

**DETERMINACIÓN DEL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE
PERFORACIÓN UTILIZANDO STRAIN GAGES**

**DIANA CAROLINA FLÓREZ ARDILA
MARCELA VILLAMIZAR SERRANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**DETERMINACIÓN DEL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE
PERFORACIÓN UTILIZANDO STRAIN GAGES.**

**DIANA CAROLINA FLÓREZ ARDILA
MARCELA VILLAMIZAR SERRANO**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

**JAIME ALBERTO LOZA
Ingeniero de Petróleos**

Codirector

**DIEGO FERNANDO SUÁREZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A DIOS

Gracias por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud y fortaleza para lograr mis objetivos.

A mi madre, Elsa

Gracias por su paciencia, por su comprensión, por sus consejos y palabras de aliento, por la confianza depositada en mí, por su constante apoyo, por ser mi mejor amiga y sobre todo gracias por su infinito amor.

A mi padre, Eduen

Gracias por brindarme todo su amor, su comprensión y su apoyo incondicional. Desde la distancia, cada palabra de aliento y cada consejo me ayudaron a superar muchos obstáculos en el camino.

A mis hermanos, Loren Katiana y Eduen José

Gracias por su cariño, por su amor y por hacerme reír con sus travesuras. Ustedes son el motor de mi vida. Los adoro.

A mi novio, Diego

Gracias por su comprensión, por su amor y por compartir conmigo este triunfo.

DIANA CAROLINA FLÓREZ ARDILA

DEDICATORIA

*A Dios
Mi Padre, a quien le debo todo lo que tengo y lo que soy, por guiarme y darme la sabiduría
y por hacer manifiesto su amor a través de cada una de las personas que estuvo a mi lado.*

*A mis maravillosos y únicos padres, Gloria y Luis David
Gracias por su apoyo incondicional, por ser unos padres ejemplares, quienes con su
paciencia, comprensión y confianza en mí, hicieron posible cumplir esta importante etapa
de mi vida.
Los Quiero.*

*A mis hermanas Laura Cristina, Anamaria y Catalina
Quienes con su alegría, ternura y sencillez me dieron un motivo más para persistir en la
realización de este sueño.*

*A mi novio Uriel
Gracias por su compañía, por el amor y apoyo que me brindo y por estar a mi lado
compartiendo este momento tan especial.*

MARCELA VILLAMIZAR SERRANO

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros mayores agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por los años de formación brindados, por ayudarnos a crecer en lo personal, ética y profesional.

Al grupo de Investigación Estabilidad de Pozo, por brindarnos la oportunidad de ser parte de este grandioso grupo de trabajo y por otorgarnos un valioso tema de investigación.

Al ingeniero Jaime Alberto Loza, por ser nuestro director y soporte durante la ejecución de este trabajo de investigación.

Al ingeniero Sergio Orozco, que a pesar del corto tiempo que nos acompañó, nos prestó toda la colaboración y soporte para el desarrollo de nuestro proyecto.

A la ingeniera Jenny Mabel Carvajal, por el apoyo técnico fundamental que nos brindó para la realización de este proyecto.

Al personal técnico del Laboratorio de Mecánica de Rocas (Javier Reyes, Hernán Mantilla, Erick Cifuentes, Leonardo Galvis, y demás) del ICP, por ofrecernos su ayuda, colaboración y apoyo incondicional durante la ejecución de las pruebas de laboratorio.

A la Doctora Zuly Calderón, por apoyar el intercambio de conocimientos a través del grupo de investigación, del cual es miembro activo por parte de la Universidad.

A los ingenieros del grupo de Investigación Estabilidad de Pozo, los cuales nos apoyaron desinteresadamente de una u otra manera en la realización de este trabajo de investigación.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	19
OBJETIVOS.....	23
1. GENERALIDADES DE LAS LUTITAS	25
1.1. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE LAS LUTITAS	25
1.2. MINERALES ARCILLOSOS	27
1.2.1. Definición.	27
1.2.2. Estructura atómica.	28
1.2.3. Clasificación de las arcillas.	31
1.3. PROPIEDADES DE LOS MINERALES ARCILLOSOS	39
1.3.1. Superficie específica ⁹	39
1.3.2. Capacidad de intercambio catiónico ^{16,12}	40
1.3.3. Hidratación de las arcillas ^{3,12}	41
1.3.4. Estados de las arcillas en los fluidos de perforación ⁶	44
2. GENERALIDADES DE LA ESTABILIZACIÓN DE LUTITAS.....	48
2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	48
2.1.1. Generalidades ¹	48
2.1.2. Clasificación de los fluidos de perforación ²	48
2.1.3. Contaminantes de los lodos base agua. ¹³	52
2.1.4. Funciones del fluido de perforación.....	56
2.1.5. Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación. ¹³	59

2.2.	ADITIVOS DE ESTABILIZACIÓN DE LUTITAS ¹⁶	61
2.2.1.	Sales	61
2.2.2.	Polímeros con afinidad especial hacia las lutitas.	63
2.2.3.	Asfáltenos, gilsonitas y grafitos.	65
2.2.4.	Azúcares y derivados del azúcar.....	65
2.2.5.	Silicatos.....	66
2.3.	PRUEBAS REALIZADAS A LUTITAS ⁴	67
2.3.1.	Prueba de tiempo de succión capilar (CST). ⁴	67
2.3.2.	Prueba de medición de hinchamiento lineal (LSM). ⁴	69
2.3.3.	Prueba de erosión de lutitas. ⁴	71
2.3.4.	Prueba de difracción por rayos X. ⁴	73
2.4.	MEDIDORES DE HINCHAMIENTO.....	73
2.4.1.	Linear Swell Meter. ¹¹	73
2.4.2.	Strain gages. ¹⁷	79
3.	PROCEDIMIENTO DE ANALISIS	87
3.1.	ANTECEDENTES DEL USO DE STRAIN GAGES COMO MEDIDORES DE HINCHAMIENTO EN ARCILLAS.....	87
3.2.	PRUEBA PRELIMINAR	89
3.2.1.	Factor de corrección, gage factor.....	94
3.3.	PRUEBAS DE VALIDACIÓN	99
3.3.1.	Prueba realizada con plugs contruidos.....	99
3.3.2.	Resultados usando strain gages.	102
3.3.3.	Pruebas realizadas con muestras del pozo Túpale-1.....	104

4. COMPORTAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACION.....	108
4.1. GENERALIDADES	108
4.2. PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL CON DIFERENTES INHIBIDORES	109
4.3. PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE INHIBIDORES	111
4.3.1. Pruebas con cloruro de potasio.....	112
4.3.2. Pruebas con BORE HIB.....	116
4.3.3. Pruebas con CLAY SEAL.....	122
4.3.4. Pruebas con CLAY SEAL PLUS.....	126
5. METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE PERFORACION MEDIANTE EL USO DE STRAIN GAGES	130
5.1. GENERALIDADES	130
5.2. METODOLOGÍA	131
5.2.1. Preparación de la muestra. ⁸	131
5.2.2. Pegado del strain gage a la muestra. ⁸	133
5.2.3. Medición del hinchamiento lineal.....	136
5.2.4. Interpretación de los resultados.	142
5.3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN CAMPO.....	143
CONCLUSIONES	145
RECOMENDACIONES.....	147
BIBLIOGRAFIA.....	148
ANEXOS.....	151

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Arreglos bidimensionales de tetraedros	30
Figura 2. Arreglos bidimensionales de octaedros	30
Figura 3. Capa unitaria de Arcilla (Particula de Montmorillonita idealizada)	30
Figura 4. Formación de red cristalina.....	32
Figura 5. Estructura de una esmectita	34
Figura 6. SEM de una esmectita.....	35
Figura 7. Estructura de una Illita	36
Figura 8. SEM de una illita	36
Figura 9. Estructura de una Clorita	37
Figura 10. SEM de una clorita.....	38
Figura 11. Estructura de una Caolinita.....	38
Figura 12. SEM de una caolinita	39
Figura 13. Hidratación a través del enlace de hidrogeno.....	43
Figura 14. Hinchamiento para la montmorillonita cálcica y sódica.....	46
Figura 15. Estados de asociación de las partículas de arcilla.....	47
Figura 16. Clasificación de los fluidos de perforación	49
Figura 17. Clasificación de los fluidos base agua	51
Figura 18. Tiempo de succión capilar (CST), modelo 304M	68
Figura 19. Prueba de tiempo de succión capilar	69
Figura 20. Equipo de LSM	70
Figura 21. Equipo para realizar la prueba de dispersión de arcillas.....	72
Figura 22. Esquema de los gages en la configuración Full-Bridge	85
Figura 23. Esquema de Puente de Wheatstone	86
Figura 24. Expansión como función del tiempo de adsorción.....	88
Figura 25. Curva de hinchamiento vs tiempo para los shale del oeste de Texas ..	90

Figura 26. Curva de hinchamiento vs tiempo para los shale Midway	91
Figura 27. Muestra de afloramiento formación La Paz	92
Figura 28. Cortes realizados a la muestra de afloramiento.....	92
Figura 29. Muestra selecciona para la prueba preliminar	92
Figura 30. Gráfica Resistencia Vs Tiempo.....	93
Figura 31. Montaje en el equipo MTS-815.....	94
Figura 32. Gráfica % de hinchamiento vs tiempo.....	100
Figura 33. Gráfica % de hinchamiento obtenido con agua y ACPM	100
Figura 34. Hinchamiento lineal en el equipo LSM.....	101
Figura 35. Hinchamiento lineal usando strain gages	103
Figura 36. Hinchamiento lineal usando strain gages	103
Figura 37. Composición total de la roca.....	106
Figura 38. Composición fracción menor a 2 micras	106
Figura 39. Hinchamiento lineal en muestra del pozo Túpale-1	107
Figura 40. Prueba de hinchamiento lineal utilizando diferentes inhibidores.....	111
Figura 41. Concentración de KCl de 2.5 lpb	113
Figura 42. Concentración de KCl de 5 lpb	113
Figura 43. Concentración de KCl de 10 lpb	114
Figura 44. Concentración de KCl de 20 lpb	114
Figura 45. Concentración de KCl de 30 lpb	115
Figura 46. Diferentes concentraciones de KCl.....	116
Figura 47. Concentración de BORE HIB de 2% por barril	117
Figura 48. Concentración de BORE HIB de 2% por barril	117
Figura 49. Concentración de BORE HIB de 3% por barril	118
Figura 50. Concentración de BORE HIB de 3% por barril	118
Figura 51. Concentración de BORE HIB de 4% por barril	119
Figura 52. Concentración de BORE HIB de 4% por barril	119
Figura 53. Comparación de la concentración de BORE HIB de 2% por barril	120
Figura 54. Comparación de la concentración de BORE HIB de 3% por barril	121

Figura 55. Comparación de la concentración de BORE HIB de 4% por barril	121
Figura 56. Diferentes concentraciones de BORE HIB	122
Figura 57. Concentración de CLAY SEAL de 4 lpb.....	123
Figura 58. Concentración de CLAY SEAL de 6 lpb.....	124
Figura 59. Concentración de CLAY SEAL de 8 lpb.....	124
Figura 60. Diferentes concentraciones de CLAY SEAL	125
Figura 61. Concentración de CLAY SEAL PLUS de 5 lpb	126
Figura 62. Concentración de CLAY SEAL PLUS de 6 lpb	127
Figura 63. Concentración de CLAY SEAL PLUS de 7 lpb	127
Figura 64. Diferentes concentraciones de CLAY SEAL PLUS.....	128
Figura 65. Cavings del pozo Túpale-1	131
Figura 66. Muestras lijadas	132
Figura 67. Muestras recubiertas con cinta	133
Figura 68. Muestras con epóxico en las áreas demarcadas.....	134
Figura 69. Strain gages adheridos a la superficie demarcada	135
Figura 70. Strain gage adherido, sin ninguna protección.....	135
Figura 71. Strain gage soldado a los cables	135
Figura 72. Recubrimiento de las partes soldadas	136
Figura 73. Conexión de los cables al strain gage	137
Figura 74. Pestaña <i>“Configure Channels”</i>	138
Figura 75. Pestaña <i>“Scan and Log Data”</i> , sección <i>“Scan Control”</i>	139
Figura 76. Pestaña <i>“Scan and Log Data”</i> , sección <i>“Data Control”</i>	140
Figura 77. Pestaña <i>“Quick Graph”</i>	140
Figura 78. Datos arrojados por el Agilent 34970.....	142
Figura 79. Datos para realizar la gráfica de deformación vs tiempo	143

