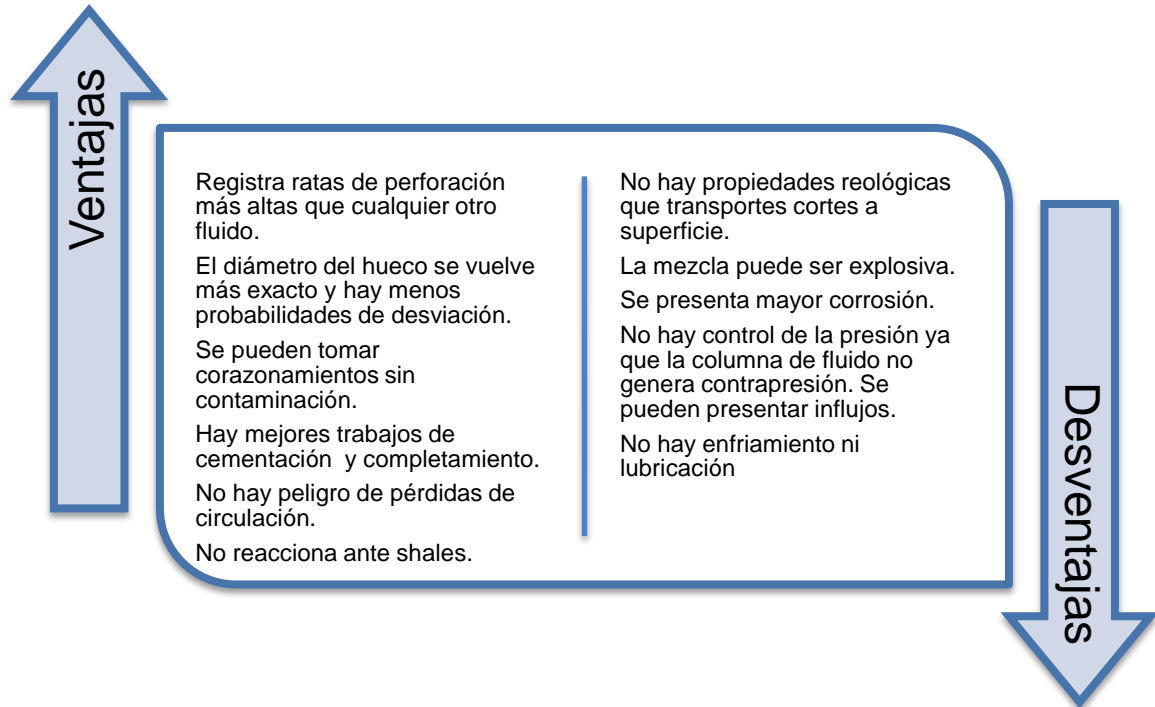
Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. p. 197.
Modificada por los autores

2.4.2 Definición de los fluidos neumáticos. Son aquellos compuestos principalmente por aire, como son los fluidos aireados o espumosos y los que se encuentran en mezcla con gas. Este tipo de fluido se emplea en zonas donde no es adecuado el uso de fluidos líquidos, en formaciones muy porosas, formaciones subnormalmente presurizadas y formaciones cavernosas.

2.4.2.1 Fluidos aire-gas. La principal ventaja de utilizar este tipo de fluidos, ya sea aire comprimido, gas natural, gas inerte o mezclas de aire y gas, es que son muy económicos con respecto a los otros tipos de fluidos cuando se utilizan en formaciones de roca dura en las cuales hay una baja probabilidad de encontrar

depósitos de aire, otras ventajas y desventajas asociadas a este tipo de fluido están detalladas en la **Cuadro 8**.

Cuadro 8. Ventajas y desventajas de fluidos aire-gas



2.4.2.2 Fluidos aireados o espumosos. Son aquellos en los cuales a una corriente de aire o gas le es adicionado un agente espumoso o agua con el fin de crear una espuma viscosa y estable. También pueden ser elaborados inyectando aire en un lodo base gel que contenga un agente espumante. En este tipo de fluidos la capacidad de arrastre dependerá más de la viscosidad del fluido que de la velocidad anular.

Cuando el fluido base gel no contiene un agente espumante, el fluido resultante es un fluido aireado, empleados para reducir la presión hidrostática e incrementar la rata de perforación.

2.4.3 Definición de los fluidos de perforación base agua. Este tipo de fluido de perforación se caracteriza por tener el agua como fase continua donde se encuentran suspendidos sólidos de carácter reactivo e inerte. El agua usada como fase continua puede ser dulce o salada, el agua dulce tiene mayor disponibilidad, presenta una mayor facilidad para su control, y es muy útil para evaluar formaciones, mientras que el agua salada se emplea en perforaciones marinas por su disponibilidad en este medio, además también se usa cuando se debe perforar

secciones de domos salinos buscando estabilizar la formación y reducir la erosión en las paredes de hueco³¹.

Una de las características más importantes de este fluido de perforación es el aporte de la bentonita como sólido en suspensión, estos fluidos bentónicos son estables por efecto de la bentonita que no pierde consistencia y estabilidad aunque se adicione una gran cantidad de agua. Existe gran variedad de fluidos de perforación base agua derivados de los aditivos que se utilicen para cumplir funciones específicas, entre esos están:

2.4.3.1 Fluido de perforación base agua no disperso. Utilizados para perforar pozos poco profundos o las primeras etapas de una perforación más profunda, están compuestos por agua dulce, bentonita, cal apagada o hidróxido de calcio, la cal se adiciona para aumentar el punto de cedencia favoreciendo el transporte de sólidos a bajas tasas de corte. Su objetivo es reducir la cantidad de sólidos arcillosos. No son estables a altas temperaturas, aproximadamente 400 °F, no contiene adelgazantes³².

Para el control de filtrado es necesario adicionar un polímero no iónico para no alterar el punto de cedencia y no admite contaminaciones salinas superiores a 10.000 ppm y de calcio superiores a 100 ppm.

2.4.3.2 Fluidos de perforación base agua de calcio. A este tipo de lodo se le adiciona cal o yeso para provocar una reacción con la arcilla base sodio convirtiéndola en una arcilla base calcio, tolerando altas concentraciones de sólidos arcillosos con bajas viscosidades, estos lodos son muy utilizados para el control de arcillas inestables. También son usados en la perforación de anhidrita de considerable espesor y formaciones que aporten agua salada. La adición de cal o yeso permite que el fluido no se altere al tener contacto con la formación previniendo la formación de cavernas.

2.4.3.3 Fluidos de perforación base agua dispersos. Este fluido es empleado para la perforación de pozos profundos y formaciones muy problemáticas al estar compuesto por bentonita y bajas concentraciones de agentes dispersantes, tales como el lignosulfonato y lignitos, al tener estos aditivos presenta como característica principal la dispersión de las arcillas aportadas por las formaciones, adelgazando el fluido.

Para activar el agente dispersante, se debe mantener el pH entre 8,5 y 10,5. Este fluido se puede usar en altas profundidades debido a la estabilidad del agente dispersante, los lignitos presentan una mayor estabilidad a altas temperaturas que

³¹ DATALOG. Op. cit., p. 60.

³² CEBALLOS, Dayana. Op. cit., p. 1-2.

los lignosulfonatos y son mejores para el control de filtrado debido a que el reductor de filtrado para el lignosulfonato se degrada a 350 °F.

Se utilizan juntos para cumplir las funciones de control de filtrado y dispersión. Debido a las características del lignosulfonato como desfloculador y dispersante de arcillas no es aconsejable emplearlo en zonas potencialmente productoras que contengan arcillas ya que genera daños a la formación reduciendo la permeabilidad.

2.4.3.4 Fluidos de perforación base agua salada. Este tipo de fluido contiene agua con una concentración de cloruro de sodio superior a 189.000 ppm, la concentración se puede dar por la naturaleza del agua, el aporte de las formaciones o la adición desde superficie. Contiene arcillas pre hidratadas, usualmente atapulgita o bentonita, y aditivos para el control de filtrado como el almidón o el CMC.

Este fluido requiere un control de sólidos efectivo debido a la presencia de sólidos de baja gravedad específica, ya que dichos sólidos dificultan el manejo del fluido, teniendo una concentración máxima de 9% en volumen. Es utilizado en la perforación de zonas con arcillas problemáticas y domos salinos, pero tienen la desventaja de requerir una cantidad considerable de aditivos para lograr el control de sus propiedades y son muy inestables ante la presencia de cortes.

2.4.3.5 Fluidos de perforación base agua poliméricos. Este fluido está constituido por una cantidad mínima de bentonita y polímeros de alto peso molecular, estos polímeros se encuentran en un rango de operación menor a 300 °F y son solubles en agua, aceite y soluciones salinas. Son utilizados en operaciones de completamiento y fracturamiento. Los polímeros son propensos a la degradación por la acción del calor, oxígeno, agentes biológicos, ácidos, sales y bases lo cual representa una desventaja operacional.

Su principal objetivo es encapsular sólidos de perforación, envolviendo con una película la lutita evitando que se adicione al fluido. También aumentan la viscosidad del fluido, reducen la pérdida del filtrado y son utilizados como agente floculador. Según su carga eléctrica, los polímeros se pueden dividir en anfotéricos, aniónicos, catiónicos y no iónicos.

2.5 ADITIVOS

En la formulación de fluidos de perforación se utilizan aditivos químicos a diferentes concentraciones para cumplir con las funciones establecidas en el plan de perforación. Cuando se va preparar el fluido se debe tener en cuenta factores como la densidad necesaria, la presencia de hueco desnudo o revestido,

presencia de gas, tipos de bomba y equipos, la calidad del agua, entre otros. También se debe tener en cuenta el ciclo del fluido y el método de mezcla³³.

2.5.1 Material densificante. Son materiales usados para aumentar la densidad del fluido que está relacionado directamente con el control de la presión de formación, ayudando en la prevención de derrumbes en áreas tectónicamente activas. Materiales tales como la Barita son explotados como minerales y se utilizan sin modificación en su estructura.

La barita, sulfato de bario (BaSO_4) es uno de los materiales densificante más usados, con una gravedad específica entre 4,2 y 4,5, con ella se puede alcanzar una densidad de máxima de 20 lpg. Otro material que cumple diferentes funciones, entre ellas, la de aumentar la densidad es el carbonato de calcio (CaCO_3), tiene una gravedad específica entre 2,6 y 2,8. Otros materiales densificantes se describen en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Materiales densificantes

<i>Material</i>	<i>Formula Química</i>	<i>Gravedad Especifica</i>
Galena	SPb	7,4 – 7,7
Hematita	Fe_2O_3	4,9 – 5,3
Magnetita	Fe_3O_4	5,0 – 5,2
Siderita	FeCO_3	3,7 – 3,9
Dolomita	MgCO_3 CaCO_3	2,8 – 2,9

Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. p. 107. Modificado por los autores.

2.5.2 Materiales viscosificantes. Estos productos aumentan la capacidad del fluido de perforación en la remoción de sólidos y también mejoran la suspensión del material densificante, aun así no todos los viscosificantes garantizan una mejor limpieza o una ventaja económica en la operación de perforación ya que pueden ser afectados por las interferencias mecánicas y químicas generadas por el medio. En la **Tabla 4**, se muestran algunos materiales viscosificantes.

³³ PDVSA. Op. cit., p. 100.

Tabla 4. Materiales viscosificantes

<i>Material</i>	<i>Componente principal</i>	
Arcilla	Bentonita	Silicato de aluminio y sodio/ calcio
	Atapulgita	Silicato de aluminio y magnesio
Polímeros	CMC	Carboximetilcelulosa
	Goma Xántica	Polisacárido de alto peso molecular
	HEC	Hidroxietilcelulosa
	Goma Guar	Goma de polisacárido

Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. p. 108. Modificado por los autores

2.5.3 Materiales para control de filtrado. El filtrado o pérdida de agua es el paso de la fase líquida del fluido de perforación hacia la formación permeable por efecto de la presión diferencial a la que es sometido el fluido. Existen varios mecanismos para el control de filtrado, como lo son:

- Desarrollar un revoque impermeable y altamente compresible; el revoque es formado por la deposición de las partículas sólidas que se encuentran en el fluido de perforación, esta deposición se da sobre la pared del hueco, el espesor depende del filtrado y de la cantidad y tipo de los sólidos, estos sólidos son arcillosos, ya que son los que forman un buen revoque.
- Incremento de la viscosidad de la fase líquida; algunos aditivos incrementan la viscosidad del fluido mientras que otros optan por disminuir la permeabilidad del revoque.
- Disminución de la permeabilidad mediante una acción de puenteo.

El lignito es un controlador de filtrado, es un lignito oxidado con un contenido del 80% de ácido húmico. Se implementa para controlar filtrado a altas temperaturas y también puede actuar como desfloculante reduciendo las viscosidades altas del fluido base agua originada por los excesos de sólidos arcillosos.

Otros materiales de control de filtrado utilizados son la bentonita, polímeros manufacturados, almidones, adelgazantes orgánicos (como los lignitos y lignosulfonatos), goma xántica, células polianiónicas (PAC) y carbonato de calcio (actúa como agente de puenteo).

2.5.4 Materiales para controlar reología. Son utilizados para modificar la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Para esto se adicionan agentes viscosificantes y adelgazantes químicos, los más usados son los lignosulfonatos, los lignitos y los poliméricos.

La principal función de los lignosulfonatos es la de adelgazante químico cuando el fluido se encuentra sobresaturado de sólidos reactivos, aunque también funciona como controlador de filtrado y estabilizador de fluido a altas temperaturas. Para desflocular el fluido, este neutraliza las cargas eléctricas de las arcillas incrementando su carga superficial y llevándolo a niveles de pH entre 9 y 10, lo cual causa la repulsión entre las partículas.

Para una mayor acción adelgazante es recomendable utilizar lignosulfonatos de bajo peso molecular, aunque el control de filtrado sea menor. Estos compuestos son libres de cromo y ofrecen mayor estabilidad de temperatura, pueden trabajar en fluidos base acuosa y a cualquier pH. También son susceptibles a la temperatura y se degradan fácilmente dando lugar a la creación de gases ácidos.

2.5.5 Materiales para controlar pH. Controlar el nivel de pH es vital para asegurar el máximo rendimiento de los aditivos empleados en el fluido de perforación. El pH puede variar entre 7,5 y 9,5 para un fluido de bajo pH y entre 9,5 y 11,5 para un fluido de alto pH. Los materiales más comunes utilizados para aumentar el pH supliendo los iones OH^- son: la Soda Caustica (NaOH), el Hidróxido de Potasio (KOH) y la Cal (Ca(OH)_2).

El correcto control del pH indica la presencia de algunos contaminantes en el fluido de perforación, un ejemplo de esto es la presencia de cemento y el calcio. Estos contaminantes afectan la solubilidad y causan la precipitación de algunos aditivos como los polímeros.

2.5.6 Materiales para controlar pérdida de circulación. Se utilizan para controlar de manera parcial o total las pérdidas de fluido durante la perforación; algunos materiales utilizados para este fin son: Fibra Celulósica que es muy efectiva controlando la pérdida de fluido en zonas no productoras tanto en fluidos base agua como en base aceite, Grafito Siliconado combinado con la fibra celulósica tiene gran efectividad sellando micro fracturas en formaciones no productoras y Carbonato de Calcio que es un material inerte que proviene del mármol molido.

El Carbonato de Calcio, posee gran variedad de usos: que se utiliza como material densificante, para controlar pérdidas de circulación y para minimizar filtrado al actuar como agente puenteante. Esto debido a que éste material puede ser encontrado en diferentes granulometrías, específicamente la D50 es usada con frecuencia para controlar el filtrado del fluido a la formación creando un puente o sello efectivo en la cara de la formación, para que éste sello sea efectivo se debe tener en cuenta la concentración y el tamaño de las partículas.

Se emplea en formaciones productoras debido a que éste aditivo no daña la formación y es soluble en ácido clorhídrico, la máxima concentración a la que puede llegar un fluido utilizando este aditivo es 12 lpg.

2.5.7 Materiales para dar lubricidad. Una de las funciones esenciales de los fluidos de perforación es dar lubricidad a la sarta durante la perforación ya que el aumento en el torque y el arrastre crea problemas durante la operación, afectando la rotación de la sarta y los viajes de tubería, para aumentar la lubricidad de los fluidos base agua se utilizan: aceites minerales, surfactantes, grafito, gilsonita y bolillas de vidrio.

Su función es incorporarse en el revoque o generar una capa en las superficies metálicas de la sarta como protección reduciendo la fricción entre la sarta y la pared reduciendo el torque y el arrastre en la operación de perforación.

2.5.8 Materiales surfactantes. Son materiales que tienen como función modificar la tensión interfacial ubicándose en la interface de dos medios. Se utilizan para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, la generación de espuma y demás dentro de los fluidos de perforación y su función depende de la interfaz en la que se encuentre como se muestra en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Función de surfactantes en relación con la interfase

<i>Interfase</i>	<i>Función</i>
<i>Aceite/agua</i>	Emulsificante, directo e indirecto
<i>Agua/aire</i>	Espumante, antiespumante
<i>Acero/agua</i>	Lubricante, inhibidor de corrosión
<i>Acero/arcilla</i>	Detergente
<i>Arcilla/agua</i>	Dispersante
<i>Aceite/arcilla</i>	Humectante
<i>Muchos de los surfactantes tienen doble función, como emulsionar y cambiar la mojabilidad</i>	

Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. p. 118. Modificado por el autor.

2.5.9 Materiales para flocular. El control de la remoción del sistema de los sólidos generados durante las operaciones de perforación de la manera más rápida y más eficiente posible es muy importante debido a la cantidad de problemas derivados por la acumulación de sólidos en el hueco: dentro de los métodos de remoción se encuentra el físico, utilizando equipos mecánicos para el control de sólidos, y el químico, compuesto por la dilución y floculación.

Al atraer o remplazar las cargas emitidas por los polímeros se logra el proceso de floculación, mientras la coagulación es conseguida por la modificación de las mismas usando sales minerales. Estos procesos ayudan a aumentar el tamaño de los sólidos coloidales haciendo más fácil su remoción del sistema.

Su principal beneficio es encapsular los sólidos dentro del fluido de perforación beneficiando su remoción por métodos mecánicos y así tener mayor control sobre las propiedades reológicas del fluido. Los agentes floculantes más comunes son:

sales, cal hidratada, polímeros sintéticos como las poliacrilamidas, goma guar, polímeros acrílicos y el yeso.

2.5.10 Materiales estabilizadores de Lutitas. La presencia de lutita o arcillas reactivas dentro de la perforación generan grandes inconvenientes si se perfora con agua por su tendencia a absorberla y según su naturaleza, hincharse o derrumbarse. Para evitar esto es recomendable el uso de fluidos base aceite o dado el caso, fluidos base agua con altas concentraciones de inhibidores.

Dependiendo de la naturaleza de la formación existen gran variedad de aditivos que ayudan a su control: polímeros sintéticos de alto peso molecular llamados también PHPA, asfaltos, sales inorgánicas y cal/yeso. Para su correcto funcionamiento es recomendable el uso de un polímero y una sal disuelta en agua.

2.5.11 Materiales controladores de corrosión. Durante la perforación es común encontrar agentes oxidantes como el oxígeno y los gases ácidos que afectan la sarta de perforación. El mejor método de control de corrosión es minimizar la entrada de aire en el fluido de perforación durante la mezcla del mismo o en las conexiones de tubería. Otra forma de controlar la corrosión de las tuberías es emplear secuestrantes de oxígeno, estos hacen la remoción de manera más efectiva.

Los agentes más utilizados son el sulfito y el cromato, también se puede optar por utilizar agentes que formen una película protectora sobre la superficie de acero evitando el contacto directo entre el fluido y el acero. Para remover ácido sulfúrico (H_2S) es común el uso de materiales con contenido de Zinc formando sulfuros insolubles.

2.5.12 Materiales bactericidas. Los organismos como bacterias, algas y hongos pueden estar presentes en el fluido de perforación sin importar su pH. Estos tienden a reproducirse rápidamente, ya que algunos aditivos contienen materiales orgánicos, ante la existencia de estos organismos se degradan. Los bactericidas inhiben y eliminan la reproducción y crecimiento de los mismos; estos se dividen en dos tipos: oxidantes y no oxidantes, dentro de los no oxidantes se encuentran: sulfuros orgánicos, aminas cuaternarias, aldehídos y clorofenoles.

2.5.13 Materiales para precipitar contaminantes. Algunos contaminantes afectan significativamente las propiedades de los fluidos de perforación cuando son solubles en el mismo, estos materiales ayudan a remover los componentes solubles mediante reacciones convirtiéndolo en precipitados insolubles, los más utilizados son: cal, yeso, bicarbonato de sodio y carbonato de sodio.

Los carbonatos, por ejemplo, son removidos del fluido a partir de la adición controlada de cal o yeso. El calcio por otra parte, se puede controlar con el uso de soda ash para precipitarse como carbonato de calcio.

2.6 GENERALIDADES DEL FLUIDO UTILIZADO EN EL POZO NÍSPERO-1

El Pozo Níspero es perforado en tres secciones, la sección superficial de 17 ½", una sección intermedia de 12 ¼", la cual es el área de interés del proyecto y la última sección de 8 ½", correspondiente a la sección objetivo del pozo. Como se menciona en la **Sección 1.3**, las formaciones perforadas son: Corpa, Tubará, Porquero y Ciénaga de Oro. Los fluidos utilizados para cada sección se muestran en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Sistemas de fluidos del pozo Níspero-1

Sección	Sistema de Fluido	Descripción.
Superficial 17 ½"	Spud mud o lodo de arranque	Fluido base agua bentónico floculado con cal
Intermedia 12 ¼"	Polimérico	Fluido base agua con contenido mínimo de bentonita y presencia de polímeros que tienen como objetivo el control de formaciones lutíticas
Objetivo 8 ½"	Polimérico	

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Níspero. Cordoba. 2016.

2.6.1 Fluido de perforación de la sección superficial 17 ½". El fluido de perforación utilizado en esta sección es un fluido de arranque base agua bentonítico el cual emplea un extendedor de bentonita para dar la viscosidad apropiada al fluido asegurando una buena limpieza del hueco. En esta sección los problemas potenciales que se pueden presentar al atravesar la Formación Corpa son la pérdida de circulación y el embotamiento de la broca. Los componentes del fluido de perforación se presentan en la **Tabla 7**, y las propiedades del fluido de perforación se encuentran en la **Tabla 8**.

Tabla 7. Concentraciones para fluido de perforación sección superficial

Producto	Función	Concentración (lpb)
bentonita sódica	Viscosificante	8 – 12
Cal	Alcalinidad	0,2 – 0,5
Poliacrilato/ Poliacrilamida	Extendedor de bentonita	0,05 – 0,08
Fibra celulosa natural	Control de pérdida de circulación	3,0 – 5,0

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Níspero. Cordoba. 2016.

Tabla 8. Propiedades para el fluido de perforación sección superficial

<i>Propiedad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Rango</i>	<i>Propiedad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Rango</i>
Densidad	lpg	8,6 – 9,5	Gel 10 min	lb _f / 100 ft ²	10 – 20
Viscosidad de Funnel	s/qt	45 – 65	Gel 30 min	lb _f / 100 ft ²	15 – 30
Yield Point	lb _f / 100 ft ²	15 – 25	pH	-	8,0 – 9,5
Gel 10s	lb _f / 100 ft ²	5 – 10	MBT	ppb eq.	0 - 25

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

2.6.2 Fluido de perforación de la sección intermedia 12 ¼". El fluido de perforación utilizado en esta sección es el objeto de estudio, en esta sección se utiliza un fluido de perforación polimérico base agua, éste fluido proporciona una capacidad de limpieza optima, control de filtrado y disminución del cake para la estabilidad del pozo y menores problemas en los viajes de tubería, su característica más importante es la inhibición de arcillas, evitando problemas de hinchamiento e inestabilidad de las mismas. En la **Tabla 9**, se presentan las propiedades para el fluido de perforación de la sección intermedia del Pozo Nípero-1.

Tabla 9. Propiedades del fluido de perforación de la sección intermedia

<i>Propiedad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Rango</i>	<i>Propiedad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Rango</i>
Densidad	lpg	9,2 – 10,6	Gel 30 min	lb _f / 100 ft ²	15 – 30
Viscosidad de Funnel	s/qt	40 – 70	Filtrado API	ml/ 30 min	6 – 10
Gel 10s	lb _f / 100 ft ²	5 – 10	pH	-	10,0 – 11,0
Gel 10 min	lb _f / 100 ft ²	10 – 20	Yield Point	lb _f / 100 ft ²	15 – 25

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

2.6.2.1 Formulación del fluido de perforación sección 12 ¼". Este fluido de perforación tiene más componentes que el fluido de perforación de la sección superficial debido a que la sección intermedia presenta más problemas operacionales al atravesar las arcillas de las Formaciones Tubará y Porquero. Las concentraciones de los productos utilizados en el Pozo Nípero-1 se detallan en la **Tabla 10** y en la **Tabla 11**, se encuentran los problemas potenciales del hueco.

Tabla 10. Concentraciones del fluido de perforación sección intermedia

Producto	Función	Concentración
Bentonita sódica	Viscosificante	3,0
Carbonato de calcio 50/150	Agente puenteante	20,0
Polímero de Goma Xántica	Viscosificante	1,0
Barita	Densificante	127,4
Mezcla Surfactante y lubricante	Lubricante	2,5
Fibra celulosa natural	Pérdida de circulación	10,0
Hidrocarburo en polvo	Inhibidor de arcillas	4,0
Leonardita en polvo	Control de filtrado	8,0
Cal	Alcalinidad	1,0
Polímero Amina	Inhibidor de arcillas	9,0
Glutaraldehido	Bactericida	0,5
Polisacárido	Controlador de filtrado	1,5
Polímero Acrílico Modificado	Controlador de filtrado	3,0
Surfactante	Antiacreción	2,0

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

Tabla 11. Problemas potenciales de la sección intermedia 12 ¼ "

Problema	Detalles	Recomendación
Diámetro reducido	Formaciones hidratables	Inhibición y control de filtrado
Embotamiento de broca	Perforación de arcillas reactivas	Control de concentración de recortes en el anular
Influjo de gas	Cambios de volumen por influjos	Control de presión con variación de la densidad del fluido

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

- **Bentonita sódica.** Aditivo para fluidos de perforación base agua, esta finamente molida que aporta viscosidad y propiedades de gel al fluido, reduciendo el filtrado del fluido y creando un revoque de menor espesor en las paredes del pozo ayudando a la estabilidad del mismo y mejora la capacidad de limpieza del hueco. En el **Anexo A**, se encuentra la hoja del producto en donde se detallan propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 12**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 12. Propiedades de la bentonita sódica

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Color variable, de gris a pardo
<i>Densidad aparente</i>	68 - 72 lb/ft ³
<i>Granulometría</i>	Malla 200
<i>Viscosidad a 600 rpm</i>	30 cP
<i>Volumen de filtrado</i>	25 cm ³
<i>solubilidad</i>	Insoluble en agua pero crea suspensiones
<i>pH</i>	10 en solución acuosa 50g/L

Fuente. GTM GRUPO TRANSMERQUIM. Hoja de seguridad de la bentonita sódica en polvo. 2014. Versión 3.

- **Carbonato de calcio 50/150.** Granos de mármol provenientes de sur América es un producto utilizado en los fluidos de perforación como agente puenteante para las pérdidas de fluido, aumentando la densidad del fluido o fortaleciendo las paredes del pozo. Tiene diferentes tamaños de partícula: 5, 25, 50, 150 y 600. En el **Anexo B**, se encuentra la hoja del producto en donde se muestran las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 13**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 13. Propiedades del Carbonato de calcio

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Polvo o grano blanco
<i>Gravedad específica</i>	2,7 – 2,95
<i>Densidad</i>	2711 Kg/m ³
<i>Masa molar</i>	100,1 g/mol
<i>Punto de fusión</i>	1517 °F (825°C)
<i>Punto de ebullición</i>	1612 K (1339°C)
<i>Solubilidad en agua</i>	0,0013 g/ 100 ml (25°C)

Fuente. GTM GRUPO TRANSMERQUIM. Hoja de seguridad del carbonato de calcio. 2014. Versión 4.

- **Polímero de Goma Xántica.** Es un viscosificante de alta calidad, usado como viscosificante en agua fresca, agua salada y en salmueras monovalentes. Este fluido es estable hasta temperaturas de 250°F o 121°C. En el **Anexo C**, se encuentra la hoja del producto en donde se especifican propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 14**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 14. Propiedades del Polímero de Goma Xántica

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Polvo de amarillo a blanco
<i>Gravedad específica</i>	1,6
<i>pH (Solución acuosa al 1%)</i>	6,3
<i>Temperatura de auto ignición</i>	200°C (392°F)
<i>pH</i>	6-8 solución al 1% en agua

Fuente. GTM GRUPO TRANSMERQUIM. Hoja de seguridad de la Goma Xántica en polvo. 2014. Versión 3.

- **Barita.** Material densificante compuesto por barita procesada en polvo utilizado como aditivo en los fluidos de perforación. Este aditivo puede subir el peso del fluido de perforación hasta 21 lpg (SG 2.4). también ayuda a controlar las presiones de formación y a estabilizar el pozo. En el **Anexo D**, se encuentra la hoja del producto en donde están las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 15**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 15. Propiedades de la barita

<i>Propiedad</i>	
<i>Nombre químico</i>	Sulfato de bario
<i>Aspecto</i>	Color variable en polvo
<i>Gravedad específica</i>	4,1
<i>Contenido de humedad</i>	Menos de 1%
<i>Densidad aparente</i>	155 lb/ft ³
<i>pH</i>	Neutral al 5% en agua
<i>Punto de ebullición</i>	1600°C (2912°F)
<i>Punto de fusión</i>	1580°C (2876°F)

Fuente. GTM GRUPO TRANSMERQUIM. Hoja de seguridad del sulfato de bario. 2014. Versión 3.

- **Mezcla Surfactante y lubricante.** Es un lubricante líquido utilizado como aditivo en la industria de la perforación para disminuir el uso de aditivos base aceite. Está diseñado para reducir la fricción bajo extremas presiones entre metal y metal y en el hueco entre el metal y la formación. En el **Anexo E**, se encuentra la hoja del producto en donde se muestran las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 16**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 16. Propiedades de la Mezcla Surfactante y lubricante

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Liquido ambar
<i>Gravedad especifica</i>	0,94
<i>Densidad</i>	7,8 lpg
<i>Flash point</i>	>200°F (93°C)
<i>Estable hasta temperaturas de</i>	300°F

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad de la mezcla de surfactante y lubricante. 2016.

- **Fibra celulosa natural.** Se utiliza para controlar la pérdida de circulación durante la perforación, es muy efectiva cuando se emplean en píldoras, barridos y como tratamientos con muy pocos efectos desfavorables en la reología del fluido y en las propiedades de control de filtrado. Ayuda a reducir la pérdida de circulación y a disminuir la permeabilidad del revoque. También sella y puentea las arenas depletadas y microfracturas. En el **Anexo F**, se encuentra la hoja del producto en donde se detallan propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 17**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 17. Propiedades de la fibra celulosa natural

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Polvo café o material granulado
<i>Densidad</i>	31 lb/ ft ³ - 497 kg/m ³
<i>Ph</i>	4,9
<i>Solubilidad</i>	Fluidos base agua y aceite
<i>Ambientales</i>	Biodegradable- no tóxico

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad de la fibra de celulosa natural. 2016.

- **Hidrocarburo en polvo.** Es utilizado en los fluidos base agua como estabilizador de arcillas, inhibidor de dispersión de los cortes y a la pérdida de circulación por altas temperaturas. En el **Anexo G**, se encuentra la hoja del producto en donde se presentan las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 18**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 18. Propiedades del hidrocarburo en polvo

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Polvo negro
<i>Gravedad especifica</i>	1,4
<i>Rango Ph</i>	Amplio Rango
<i>Estable hasta temperaturas de</i>	204°C - 400°F

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad del hidrocarburo en polvo. 2016.

- **Leonardita en polvo.** Es un agente de control del filtrado utilizados en los fluidos de perforación, este también ayuda a reducir la viscosidad del fluido y los esfuerzos de gel para mantener las propiedades del fluido adecuadas, disminuye las pérdidas de filtrado asociadas a altas presiones y altas temperaturas, también ayuda a minimizar los efectos de los contaminantes en el fluido y actúa como emulsificante de aceite en agua. En el **Anexo H**, se encuentra la hoja del producto en donde se detallan propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 19**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 19. Propiedades del leonardita en polvo

<i>Propiedad</i>	
Aspecto	Polvo negro
Gravedad específica	1,7
pH	6
Rango pH	Amplio Rango
Estable hasta temperatura de	204°C - 400°F

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad de la leonardita en polvo. 2016.

- **Cal.** También llamado hidróxido de calcio es una fuente de calcio y alcalinidad utilizado en los fluidos de perforación para remover carbonatos solubles no deseados, como floculante de bentonita y para aumentar el pH y reducir la corrosión. En el **Anexo I**, se encuentra la hoja del producto en donde se describen propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 20**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 20. Propiedades de la cal

<i>Propiedad</i>	
Aspecto	Polvo blanco suave
Gravedad específica	2,26
Masa molar	74,093 g/mol
Solubilidad en agua	1,19 g/L a 25°C
pH	12 – 13
pH máximo alcanzable con cal	11
Punto de descomposición	653 K (380°C)
Punto de ebullición	1000°C (1832°F)
Solubilidad	Ligeramente soluble en agua

Fuente. Weatherford. Hoja de seguridad de la cal. 2010.

- **Polímero Amina.** estabilizador de arcillas utilizado para inhibir la hidratación de las arcillas reactivas y formaciones arcillosas. Es efectiva en la mayoría de los fluidos base agua, desde fluidos con agua fresca hasta salmueras, reduce el embolamiento de la broca y la remoción de sólidos. En el **Anexo J**, se encuentra la hoja del producto en donde se muestran las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 21**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 21. Propiedades del polímero Amina

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Líquido amarillo-transparente
<i>Gravedad específica</i>	1,04
<i>Rango de pH para desempeño</i>	7 - 10
<i>Flash point</i>	>200°F (93°C)
<i>pH</i>	6 - 8

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad del polímero amina. 2016.

- **Glutaraldehído.** Es un biocida empleado en los fluidos base agua, es efectivo contra bacterias anaeróbicas y aeróbicas y es compatible con salmueras. También es usado para el control de la corrosión. Es efectivo en bajas concentraciones y contra gran variedad de bacterias, microbios y fungi. En el **Anexo K**, se encuentra la hoja del producto en donde se detallan propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 22**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 22. Propiedades del Glutaraldehído

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Líquido transparente
<i>Gravedad específica</i>	1,06
<i>Punto de ebullición</i>	101°C
<i>Punto de fusión</i>	-21°C
<i>Peso molecular</i>	100,12
<i>pH</i>	3,1 -4,5
<i>Presión de vapor</i>	15 mmHg @ 20°C
<i>Gravedad específica vapor</i>	1,05
<i>Solubilidad</i>	Soluble en agua

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad del glutaraldehído. 2016.

- **Polisacárido.** Polvo blanco perteneciente a la familia de los carbohidratos que se usa como aditivo en los fluidos de perforación para el control del filtrado. En el **Anexo L**, se encuentra la hoja del producto en donde se establecen las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 23**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 23. Propiedades del polisacárido

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Polvo blanco
<i>Gravedad específica</i>	1,6
<i>pH</i>	6,5 – 9 (1%)
<i>Punto de inflamación</i>	221°C -430°F
<i>Temperatura de autoignición</i>	400°C -752°F

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad del polisacárido. 2016

- **Polímero acrílico modificado.** Es polímero sintético que se utiliza para controlar la pérdida de fluido, es usado en agua fresca, agua de mar y en salmueras monovalente. Puede ser utilizado en fluidos con niveles de calcio hasta de 400 ppm, sin embargo se recomienda usarlo en aguas tratadas para carbonatos y bicarbonatos. No altera la viscosidad del fluido y no se degrada ante la presencia de bacterias. **Anexo M**, se encuentra la hoja del producto en donde se detallan propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 24**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 24. Propiedades del polímero acrílico modificado

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Polvo granulado blanco
<i>Densidad aparente</i>	50 lb/ft ³ – 800 kg/m ³
<i>Estable hasta temperaturas de</i>	350°F (177°C)
<i>Niveles de calcio hasta de</i>	400 ppm

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad del polímero acrílico modificado. 2016.

- **Surfactante.** Lubricante que ayuda a limpiar el BHA, a aumentar el peso sobre la broca y a aumentar la rata de perforación en fluidos base agua. Este aditivo no afecta las propiedades del fluido de perforación, se puede usar en perforaciones direccionales y en varios sistemas de fluidos base agua. **Anexo N**, se encuentra la hoja del producto en donde se muestran las propiedades, usos, tratamiento y presentación del producto. En la **Tabla 25**, se encuentran algunas propiedades de este aditivo.

Tabla 25. Propiedades del Surfactante

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Líquido transparente
<i>Gravedad específica</i>	0,78
<i>Estable hasta temperaturas de</i>	400°F (204°C)

Fuente. Halliburton. Hoja de seguridad del surfactante. 2016

2.6.3 Fluido de perforación de la sección objetivo 8 ½". Para esta sección se cambia completamente el fluido debido a que es la sección objetivo en donde se encuentra la Formación productora Ciénaga de Oro, en esta sección se utiliza como material densificante carbonato de calcio de grano fino con el fin de disminuir la contaminación de las muestras y se tiene especial cuidado con el filtrado del lodo para disminuir la invasión de la formación. Las concentraciones de los aditivos utilizados en este fluido se encuentran en la **Tabla 26** y las propiedades del fluido se encuentran en la **Tabla 27**.

Tabla 26. Concentraciones del fluido sección objetivo 8 ½"

Producto	Función	Concentración (lpb)
Bentonita Sódica	Viscosificante	2 - 4
Soda Caustica / Lime	Alcalinidad	1,0 – 2,0
Polisacárido	Controlador de filtrado	1,0 – 1,5
Glutaraldehido	Bactericida	0,5 – 0,75
Polímero Amina	Inhibidor de arcillas	5 – 7
Carbonato de calcio 5	Densificante	75 – 80
Carbonato de calcio mix	Agente de puenteo	20 – 30
Polímero de goma xántica	Viscosificante/ agente de suspensión	0,5 – 1,0
Almidón Modificado	Controlador de filtrado	5,0 – 7,0

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

Tabla 27. Propiedades del fluido de la sección objetivo 8 ½"

Propiedad	Unidades	Rango	Propiedad	Unidades	Rango
Densidad	lpg	9,5	Gel 10 min	lb _r / 100 ft ²	10 – 20
Viscosidad de Funnel	s/qt	40 – 70	Gel 30 min	lb _r / 100 ft ²	15 – 30
Yield Point	lb _r / 100 ft ²	18 – 30	pH	-	10,0 – 11,0
Gel 10s	lb _r / 100 ft ²	5 – 10	Filtrado API	ml/ 30 min	5 - 7

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

3. DISEÑO DE LA MATRIZ DE PRUEBA DE LABORATORIO PARA LAS MUESTRAS OBTENIDAS DEL CAMPO NÍSPERO

La naturaleza reactiva de las arcillas se debe a la configuración mineralógica que se manifiesta al entrar en contacto con el agua, por eso es esencial conocer la química de las arcillas para lograr una caracterización de las arcillas presentes en las formaciones Tubará y Porquero.

En este capítulo se describe la química de las arcillas, haciendo énfasis en su estructura, propiedades y clasificación, luego se procede a la caracterización de la reactividad de las arcillas de las formaciones Tubará y Porquero y a partir de esto realizar el diseño de la matriz para la prueba de tiempo de succión capilar.

3.1 QUÍMICA DE ARCILLAS

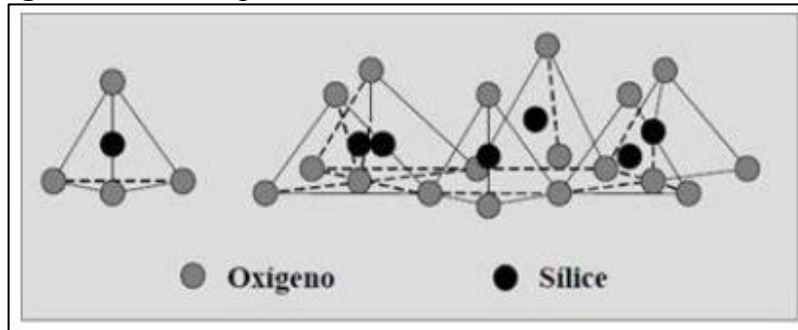
Las arcillas es el término normalmente adoptado para referirse a sedimentos, suelos o rocas que están compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos extremadamente finos³⁴ de un tamaño alrededor de 0,0039 mm. Los minerales arcillosos son minerales de silicato aluminico de grano fino que poseen una microestructura bien definida.

Son una mezcla heterogénea de calcita, cuarzo, feldespato y piritita con ciertos materiales sedimentarios de aluminio, agua y sílice, eso significa que las arcillas están compuestas por materiales o elementos muy comunes en la tierra por lo que las formaciones que se perforan en la industria petrolera tienen una gran probabilidad de contener minerales arcillosos, es por esto que un correcto entendimiento del comportamiento de las arcillas es vital para la óptima selección de la formulación del fluido de perforación que se emplea con el fin de reducir los problemas derivados de la reactividad de estos minerales.