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de las lutitas de acuerdo al contenido de arcilla.....	29
Tabla 2. Comportamiento de minerales de arcilla bajo la influencia del agua	40
Tabla 3. Rango de CEC para minerales arcillosos	41
Tabla 4. Datos obtenidos por el equipo MTS-815.....	96
Tabla 5. Gage factor calculados con los datos de carga	97
Tabla 6. Gage factor calculados con los datos de descarga.....	98
Tabla 7. Resultados de la prueba realizada con el equipo MTS-815.....	98
Tabla 8. Resultados del gage factor a utilizar	98
Tabla 9. Resultados de hinchamiento lineal obtenidos por el equipo LSM	101
Tabla 10. Resultados de hinchamiento lineal usando strain gages	104

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados prueba de hinchamiento lineal usando el equipo LSM. Halliburton.....	152
Anexo B. Informe de laboratorio de difracción de rayos-X.....	155
Anexo C. Ficha técnica – AQUAGEL.....	160
Anexo D. Ficha técnica – PAC L.....	163
Anexo E. Ficha técnica – PAC R.....	165
Anexo F. Ficha técnica – CLORURO DE POTASIO.....	167
Anexo G. Ficha técnica – BORE HIB.....	168
Anexo H. Ficha técnica – CLAY SEAL.....	170
Anexo I. Ficha técnica – CLAY SEAL PLUS.....	172
Anexo J. Ficha técnica – M-BOND AE-10.....	174

RESUMEN

TITULO: DETERMINACION DEL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE PERFORACIÓN UTILIZANDO STRAIN GAGES.*

AUTORES:

Diana Carolina Flórez Ardila.
Marcela Villamizar Serrano.**

PALABRAS CLAVES:

Hinchamiento Lineal, Lutitas, Inhibidores de Arcillas, Strain Gages, Pruebas de Laboratorio, Fluidos de perforación, Estabilidad de Pozo.

DESCRIPCIÓN:

Los problemas de inestabilidad de pozo generados como consecuencia entre el contacto del fluido de perforación y las formaciones arcillosas, han sido estudiados desde hace varios años; sin embargo debido a la complejidad en el comportamiento de rocas arcillosas no se han obtenido los mejores resultados.

Por esta razón es importante y necesario plantear una posible solución, mediante la realización de la pruebas experimentales utilizando como instrumento de medición "strain gages" con el fin de determinar el hinchamiento lineal de las arcillas al contacto con los diferentes fluidos de perforación.

En la presente investigación, luego de diversas pruebas de laboratorio se plantea la metodología para determinar el hinchamiento lineal de las arcillas en cortes de perforación utilizando sensores de desplazamiento como los strain gages. Se inicia con una recopilación de los conceptos fundamentales del comportamiento y estructura química de las arcillas, posteriormente los conceptos relacionados con los fluidos de perforación y los inhibidores de las lutitas. En seguida se presentan los resultados obtenidos de las pruebas preliminares y los obtenidos en la validación al igual que los presentados utilizando diferentes inhibidores de arcilla y diferentes concentraciones de los mismos.

Como resultado se obtiene que los strain gages son un instrumento útil y rápido para la medición del hinchamiento lineal en cortes de perforación. Por último se describe la metodología a seguir para la realización de la prueba de hinchamiento lineal con strain gages.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jaime Alberto Loza.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE LINEAL SWELLING IN DRILLING CUTS USING STRAIN GAGES.*

AUTHORS:

Diana Carolina Flórez Ardila.
Marcela Villamizar Serrano.**

KEYWORDS:

Linear swelling, Shale, Clay inhibitors, Strain Gages, Laboratory test, Drilling fluids, Wellbore stability.

DESCRIPTION:

The wellbore instability problems generated as a result between the contact of the drilling fluid and clay formations, have been studied for several years; however due to the complexity in the behavior of rocks clay have not been obtained the best results.

For this reason it is important and necessary to raise a possible solution through the implementation of the experimental tests using as a measuring tool the "strain gages" in order to determine the linear swelling of clays in contact with the different drilling fluids.

In this investigation, after several laboratory tests raises the methodology for determining the linear swelling of clays in drilling cuts using displacement sensors as the strain gages. Starts with a compilation of the fundamental concepts of behavior and chemical structure of the clays, then the concepts related to the drilling fluids and the shale inhibitors.

In followed presented the results of preliminary tests and the obtained in the validation as well as the submitted using different clay inhibitors and different concentrations of the same.

The result is that the strain gages constitute a useful and faster instrument for measuring the linear swelling in drilling cuts. Finally describes the methodology for the implementation of the linear swelling test with strain gages.

*Undergraduated Thesis.

** Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Jaime Alberto Loza.

INTRODUCCION

Los problemas generados en la industria de los hidrocarburos y específicamente en el área de perforación como consecuencia de la interacción entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, hace evidente la necesidad de plantear posibles soluciones que permitan disminuir dichos problemas conocidos como, pegas de tubería, embolamiento de la broca, pérdidas de circulación, que se traducen en aumento de tiempo, costos significativos y la inestabilidad del pozo.

Las formaciones arcillosas presentan gran complejidad en su estructura química y su entendimiento hace posible la selección de los fluidos de perforación con inhibidores adecuados. Desde hace varios años Chenevert (1970) realizó estudios con relación a la interacción de los fluidos y la formación, y de hecho particularmente del comportamiento de lutitas.

Con el avance de la tecnología se han desarrollado pruebas de laboratorio realizadas a lutitas que determinan el grado de confiabilidad al perforar o no con fluidos específicos. Sin embargo presentan desventajas relacionadas a la metodología empleada, tipos de muestra usadas o debido al tiempo empleado para su ejecución y la disponibilidad de los equipos. Una de las pruebas realizadas es denominada "Hinchamiento Lineal" y tiene como objetivo determinar el grado de hinchamiento de las arcillas al contacto con diferentes tipos de fluidos.

Por esta razón la presente investigación plantea una nueva metodología con la cual se pueda determinar el hinchamiento lineal directamente en cortes de perforación mediante la utilización de strain gages; con el fin de seleccionar adecuadamente los mejores inhibidores para las zonas problemáticas.

Los strain gages son sensores que miden la deformación obtenida por un cuerpo cuando este es sometido a fuerzas. Estos sensores han sido usados desde 1970 por Chenevert para obtener el grado de interacción entre el fluido y las lutitas, sin embargo no se tiene una metodología específica de cómo se logran dichos resultados.

Por tal motivo mediante pruebas realizadas en el laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano de Petróleos se analizó con un procedimiento específico la deformación sufrida por las arcillas al contacto con diferentes fluidos y diferentes concentraciones de inhibidores, utilizando strain gages; y la posibilidad de llevar dicho procedimiento on-site, lo cual permitirá disminuir problemas ocasionados en la perforación y tener una respuesta en menor tiempo del comportamiento entre las secciones de alto contenido de lutitas y el fluido de perforación seleccionado aumentando de esta forma la estabilidad del pozo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar el hinchamiento lineal en cortes de perforación in-situ, mediante el uso de strain gages, con el fin de seleccionar los inhibidores apropiados.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar la revisión bibliográfica, con el fin de recopilar información que permita entender la estructura de las arcillas, su comportamiento al contacto con diferentes fluidos, el tratamiento que se debe dar a estas y las pruebas que existen para medir el hinchamiento lineal.
- Mediante la realización de pruebas en laboratorio, determinar la deformación sufrida por las arcillas al contacto con diferentes fluidos, utilizando strain gages.
- Validar el uso de strain gages, como instrumento de medición del hinchamiento lineal.

- Estudiar el comportamiento de los cortes de perforación utilizando diferentes fluidos y un fluido con diferentes concentraciones de inhibidor.
- Comparar los resultados obtenidos de hinchamiento lineal con strain gages y Linear Swell-Meter (LSM).
- Plantear una metodología, que permita el uso de strain gages como medidores de hinchamiento lineal.

1. GENERALIDADES DE LAS LUTITAS

Las lutitas son rocas sedimentarias de grano fino formadas por la consolidación de arcilla, limo o lodo, y se caracterizan por poseer una estructura laminar. Las lutitas están constituidas principalmente por minerales de arcilla, en una proporción que puede variar entre 15% y 100%, minerales accesorios, como cuarzo, carbonatos y feldespatos. De aquí que las lutitas cubran un amplio rango de composiciones y presentan propiedades mecánicas, petrofísicas y fisicoquímicas muy diferentes, dependiendo de la composición mineralógica.

Las lutitas se caracterizan por poseer una baja permeabilidad y una alta sensibilidad al agua. Los pequeños diámetros de poro explican por qué las lutitas se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad puede oscilar entre 10^{-6} y 10^{-12} D, pero se encuentra por lo general en el orden de los nanodarcies (10^{-9} D). El tamaño promedio de poro de las lutitas también es muy pequeño: oscila entre 1 y 10 nm. La porosidad total de las lutitas disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas¹⁸.

La apariencia y el comportamiento de las lutitas es infinitamente variado, pero una característica que es común a todas las lutitas es que ellas contienen arcillas. Es por esto, que es apropiado que las lutitas sean llamadas arcillolitas /*claystones*/, lodolitas /*mudstones*/ y rocas arcillosas¹⁶.

1.1. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE LAS LUTITAS

Los problemas que ocasionan las lutitas son un resultado directo de la manera como la lutita reacciona con el agua del fluido de perforación. La hidratación debido al agua tiende a reducir la resistencia de las lutitas.

La pérdida de resistencia aumenta la inestabilidad del pozo. Los sedimentos más recientes se ablandan, hinchan y dispersan cuando se mezclan con el agua. Las lutitas más antiguas, y que generalmente han pasado por diagénesis, pueden conservar su dureza y no se dispersarán fácilmente en agua.

Desafortunadamente, esto no significa que sea más fácil perforar las lutitas más antiguas. La inestabilidad de las lutitas puede ser el resultado de cualquiera de los siguientes factores, o una combinación de los mismos ³:

a. Fuerzas mecánicas

- Erosión (conduce a tener tamaños y formas diferentes en los ripios).
- Diferencial de presión (las lutitas cargadas originan astillas de lutitas puntiagudas).
- “Latigazos” de tubería (muchos tamaños diferentes provenientes de distintas formaciones).
- Surgencia y succión (lo cual conduce a pérdida de circulación o grandes cantidades de relleno y escombros).

b. Presión de sobrecarga.

c. Presión de poro.

d. Fuerzas tectónicas.

e. Adsorción de agua (hidratación).

Es conveniente clasificar las lutitas problema de acuerdo a la cantidad de arcilla sensible al agua que ellas contengan. Estas arcillas incluyen montmorillonita, la cual exhibe gran cantidad de dispersión e hinchamiento; illita, que se hincha y se dispersa a un menor grado; y las arcillas interlaminares que están compuestas de inter estratificaciones al azar de illitas y montmorillonitas. La tendencia a la

dispersión es más alta para estas arcillas debido a que la estratificación intermitente reduce el número de enlaces fuertes entre las partículas. Puesto que una porción de la estructura se hidrata a un grado más alto que la otra, un hinchamiento no uniforme toma lugar diferente al caso de la montmorillonita o illita pura. Estas diferencias en el hinchamiento y aumento de los esfuerzos de hidratación tienden a debilitar la estructura. En la categorización, es también útil incluir fracciones de clorita ya que estas arcillas, mientras solo se expanden levemente y son relativamente no dispersables, alteran completamente el comportamiento de la lutita. Tal esquema de clasificación ayuda en la discusión sobre el mejor tipo de fluido a emplear en un caso dado. La clasificación de lutitas encontradas en la práctica de perforación es presentada en la Tabla 1. Las cinco clases son basadas en una combinación del contenido de arcilla total e individual, firmeza, características de la matriz y tendencia a la hidratación y dispersión¹⁶.

Una vez se ha entendido el término de lutita, se mostrará en forma más detallada la mineralogía correspondiente a las arcillas y sus propiedades más importantes.

1.2. MINERALES ARCILLOSOS

1.2.1. Definición. Desde el punto de vista mineralógico las arcillas, son silicatos de aluminio hidratado de dos, tres y cuatro capas, que desarrollan plasticidad cuando se mojan, las cuales tienen un máximo tamaño de partícula de dos micrones. En la naturaleza consisten de una mezcla heterogénea de minerales finamente divididos, como feldespatos, calcita, pirita y una amplia mayoría de minerales de arcilla. Los minerales de arcilla son de naturaleza cristalina, y la estructura atómica de sus cristales es el factor primordial que determina sus propiedades¹⁵.

1.2.2. Estructura atómica. Los minerales arcillosos pertenecen a los filosilicatos. Los principales elementos que constituyen los minerales arcillosos son arreglos bidimensionales de tetraedros de Sílice-Oxígeno y arreglos bidimensionales de octaedros de Aluminio- o Magnesio- Oxígeno- Hidroxilo. En la mayoría de los minerales arcillosos, tales capas de tetraedros y de octaedros son superpuestos en diferentes formas. En la figura 1 y 2 se muestran los arreglos bidimensionales de tetraedros y octaedros respectivamente. El tetraedro Si-O se encuentra eléctricamente descompensado (el Si aporta cuatro cargas positivas frente a la ocho negativas de los cuatro oxígenos de los vértices), por lo que ha de unirse a otros cationes para neutralizar las cargas. En estas estructuras cada vértice del plano basal pertenece a dos tetraedros vecinos (cada oxígeno se coordina a dos silicios), dando una capa de tetraedros. Los tetraedros, en el caso de los filosilicatos, comparten su vértice superior con un octaedro de coordinación, con Al y/o Mg en el centro y O y/o OH en los seis vértices¹⁶.

Los octaedros son bipirámides con su plano ecuatorial cuadrado y todas sus caras triángulos equiláteros iguales (Figura 2). Los octaedros en estas estructuras se disponen apoyados en una de sus caras. Estos octaedros se encuentran también descompensados eléctricamente (dos cargas positivas si el catión octaédrico es el Mg o tres si se trata de Al, frente a las 12 posibles cargas negativas que pueden aportar los seis vértices). Para neutralizarse se comparten entre sí sus vértices formando una capa de octaedros y además se unirán a los silicios de la capa tetraédrica¹⁶.

Las arcillas son estructuras que agrupan a tres o dos capas, donde se combinan una octaedral con una tetraedral o dos tetraédrica con una octaédrica¹⁵, formando una celda unitaria como se muestra en la Figura 3.

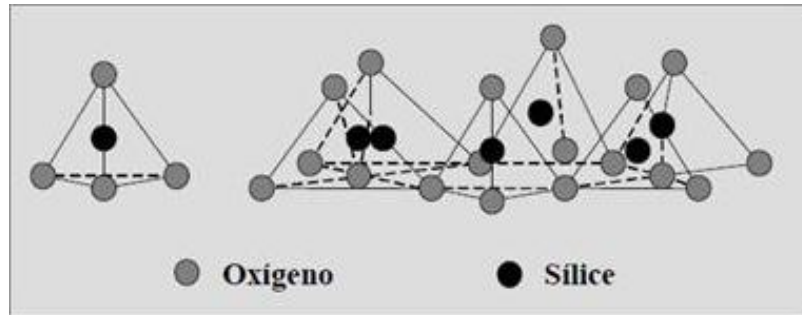
Las celdas unitarias se apilan, a su vez, cara a cara para formar una red cristalina como se ilustra en la figura 4.¹⁵

Tabla 1. Clasificación de las lutitas de acuerdo al contenido de arcilla

Tipo de lutita	Problemas típicos	Contenido de Agua %	Tipo de arcilla
Blanda	Estrechamiento del hueco. Ensanchamiento del hueco. Embolamiento de la broca. Anillos de lodo.	25-70	Alta en Montmorillonita y algo de illita
Blanda	Estrechamiento del hueco. Washout debido a un mayor grado de dispersión. Embolamiento de la broca. Formación de cavernas.	15-25	Alta en Montmorillonita pero mayor contenido de illita
Medianamente dura	Dispersión moderada y tendencia a derrumbamiento.	2-10	Alta en arcillas Interestratificadas e illita, y algo de clorita
Dura	Poca dispersión e hinchamiento y tendencia a derrumbamiento. Formación de cavernas. Estrechamiento del hueco debido a esfuerzos de sobrecarga.	5-15	Contenido moderado de illita y clorita
Muy Dura y Quebradiza	No hay dispersión significativa. Formación de cavernas. Colapso del pozo.	2-5	Alta en illita y moderada en caolinita y clorita

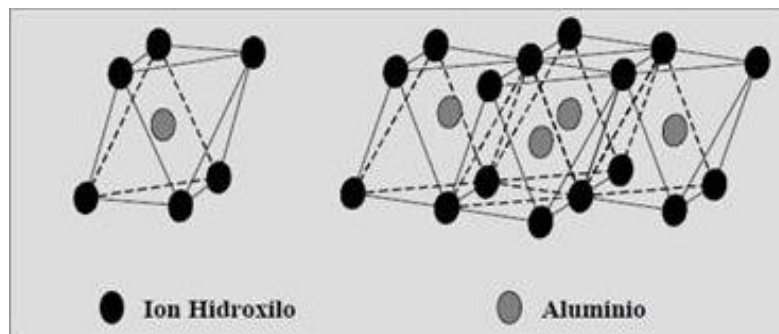
Fuente. Chenevert M. et al.: Stabilizing sensitive shales with K-based drilling fluids. 1973.⁷

Figura 1. Arreglos bidimensionales de tetraedros



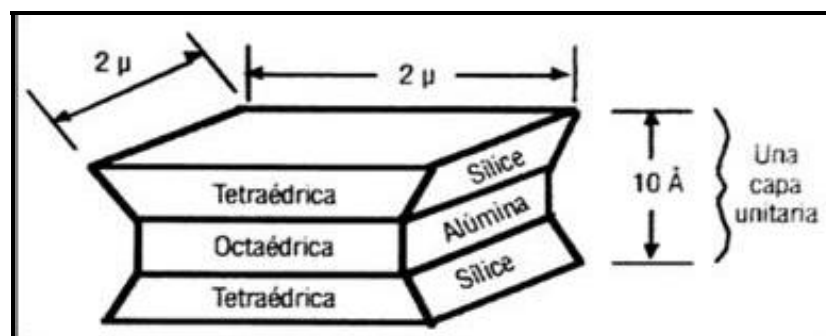
Fuente. Kalam Quijada, Ramón Pérez.¹⁵

Figura 2. Arreglos bidimensionales de octaedros



Fuente. Kalam Quijada, Ramón Pérez.¹⁵

Figura 3. Capa unitaria de Arcilla (Partícula de Montmorillonita idealizada)



Fuente. Kalam Quijada, Ramón Pérez.¹⁵

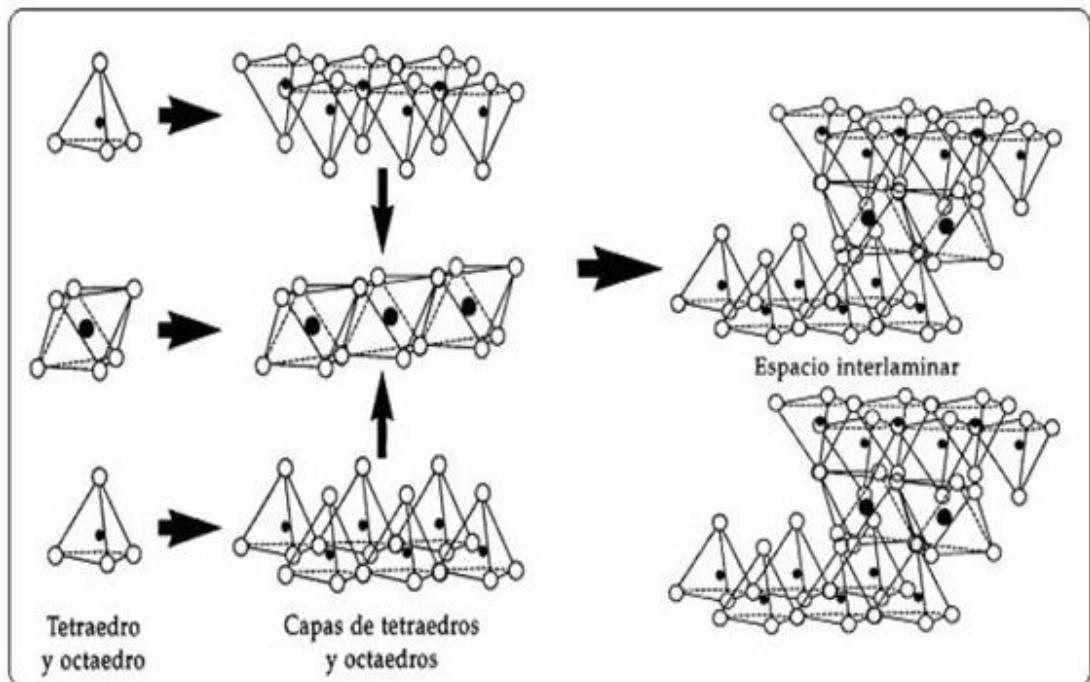
1.2.3. Clasificación de las arcillas.

1.2.3.1. Arcillas expandibles.

Esmectita¹⁰

La esmectita también conocida como montmorillonita está compuesta de unidades de dos capas tetraedrales de sílice con una capa octaedral de aluminio en el centro, como se muestra en la figura 5. Los átomos comunes tanto a la capa octaedral y tetraedral se convierten en oxígeno en lugar de hidroxilos. En el apilamiento de las unidades de Si–Al–Si, las capas de oxígeno de cada unidad están adyacentes a los oxígenos de las unidades vecinas dando origen a enlaces muy débiles y una división entre ellas. La característica sobresaliente de la estructura de la montmorillonita es que el agua y otras moléculas polares, tales como ciertas moléculas orgánicas, pueden entrar entre las láminas de la unidad causando que el mineral se expanda en la dirección “y”. La dimensión del eje “y” de la montmorillonita no es fija pero varía de 9.6 Å, cuando moléculas no polares están entre las láminas de la unidad (para las arcillas secas), pasando por un rango de hinchamiento que va desde 12.5 a 20 Å, hasta separación completa en algunos casos. La cantidad de agua que puede adsorber la unidad, está controlada por su estructura y por la naturaleza del catión intercambiable. En la figura 6, se observa la fotografía de la esmectita.

Figura 4. Formación de red cristalina



Fuente. Luis A. Carvajal Santin, Daniel Tapia.⁵

1.2.3.2. Arcillas no expandibles.

Illita^{16,10}

La unidad estructural básica está compuesta de dos capas tetraedrales de sílice con una capa octaedral central de aluminio (figura 7). Ellas son distinguidas de la montmorillonita principalmente por la ausencia de hinchamiento entre las capas. En estos minerales (micas), uno de los cuatro átomos de sílice en la capa tetraedral es substituida por un átomo de aluminio, y el defecto de una carga positiva es compensado por un ión potasio el cual está localizado sobre la superficie de la capa.

Dado que las láminas no se separan con la adición de agua, los iones potasio entre las láminas no están disponibles para intercambio, solamente estos iones potasio sobre las superficies externas pueden ser intercambiados por otros cationes. No hay sustitución en la capa octaedral en estos minerales.