3.1.1 Estructura de las arcillas. Normalmente las arcillas presentan un configuración por láminas de cristales ordenadas cara a cara, en este caso se obtienen dos configuraciones para dos dimensiones (bidimensionales); la primera es una hoja tetraedral de sílice y oxígeno, como se muestra en la **Figura 19**, en ésta configuración el átomo de sílice está en una posición equidistante de cuatro átomos de oxígeno o cuatro iones hidroxilos ubicados en las esquinas de la configuración geométrica de un tetraedro, dicha configuración esta descompensada eléctricamente, debido a que el sílice presenta cuatro cargas positivas y el oxígeno posee ocho cargas negativas, es por esto que se unen a otros cuatro cationes logrando neutralizar las cargas.

³⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Op. cit. p. 127.

Figura 19. Configuración bidimensional de tetraedros



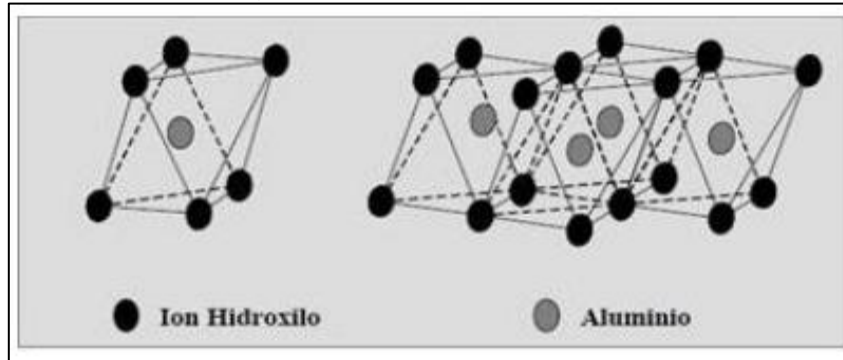
Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

La segunda configuración es la de una hoja octaedral de aluminio, oxígeno, iones hidroxilos o de magnesio, oxígeno, iones hidroxilos, como se muestra en la **Figura 20**, en esta configuración los átomos de oxígenos o los iones hidroxilos establecen dos filas compactas coordinadas con un centro que puede ser hierro, aluminio o magnesio; la configuración se encuentra descompensada eléctricamente, ya que el magnesio es la unidad fundamental y tiene dos cargas positivas pero, si fuera el aluminio son tres cargas positivas ante la posibilidad de tener 12 cargas negativas que aportan los vértices del octaedro bipiramidal, con el fin de lograr la neutralidad eléctrica comparten sus vértices lo que forma una capa de octaedros beneficiando a la unión con alguna capa tetraedrica³⁵.

Teniendo estas dos configuraciones se logra la unión de sus unidades primarias para obtener una lámina con átomos de oxígeno compartidos, una configuración normal de la unión de las hojas es que dos hojas tetraedrales cubran a una hoja octaedral, este fenómeno sumado a ciertas modificaciones químicas dan lugar a la formación de 26 minerales arcillosos que difieren unos de otros, entre ellos se encuentran minerales como la caolinita, esmectita, illita, motmorillonita, clorita, entre otros, que son importantes dentro de la planificación de operaciones de perforación.

³⁵ FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010. p. 28.

Figura 20. Configuración bidimensional de octaedros



Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010. p. 30.

3.1.2 Propiedades de las arcillas. Las arcillas presentan ciertas propiedades ligadas a su composición mineralógica que determinan su comportamiento o reactividad ante otros compuestos.

3.1.2.1 Superficie específica. También conocida como área superficial, es el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (esta última se toma en cuenta solo si existe en la configuración) de las partículas que constituyen la arcilla por unidad de masa, se expresa en m^2/g . La interacción sólido-fluido es dependiente de esta propiedad³⁶, en la **Tabla 28**, se presentan algunos ejemplos de superficies específicas para ciertas arcillas, y en la **tabla 29**, el comportamiento de algunas de estas arcillas frente al agua.

3.1.2.2 Capacidad de intercambio catiónico. La capacidad de intercambio catiónico o CEC se define como la cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla, ésta propiedad se determina por los cationes compensadores que se absorben en la superficie de la capa unitaria y que pueden ser intercambiados por otros cationes por lo que actúan como cationes intercambiables de la arcilla, se expresa en 100 g de arcilla seca o meq/100 g³⁷. En la **Tabla 30**, se presentan el rango de CEC de algunos de los minerales arcillosos.

³⁶FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Op. cit. p. 39

³⁷ Ibid., p. 40

Tabla 28. Superficies específicas de las arcillas

Arcilla	Superficie específica (m²/g)
Caolinita de elevada cristalinidad	hasta 15
Caolinita de baja cristalinidad	hasta 50
Halloisita	hasta 60
Illita	hasta 50
Montmorillonita	80 – 300
Sepiolita	100 – 240
Paligorskita	100 - 200

Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010., p 39

Tabla 29. Comportamiento de minerales arcillosos ante el contacto con el agua

Minerales de arcilla vs agua	
Esmectita	(Montmorillonita) arcillas hinchables, sensibles al agua fresca, absorbe agua y se expande
Illita	Se dispersa en agua fresca y migra rápidamente
Capas mezcladas	Capas de esmectita/ illita, arcillas hinchables, no tanto como la esmectita, se dispersan en agua fresca
Caolinita	Afectada por la dispersión y migración, en menor grado que la illita
Clorita	No es sensible al agua fresca, no se hinchan, algunas veces sensible a los ácidos

Fuente. Castillo, Álvaro. Evaluación y optimización de diferentes fluidos de perforación aplicados para el Campo Villano, operado por Agip Oil Ecuador. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería de Ciencias de la Tierra. 2008. 308 p.

Tabla 30. Rango de CEC para minerales arcillosos

Arcilla	CEC (meq/100g)
Esmectita	80-150
Illita	10-40
Clorita	10-40
Caolinita	3-10

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. p. 4B.10

La reacción derivada del intercambio catiónico es diferente para cada mineral arcilloso, debido a la concentración de cationes y aniones junto con su naturaleza, en el caso de la caolinita la reacción es la más rápida. Los primeros estudios desarrollados del intercambio catiónico demostraron que la capacidad de reemplazamiento de los iones se incrementa según la siguiente secuencia:



Entre mayor sea el ion en la secuencia, es decir entre más éste a la derecha más fácil será que dicho ion reemplace a los de la izquierda, por ejemplo, es más fácil que el aluminio reemplace al litio que el litio reemplace al aluminio, los cationes trivalentes son más complejos de reemplazar, caso contrario se da para los monovalentes. El hidrogeno no cumple la secuencia al ser más complejo de reemplazar que los cationes trivalentes³⁸.

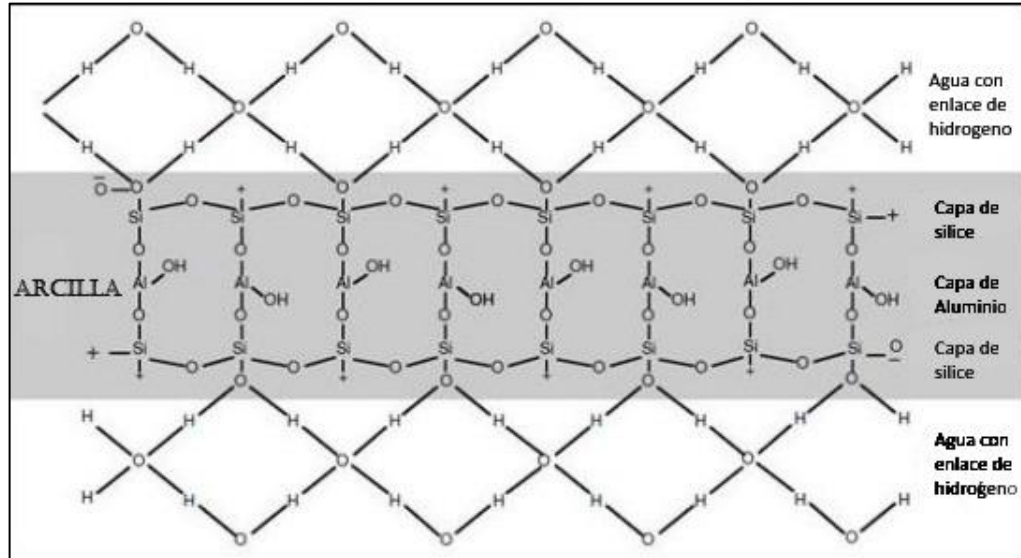
3.1.2.3 Hidratación de arcillas. Las arcillas son estructuras complejas cargadas eléctricamente, la atracción entre las cargas presentes en la molécula de agua y las ubicaciones con carga de las configuraciones de arcilla genera la hidratación de la arcilla. Las arcillas están cargadas negativamente en una gran superficie plana y cargada positivamente en los vértices.

El hidrogeno positivo de la molécula de agua es atraído por la superficie negativa de la arcilla formando un enlace o puente de hidrogeno, como se muestra en la **Figura 21**, este fenómeno de adsorción de agua puede presentar un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de la arcilla.

El intercambio catiónico puede desplazar el agua y flocula las partículas de la arcilla, generado por la fuerza de los enlaces que supera la fuerza de los enlaces débiles presentes en el hidrogeno de la molécula del agua.

³⁸ FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Op. cit. p. 41

Figura 21. Hidratación a través del enlace de hidrogeno



Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010., p 43

La hidratación de las arcillas se origina por medio de tres mecanismos:

- **Hidratación superficial.** Enlace de las moléculas de agua con los átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla.
- **Hidratación iónica.** Hidratación de los cationes de los estratos intermedios con las superficies más cercanas a las moléculas de agua.
- **Hidratación osmótica.** Se presentan en algunas arcillas después de una hidratación iónica, con una humedad del 100%. La illita y la esmectita poseen diferentes grados de hidratación iónica aunque todas las arcillas tienen una hidratación iónica³⁹.

La hidratación de lutitas, por adsorción superficial y osmótica, se presenta por el hecho de que la lutita está compuesta no solo de minerales arcillosos sino también cuarzo y feldespato creando una combinación de mecanismos de hidratación, los minerales no arcillosos (cuarzo y feldespato) no reaccionan, pero los minerales arcillosos como la caolinita, clorita, illita, entre otros, reaccionan hidratándose, la esmectita se hidrata, hincha y reaccionan por acción iónica. Este comportamiento deriva en dos problemas:

³⁹ FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Op. cit. p. 42

- **Hinchamiento.** Expansión de la arcilla por la absorción del agua.
- **Dispersión.** Desintegración del cuerpo de la lutita por el contacto directo con el agua.

3.1.2.4 Estados de las arcillas. Al entrar en contacto con el fluido de perforación las arcillas exhiben varios comportamientos o estados:

- **Estado agregado:** Como las arcillas están compuestas en configuraciones laminares, las láminas pueden ser separadas por la agitación mecánica, y por la hidratación y dispersión de las mismas, incrementando el área superficial desembocando en un aumento de la viscosidad del sistema.
- **Estado disperso:** Subdivisión de las láminas del mineral por la acción de fuerzas mecánicas o por la hidratación, el área superficial aumenta de manera considerable. Bajo una condición estática las láminas se unen formando grupos, lo que es el origen de la fuerza de gel, las caras que están cargadas negativamente se atraen con los bordes de carga positiva.
- **Estado floculado:** Se desarrollan fuerzas netas de atracción presente entre las partículas de arcillas, lo cual permite su asociación obteniendo una estructura suelta. Se incrementa la asociación entre la cara y el borde en las partículas, generando una alta viscosidad y pérdida de filtrado. Algunos de los mecanismos que originan floculación son las altas concentraciones de sales, cationes polivalentes, condiciones de pH y alta temperatura⁴⁰.

3.1.3 Clasificación de arcillas. Las arcillas se clasifican según su comportamiento expandible frente a un medio electrolítico como el agua.

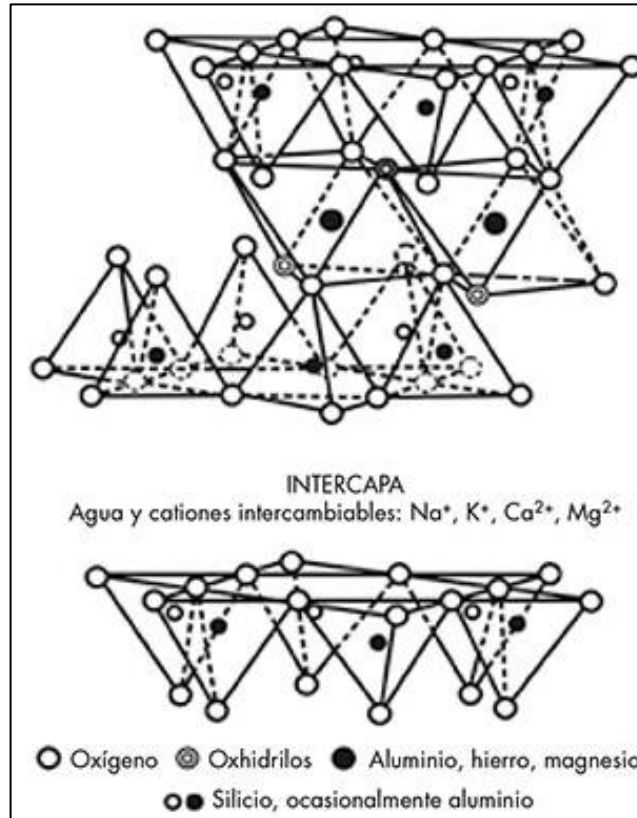
3.1.3.1 Arcillas expandibles. La esmectita o montmorillonita es la principal arcilla expandible, se compone de varias unidades de dos laminas tetraedrales de sílice con una lámina octaedral de aluminio ubicado en el centro, como se muestra en la **Figura 22**. Los átomos comunes de las láminas pasan de ser iones hidroxilos a ser oxígenos, formando enlaces débiles y división entre las unidades vecinas.

El agua y otras moléculas de naturaleza polar (ciertas moléculas orgánicas) ingresan entre las láminas generando una expansión en una dirección, la cantidad de agua que puede ser absorbida por la arcilla es controlada por su estructura y por la naturaleza que presente el catión intercambiable⁴¹.

⁴⁰ FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Op. cit. p. 44-45

⁴¹ FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Op. cit. p. 31

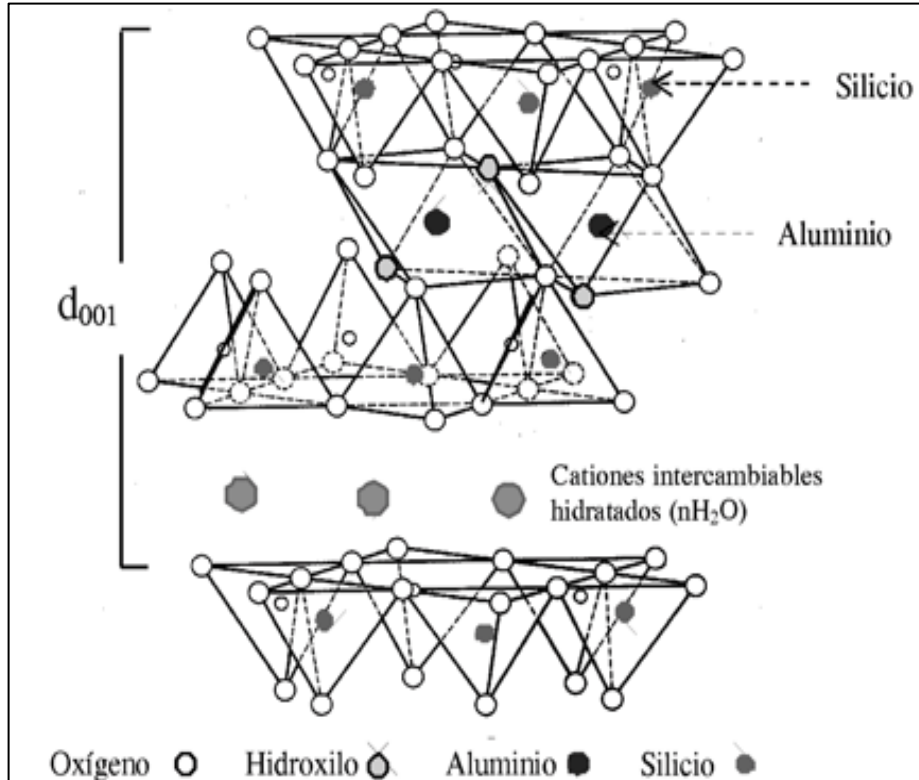
Figura 22. Estructura de la Esmeclita o Montmorillonita



Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010., p. 34

3.1.3.2 Arcillas no expandibles. Entre las arcillas no expandibles se encuentra la illita, su estructura básica, según la **Figura 23**, está constituida por dos laminas tetraedrales de sílice con un capa octaedral de aluminio, no presentan hinchamiento entre capas. En los minerales uno de los cuatro átomos sílice presente en la lámina tetraedral se sustituye por un átomo de aluminio, y la descompensación eléctrica por la carga positiva es neutralizada por el ion de potasio que se ubica sobre la superficie de la capa.

Figura 23. Estructura de la illita



Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010., p. 36

Como las láminas no se separan por la presencia de agua entre ellas, los iones potasio no se consideran en el intercambio, solamente los iones de potasio que se encuentren sobre superficies externas tienen la posibilidad de ser intercambiados por otros cationes, es por esta unión electrostática con los iones de potasio que la illita no se expande, y como solo son intercambiables los cationes de los vértices el valor del intercambio catiónico (CEC) es inferior comparado con el de la esmectita no existe sustitución en la capa octaedral.

Otra arcilla de este tipo es la clorita, su estructura es relacionada con las arcillas que presentan laminas 2:1 como la esmectita, en la **Figura 24** los cationes compensantes de carga entre las láminas de clasificación esmectita son sustituidas por una lámina octaedral de hidróxido de magnesio (antes denominada brucita).

Esta lámina resultante se encuentra desbalanceada por la sustitución del sílice por aluminio, provocando un exceso de carga negativa, el cual es neutralizado por el exceso de carga positiva generado por la lámina de hidróxido de magnesio por la sustitución del magnesio por el aluminio. Como la clorita se encuentra mezclada con otros materiales arcillosos se dificulta obtener un dato referencial de su dispersabilidad así como el estudio de sus características.

La caolinita también es un arcilla no hinchable, como se muestra en la **Figura 25**, está compuesta de una lámina tetraédrica de sílice y un octaédrica de aluminio. Por efecto de la superposición de los planos de iones hidroxilos y oxígeno en unidades adyacentes, las unidades se mantienen ligadas por enlaces de hidrogeno entre las capas, éste mismo fenómeno impide que la arcilla se disperse con facilidad en contacto con el agua.

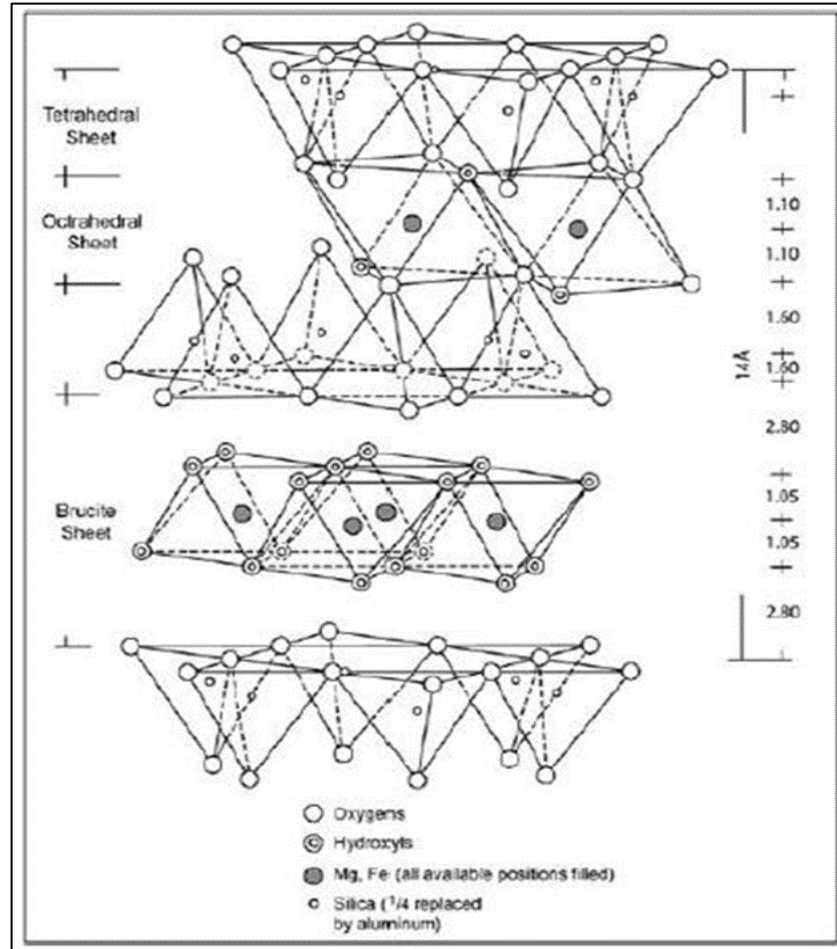
Si bien los minerales pertenecientes al grupo de la caolinita, como la dicrita, nacrita y halloysita no son expandibles en agua, existen ciertos compuestos que pueden expandir sus cristales, como lo son las sales de acetato de potasio y compuestos que posean enlaces fuertes de hidrogeno como la urea e hidracina. Esto se da por que la caolinita no aloja los cationes entre capas, los cationes son adsorbidos sobre las superficies exteriores de las láminas⁴².

3.1.3.3 Arcillas en forma de aguja no hinchables. Son arcillas como la atapulguita o la sepiolita, la forma que presentan las partículas es la causa de la capacidad de aumentar la viscosidad, el tamaño natural de los cristales finos y la configuración de aguja permiten su suspensión así como un alta estabilidad coloidal, incluso ante la presencia de electrolitos, al no ser hinchables presentan un alto grado de filtración, por ello la atapulguita se usa como mejorador de viscosidad en lodos base salmuera y la sepiolita se usa como viscosificante secundario para fluidos geotérmicos y de alta temperatura⁴³.

⁴² FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Op. cit. p. 31-38

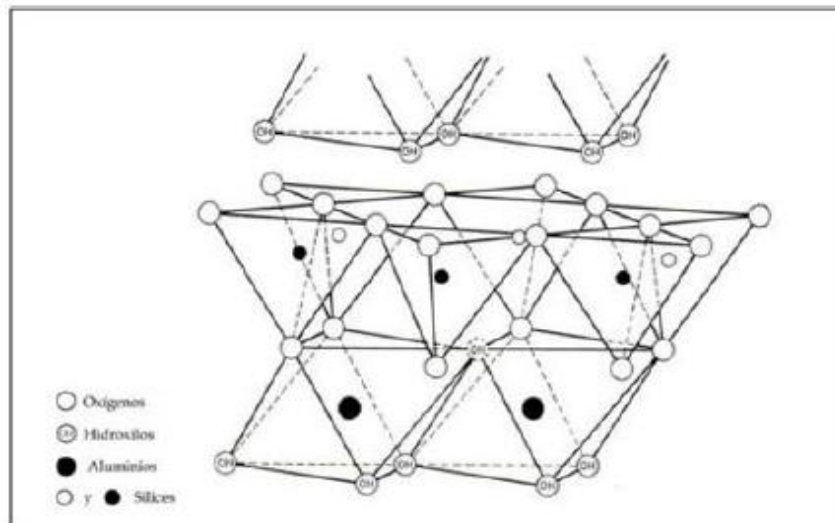
⁴³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. p. 128

Figura 24. Estructura de la clorita



Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010., p. 36

Figura 25. Estructura de la caolinita



Fuente. FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010., p. 38

3.2 CARACTERIZACIÓN DE ARCILLAS

En este punto se realiza la caracterización mineralógica y se evalúa la reactividad de las arcillas presentes en las formaciones Tubará y Porquero del Campo Níspero, mediante el uso y análisis de los cortes de perforación obtenidos del Pozo Níspero-1.

3.2.1 Preparación y almacenamiento de muestras. Se obtienen en total 14 muestras en intervalos de 500 pies iniciando a 1000 pies hasta 8000 pies de profundidad, las muestras corresponden a la sección 12 ¼" y atraviesan las formaciones Corpa, Tubará y Porquero, la distribución de las muestras se presenta en la **Tabla 31**.

Las muestras se entregan en bolsas selladas, dichas muestras son colocadas en bandejas de aluminio, se realiza un lavado con agua con el fin de eliminar rastros del fluido de perforación y después se ubican en el horno por 24 horas a una temperatura de 105 °C con el objetivo de eliminar el exceso de humedad (**Figura 26**) y se preparan para el proceso de macerado, de donde se obtienen las partículas necesarias para realización de las pruebas. Del proceso de macerado se hace pasar las partículas por tamices de mesh 5 – 10 – 12 – 60 – 80 – 100 – 200 (**Figura 27**) y se almacenan en bolsas según el tamaño de partícula.

Tabla 31. Distribución de las muestras por formación del Pozo Níspero 1

<i>Cortes del Pozo Níspero 1</i>				
<i>Formación</i>	<i>Muestra</i>	<i>Profundidad (ft)</i>		
		<i>Tope</i>	<i>Base</i>	
<i>Corpa</i>	1	1000	1500	
	2	1500	2000	
	3	2000	2500	
	4	2500	3000	
	5	3000	3500	
	6	3500	4000	
	7	4000	4500	
	8	4500	5000	
	9	5000	5500	
<i>Tubará</i>	10	5500	6000	
	11	6000	6500	
<i>Porquero</i>	12	6500	7000	
	13	7000	7500	
	14	7500	8000	

Figura 26. Muestras del Pozo Níspero-1 en bandejas de aluminio



Figura 27. Montaje de tamices de mesh 6 – 10 – 12 – 60 – 80 – 100 – 200



Una parte de estas muestras se prepara para la prueba de difracción de rayos X (DRX), con las partículas que pasan por mesh 5 y quedan en mesh 10 se usan para la prueba de Dispersión – Erosión, las partículas que pasan por mesh 100 pero no por mesh 200 se utilizan para la prueba de tiempo de succión capilar (CST), como se muestra en la **Figura 28** y las partículas que pasan por mesh 200 se emplean para la prueba de hinchamiento lineal (LSM).

Figura 28. Partículas retenidas en mesh 200



Inicialmente se logra obtener 50 gramos de cada muestra que pasan por mesh 200 (**Figura 29**) para realizar la prueba de hinchamiento lineal y 30 gramos de cada muestra que atraviesan mesh 100 y se quedan en mesh 200 (**Figura 30**) para la prueba de tiempo de succión capilar.

Figura 29. Partículas que pasaron por mesh 200, partículas traspasadas a capsula de porcelana para determinar su masa



Figura 30. Partículas que pasaron por mesh 100, partículas traspasadas a capsula de porcelana para determinar su masa



3.3 MATRIZ DE PRUEBA

En la **Tabla 32**, se muestra el diseño de la matriz para la elaboración de la prueba CST, elaborada con el fin de seleccionar las muestras que presenten mayor reactividad al tener contacto con agua como fluido. En esta matriz se encuentra la metodología de trabajo para registrar y analizar los resultados obtenidos evaluando cada una de las muestras en agua dos veces con el fin de minimizar el porcentaje de error, en caso de que los resultados registren una diferencia mayor al 20% se realiza la prueba de nuevo dos veces. Para esto se dividen las muestras en 14 intervalos según la profundidad a la que son extraídas y se analizan en agua determinando los mayores tiempos de succión capilar y así las arcillas reactivas.

Las pruebas de Difracción de Rayos X (DRX) y Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) son realizadas en los laboratorios de Halliburton en Houston, Texas y sus resultados están presentados y analizados más adelante.

Tabla 32. Matriz de prueba CST

MATRIZ DE PRUEBA DE LABORATORIO CST PARA LA CARACTERIZACIÓN DE ARCILLAS						
OBJETIVO: Evaluar el tiempo de succión capilar de cada intervalo con el fin de identificar las secciones con las arcillas de mayor reactividad						
PRUEBA	Prueba de succión capilar	OBSERVACIONES	Se seleccionara el intervalo con mayores valores de tiempo de succión capilar evaluados con agua como fluido, lo cual determinara la capacidad de interacción de las arcillas presentes en la muestra al estar en contacto con el agua.	FORMACIONES A EVALUAR	Corpa (1000 ft -5500 ft)	
PARAMETRO	Mayores valores por intervalo				Tubará (5500 ft – 6500 ft)	
TIPO DE VARIABLE	Cuantitativa				Porquero (6500 ft – 8000 ft)	
RESULTADOS OBTENIDOS						
FORMACIÓN	INTERVALO	PROFUNDIDAD		PRIMERA MEDICION (s)	SEGUNDA MEDICION (s)	MEDICIÓN FINAL (s)
		TOPE (ft)	BASE (ft)			
Corpa	1	1000	1500			
	2	1500	2000			
	3	2000	2500			
	4	2500	3000			
	5	3000	3500			
	6	3500	4000			
	7	4000	4500			
	8	4500	5000			
Tubará	9	5000	5500			
	10	5500	6000			
Porquero	11	6000	6500			
	12	6500	7000			
	13	7000	7500			
	14		8000			

4. CARACTERIZACIÓN DE LA REACTIVIDAD DE LAS ARCILLAS PERFORADAS EN EL POZO NÍSPERO-1

En éste, capítulo se describe el procedimiento para la caracterización de las arcillas de las formaciones Tubará y Porquero, a partir de la aplicación de las diferentes pruebas especificadas en la matriz de diseño y también se realiza el análisis de los resultados obtenidos de las mismas. Las pruebas realizadas para la caracterización de arcillas del proyecto están descritas a continuación.

4.1 PRUEBA DE LABORATORIO DRX

4.1.1 Definición. La difracción de rayos X (X Ray Diffractor) es una prueba analítica semicuantitativa⁴⁴ donde se emplean un Difractómetro de rayos X el cual puede determinar la composición mineralógica de los cortes, corazonamientos y minerales, cuantificando su composición, identificando productos reactivos y puede detectar impurezas en las muestras⁴⁵.

De esta prueba se obtiene una gráfica donde la posición de los picos originados de la difracción es la medida de la distancia presente entre los planos de difracción cristalográfica discreta de los minerales, mientras que, la intensidad es una referencia a la cantidad del mineral. Este método o prueba es semicuantitativa debido a que el tamaño y la forma del pico son afectados de manera significativa por la geometría de la medición, la orientación de los minerales y la preparación de las muestras⁴⁶.

Las partículas finas de las arcillas deben ser separadas por tamaño y se miden de manera independiente para que sean detectadas. Para reducir los efectos de la orientación de los minerales se utiliza un método denominado “difracción de rayos X por el método de polvo” que es basado en la pulverización de las muestras.

4.1.2 Metodología para la implementación de la prueba DRX. Las muestras se secan en un horno a una temperatura de 105 °C por 24 horas, transcurrido este tiempo se selecciona una parte de los cortes secos para su empaque y envío al laboratorio de Halliburton en Houston, Texas, Estados Unidos. Las muestras seleccionadas se colocan en recipientes cilíndricos herméticamente sellados como se muestra en la **Figura 31**, todos son etiquetados con el nombre del pozo, profundidad de extracción, lugar de envío y lugar de procedencia, en total son 14 muestras distribuidas como se muestra en la **Tabla 31**, del capítulo anterior.

⁴⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. p. 766

⁴⁵ HALLIBURTON. Baroid Fluids Handbook. 2012. p. 29

⁴⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Difracción de Rayos X [En línea]. [Citado 15 enero 2017]. Disponible en: < http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/x/x-ray_diffraction.aspx >

Figura 31. Empaque de las muestras al laboratorio de Halliburton en Houston, Texas, Estados Unidos



Luego se etiquetan y empaican en una caja para su envío el 9 de agosto de 2016 (**Figura 32**), El laboratorio de Houston realizan las pruebas y entrega los resultados en un intervalo de tiempo no mayor a dos semanas, el día 22 de agosto de 2016.

Figura 32. Envío de las muestras al laboratorio de Halliburton en Houston, Texas, Estados Unidos



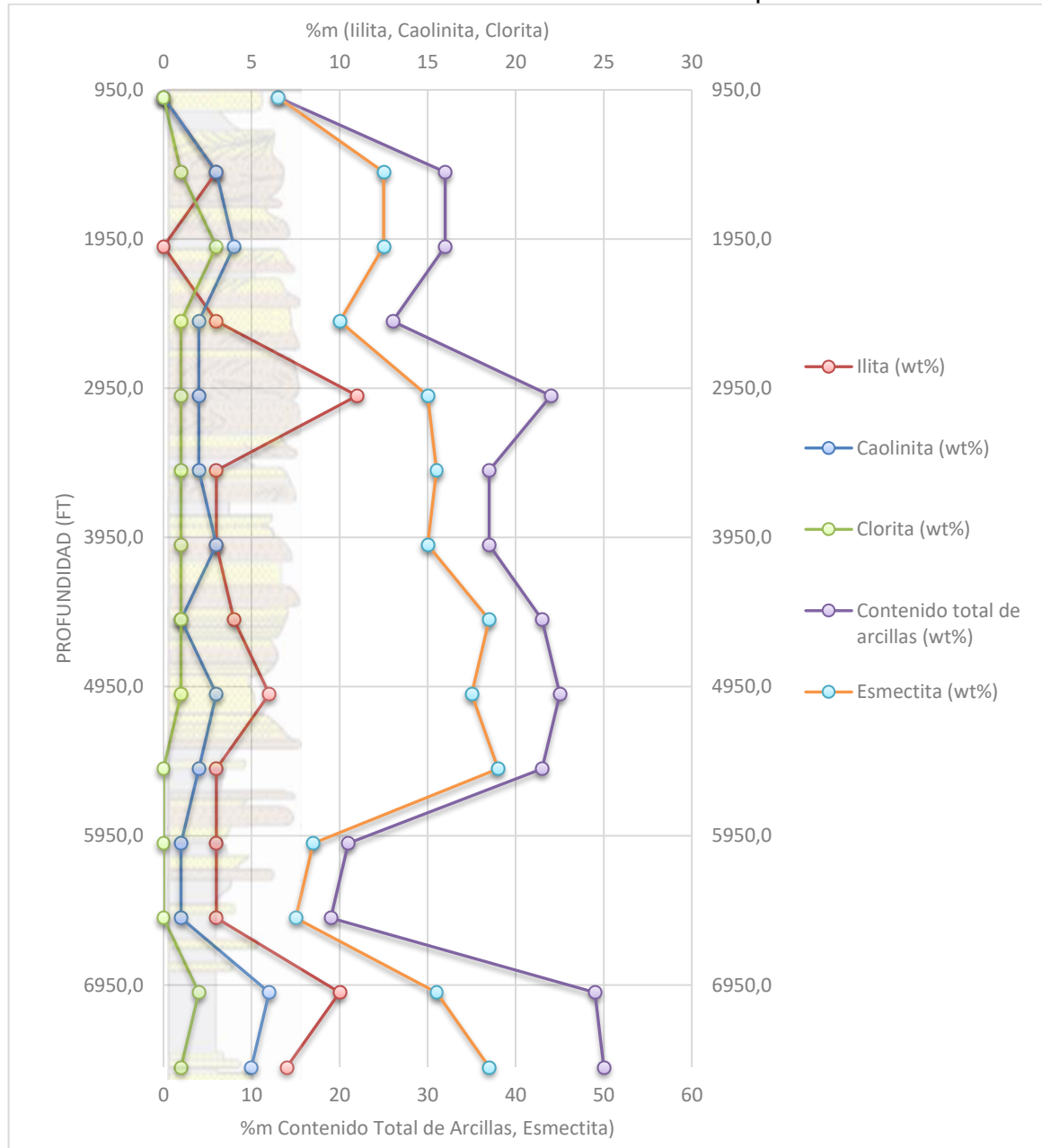
4.1.3 Resultados obtenidos de la prueba DRX. Los resultados reportados por el DRX detallan los componentes mineralógicos de las muestras en porcentaje, los componentes expresados son el cuarzo, plagioclasa feldespatos, calcita, barita, esmectita, illita, clorita, y caolinita, también se registran los valores de la prueba de intercambio (CEC) como se muestra en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Resultados de prueba DRX

<i>Formación</i>	<i>Corpa</i>				
	1000-1500	1500-2000	2000-2500	2500-3000	3000-3500
<i>Profundidad (ft)</i>					
<i>Cuarzo (%m)</i>	79	56	54	46	30
<i>Plagioclasa Feldespato (%m)</i>	2	---	4	17	15
<i>Calcita (%m)</i>	1	6	4	5	4
<i>Barita (%m)</i>	5	6	6	6	7
<i>Esmectita (%m)</i>	13	25	25	20	30
<i>Ilita (%m)</i>	Traza	3	Traza	3	11
<i>Caolinita (%m)</i>	Traza	3	4	2	2
<i>Clorita (%m)</i>	Traza	1	3	1	1
<i>CEC (meq/100 g)</i>	12	22	22	16	27
<i>Profundidad (ft)</i>					
	3500-4000	4000-4500	4500-5000	5000-5500	5500-6000
<i>Cuarzo (%m)</i>	36	43	34	37	26
<i>Potasio feldespato (%m)</i>	---	---	---	2	---
<i>Plagioclasa Feldespato (%m)</i>	19	9	11	5	18
<i>Calcita (%m)</i>	2	4	2	2	3
<i>Barita (%m)</i>	6	7	10	9	10
<i>Esmectita (%m)</i>	31	30	37	35	38
<i>Ilita (%m)</i>	3	3	4	6	3
<i>Caolinita (%m)</i>	2	3	1	3	2
<i>Clorita (%m)</i>	1	1	1	1	Traza
<i>CEC (meq/100 g)</i>	28	28	30	30	32
<i>Formación</i>	<i>Tubará</i>			<i>Porquero</i>	
<i>Depth, ft.</i>	6000-6500	6500-7000	7000-7500	8000	
<i>Cuarzo (%m)</i>	50	48	31	30	
<i>Potasio feldespato (%m)</i>	---	4	---	---	
<i>Plagioclasa Feldespato (%m)</i>	19	12	7	5	
<i>Calcita (%m)</i>	5	10	6	8	
<i>Barita (%m)</i>	5	7	7	7	
<i>Esmectita (%m)</i>	17	15	31	37	
<i>Ilita (%m)</i>	3	3	10	7	
<i>Caolinita (%m)</i>	1	1	6	5	
<i>Clorita (%m)</i>	Traza	Traza	2	1	
<i>CEC (meq/100 g)</i>	15	14	28	30	

De los minerales reportados en la anterior tabla, los de mayor relevancia para el proyecto son los minerales de naturaleza arcillosa, es decir, la esmectita, la ilita, la caolinita y la clorita, en la **Grafica 2**, se muestra la cantidad de estos minerales arcillosos en función de la profundidad.

Gráfica 2. Minerales arcillosos en función de la profundidad



4.1.4 Análisis de resultados de la prueba DRX. Según los intereses del trabajo, los ítems a evaluar dentro de la composición mineralógica obtenida son aquellos minerales arcillosos que presentan reactividad al contacto con el agua, estos son: Esmectita, illita, caolinita y clorita; el comportamiento de la cantidad de estos minerales respecto a la profundidad se detalla en la **Gráfica 2**. Las variaciones que se visualizan en la gráfica indican cambios en la mineralogía independientes del tipo de roca presente en la formación.

Dentro de los cuatro minerales arcillosos que se tienen en cuenta para el análisis, el que se encuentra en mayor proporción es la esmectita, a partir de esto se procede se realiza la comparación entre el CEC, el porcentaje de esmectita y el porcentaje total de arcillas en la **Gráfica 3**, comprobando así la relación proporcional existente entre la cantidad de arcillas y el valor del CEC.

Esta se divide en cuatro zonas o intervalos de interés que presentan los mayores valores de CEC y de contenido total de arcillas y por lo tanto son potencialmente reactivas, estos intervalos son identificados de uno a cuatro con una convención en forma de pentágono. Las zonas que registran los menores valores tienen menor interacción con el agua por lo cual no son tomados en cuenta dentro del análisis de la reactividad.