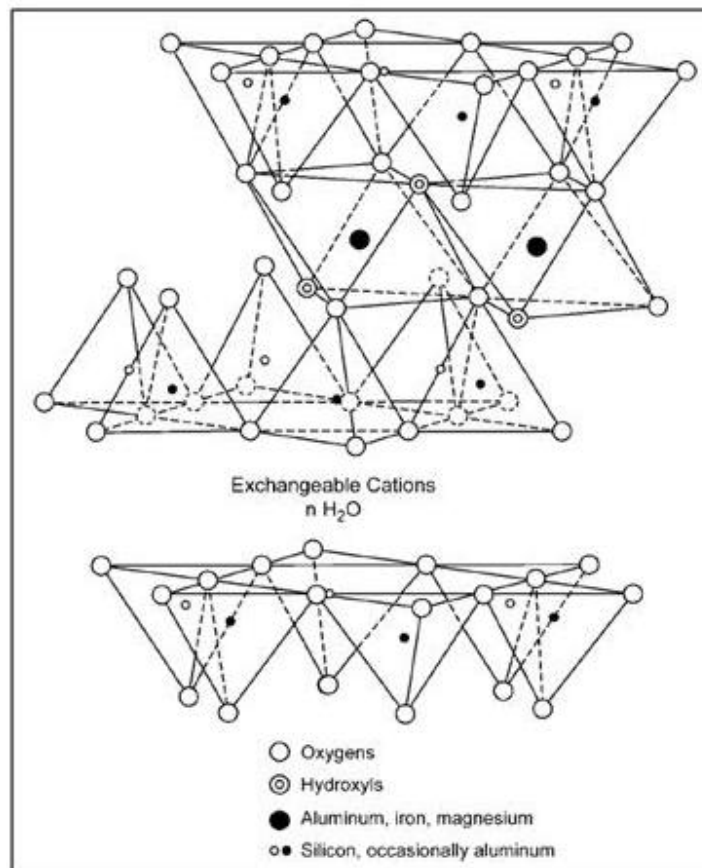
El espaciamiento basal de estos minerales es de cerca de 10 Å, el cual es el mismo que el de la montmorillonita con iones de potasio como iones de intercambio en el estado seco. El carácter no hinchable de las arcillas de illita es atribuido al efecto específico de unión electrostático mediante los iones potasio. Estas uniones son más fuertes que en las montmorillonitas donde la carga negativa se concentra más en la capa octaedral y de aquí que haya una distancia más grande de los iones potasio que en las illitas, la cual tiene una sustitución predominantemente tetraedral (carga concentrada en la superficie). Dado que solamente los cationes externos de la illita son intercambiables, su CEC es más pequeño que el de las montmorillonitas. En la figura 8 se presenta el SEM de la illita.

Clorita^{16,10}

Son arcillas minerales las cuales están estructuralmente relacionadas a las arcillas de lámina 2:1. En estos minerales, los cationes compensantes de carga entre las capas de tipo montmorillonita son reemplazadas por un lámina octaedral de hidróxido de magnesio antiguamente llamada brucita. La lámina de estructura 2:1 está desbalanceada debido a la sustitución de sílice por aluminio, y este exceso de carga negativa es balanceado por un exceso de carga positiva en la lámina de brucita como una consecuencia de las sustituciones del magnesio por aluminio. El espaciamiento basal característico de cloritas es de 14.2 Å. Dado que estos minerales parecen existir siempre en mezclas con otros minerales arcillosos, los cuales han impedido el estudio de los atributos del mineral, poco es conocido referente a su dispersabilidad. Parece probable, sin embargo, que lo establecido

referente a la dispersabilidad y al tamaño de las partículas de illita aplicaría a los minerales de clorita. En la figura 9 y 10 se observa la estructura y fotografía de la clorita.

Figura 5. Estructura de una esmectita



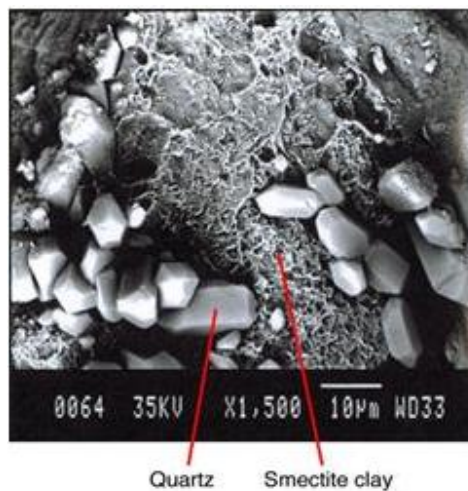
Fuente. Haydn .H Murray. "Applied Clay Mineralogy". Elsevier 2007.¹⁴

Caolinita^{16,10}

La unidad estructural de la caolinita está compuesta de una capa tetraédrica de sílice y una capa octaédrica de aluminio. Debido a la superposición de los planos

de hidroxilo y oxígeno en unidades adyacentes, las unidades se mantienen juntas por enlaces de hidrogeno entre las capas. Este efecto enlazante del hidrogeno hace que el mineral no sea fácilmente dispersable en agua. El espesor de estas unidades es de cerca de 7 Å. La figura 11 y 12 son un diagrama esquemático de la estructura de una caolinita.

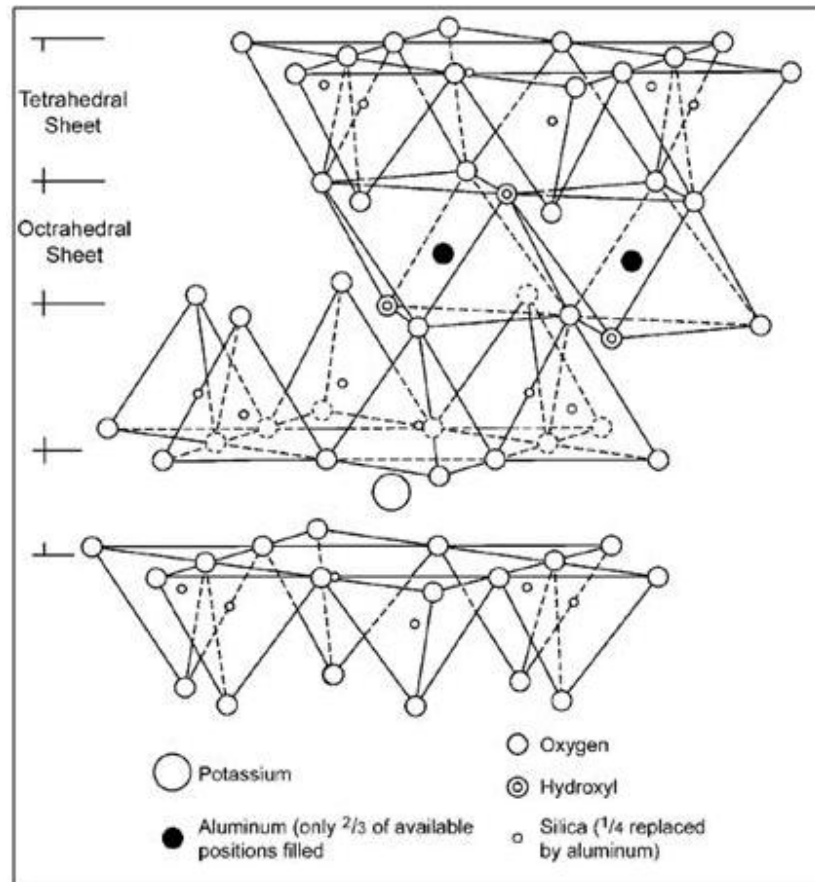
Figura 6. SEM de una esmectita



Fuente. www.glossary.oilfield.slb.com¹⁹

Los minerales del grupo de la caolinita (dicrita, nacrita, halloysita, etc.) no son expandibles en agua, pero ciertos compuestos son capaces de expandir sus cristales como lo son las sales de acetato de potasio y compuestos con fuertes enlaces de hidrógeno tales como urea e hidracina. Dado que el espaciamiento basal de la caolinita no aloja los cationes intercapa, todos los cationes que compensan la carga pueden ser adsorbidos sobre las superficies exteriores de la pila de capas que representan una partícula, como ocurre en las montmorillonitas y en las illitas. En la tabla 2 se resume el comportamiento de los minerales de arcilla descritos anteriormente bajo la influencia del agua.

Figura 7. Estructura de una Illita



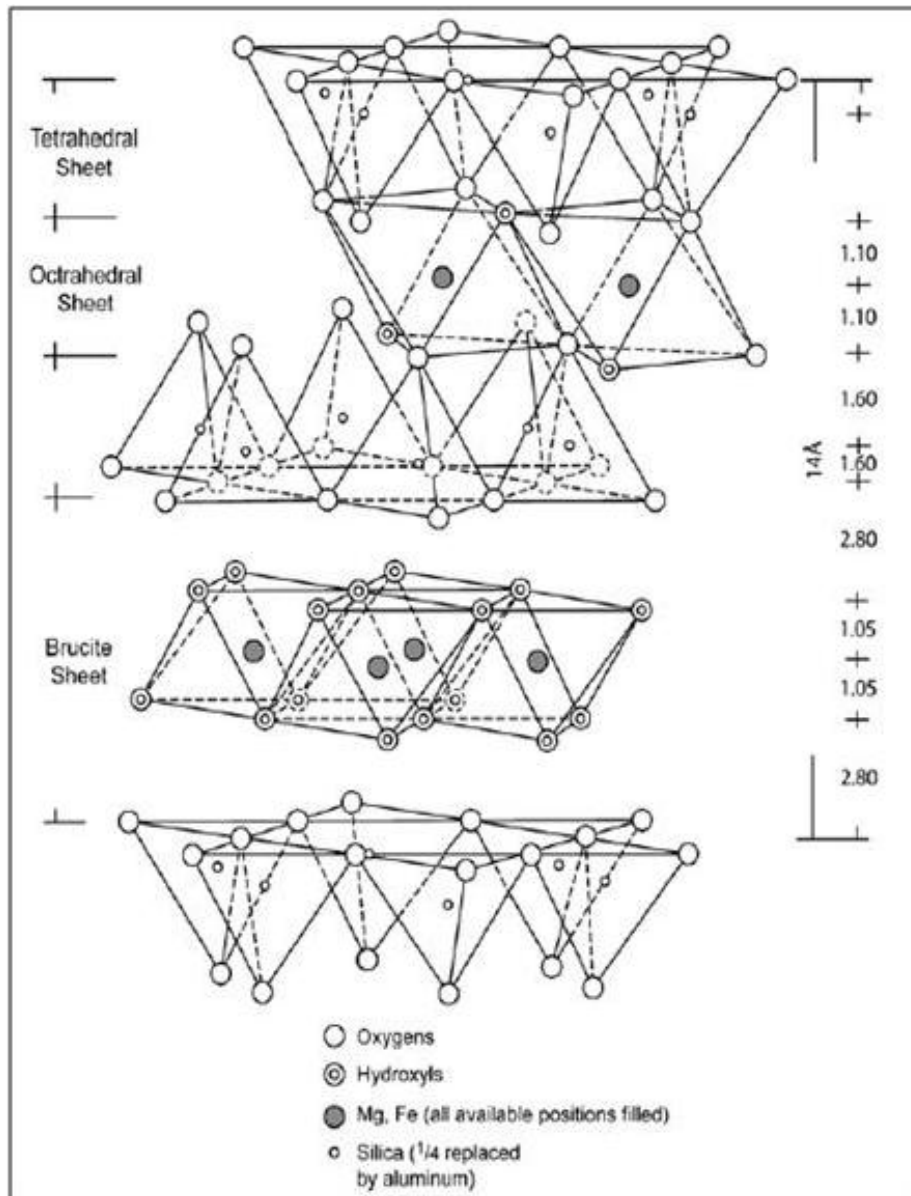
Fuente. Haydn .H Murray. "Applied Clay Mineralogy". Elsevier 2007.¹⁴

Figura 8. SEM de una illita



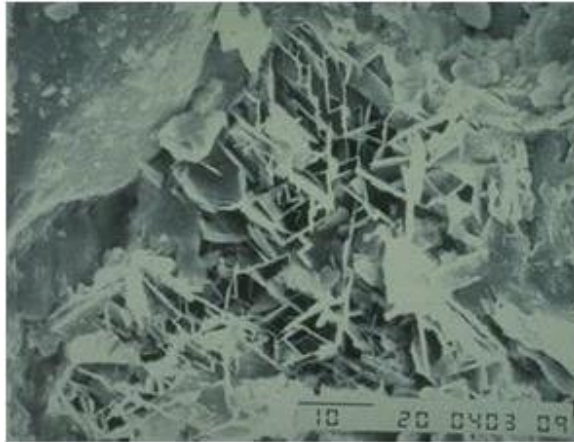
Fuente. www.glossary.oilfield.slb.com¹⁹

Figura 9. Estructura de una Clorita



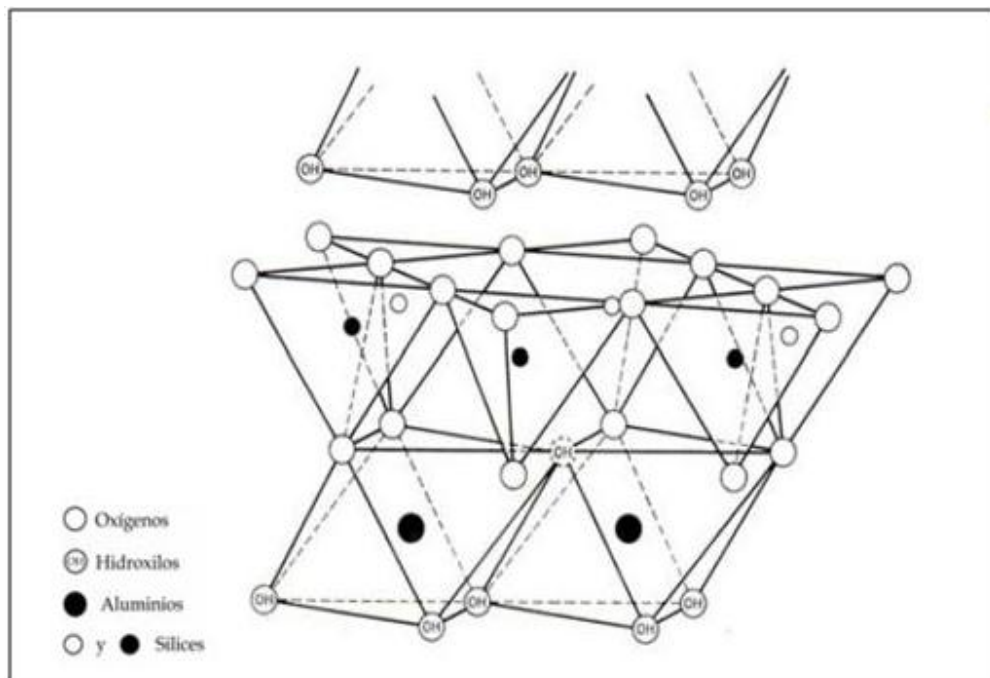
Fuente. Haydn .H Murray. "Applied Clay Mineralogy". Elsevier 2007.¹⁴

Figura 10. SEM de una clorita



Fuente. www.glossary.oilfield.slb.com¹⁹

Figura 11. Estructura de una Caolinita



Fuente. Restan, L, y Ospina G.¹⁶

Figura 12. SEM de una caolinita



Fuente. www.glossary.oilfield.slb.com¹⁹

1.3. PROPIEDADES DE LOS MINERALES ARCILLOSOS

1.3.1. Superficie específica⁹. La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g . Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad. A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

- Caolinita de elevada cristalinidad hasta $15 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Caolinita de baja cristalinidad hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Halloisita hasta $60 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Illita hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Montmorillonita $80\text{-}300 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Sepiolita $100\text{-}240 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Paligorskita $100\text{-}200 \text{ m}^2/\text{g}$.

Tabla 2. Comportamiento de minerales de arcilla bajo la influencia del agua

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

Fuente. Álvaro F. Castillo Parrales “Evaluación y optimización de diferentes fluidos de perforación aplicados para el campo Villano, Operado por Agip Oil Ecuador”.⁶

1.3.2. Capacidad de intercambio catiónico^{16,12}. Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico). La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g). El rango de capacidad de intercambio catiónico de los minerales más importantes se presenta en la tabla 3.

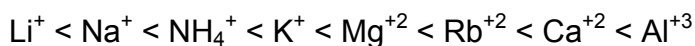
La tasa de reacción de intercambio catiónico varía con el mineral arcilloso, la concentración de cationes, y con la naturaleza y concentración de los aniones. En general, la reacción para la caolinita es más rápida, siendo casi instantánea.

Tabla 3. Rango de CEC para minerales arcillosos

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

Fuente. M-I Drilling Fluids Engineering Manual Cap 4.¹²

Es un poco más lento para la montmorillonita y la atapulgita y requiere incluso de mayor tiempo, tal vez horas, para la illita y clorita. Los primeros estudios del intercambio catiónico concluyeron que la capacidad de reemplazamiento de los iones incrementa en el siguiente orden:



Esto significa por ejemplo que el calcio reemplazará más fácilmente al sodio, que este al calcio. En general, el orden de reemplazamiento de cationes para la mayoría de las arcillas es una función de la valencia, es decir, los cationes trivalentes son los más difíciles de reemplazar mientras que los monovalentes son fácilmente reemplazados por estos. El hidrógeno es la única excepción a esta regla y es más difícil de reemplazar que los cationes trivalentes.

1.3.3. Hidratación de las arcillas^{3,12}. La polaridad del agua explica algunos de los fenómenos observados en los fluidos de perforación. Las arcillas y las lutitas son estructuras complejas, fuertemente cargadas. La atracción entre las cargas de la molécula de agua y los sitios de carga de las laminillas de arcilla resulta en la hidratación de la arcilla. Las arcillas tienen una fuerte carga negativa en su gran superficie planar y cargas positivas a lo largo de sus bordes finos. El lado de

hidrógeno positivo de la molécula de agua es atraído por la gran superficie negativa de la arcilla y formará un enlace de hidrógeno con ésta. Esta adsorción de agua puede tener un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de arcilla (Figura 13). El intercambio catiónico (intercambio de cationes con enlaces iónicos) dentro de una arcilla puede desplazar el agua de hidratación y flocular las partículas de arcilla, porque sus enlaces son más fuertes que los enlaces débiles de hidrógeno del agua.

La hidratación de las arcillas se produce mediante tres mecanismos:

Hidratación superficial: es el enlace de las moléculas de agua con átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla.

Hidratación iónica: es la hidratación de los cationes de los estratos intercalados con las superficies cercanas de las moléculas de agua.

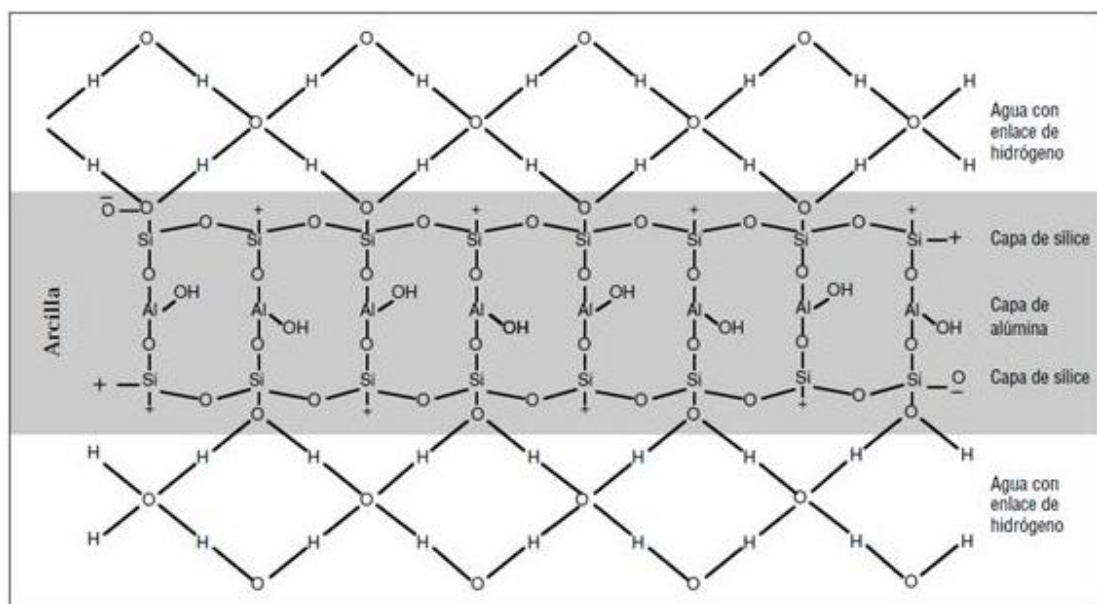
Hidratación osmótica: ocurre en algunas arcillas después de que las mismas se han hidratado iónicamente (generalmente, a una humedad del 100%). Todas las arcillas sufren hidratación, y la illita y la esmectita presentan diferentes grados de hidratación iónica.

La hidratación de las lutitas (adsorción superficial y absorción osmótica) conducirá a dos problemas diferentes bien definidos:

1. Hinchamiento - expansión de las arcillas debido a la absorción de agua
 2. Dispersión - desintegración del cuerpo de las lutitas por el contacto con agua.
- Debido a que la lutita posee minerales no arcillosos como el cuarzo y el feldespato, además de una mezcla de arcillas, se producirá una combinación de mecanismos de hidratación en el mismo pedazo de roca. Los minerales no arcillosos no reaccionarán, mientras que la clorita, caolinita e illita se hidratarán dando problemas de sólidos, y la esmectita se hidratará, hinchará y reaccionará con soluciones iónicas. El grado de hinchamiento es controlado por la actividad de la solución a temperatura ambiente. Cuando se sumerge la esmectita en agua, la hidratación de los cationes en la arcilla hace que los mismos se disocien de su

superficie, creando un desequilibrio eléctrico en la arcilla, lo cual a su vez hace que ésta “explote” absorbiendo grandes volúmenes de agua. Las sales con solubilidad relativamente elevada, como KCl y CaCl₂, son sumamente efectivas para reducir el hinchamiento, pues este mecanismo reduce la disociación de los cationes.

Figura 13. Hidratación a través del enlace de hidrógeno.



Fuente. M-I Drilling Fluids Engineering Manual Cap 4.¹²

A continuación se compara el hinchamiento para la montmorillonita cálcica y sódica:

La laminilla de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con ésta. Si un gran número de estos cationes son sodio, la arcilla será frecuentemente llamada montmorillonita sódica. Si los cationes son principalmente calcio, la arcilla será llamada montmorillonita cálcica. Según el

número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9.8 (sodio) y 12.1 Å (calcio) y lleno de agua fuertemente ligada. Cuando la arcilla seca entra en contacto con agua dulce, el espacio entre capas se expande y la arcilla adsorbe una gran “envoltura” de agua. Estos dos fenómenos permiten que las arcillas generen viscosidad.

Como lo indica la figura 14, las bentonitas a base de calcio sólo se expanden hasta 17 Å, mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40 Å. El espesor de la película de agua adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla.

El agua que se adsorbe en las grandes superficies planares contiene la mayor parte del agua total retenida por las arcillas hidratables. Los cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} aumentan la fuerza de atracción entre las laminillas, reduciendo así la cantidad de agua que se puede adsorber. Los cationes monovalentes como Na^+ producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetre entre las laminillas.

1.3.4. Estados de las arcillas en los fluidos de perforación⁶. Los principales estados de asociación de las partículas de arcilla en los fluidos de perforación se observan en la figura 15 y son descritos a continuación:

1.3.4.1. Estado agregado. Los minerales de arcilla como ya lo fue analizado se disponen a maneras de láminas como mazos de barajas.