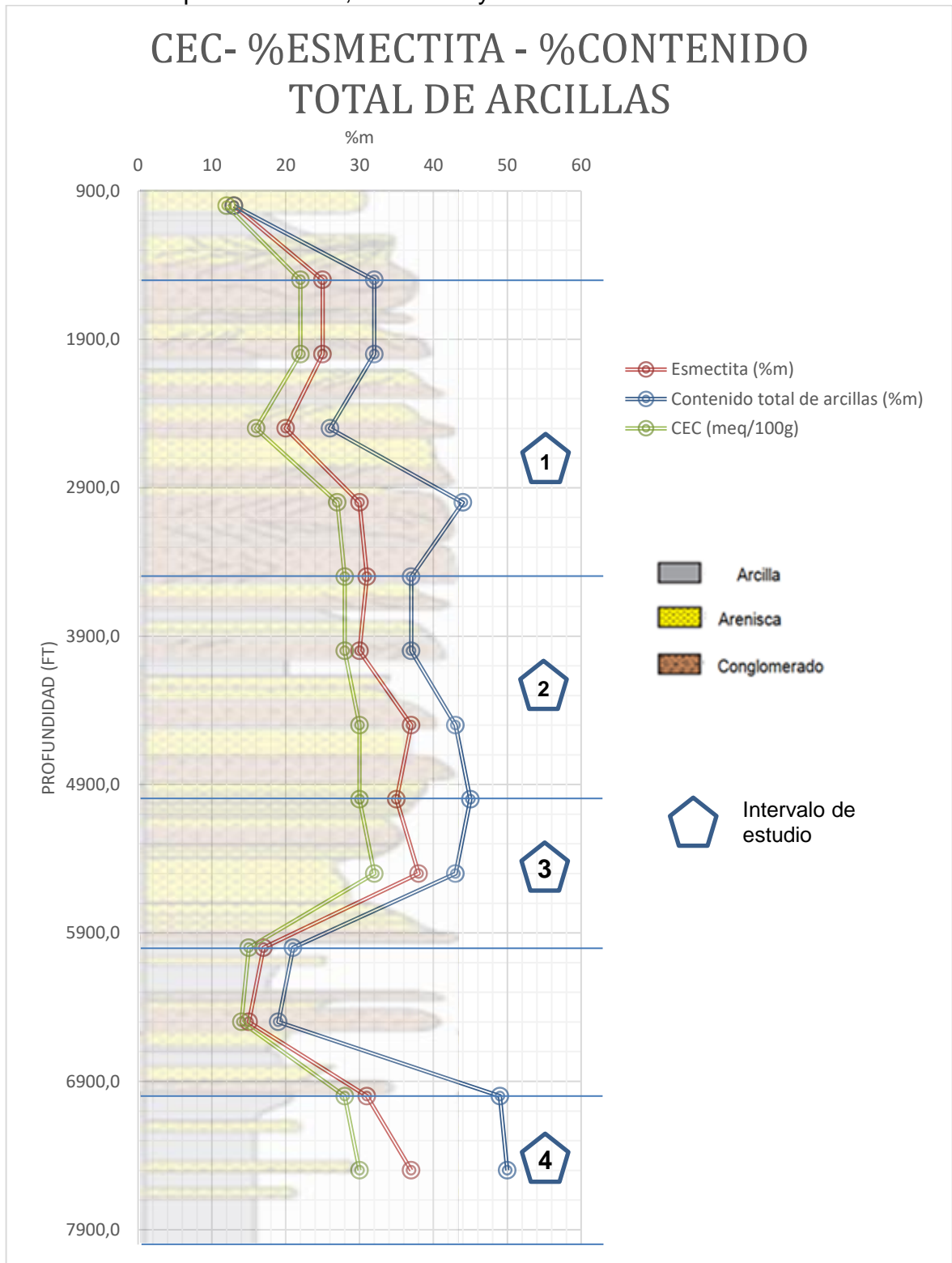
En el intervalo uno se encuentra valores altos de esmectita, porcentaje de arcilla y CEC (por encima de la línea de referencia para cada serie de la gráfica), lo que indica alta reactividad al contacto con el agua, correspondiente a la Formación Corpa, como se puede observar en la gráfica está compuesta litológicamente por areniscas, arcillas y conglomerados.

Debido a su configuración se tienen valores bajos de contenido de arcilla y CEC, los valores altos mostrados por la gráfica corresponden a las pequeñas intercalaciones de arcillas presentes entre los conglomerados. El intervalo dos también corresponden a la Formación Corpa, que posee un mayor espesor de unidades de arcilla por lo que se genera un incremento estabilizado en el contenido de arcillas y el CEC, por lo que evidencia una mayor reactividad que el intervalo uno, a pesar de tener grandes espesores de conglomerados y areniscas.

Al final del intervalo tres, se detallan dos grandes espesores de arcillas separados por una intercalación de arenisca, corresponde a la Formación Tubará, la cual es una de las formaciones problemáticas del campo, entre el intervalo tres y cuatro se encuentran unidades de conglomerados y areniscas que no son reactivas por lo que no se tienen en cuenta como intervalos objetivo para la evaluación de reactividad.

El intervalo cuatro corresponde a la Formación Porquero, la cual presenta grandes unidades de arcillas reactivas con un espesor cercano a 1000 ft por lo que los valores de CEC y el contenido de minerales arcillosos son altos dando lugar a una zona de mayor reactividad que las anteriores.

Gráfica 3. Comparación CEC, esmectita y contenido total de arcilla



4.2 PRUEBA DE LABORATORIO CST

4.2.1 Definición. En un principio, es diseñada para evaluar la filtrabilidad de barro utilizado en los alcantarillados de Inglaterra; en términos generales la prueba CST (capilar suction time) es un ensayo de filtración estática del fluido, mide el tiempo que se demora en fluir el agua libre entre dos sensores sensibles al agua usando como medio un papel filtro,

Su uso principal es el de evaluar el revoque de un fluido de perforación base agua, aunque la prueba también es utilizada para evaluar las propiedades coloidales de las arcillas y lutitas y en la industria petrolera para determinar la reactividad de las formaciones arcillosas ante la presencia de agua, ayudando a optimizar las concentraciones de electrolitos y disminuir su efecto sobre las mismas.

Para el ensayo de tiempo de succión capilar (CST), se debe mantener constante la concentración de arcillas en el fluido y el tiempo de mezclado, de ésta manera se puede variar las propiedades químicas como el pH del fluido, la concentración de sales y la concentración de inhibidores.

Esta prueba refleja el estado de acumulación y dispersión de las arcillas al ser sometidas a un fluido base agua, estos conceptos ayudan a la descripción del tamaño y la interacción de las partículas con el sistema. La acumulación se da cuando la interacción entre las partículas y el fluido es débil mientras que la fuerza de atracción entre las partículas es significativa; el resultado que presenta éste efecto se ve reflejado en altas resistencias de gel y tasas de filtración altas. El efecto contrario es denominado dispersión o floculación, en este la fuerza de atracción de las partículas es muy débil y la interacción partícula-fluido es alta, teniendo como resultado bajas resistencias de gel y de tasas de filtración.

4.2.2 Metodología para la implementación de la prueba CST. Como se menciona en el capítulo anterior, luego de secar las muestras por 24 horas a una temperatura de 105 °C, se realiza el montaje y se procede a macerarlas y tamizarlas por 100 mesh para conseguir aproximadamente 30 gramos de cada intervalo.

El tamaño las partículas son menores a 100 mesh pero no atraviesan el tamiz de 200 mesh. En la **Figura 33**, se muestra la configuración de CST utilizada para realizar las pruebas, donde se pueden visualizar los electrodos separados radialmente y el cronometro que mide el tiempo que demora el fluido llegar de un electrodo al otro.

Figura 33. Montaje prueba CST



Fuente. Direct Industry

En el **Diagrama 11**, se encuentra el procedimiento para la ejecución de la prueba de tiempo de succión capilar (CST) en agua y en la **Figura 34**, se encuentra el montaje más detallado de la prueba con una de las muestras evaluadas, donde se observan los dos sensores que dan inicio a la prueba ubicados en la circunferencia y el tercer sensor que marca el final de la prueba.

Figura 34. Montaje prueba de CST con Muestra

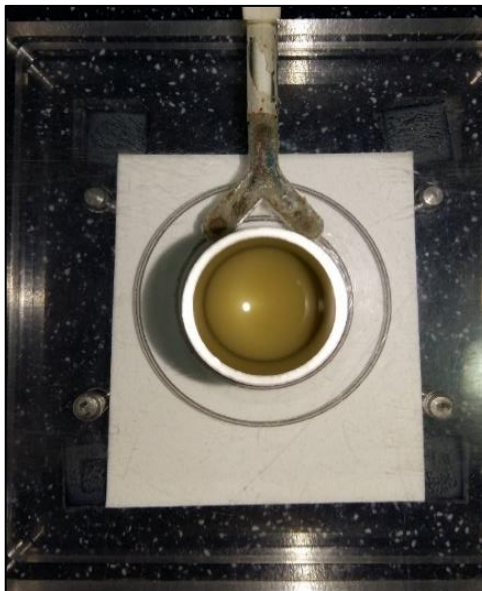
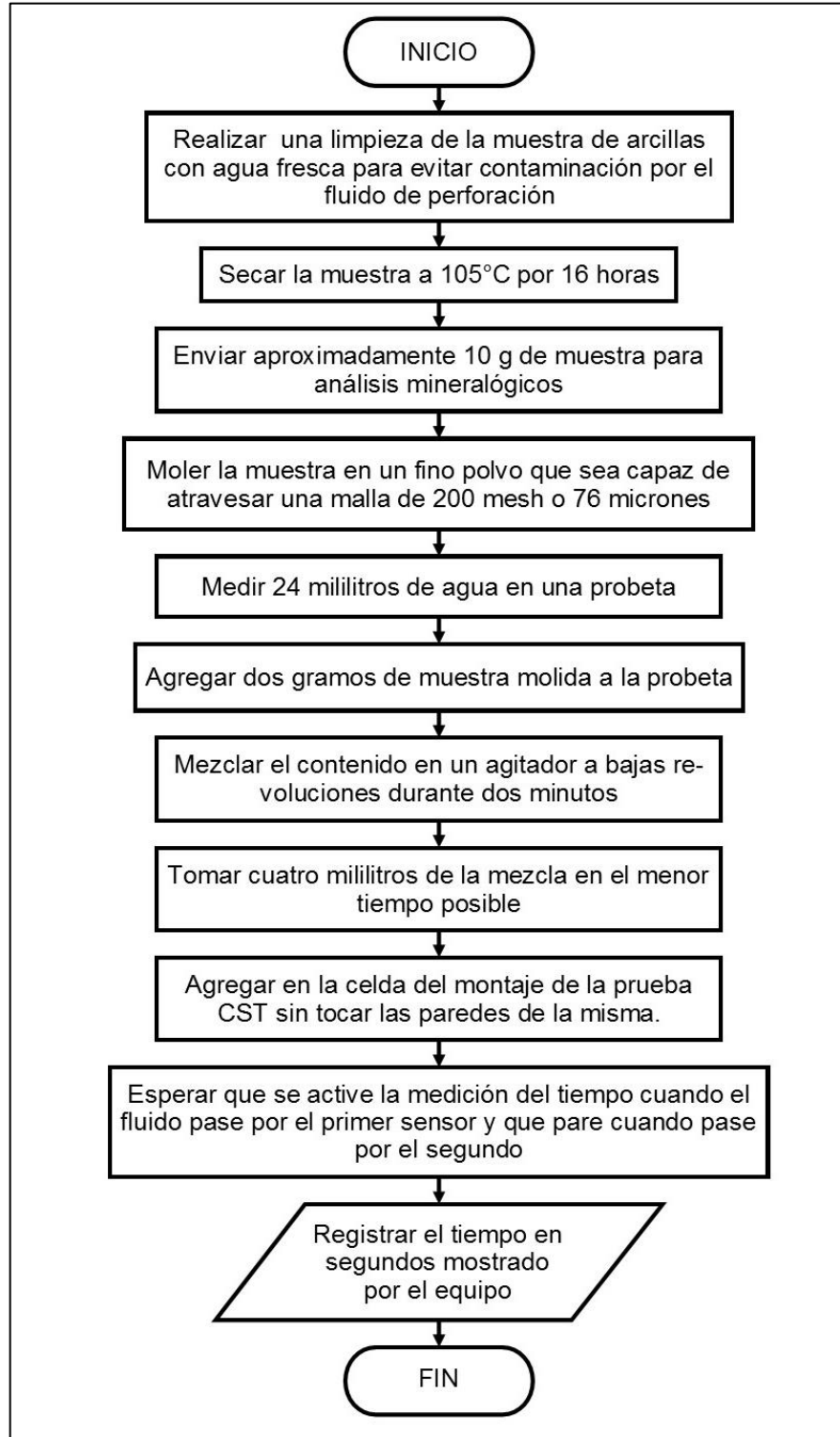


Diagrama 11. Procedimiento para la prueba CST



Fuente. HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Capillary Suction Time. 2004

4.2.3 Implementación de la prueba CST. Para la preparación del fluido a utilizar durante la prueba para evaluar la reactividad de las arcillas se toman 24 mililitros de agua destilada, a estos se agregan 2 g, pesados con anterioridad, de la muestra a evaluar y se agita la muestra a bajas revoluciones por un tiempo de 2 min.

Este procedimiento es realizado para cada una de las 14 muestras a evaluar siguiendo los mismos parámetros con el fin de que los resultados sean significativos y puedan ser comparados; uno de los cuales está relacionado con la celda que se utiliza en la prueba, esta celda tiene dos diámetros diferentes en cada extremo, para efectos del proyecto,

Se utiliza el de menor diámetro ya que los tiempos de succión capilar de estas arcillas no son tan altos. Con un mayor diámetro, existe un mayor área de filtrado y el tiempo es menor, pero no se puede comparar con los resultados obtenidos con el menor diámetro. Se extraen 3 mililitros de esta mezcla con una jeringa para la realización de la prueba.

Cada una de la pruebas son ejecutadas dos veces para tener mayor confiabilidad en los resultados, las cuales se promedian para la presentación de los resultados; Cuando se registran tiempos con diferencias mayores a 20% se debe realizar otras dos pruebas preparando un fluido nuevo para cada una, con el fin de evitar cambios en las concentraciones, repitiendo así todo el procedimiento para la medición del tiempo de succión capilar en agua.

4.2.4 Resultados obtenidos de la prueba CST. En la **Tabla 34**, se muestran los datos obtenidos de las pruebas CST para cada una de las muestras en agua destilada, el CST final es el promedio de las dos mediciones realizadas por cada muestra, representados en segundos. De las últimas dos profundidades, teniendo en cuenta que los tiempos eran considerablemente altos, solo se realiza una medición, dejando el mismo valor para el CST final.

El análisis de estos resultados es utilizado para la agrupación de las muestras teniendo en cuenta su reactividad y su composición. Las muestras de mayor interés son las pertenecientes a las Formaciones Tubará y Porquero, ya que, según los resultados obtenidos de la prueba de DRX, tienen mayor cantidad de minerales arcillosos.

Tabla 34. Resultados de la prueba CST

Muestra	Formación	Profundidad		CST 1 (s)	CST 2 (s)	CST Final (s)
		Tope (ft)	Base (ft)			
1	Corpa	1000	1500	184,8	237,7	211,3
2		1500	2000	317,4	327,5	322,5
3		2000	2500	310,1	245,5	277,8
4		2500	3000	319,0	335,6	327,3
5		3000	3500	273,2	286,3	279,8
6		3500	4000	312,4	311,6	312,0
7		4000	4500	496,4	476,2	486,3
8		4500	5000	565,8	503,4	534,6
9		5000	5500	651,1	691,5	671,3
10	Tubará	5500	6000	639,3	418,7	529,0
11		6000	6500	315,8	316,7	316,3
12	Porquero	6500	7000	521,0	583,3	552,2
13		7000	7500	1354,3	--	1354,3
14			8000	3029,3	--	3029,3

4.2.5 Análisis de resultados de la prueba CST. Se realiza la prueba para todas las muestras a diferentes intervalos de profundidad utilizando como fluido para la prueba, agua destilada.

4.2.5.1 Reactividad de las arcillas en contacto con agua. Debido a que la prueba de CST y la prueba de CEC miden la reactividad de la arcilla, en la **Gráfica 4**, se comparan ambas pruebas respecto a la profundidad. Con esto se busca determinar las zonas con mayor reactividad ante la presencia de agua.

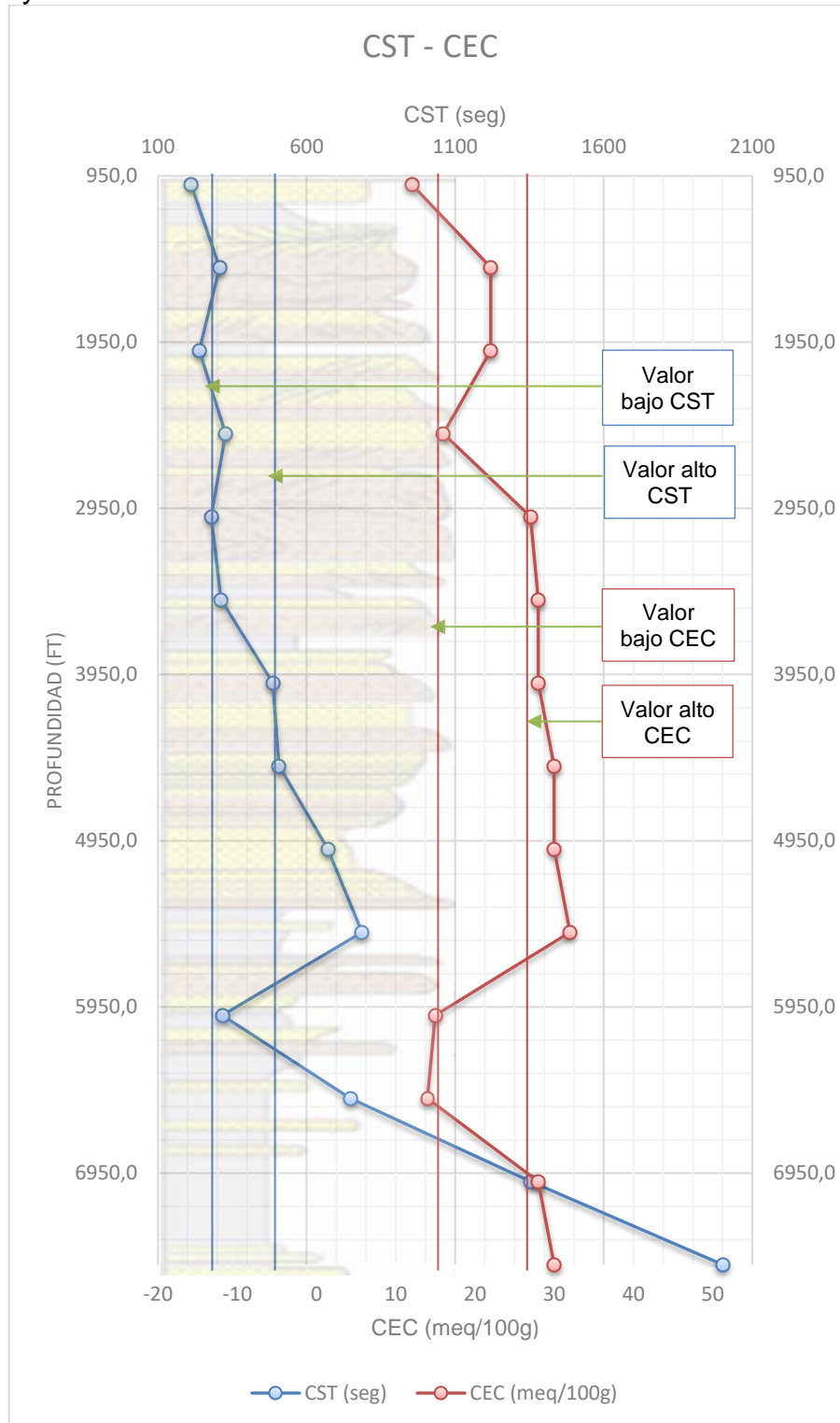
En la zona más somera, perteneciente a la Formación Corpa, las gráficas registran una variación en el comportamiento, el CST muestra menor reactividad que la registrada con la prueba de CEC hacia el intervalo de profundidad de 1500 ft a 2500 ft, el efecto contrario se visualiza en el siguiente intervalo (2500 ft – 3000 ft) en el que el CST tiene mayor reactividad que el indicado en la prueba CEC.

El comportamiento desde este punto hasta 8000 ft evidencia el mismo potencial reactivo. Las anomalías en los resultados de CST que se visualizan al compararlo con el CEC, pueden ser explicados al considerar la posible contaminación de las primeras muestras al ser manipuladas en el laboratorio o a la incertidumbre del sensor utilizado durante la prueba.

Considerando el comportamiento de la **Gráfica 4**, los intervalos de 4500 ft a 6000 ft y de 7000 ft a 8000 ft son los que mayor tendencia reactiva registran ante la presencia de agua y corresponden a las Formaciones Tubará y Porquero (intervalos tres y cuatro). Los valores altos de CST y CEC (los valores mayores a partir de la línea de referencia para CST y CEC) se encuentran en los intervalos más reactivos.

A partir de los resultados comparativos se toma la decisión de unir las muestras en los cuatro intervalos identificados con la prueba de DRX, debido a que el comportamiento reactivo manifestado se demuestra con los valores altos registrados en la prueba de CST, con intervalos se realizan las pruebas de LSM y dispersión y erosión.

Gráfica 4. Comparación de los resultados de las pruebas CST y CEC



5. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados de las pruebas realizadas para la caracterización de las muestras de arcilla obtenidas de la sección intermedia del Pozo Níspero- y del comportamiento de la interacción roca-fluido con las diferentes formulaciones de fluidos inhibidores preparados, así como también de las pruebas realizadas para determinar las propiedades físicas y químicas de dichas formulaciones.

5.1 FORMULACIÓN BASE DEL FLUIDO INHIBIDOR

El fluido de perforación base preparado en el laboratorio para la evaluación de los inhibidores de arcilla se describe en la **Tabla 35**, junto con las concentraciones utilizadas.

Tabla 35. Concentraciones de la formulación base del fluido inhibidor

Producto	Función	Concentración (lpg)
Glutaraldehido	Bactericida	0,5
Carbonato de calcio 50/150	Agente puenteante	20
Polímero de goma xántica	Viscosificante/agente de suspensión	1
Barita	Densificante	@10.8 lpg
Cal	Alcalinidad	@ 10
Polisacárido	Controlador de filtrado	1,5
Polímero acrílico modificado	Controlador de filtrado	2,75
Surfactante	Anti acreción	2

Fuente. Halliburton

La composición de formulación base es la misma utilizada en el Pozo Níspero-1 y sus componentes están descritos en la **Sección 2.6.2**.

5.2 INHIBIDORES A EVALUAR

Luego de preparar el fluido base se procede a adicionar como agente inhibidor las combinaciones de aditivos mostradas en la **Tabla 36**. Las concentraciones señaladas en la tabla son seleccionadas por el equipo técnico de Halliburton debido a que las muestras no eran suficientes para hacer una sensibilización.

Para la selección de las concentraciones se tienen en cuenta diferentes aspectos, en el caso del acetato de potasio, la concentración utilizada es baja para todas las formulaciones, debido a que es la primera vez que se evalúa la inhibición de las arcillas del campo con una sal y a su alto costo, ya que si se utiliza a una concentración alta se puede generar un aumento en los costos de operación; la

concentración del Polímero Amina es alta debido a que no presenta los mejores resultados en la inhibición de las arcillas del campo, adicionalmente se decide combinarlo con otros dos inhibidores para comprobar si registra mejores resultados; la contracción del glicol es baja debido a que es la primera vez que se emplea en la zona y se emplea junto con el acetato de potasio ya que la naturaleza de inhibición de ambos aditivos son complementarias; la concentración del polímero de bajo peso molecular es intermedia debido a que se desconoce la inhibición con este aditivo, por lo que se parte de un punto intermedio y se analiza sin ningún otro inhibidor; por último la concentración del estabilizador de arcillas es baja dado que se evalúa con junto con una alta concentración del polímero amina.

Tabla 36. Concentraciones de los inhibidores de cada formulación

<i>Formulación</i>	
1	Acetato de Potasio (7 lpb) + Polímero Amina (9 lpb)
2	Acetato de Potasio (7 lpb) + Glicol (9 lpb)
3	Polímero de bajo peso molecular (9 lpb)
4	Acetato de Potasio (7 lpb)
5	Polímero Amina (7 lpb) + Estabilizador de Arcillas (3 lpb)

Fuente. HALLIBURTON. Hoja de trabajo para laboratorio: Pozo Níspero-1. 2016. Bogotá D.C.

5.2.1 Acetato de Potasio. Es una sal de potasio del ácido acético que se utiliza para estabilizar arcillas intercambiando los iones de calcio por iones de potasio convirtiendo la estructura arcillosa en una estructura tipo mica de tal manera que disminuyen su hidratación e hinchamiento. Es utilizado en salmueras de alta densidad y su solubilidad aumenta debido al incremento de la temperatura. En la **Tabla 37**, se encuentran algunas propiedades básicas del acetato de potasio y en el **Anexo O**, corresponde a su hoja de seguridad.

Tabla 37. Propiedades del Acetato De Potasio

<i>Propiedad</i>	
Aspecto	Polvo blanco cristalino
Gravedad específica	1,6
Masa Molar	98,15 g/mol
Solubilidad en agua	887 l/bbl @ 68°F (20°C)
	1724 l/bbl @ 144°F (62°C)

Fuente. HALLIBURTON. Hoja de seguridad acetato de potasio. 2016

5.2.2 Glicol. Es un inhibidor de lutitas para fluidos base agua que modifica la estructura del agua absorbida ofreciendo una barrera para la invasión de agua a la formación, también proporciona lubricidad y reduce las tasas de dilución, mejora la penetración y tiene un bajo impacto ambiental. También mejora la estabilidad térmica de los polímeros y no es afectado por contaminantes. En la **Tabla 38**, se encuentran algunas propiedades del Glicol y en el **Anexo P**, está la hoja de seguridad del producto.

Tabla 38. Propiedades del Glicol

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Líquido limpio y viscoso
<i>Gravedad específica</i>	1,020 – 1,035
<i>Punto de inflamación</i>	325°F (163°C)
<i>Solubilidad en agua</i>	Soluble a 68°F (20°C)

Fuente. HALLIBURTON. Hoja de seguridad glicol. 2016

5.2.3 Polímero de Bajo Peso Molecular. Es un polímero que se utiliza para estabilizar arcillas reactivas a partir de la inhibición de la absorción de agua, disminuyendo así las tendencias a hincharse y dispersarse, también ayuda a flocular arcillas dispersas y partículas coloidales, tiene gran desempeño en fluidos base potasio y es utilizado en fluidos con agua fresca, mínimos efectos tóxicos en el ambiente y es altamente biodegradable, baja afectación en las propiedades del lodo y la viscosidad. En la **Tabla 39**, se encuentran algunas propiedades del polímero de bajo peso molecular y en el **Anexo Q**, está la hoja de seguridad del producto.

Tabla 39. Propiedades del Polímero de Bajo Peso Molecular

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Transparente y viscoso
<i>Gravedad específica</i>	1,03
<i>Estable a temperaturas de</i>	250°F (121°C)

Fuente. HALLIBURTON. Hoja de seguridad polímero de bajo peso molecular. 2016

5.2.4 Estabilizador de Arcillas. Inhibidor usado en fluidos base agua para el control de arcillas y lutitas reactivas, también sella poros y micro fracturas en la formación, reduce el embotamiento de la broca y las tendencias de acreción, incrementa también la lubricación del lodo. Provee un desempeño en la inhibición de arcillas en un fluido base agua similar al que tiene un fluido base aceite, no tiene componentes provenientes de hidrocarburos ni aceites. En la **Tabla 40**, se encuentran algunas propiedades del estabilizador de arcillas y en el **Anexo R**, está la hoja de seguridad del producto.

Tabla 40. Propiedades del estabilizador de arcillas

<i>Propiedad</i>	
<i>Aspecto</i>	Líquido amarillo oscuro
<i>Gravedad específica</i>	1,36
<i>pH</i>	11,9
<i>Estable a temperaturas de</i>	325°F (163°C)

Fuente. HALLIBURTON. Hoja de seguridad estabilizador de arcillas. 2016

5.3 MATRIZ DE DISEÑO DE PRUEBAS

Las pruebas realizadas a las muestras del Pozo Níspero-1 utilizando las cinco diferentes formulaciones inhibidoras mencionadas se detallan en la **Tabla 41**, en donde se encuentra la matriz de diseño de pruebas especiales.

Se ejecutan las pruebas de Hinchamiento Lineal (LSM), de Dispersión y Erosión y de Succión Capilar (CST), la primera prueba se realiza a los cuatro intervalos definidos por las pruebas de caracterización de las arcillas como los más reactivos y de interés para el proyecto, para la prueba de Dispersión y Erosión, debido a la limitada cantidad de muestras de cada intervalo se decide agrupar todos los intervalos y evaluar cada formulación para todas las formaciones al mismo tiempo, la prueba de CST es realizada únicamente para dos de los inhibidores utilizados en las formulaciones, por separado y luego combinados, únicamente para la Formación Porquero, la cual es la más problemática.

Tabla 41. Matriz de pruebas especiales

MATRIZ DE PRUEBAS ESPECIALES INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO							
OBJETIVO: Seleccionar el fluido de perforación que muestre mejor desempeño al contacto con las formaciones presentes en las muestras a evaluar, demostrando su capacidad de inhibición de minerales arcillosos							
FORMULACIÓN BASE	Polisacárido (1,5 lpb)			FORMULACIONES A EVALUAR	CONCENTRACIONES		
	Glutaraldehido (0,5 lpb)				F1. Acetato de Potasio (7 lpb) + Polímero Amina (9 lpb)		
	Barita (@ 10,8 lpg)				F2. Acetato de Potasio (7 lpb) + Glicol (9 lpb)		
	Surfactante(2 lpb)				F3. Polímero de bajo peso molecular (9 lpb)		
	Polímero Acrílico Modificado (2,75 lpb)				F4. Acetato de Potasio (7 lpb)		
	Polímero de Goma Xántica (1 lpb)				F5. Polímero Amina (7 lpb) + Estabilizador de Arcillas (3 lpb)		
PRUEBA	HINCHAMIENTO LINEAL (LSM)			INTERVALOS A EVALUAR	FORMACIONES		MUESTRAS
PARÁMETRO	Valor de hinchamiento más bajo en un tiempo base de 72 horas o hasta estabilizar				1. Corpa (1500 ft -3500 ft)		2 - 5
TIPO DE VARIABLE	Cuantitativa				2. Corpa (3500 ft- 5000ft)		6 - 8
OBSERVACIONES	Se utilizan núcleos con 20 gramos de muestra hidratada, según disponibilidad de muestra se determina cantidad de núcleos				3. Corpa –Tubará (5000 ft-6000 ft)		9 – 10
					4. Porquero(7000 ft – 8000 ft)		13 – 14
INTERVALO	ESPESOR INICIAL	RESULTADOS POR FORMULACION (%)					
		BASE	UNO	DOS	TRES	CUATRO	CINCO
1							
2							
3							
4							

Tabla 41. (Continuación)

MATRIZ DE PRUEBAS ESPECIALES INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO					
PRUEBA	DISPERSION Y EROSIÓN		TIPO VARIABLE DE	Cuantitativa	
PARÁMETRO	Valores más bajos de porcentaje de erosión		INTERVALO A EVALUAR	Formaciones Corpa, Tubará y Porquero (1000 ft a 8000 ft)	
OBSERVACIONES	Debido a la poca disponibilidad de muestras se decide agrupar todos los intervalos utilizando 15 gramos de muestra en medio barril de laboratorio de cada formulación. Rolado de 16 horas a 150 °F, secado de 12 horas a 220 ° F				
RESULTADOS DE LA PRUEBA					
FORMULACIÓN	F1	F2	F3	F4	F5
PORCENTAJE DE EROSIÓN					
PRUEBA	PRUEBA DE SUCCIÓN CAPILAR		TIPO VARIABLE DE	Cuantitativa	
PARÁMETRO	Valores más bajos de tiempo de succión capilar		INTERVALO A EVALUAR	Formación Porquero (7000 ft a 800 ft)	
OBSERVACIONES	Se realiza la prueba únicamente para la Formación Porquero con dos inhibidores específicos		INHIBIDORES A EVALUAR	1. Polímero Amina (9 lpb)	
				2. Estabilizador de Arcillas (9 lpb)	
				3. Polímero Amina (5 lpb) + Estabilizador de Arcillas (4 lpb)	
RESULTADOS DE LA PRUEBA					
INHIBIDOR	PRIMERA MEDICIÓN (S)		SEGUNDA MEDICIÓN (S)		MEDICIÓN FINAL (S)
1					
2					
3					

5.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para la selección del fluido de perforación inhibidor de arcillas más eficiente técnicamente se tiene en cuenta las pruebas realizadas a los cortes extraídos del Pozo Níspero-1 para la caracterización de arcillas como lo son la prueba DRX, CEC y CST (con agua), y las pruebas realizadas con las formulaciones propuestas evaluando su capacidad para inhibir las arcillas presentes, estas pruebas son LSM y Dispersión y Erosión que se describen en este capítulo.

El primer paso para selección es usar las pruebas de caracterización de arcillas (DRX, CEC y CST) para determinar los intervalos más reactivos de la segunda sección del pozo, a raíz de los resultados de estas pruebas se agrupan las muestras del pozo en cuatro intervalos de análisis, con esto se determina que estos cuatro intervalos son los más reactivos por lo que se les asigna un peso o un grado de importancia expresado en porcentaje (%), la distribución de este peso o grado de importancia depende exclusivamente de la reactividad de las arcillas por lo que entre mayor sea la reactividad del intervalo mayor será el grado de importancia, la distribución del peso o grado de importancia según las pruebas de caracterización de arcillas se muestra en la **Tabla 42**.

Con este grado de importancia asignado a cada intervalo se procede a analizar los resultados obtenidos en las pruebas realizadas con las formulaciones inhibidoras propuestas, tales como la prueba LSM, y Dispersión y Erosión, a los resultados obtenidos en estas pruebas se les asigna una calificación por intervalo según su desempeño comparándolas entre ellas, esta calificación es de uno a cinco, siendo cinco el mejor resultado y uno el peor.

Adicionalmente se tiene en cuenta que las formulaciones cumplan con los requerimientos operacionales establecidos por la compañía para la perforación de la sección intermedia, según estos resultados se les asigna una calificación una calificación de diez a cincuenta según criterio de los autores del proyecto, siendo cincuenta el mejor resultado comparándolo con los parámetros operacionales, los cuales se detallan en la **Tabla 43**.

Por último el fluido de perforación que obtenga el mejor resultado en los intervalos más reactivos según los criterios de selección previamente establecidos, se compara con el fluido de perforación usado en la sección intermedia del Pozo Níspero-1, todas las apreciaciones dadas en el criterio de selección tales como grado de importancia y calificación son establecidos a juicio de los autores del proyecto.

Tabla 42. Criterios de selección para caracterización de arcillas

Muestras	Intervalo	DRX				Comportamiento General del Intervalo				Grado de importancia (%)
		CST (seg)	CEC (meq/100 g)	Esmectita (%m)	Contenido de Arcillas (%m)	CST (seg)	CEC (meq/100 g)	Esmectita (%m)	Contenido de Arcillas (%m)	
2	1	307	22	25	32	288	22	25	34	10
3		239	22	25	32					
4		327	16	20	26					
5		279	27	30	44					
6	2	312	28	31	37	435	29	33	39	20
7		486	28	30	37					
8		507	30	37	43					
9	3	671	30	35	45	729	31	37	44	25
10		787	32	38	43					
13	4	1354	28	31	49	1677	29	34	50	45
14		2000	30	37	50					

Tabla 43. Parámetros operacionales sección intermedia Pozo Níspero-1

Parámetro	Unidad	Rango	Parámetro	Unidad	rango
Densidad	ppg	9,2 – 10,6	Gel 10 min	lb _f / 100 ft ²	10 - 20
Yield Point	lb _f / 100 ft ²	15 – 25	pH	--	10 – 11
Gel 10 s	lb _f / 100 ft ²	5 – 10	filtrado	ml / 30 min	6 – 10

5.5 PRUEBA DE LABORATORIO DE HINCHAMIENTO LINEAL

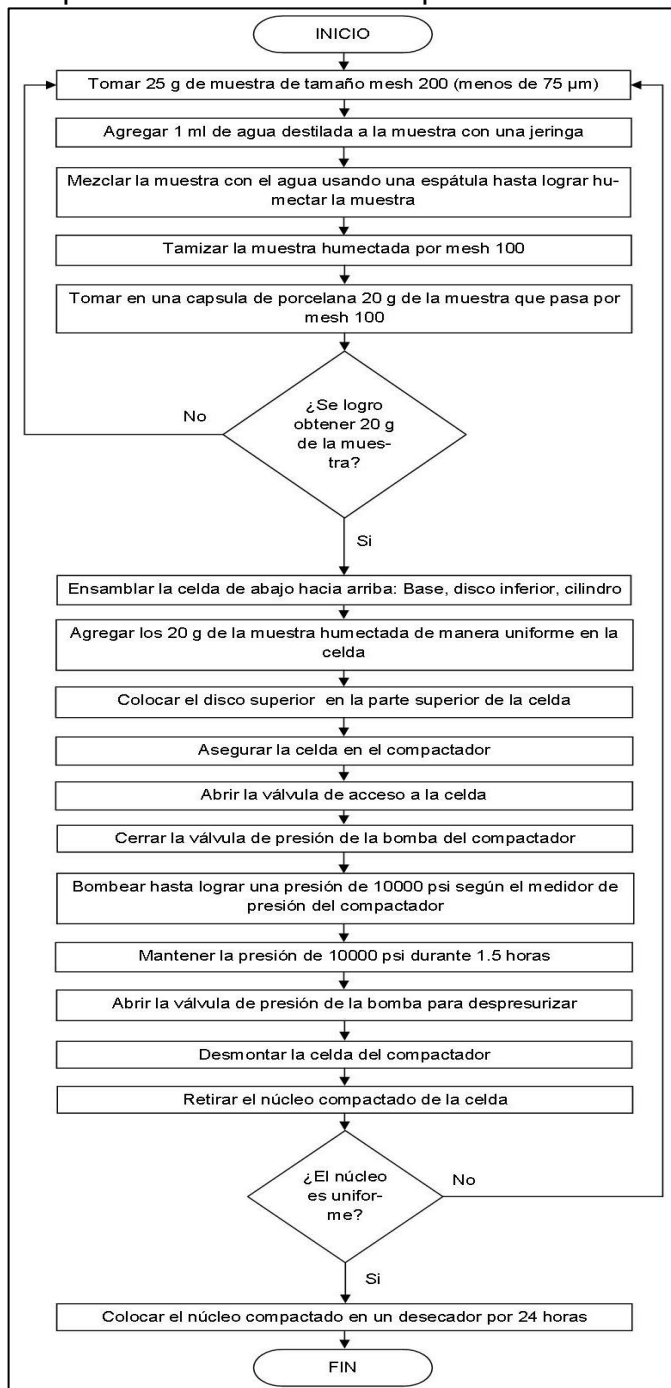
5.5.1 Definición. El ensayo de medición de hinchamiento lineal (LSM) es una prueba realizada para el estudio de la reactividad de las arcillas encontradas durante la perforación de pozos, se implementa junto con el ensayo de CST con el objetivo de establecer el sistema de fluido de perforación adecuado para las operaciones de perforación en zonas donde se encuentren formaciones de arcillas reactivas.

Este proceso mide la tendencia a hincharse de las arcillas ante el contacto con varios fluidos, con el fin de evaluar el comportamiento de las arcillas frente al contacto con diversos fluidos de perforación, la reactividad de las arcillas durante la perforación representa grandes problemas operacionales, pueden originar pegas de la tubería, inestabilidad del hueco y una reducción de su diámetro, es por esto que la prueba de LSM puede beneficiar a las operaciones de perforación al reducir los posibles riesgos derivados de la hidratación de arcillas generando un beneficio económico por la reducción de costos.

5.5.2 Metodología para la implementación de la prueba LSM. El ensayo o prueba de LSM realiza la medición de la hidratación de un núcleo o probeta que se obtiene de la reconstrucción de una muestra de arcillas. Para la reconstrucción del núcleo o la probeta se debe seguir el proceso establecido en el **Diagrama 12**.

La muestra de arcilla es pulverizada y tamizada por medio de mesh 200 (el cual representa un tamaño de grano menor a 75 μm), luego se agrega a un molde cilíndrico y se compacta a una presión constante de 10.000 psia durante 1,5 horas (**Figura 35**), después de ese tiempo el núcleo es llevado a un desecador y se deja ahí por un periodo de 24 horas con el fin de secarla o de lograr un equilibrio de su humedad relativa.

Diagrama 12. Procedimiento para la compactación de los núcleos para LSM



Fuente. HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Linear Swell Meter. 2004

Figura 35. Compactador hidráulico de doble pistón



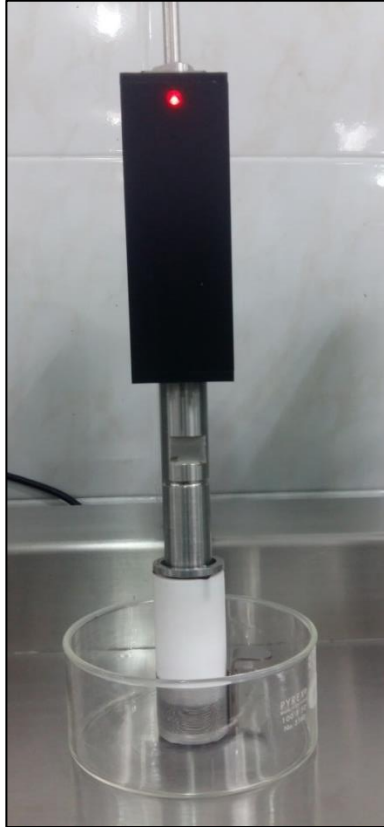
Fuente. Fann Instrument Company. Linear Swell Meter, Model 2100 Instruction Manual. Houston: Fann, 2015. p. 24

Para realizar la prueba LSM, el núcleo compactado y seco se limita lateralmente mediante una malla que se extiende sujetando la base de ensamblaje de la prueba como se muestra en la **Figura 36**. La malla permite el contacto del núcleo con el fluido de la prueba y genera un hinchamiento ascendente. Para lograr la medición del hinchamiento de la muestra de arcilla en dirección ascendente o vertical se usa un Transformador Diferencial de Variación Lineal o LVDT (por su nombre en inglés “Linear Variation Differential Transformer”) el cual genera 550 g de peso en forma de fuerza para la contención mecánica **Figura 37**.

Figura 36. Malla y seguro del núcleo unidos en la base de ensamblaje



Figura 37. Sensor de LSM



El software de la prueba LSM realiza el cálculo de la variación del espesor del núcleo o probeta y lo reporta como un porcentaje de hinchamiento respecto al espesor inicial del mismo núcleo en función del tiempo, el tiempo puede ajustarse en segundos, minutos u horas según el requerimiento de la observación.

Normalmente, la prueba se corre durante un tiempo estándar de 72 horas, pero también se establece como fin de la prueba el momento donde el porcentaje de hinchamiento alcanza un valor constante. Los resultados de la prueba son graficados de porcentaje de hinchamiento contra el tiempo, el porcentaje de hinchamiento es una variable dependiente de la presión y tiempo de compactación, del contenido inicial de humedad que presente y del tipo de arcilla que se esté analizando.

Se calibra el equipo antes de iniciar la prueba LSM con los espesores iniciales de cada núcleo que se vaya a analizar en su respectivo cabezal de la prueba. Después de la calibración se agrega el fluido de perforación a evaluar y se inicia la prueba.

Pasadas las 72 horas de la prueba o cuando se observe en la gráfica del software que el porcentaje de hinchamiento alcanza un valor constante se finaliza la

prueba, reportando los resultados en tablas donde una columna corresponde al hinchamiento del núcleo y la otra al tiempo, estas tablas son las que se emplean para generar las gráficas para futuros análisis.

5.5.3 Implementación de la prueba LSM. Las muestras se agruparon en cuatro intervalos según el comportamiento del CST, CEC y el contenido de arcillas como se muestra en la **Tabla 44**, del intervalo uno se obtienen cinco núcleos, del intervalo dos se compactan seis núcleos, del intervalo tres se evalúan cuatro núcleos y del intervalo cuatro se obtienen cinco núcleos.

Partiendo de un fluido de perforación base preparado con los aditivos presentados en la **Tabla 45**, se preparan cinco formulaciones del fluido de perforación con diferentes aditivos inhibidores de arcillas como se muestra en la **Tabla 46**, y se realiza la prueba con cada núcleo por intervalo con una formulación del fluido inhibidor diferente. De cada formulación se preparan dos barriles de laboratorio (un barril de laboratorio equivale a 350 cm³) como se muestra en la **Figura 38**.

Se realizan tres corridas de pruebas (**Figura 39**), la primera se realiza para los núcleos del intervalo cuatro, y tres núcleos del intervalo tres, la segunda corrida se efectúa para un núcleo del intervalo tres, para todos los núcleos del intervalo dos y para un núcleo del intervalo uno, y la tercera y última corrida de la prueba se ejecuta para los núcleos faltantes del intervalo uno, la distribución de la formulación del fluido de perforación para cada núcleo se evidencia en la **Tabla 47**.

Tabla 44. Muestras agrupadas en intervalos

<i>Formación</i>	<i>Muestras</i>	<i>Profundidad (ft)</i>	<i>Intervalos de agrupación de muestras</i>
Corpa	2	1500 – 2000	1
	3	2000 – 2500	
	4	2500 – 3000	
	5	3000 – 3500	
	6	3500 – 4000	
	7	4000 – 4500	2
	8	4500 – 5000	
	9	5000 – 5500	3
	Tubará	10	
Porquero	13	7000 – 7500	4
	14	7500 – 8000	

Tabla 45. Formulaciones evaluadas para los intervalos de muestras

<i>Fluido de perforación Base</i>		
<i>Tipo de aditivo</i>	<i>Nombre</i>	<i>Concentración (lpb)</i>
Controlador de filtrado	<i>Polisacárido</i>	1,50
Bactericida	<i>Glutaraldehido</i>	0,50
Densificante	<i>Barita</i>	10,80
Lubricante	<i>Surfactante</i>	2,00
Controlador de filtrado	<i>Polímero Acrílico Modificado</i>	2,75
Viscosificante	<i>Polímero de Goma Xántica</i>	1,00
Agente de Punteo	<i>Carbonato de calcio 50/150</i>	20,00

Tabla 46. Formulaciones inhibidoras de arcillas

<i>Formulación</i>	<i>Inhibidores de arcillas</i>
F1	<i>Acetato de Potasio (7 lpb) + Polímero Amina (9 lpb)</i>
F2	<i>Acetato de Potasio (7 lpb) + Glicol (9 lpb)</i>
F3	<i>Polímero de bajo peso molecular (9 lpb)</i>
F4	<i>Acetato de Potasio (7 lpb)</i>
F5	<i>Polímero Amina (7 lpb) + Estabilizador de Arcillas (3 lpb)</i>

Figura 38. Preparación del fluido de perforación



Figura 39. Inicio de la prueba de LSM



Tabla 47. Formulaciones evaluadas para los intervalos de muestras

<i>Intervalo</i>	<i>Profundidad (ft)</i>	<i>Formaciones</i>	<i>Formulación</i>	<i>Espesor Inicial (in)</i>
1	<i>1500 ft – 3500 ft</i>	<i>Corpa</i>	<i>F1</i>	<i>0,516</i>
			<i>F2</i>	<i>0,521</i>
			<i>F3</i>	<i>0,515</i>
			<i>F4</i>	<i>0,516</i>
			<i>F5</i>	<i>0,513</i>
2	<i>3500 ft – 5000 ft</i>		<i>BASE</i>	<i>0,512</i>
			<i>F1</i>	<i>0,522</i>
			<i>F2</i>	<i>0,514</i>
			<i>F3</i>	<i>0,515</i>
			<i>F4</i>	<i>0,510</i>
3	<i>5000 ft – 6000 ft</i>	<i>F5</i>	<i>0,509</i>	
		<i>F1</i>	<i>0,504</i>	
		<i>F2</i>	<i>0,506</i>	
		<i>F3</i>	<i>0,509</i>	
		<i>F5</i>	<i>0,496</i>	
4	<i>7000 ft – 8000 ft</i>	<i>Porquero</i>	<i>F1</i>	<i>0,519</i>
			<i>F2</i>	<i>0,518</i>
			<i>F3</i>	<i>0,516</i>
			<i>F4</i>	<i>0,518</i>
			<i>F5</i>	<i>0,519</i>

5.5.4 Resultados obtenidos de la prueba LSM. Las tablas suministradas por software del porcentaje de hinchamiento contra el tiempo se encuentran en el **Anexo S**. La **Gráfica 5**, es la final de las tres pruebas de LSM realizadas a las muestras agrupadas en intervalos, una vez se desmonta cada prueba, se procede

a medir el espesor final de cada núcleo analizado (**Figura 40**) y los datos se registran en la **Tabla 48**.

Los núcleos hinchados de la primera, segunda y tercera prueba se evidencian en la **Figura 41**, la **Figura 42** y la **Figura 43**, respectivamente, dichos núcleos son almacenados en bolsas como evidencia de la realización de la prueba.

Gráfica 5. Hinchamiento lineal de la muestras del pozo Níspero-1

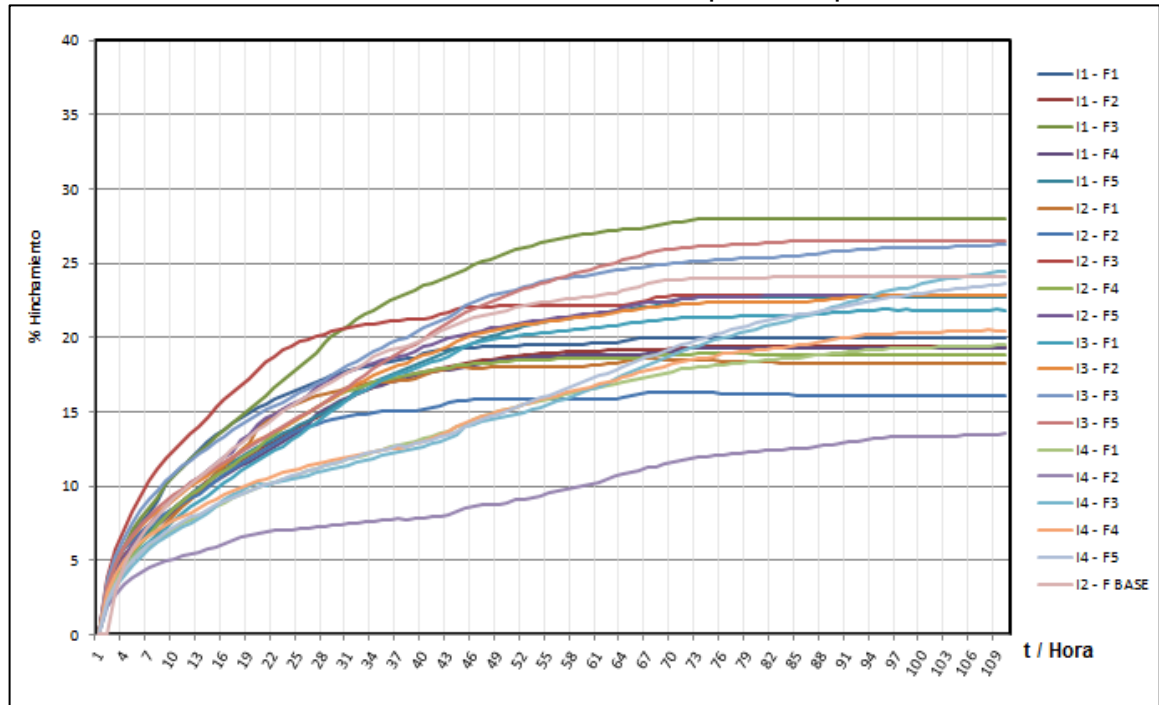


Figura 40. Final de la prueba de LSM



Tabla 48. Espesor final de los núcleos

<i>Intervalo</i>	<i>Formulación</i>	<i>Espesor inicial(in)</i>	<i>Espesor final (in)</i>
1	F1	0,516	0,620
	F2	0,521	0,633
	F3	0,515	0,664
	F4	0,516	0,626
	F5	0,513	0,640
2	BASE	0,512	0,623
	F1	0,522	0,612
	F2	0,514	0,600
	F3	0,515	0,633
	F4	0,510	0,597
	F5	0,509	0,622
3	F1	0,504	0,572
	F2	0,506	0,580
	F3	0,509	0,605
	F5	0,496	0,623
4	F1	0,519	0,584
	F2	0,518	0,565
	F3	0,516	0,554
	F4	0,518	0,602
	F5	0,519	0,603

Figura 41. Núcleos de la primera prueba (Intervalos cuatro y tres)



Figura 42. Núcleos de la segunda prueba (Intervalo tres, dos y uno)



Figura 43. Núcleos de la tercera prueba (Intervalo uno)



5.5.5 Análisis de resultados de la prueba LSM. Como se menciona anteriormente, se divide la sección de interés en cuatro intervalos de análisis, a continuación se muestra su distribución y la cantidad de núcleos obtenidos para cada intervalo:

- Primer intervalo (1500 ft – 3500 ft) → Cinco núcleos
- Segundo intervalo (3500 ft – 5000 ft) → Seis núcleos
- Tercer intervalo (5000ft – 6000 ft) → Cuatro núcleos
- Cuarto intervalo (7000 ft – 8000 ft) → Cinco núcleos

Según el comportamiento mostrado en las pruebas CST, CEC y DRX en la agrupación de intervalos para la evaluación de los fluidos se descartan las muestras 1 (1000 ft – 1500 ft), 11 (6000 ft - 6500 ft) y 12 (6500 ft – 7000ft) debido a su bajo porcentaje de minerales arcillosos y baja capacidad de interacción con el agua.

La prueba se inicia con los núcleos del cuarto intervalo y se continúa en orden descendente hasta el primer intervalo. Para el cuarto intervalo cada núcleo se evalúa con cada una de las cinco formulaciones inhibitoras ya descritas, el tercer intervalo, a causa de la limitada disponibilidad de núcleos, es evaluado con las

formulaciones uno, dos, tres y cinco, estas se seleccionan a partir de los resultados obtenidos evaluando el intervalo cuatro, en el intervalo dos ante la disponibilidad de material para evaluar es posible desarrollar la prueba utilizando las cinco formulaciones inhibitoras y la formulación base ya descrita. Al igual que el intervalo cuatro, el intervalo uno es evaluado con las mismas formulaciones.

Antes de empezar la prueba son registrados los espesores de cada uno de los núcleos y una vez finalizada la prueba se vuelve a realizar la medición de los mismos y los núcleos hinchados son almacenados en bolsas herméticamente selladas. Se realiza un análisis comparativo por intervalo y formulación.

5.5.5.1 Análisis de los resultados obtenidos por intervalos. La **Gráfica 5**, es la general de las pruebas efectuadas a todos los núcleos con las diferentes formulaciones a evaluar. Para el respectivo análisis de esta prueba se procede a comparar los resultados obtenidos por intervalo con el fin de visualizar el comportamiento de las formulaciones en cada intervalo y poder seleccionar la que mejor se adapte a las diferentes condiciones geológicas.

- **Intervalo cuatro.** Según el **Anexo T**, en el que se muestra el Estado Mecánico del Pozo Nispero-1 el intervalo cuatro corresponde a la Formación Porquero, compuesta por una secuencia de material arcilloso con intercalaciones de arenisca y unidades de lutitas y arcillolitas, la arcilla presente es potencialmente reactiva ante la presencia de fluidos base agua.

Esta zona es de especial interés por las características arcillosas predominantes que generan problemas operacionales durante la perforación de la sección intermedia, siendo una de las razones por las que se decide realizar una prueba adicional de CST.

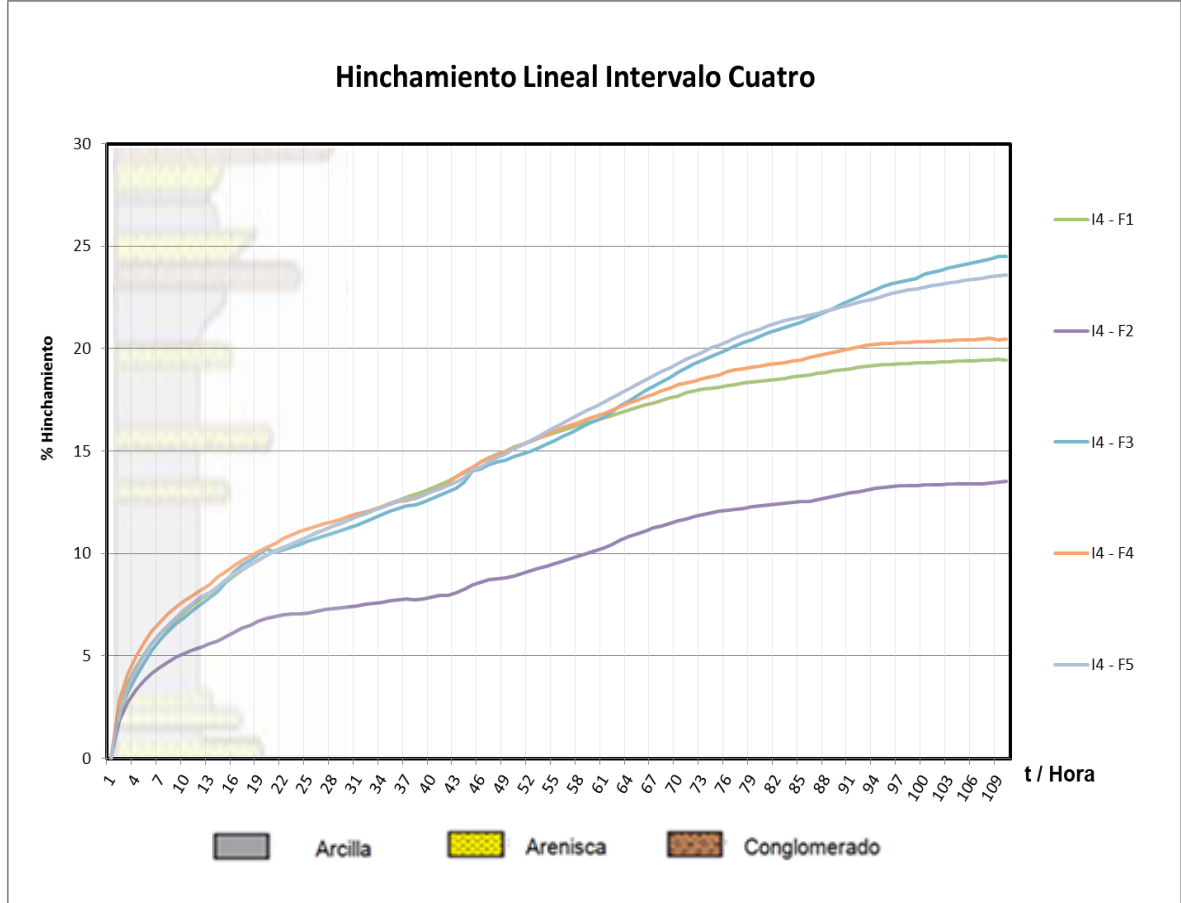
En la **Tabla 49**, se encuentran los resultados de hinchamiento lineal para el intervalo cuatro. En la **Grafica 6**, se plasman los resultados de la prueba de hinchamiento lineal efectuada a los núcleos del intervalo cuatro utilizando las cinco formulaciones inhibitoras a evaluar inicialmente por 72 horas o hasta que el porcentaje de hinchamiento se estabilice.

Para este caso, luego de un tiempo transcurrido de 109 horas se decide poner fin a la prueba debido a que algunas de las formulaciones no logran estabilizarse conservando una tendencia marcada a seguir hinchándose.

Tabla 49. Resultados hinchamiento lineal intervalo cuatro

Formulación	Hinchamiento Lineal (%)	Tiempo de Estabilización (hr)
F1	19,46	109
F2	13,53	109
F3	24,49	109
F4	20,45	109
F5	23,58	109

Gráfica 6. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo cuatro



La formulación tres presenta los resultados más altos de hinchamiento lineal, por lo que se considera que no es la formulación más adecuada para la inhibición de las arcillas de la Formación Porquero, en el caso de la formulación dos, registra el menor porcentaje de hinchamiento lineal y también una tendencia a estabilizarse por lo que se es la formulación que mejor inhibe las arcillas de esta zona, la cual es la de mayor interés por su alta reactividad.

- **Intervalo tres.** Compuesto por muestras de las Formaciones Tubará y Corpa, en éste caso la cantidad de muestras disponibles es limitada, por lo que solo se logran compactar cuatro núcleos para la posterior evaluación de las

formulaciones, debido a que con el intervalo cuatro el comportamiento de las formulaciones uno y cuatro fue similar se descarta la evaluación de la formulación cuatro con aprobación previa del director, codirector del trabajo de grado y del asesor de laboratorio.

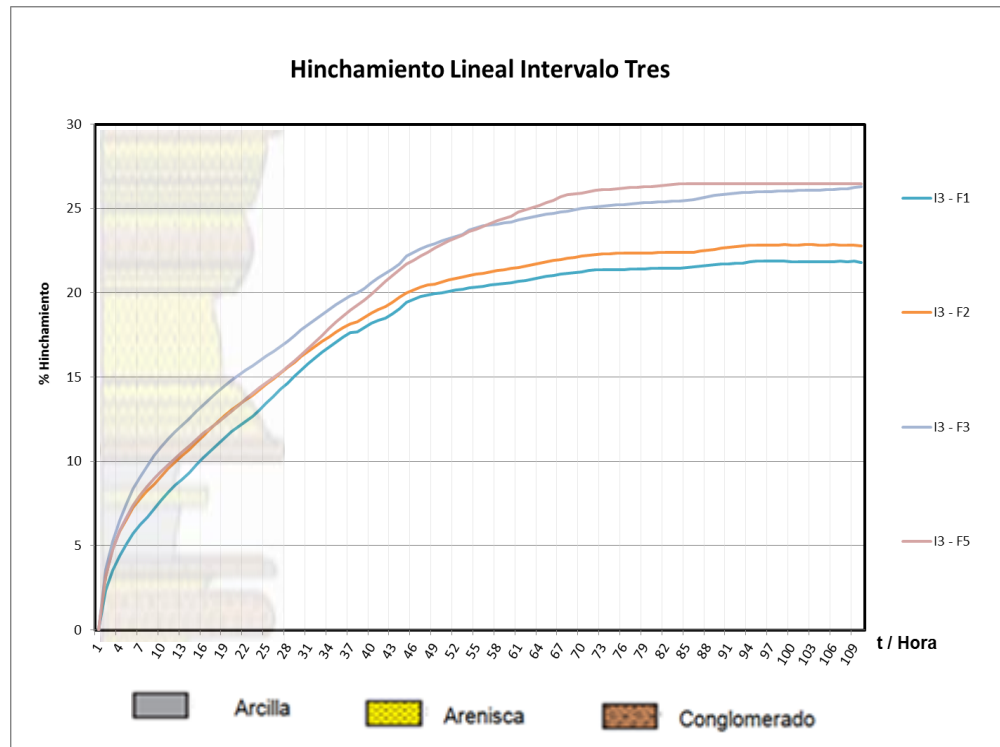
La Formación Tubará está compuesta por capas de arenisca e intercalaciones de arcillolitas y limolitas con presencia de conglomerados mientras que la Formación Corpa está formada por arcillas con contenido fósil y una secuencia de material arcilloso, al igual que unidades de lutitas y arcillolitas.

En la **Tabla 50**, se registran los resultados del hinchamiento lineal en el intervalo tres y estos resultados se expresan en la **Gráfica 7**.

Tabla 50. Resultados hinchamiento lineal intervalo tres

<i>Formulación</i>	<i>Hinchamiento lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>
F1	21,86	94
F2	22,79	109
F3	26,29	109
F5	26,48	84

Gráfica 7. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo tres.



La formulación cinco registra el mayor porcentaje de hinchamiento, con un valor del 26,48%, y se estabiliza en un tiempo aproximado de 84 hr, éste comportamiento es similar al evidenciado en el anterior intervalo; mientras que la formulación uno y dos presentan los porcentajes de hinchamientos más bajos al final de la prueba (109 hr) por lo que se consideran buenas opciones para la inhibición de las arcillas reactivas de esta zona.

- **Intervalo dos.** Está compuesto por la Formación Corpa, por la disponibilidad de muestras se realiza la compactación de seis núcleos con el objetivo de evaluar el comportamiento del fluido base en comparación con las otras formulaciones inhibitoras.

En la **Tabla 51**, se presentan los resultados del hinchamiento lineal para el intervalo dos y en la **Gráfica 8** se refleja el comportamiento de esta prueba para el intervalo dos.

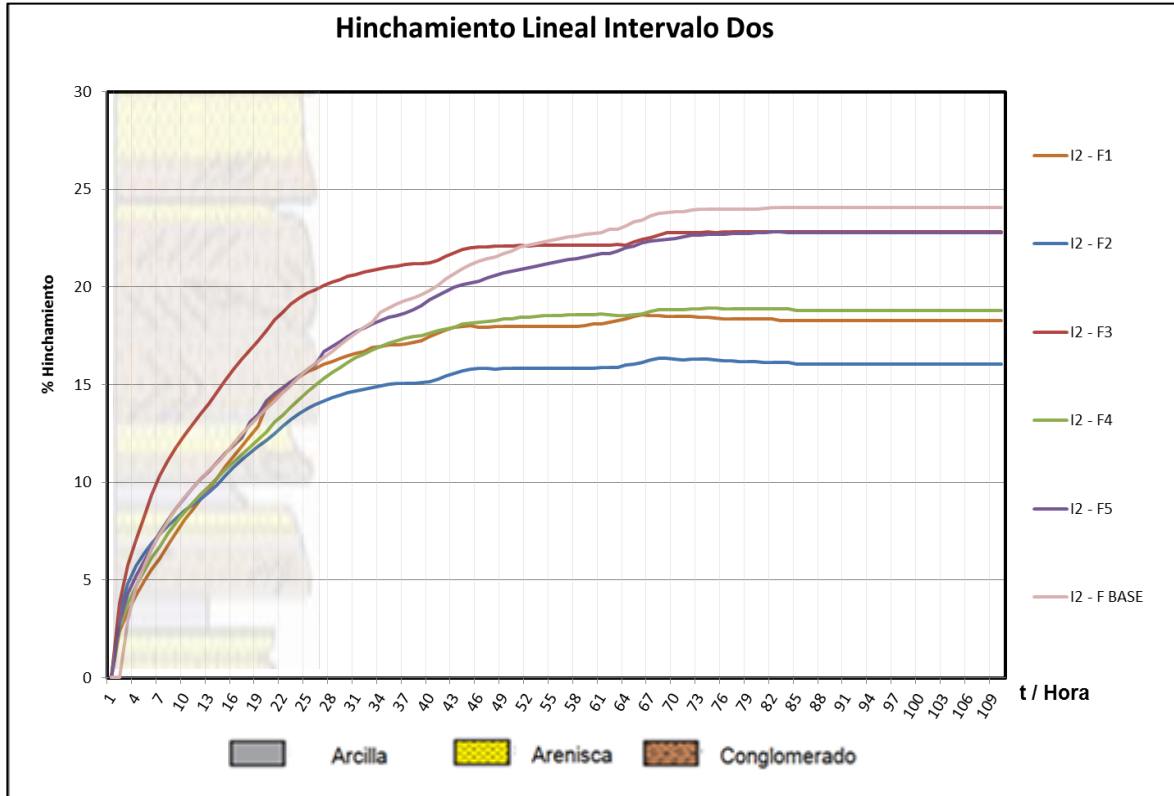
Tabla 51. Resultados hinchamiento lineal intervalo dos

<i>Formulación</i>	<i>Hinchamiento Lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>	<i>Diferencia porcentual con el fluido base (%)</i>
BASE	24,07	84	---
F1	18,27	83	5,80
F2	16,06	84	8,01
F3	22,83	85	1,25
F4	18,81	84	5,26
F5	22,78	83	1,29

Debido a que se tiene el hinchamiento lineal ocasionado por la formulación base, se evalúa la capacidad de inhibición de las formulaciones inhibitoras comparándolas con la base, registran un hinchamiento de 24,07 en 84 hr. La menor inhibición generada es de la formulación tres, disminuyendo el hinchamiento de la arcilla en un 1,25%. Su comportamiento es congruente con el visualizado en los intervalos tres y cuatro.

Como ya se evidenció en los anteriores intervalos, la formulación dos registra el mejor comportamiento durante la prueba, mostrando una mejora relativa con el fluido base del 8,01% de hinchamiento.

Gráfica 8. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo dos.

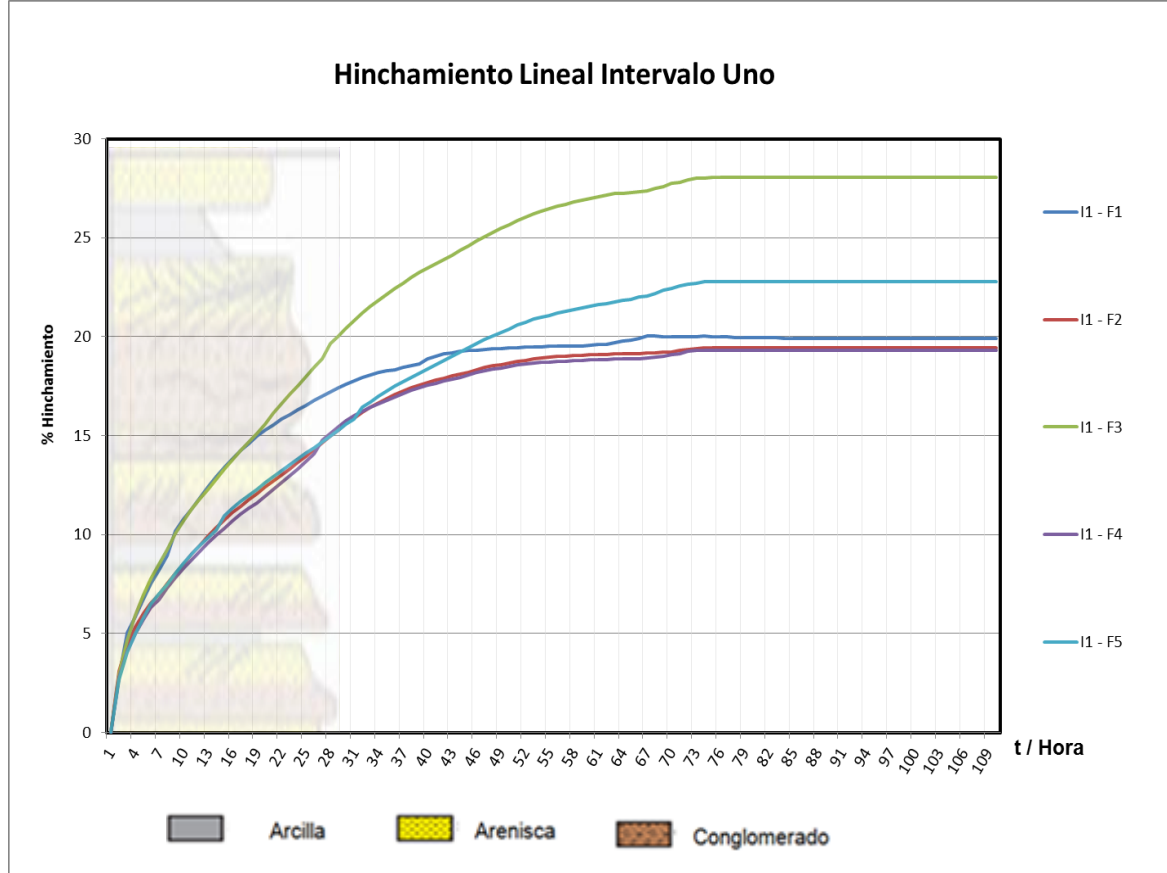


- **Intervalo uno.** Está compuesto en su totalidad por la Formación Corpa. De este intervalo se compactaron cinco núcleos que son evaluados con las formulaciones inhibitoras. En la **Tabla 52**, se registran los resultados del hinchamiento lineal para el intervalo uno y su comportamiento es mostrado en la **Gráfica 9**.

Tabla 52. Resultados hinchamiento lineal intervalo uno

Formulación	Hinchamiento Lineal (%)	Tiempo de Estabilización (hr)
F1	19,92	83
F2	19,45	74
F3	28,04	74
F4	19,29	74
F5	22,76	73

Gráfica 9. Prueba de hinchamiento línea para los núcleos del intervalo uno.



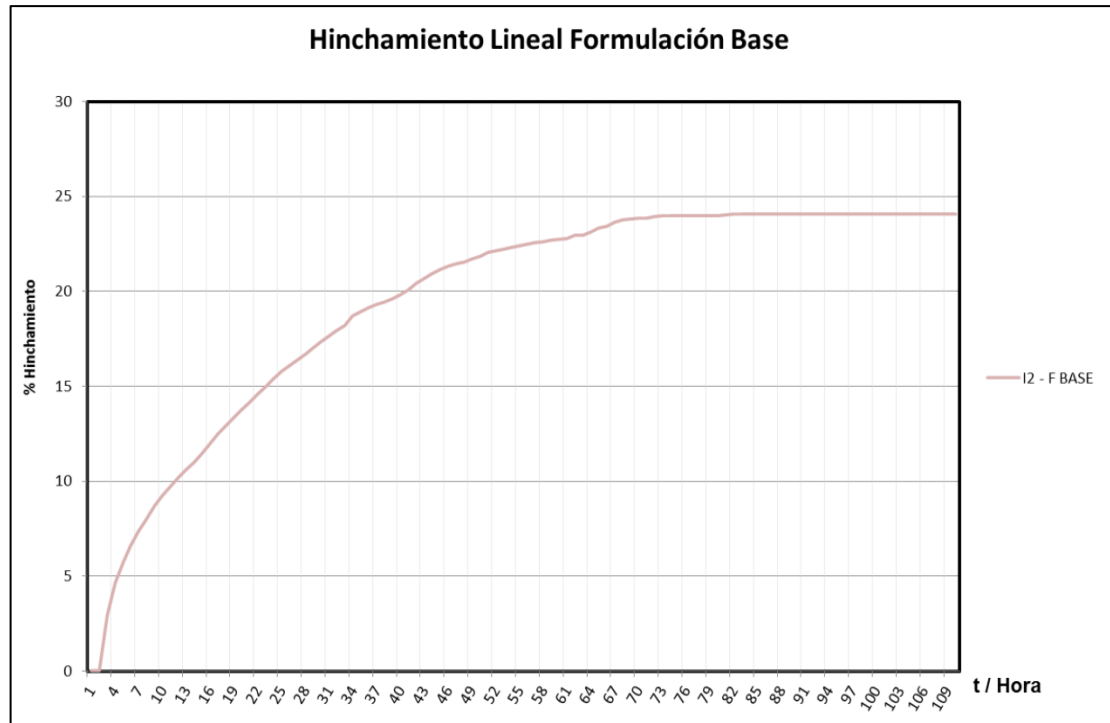
El porcentaje de hinchamiento más alto es registrado con la formulación tres, con un valor de 28,04% en 74 hr, aunque el tiempo de estabilización es bajo el porcentaje de hinchamiento es uno de los más altos registrados durante el desarrollo de la prueba; la formulación dos presenta un comportamiento constante en todos los intervalos, mostrando los menores porcentajes de hinchamiento, en éste intervalo registra un porcentaje de hinchamiento del 19,45% superado, únicamente, por el porcentaje de la formulación cuatro, con un valor de 19,29%.

5.5.5.2 Análisis de los resultados obtenidos por formulación

- Formulación Base.** En la intervalo dos se da la oportunidad de comprimir un sexto núcleo por la disponibilidad de muestra en dicho intervalo, por lo que se procede a analizar el comportamiento del fluido base, descrito en la **Sección 5.1**, con el núcleo extra obtenido, este intervalo de análisis corresponde a la Formación Corpa donde se tiene una secuencia de intercalaciones entre areniscas, arcillolitas y limolitas como se muestra en la **Gráfica 10**. El resultado de esta prueba permite tener un valor de referencia del hinchamiento que presentan las arcillas en esta zona, con la que se procede a comparar los resultados obtenidos con las cinco formulaciones inhibitoras evaluadas en esta formación tal y como se efectúa en la

Sección 5.1.5.1. Cabe señalar que el hinchamiento esperado en los intervalos tres y cuatro es significativamente mayor debido a que en estas zonas tienen un contenido de minerales arcillosos, mayor.

Gráfica 10. Prueba de hinchamiento lineal con el fluido base para un núcleo del intervalo uno



- **Formulación Uno (Acetato de Potasio 7 lpb + Polímero Amina 9 lpb).** La formulación uno compuesta por el Acetato de Potasio y el Polímero Amina, descritos en la **Sección 5.2.1** y La **Sección 2.6.2.1**, se evalúa en los cuatro intervalos de análisis, en la **Tabla 53**, se muestran los resultados del hinchamiento lineal generado por la formulación uno y en la **Gráfica 11** se visualiza el desempeño del fluido inhibidor en la prueba de hinchamiento lineal.

Tabla 53. Resultado prueba de hinchamiento lineal para formulación uno

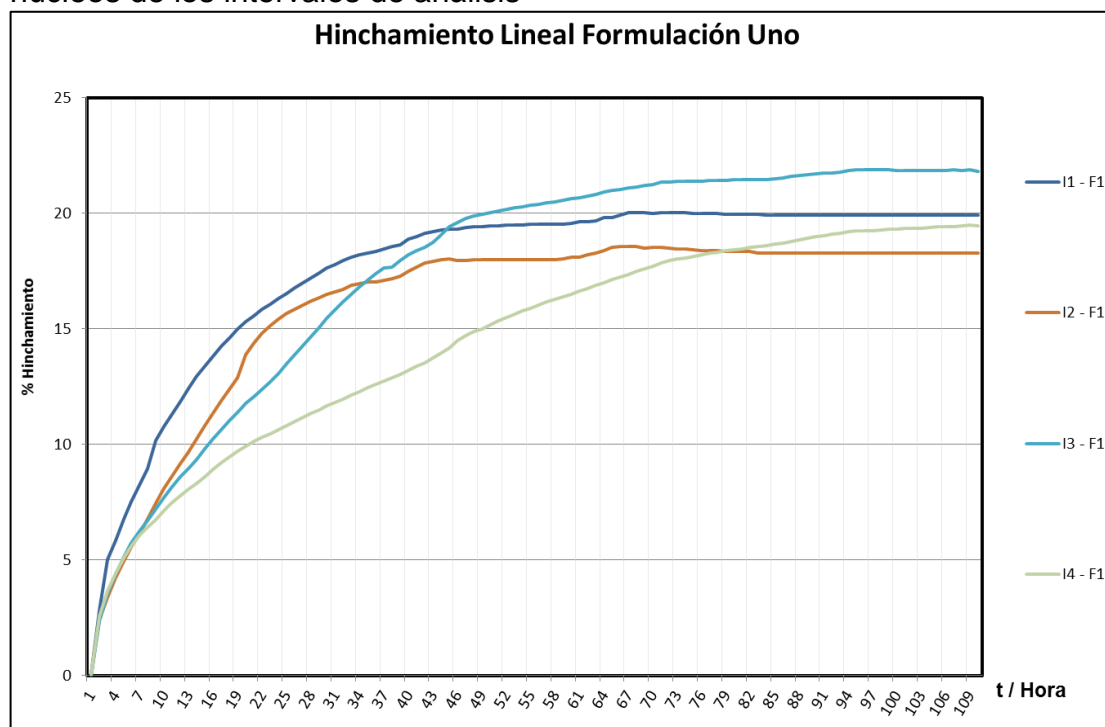
<i>Intervalo</i>	<i>Hinchamiento Lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>
I1	19,92	83
I2	18,27	82
I3	21,86	94
I4	19,46	109

Según los resultados obtenidos, la formulación uno presenta su más óptimo desempeño en el intervalo dos donde el núcleo obtiene un valor de hinchamiento al estabilizarse de 18,27% en un tiempo de 82 horas. En el intervalo tres se

registran el mayor valor de hinchamiento al estabilizarse a las 94 horas con un 21,86% de hinchamiento.

Los resultados obtenidos por la formulación dos son muy semejantes y presentan un desempeño constante en la comparación por intervalo en donde registra el primero o el segundo de los valores más bajos de hinchamiento, siendo en la mayoría de los casos de comparación superado por el desempeño de la formulación dos.

Gráfica 11. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación uno para los núcleos de los intervalos de análisis

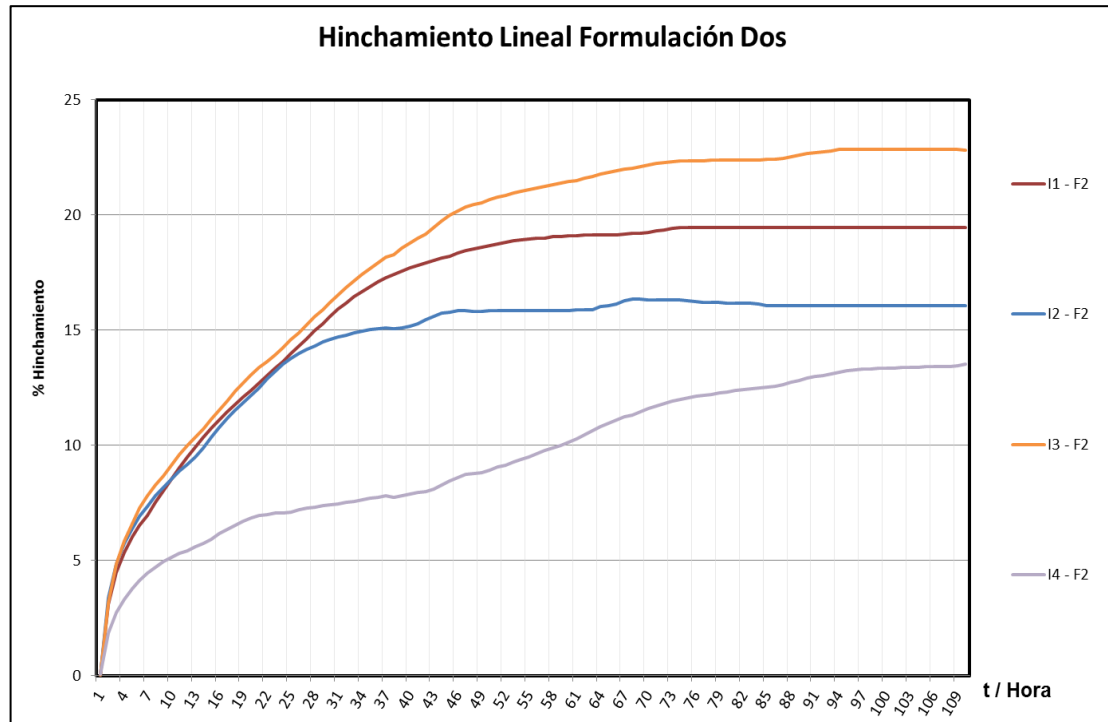


- **Formulación Dos (Acetato de Potasio 7,0 lpb + Glicol 9,0 lpb).** La formulación dos está compuesta por Acetato de potasio, descrito en la **Sección 5.2.1** y el Glicol descrito en la **Sección 5.2.2**. Esta formulación es evaluada para los cuatro intervalos y sus resultados se registran en la **Tabla 54**, y se visualiza su comportamiento en la **Gráfica 12**.