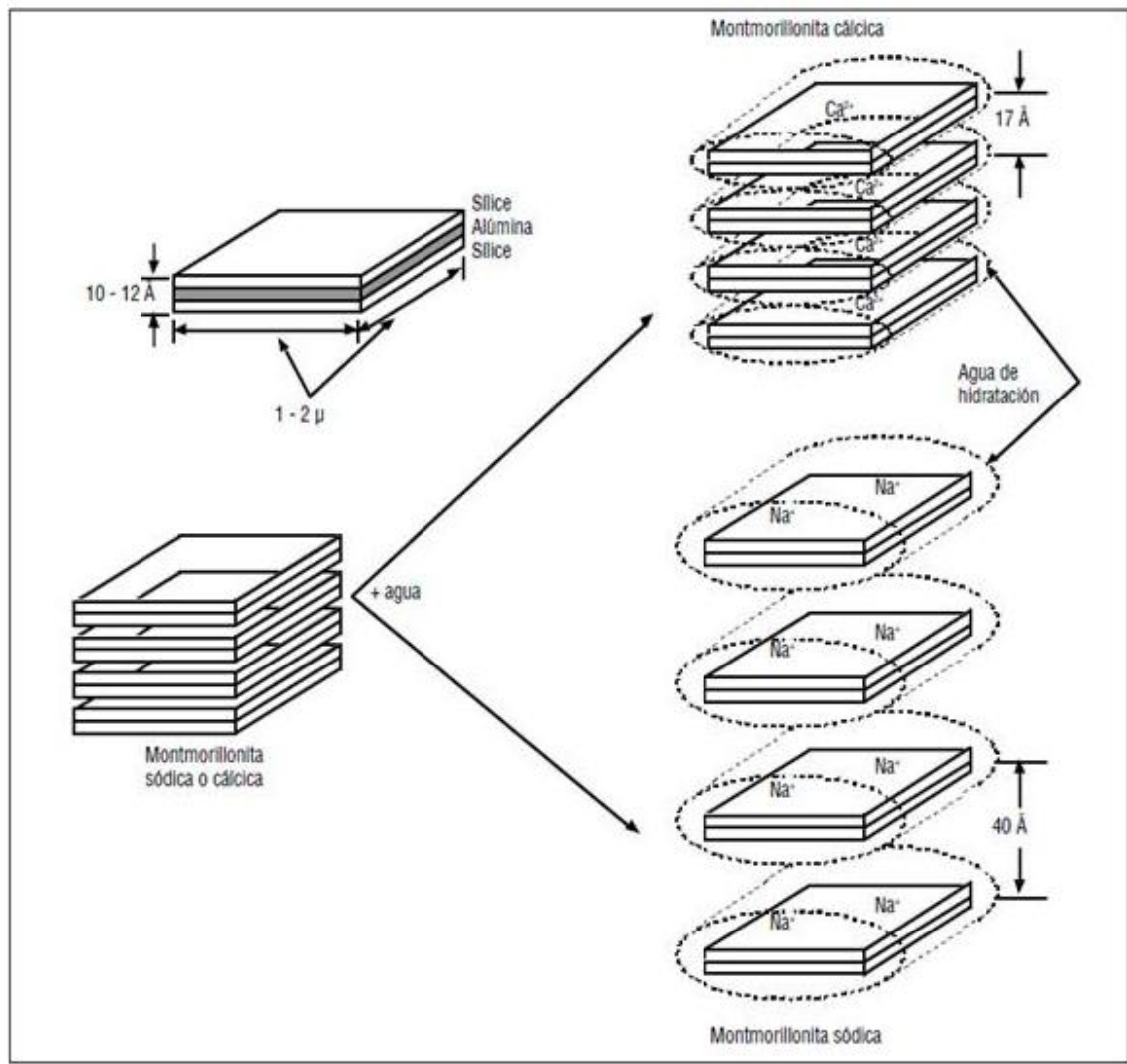
Estas láminas pueden ser separadas con agitación mecánica y por hidratación y dispersión de las láminas. Esto incrementará el área superficial expuesta, aumentando la viscosidad del sistema.

1.3.4.2. Estado disperso. El estado disperso es el resultado de la subdivisión de las láminas del mineral mediante la aplicación de fuerzas mecánicas o por hidratación de las láminas. Como se indicó el área superficial va a incrementar de una manera considerable, constituyendo esto un estado disperso. En condiciones estáticas las láminas se congregan en grupos, desarrollando lo que se conoce como fuerza de gel. Las caras cargadas de forma negativa se atraen con los bordes cargados positivamente.

1.3.4.3. Estado floculado. Un sistema se puede describir como floculado cuando se desarrollan fuerzas netas de atracción entre las partículas de arcillas, mediante estas fuerzas de atracción así creadas las partículas de arcilla se asocian formando una estructura suelta. Tanto una arcilla agregada o dispersa puede ser floculada o desfloculada. En el estado floculado se incrementa la asociación cara borde entre las partículas. La consecuencia de este estado es una alta viscosidad y una pérdida de filtrado. Hay diferentes mecanismos mediante los cuales se produce la floculación, entre estos tenemos:

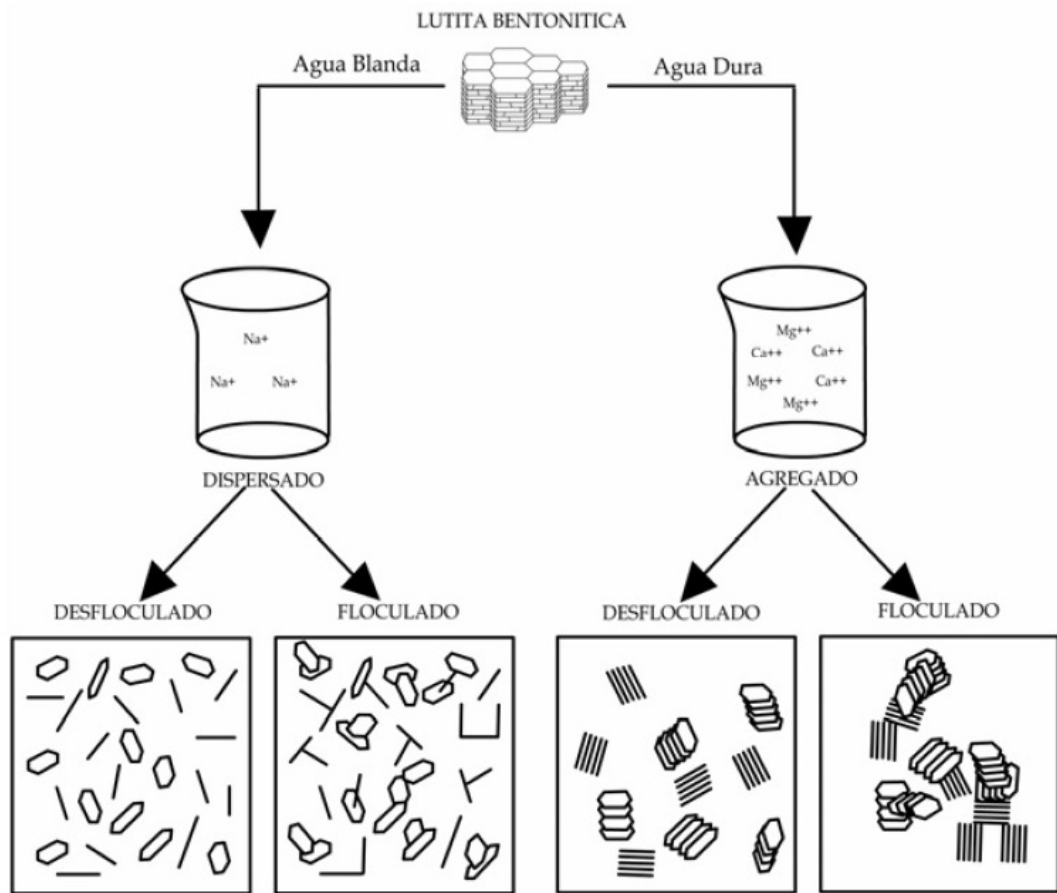
- Altas concentraciones de sales.
- Cationes polivalentes.
- Condiciones de pH.
- Alta temperatura.

Figura 14. Hinchamiento para la montmorillonita cálcica y sódica



Fuente. M-I Drilling Fluids Engineering Manual Cap 4.¹²

Figura 15. Estados de asociación de las partículas de arcilla



Fuente. Restan, L, y Ospina G.¹⁶

2. GENERALIDADES DE LA ESTABILIZACIÓN DE LUTITAS

2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.1.1. Generalidades¹. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de la operación de perforación.

Un fluido de perforación es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar.

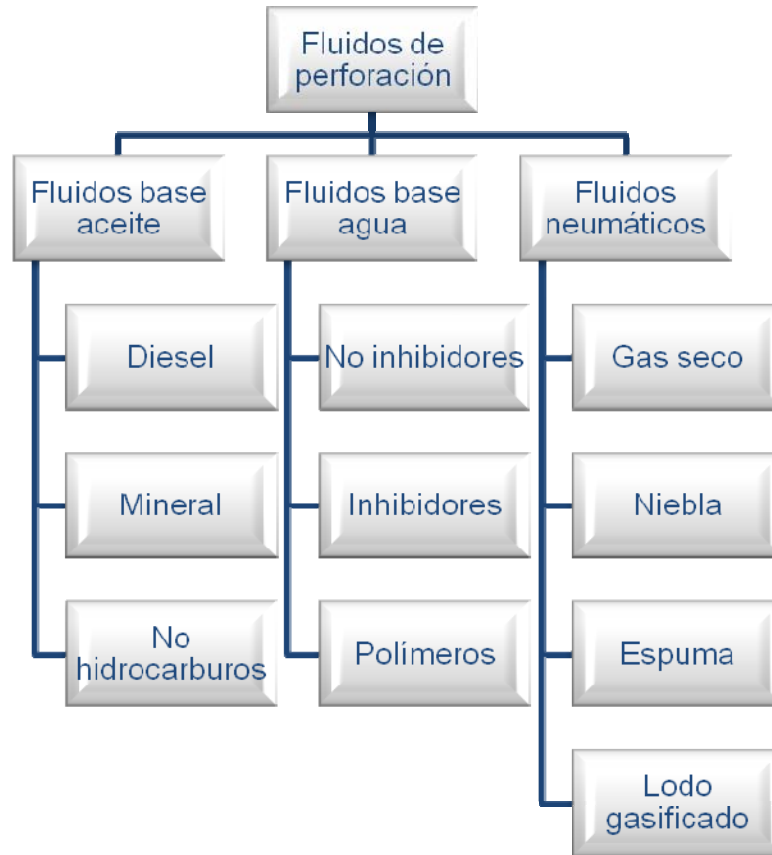
Las características principales de un fluido de perforación son:

- No debe ser tóxico (ambientalmente amigable).
- Ni corrosivo ni inflamable pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales.
- Estable a las temperaturas.
- Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias.
- No debe causar daño a las formaciones.
- No debe causar erosión a los equipos de superficie y tubulares en el hoyo.

2.1.2. Clasificación de los fluidos de perforación². Los fluidos de perforación se pueden clasificar en tres grandes grupos (Figura 15).

- Neumáticos.
- Base aceite.
- Base agua.

Figura 16. Clasificación de los fluidos de perforación



Fuente. Amoco, Drilling Fluids Manual.²

2.1.2.1. Fluidos neumáticos. Los fluidos neumáticos son usados para la perforación de zonas depletadas o áreas donde se encuentran presiones bajas de formación. Una ventaja de los fluidos neumáticos sobre los sistemas de lodo líquido es el incremento de la tasa de penetración.

Los fluidos neumáticos son inefectivos en áreas donde se encuentran grandes volúmenes de fluidos de formación.

Un gran influjo de fluidos de la formación requiere convertir el fluido neumático en un sistema base líquido. Como resultado, las posibilidades de pérdida de circulación o daño en la zona productora son mucho mayores.

Al seleccionar los fluidos neumáticos se debe tener en cuenta la profundidad del pozo, ya que estos no son recomendados para pozos por debajo de 10.000 pies, debido a que el volumen de aire requerido para levantar los cortes desde el fondo del pozo, puede llegar a ser superior a lo que los equipos de superficie pueden ofrecer.