Tabla 54. Resultados prueba de hinchamiento lineal para la formulación dos

<i>Intervalo</i>	<i>Hinchamiento Lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>
I1	19,45	74
I2	16,06	84
I3	22,79	109
I4	13,53	109

Gráfica 12. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación dos para los núcleos de los intervalos de análisis



El mejor resultado correspondiente a la Formación Porquero, con un 13,53% de hinchamiento en un tiempo de 109 horas que corresponde al tiempo total de la prueba debido a que el núcleo no se estabiliza completamente. En el intervalo tres se registra el mayor porcentaje de hinchamiento, con un valor de 22,79 % de hinchamiento en un tiempo de 109 horas correspondiente al tiempo de duración de la prueba, el núcleo no se estabiliza y continua presentando altos valores de hinchamiento, este intervalo corresponde a las Formaciones Tubará y Corpa, siendo Tubará una Formación problemática en la zona.

Esta formulación es la que mejor desempeño muestra en la comparación por intervalos, únicamente en el intervalo tres la formulación uno presenta mejores resultados que la formulación dos aunque la diferencia porcentual entre los valores de hinchamiento es 0,93% la cual es una diferencia significativamente baja.

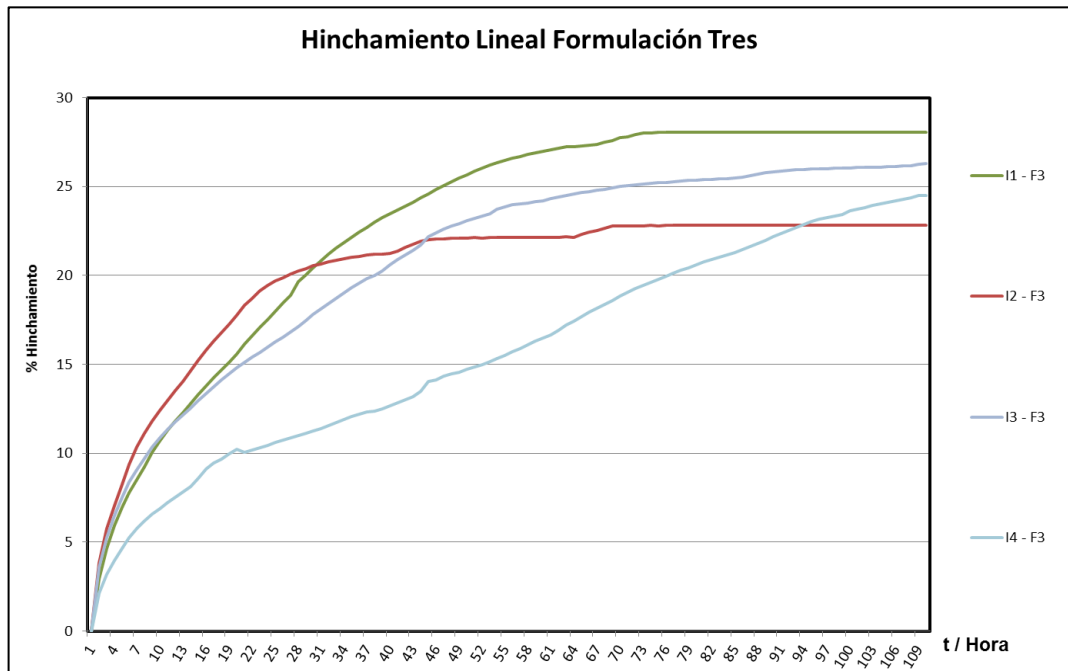
- **Formulación Tres (Polímero de bajo peso molecular a 9,0 lpb).** Compuesta por el Polímero de bajo peso molecular, descrito en la **Sección 5.2.3.** La formulación tres es evaluada para los cuatro intervalos de análisis y se registran los resultados en la **Tabla 55**, y su comportamiento se refleja en la **Gráfica 13.**

Tabla 55. Resultados de la prueba de hinchamiento para la formulación tres

<i>Intervalo</i>	<i>Hinchamiento Lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>
I1	28,04	74
I2	22,83	85
I3	26,29	109
I4	24,49	109

Registra el mejor resultado en el intervalo dos con un valor de hinchamiento de 22,83% en un tiempo de estabilización de 85 horas. En el intervalo uno se registra el mayor valor de 28,04% de hinchamiento en un tiempo de estabilización de 74 horas, si bien es el núcleo que requiere del menor tiempo para lograr estabilizarse, el valor de hinchamiento es muy alto en comparación con los obtenidos con otras formulaciones. La formulación tres es una de las formulaciones con más bajo desempeño en la prueba realizada, por lo que no es recomendable usarla en la perforación de las formaciones evaluadas.

Gráfica 13. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación tres para los núcleos de los intervalos de análisis



- **Formulación Cuatro (Acetato de Potasio 7,0 Ipb).** Compuesta por Acetato de Potasio, esta formulación es evaluada para los intervalos uno, dos y cuatro y los resultados de hinchamiento son presentados en la **Tabla 56**, el intervalo tres no es evaluado con esta formulación debido a la poca disponibilidad de muestra en este intervalo no se puede compactar un quinto núcleo, ante este escenario se decide no evaluar la formulación cuatro en el intervalo tres basados

en el comportamiento similar que dicha formulación presenta con la formulación dos en el intervalo cuatro.

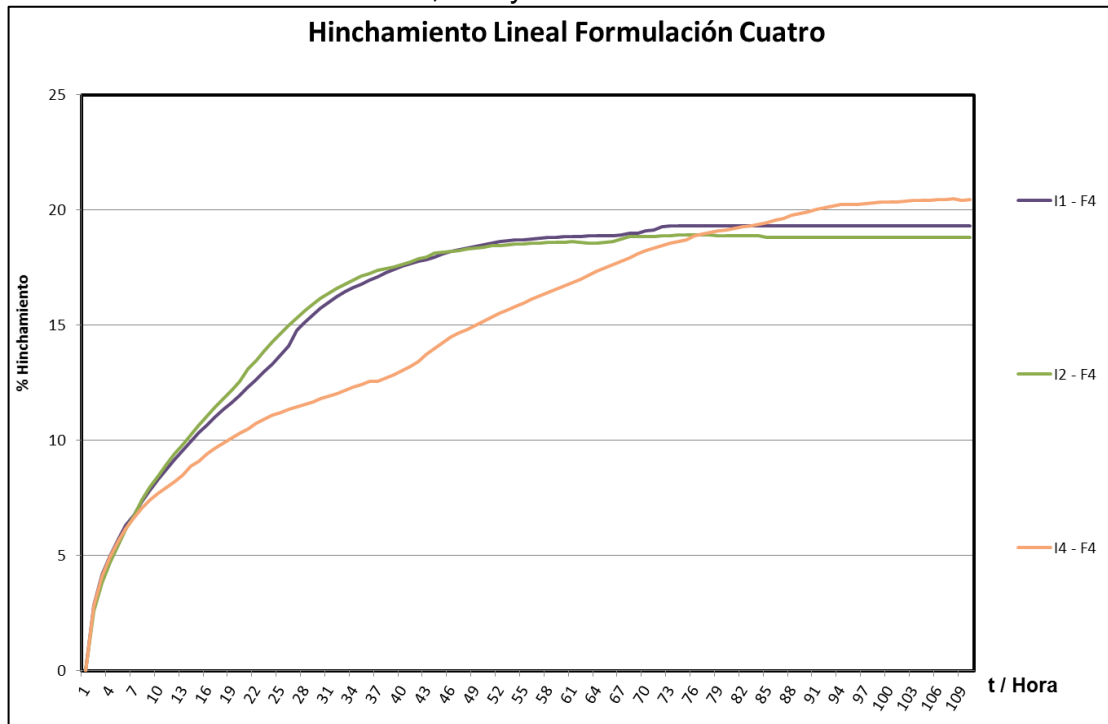
Tabla 56. Resultados de la prueba de hinchamiento lineal para la formulación cuatro

<i>Intervalo</i>	<i>Hinchamiento Lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>
I1	19,29	74
I2	18,81	84
I4	24,45	109

En los intervalos uno y dos se detalla un comportamiento muy similar, registrando valores de hinchamiento de 19,29% y 18,81% respectivamente, aunque en el intervalo uno el tiempo de estabilización, que es de 74 horas, es menor al registrado en el intervalo dos, el cual es de 84 horas, tanto el intervalo uno como el intervalo dos pertenecen a la Formación Corpa.

En el intervalo cuatro se obtiene como resultado un comportamiento casi lineal en la parte intermedia de la prueba, el valor de hinchamiento registrado es de 20,45% en un tiempo de 109 horas, el cual es correspondiente al tiempo de duración de la prueba, el núcleo no se estabiliza completamente, aunque como muestra la **Gráfica 14**, el núcleo ya había comenzado a presentar un comportamiento semejante a la estabilización.

Gráfica 14. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación cuatro para los núcleos de los intervalos uno, dos y cuatro



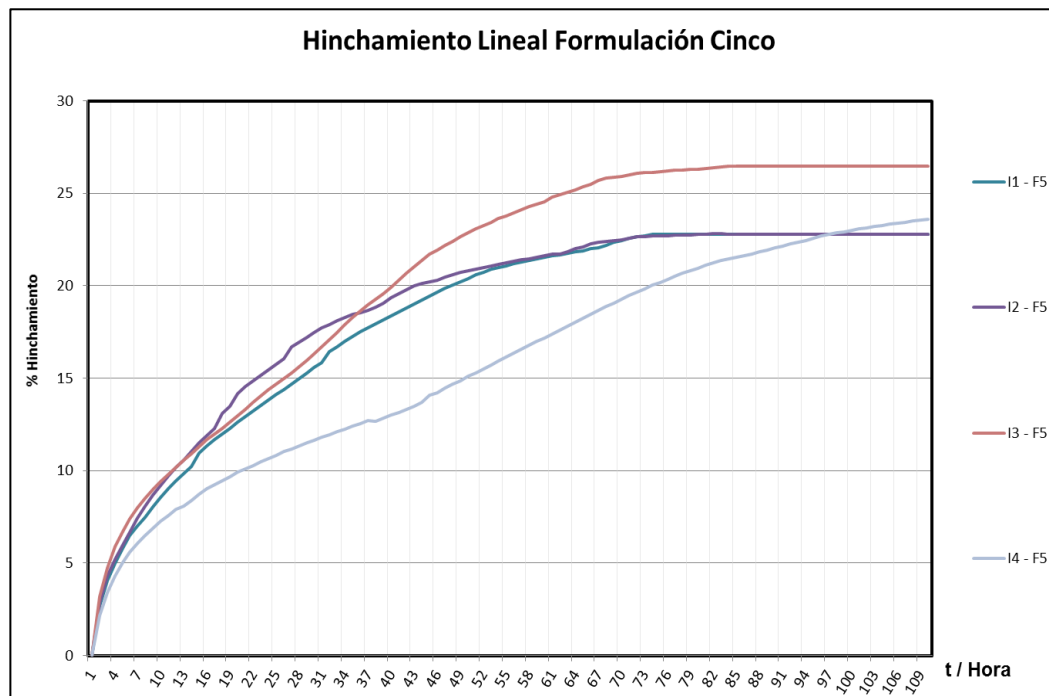
- **Formulación Cinco (Polímero Amina 7,0 lpb + Estabilizador de Arcillas 3,0 lpb).** Compuesta por Polímero Amina, descrito en la **Sección 2.6.2.1**, y Estabilizador de Arcillas, descrito en la **Sección 5.2.4**. La formulación cinco es evaluada en los cuatro intervalos de análisis, y sus resultados se registran en la **Tabla 57**, y se visualiza su comportamiento en la **Gráfica 15**.

Tabla 57. Resultados prueba de hinchamiento lineal para la formulación cinco

<i>Intervalo</i>	<i>Hinchamiento Lineal (%)</i>	<i>Tiempo de Estabilización (hr)</i>
I1	22,76	73
I2	22,78	23
I3	26,48	84
I4	23,58	109

El mejor desempeño de la formulación cinco se presenta en los intervalos uno y dos, con porcentajes de hinchamiento de 22,76% y 22,78% respectivamente, la diferencia se da en los tiempos de estabilización, donde el intervalo uno se estabiliza en 73 horas y el intervalo dos en 83 horas. Durante el transcurso de la prueba el comportamiento de los intervalos uno y dos es muy similar. El mayor valor de hinchamiento se da en el intervalo tres, logrando estabilizarse a las 84 horas con un valor de 26,48% de hinchamiento. La formulación cinco junto a la formulación tres son las que menor desempeño registraron durante el desarrollo de la prueba.

Gráfica 15. Prueba de hinchamiento lineal con la formulación cinco para los núcleos de los intervalos de análisis



5.6 PRUEBA DE LABORATORIO DE DISPERSIÓN Y EROSIÓN

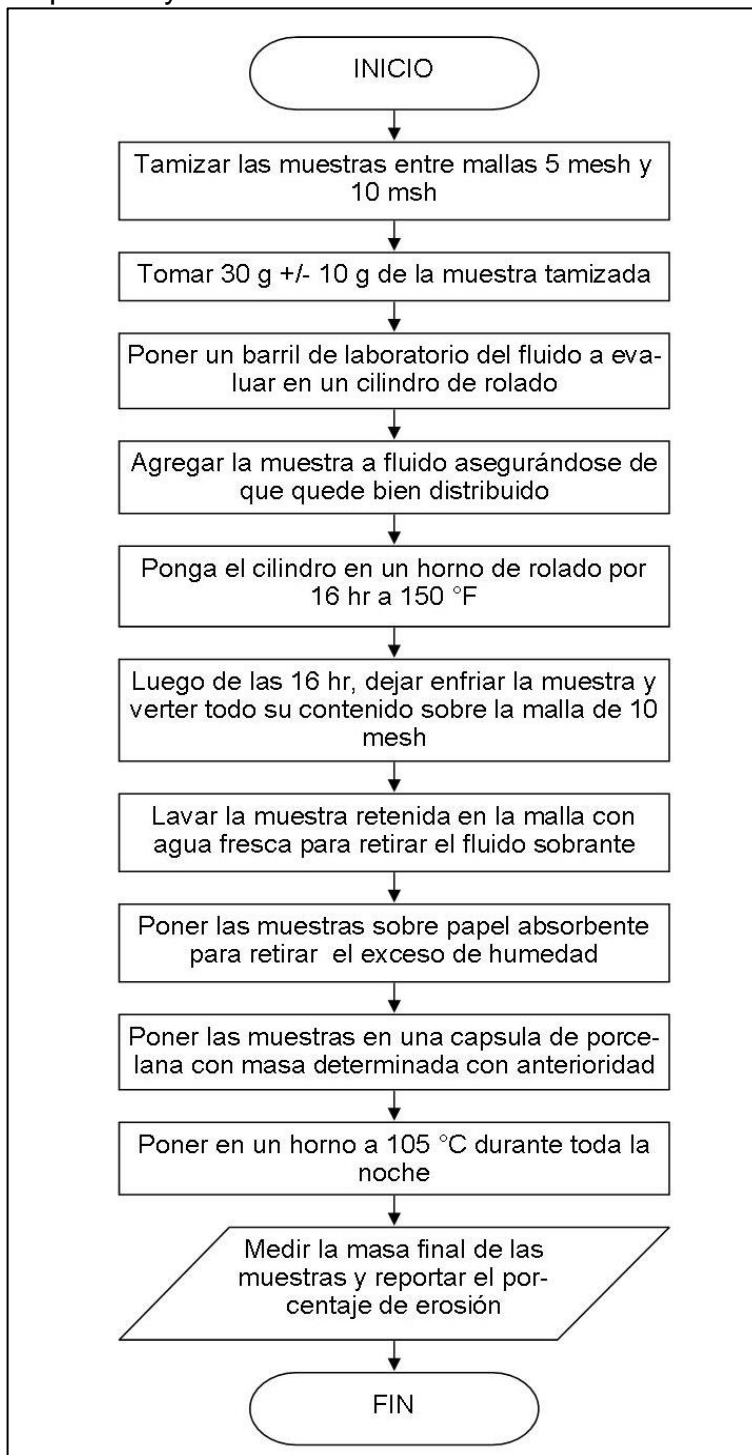
5.6.1 Definición. Es una prueba gráfica utilizada para determinar si un fluido de perforación es capaz de inhibir la erosión en una muestra particular de cortes o arcillas reactivas ante la presencia de agua, en la mayoría de los casos un fluido base agua.

Para el desarrollo de la prueba, se tienen en cuenta dos aspectos, el tiempo total de desintegración de las partículas y el cambio de tamaño de las partículas durante la rotación, esto para que concuerde con las condiciones en campo dentro del hueco.

5.6.2 Metodología para la implementación de la prueba Dispersión y Erosión.

De las muestras obtenidas del Pozo Níspero-1 se utilizan los cortes más grandes para macerarlos y obtener granos de entre 5 y 10 mesh, debido a que la cantidad de muestras no es significativa y que al macerar las muestras no se obtiene una gran masa del tamaño deseado, debido a la naturaleza de las rocas, se toma la decisión de unir las muestras de los cuatro intervalos de análisis y realizar una sola prueba por formulación de fluido, utilizando únicamente 15 g de muestra en medio barril de laboratorio con cada una de las cinco formulaciones. En el **Diagrama 13**, se encuentra el procedimiento a seguir para la realización de la prueba de erosión.

Diagrama 13. Procedimiento para prueba de Dispersión y Erosión



Fuente. HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Shale Erosion Test. 2004

5.6.3 Implementación de la prueba Dispersión y Erosión. Las muestras son maceradas de tal manera que las partículas puedan pasar por una malla de 5 mesh pero no debe atravesar una malla de mesh 10 hasta completar 15 +/- 5g de muestra, estas se ponen en un cilindro con capacidad para un barril de laboratorio y se pone a rotar en un horno de rolado por 16 horas a 150°F o 65°C, finalmente se pasara el contenido del cilindro por una malla de 10 mesh con el fin de secar y pesar lo que quede en ella. Luego se calcula el porcentaje de erosión basado en la pérdida de masa.

En la **Tabla 58**, se indican las masas iniciales de muestra que serán utilizadas para la evaluación de cada formulación inhibidora. En la **Figura 44**, se pueden ver las muestras luego de terminar la prueba y ser limpiadas y secadas por formulaciones de la uno a la cinco de derecha a izquierda.

Tabla 58. Masa inicial para cada formulación

<i>formulación</i>	<i>masa inicial (g)</i>
<i>acetato de potasio (7,0 lpb) + polímero amina (9,0 lpb)</i>	15
<i>acetato de potasio (7,0 lpb) + glicol (9,0 lpb)</i>	15
<i>polímero de bajo peso molecular (9,0 lpb)</i>	15
<i>acetato de potasio (7,0 lpb)</i>	15
<i>polímero amina (7,0 lpb) + estabilizador de arcillas (3,0 lpb)</i>	15

Figura 44. Muestras limpias y secas resultado de la prueba de dispersión y Erosión



5.6.4 Resultados obtenidos de la prueba Dispersión y Erosión. En la **Tabla 59**, se presentan los resultados de la prueba de dispersión y erosión realizada para todas las muestras agrupadas de las formaciones atravesadas durante la

perforación del pozo, junto con el porcentaje de erosión obtenido a partir de la **Ecuación 4**, para el uso de la ecuación se asume que la humedad de la arcilla es cero.

Tabla 59. Resultados de la prueba de dispersión y erosión

% Erosión			
Formulación	Masa inicial (g)	Masa final (g)	% de erosión
Acetato de potasio (7,0 lpb) + polímero Amina (9,0 lpb)	15	9,03	39,80
Acetato de potasio (7,0 lpb) + glicol (9,0 lpb)	15	7,29	51,40
Polímero de bajo peso molecular (9,0 lpb)	15	13,76	8,27
Acetato de potasio (7,0 lpb)	15	7,13	52,47
Polímero Amina (7,0 lpb) + estabilizador de arcillas (3,0 lpb)	15	5,96	60,27

Ecuación 4. Porcentaje de erosión

$$\% \text{ Erosión} = \frac{\left((\text{masa de la arcilla (g)}) (100\% - \% \text{ de humedad de la arcilla}) - \text{masa seca retenida de arcilla} \right) * 100}{(\text{masa de la arcilla (g)}) (100\% - \% \text{ de humedad de la arcilla})}$$

Fuente. HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Shale Erosion Test. 2004

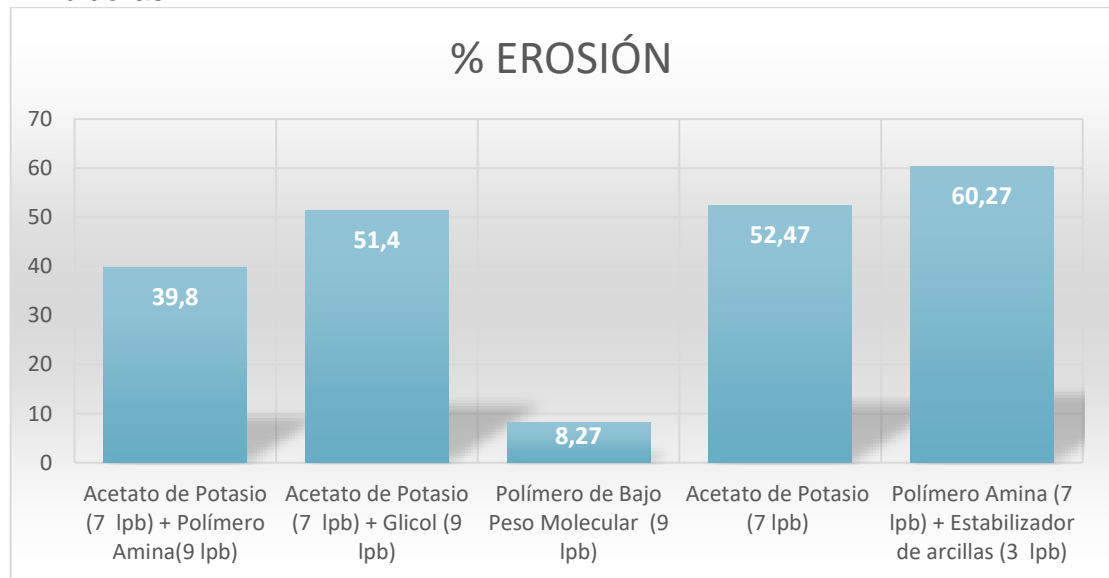
5.6.5 Análisis de resultados de la prueba de Dispersión y Erosión. Como se menciona, el tamaño ideal de la muestra debe ser de mesh 10, por lo que al preparar las muestras de los intervalos no se logró obtener la suficiente muestra para la realización de la prueba evaluando las cinco formulaciones en cada intervalo, como solución a esto se procede a utilizar los residuos de cortes solidos de cada una de las 14 muestra obtenidas del Pozo Níspero-1 para realizar un único análisis para toda la sección intermedia de dicho pozo.

En la **Tabla 58**, se presenta que la masa inicial de cada una de las muestras preparadas para la prueba es de 15 g y su respectiva masa final luego de efectuada la prueba de dispersión y erosión. En la **Tabla 59**, se presenta un conglomerado de los resultados finales de la prueba como la masa inicial, masa final y el porcentaje de erosión, este porcentaje se calcula usando la **Ecuación 4**.

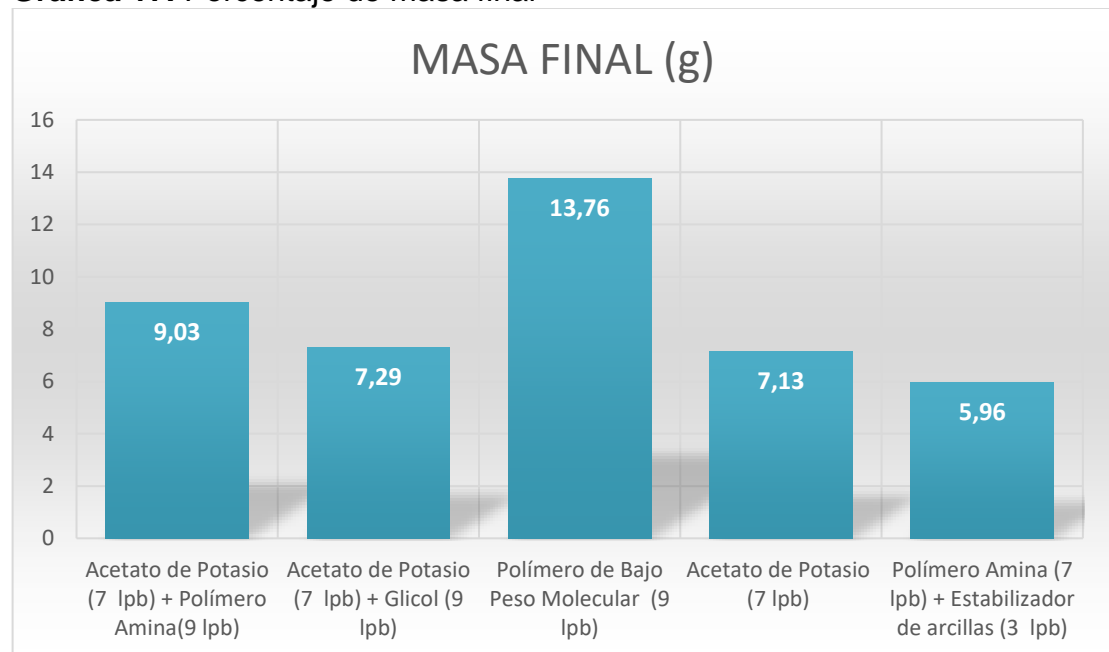
En la **Gráfica 16**, se comparan los porcentajes de erosión obtenidos de la prueba realizada con las cinco formulaciones inhibitoras, la formulación que de mayor porcentaje de erosión ocasiona es el Polímero Amina y el Estabilizador de Arcillas a concentraciones de 7,0 lpb y 3,0 lpb respectivamente, con un valor de 60,27%. La erosión generada por las formulaciones dos y cuatro es semejante, con valores de 51,4% y 52,47% respectivamente, como se muestra en la **Gráfica 17**.

La formulación tres que está compuesta por Polímero de bajo peso molecular con una concentración de 9 lpb es la formulación que menor porcentaje de erosión genera, con un valor de 8,27% este resultado puede ser asociado con la naturaleza floculante y lubricante del Polímero de bajo peso molecular que disminuye el efecto de erosión sobre las paredes del pozo mientras se perfora garantizando una buena limpieza del pozo.

Gráfica 16. Porcentaje de Erosión obtenido con las cinco formulaciones inhibidoras



Gráfica 17. Porcentaje de masa final

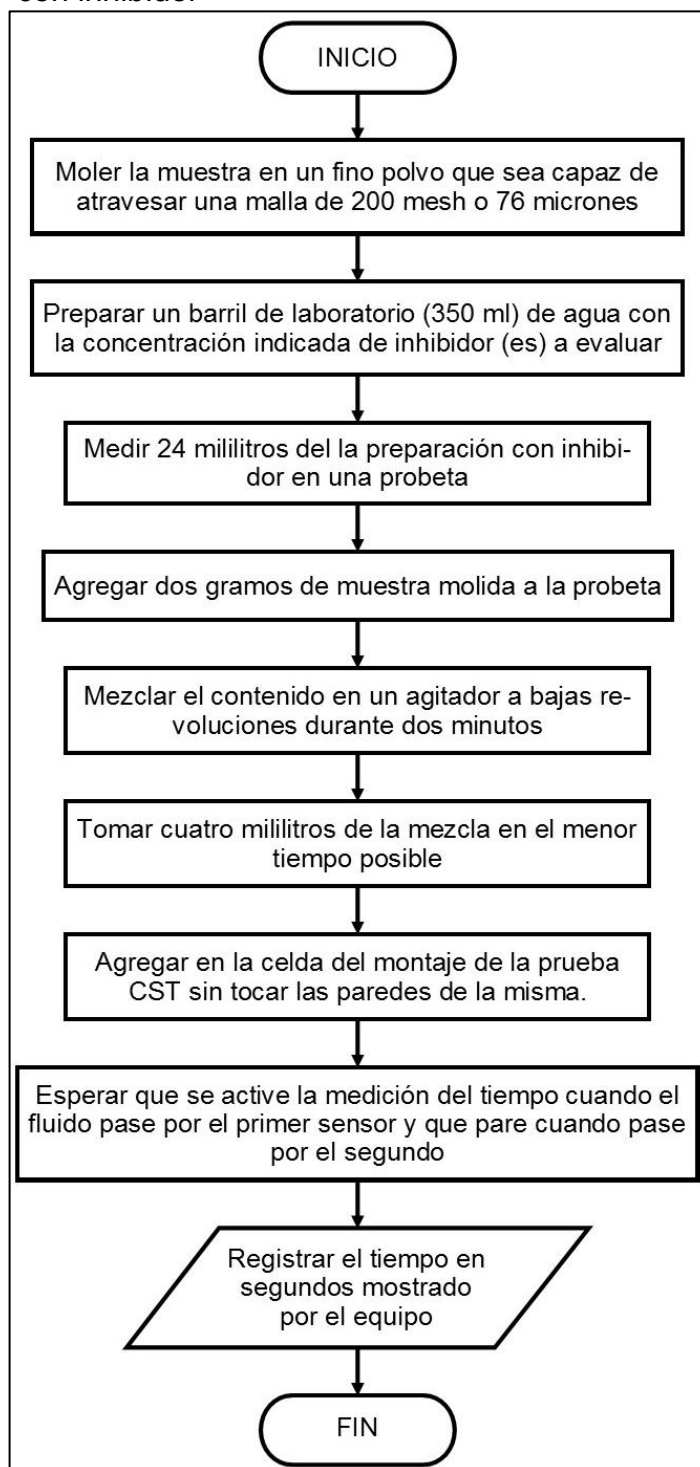


5.7 PRUEBA DE LABORATORIO CST CON INHIBIDOR

La prueba de Succión Capilar con inhibidor tiene el mismo principio básico de la prueba en agua, solo que en este caso el medio fluido en el que se evalúa la muestra de roca tiene presencia de uno o varios inhibidores, cuya función es disminuir el tiempo de succión capilar de las arcillas presentes en la muestra inhibiendo su reactividad al agua.

5.7.1 Metodología de la prueba CST con inhibidor. Para realizar la prueba de CST con inhibidor es necesario preparar con anticipación el fluido a utilizar durante la prueba, compuesto por un barril de laboratorio de agua (350 ml) y la concentración indicada de inhibidor o inhibidores requeridos para evaluar, luego se toman 24 ml del fluido y se mezclan con dos gramos de muestra durante dos minutos a bajas revoluciones, en el tiempo más corto posible para evitar que la muestra se sedimente se toman 4 ml de esta mezcla y se introducen en el cilindro del montaje de la prueba de CST previamente preparada hasta que se inicie y se finalice el conteo de la prueba, este procedimiento esta detallado en el **Diagrama 14.**

Diagrama 14. Procedimiento de la prueba CST con inhibidor



Fuente. HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Capillary Suction Time. 2004

5.7.2 Implementación de la prueba CST con inhibidor. Luego de la realización de las pruebas de referencia se procede a realizar pruebas adicionales evaluando dos inhibidores y una combinación de ambos únicamente para los intervalos que componían la formación porquero (6670 ft a 7983 ft TVD) las cuales comprende las muestras 12, 13 y 14, **tabla 60**.

Tabla 60. Muestras utilizadas en la realización de la prueba CST con inhibidor

<i>Formación</i>	<i>Muestra</i>	<i>Profundidad</i>
<i>Formación Tubará</i>	11	6000 ft-6500 ft
<i>Formación Porquero</i>	12	6500 ft -7000 ft
<i>Formación Porquero</i>	13	7000 ft-7500 ft
<i>Formación porquero</i>	14	8000 ft

La combinaciones a evaluar y sus respectivas concentraciones se detallan en la **Tabla 61**.

Tabla 61. Inhibidores utilizados para la prueba CST

<i>Producto</i>	<i>Concentración</i>
Polímero Amina	9 lpb
Estabilizador de Arcillas	9 lpb
Polímero Amina + Estabilizador de Arcillas	5 lpb – 4 lpb respectivamente

5.7.3 Resultados obtenidos de la prueba CST con inhibidor. Para las pruebas de CST realizadas para la formación porquero evaluando los inhibidores Polímero Amina y Estabilizador de Arcillas se obtuvieron los resultados mostrados en la **Tabla 62**.

Tabla 62. Resultados de la prueba CST con inhibidor

<i>Formulación</i>	<i>1a medición</i>	<i>2a medición</i>	<i>CST (S)</i>
Polímero Amina [9 lpb]	172,7	167,6	170,15
Estabilizador de Arcillas [9 lpb]	712	711,7	711,85
Polímero Amina [5 lpb] + Estabilizador de Arcillas [4 lpb]	910,7	755,1	832,9

En la **Figura 45**, y la **Figura 46**, se muestra el revoque resultado de la prueba de CST con inhibidor para cada formulación evaluada.

Figura 45. Revoque generado en la prueba de CST con inhibidor

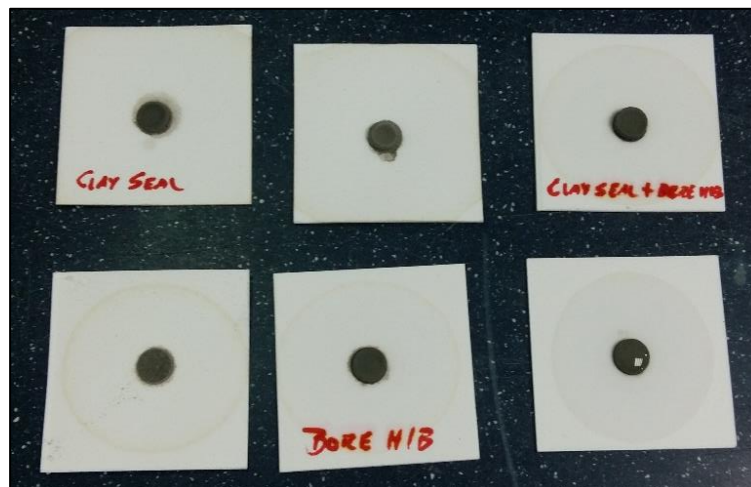
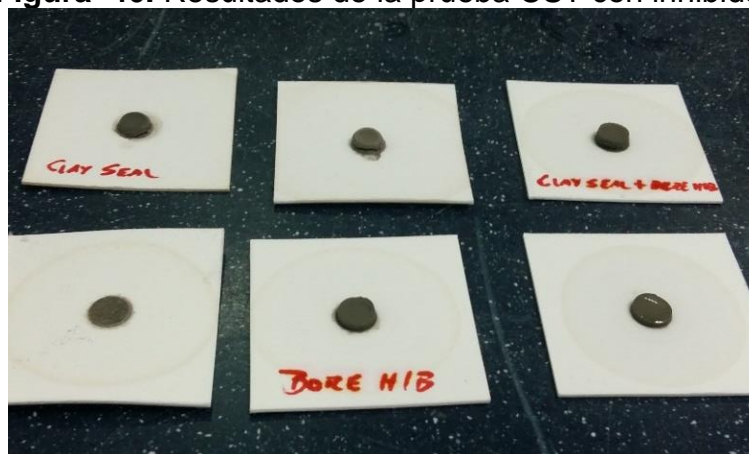


Figura 46. Resultados de la prueba CST con inhibidor



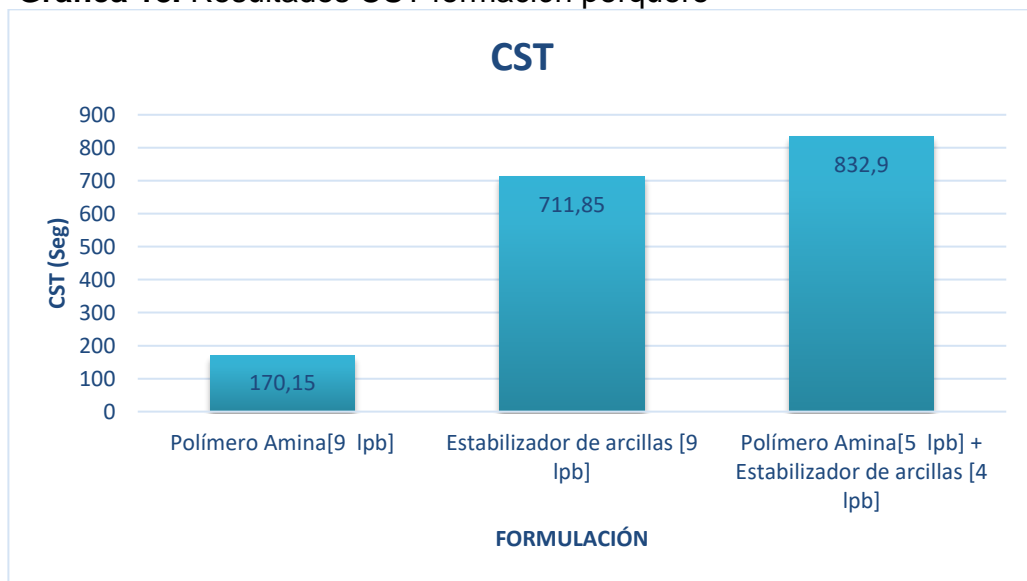
5.7.4 Análisis de los Resultados de la prueba CST con inhibidor. Debido a que los intervalos pertenecientes a la Formación Porquero son los que registran mayor valor en las pruebas de CST, CEC y en contenido de arcillas, se procede a evaluar la misma con dos inhibidores, el Polímero Amina y el Estabilizador de Arcillas en las máximas concentraciones establecidas por la empresa, realizando la prueba para cada inhibidor por separado y luego se realiza la prueba combinando ambos inhibidores, Polímero Amina en la mínima concentración y Estabilizador de Arcillas en una concentración menor.

En la **Tabla 61**, se detallan los inhibidores y sus respectivas concentraciones utilizadas para la realización de la prueba y en la **Tabla 62**, están reportados los valores obtenidos de las dos mediciones realizadas y un promedio entre ellas para disminuir el error porcentual.

En la **Grafica 18**, se comparan los resultados de la interacción de los inhibidores con la formación porquero. El mejor resultado lo tiene el Polímero Amina al registrar el menor tiempo de succión capilar, en cambio el Estabilizador de Arcillas a la misma concentración presenta valores muy altos en comparación con los obtenidos con el Polímero Amina.

Al combinar ambos inhibidores los resultados obtenidos no mostraron una mejora en los tiempos de inhibición, registrando los valores más altos en comparación con los inhibidores evaluados individualmente. La acción de los inhibidores se puede ver afectada por el tipo de roca presente en la formación y esta prueba por sí sola no muestra la capacidad de inhibición del inhibidor.

Gráfica 18. Resultados CST formación porquero



5.8 CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMULACIONES DEL FLUIDO INHIBIDOR

En este capítulo se detallan las características de las diferentes formulaciones inhibitoras y del fluido base. A estos fluidos se les realizan pruebas de densidad, reología, filtrado API y las pruebas químicas de pH, Alcalinidad, Cloruros y Dureza con el fin de obtener la información adecuada para la correcta selección del fluido de perforación para un pozo ubicado en el Campo Níspero.

Considerando las condiciones operacionales de la zona, las características litológicas de la región y las necesidades de la empresa operadora y la prestadora del servicio que diseña el fluido de perforación.

5.8.1 Determinación de la densidad del fluido. Esta prueba, se efectúa según los lineamientos establecidos en la **Sección 2.1.1.1**, trata sobre la propiedad física de la densidad para fluidos de perforación. Primero se calibra la balanza presurizada para después determinar la densidad de cada una de las formulaciones inhibitoras y la formulación base.

Para el caso del Pozo Níspero-1 la máxima densidad esperada es de 10,9 lpg; la densidad es aumentada gradualmente desde 10,4 lpg, esto dado por la ventana de densidad de un pozo perforado cercano al campo. Los resultados obtenidos se expresan en la **Tabla 63**.

Tabla 63. Densidad de fluidos inhibitoras

<i>Formulación</i>	<i>Densidad (lpg)</i>
BASE	10,9
1	10,9
2	10,95
3	10,87
4	10,85
5	10,81

5.8.2 Determinación de pH. Esta prueba se basa en los lineamientos establecidos en la **Sección 2.1.2.2**, hace referencia a la propiedad química del pH para fluidos de perforación y siguiendo el proceso detallado en el **Diagrama 8** se mide el pH de cada formulación inhibitora y la formulación base.

Posterior a la preparación de los fluidos de perforación se procede a tomar la medición de un pH inicial, por requerimientos operacionales el pH del fluido de perforación debe estar alrededor de 10 según los requerimientos operacionales del pozo, para esto dependiendo del valor inicial se procede a adicionar Cal para aumentar pH o H₂SO₄ para disminuirlo. Los resultados iniciales y finales de la medición de pH se presentan en la **Tabla 64**.

Tabla 64. Tabla de pH para cada formulación

Formulación	pH inicial	pH final
BASE	8,1	10
1	8,27	10,32
2	8,14	10,24
3	8,18	9,79
4	8,33	10,03
5	10,48	10,5

5.8.3 Reología del fluido. La prueba de reología se realiza según los lineamientos planteados en la **Sección 2.1.1.2** que habla sobre las propiedades físicas relacionadas con la reología para los fluidos de perforación siguiendo los pasos establecidos en el **Diagrama 3** para hallar las mediciones a diferentes velocidades y geles a 10 s y 10 min.

Con los resultados obtenidos a velocidades altas ($\Theta 600 - \Theta 300$), medias ($\Theta 200 - \Theta 100$) y bajas ($\Theta 6 - \Theta 3$) se realiza el cálculo de la VP, según la **Ecuación 1**, del YP, según la **Ecuación 2**, de la Va, según la **Ecuación 3**, y del YS, según la **Ecuación 4**.

Los resultados de la prueba se detallan en la **Tabla 65** donde se evidencia que el fluido con mayor VP es la formulación tres con un valor de 23 cP, la cual tiene como inhibidor de arcillas el Polímero de bajo peso molecular, presentando bajo desempeño en las pruebas de caracterización de arcillas en comparación con las otras formulaciones inhibidoras, mientras que las formulaciones con menores valores de VP son las formulaciones uno y cinco con valores de 15 cP, la formulación uno tiene como inhibidor el Acetato de Potasio y Polímero Amina, y la formulación cinco tiene como inhibidor el Polímero Amina y Estabilizador de Arcillas.

En el caso de YP, la formulación de mayor valor de YP es la formulación cinco, con un valor de 20 lb/100ft², mientras que la formulación con menores valores son las formulaciones uno y dos con valores de 15 lb/100ft², la formulación dos tiene como inhibidores el Acetato de Potasio y Glicol, esta formulación es la que mejor desempeño presento en las pruebas de caracterización de arcillas.

Teniendo en cuenta los parámetros operacionales para el Pozo Níspero-1 mostrado en la **Tabla 43**, el rango establecido para la sección intermedia de 12 ¼ in esta entre 15 y 25 lb_f / 100 ft². A partir de esto se determina que la formulación cuatro no cumple con este parámetro operacional ya que obtuvo un valor por debajo del rango, 14 lb_f / 100 ft². Las formulaciones uno, dos y tres registran valores bajos dentro del rango de operación y la formulación cinco tuvo un valor intermedio dentro del rango.

En el caso de la Va la formulación con mayor valor es la formulación tres con un valor de 31 cP, mientras que la de menor valor es la formulación uno con un valor de 22,5 cP. Para el YS la formulación con el mayor valor es la formulación base, 3 lb/100ft², y la de menor valor es la formulación cinco con un valor de 1 lb/100ft². En el caso de la resistencia de geles para 10 s y 10 min, para la formulación base se registran iguales valores de geles a 10 s y 10 min, con un valor de 4 lb/100ft².

Para la formulación uno se registran valores de 10 s y 10 min de 4 lb/100ft² y 5 lb/100ft² este describe el comportamiento de los geles planos que se evidencia en las otras formulaciones inhibidoras evaluadas, sin embargo, valores muy bajos

presentados por la formulación base y dos puede ocasionar hundimiento de barita y sedimentación de sólidos.

Tabla 65. Resultados de la reología para cada formulación

<i>Formulación</i>	<i>BASE</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Ø600	56	45	47	62	48	50
Ø300	37	30	31	39	31	35
Ø200	29	23	24	30	23	26
Ø100	19	15	16	20	15	17
Ø6	5	4	4	6	4	5
Ø3	4	3	3	4	3	3
Gel 10 seg (lb/100 ft²)	4	4	3	5	4	6
Gel 10 min (lb/100 ft²)	4	5	5	6	6	7
VP (cP)	19	15	16	23	17	15
YP (lb/100 ft²)	18	15	15	16	14	20
Va (cP)	28	22,5	23,5	31	24	25
YS (lb/100 ft²)	3	2	2	2	2	1

5.8.4 Filtrado API. Esta prueba se realiza según los lineamientos establecidos en la **Sección 2.3.1.3**, describe la propiedad física del filtrado API para los fluidos de perforación siguiendo el procedimiento establecido en el **Diagrama 4**, esta prueba se realiza para cada formulación inhibidora, incluyendo la formulación base, en esta prueba se determina el volumen de filtrado del fluido junto con el espesor de revoque que forma, el filtrado obtenido de cada formulación es utilizado para la realización de las pruebas químicas de Alcalinidad, Dureza y Cloruros.

Como se muestra en la **Tabla 66**, las formulaciones que tuvieron el menor filtrado en los 30 minutos de duración de la prueba son la dos y la tres, con un filtrado igual a 4,9 ml, en comparación con el fluido base que presenta el mayor volumen de filtrado, 9,5 ml, se evidencia que la presencia de inhibidores de arcilla favorecen el control de filtrado, en el caso de la formulación dos la presencia de acetato de potasio junto con el glicol aumentaron el control de filtrado al igual que en la formulación tres lo hizo el Polímero de bajo peso molecular.

Las formulaciones uno, cuatro y cinco presentaron un rendimiento intermedio en el control de filtrado, 5,0 ml, 5,4 ml y 6,2 ml respectivamente, en el caso de las formulaciones uno y cuatro tienen la presencia de acetato de potasio que como demuestra en la formulación dos beneficia esta propiedad aumentando el control de filtrado. En el caso de la formulación cinco el Estabilizador de Arcillas tiene la

capacidad de sellar los poros y las microfracturas presentes en la formación por lo que puede favorecer a la disminución del filtrado a través del revoque.

En las **imágenes 47 y 48** se puede ver el volumen de filtrado obtenido con cada formulación evidenciando los resultados mostrados en la **Tabla 66**. En la primera imagen se pueden visualizar los filtrados de las formulaciones base, uno y dos en ese orden de izquierda a derecha.

En la segunda imagen se encuentran los filtrados de las pruebas tres, cuatro y cinco enumerados de izquierda a derecha. En referencia al color de los filtrados, las formulaciones que están compuestas por acetato de potasio, como lo son la una, dos y cuatro muestran una coloración ligeramente amarilla, contrariamente para las formulaciones tres y cinco presentan un color traslúcido, y la formulación base muestra una coloración entre blanco y amarillo.

En el caso de los espesores de revoque (cake) no hubo variación entre las diferentes formulaciones y su forma y textura como se muestra en la **Imagen 49** en esta se encuentran los revoques de las formulaciones base y las inhibidoras ubicadas en dos filas enumeradas de izquierda a derecha de tal manera que en la primera fila se encuentran los revoque de la formulación base, uno y dos y en la segunda fila los de las formulaciones tres, cuatro y cinco.

Tabla 66. Resultados filtrado API para fluido base y formulaciones

Formulación	Filtrado (ml/30min)	Espesor del cake (1/32 in)
base	9,5	1
1	5,0	1
2	4,9	1
3	4,9	1
4	5,4	1
5	6,2	1

Figura 48. Filtrados de las formulaciones base, uno y dos



Figura 47. Filtrado API de las formulaciones tres, cuatro y



Figura 49. Revoques de todas las formulaciones



5.8.5 Pruebas químicas. Estas pruebas se realizaron utilizando el filtrado obtenido en la prueba de Filtrado API, los procedimientos y definiciones utilizadas para el desarrollo del análisis de resultados esta descrito en la **sección 2.3.2**; estas pruebas se realizan con el objetivo de identificar contaminantes como el calcio, cloruros, carbonatos y bicarbonatos entre otros, en la **Tabla 67**, se encuentra el resumen de los resultados obtenidos de las pruebas químicas para la determinación de alcalinidad, calcio y cloruros.

Tabla 67. Resultado de las pruebas químicas para el fluido base e inhibidores

Formulación	base	1	2	3	4	5
<i>P_F</i>	0,1	1,14	0,64	0,06	0,62	0,84
<i>M_F</i>	1,84	6,38	4,8	1,1	4,9	2,77
cloruros (MG/L)	890	1340	815	790	810	1220
Calcios (MG/ML)	416	64	48	280	60	200

5.8.5.1 Alcalinidad. La definición y el proceso para la determinación de la alcalinidad en un fluido de perforación base agua esta descrito en la **Sección 2.3.2.4** y en el **Diagrama 10**, según los resultados de la **Tabla 68**, y utilizando la **Tabla 69**, se realiza la determinación de contenido del ion predominante presente en cada formulación de fluido.

Tabla 68. Parámetros para el análisis de la prueba de alcalinidad

Alcalinidad	Ion	EPM	ppm
$P_f = 0$	HCO_3^-	20 M_f	1220 M_f
$2P_f < M_f$	HCO_3^-	20($M_f - 2P_f$)	1220 ($M_f - 2P_f$)
	$CO_3^{=}$	4 P_f	1200 P_f
$2P_f = M_f$	$CO_3^{=}$	40 P_f	1200 P_f
$2P_f > M_f$	$CO_3^{=-}$	40($M_f - P_f$)	1200($M_f - P_f$)
	OH	20($2P_f - M_f$)	340 ($2P_f - M_f$)
$P_f = M_f$	OH^-	20 P_f	340 P_f

Fuente. PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. p. 76

Según la comparación de los resultados de M_f y P_f , se encuentra el mismo comportamiento para cada uno de los fluidos inhibidores y el fluido base, demostrando que $2P_f < M_f$, en la **tabla 69**, se presenta la concentración de los iones en cada fluido.

Tabla 69. Concentraciones de iones Carbonatos y Bicarbonatos para cada fluido

Formulación	P_f	M_f	$2P_f < M_f$	EPM		ppm	
				HCO_3^-	$CO_3^{=}$	HCO_3^-	$CO_3^{=}$
Base	0,1	1,84	0,2 < 1,84	32,8	0,4	2000,8	120
1	1,14	6,38	2,28 < 6,38	82	4,56	5002	1368
2	0,64	4,8	1,28 < 4,8	70,4	2,56	4294,4	768
3	0,06	1,1	0,12 < 1,1	19,6	0,24	1195,6	72
4	0,62	4,9	1,24 < 4,9	73,2	2,48	4465,2	744
5	0,84	2,77	1,68 < 2,77	21,8	3,36	1329,8	1008

La formulación con menor concentración de iones bicarbonato y carbonato es la formulación tres que contiene como inhibidor Polímero de bajo peso molecular, que no aporta iones contaminantes al fluido, lo que se demuestra en un valor más bajo en iones que el que presenta el fluido base. De igual manera la formulación cinco que contiene los inhibidores Polímero Amina y Estabilizador de Arcillas también presenta una reducción en los iones carbonatos y bicarbonatos, estas reducciones pueden estar relacionadas con la química presente en cada uno de estos productos inhibidores.

En contraste las formulaciones uno dos y cuatro presentan los resultados más altos de iones contaminantes, teniendo como factor común la presencia de acetato de potasio en combinación con Polímero Amina en la formulación uno, con glicol en la formulación dos y actuando solo en la formulación cuatro. La presencia de bicarbonatos puede afectar las propiedades del fluido de perforación, generando aumentos en la reología, así como en el filtrado y disminuciones en el pH y la concentración de iones calcio

5.8.5.2 Cloruros. En la **sección 2.3.2.3** se encuentra la definición de la prueba de cloruros incluyendo los indicadores y tituladores utilizados como también su proceso de determinación, mostrado en el **Diagrama 9**. Según los resultados mostrados en la **Tabla 67**, los resultados más bajos los presentan las formulaciones tres, cuatro y dos compuestos de Polímero de bajo peso molecular, acetato de potasio y una combinación de acetato de potasio y glicol, respectivamente en comparación con el fluido base, puede deberse a que la naturaleza química de los aditivos no aporta iones cloruros al fluido.

Por otra parte las formulaciones uno y cinco registran los contenidos más altos de ion cloruro, pudiendo presentar el mayor aporte el inhibidor Polímero Amina, componente de ambas formulaciones en combinación con acetato de potasio y Estabilizador de Arcillas, respectivamente. El alto contenido de cloruros puede aumentar el punto cedente, la resistencia de geles, el filtrado, el contenido de sólidos y de calcio, mientras que disminuyen la viscosidad plástica y el contenido de iones carbonatos y bicarbonatos además del pH.

5.8.5.3 Dureza por Calcio. La determinación de calcio se encuentra en la **Sección 2.3.2.1** en la determinación de la dureza de un fluido de perforación, para efectos del desarrollo del proyecto, la prueba de dureza para determinar contenido de calcio, magnesio y otros iones se desarrolla para la determinación de calcio únicamente, y su proceso está descrito en el **Diagrama 7**.

Las formulaciones uno dos y cuatro presentan los valores más bajos de contenido de calcio en comparación con el fluido base, siendo la formulación dos, la combinación de acetato de potasio y glicol la que menor contenido de calcio presenta entre las tres. Esta reducción puede estar dada por el alto contenido de iones bicarbonato que precipita el calcio presente en el fluido.

Los resultados más altos los presentaron las formulaciones tres y cinco, la más alta entre estas dos fue la dos, la cual tiene como inhibidor Polímero de bajo peso molecular. Aunque siguen siendo significativamente menores en comparación con la formulación base. Estos resultados también pueden estar relacionados con el contenido de bicarbonatos, que para este caso son bajas las concentraciones. Una alta concentración de calcio puede aumentar las propiedades reológicas del fluido y su filtrado, mientras que disminuye el pH del fluido y la alcalinidad del fluido.

5.9 SELECCIÓN DE LA FORMULACIÓN DEL FLUIDO INHIBIDOR

Como se menciona en la sección de **Criterios de selección**, en la **Tabla 42**, se establece el grado de importancia asignado a cada intervalo de análisis según su reactividad, el intervalo cuatro es el de mayor reactividad por lo que su peso o grado de importancia es mayor, se le asigna un porcentaje de 45%, al intervalo tres se le asigna un grado de importancia de 25%, al intervalo dos se le asigna un

porcentaje de 20%, mientras que al intervalo uno, el intervalo de análisis menos reactivo se le asigna un porcentaje de 10%.

Según este porcentaje asignado, a continuación se presentan las tablas de evaluación del desempeño para las pruebas realizadas con las formulaciones propuestas para la inhibición de arcillas, LSM (**Tabla 70**) y Dispersión y Erosión (**Tabla 71**) y las pruebas de caracterización del fluido (**Tabla 72**) evaluadas con las calificaciones asignadas según los resultados obtenidos en cada intervalo.

Tabla 70.Tabla de evaluación de desempeño para la prueba LSM

Formulación	Intervalo	LSM		Calificación (*)	Valoración por Intervalos	Valoración final
		Hinchamiento (%)	Tiempo de Estabilización (hr)			
1	1	19,92	83	3	30	104
	2	18,27	82	4	80	
	3	21,86	94	5	125	
	4	19,46	109	4	180	
2	1	19,45	74	4	40	116
	2	16,06	84	5	100	
	3	22,79	109	4	100	
	4	13,53	109	5	225	
3	1	28,04	74	1	10	38
	2	22,83	85	1	20	
	3	26,29	109	3	75	
	4	24,49	109	1	45	
4	1	19,29	74	5	50	82
	2	18,81	84	3	60	
	3	--	--	--	--	
	4	20,45	109	3	135	
5	1	22,76	73	2	20	45
	2	22,78	83	1	20	
	3	26,48	84	2	50	
	4	23,58	109	2	90	

(*) La calificación es asignada a criterio de los autores del proyecto

Tabla 71.Tabla de evaluación de desempeño para la prueba Dispersión y Erosión

Formulación	Dispersión y Erosión			Calificación (*)	Valoración Final
	Masa Inicial (g)	Masa Final (g)	Erosión (%)		
1	15	9,03	39,8	4	51
2	15	7,29	51,4	2	41
3	15	13,76	8,27	5	78
4	15	7,13	52,47	1	40
5	15	5,96	50,27	3	44

(*) La calificación es asignada a criterio de los autores del proyecto

Tabla 72. Tabla de evaluación de desempeño para las pruebas de caracterización del fluido

Caracterización del Fluido				
Formulación	Propiedad	Resultado	Calificación (*)	Valor Final
1	YP (lb/100 ft2)	15	20	32
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	4	30	
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	5	30	
	pH	10,32	40	
	Filtrado (ml / 30min)	5	40	
2	YP (lb/100 ft2)	15	20	30
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	3	20	
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	5	30	
	pH	10,24	30	
	Filtrado (ml / 30min)	4,9	50	
3	YP (lb/100 ft2)	16	30	34
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	5	40	
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	6	40	
	pH	9,79	10	
	Filtrado (ml / 30min)	4,9	50	
4	YP (lb/100 ft2)	14	10	24
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	4	30	
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	6	40	
	pH	10,03	20	
	Filtrado (ml / 30min)	5,4	20	
5	YP (lb/100 ft2)	20	50	42
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	6	50	
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)	7	50	
	pH	10,5	50	
	Filtrado (ml / 30min)	6,2	10	

(*) La calificación es asignada a criterio de los autores del proyecto

En la **Tabla 73**, se registra el resultado final de las valoraciones realizadas a las pruebas LSM, Dispersión y Erosión, y caracterización del fluido, dando como resultado la selección de la formulación dos como el fluido inhibidor más eficiente dentro de los criterios de selección establecidos por los autores del proyecto basados en la teoría de los fluidos inhibidores de arcilla y en los parámetros operacionales y objetivos establecidos por la empresa.

Tabla 73. Resultado final de la valoración de las pruebas realizadas con las formulaciones inhibidoras propuestas

Formulación	Valoración final del LSM	Valoración final de Dispersión y Erosión	Valoración final caracterización del fluido	Resultado final
1	104	51	32	187
2	116	41	30	188
3	38	78	34	149
4	82	40	24	146
5	45	44	42	131

A continuación se presentan en la **Tabla 74**, un resumen de los resultados obtenidos por la formulación dos en cada una de las pruebas realizadas.

Tabla 74. Resultados de la Formulación dos (Acetato de Potasio + Glicol)

Resultados			
LSM	Intervalos	Hinchamiento (%)	Tiempo de Estabilización (hr)
	1	19,45	74
	2	16,06	84
	3	22,79	109
	4	13,53	109
Dispersión y Erosión	Masa inicial (g)	Masa final (g)	Dispersión (%)
	15	7,29	51,4
Densidad	Densidad del fluido (lpg)		
	10,95		
pH	pH inicial	pH final	
	8,14	10,24	
Reología	Mediciones y Cálculos		Resultado
	Θ600		56
	Θ300		37
	Θ200		29
	Θ100		19
	Θ6		5
	Θ3		4
	Gel 10 seg (lb/100 ft2)		4
	Gel 10 min (lb/100 ft2)		4
	VP (cP)		19
	YP (lb/100 ft2)		18
	Va (cP)		28
Filtrado API	Filtrado (ml/30 min)	Espesor del cake (1/32 in)	
	4,9	1	
Alcalinidad	Pf	Mf	2Pf < Mf
	0,64	4,8	1,28 < 4,8
	EPM	ppm	
	$HCO_3^- / CO_3^{=}$	$HCO_3^- / CO_3^{=}$	
70,4/2,56	4294,4/768		
Cloruros	Cloruros (mg/L)		
	815		
Calcios	Calcios (mg/ml)		
	48		

5.9.1 Comparación entre el fluido de perforación seleccionado y el utilizado en el Campo Níspero-1. Del fluido utilizado para la perforación del Pozo Níspero-1, únicamente se cuentan con los resultados de las pruebas de caracterización del fluido tomadas en campo por lo que se procede a realizar la comparación a partir de estos datos con el fluido seleccionado a nivel laboratorio el cual es la formulación dos, que contiene como aditivos inhibidores de arcillas el acetato de potasio y el glicol. Estos datos se encuentran resumidos en la **Tabla 75**.

Tabla 75. Comparación de las propiedades del fluido actual del campo y la formulación dos

<i>Propiedades</i>	<i>Mediciones y Cálculos</i>	<i>Formulación 2</i>	<i>Formulación usada Pozo Níspero-1</i>
<i>Físicas</i>	Densidad (LPG)	10,95	10,61
	Ø600	47	66
	Ø300	31	43
	Ø200	24	32
	Ø100	16	21
	Ø6	4	7
	Ø3	3	6
	Gel 10 seg (lb/100 ft ²)	3	7
	Gel 10 min (lb/100 ft ²)	5	11
	VP (cP)	16	23
	YP (lb/100 ft ²)	15	20
	Filtrado (mL/30min)	4,90	8,20
	Espesor del cake (1/32")	1	1
	Dureza total (mg/mL)	48	265
<i>Químicas</i>	cloruros (mg/L)	815	983
	Pf	0,64	0,12
	Mf	4,80	1,16
	HCO_3^- / CO_3^{2-} (EPM)	7,40 / 2,56	18,4 / 0,48
	HCO_3^- / CO_3^{2-} (ppm)	4294,40 / 768	112,4 / 144
	pH inicial	8,14	---
	pH final	10,24	10,31

Para la comparación de estos resultados se tienen en cuenta los parámetros operacionales de la sección intermedia para el Pozo Níspero-1, estos datos se encuentran en la **Tabla 8**, en la **Sección 2.6.2**. En lo relacionado con las pruebas físicas se evidencia la densidad para el caso del fluido seleccionado se encuentra por encima del rango establecido, esto se debe a los requerimientos establecidos por la empresa Halliburton para el análisis en laboratorio, en el caso del fluido utilizado en el pozo la densidad excede por muy poco el rango.

Para el caso de las pruebas reológicas el fluido seleccionado presentan las mejores condiciones para mejorar la limpieza como son geles planos, en el caso del bombeo del fluido y una viscosidad plástica baja, lo que permite aumentar la velocidad de perforación, en cuanto al punto cedente (YP) la formulación utilizada

en campo presenta el valor más alto pero los geles son más distantes por lo que son progresivos y su viscosidad plástica es alta, dificultando su bombeo y disminuyendo la velocidad de perforación.

Para filtrado API, aunque en el fluido utilizado en el campo se emplearon diferentes aditivos para el control de filtrado registra un valor intermedio dentro del rango operativo, mientras que el fluido seleccionado en laboratorio registro un valor menor de filtrado, que incluso fue menor al rango operativo del pozo. En el caso del revoque formado no se registran diferencias entre los dos fluidos ya que el espesor de ambos es el mínimo (1/32 in).

En el caso del pH, los dos fluidos registran valores dentro del rango operativo, siendo el valor del pH del fluido utilizado en campo un poco más alto que el del fluido seleccionado en laboratorio, cabe recalcar, que el pH del fluido seleccionado en laboratorio fue aumentado según requerimientos establecidos por la empresa para el análisis en laboratorio.

Para el caso de calcios, en el fluido seleccionado en el laboratorio la dureza solo está dada por el contenido de calcios derivados de los propios aditivos utilizados para su preparación debido a que no se tiene una fuente de iones de magnesio pudiera modificar esta propiedad, mientras que para el fluido de perforación utilizado en pozo el valor de dureza es más alto debido al contacto con formaciones que aportan iones de magnesio.

Para cloruros, el valor registrado por el fluido seleccionado en laboratorio es más bajo en comparación con el fluido utilizado en campo, un alto valor de cloruros pueden alterar las propiedades reológicas del fluido y su pH. Para el caso de la alcalinidad por bicarbonatos y carbonatos, los dos fluidos presentan una mayor concentración de iones bicarbonato, siendo el fluido seleccionado en laboratorio el mayor concentración de bicarbonatos tiene, una concentración alta de bicarbonatos alteran las propiedades reológicas del fluido.

Aunque no se tiene datos de LSM con polímero Amina, según los resultados en laboratorio a la formulación dos tienen una mayor capacidad de inhibición de arcillas que las otras formulaciones que contenían polímero Amina con otros aditivos inhibidores.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Debido a la geología presente en el Bloque Esperanza durante las operaciones de perforación se atraviesan las formaciones Corpa, Tubará y Porquero, estas están compuestas por minerales arcillosos los cuales son hinchables al contacto con el agua presente en los fluidos de perforación generando problemas operacionales tales como pegas de tuberías, embolamiento de la broca, disminución del espacio anular y derrumbes.

El análisis financiero de este proyecto esta direccionado a la evaluación de un nuevo fluido de perforación para la sección intermedia de los pozos del Campo Níspero que sea viable tanto técnica como financieramente usando como alternativa de solución la variación de inhibidores en un fluido base evaluados en las muestras extraídas de la sección intermedia del Pozo Níspero-1 como se muestra en la **Figura 50**.

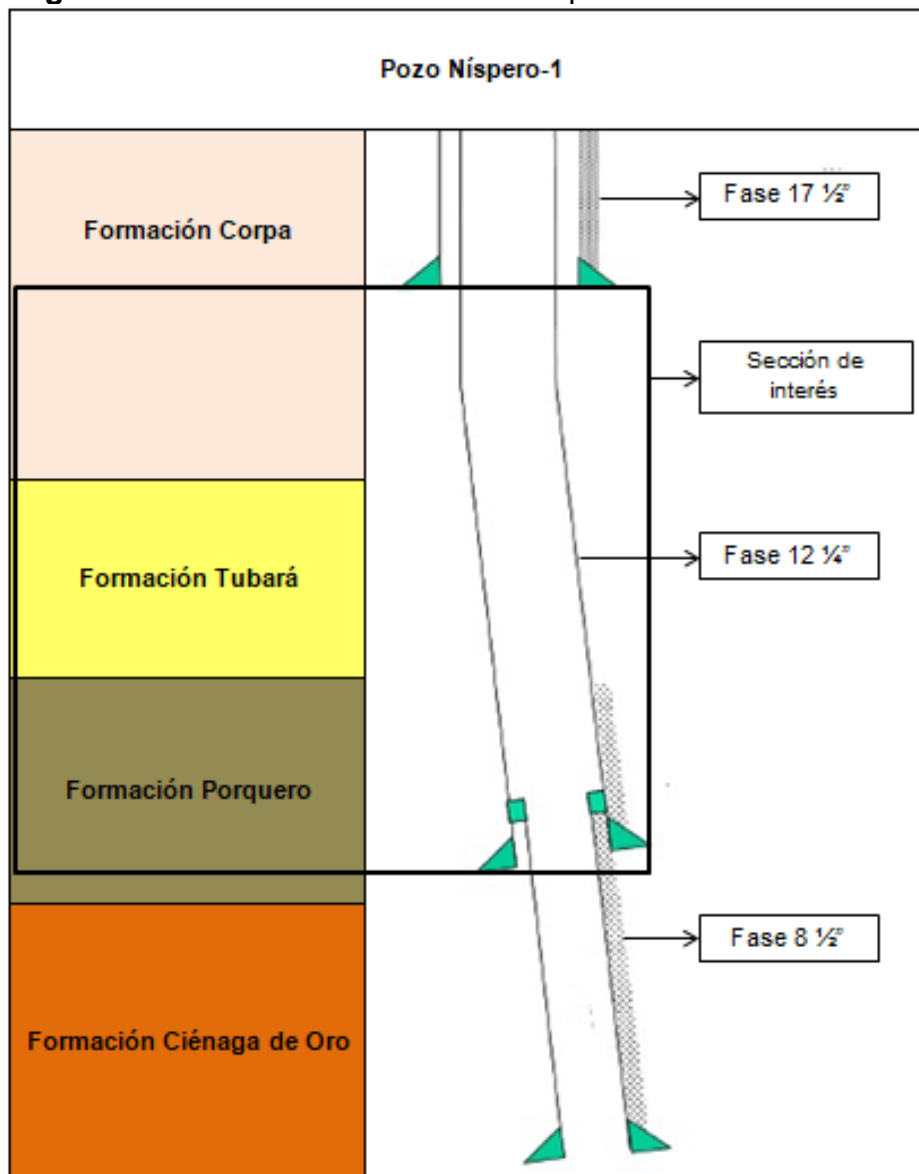
Para tal fin se decide realizar la caracterización de las arcillas perforadas en el Pozo Níspero-1 en el intervalo de 1000 ft a 8000 ft con muestras obtenidas cada 500 ft, sometiendo estas 14 muestras a una prueba de DRX y de CST en agua con el fin de determinar su contenido de minerales arcillosos y su capacidad de succión capilar al estar en contacto con agua. Con los resultados obtenidos en estas pruebas se decide agrupar estas 14 muestras en 4 intervalos de análisis y estos intervalos se someten a pruebas de hinchamiento lineal con cinco diferentes formulaciones inhibidores de arcillas.

Ya que uno de estos intervalos estaba compuesto únicamente por la Formación Porquero se realiza en este una prueba de CST utilizando dos de los inhibidores presentes en una de las formulaciones variando la concentración evaluando su desempeño tanto individualmente como en conjunto. Por último se agrupan todas las muestras para un análisis general de la prueba de dispersión y erosión. Adicionalmente se realiza la caracterización de las cinco formulaciones para determinar sus propiedades físicas y químicas las cuales se tienen en cuenta para la selección del fluido. De las cinco formulaciones evaluadas se selecciona la formulación más eficiente según las pruebas realizadas en laboratorio considerando los parámetros operacionales establecidos por la empresa.

Después de la selección del fluido se procede a compararlo con el fluido usado en la perforación del Pozo Níspero-1 teniendo en cuenta el desempeño de este ante la inhibición de arcillas y los parámetros operacionales del campo, ya que se espera que el fluido seleccionado sea utilizado en futuras campañas de perforación debido a que la perforación de pozos en esta zona se presenta de manera similar.

Se realiza la evaluación financiera partiendo del enfoque de una empresa de servicio con dos escenarios , el escenario actual (el cual hace referencia a el fluido polimérico polímero Amina inhibidor de arcillas usado para la perforación del Pozo Níspero-1) y el escenario propuesto (el cual hace referencia a el fluido compuesto por Acetato de Potasio y Glicol inhibidor de arcillas seleccionado en las pruebas de laboratorio) empleando la metodología del Valor Presente Neto (VPN) utilizando como unidad monetaria de valor constante el Dólar Estadounidense (USD) con un horizonte de tiempo de dos años con periodos trimestrales a una tasa de interés de oportunidad de 20% efectivo anual de la empresa Halliburton.

Figura 50. Estado Mecánico Pozo Níspero-1



Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Níspero. Cordoba. 2016.

6.1 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación son el valor de bienes y esfuerzos necesarios para la sostenibilidad de un proyecto, línea de procesamiento o de un equipo operacional, estos costos están directamente relacionados con el sector técnico.

Para el caso de este proyecto de grado no se tienen en cuenta costos generados por el transporte, el uso de equipos y mano de obra, solo los costos de los aditivos utilizados para los fluidos inhibidores. En la **Tabla 76** se muestran los costos actuales de los aditivos utilizados en el mercado, su función y la cantidad en la que se puede adquirir.

Tabla 76. Costos de aditivos

<i>Producto</i>	<i>Función</i>	<i>Unidad</i>	<i>lb-gal/ unidad</i>	<i>USD*</i>
Acetato de potasio	Inhibidor de arcillas	Saco	50 lb	232,74
Barita	Densificante	Saco	100 lb	14,44
Bentonita Sódica	Viscosificante	Saco	50 lb	11,98
Cal	Alcalinidad	Saco	50 lb	10,09
Carbonato de Calcio 150	Agente Puentesante	Saco	100 lb	70,17
Carbonato de Calcio 50	Agente Puentesante	Saco	50 lb	37,20
Fibra celulosa natural	Material para control de pérdida de circulación	Saco	25 lb	110,00
Glicol	Inhibidor de arcillas	Tambor	55 gal	1891,04
Glutaraldehido	Bactericida	Garrafa	5 gal	116,46
Hidrocarburo en polvo	Inhibidor de arcillas	Saco	50 lb	135,53
Leonardita en polvo	Controlador de filtrado	Saco	50 lb	22,88
Mezcla Surfactante y lubricante	Lubricante	Tambor	55 gal	2693,36
Polímero acrílico modificado	Controlador de filtrado	Saco	50 lb	318,62
Polímero Amina	Inhibidor de arcillas	Tambor	55 gal	1617,02
Polímero de goma xántica	Viscosificante/ agente de suspensión	Saco	25 lb	500,78
Polisacárido	Controlador de filtrado	Saco	50 lb	120,22
Surfactante	Antiacreción	Tambor	55 gal	1936,00

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Córdoba. 2016.

***Los precios presentados son promedios de los precios de mercado del compuesto genérico del aditivo**

Para el cálculo de los costos totales para los dos escenarios, el escenario actual y el propuesto, es necesario hallar el volumen del pozo y los volúmenes adicionales

a preparar para el almacenamiento en los tanques y en superficie y también calcular el costo por barril de los aditivos usados en los dos escenarios. Como se muestra en el diagrama mecánico del pozo se halla el volumen en dos secciones, la sección uno corresponde a la sección superficial del pozo con un casing de 13 3/8 pulgadas y la segunda sección es la sección a perforar, los diámetros y longitudes para los cálculos del volumen del pozo se encuentran en la **Tabla 77** mostrada a continuación.

Tabla 77. Dimensiones del hueco

Sección	Diámetro externo ED (in)	Diámetro interno, ID (in)	Longitud (ft) aprox.
Sección Superficial 17 ½ in	13,375	12,347	1000
Sección intermedia 12 ¼ in	---	12 ¼	7300

- **Cálculos.** La **Ecuación 5** se utiliza para el cálculo del volumen de fluido que ocuparía la sección en barriles, en este caso el fluido de perforación ocuparía el volumen dado por el diámetro interno de las secciones y su respectiva longitud.

Ecuación 5. Volumen en barriles de una sección

$$v_n(\text{bbl}) = \frac{ID^2(\text{in})}{1029.4} * h(\text{ft})$$

Fuente. LAPEYROUSE, Norton J. Fórmulas y Cálculos para la perforación, Producción y Rehabilitación.

Dónde:

v_n : Volumen de la sección n en barriles

ID : Diámetro interno de la sección en pulgadas

h : Longitud de la sección n en pies

Aplicando la **Ecuación 5** los volúmenes de fluido necesarios dentro pozo con las dimensiones ya especificadas se encuentran en la **Tabla 78**.

Tabla 78. Volúmenes de fluido dentro el pozo a perforar

	Calculo	resultado
Sección Uno	$v_1(\text{bbl}) = \frac{12.347^2}{1029,4} * 1000$	$v_1(\text{bbl}) = 148 \text{ bbls}$
Sección Dos	$v_2(\text{bbl}) = \frac{12.25^2}{1029,4} * 7300$	$v_2(\text{bbl}) = 1064 \text{ bbls}$
Volumen Total	$v_t(\text{bbl}) = v_1 + v_2$	$v_T(\text{bbl}) = 1212 \text{ bbls}$

En la **Tabla 79** se encuentran los barriles totales a preparar para la perforación de la sección intermedia de un pozo con una configuración similar a la del pozo Níspero -1, los volúmenes de tanques y de superficie son un promedio de los barriles que se usan en la perforación de pozos en la zona.

Tabla 79. Volúmenes por sección del pozo

Sección	Volumen (bbl)
Sección Superficial 17 ½ IN	148
Sección intermedia 12 ¼ IN	1.064
Tanques	600
volumen adicional en superficie	885
Volumen total a preparar	2.697

6.1.1 Campaña de perforación. La campaña de perforación en el Campo Níspero está proyectada para dos años, entre 2017 y 2018, con la perforación de dos pozos cada trimestre (**Tabla 80**).

Tabla 80. Campaña de Perforación

Periodo (trimestre)	Numero de pozos
1	2
2	2
3	2
4	2
5	2
6	2
7	2
8	2

Fuente. Basado en informes públicos de perforación en el Bloque Esperanza.

Para calcular el costo por barril de aditivo se tienen en cuenta las presentaciones en las que viene cada aditivo y se manejan en libras/unidad (lb/und) o galones/unidad (gal/und) en el caso de los aditivos líquidos, para estos últimos se utiliza su respectiva gravedad específica (la cual se puede encontrar en la **Tabla 81**) y la densidad del agua (8,33 lpg) para convertir los galones/unidad en el equivalente libras/unidad utilizando la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Conversión de unidades de presentación del producto

$$\left[\frac{lb}{unidad} \right] = \rho_{H_2O} * GE_{aditivo} * \left[\frac{gal}{unidad} \right]$$

Tabla 81. Gravedades específicas de aditivos líquidos

Aditivo	Gravedad Específica
Surfactante	0,78
Glicol	1,02
Glutaraldehido	1,06
Mezcla Surfactante y Lubricante	0,94
Polímero Amina	1,04

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016.

El uso de la **Ecuación 6** se muestra en el siguiente ejemplo:

- **Conversión de unidades para el aditivo Polímero Amina.** El aditivo polímero Amina viene en tambor de 55 galones con una gravedad específica de 1,04, para convertir las unidades de presentación a libras/unidad se realiza el siguiente cálculo con la **Ecuación 6**:

$$\left[\frac{lb}{unidad} \right] = 8,33 \text{ ppg} * 1,04 * \left[55 \frac{gal}{unidad} \right]$$

$$\left[\frac{lb}{unidad} \right] = 476 \frac{lb}{und}$$

Esta conversión de unidades se realiza para cada aditivo en presentación líquida utilizado tanto para el escenario actual como para el escenario propuesto. El costo total del fluido de perforación por barril está dado por la suma de los costos individuales por producto. Para el cálculo del costo por barril de aditivo primero se divide la concentración del producto sobre la presentación del mismo, con esto se obtiene un resultado de unidades por barril (**Ecuación 7**) luego se multiplica esta relación por el costo por unidad obteniendo el costo por barril del aditivo (**Ecuación 8**).

Ecuación 7. Unidades de producto por barril

$$\left[\frac{unidades}{barril} \right] = \frac{\text{Concentracion del producto (lpb)}}{\text{presentación del producto } \left(\frac{lb}{unidad} \right)}$$

Ecuación 8. Costo de producto por barril

$$\text{Costo por Barril de aditivo } \left(\frac{USD}{bbl} \right) = \frac{unidades}{barril} * \text{Costo por unidad } \left(\frac{USD}{und} \right)$$

El uso de estas ecuaciones para el cálculo del costo por barril de aditivo se muestra con el siguiente ejemplo:

- **Costo por barril del aditivo barita.** El aditivo BARITA es distribuido en una presentación en saco de 50 lb, con un costo por saco de 14,44 USD, para el escenario actual se maneja una concentración de 127,40 lpb, para calcular el costo por barril del aditivo se realiza el siguiente cálculo:

$$\left(\frac{und}{bbl}\right) = \left(\frac{127,40 \text{ lpb}}{100 \frac{lb}{und}}\right) = 1,27 \frac{und}{bbl}$$

$$\text{Costo por barril de Barita} \left(\frac{USD}{bbl}\right) = \left(1,27 \frac{und}{bbl}\right) \left(14,44 \frac{USD}{und}\right)$$

$$\text{Costo por barril de Barita} \left(\frac{USD}{bbl}\right) = \mathbf{18,40 \frac{USD}{bbl}}$$

Este proceso se realiza con cada aditivo utilizado tanto en el escenario actual como en el escenario propuesto, los cálculos realizados de los costos por barril de los aditivos se resumen en la **Tabla 82**, para el escenario actual y en la **Tabla 83**, para el escenario propuesto, al final de cada tabla se suman todos los costos por barril de aditivo obteniendo el costo total por barril de cada aditivo.

6.1.2 Escenario actual - Polímero Amina. La **Tabla 82**, corresponde a los costos por barril del escenario actual, el cual corresponde al fluido inhibidor de arcillas empleado en la perforación del Pozo Níspero-1.

Tabla 82. Costos por barril del escenario actual

Producto	Presentación (LB/ UNIDAD) ^(*)	Costo por unidad (USD/UND)	Concentración del producto (LPB) ^(*)	UND/B BL	USD
Barita	100	14,44	127,40	1,27	18,40
Bentonita sódica	50	11,98	3,00	0,06	0,72
Cal	50	10,09	1,00	0,02	0,20
Carbonato de calcio 150	100	70,17	10,00	0,20	7,02
Carbonato de calcio 50	50	37,20	10,00	0,40	7,44
Fibra celulosa natural fine	25	110,00	10,00	0,40	44,00
Glutaraldehido*	2	116,46	0,50	0,25	29,12
Hidrocarburo en polvo	50	135,53	4,00	0,08	10,84
Leonardita en polvo	50	22,88	8,00	0,16	3,66
Mezcla Surfactante y lubricante*	431	2.693,36	2,50	0,01	15,62
Polímero acrílico modificado	50	318,62	3,00	0,06	19,12
Polímero Amina*	476	1.617,02	9,00	0,02	30,57
Polímero de goma xántica	25	500,78	1,00	0,04	20,03
Polisacárido	50	120,22	1,50	0,03	3,61
Surfactante*	357	1.936,00	2,00	0,01	10,85
				Costo total por barril	221,19

Fuente (*). HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Córdoba. 2016.