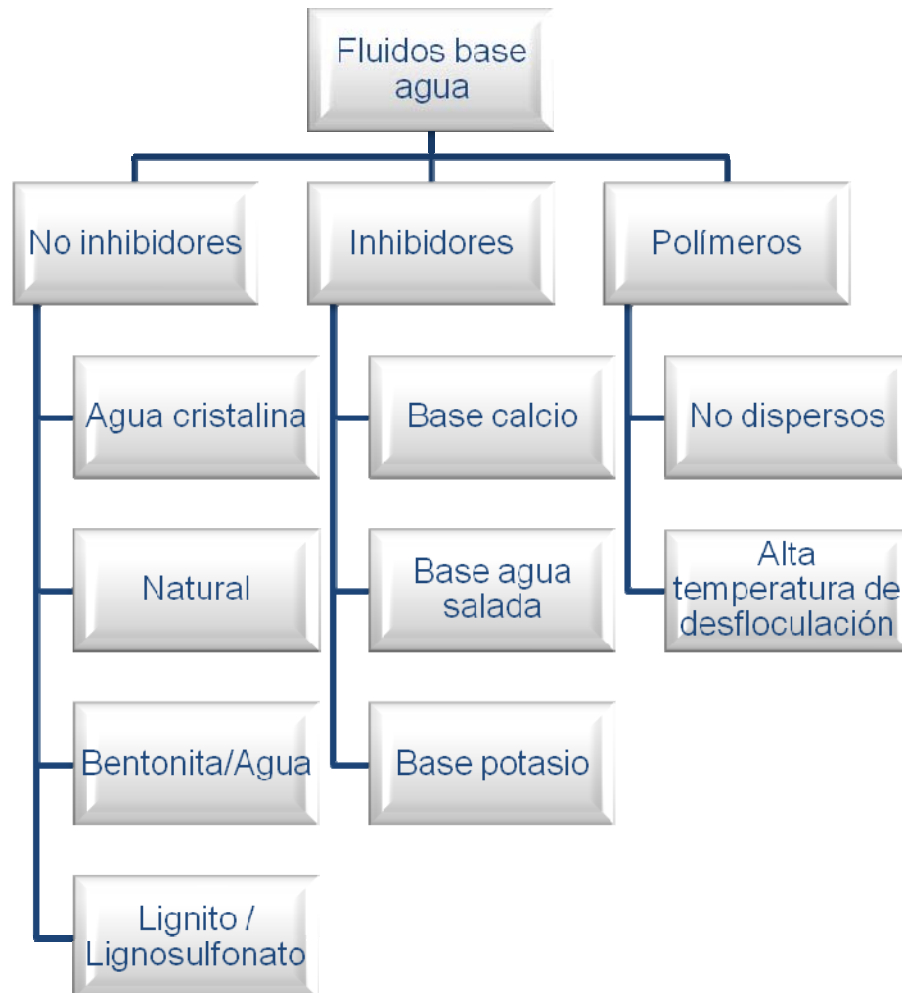
2.1.2.2. Fluidos base aceite. Los fluidos base aceite son usados en la perforación de arcillas problemáticas y para mejorar la estabilidad del pozo. También son aplicables en la perforación de pozos altamente desviados por su alto grado de lubricidad y capacidad para prevenir la hidratación de arcillas. También pueden ser seleccionados para aplicaciones especiales como pozos a altas temperaturas o presiones, minimizando el daño a la formación. Otra razón para escoger los fluidos base aceite es que estos son resistentes a los contaminantes como la anhidrita, sal, y gases ácidos (CO₂ y H₂S).

El lodo base aceite puede ser una alternativa atractiva en situaciones donde el uso de lodo base agua complica el éxito de la perforación y/o completamiento de un pozo.

Hoy en día, con el incremento por la preocupación ambiental, el uso de lodos base aceite está prohibido o severamente restringido en muchas áreas. En algunas áreas, la perforación con fluidos base aceite requiere que el lodo y los cortes sean contenidos y transportados a un sitio de eliminación.

2.1.2.3. Fluidos base agua. Los fluidos base agua son los fluidos de perforación más utilizados. Estos son generalmente fáciles de preparar, económicos para mantener, y pueden formularse para superar la mayoría de problemas de perforación. Con el fin de comprender mejor el amplio espectro de los fluidos base agua, estos se dividen en tres grandes sub-categorías:

Figura 17. Clasificación de los fluidos base agua



Fuente. Amoco, Drilling Fluids Manual.²

Fluidos no inhibidores

No suprimen significativamente el hinchamiento de la arcilla, son generalmente constituidos de arcillas naturales o bentonitas comerciales con algo de soda cáustica o cal. También pueden contener desfloculantes y/o dispersantes tales como: lignitos, lignosulfonatos o fosfatos.

Fluidos inhibidores

Son aquellos que retrasan el hinchamiento de la arcilla y logran la inhibición mediante la presencia de cationes; normalmente, sodio (Na^+), Calcio (Ca^{++}) y Potasio (K^+). En general, K^+ o Ca^{++} o una combinación de ambos, proporcionan la mayor inhibición a la dispersión de arcilla. Estos sistemas son generalmente utilizados para la perforación de arcilla hidratables y arenas que contengan arcillas hinchables. Ya que la fuente del catión es generalmente una sal, la eliminación puede convertirse en una gran parte del costo de utilizar un fluido inhibidor.

Fluidos polímeros

Son aquellos que dependen de macromoléculas, con o sin interacciones de arcilla para proporcionar propiedades a la arcilla, y son muy diversificados en su aplicación. Estos líquidos pueden ser inhibidores o no inhibidores dependiendo de si el catión inhibidor es utilizado. Los polímeros pueden ser utilizados para viscosificar fluidos, controlar las propiedades del filtrado, la desfloculación de sólidos, o encapsular sólidos.

2.1.3. Contaminantes de los lodos base agua.¹³ La composición y tratamiento de los fluidos de perforación base agua depende de los materiales que se encuentran o agreguen intencionalmente durante las operaciones de perforación. Casi todo material podrá ser considerado contaminante en uno u otros casos. En término general, un contaminante es cualquier sustancia que puede causar propiedades indeseables al fluido de perforación.

En este sentido, todos los componentes del lodo base agua pueden ser contaminantes en algunos casos.

Los tratamientos son posibles en algunos casos pero imposible en otros. La regla de mayor importancia es que el tratamiento y su efecto en el fluido de perforación deben ser compatibles.

2.1.3.1. Contaminación con cloruro de sodio. La contaminación con sal puede provenir del agua que se usa para mezclar el fluido, de la perforación de domos salinos o del flujo de agua salada.

La sal como contaminante no puede extraerse del fluido por medio químico. El efecto dañino de la sal en los lodos no es tanto la reacción química de los iones sino el efecto electrolítico, el cual cambia la distribución de la carga eléctrica en la superficie de la arcilla y promueve la floculación de lodos levemente tratados. Esta floculación ocasiona aumentos en las propiedades reológicas y la pérdida de filtrado.

A medida que se encuentre mayores cantidades de sal, los iones Na^+ y Cl^- , tienden a agruparse en la superficie de las arcillas y por medio de reacción de masa tienden a deshidratar los sólidos reactivos del lodo. El encogimiento de las arcillas debido a la deshidratación puede entonces ocasionar un aumento de la viscosidad y un aumento de la pérdida de filtrado.

Como la sal en un lodo no se puede precipitar por medios químicos, su concentración sólo se puede reducir por medio de dilución con agua dulce.

La contaminación de sal en un lodo a base agua causa un incremento en la viscosidad plástica y aparente, punto cedente, fuerza de gel, filtrado y disminución de pH.

Un flujo de agua salada puede ser detectado por el incremento en el volumen del lodo en los tanques de superficie, incremento en el contenido de ión cloruro, incremento en las emboladas por minuto de las bombas de lodo y disminución en la presión de la bomba. Si la densidad del lodo es mayor que la densidad del agua salada, la densidad del lodo disminuirá.

Cuando se encuentra un flujo de agua salada debemos subir la densidad del lodo para contener el flujo, si es posible. El tratamiento incluirá dispersante para reducir

las propiedades reológicas, soda cáustica para aumentar el pH y un reductor de filtrado.

2.1.3.2. Contaminación con calcio. El ión calcio es un contaminante principal de los lodos a base agua y puede introducirse en el lodo por medio del agua, formaciones de yeso o anhidrita o al perforar cemento.

La contaminación con calcio cambia drásticamente la naturaleza de los sistemas de agua dulce con base arcilla. El ión calcio tiende a reemplazar los iones de sodio por medio de un cambio de base lo cual resulta en la floculación y no dispersión de las partículas de arcillas. La capa de agua entre las partículas de arcilla es reducida resultando en un grado menor de hidratación e hinchamiento. El efecto de la contaminación de calcio en los lodos a base agua es un incremento de las propiedades reológicas, aumento de la pérdida de filtrado, así como un aumento del contenido de los iones de calcio e incremento de pH (cemento) o disminución del pH (yeso). La severidad de la contaminación de calcio o magnesio dependerá de la cantidad del ión contaminante, el contenido de sólidos y la cantidad de productos dispersantes presentes en el lodo.

2.1.3.3. Contaminación de yeso o anhidrita. El yeso y la anhidrita son compuestos de sulfato de calcio que se encuentra en algunas perforaciones. El yeso es sulfato de calcio hidratado mientras que la anhidrita es sulfato de calcio sin agua. El sulfato de calcio causará agregación y floculación en un lodo base agua, al mismo tiempo causará un incremento de las propiedades reológicas, filtrado y disminución del pH.

Cuando aparezca el problema de contaminación con sulfato de calcio, hay varias maneras de combatirlo. El fluido puede mantenerse como lodo de bajo calcio, precipitando el calcio en solución.

2.1.3.4. Contaminación con cemento. En la mayoría de las operaciones de perforación ocurre contaminación con cemento cuando se cementa la tubería de

revestimiento y se perforan los tapones de cemento. El grado de contaminación y la severidad con que afecta a las propiedades del lodo depende de muchos factores como: contenido de sólidos, tipos y concentración de dispersantes y cantidad de cemento incorporado.

Cuando se trata una contaminación con cemento es necesario hacer dos cosas: reducir el pH y remover el calcio soluble. Se debe considerar también el contenido de sólidos de baja gravedad, ya que un alto contenido de sólidos arcillosos es causa primordial de la floculación del sistema al ser contaminado por cemento.

2.1.3.5. Contaminación con sólidos. Los sólidos perforados son los peores contaminantes del lodo y uno de los mayores problemas para el ingeniero de lodos. Por consiguiente, deben ser removidos del sistema de circulación lo más pronto y con la mayor eficiencia posible, antes que se fragmenten y dispersen durante la circulación haciéndose más difícil su remoción y por ende el control de las propiedades del lodo.

La contaminación con sólidos se reconoce por la alta densidad, viscosidad plástica, pérdida de filtrado, presión de bombeo y la baja tasa de penetración.

Para evitar este problema se debe optimizar los equipos de control de sólidos y mantener una dilución adecuada.

2.1.3.6. Contaminación con gas. La contaminación con gas ocasiona la disminución de la densidad del lodo, aumento del volumen de los tanques activos y disminución de la eficiencia volumétrica de las bombas.

2.1.3.7. Contaminación con carbonatos y bicarbonatos. En algunos casos, cantidades considerables de carbonatos y bicarbonatos solubles pueden contaminar un lodo. Estos iones pueden afectar adversamente las propiedades del fluido de la misma manera que la sal del sulfato de sodio. El carbonato puede originarse de un tratamiento excesivo contra el calcio o cemento, de la formación en sí o de la reacción entre el dióxido de carbono y la soda cáustica.

Estas contaminaciones causan más o menos los mismos problemas que el caso de las contaminaciones por calcio y se tratan agregando calcio en solución para precipitarlo como CaCO_3 .

2.1.4. Funciones del fluido de perforación.

Transportar los cortes de perforación

La habilidad para sacar partículas de diversos tamaños fuera del pozo es una de las funciones más importantes de un fluido de perforación. En la perforación de una formación, los cortes hechos por la broca o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de las paredes del pozo al ocurrir algún derrumbe, deben ser continuamente evacuados desde el fondo hasta la superficie.

Prevenir el derrumbamiento de las paredes del hueco y controlar las presiones de las formaciones perforadas

Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad. Esto ayudará a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso del fluido hacia la misma al ejercer una presión sobre las paredes del hueco abierto.

Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los sólidos obtenidos durante la perforación son suficientes para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales.

Mantener en suspensión los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación

Las propiedades tixotrópicas del fluido de perforación, deben permitir mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación, para luego depositarlas en la superficie cuando esta se reinicia.

Mantener la estabilidad del pozo.¹

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Prevenir daño a la formación¹³

Se debe elegir un sistema de fluido de perforación que asegure un mínimo de modificación o alteración sobre las formaciones que se van perforando, no solo para evitar derrumbes u otros problemas durante la perforación sino también para minimizar el daño de la formación que puede llevar a costosos tratamientos de reparación o pérdidas de producción. Es necesario que el fluido tenga valores óptimos en todas sus propiedades para obtener máxima protección de la formación, aunque a veces algunas de ellas deban sacrificarse para obtener el máximo conocimiento de los estratos perforados.

Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación

La fricción originada por el contacto de la broca y de la sarta de perforación con las formaciones genera una cantidad considerable de calor.

Los fluidos de perforación deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea transportado desde el fondo del pozo a la superficie y disiparlo en la atmósfera.