*** Estos productos se encuentran en presentación líquida**

En la **Tabla 83** se presenta el costo de operación del escenario actual para la campaña de perforación proyectada para dos años en periodos trimestrales. El valor de “barriles por pozo (bbl)” corresponde al volumen total a preparar por pozo expresado en barriles y que se refleja en la **Tabla 79** mientras que el “costo por barril (USD/bbl)” corresponde al costo total por barril para el escenario actual registrado en la **Tabla 82**.

Tabla 83. Costo de operación del escenario actual

Periodo (trimestre)	Numero de pozos	Barriles por pozo (bbl)	Costo por barril (USD/bbl)	USD
1	2	2.697	221,19	1.193.215,39
2	2	2.697	221,19	1.193.215,39
3	2	2.697	221,19	1.193.215,39
4	2	2.697	221,19	1.193.215,39
5	2	2.697	221,19	1.193.215,39
6	2	2.697	221,19	1.193.215,39
7	2	2.697	221,19	1.193.215,39
8	2	2.697	221,19	1.193.215,39

6.1.3 Escenario propuesto - Acetato de Potasio y Glicol. En la **Tabla 84**, se muestra el fluido de perforación propuesto a partir de las diferentes pruebas realizadas en el cual se utilizan dos inhibidores de arcillas, acetato de potasio y glicol en remplazo del inhibidor polímero Amina, en esta tabla no se considera el uso de la mezcla de Surfactante y lubricante ya que es un aditivo usado en caso de contingencia.

Tabla 84. Costos por barril del fluido propuesto

Producto	Presentación (LB/ UNIDAD)	Costo por unidad (USD/UND)	Concentración del producto (LPB)	UND/ BBL	USD
Acetato de potasio	50,00	232,74	7,00	0,14	32,58
Barita	100,00	14,44	127,40	1,27	18,40
Cal	50,00	10,09	0,60	0,01	0,12
Carbonato de calcio 150	100,00	70,17	10,00	0,20	7,02
Carbonato de calcio 50	50,00	37,20	10,00	0,40	7,44
Glicol*	471,89	1.891,04	9,00	0,02	36,07
Glutaraldehido*	1,77	116,46	0,50	0,28	32,97
Polímero acrílico modificado	50,00	318,62	2,75	0,06	17,52
Polímero de goma xántica	25,00	500,78	1,00	0,04	20,03
Polisacárido	50,00	120,22	1,50	0,03	3,61
Surfactante	357,36	1.936,00	2,00	0,01	10,84
			Costo total por barril		186,59

Fuente. HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Córdoba. 2016.

* **Estos productos se encuentran en presentación líquida**

En la **Tabla 85** se presenta el costo de operación del escenario propuesto para la campaña de perforación proyectada para dos años en periodos trimestrales. El valor de “barriles por pozo (bbl)” corresponde al volumen total a preparar por pozo expresado en barriles y que se refleja en la **Tabla 79** mientras que el “costo por barril (USD/bbl)” corresponde al costo total por barril para el escenario propuesto registrado en la **Tabla 84**.

Tabla 85. Costo de operación del escenario propuesto

Periodo (trimestre)	Numero de pozos	Barriles por pozo (BBL)	Costo por barril (USD/BBL)	USD
1	2	2.697	186,59	1.006.591,11
2	2	2.697	186,59	1.006.591,11
3	2	2.697	186,59	1.006.591,11
4	2	2.697	186,59	1.006.591,11
5	2	2.697	186,59	1.006.591,11
6	2	2.697	186,59	1.006.591,11
7	2	2.697	186,59	1.006.591,11
8	2	2.697	186,59	1.006.591,11

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

El propósito de este capítulo es establecer la viabilidad financiera de un nuevo fluido de perforación inhibidor de arcillas desde el punto de vista de una empresa de servicios, utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

El Valor Presente Neto (VPN) permite poner en dólares americanos de hoy los ingresos futuros y los egresos futuros⁴⁷, este indicador tiene como propósito servir como un elemento más para la toma de decisiones de la compañía. En el Valor Presente Neto (VPN) los ingresos se toman con el signo positivo y en la línea de tiempo son ubicados en la parte superior, mientras que los egresos se expresan en signo negativo y se ubican hacia abajo en la línea del tiempo.

El Valor Presente Neto (VPN) se expresa matemáticamente como la sumatoria de los flujos de caja llevados al día de hoy por lo que se representa como se muestra en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Ecuación para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = \sum F_n (1 + i)^{-n} = F_0 + F_1(i + 1)^{-1} + F_2(i + 1)^{-2} + \dots + F_n(i + 1)^{-n}$$

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Revisión técnica por: Carlos Baca Corredor. 8 ed, Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005. p. 197. ISBN 958-94-8932-X.

Dónde:

VPN: Valor Presente Neto

n: Número de periodos de tiempo

F: Flujo de caja

i: Es denominada tasa de interés de oportunidad (TIO)

⁴⁷ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Revisión técnica por: Carlos Baca Corredor. 8 ed, Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005 p. 197. ISBN 958-94-8932-X

Considerando que se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN) para evaluar el proyecto y su resultado se interpreta como a dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

6.2.1 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto⁴⁸. Es la tasa de interés que se utiliza para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), en el caso de Halliburton S.A. la TIO tiene un valor de 20% EA, debido a que la campaña de perforación es desarrollada en periodos trimestrales, y que la TIO que suministra la compañía es efectiva anual (EA) es necesario convertir la TIO a periodos trimestrales, para ello se utiliza la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Conversión de tasas equivalentes

$$(i_n - 1)^n = (1 + i_a)^m$$

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Revisión técnica por: Carlos Baca Corredor. 8 ed, Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005. p. 27. ISBN 958-94-8932-X.

Donde:

n: Periodos de la nueva tasa

i_n : Nueva tasa a calcular

i_a : Tasa conocida o inicial

m: Periodos iniciales en un año

Aplicando la **Ecuación 10** se logra convertir la tasa de interés anual a trimestral como se detalla a continuación donde “**m**” es un año (1 año), “**n**” son cuatro periodos trimestrales en un año (4 trimestres) y la tasa conocida “ **i_a** ” es 20% EA

$$\begin{aligned} (i_n - 1)^n &= (1 + i_a)^m \\ (i_n - 1)^4 &= (1 + 0,20)^1 \\ i_n &= (1 + 0.20)^{1/4} - 1 \\ i_n &= (1.20)^{0.25} - 1 \\ i_n &= 1.0466 - 1 \\ i_n &= 0.0466 = \mathbf{4.66\% T} \end{aligned}$$

⁴⁸ Ibid., p. 197

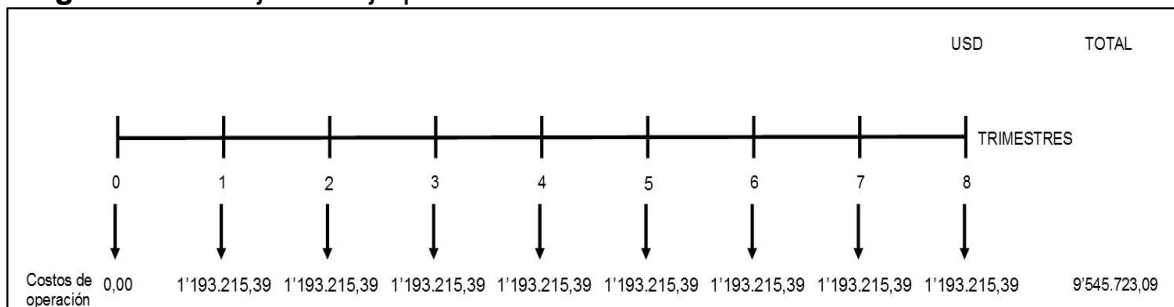
6.2.2 Flujos de caja. Los flujos de caja los cuales son variaciones de entrada y salida del efectivo, en un periodo determinado por la empresa, son representaciones graficas que adoptan la convención de una línea horizontal, la cual representa el tiempo, dividida de manera equidistante por las fechas y periodos de tiempo que se quieran representar, en la línea horizontal se simbolizan los ingresos con flechas hacia arriba en los periodos de tiempo y también se simbolizan los egresos con flechas hacia abajo en los periodos de tiempo⁴⁹, al final de cada flecha se coloca el valor del ingreso o del egreso para cada periodo.

Para el caso de esta evaluación financiero el flujo de caja para el fluido actual está representado en la **Tabla 83** y para el fluido propuesto está en la **Tabla 85**.

2.3 Escenario actual – Polímero Amina

El **Diagrama 15**, hace referencia al flujo de caja del escenario actual, este flujo de caja solo expresa los costos de operación del escenario actual para la campaña de perforación (**Tabla 83**).

Diagrama 15. Flujo de caja para el escenario actual



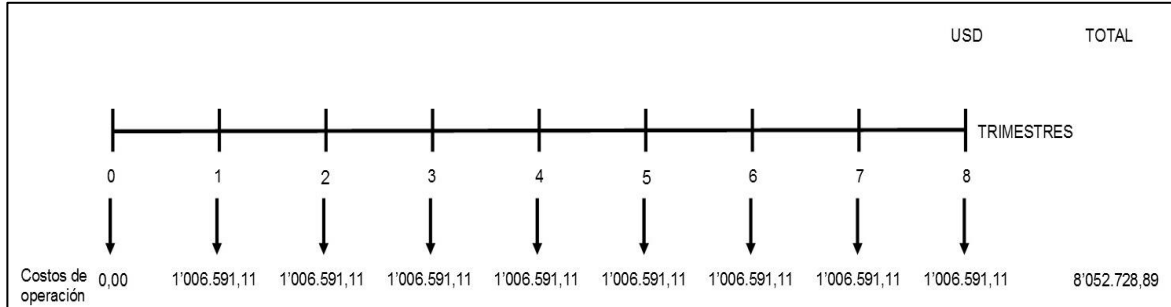
A continuación se presenta el cálculo del VPN realizado para el fluido de perforación actual con un costo para dos pozos trimestrales de 1'513.493,92 USD, utilizando una tasa de interés efectiva trimestral de 4,66% para un periodo de evaluación de dos años.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,0466)} &= 0 - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-1} - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-2} \\
 &\quad - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-3} - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-4} \\
 &\quad - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-5} - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-6} \\
 &\quad - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-7} - 1'193.215,39(1 + 0,0466)^{-8} \\
 VPN_{(0,0466)} &= \mathbf{7'819.120,12\ USD}
 \end{aligned}$$

⁴⁹ Ibid., p. 4.

6.2.4 Escenario propuesto – Acetato de Potasio y Glicol. El Diagrama 16, hace referencia al flujo de caja del escenario propuesto, este flujo de caja solo expresa los costos de operación del escenario propuesto para la campaña de perforación (Tabla 85).

Diagrama 16. Flujo de caja para el escenario propuesto



A continuación se presenta el cálculo del VPN realizado para el fluido de perforación propuesto con un costo para dos pozos trimestrales de 1'084.579,81 USD, utilizando una tasa de interés efectiva trimestral de 4,66% para un periodo de evaluación de dos años.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,0466)} &= 0 - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-1} - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-2} \\
 &\quad - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-3} - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-4} \\
 &\quad - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-5} - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-6} \\
 &\quad - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-7} - 1'006.591,11(1 + 0,0466)^{-8} \\
 VPN_{(0,0466)} &= \mathbf{6'596.174,42 \text{ USD}}
 \end{aligned}$$

En la **Tabla 86**, se muestran los valores obtenidos haciendo uso de la metodología del VPN para los dos escenarios planteados, el fluido de perforación actual y el propuesto.

Tabla 86. Resultados del Valor Presente Neto (VPN)

Escenario	USD
<i>Fluido de perforación actual</i>	7'819.120,12
<i>Fluido de perforación propuesto</i>	6'596.174,42

6.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor alternativa para la empresa Halliburton LATIN AMERICA S.A. es utilizar el fluido de perforación compuesto por Acetato de Potasio y Glicol para la perforación de la sección intermedia (12 ¼ pulgadas) de los pozos en la próxima campaña de perforación a dos años, debido a que representa un ahorro en costos de operación a dólares americanos de hoy del 15,64% (USD 1'222.945,70), frente al polímero Amina utilizado actualmente en el campo. Este ahorro se originó en la reducción de aditivos para el control de filtrado.

7. CONCLUSIONES

- Después de realizar la caracterización de las muestras extraídas del Pozo Níspero-1 se determina que al alcanzar las profundidades de 5000 ft a 6000 ft y de 7000 ft a 8000 ft, se presentan mayores problemas operacionales al tener un contenido de esmectita del 37% y 34% respectivamente, por su capacidad de hinchamiento.
- Para la Formación Porquero (7000 ft a 8000 ft) la combinación de Polímero Amina y Estabilizador de arcillas demuestra no ser eficiente a la hora de inhibir las arcillas de la formación dando como resultado un tiempo de succión capilar de 832,9 segundos el cual es un tiempo superior al registrado con el uso individual de los inhibidores.
- La formulación dos muestra mayor capacidad de inhibición de arcillas en la prueba LSM, en comparación con las otras formulaciones inhibidoras, con reducciones en el porcentaje de hinchamiento entre 2% y 6%.
- En la prueba de dispersión y erosión, la formulación tres reduce la erosión de las muestras conservando un 40% más de masa inicial que las otras formulaciones.
- La formulación dos presenta una mejora en las condiciones de limpieza al tener geles planos y una baja viscosidad plástica en comparación con el fluido de perforación implementado en la segunda sección del Pozo Níspero-1.
- Una ventaja operacional que ofrece la formulación dos frente a la formulación implementada en la segunda sección del Pozo Níspero-1 es una reducción del 59,7% en el filtrado.
- A pesar de no contar con una prueba de hinchamiento lineal para el fluido utilizado en el pozo, se tiene la certeza de que la formulación dos tiene un mejor desempeño en la inhibición de arcillas, además de ofrecer ventajas operacionales como se ha descrito.
- Desde el punto de vista financiero la mejor alternativa para la empresa Halliburton LATIN AMERICA S.A. es utilizar el fluido de perforación compuesto por Acetato de Potasio y Glicol para la perforación de la sección intermedia (12 ¼ pulgadas) de los pozos en la próxima campaña de perforación a dos años, debido a que representa un ahorro en costos de operación a dólares americanos de hoy del 15,64% (USD 1'222.945,70), frente al polímero Amina utilizado actualmente en el campo.

8. RECOMENDACIONES

- Implementar el fluido de perforación seleccionado en futuras campañas de perforación para la sección intermedia 12 ¼ " del Campo Níspero determinando los ajustes en la composición del fluido y su desempeño real en el campo.
- Para posteriores análisis, es recomendable obtener mayor contenido de muestra y extraer dichas muestras cada 100 ft para sección intermedia.
- Realizar la sensibilización de los aditivos inhibidores utilizados en este proyecto para determinar si con menores o mayores concentraciones se obtienen mejores resultados.
- Para el caso de la implementación de la formulación seleccionada en este proyecto, se recomienda realizar las pruebas químicas en condiciones de campo para determinar valores reales iones magnesio y demás iones que puedan afectar las pruebas químicas.
- Realizar una prueba de LSM para cada una de las muestras con el fluido implementado en la perforación de la segunda sección del Pozo Níspero-1.
- Realizar la prueba de CST con cada uno de los inhibidores a evaluar.
- Realizar pruebas especiales con los inhibidores a evaluar, tales como Acreción y Filtrado HP/HT.
- Realizar la prueba de Dispersión y Erosión para cada una de las muestras obtenidas de la sección intermedia.
- Evaluar la necesidad del uso de inhibidores en los intervalos correspondientes a la Formación Corpa con el fin de reducir los costos del fluido de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN ESPERANZA. [En línea] 2004 [citado 8 octubre 2013]. Disponible en internet: < <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Relacion-de-areas-asignadas/CONTRATOS%20FIRMADOS%20EP%20y%20TEAS/CONTRATOS%20EyP%20TEAS%20%20%202004/CTO%20EyP%20ESPERANZA%202004.pdf>>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe final de interpretación sísmica. Informe de la empresa PetroSeis LTDA. Bogotá D.C.: ANH; 2011. 76 p.

ALIBABA. Catálogo [en línea]. <spanish.alibaba.com> [consultado en 18 de noviembre de 2016]

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas, 2001. 792 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. ISO 10414-1:2008. 4 ed. Texas, Estados Unidos: API, 2014. p. 7-15. p. 27-34.

ANH. Sinú-San Jacinto-Valle Inferior del Magdalena: Open Round Colombia. Bogotá D.C., 2010. 1 p.

ARAMBURO VÉLEZ, Daniel Andrés; PRINCIPALES FALLAS DE COLOMBIA: Una aproximación a la Geología Regional del País. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2013. 20 p.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Revisión técnica por: Carlos Baca Corredor. 8 ed, Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005. 413 p. ISBN 958-94-8932-X.

BARRERO, Darío; MARTINEZ, Juan; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C.: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. 92 p. ISBN 978-958-98237-0-5.

Business News Americas. Bloque Esperanza [En línea]. Santiago (La Condes) 2015 [Citado 1 noviembre 2016]. Disponible en: <<https://www.bnamericas.com/project-profile/es/bloque-esperanza-bloque-esperanza>>

CANACOL ENERGY LTDA., Informe Objetivo Corporativo para el 2016. Alberta: CANACOL; 2016.

CANACOL ENERGY LTDA., Prueba 28 MMSCFPD en el pozo de Exploración Níspero-1, Amplia su programa de perforación y reporta la producción de Julio. Alberta: CANACOL; 2016.

CASTILLO, Álvaro. Evaluación y optimización de diferentes fluidos de perforación aplicados para el Campo Villano, operado por Agip Oil Ecuador. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería de Ciencias de la Tierra. 2008. 308 p.

CEBALLOS, Dayana. Lodos De Perforación Base Agua y Base Aceite. Puerto Piritu; 2011. 7 p.

CLARKSON LABORATORY. Catálogo [en línea]. <<http://store.clarksonlab.com/>> [consultado en 17 de noviembre de 2016]

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 0098 (18, enero, 2008). Por lo cual se otorga una licencia ambiental y se toman otras determinaciones. Bogotá D.C.: El ministerio, 2008. 35 p.

DATALOG. Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo. Alberta, 2001. 278 p.

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p.188. p. 192. p. 410. P. 487.

DIRECT INDUSTRY. Catálogo [en línea]. <<http://www.directindustry.es/>> [consultado en 14 de noviembre de 2016]

EXPOTECH USA. Determinación del contenido de arena. Houston.

FANN. Instruction Manual: Model 35 Viscometer. Houston, 2016. 45 p

FANN. Instruction Manual: Mud Balance, Model 140. Houston, 2016. 5 p.

FANN. Instruction Manual: Retort oil and water kit model 871 instruction manual. Houston, 2016. p. 1.

FANN. Instruction Manual: Series 300 LPLT filter press instruction manual. Houston, 2016. 39 p.

FANN. Instruction Manual:Tru-Wate™ Fluid Density Balance, Model 141. Houston, 2016. p. 1

FLÓREZ, Diana y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. Trabajo de grado para Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010. 175 p.

GÓMEZ, Juan Camilo. Geología, geofísica, hidrogeoquímica e isótopos, como herramientas para definir un modelo conceptual hidrogeológico, caso de aplicación: acuífero costero municipio de Turbo. Medellín.: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Geociencias y Medio Ambiente, 2009. Cap 3.

GONZALEZ, Mario; UMAÑA, Ricardo; CRUZ, Luis; VASQUEZ, Mauricio. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Informe Ejecutivo realizado por el grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones. Santander: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; 2009. 219 p.

HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Capillary Suction Time. 2004

HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Linear Swell Meter. 2004

HALLIBURTON BAROID FLUID SERVICES. Work method: Shale Erosion Test. 2004

HALLIBURTON LATIN AMERICA. Programa fluidos de perforación: Pozo Nípero. Cordoba. 2016

HALLIBURTON. Baroid Fluids Handbook. 2012. 342 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 6 ed, Bogotá: ICONTEC, 2008. 41 p. (NTC 1486)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 38 p. (NTC 5613)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 1998. 27 p. (NTC 4490)

INVERSIONES DEL PERÚ. Soluciones Ambientales [en línea]. <inversionesdelperu.com> [consultado en 18 de noviembre de 2016].

LAPEYROUSE, Norton J. Fórmulas y Cálculos para la perforación, Producción y Rehabilitación. 183 p.

LATAM HATCH. Catálogo [en línea]. < <https://latam.hach.com>> [consultado en 17 de noviembre de 2018]

LATAM HATCH. Catálogo [en línea]. <<https://latam.hach.com>> [consultado en 17 de noviembre de 2018]

LEIVA, Juan y RUIZ, Estephanie. Determinación a nivel laboratorio de un inhibidor de arcilla para lodos base agua a ser utilizado en la perforación de las formaciones León y Guayabo en el campo Rubiales. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2015. 130 p.

LOPEZ, Aleida; CORTEZ, Mario; CUELLAR, Durley. Cuencas Sedimentarias de Colombia: Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Bogotá D. C.: Instituto CET PETROL, 2012. 30 p.

PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela, 2002. 285 p.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Difracción de Rayos X [En línea]. [Citado 15 enero 2017]. Disponible en: < http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/x/x-ray_diffraction.aspx >

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Viscosímetro Fann [En línea]. [Citado 5 noviembre 2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx >

TOLA, Limberg. Análisis de retorta. La Paz.: Universidad Mayor de San Andrés. Facultad de Ingeniería. Ingeniería Petrolera, 2013. 12 p.

UNITED SCIENTIFIC SUPPLIES. Catalogo [en línea]. <<http://www.unitedsci.com/product-catalog>> [citado en 13 de noviembre de 2016]

ANEXOS

ANEXO A.

HOJA DE SEGURIDAD DE LA BENTONITA SÓDICA

Viscosificante		Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto		La montmorillonita sódica tratada es una bentonita sódica de molienda especial y alta calidad que satisface los requisitos de la Especificación 13A, sección 4 del Instituto Norteamericano del Petróleo (API). Proporciona viscosidad y propiedades gelificantes a la mayoría de los fluidos de perforación base agua.	
Aplicación / Funciones		<ul style="list-style-type: none">• Facilitar la estabilidad del pozo en formaciones débilmente consolidadas• Formar un revoque delgado de baja permeabilidad• Reducir las filtraciones de agua en formaciones permeables• Viscosificar fluidos de perforación aniónicos base agua	
Ventajas		<ul style="list-style-type: none">• Proporciona capacidad de suspensión para fluidos densificados con baritina o hematita.• Aumenta la capacidad de limpieza del pozo.• Supera los valores estándar de fabricación de la API (Sección 4, Bentonita).• No es perjudicial para el medio ambiente.• Puede agregarse directamente a agua dulce o a fluidos de perforación de agua dulce.	
Propiedades Características		<ul style="list-style-type: none">• Apariencia Polvo de color variable.• Densidad a granel, compacto 73 lb/ft³• Densidad a granel, sin compactar 50 lb/ft³• Densidad a granel, compacto 1169 kg/m³• Densidad a granel, sin compactar 800 kg/m³	
Tratamiento Aconsejado		<ul style="list-style-type: none">• Mezclar lentamente con un mezclador a chorro o tamizar con lentitud en el vórtice de un agitador de alta velocidad.• Agregar bentonita sódica en concentraciones de 0-25 lbs/barril (0-70 kg/m³) a cualquier sistema activo. Nota: Si se desea un rendimiento óptimo, será necesario prehidratar la bentonita sódica con agua dulce cuando los cloruros exceden las 8,000 ppm.	
Presentación		El viscosificante AQUAGEL está disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg) y de 100 lbs (45.4 kg).	

ANEXO B.

HOJA DE SEGURIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO

CARBONATO DE CALCIO

Agente Puenteante

Hoja de Información Técnica

Descripción del producto

Es un producto que puede usarse como un agente de puenteo para de pérdida de fluido, aumentando la densidad de fluidos para operaciones de perforación o como parte de un tratamiento del pozo. Está disponible en cinco rangos de tamaños de partícula: 5, 25, 50, 150 y 600. Los números reflejan el tamaño de partícula mediano nominal (d50) del producto. Resiste la reducción del tamaño a través del desgaste durante la perforación, en comparación con la piedra caliza molida.

Aplicación / Funciones

- Carbonato de calcio 5, 25, 50, 150 y 600 puede ser usado para:
 - ⇒ Incrementar la densidad del fluido de perforación base agua y base aceite.
 - ⇒ Puente para el control de pérdida de fluido.
- Carbonato de calcio puede ser usado para:
 - ⇒ Problemas de pérdida de circulación.

Ventajas

- Soluble en una solución de HCl a 15% (1 gal de HCl disuelve 1,84 lb de carbonato de calcio).
- Ayuda a proveer un efectivo puenteo de la formación.

Propiedades Características

- Apariencia: Polvo blanco o gránulos
- Densidad: 2,7 SG

Tratamiento Aconsejado

Use las siguientes formulas para determinar la apropiada concentración a utilizar.

- Como un agente de peso, adicionar carbonato de calcio 5, 25, 50, 150 o 600 necesita incrementar la densidad del fluido a 14 lb/gal (1.68 gm/cm).
 - ⇒ Para 1 bbl inicial:
 $X = 945 (W_f - W_i) / (22.5 - W_f)$
 - ⇒ For 1 bbl final volume:
 $X = 945 (W_f - W_i) / (22.5 - W_i)$
- Donde:
X = Carbonato de calcio requerido, lb/bbl
Wf = Peso final del fluido, lb/gal
Wi = Peso inicial del fluido, lb/gal

Como agente puenteante adicionar 5-10 lb/bbl. (14.3-28.5 kg/m³) del carbonato de calcio apropiado. Nota: El carbonato de calcio añadido debe tener un tamaño medio de al menos un tercio del diámetro de poro de la formación para maximizar su eficiencia.

ANEXO C.

HOJA DE SEGURIDAD DEL POLÍMERO DE GOMA XÁNTICA

POLÍMERO DE GOMA XÁNTICA

Viscosificante / agente de suspensión

Hoja de Información Técnica

Descripción del producto

Biopolímero en polvo (goma de Xanthan) con dispersante incorporado, provee viscosidad y suspensión en fluidos a base de agua dulce, agua de mar, bromuro de sodio, bromuro de potasio, cloruro de potasio y cloruro de sodio. Ha sido especialmente formulado para ser más fácil de dispersar.

Aplicación / Funciones

- Suspender agentes puenteantes y materiales densificantes en sistemas de agua dulce y de salmueras descritos arriba.
- Viscosificar fluidos a base de agua dulce o de salmuera usados para perforar, moler, ensanchar y en operaciones de empaque de grava.

Ventajas

- Se dispersa fácilmente en agua dulce o salmuera con agitación.
- Provee propiedades tixotrópicas y características de flujo no newtoniano a un amplio rango de salinidades con baja concentración.
- Provee excelente suspensión sin requerir arcillas adicionales.
- Reduce al mínimo el potencial de daño a la formación.
- Estable hasta 250°F (121°C)

Propiedades Características

- Apariencia: Polvo amarillo a blanco
- pH (solución acuosa a 1%): 6,3
- Gravedad específica: 1.6

Tratamiento Aconsejado

Agregar 0.1-2 lbs/barril (0.3-5.7 kg/m³) de polímero de goma xántica, o lo necesario para obtener la viscosidad y características de suspensión deseadas.

Presentación

Está disponible en bolsas de 25 lbs (11,3 kg)

ANEXO D.

HOJA DE SEGURIDAD DE LA BARITA

BARITA	
Densificante Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto	El agente densificante, sulfato de bario molido, satisface la especificación 13A, Sección 2, del Instituto Americano del Petróleo para la baritina de fluidos de perforación. Este agente se puede utilizar para aumentar la densidad de fluidos de perforación base aceite y base agua hasta alcanzar 21 lbs/galón (2516 kg/m ³).
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Controlar las presiones de formación.• Estabilizar el pozo.• Aumentar la densidad del lodo hasta 21 lbs/galón (2516 kg/m³)• Preparar tapones de sólidos para aplicaciones de control de pozos.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Estándar de la industria para agentes densificantes de fluidos de perforación.• Químicamente inerte.• Eficaz desde el punto de vista de los costos.
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Polvo• Gravedad específica: Mínimo 4.2
Tratamiento Aconsejado	Utilizar las siguientes fórmulas en peso para determinar las concentraciones adecuadas que se deben agregar al sistema. <ul style="list-style-type: none">• Para un volumen inicial de 1 barril $X = 1470 (W_f - W_i) / (35 - W_i)$• Para un volumen final de 1 barril $X = 1470 (W_f - W_i) / (35 - W_f)$• Donde: X = cantidad necesaria de agente densificante barita, lbs/barril W_i = densidad inicial del lodo, lbs/galón W_f = densidad final deseada del lodo, lbs/galón
Presentación	El agente densificante BAROID está disponible en bolsas de 100 lbs (45.4 kg) y a granel.

ANEXO E.

HOJA DE SEGURIDAD DE MEZCLA SURFACTANTE Y LUBRICANTE

Lubricante		Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto		Está específicamente formulado para ser una alternativa eficaz a los lubricantes base aceite en donde consideraciones ambientales impiden el uso de materiales basados en hidrocarburos. Esta concentrada mezcla de aditivos especiales ofrece óptima lubricidad bajo extrema presión (metal contra metal) y en el pozo (metal contra formación) sin afectar adversamente las propiedades del fluido de perforación.	
Aplicación / Funciones		<ul style="list-style-type: none">• Se puede usar para reducir torque, arrastre y problemas de arcillas pegajosas.	
Ventajas		<ul style="list-style-type: none">• Es totalmente soluble en agua.• No provoca iridiscencia.• No contamina y es biodegradable.	
Propiedades Características		<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Líquido ámbar claro• Punto de inflamación: 200°F• Punto de inflamación: 93°C• Gravedad específica: 0,94	
Tratamiento Aconsejado		Es un producto concentrado; se recomienda un 2% por volumen para todos los casos, excepto los extremadamente severos. Nota: Fluidos muy densificados pueden requerir concentraciones ligeramente mayores.	
Presentación		Está disponible en tambores de 55 galones (208 litros).	

ANEXO F.

HOJA DE SEGURIDAD DE FIBRA CELULOSA NATURAL

Material para pérdida de circulación		Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto		<p>Material para el control de pérdida de circulación que puede ser usado para píldoras y tratamientos de mantenimiento con el mínimo efecto sobre el control de las propiedades reológicas y el control de filtrado. Ayuda a reducir la permeabilidad del revoque en todos los tipos de fluidos de perforación. No interfiere en los equipos de registro y las herramientas de pozo cuando se usa dentro de los rangos de concentración. La fibra celulosa natural se presenta en tres tamaños diferentes, cada uno es compatible con agua y fluidos no acuosos.</p>	
Aplicación / Funciones		<ul style="list-style-type: none">• Ayuda a reducir la permeabilidad del revoque y el filtrado perdido.• Ayuda a sellar y puentear las arenas friables y microfracturadas.	
Ventajas		<ul style="list-style-type: none">• Es compatible con fluidos base agua y base aceite.• No tiene efectos negativos el control de las propiedades reológicas y el control del filtrado del fluido.• No conecta al equipo de perforación.• Es biodegradable y no toxico.	
Propiedades Características		<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Regular, polvo café.• Apariencia: Grueso, Material granular• Densidad: 31 lb/ft³; 497 kg/m³• pH (1% solución acuosa): 4,9	
Tratamiento Aconsejado		<ol style="list-style-type: none">1. Como un tratamiento preventivo, adicionar 2-10 lb/bbl (5,7-28,5 kg/m³).2. Como un tratamiento de contingencia: adicionar 30-50 lb/bbl (85,6-142,7 kg/m³). <p>Nota: El tratamiento con la fibra celulosa natural para fluidos de perforación base agua podría ser complementado con un biocida como el glutaraldehido para eliminar bacterias potencialmente contaminantes. Exceder el tratamiento con 20 lb/bbl puede causar ua reducción en la estabilidad eléctrica para medición en sistemas base aceite.</p>	
Presentación		Sacos de 25 lb (11,3 kg); Sacos de 40 lb (18,1 kg).	

ANEXO G.

HOJA DE SEGURIDAD DEL HIDROCARBURO EN POLVO

HIDROCARBURO EN POLVO

Estabilizador de lutitas

Hoja de Información Técnica

Descripción del producto

Mezcla de hidrocarburos en polvo, finamente molidos y parcialmente dispersables en agua o aceite. Es usado como estabilizador de lutitas, inhibidor de la dispersión de cortes, reductor de torque y aditivo de control de filtrado a alta temperatura para fluidos base agua.

Aplicación / Funciones

- Reduce el filtrado de alta temperatura.
- Estabilizador de lutitas.

Ventajas

- Inhibe la dispersión de cortes.
- Estable a temperaturas hasta 325°F (163°C)
- Forma un revoque delgado y resistente.
- Ayuda a proveer lubricidad.
- Se dispersa fácilmente en fluidos base agua y base aceite.
- Puede ser usado en la mayoría de formulaciones de fluidos.

Propiedades Características

- Apariencia: Polvo negro
- Gravedad específica: 1,4

Tratamiento Aconsejado

Agregar 2-6 lbs/barril (5.7-17 kg/m³)

Presentación

Disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg).

ANEXO H.

HOJA DE SEGURIDAD DE LA LEONARDITA EN POLVO

LEONARDITA EN POLVO	
Control de filtrado	Hoja de Información Técnica
Descripción del producto	Contribuye al control de filtración y también es útil para controlar la viscosidad y la resistencia del gel en los fluidos de perforación base agua. La leonardita en polvo puede utilizarse además para emulsificar aceite en fluidos base agua.
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Emulsifica aceite en agua.• Minimiza los efectos de los contaminantes sobre las propiedades de los fluidos.• Reduce la velocidad de filtración en condiciones de altas temperaturas altas presiones (ATAP).• Disminuye la viscosidad y la resistencia del gel en los fluidos de perforación a fin de mantener propiedades de flujo convenientes.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Mantiene un poder de adelgazamiento y un control de filtrado permanentes incluso con temperaturas elevadas en el fondo del pozo.• Es térmicamente estable a temperaturas superiores a los 400°F (205°C)• Retarda la solidificación con alto pH.• Es versátil y económico.• Forma un revoque delgado y resistente.
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Polvo de color negro• Gravedad específica: 1,7
Tratamiento Aconsejado	Agregar 2-12 lbs/barril (5.7-34.2 kg/m ³) Nota: Se debe presolubilizar la leonardita en polvo con soda cáustica (5:1) para obtener mejores resultados.
Presentación	Disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg).

ANEXO I.
HOJA DE SEGURIDAD DE LA CAL

CAL	
Alcalinidad	Hoja de Información Técnica
Descripción del producto	<p>La cal es hidróxido de calcio, $\text{Ca}(\text{OH})_2$, cuya masa molar es de 74.093 g/mol. Tradicionalmente, se denomina cal muerta o hidratada, y se obtiene cuando el óxido de calcio (CaO, cal viva) se mezcla o apaga con agua.</p> <p>Es una fuente económica y ampliamente disponible de calcio y alcalinidad; y es el material principal en los fluidos con base de cal.</p>
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Varios usos en fluidos de perforación• Utilizado para remover los carbonatos solubles no deseados• Reacciona con ácidos grasos para producir jabones de calcio in-situ (saponificación) para emulsiones inversas• Utilizado para flocular dispersiones de bentonita para aumentar la viscosidad• Utilizado para aumentar el pH para reducir la corrosión
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Fuente de calcio y alcalinidad ampliamente disponible y económica
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Polvo blanco suave• Densidad: 2,26 SG
Tratamiento Aconsejado	<p>La cal se agrega a una concentración de 0.5 lb/bbl (1.43 kg/m³) para flocular los lodos de perforación. Para el control de alcalinidad, los valores varían de 5 a 10 lb/bbl (14.3 a 28.5 kg/m³). En general, para el tratamiento de sistemas de emulsión inversa, las concentraciones del aditivo no son superiores a 10 lb/bbl (28.5 kg/m³).</p>
Presentación	<p>Sacos multicapas de 50-lb (22.7 kg) y 55-lb (25 kg).</p>

ANEXO J.

HOJA DE SEGURIDAD DEL POLÍMERO AMINA

POLÍMERO AMINA	
Estabilizador de lutitas	Hoja de Información Técnica
Descripción del producto	Material anfótero de bajo peso molecular, ayuda a reducir la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas. El estabilizador de lutitas es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300°F (149°C), y exhibe un alto punto de inflamación.
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• El estabilizador de lutitas se puede utilizar para inhibir la hidratación de arcillas y lutitas.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Ayuda a reducir las posibilidades de embolamiento de la broca• Ayuda a mejorar la eliminación de sólidos de perforación• Es efectivo en agua dulce, agua de mar, agua salada, sistemas cálcico y de bajo contenido de sólidos• Es totalmente soluble en agua
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Líquido de color ámbar• Punto de inflamación: 200 °F• Punto de inflamación: 93 °C• pH: 6 a 8• Gravedad específica: 1.04
Tratamiento Aconsejado	Los tratamientos iniciales en sistemas no dispersos pueden originar una ligera floculación y exigir, en consecuencia, un adelgazante. Agregar 4-7 lbs/barril (11.4-20.0 kg/m ³) de estabilizador de lutitas. Notas: Para obtener mejores resultados, es necesaria una cantidad mínima de 4 lbs/barril (11.4 kg/m ³) de estabilizador de lutitas. Prehidratar todos los agregados de bentonita sódica para conseguir viscosidad y control de filtrado..
Presentación	Está disponible en baldes de 5 galones (18.9 litros) y en tambores de 55 galones (208 litros) con un peso neto de 459 libras (208 kg).

ANEXO K.

HOJA DE SEGURIDAD DEL GLUTARALDEHIDO

Bactericida		Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto		La solución de glutaraldehido se utiliza para controlar el desarrollo bacteriano en los fluidos de perforación base agua. El bactericida es recomendado para ser utilizado en sistemas que contienen polímeros rápidamente biodegradables (por ejemplo, almidones, gomas de origen biológico, etc).	
Aplicación / Funciones		<ul style="list-style-type: none">• Evitar la descomposición de coloides orgánicos.• Controlar las bacterias reductoras de sulfatos.	
Ventajas		<ul style="list-style-type: none">• No es perjudicial para el medio ambiente.• Efectivo en bajas concentraciones.• Compatible con la mayoría de los fluidos de perforación base agua.	
Propiedades Características		<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Líquido transparente• Gravedad específica: 1.06	
Tratamiento Aconsejado		Advertencia: El bactericida es incompatible con el secuestrante de oxígeno y con el secuestrante de oxígeno. Agregar 0.2-0.5 lbs/barril (0.57-1.43 kg/m ³) de bactericida ALDACIDE G directamente al sistema.	
Presentación		El microbicida ALDACIDE G está disponible en baldes de 5 galones (18.9 litros) y tambores de 55 galones (208 litros).	

ANEXO L.

HOJA DE SEGURIDAD DEL POLISACÁRIDO

POLISACÁRIDO

Controlador de filtrado

Hoja de Información Técnica

Descripción del producto

Polisacárido de la familia de los carbohidratos utilizado para controlar el filtrado de fluido hacia la formación, no genera un gran impacto sobre las propiedades reológicas del fluido de perforación, es compatible con los fluidos de perforación base agua, no es reactivo y es químicamente estable, no es aconsejable implementarlo a más 752°F y no tiende a reaccionar con otros polímeros o compuestos de manera peligrosa.

Aplicación / Funciones

- Ayuda a reducir el filtrado hacia la formación.

Ventajas

- No es reactivo.
- Es estable químicamente.
- No reacciona con otros elementos de manera peligrosa.
- No puede usarse a temperaturas altas, 752°F (400°C).

Propiedades Características

- Apariencia: Polvo blanco o blanco hueso
- pH (1%): 6,3 - 9
- Punto de inflamación: 430°F (221°C)
- Temperatura de autoignición: 752°F (400°C)
- Gravedad específica: 1,6

Tratamiento Aconsejado

Agregar 1,5 lb/barril (0.1 kg/m³) de polisacárido o lo necesario para controlar el filtrado.

Presentación

Está disponible en bolsas de 50 lbs (22,7 kg)

ANEXO M.

HOJA DE SEGURIDAD DEL POLÍMERO ACRÍLICO MODIFICADO

Controlador de filtrado		Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto		Es un controlador de filtrado usado en agua fresca, agua de mar y salmueras monovalentes. Es tolerante con contenido de calcio a 400 ppm, aunque es recomendable que el agua sea tratada con carbonato de sodio o bicarbonato de sodio antes de su uso. Tiene un mínimo impacto sobre la viscosidad del fluido, puede usar a temperaturas superiores a 350°F (177°C) y no es susceptible a degradación bacteriana.	
Aplicación / Funciones		<ul style="list-style-type: none">• Reduce la pérdida de fluido en agua fresca, salobre o salada.	
Ventajas		<ul style="list-style-type: none">• Estable a temperaturas cercanas a 400°F (205°C).• No es susceptible a degradación bacteriana.• Ayuda a minimizar el impacto del polímero de alto peso molecular sobre la viscosidad del fluido.• Tolerancia a la contaminación por calcio arriba de los 400 ppm.• Ayuda a mantener la integridad de los cortes.	
Propiedades Características		<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Polvo granular blanco• Densidad: 50 lb/ft³• Densidad: 800 kg/m³	
Tratamiento Aconsejado		<ol style="list-style-type: none">1. Para fluidos con agua fresca, adicionar 0,25 - 1,0 lb/bbl (0,7 - 2,9 kg/m³)2. Para fluidos con agua salada, adicionar 1,0 - 3,0 lb/bbl (2,9 - 8,6 kg/m³)	
Presentación		Está disponible en sacos de 50 lb (22,7 kg) y de 55,1 lb (25 kg).	

ANEXO N.

HOJA DE SEGURIDAD DEL SURFACTANTE

SURFACTANTE	
Antiacreción	Hoja de Información Técnica
Descripción del producto	Lubricante para la limpieza del BHA para permitir mas peso ante un incremento de la tasa de penetración cuando se utiliza el fluido de perforación base aceite. Generalmente las propiedades del fluido de perforación no son afectadas por la adición del fluido sintético. Puede también usarse para deslizar durante la perforación direccional y podría aplicarse continuamente para el sistema o usado en tratamientos de contingencia. Es compatible con los sistemas base agua y adecuado para usar a 400°F (204°C).
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Ayuda a mejorar la tasa de penetración.• Ayuda a incrementar la habilidad para deslizar durante la perforación direccional.• Ayuda a incrementar la lubricidad.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Puede ser efectivo en pequeñas concentraciones.• Mínimos o nulos efectos en las propiedades del fluido de perforación.• Compatible con fluidos base agua.
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Líquido incoloro transparente.• Gravedad específica: 0,78
Tratamiento Aconsejado	1-4 % por volumen en fluidos base agua. Adicionar 3-10% de fluido sintético en línea y bomba según necesidad o inyectar directamente en fondo. Esos volúmenes pueden ser incorporados en el sistema activo del fluido.
Presentación	Tambor de 55 gal (208 L).

ANEXO O.

HOJA DE SEGURIDAD DEL ACETATO DE POTASIO

ACETATO DE POTASIO	
Inhibidor de arcillas	Hoja de Información Técnica
Descripción del producto	<p>El acetato de potasio es la sal de potasio del ácido acético (CH₃COOK). La masa molar es 98.15 g/mol. Este producto químico es el segundo miembro de la serie homóloga: formato, acetato, propionato, butirato de potasio. El acetato de potasio es un polvo blanco cristalino que es altamente deliquescente.</p>
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• El acetato de potasio se utiliza principalmente como una alternativa del cloruro de potasio en situaciones donde existen restricciones ambientales sobre el uso del cloruro de potasio. La función del producto es prácticamente idéntica a la del cloruro de potasio; es decir, el ión del potasio se intercambia con iones de calcio y sodio en el espacio interlaminar en illitas y esmectitas, convirtiéndolas en estructuras de tipo mica más estables que no se hidratan e hinchan.• El acetato de potasio puede utilizarse en salmueras de alta densidad.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Proporciona un fluido sin cloruro• Es ideal para el uso en áreas sensibles ambientalmente• Proporciona inhibición de hidratación e hinchamiento de lutitas mediante el intercambio de iones y el equilibrio electrolítico.
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Polvo blanco cristalino• Densidad: 1,8 SG• Solubilidad acuosa a 68°F (20°C): 887 lb/bbl agua 253 g/100 ml• Solubilidad acuosa a 144°F (62°C): 1724 lb/bbl agua 492 g/100 ml
Tratamiento Aconsejado	<p>El acetato de potasio se utiliza en concentraciones que varían de 10.5 a 42.0 lb/bbl (30 a 120 kg/m³) más altas. Conserve en un área fría, seca y bien ventilada; asegúrese de que el envase esté completamente sellado.</p> <p>Consulte la Hoja de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS), carteles de seguridad y/o etiquetas del producto antes del uso, y utilice los equipos de protección personal según lo especificado.</p>
Presentación	<p>Sacos multicapas de 50-lb (22.7-kg) y 55-lb (25-kg).</p>

ANEXO P.

HOJA DE SEGURIDAD DEL GLICOL

GLICOL	
Inhibidor de arcillas	Hoja de Información Técnica
Descripción del producto	Es un glicol con bajo punto de turbidez cuya solubilidad disminuye con el aumento de la temperatura y la concentración de sal.
Aplicación / Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Actúa principalmente como un inhibidor de lutitas en fluidos de perforación a base de agua. En solución, este producto ofrece estabilización entrópica de lutitas mediante la modificación de la estructura del agua adsorbida. Cuando se enturbia fuera de solución, es adsorbido fuertemente en la superficie de arcillas y lutitas y, de este modo, ofrece una barrera para la invasión de filtrado y la hidratación.• Reduce importantes en las tasas de dilución de lodo. Además, este producto reduce los coeficientes de fricción, mejora las tasas de penetración y generalmente reduce los problemas relacionados con el lodo.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none">• Proporciona inhibición y lubricidad.• Reduce las tasas de dilución.• Mejora las tasas de penetración.• Tiene un bajo impacto ambiental.• Mejora la estabilidad térmica de polímeros.• No es afectado por contaminantes.• Es compatible con la mayoría de las sales y los fluidos a base de agua.• Puede utilizarse junto con otros glicoles.
Propiedades Características	<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Líquido limpio y viscoso• Densidad: 1,020 a 1.035 SG• Punto de escurrimiento: 67°F - 55°C• Punto de inflamación: 325°F - 163°C• Solubilidad acuosa: Soluble a 68°F (20°C)
Tratamiento Aconsejado	Se aplica en concentraciones que varían de 2% a 5% por volumen. El valor real utilizado depende del tipo y de la concentración de la sal, así como del rango de la temperatura de fondo. Como regla general, la salinidad del fluido de perforación está diseñado de modo que un tercio de la concentración del aditivo se enturbie a la temperatura circulante de fondo.
Presentación	Tambor de 55 gal (208 L).

ANEXO Q.

HOJA DE SEGURIDAD DEL POLÍMERO DE BAJO PESO MOLECULAR

POLÍMERO DE BAJO PESO MOLECULAR

Estabilizador de arcillas

Hoja de Información Técnica

Descripción del producto

Es un polímero usado para estabilizar las arcillas reactivas y arcillas mediante la inhibición de absorción de agua y, por lo tanto, mitigar su tendencia de hinchamiento o dispersión. Estabilizar la arcilla también puede flocular sin dispersar la arcilla o partículas coloidales y ayuda a salmueras monovalentes, adelgazando los recortes, proporciona lubricidad, tiene toxicidad baja, es altamente biodegradable y no es peligroso para el personal operario. Es estable a 250°F (121°C) puede usarse a altas temperaturas con el uso de eliminadores de oxígeno.

Aplicación / Funciones

- Ayuda a inhibir y dispersar las arcillas reactivas
- Ayuda a flocular las arcillas dispersas y partículas coloidales.

Ventajas

- Altamente efectivo en sistemas base potasio y puede ser usado en fluidos de agua fresca.
- Muy baja toxicidad ambiental, altamente biodegradable.
- Efecto mínimo en la viscosidad del fluido de perforación y el control de pérdida de fluido.
- No es peligroso para el personal operario.

Propiedades Características

- Apariencia: Limpio, líquido viscoso incoloro.
- Gravedad específica: 1,03

Tratamiento Aconsejado

Dependerá de la reactividad de las arcillas a tratar pero normalmente es 3% v/v.

Presentación

Está disponible en tambor de 55 gal (208 L).

ANEXO R.

HOJA DE SEGURIDAD DEL ESTABILIZADOR DE ARCILLAS

Estabilizador de arcillas		Hoja de Información Técnica	
Descripción del producto		Es un estabilizador líquido que puede proveer inhibición y estabilización de las arcillas altamente reactivas. Ayuda a sellar poros y microfracturas en la formación, reduce el embamamiento de la broca y la tendencia de acreción, y reduce la corrosión. El estabilizador de arcillas no tiene hidrocarburos o aceites sintéticos y puede ser usado a temperaturas por encima de 325°F (163°C). Es incompatible con iones divalentes. Si se emplea con agua de mar, a dureza debe tratarse antes de la adición o dilución del producto.	
Aplicación / Funciones		<ul style="list-style-type: none">• Usado en fluidos base aceite para ayudar a proveer inhibición y estabilización de las arcillas altamente reactivas y arcillas de la formación.• Ayuda a sellar poros y microfracturas en la formación.• Ayuda a reducir el embolamiento de la broca y la acreción.• Ayuda a incrementar la lubricidad del fluido de perforación.	
Ventajas		<ul style="list-style-type: none">• El sistema puede proveer un desempeño de estabilización de arcillas similar a la inhibición de un fluido de perforación base aceite para un fluido base agua.• No tiene hidrocarburos o aceites sintéticos.• Puede usarse a temperaturas superiores de 325°F (163°C).	
Propiedades Características		<ul style="list-style-type: none">• Apariencia: Líquido amarillo oscuro.• Gravedad específica: 1,36• pH: 11,9	
Tratamiento Aconsejado		Adicionar 1,0 - 4,0% por volumen de estabilizador de arcillas por barril de fluido. Control LGS < 7% v/v. Puede ser usado en agua marina, agua fresca, o salmuera monovalente. Puede ser adicionado mientras se perforan arcillas reactivas y mientras se perfora arenas. Puede ser agotado cuando perfora anhídrida, cemento verde, o cloruro de calcio, o cuando se expone a H ₂ S o CO ₂ .	
Presentación		Está disponible en tambor de 5 gal (18,9 L) y 55 gal (208 L).	

ANEXO S.

RESULTADOS PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

Tabla 1. Resultados prueba de Hinchamiento Lineal para el intervalo uno (Formación Corpa)

Tiempo (hr)	Formulación Base + Inhibidor(es)				
	Acetato de Potasio + polímero Amina	Acetato de Potasio + Glicol	Polímero de bajo peso molecular	Acetato de Potasio	Polímero Amina + Estabilizador de arcillas
0,0	0,0591	0,0078	0,0126	0,0059	0,0205
1,0	2,8091	3,0921	2,9415	2,8294	2,6706
2,0	5,0366	4,4712	4,6735	4,1492	4,0479
3,0	5,8395	5,3394	5,9357	5,0037	5,0077
4,0	6,7683	6,0153	6,9808	5,7076	5,8201
5,0	7,5387	6,5339	7,8004	6,3137	6,4893
6,0	8,2329	6,9554	8,5063	6,7302	7,0214
7,0	8,9347	7,5187	9,2353	7,3325	7,4921
8,0	10,18	8,0237	10,0719	7,8408	8,0364
9,0	10,7712	8,5112	10,704	8,3121	8,5706
10,0	11,3167	9,0142	11,2771	8,7383	9,0228
11,0	11,843	9,4726	11,7955	9,1568	9,4403
12,0	12,4094	9,9252	12,2822	9,5654	9,8435
13,0	12,9339	10,3389	12,8069	9,9604	10,2446
14,0	13,3916	10,7351	13,3189	10,328	10,9711
15,0	13,8207	11,11	13,8035	10,68	11,3292
16,0	14,2441	11,4363	14,2418	11,0202	11,6668
17,0	14,595	11,7762	14,6653	11,3389	11,9697
18,0	14,984	12,085	15,1078	11,6166	12,291
19,0	15,2949	12,3958	15,5945	11,9509	12,6103
20,0	15,558	12,7085	16,1192	12,2912	12,909
21,0	15,825	13,0232	16,627	12,6353	13,2201
22,0	16,0691	13,33	17,0821	12,9696	13,5148
23,0	16,3075	13,6408	17,5183	13,3177	13,8054
24,0	16,5326	13,971	17,9987	13,6931	14,1083
25,0	16,769	14,3051	18,4581	14,0803	14,3927
26,0	16,9884	14,6353	18,8921	14,7881	14,6915
27,0	17,2077	14,9713	19,6612	15,1225	14,9882
28,0	17,4136	15,2859	20,0573	15,4412	15,2788
29,0	17,6177	15,6045	20,4387	15,7345	15,5756
30,0	17,7798	15,9017	20,8243	15,9945	15,858

31,0	17,9362	16,1755	21,1846	16,2213	16,4351
32,0	18,0792	16,4474	21,5302	16,4423	16,7155
33,0	18,1841	16,6689	21,8505	16,632	16,9938
34,0	18,2871	16,8786	22,1433	16,7864	17,2537
35,0	18,3309	17,0767	22,4341	16,9526	17,4972
36,0	18,4339	17,2554	22,7144	17,1091	17,7244
37,0	18,5407	17,4205	22,982	17,2772	17,9597
38,0	18,6437	17,5526	23,2348	17,42	18,1705
39,0	18,884	17,6866	23,4813	17,5451	18,3813
40,0	19,0003	17,8012	23,6857	17,6468	18,5921
41,0	19,1205	17,91	23,8985	17,7563	18,7926
42,0	19,1987	18,0285	24,1198	17,8482	19,0075
43,0	19,2769	18,1198	24,3663	17,9538	19,2346
44,0	19,3226	18,2169	24,6002	18,0769	19,4536
45,0	19,3188	18,3295	24,8488	18,1845	19,6705
46,0	19,3665	18,4325	25,068	18,2823	19,8547
47,0	19,397	18,5257	25,2787	18,3507	20,0409
48,0	19,4142	18,5976	25,4725	18,4309	20,2272
49,0	19,4332	18,6656	25,6643	18,4876	20,4032
50,0	19,4561	18,7355	25,8708	18,5697	20,5812
51,0	19,4676	18,8015	26,0499	18,6303	20,7408
52,0	19,4809	18,8753	26,21	18,6792	20,8759
53,0	19,4981	18,9181	26,3533	18,7144	20,9741
54,0	19,5076	18,9569	26,4523	18,7144	21,0826
55,0	19,5114	18,9957	26,5745	18,7457	21,187
56,0	19,5267	19,0016	26,6925	18,7711	21,2852
57,0	19,5381	19,0424	26,7979	18,7926	21,3773
58,0	19,5324	19,0618	26,9032	18,8161	21,4694
59,0	19,5725	19,0851	27,0023	18,8415	21,539
60,0	19,6201	19,0967	27,076	18,8395	21,6167
61,0	19,6259	19,1142	27,1645	18,8454	21,6883
62,0	19,6754	19,122	27,2404	18,861	21,7579
63,0	19,7918	19,1278	27,2551	18,863	21,8275
64,0	19,8204	19,1395	27,2825	18,8689	21,8971
65,0	19,9176	19,1453	27,312	18,8747	21,9953
66,0	20,0206	19,1608	27,3837	18,9216	22,071
67,0	20,0225	19,19	27,4932	18,9823	22,1652
68,0	20,013	19,2075	27,5923	18,994	22,3391
69,0	19,9901	19,2327	27,7334	19,0996	22,4271
70,0	20,0168	19,3085	27,7945	19,1426	22,5867
71,0	20,0149	19,3395	27,9231	19,256	22,6563

72,0	20,0168	19,4056	27,9884	19,301	22,7013
73,0	20,0187	19,4405	28,0095	19,3068	22,7627
74,0	19,9996	19,4541	28,0432	19,2951	22,7627

Tabla 2. Resultados prueba de Hinchamiento Lineal para el intervalo dos (Formación Corpa)

Tiempo (hr)	F. Base	Formulación Base + Inhibidor(es)				
		Acetato de Potasio + polímero Amina	Acetato de Potasio + Glicol	Polímero de bajo peso molecular	Acetato de Potasio	Polímero Amina + Estabilizador de arcillas
0,0	0,0229	0,0203	0,0134	0,0199	0,0172	0,0167
1,0	0,0297	2,418	3,3725	3,8504	2,5914	2,8418
2,0	2,932	3,3698	4,8469	5,7587	3,8019	4,2971
3,0	4,6633	4,2239	5,7288	7,0595	4,6873	5,2173
4,0	5,729	4,9642	6,3654	8,2566	5,4563	5,9751
5,0	6,5889	5,5743	6,9022	9,3681	6,1434	6,6809
6,0	7,3459	6,1254	7,3374	10,3442	6,7143	7,4324
7,0	7,9977	6,7863	7,7976	11,129	7,4143	8,1028
8,0	8,6816	7,4452	8,1695	11,8003	7,9765	8,667
9,0	9,2327	8,0757	8,5338	12,4118	8,4655	9,1917
10,0	9,713	8,6187	8,8636	12,9835	8,9545	9,7121
11,0	10,1773	9,1494	9,1723	13,5333	9,4069	10,1889
12,0	10,5958	9,6497	9,4848	14,0591	9,7946	10,5886
13,0	11,0052	10,2191	9,8912	14,6249	10,2448	11,0362
14,0	11,4489	10,8109	10,3341	15,2424	10,6756	11,5005
15,0	11,9818	11,3539	10,7693	15,7981	11,0418	11,9023
16,0	12,4803	11,8725	11,149	16,3061	11,4338	12,2896
17,0	12,9286	12,3647	11,5056	16,7841	11,8065	13,1098
18,0	13,3471	12,8771	11,8449	17,2722	12,1792	13,47
19,0	13,7702	13,8919	12,1747	17,7582	12,5647	14,1675
20,0	14,1682	14,3943	12,4987	18,3179	13,0989	14,5464
21,0	14,6141	14,8152	12,8649	18,7322	13,4436	14,842
22,0	14,9984	15,1426	13,2177	19,1207	13,8809	15,1522
23,0	15,4032	15,4274	13,5321	19,4493	14,2729	15,4645
24,0	15,7851	15,6531	13,7795	19,6944	14,6348	15,7643
25,0	16,103	15,8361	13,9885	19,8836	14,9902	16,0641
26,0	16,4117	16,0375	14,1514	20,0609	15,3112	16,6762
27,0	16,7159	16,2001	14,3201	20,2421	15,6171	16,9572
28,0	17,043	16,3506	14,4754	20,3915	15,9035	17,2216
29,0	17,354	16,4788	14,5886	20,5389	16,1513	17,4756
30,0	17,6513	16,6028	14,694	20,6465	16,3861	17,7088
31,0	17,9441	16,7086	14,7784	20,766	16,5842	17,9066
32,0	18,2116	16,8916	14,8685	20,8577	16,7824	18,1189

33,0	18,6919	16,9567	14,9356	20,9353	16,9375	18,2917
34,0	18,9115	17,0238	15,0161	21,009	17,112	18,4583
35,0	19,1219	17,038	15,0487	21,0768	17,252	18,5499
36,0	19,3208	17,0807	15,0871	21,1405	17,3877	18,6602
37,0	19,4375	17,1499	15,0545	21,1963	17,4609	18,8434
38,0	19,593	17,2678	15,0928	21,2023	17,5256	19,0371
39,0	19,824	17,4753	15,1657	21,254	17,6268	19,3452
40,0	20,0824	17,6522	15,2673	21,3716	17,7474	19,5659
41,0	20,4118	17,8291	15,4456	21,5628	17,8702	19,7886
42,0	20,6725	17,9186	15,5951	21,7381	17,9564	19,976
43,0	20,9241	17,9837	15,7236	21,9393	18,1158	20,1259
44,0	21,1367	18,006	15,7792	21,9891	18,1696	20,2217
45,0	21,3037	17,9389	15,8405	22,0568	18,2106	20,307
46,0	21,4478	17,9491	15,8405	22,0648	18,2343	20,4757
47,0	21,5255	17,9715	15,7964	22,0787	18,2924	20,6027
48,0	21,6948	17,9776	15,8214	22,0966	18,3527	20,7151
49,0	21,8343	17,9816	15,8329	22,1026	18,3894	20,8046
50,0	22,0401	17,9796	15,8367	22,1205	18,4324	20,9045
51,0	22,1339	17,9857	15,8463	22,1166	18,4604	20,9878
52,0	22,2322	17,9959	15,831	22,1205	18,4884	21,0753
53,0	22,3214	17,9857	15,8367	22,1186	18,5186	21,1585
54,0	22,3969	17,9877	15,8367	22,1245	18,5337	21,2397
55,0	22,4747	17,9938	15,8367	22,1225	18,5444	21,323
56,0	22,5524	17,9959	15,8329	22,1305	18,5681	21,398
57,0	22,6256	17,9877	15,829	22,1305	18,5768	21,4583
58,0	22,6851	18,0142	15,8386	22,1285	18,5897	21,5187
59,0	22,7331	18,0914	15,8329	22,1385	18,6026	21,6082
60,0	22,7948	18,0935	15,8616	22,1365	18,6198	21,7061
61,0	22,9526	18,2094	15,8789	22,1464	18,6026	21,7102
62,0	22,9732	18,2745	15,8923	22,1644	18,5531	21,8601
63,0	23,1425	18,3599	16,0131	22,1564	18,5444	21,9913
64,0	23,3346	18,5124	16,0725	22,3158	18,5768	22,0954
65,0	23,4398	18,5673	16,1454	22,4233	18,6263	22,2536
66,0	23,6319	18,5592	16,2796	22,511	18,7426	22,3681
67,0	23,7554	18,5409	16,339	22,6743	18,8309	22,4098
68,0	23,8194	18,4961	16,3352	22,7719	18,8266	22,4264
69,0	23,8377	18,5063	16,3084	22,7819	18,8331	22,4639
70,0	23,8492	18,5165	16,2892	22,7918	18,8482	22,5805
71,0	23,9292	18,4941	16,2988	22,7918	18,8762	22,6471
72,0	23,9795	18,4616	16,3026	22,7978	18,8934	22,67
73,0	23,9795	18,4392	16,2911	22,8058	18,9063	22,6908
74,0	23,9932	18,427	16,2643	22,7978	18,9149	22,7116
75,0	23,9932	18,3843	16,2432	22,8137	18,902	22,7137

76,0	24,0001	18,3782	16,2163	22,8117	18,8977	22,72
77,0	24,0001	18,3701	16,1914	22,8058	18,8999	22,7304
78,0	23,991	18,3538	16,1818	22,8177	18,8891	22,747
79,0	24,0024	18,3558	16,1626	22,8157	18,8719	22,772
80,0	24,023	18,3518	16,155	22,8098	18,8783	22,7928
81,0	24,0504	18,3497	16,155	22,8157	18,8719	22,8116
82,0	24,0664	18,2684	16,1473	22,8197	18,8826	22,8241
83,0	24,0802	18,2684	16,1435	22,8197	18,8783	22,7783

Tabla 3. Resultados prueba de Hinchamiento Lineal para el intervalo tres (Formación Corpa y Tubará)

Tiempo (hr)	Formulación Base + Inhibidor(es)			
	Acetato de Potasio + polímero Amina	Acetato de Potasio + Glicol	Polímero de bajo peso molecular	Polímero Amina + Estabilizador de arcillas
0,0	0,0065	0,0085	0,0098	0,0184
1,0	2,328	3,1571	3,5906	3,1968
2,0	3,5547	4,8363	5,2722	4,7492
3,0	4,3963	5,8442	6,5011	5,8981
4,0	5,132	6,5958	7,5359	6,7234
5,0	5,7226	7,2692	8,3748	7,4033
6,0	6,2289	7,7922	9,0862	7,9952
7,0	6,6897	8,2602	9,6977	8,5235
8,0	7,196	8,6604	10,3426	8,9761
9,0	7,7023	9,1283	10,8521	9,4082
10,0	8,1609	9,592	11,3284	9,783
11,0	8,585	9,9838	11,7478	10,1906
12,0	8,9506	10,3416	12,1437	10,5735
13,0	9,3422	10,7058	12,5396	10,9217
14,0	9,8052	11,123	12,9728	11,3087
15,0	10,2206	11,521	13,3648	11,663
16,0	10,6166	11,9233	13,7548	11,9927
17,0	11,0103	12,3363	14,1311	12,304
18,0	11,3955	12,7047	14,4839	12,6399
19,0	11,7698	13,0604	14,8132	12,9594
20,0	12,0748	13,3632	15,1072	13,2973
21,0	12,3712	13,6427	15,3914	13,6864
22,0	12,6849	13,9074	15,6599	14,0448
23,0	13,0527	14,2377	15,9578	14,3724
24,0	13,4725	14,585	16,2674	14,6755
25,0	13,8814	14,8899	16,5418	14,9827
26,0	14,2816	15,2435	16,8299	15,2879
27,0	14,6581	15,5802	17,1337	15,6237
28,0	15,054	15,8893	17,4571	15,9657

29,0	15,4327	16,2069	17,7903	16,3077
30,0	15,794	16,5267	18,1059	16,6928
31,0	16,1488	16,8337	18,4038	17,0819
32,0	16,4777	17,1111	18,7232	17,4812
33,0	16,7892	17,397	19,0172	17,8908
34,0	17,0899	17,6659	19,3171	18,2717
35,0	17,3712	17,9284	19,5876	18,6281
36,0	17,6243	18,1613	19,8188	18,9578
37,0	17,6763	18,2842	20,009	19,2527
38,0	17,9381	18,5446	20,2696	19,5578
39,0	18,1934	18,7775	20,6028	19,9142
40,0	18,3664	18,9914	20,9105	20,2889
41,0	18,5179	19,1756	21,1516	20,6862
42,0	18,7516	19,4318	21,4025	21,0446
43,0	19,0696	19,7494	21,7141	21,3846
44,0	19,4309	19,9972	22,1668	21,6918
45,0	19,604	20,1793	22,3981	21,9416
46,0	19,7749	20,3508	22,6059	22,1935
47,0	19,8723	20,4651	22,7862	22,4106
48,0	19,9523	20,5265	22,9175	22,6502
49,0	20,0064	20,6536	23,0802	22,8796
50,0	20,0951	20,7552	23,2115	23,0721
51,0	20,1665	20,842	23,3506	23,2503
52,0	20,2293	20,9394	23,4839	23,4387
53,0	20,2834	21,0157	23,725	23,6209
54,0	20,3439	21,0961	23,8465	23,7827
55,0	20,3937	21,1724	23,9621	23,9548
56,0	20,4586	21,2507	24,019	24,1145
57,0	20,5019	21,31	24,0719	24,2681
58,0	20,5538	21,3735	24,1483	24,4196
59,0	20,6101	21,4328	24,215	24,5487
60,0	20,6685	21,4836	24,3071	24,7883
61,0	20,742	21,5853	24,3953	24,9234
62,0	20,8199	21,6615	24,507	25,032
63,0	20,8956	21,7589	24,5795	25,202
64,0	20,98	21,8394	24,6618	25,3433
65,0	21,0363	21,9156	24,6971	25,4784
66,0	21,0969	21,9791	24,7853	25,6771
67,0	21,138	22,0363	24,8598	25,8122
68,0	21,1921	22,1062	24,9323	25,8737
69,0	21,2461	22,176	25,0087	25,9208
70,0	21,337	22,2311	25,0558	25,9904
71,0	21,3586	22,2607	25,1028	26,0682

72,0	21,3673	22,2967	25,144	26,1215
73,0	21,3738	22,3243	25,1675	26,144
74,0	21,3889	22,337	25,2126	26,1768
75,0	21,3868	22,3581	25,24	26,2095
76,0	21,4019	22,3518	25,2733	26,2341
77,0	21,4062	22,3602	25,3106	26,2566
78,0	21,4257	22,3708	25,3341	26,2874
79,0	21,4409	22,3687	25,3654	26,316
80,0	21,4344	22,3878	25,3831	26,3549
81,0	21,4322	22,3857	25,4105	26,3898
82,0	21,4409	22,3878	25,436	26,4307
83,0	21,4517	22,3857	25,4517	26,4635
84,0	21,4755	22,4047	25,487	26,4819
85,0	21,5274	22,4174	25,5301	----
86,0	21,588	22,4661	25,6281	----
87,0	21,6291	22,5148	25,6986	----
88,0	21,6767	22,5762	25,7653	----
89,0	21,707	22,6525	25,8143	----
90,0	21,72	22,7012	25,8692	----
91,0	21,7502	22,7329	25,9142	----
92,0	21,7676	22,771	25,9613	----
93,0	21,8281	22,8367	25,973	----
94,0	21,8649	22,8303	25,9867	----
95,0	21,8671	22,8451	26,0005	----
96,0	21,8606	22,8346	26,0083	----
97,0	21,8649	22,8409	26,024	----
98,0	21,8606	22,8494	26,0299	----
99,0	21,8519	22,843	26,0514	----
100,0	21,8541	22,8451	26,0671	----
101,0	21,8519	22,8536	26,0769	----
102,0	21,8584	22,8515	26,0887	----
103,0	21,8584	22,843	26,0985	----
104,0	21,8519	22,8409	26,1141	----
105,0	21,8498	22,8536	26,1122	----
106,0	21,8606	22,8324	26,1612	----
107,0	21,8541	22,8409	26,1827	----
108,0	21,8736	22,8346	26,2396	----
109,0	21,7935	22,788	26,2905	----
110,0	21,8303	22,8219	26,3474	----
111,0	21,8887	22,8981	26,4219	----
112,0	21,9147	22,9489	26,4571	----
113,0	21,9709	22,9616	----	----

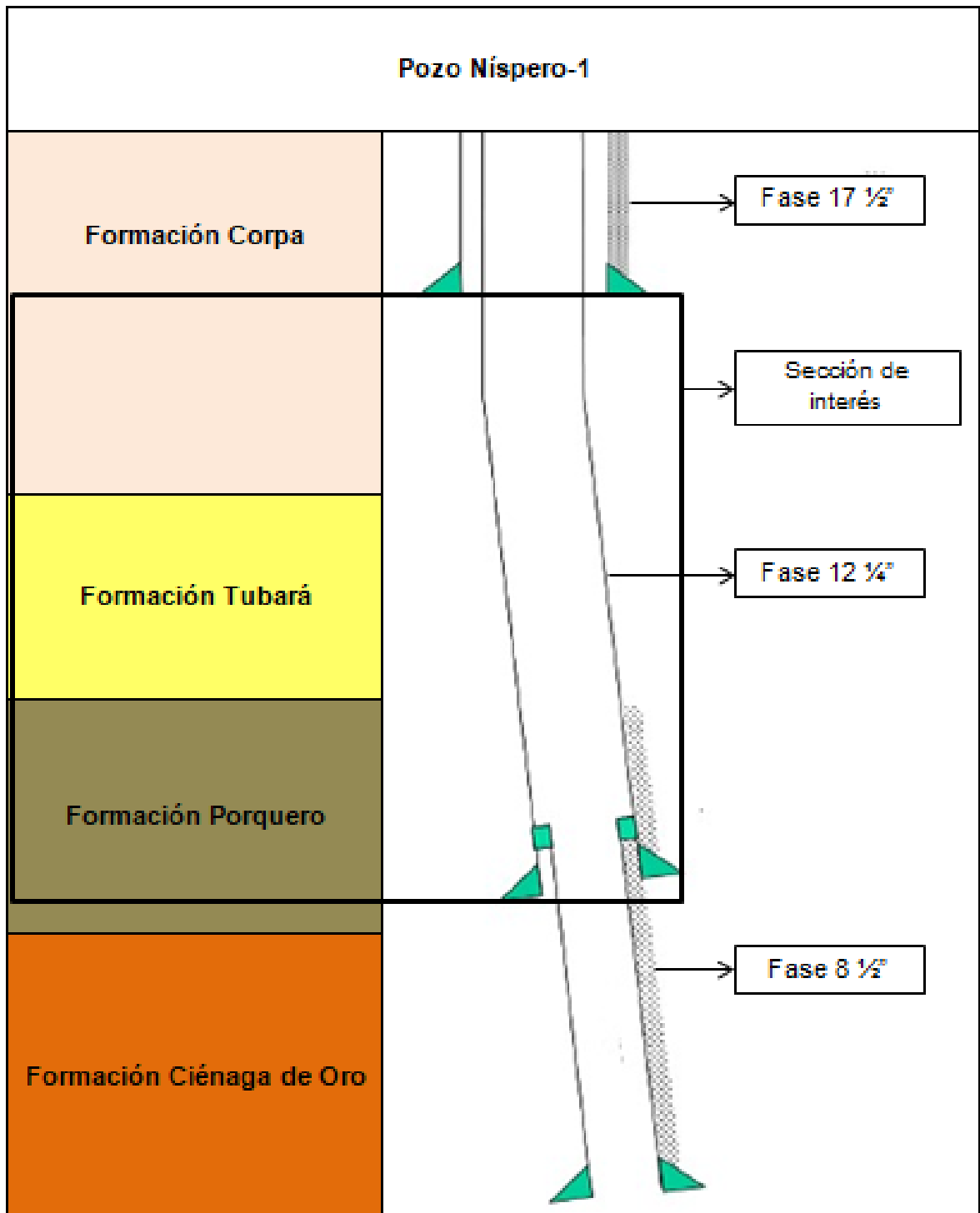
Tabla 4. Resultados prueba de Hinchamiento Lineal para el intervalo cuatro (Formación Porquero)


Tiempo (hr)	Formulación Base + Inhibidor(es)				
	Acetato de Potasio + polímero Amina	Acetato de Potasio + Glicol	Polímero de bajo peso molecular	Acetato de Potasio	Polímero Amina + Estabilizador de arcillas
0,0	0,0505	0,06	0,0058	0,0021	0,0131
1,0	2,5555	1,8318	2,1381	2,8204	2,1756
2,0	3,6807	2,7239	3,2081	4,0911	3,3925
3,0	4,4289	3,3199	3,9897	4,9604	4,2942
4,0	5,078	3,7829	4,6621	5,6344	5,0231
5,0	5,6066	4,1365	5,2468	6,1796	5,5943
6,0	6,0536	4,4564	5,7574	6,6389	6,0802
7,0	6,4209	4,7107	6,2077	7,0725	6,5136
8,0	6,7454	4,9451	6,5663	7,4052	6,901
9,0	7,1322	5,1259	6,8996	7,6993	7,2512
10,0	7,4722	5,2928	7,2153	7,9525	7,586
11,0	7,7735	5,4319	7,531	8,2101	7,8946
12,0	8,0475	5,5908	7,8176	8,4891	8,0872
13,0	8,3118	5,7478	8,1333	8,8667	8,4046
14,0	8,6091	5,9246	8,6186	9,1052	8,7373
15,0	8,9064	6,1551	9,1331	9,4078	9,0196
16,0	9,1843	6,3577	9,4391	9,6611	9,256
17,0	9,4545	6,5167	9,6886	9,8714	9,4661
18,0	9,7013	6,6975	9,9868	10,1076	9,6828
19,0	9,9189	6,8425	10,209	10,3093	9,9126
20,0	10,1327	6,9478	10,0472	10,481	10,0986
21,0	10,294	7,0015	10,1954	10,745	10,2584
22,0	10,4592	7,0551	10,3123	10,9082	10,4729
23,0	10,6322	7,065	10,4273	11,0756	10,6436
24,0	10,8109	7,1028	10,5969	11,2065	10,8297
25,0	10,9897	7,1982	10,7411	11,3332	11,0245
26,0	11,1569	7,2637	10,8795	11,4577	11,1799
27,0	11,3337	7,3134	11,0101	11,5693	11,3418
28,0	11,4833	7,365	11,1329	11,6787	11,4972
29,0	11,6505	7,4088	11,2556	11,8032	11,6526
30,0	11,8021	7,4604	11,394	11,9256	11,8102
31,0	11,9595	7,526	11,5675	12,0351	11,9503
32,0	12,1169	7,5637	11,7332	12,1531	12,1319
33,0	12,284	7,6273	11,893	12,2926	12,2589
34,0	12,4395	7,6829	12,0606	12,4171	12,4099
35,0	12,5872	7,7445	12,2107	12,5588	12,5522
36,0	12,7524	7,7942	12,3471	12,5652	12,7185

37,0	12,867	7,7445	12,3744	12,6919	12,6682
38,0	13,0225	7,7942	12,4952	12,8593	12,8279
39,0	13,1955	7,8776	12,6648	13,0288	13,0052
40,0	13,3742	7,9472	12,8519	13,2006	13,1431
41,0	13,5336	7,969	13,0000	13,4152	13,2985
42,0	13,7202	8,0803	13,1793	13,72	13,4714
43,0	13,9631	8,2571	13,4697	13,9947	13,6815
44,0	14,1769	8,4677	14,0291	14,2287	14,0624
45,0	14,4781	8,6068	14,1227	14,4691	14,2265
46,0	14,6899	8,7479	14,3371	14,6558	14,4607
47,0	14,8726	8,7856	14,4793	14,8125	14,6643
48,0	15,0028	8,7936	14,5456	14,9971	14,8569
49,0	15,1777	8,9167	14,7074	15,1645	15,0932
50,0	15,3254	9,0419	14,8535	15,332	15,299
51,0	15,4692	9,1452	14,99	15,5058	15,5003
52,0	15,6208	9,2644	15,1634	15,6518	15,717
53,0	15,7568	9,3657	15,3213	15,8106	15,9228
54,0	15,8928	9,5009	15,4948	15,963	16,1307
55,0	16,0133	9,624	15,6955	16,1219	16,3583
56,0	16,1474	9,7611	15,8826	16,2721	16,5881
57,0	16,2699	9,8803	16,1009	16,4138	16,7807
58,0	16,3923	9,9956	16,29	16,5511	16,9843
59,0	16,4992	10,1327	16,481	16,6842	17,1878
60,0	16,6177	10,2598	16,67	16,8366	17,3979
61,0	16,746	10,4446	16,9215	16,9976	17,5818
62,0	16,8878	10,6393	17,1924	17,1586	17,8138
63,0	16,9947	10,8062	17,438	17,326	18,0195
64,0	17,1211	10,9611	17,6952	17,4827	18,2231
65,0	17,2415	11,0943	17,9408	17,6415	18,4354
66,0	17,3581	11,2453	18,1747	17,7746	18,6586
67,0	17,4689	11,3227	18,3754	17,9292	18,8644
68,0	17,5758	11,4618	18,6015	18,0773	19,0592
69,0	17,6846	11,579	18,8432	18,2211	19,2649
70,0	17,8595	11,7022	19,0674	18,337	19,4619
71,0	17,9314	11,8095	19,2662	18,4314	19,6523
72,0	18,0092	11,8989	19,4552	18,5452	19,8318
73,0	18,0733	11,9764	19,6248	18,631	20,02
74,0	18,1258	12,0598	19,8021	18,7169	20,182
75,0	18,1938	12,1135	19,9717	18,8843	20,3505
76,0	18,254	12,1671	20,1374	18,9616	20,5081
77,0	18,3084	12,2168	20,2913	19,011	20,6635
78,0	18,3629	12,2724	20,4395	19,0839	20,8036
79,0	18,425	12,3221	20,5895	19,144	20,9524

80,0	18,4639	12,3738	20,7494	19,2106	21,099
81,0	18,5047	12,4095	20,8897	19,2642	21,2522
82,0	18,5572	12,4532	21,0359	19,3093	21,3507
83,0	18,6058	12,489	21,1684	19,3759	21,4492
84,0	18,6505	12,5208	21,3029	19,4574	21,5236
85,0	18,703	12,5565	21,4471	19,5497	21,6243
86,0	18,7787	12,638	21,6108	19,6399	21,7272
87,0	18,8429	12,7234	21,7999	19,7536	21,8257
88,0	18,9206	12,795	21,9792	19,8416	21,9285
89,0	18,9789	12,8983	22,1877	19,9275	22,0467
90,0	19,0314	12,9797	22,3632	20,0155	22,1452
91,0	19,0877	13,0294	22,5249	20,0885	22,2481
92,0	19,1344	13,1069	22,6945	20,1657	22,3532
93,0	19,1927	13,1645	22,8563	20,2258	22,4516
94,0	19,2179	13,244	23,0258	20,2387	22,5764
95,0	19,2354	13,2857	23,1467	20,2516	22,6836
96,0	19,251	13,2936	23,2383	20,2816	22,7756
97,0	19,2743	13,3056	23,3474	20,3053	22,85
98,0	19,3015	13,3294	23,4312	20,3246	22,931
99,0	19,3093	13,3393	23,6339	20,331	23,0054
100,0	19,3307	13,3552	23,7294	20,3439	23,0689
101,0	19,3462	13,3731	23,8308	20,3718	23,1367
102,0	19,3579	13,387	23,9282	20,4018	23,2024
103,0	19,3792	13,387	24,0179	20,4169	23,2615
104,0	19,4064	13,4029	24,1056	20,4212	23,3206
105,0	19,4084	13,4069	24,1874	20,4383	23,3753
106,0	19,4181	13,4069	24,2635	20,4598	23,4387
107,0	19,4337	13,4188	24,3668	20,4984	23,4891
108,0	19,4706	13,4625	24,4779	20,4212	23,5351
109,0	19,4589	13,5301	24,4857	20,4491	23,5832
110,0	19,4881	13,4685	24,5889	20,5199	23,6204
111,0	19,5386	13,4784	24,7312	20,6208	23,662
112,0	19,5969	13,5261	24,9144	20,6465	23,7408
113,0	19,6163	13,6592	24,9982		23,8787
114,0	----	13,6652	----	----	23,9159

ANEXO T.
ESTADO MECÁNICO DEL POZO NÍSPERO-1



 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **SARA ELIZABETH CAMELO RODRÍGUEZ** y **CAMILO ANDRÉS GUTIÉRREZ GÓMEZ** en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL LABORATORIO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO NÍSPERO**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

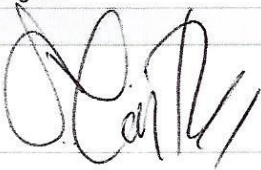
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 16 días del mes de Mayo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Sara Elizabeth	Camelo Rodríguez
Documento de identificación No	Firma
1'026.293.146 de Bogotá D.C.	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Camilo Andrés	Gutiérrez Gómez
Documento de identificación No	Firma
1'014.255.910 de Bogotá D.C.	