En menor grado, el fluido de perforación por sí mismo ayuda a la lubricación que es aumentada mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afectan la tensión superficial. La capacidad de lubricación es demostrada por la disminución del torque, el aumento de la vida útil de la broca y por la reducción de la presión de la bomba.

Soportar parte del peso de la sarta de perforación o del revestimiento

Con el incremento de las profundidades perforadas el peso que soporta el equipo de perforación se hace cada vez mayor. El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el fluido de perforación, es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación.

Transmitir potencia hidráulica a la broca

El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la broca, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hueco.

La potencia debe ser considerada dentro del programa del lodo.

En general, esto significa que la tasa de circulación debe ser tal que el rendimiento de la potencia óptima sea usado para limpiar la cara del pozo frente a la broca.

Las propiedades del fluido: viscosidad plástica, punto cedente, etc., ejercen una considerable influencia sobre las propiedades hidráulicas y deben ser controladas en los valores apropiados.

El contenido de sólidos en los lodos debe ser también controlado en un nivel óptimo para lograr los mejores rendimientos.

Facilitar la máxima obtención de información sobre las formaciones perforadas

La calidad del fluido de perforación debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de las formaciones perforadas. Las características físico-químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros y la toma de núcleos.

Controlar la corrosión¹

Los componentes de la sarta de perforación y casings en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el O₂, CO₂ y H₂S pueden causar graves problemas de corrosión, tanto

en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable.

Facilitar la cementación y completamiento

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento pueda ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completamiento. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y el completamiento exitoso del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suaveo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida.

2.1.5. Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación.¹³ Durante la perforación de un pozo petrolero es de suma importancia el control de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación. Estas propiedades deben ser controladas de tal forma que el lodo proporcione un trabajo eficiente. En consecuencia se evalúan las propiedades del lodo para obtener:

- El nivel deseado de cada propiedad.
- El control de las propiedades físicas y químicas.
- Conocimiento de los problemas ocasionados y las causas que los originan.
- Los tratamientos efectivos para solucionar estos problemas.

Estas propiedades fundamentales se muestran a continuación.

Densidad del fluido de perforación.

Una de las principales propiedades del fluido de perforación es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del yacimiento durante la perforación.

La densidad máxima del fluido, que se requiere en la perforación de un pozo está determinada por el gradiente de presión. La presión de poro a una profundidad dada generalmente excede la presión ejercida por el peso de la tierra sobre la profundidad evaluada de presión de sobrecarga.

Hay muchas variaciones en las presiones de sobrecarga asumidas en diferentes áreas de perforación. La presión de sobrecarga es tomada en la mayoría de las áreas como 1 psi/pie de profundidad.

Para prevenir la entrada de fluido desde la formación al hueco, el fluido de perforación debe proporcionar una presión mayor a la presión de poro encontrada en los estratos a ser perforados. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de perforación.

La capacidad de sostener y transportar los ripios en un fluido de perforación aumenta con la densidad. En el pasado, una gran cantidad de materiales fueron utilizados como agentes densificantes para el lodo. En la actualidad la barita es la más utilizada debido a su bajo costo, alta gravedad específica y por ser inerte.

Reología

En terminología de la industria petrolera la frase propiedades de flujo y la viscosidad son las expresiones generalmente usadas para describir las cualidades de un fluido de perforación en movimiento. Por definición, viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido a deformarse (a fluir). Los fluidos de perforación son tixotrópicos y una medida de viscosidad de un fluido de este tipo será válida únicamente para la tasa de corte a la cual la medida fue hecha.

Se han desarrollado ecuaciones que usan los valores medidos de viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de gel para calcular las pérdidas de presión en la tubería de perforación y en el anular, para estimar la velocidad de levantamiento de los cortes (modelo plástico de Bingham y modelo Exponencial).

Pérdida de filtrado

La pérdida de fluido es una de las propiedades del lodo con importancia fundamental en las operaciones de perforación o completamiento.

Contenido de sólidos

En un fluido de perforación existen sólidos deseables como la arcilla, la barita y sólidos indeseables como ripios y arenas, los cuales hay que eliminarlos del sistema.

2.2. ADITIVOS DE ESTABILIZACIÓN DE LUTITAS¹⁶

2.2.1. Sales

2.2.1.1. Cloruro de potasio. El Cloruro de potasio (KCl) es probablemente el inhibidor mejor conocido en la industria petrolera. Su popularidad se deriva principalmente de su habilidad de disminuir la presión de hinchamiento en las arcillas esmectitas.

Para la concentración del KCl se debe tener especial cuidado, ya que esta depende de la actividad de la lutita. Concentraciones demasiado altas pueden aumentar la posibilidad de problemas de inestabilidad al generarse eventualmente esfuerzos tensiles, es decir, aumenta la presión de hinchamiento. Por lo tanto, para cada caso en particular, existe una concentración óptima de KCl.

El principal defecto en el desempeño del KCl es su inhabilidad para prevenir la invasión del filtrado y la presión de penetración del lodo en las lutitas. Las viscosidades de las soluciones de KCl son cercanas a las del agua, aún a niveles de saturación de sal. El KCl no puede tapan la garganta de los poros o modificar la permeabilidad de la lutita. Por esto, la conductividad hidráulica que gobierna la magnitud del flujo Darcy dentro de las lutitas es inalterada por el KCl.

2.2.1.2. Cloruro de sodio. El ión Na^+ no es tan inhibitorio como el K^+ . El uso de Cloruro de sodio (NaCl) para el control de las lutitas, sin embargo, tiene ciertas ventajas sobre el uso de KCl . Soluciones de NaCl cercanas a la saturación tienen una viscosidad elevada y actividades de agua más bajas que soluciones concentradas de KCl , dando lugar a presiones osmóticas más altas.

Por consiguiente, son más adecuadas para reducir la invasión del filtrado en las lutitas. Aunque soluciones concentradas de NaCl no hacen un buen lodo para lutitas por sí solos, ellos son muy efectivos cuando trabajan en combinación con sistemas que pueden mejorar la eficiencia de la membrana de la lutita, mediante el suministro del gradiente osmótico para la deshidratación de la lutita.

2.2.1.3. Cloruros y bromuros de calcio/magnesio/zinc. Salmueras concentradas de CaCl_2 , CaBr_2 , ZnCl_2 , MgCl_2 , MgBr_2 y ZnBr_2 son comunes como fluidos base para fluidos de perforación y completamiento de alta densidad y bajo contenido de sólidos. Dos factores que los hacen adecuados para la perforación de las lutitas son:

- Sus viscosidades de filtrado son altas, las cuales disminuirán el flujo hidráulico.
- Pueden generar presiones osmóticas muy altas (en el orden de 1.000 MPa; sin embargo, la eficiencia de membrana está en el orden de 1 – 10 % así que la presión osmótica efectiva que actúa es atenuada hasta 10 – 100 MPa) que pueden ser utilizadas para compensar parcialmente el desequilibrio hidráulico del lodo.

2.2.1.4. Sales de acetato y formiato. Lo anterior también aplica en gran parte para salmueras de acetato y formiato concentradas (MCH_3COOH y MCOOH ; $\text{M}=\text{Na}^+$, K^+ , Cs^+), cuya viscosidad de filtrado son altas y generan presiones osmóticas muy grandes. Estos sistemas de sal monovalentes, sin embargo, pueden tener un efecto más benéfico sobre la presión de hinchamiento.

Especialmente el formiato de potasio (KCOOH) parece ser especialmente más conveniente para perforar lutitas por la reducción de la presión de hinchamiento, el

contenido de agua de la lutita y la presión de poro al mismo tiempo lo cual es soportado por la experiencia de campo.

2.2.2. Polímeros con afinidad especial hacia las lutitas. El hecho de que los iones K^+ puedan ser intercambiados en un solo sitio de la arcilla fue percibido como una desventaja que puede ser remediada usando un polímero con grupos funcionales que se adsorben sobre la superficie de la arcilla en múltiples sitios. Tales polímeros de anclaje múltiple pueden ser mucho más resistentes al intercambio que un solo catión de K^+ .

La argumentación dada para la acción del KCl esencialmente también se mantiene para estos polímeros. Ellos son buenos inhibidores del hinchamiento de las arcillas, especialmente aquellos de bajo peso molecular (< 10.000 u.m.a.) que puedan atravesar el sistema poroso y penetrar en la estructura de la arcilla. Las especies de alto peso molecular (> 10.000 u.m.a.) habrán perdido esta habilidad de penetrar lutitas y modificar la presión de hinchamiento debido a las restricciones de tamaño, pero ellas pueden sellar las superficies externas de la lutita.

Los polímeros solubles en agua se pueden clasificar según su estructura física, la cual es relacionada con la naturaleza eléctrica del polímero. En este sentido algunos polímeros no tienen carga eléctrica y son llamados “no iónicos”. Otros están cargados y se asemejan a electrolitos, estos son llamados polielectrólitos.

2.2.2.1. Polímeros anfotéricos. Los aditivos anfotéricos actualmente disponibles, exhiben características de inhibición de lutitas tanto de aditivos catiónicos como de aniónicos. Entre las ventajas sobre los sistemas catiónicos se encuentran sus bajos costos y su naturaleza esencialmente no tóxica. Adicionalmente, los anfotéricos son generalmente compatibles completamente con los aditivos aniónicos comunes, por ende se va extendiendo su uso a

aplicaciones de más altas temperaturas que las posibles con los sistemas catiónicos actualmente disponibles.

Los materiales anfotéricos se creen que funcionan con un mecanismo similar al que opera para materiales catiónicos. Sin embargo debido a su naturaleza anfotérica, sus características catiónicas y por tanto inhibidoras son un poco menos intensas que aquellas exhibidas por los materiales verdaderamente catiónicos, particularmente a valores de pH altos. Sin embargo, con una correcta atención a la aplicación y al pH, estos tipos de materiales han sido empleados muy exitosamente para la inhibición de lutitas.

2.2.2.2. Polímeros funcionalmente catiónicos. Se ha comprobado que los polímeros catiónicos son bastante inhibidos en lodos base agua. Los polímeros catiónicos inhibidores teóricamente funcionan mediante la adsorción sobre la superficie negativamente cargada de las arcillas. Esta adsorción parece ser manejada por un consistente mecanismo: una reacción de intercambio catiónico, a través de la cual los cationes intercambiables en las láminas de los minerales arcillosos son reemplazados por el aditivo catiónico. Esta reacción une electrostáticamente las láminas de arcilla, reduciendo enormemente la tendencia de los minerales de arcilla a imbibir agua e hincharse y/o dispersarse en ambientes acuosos.

Esto, consecuentemente, minimiza los problemas de perforación asociados con tal hinchamiento y dispersión. Desafortunadamente, los costos (altos costos de los polímeros catiónicos junto con las altas tasas de consumo de estos) y las consideraciones tóxicas han casi impedido el uso de los sistemas de polímeros catiónicos en muchas situaciones de perforación. El uso de los polímeros catiónicos es además complicado por el hecho que estos polímeros generalmente reaccionan con los aditivos aniónicos comúnmente utilizados, convirtiendo tanto los materiales catiónicos como los materiales aniónicos en inefectivos.

2.2.2.3. Polímeros funcionalmente aniónicos. A estos aditivos no les han sido comprobado que exhiban las características inhibidoras de lutitas que tienen los aditivos catiónicos y anfotéricos. Ellos han sido, sin embargo, utilizados con varios grados de éxito en muchas operaciones. Estos materiales teóricamente proveen inhibición mediante la encapsulación de las partículas de lutita y/o reduciendo la actividad de la fase acuosa, por lo tanto limitando la penetración de agua dentro de las láminas de arcillas. Estos mecanismos inhibidores son generalmente considerados menos efectivos que el mecanismo de intercambio catiónico atribuido a los aditivos catiónicos y anfotéricos.

2.2.3. Asfáltenos, gilsonitas y grafitos. Los asfáltenos, gilsonitas y grafitos son utilizados para una variedad de propósitos, entre ellos la estabilización de lutitas. Estos tipos de aditivos no tienen efecto sobre la presión de hinchamiento. También, su considerable tamaño evita la entrada en las lutitas y el bloqueo efectivo de las gargantas de poro. Por esto, la invasión de filtrado y la presión de penetración del lodo no serán retardadas.

2.2.4. Azúcares y derivados del azúcar. Los sacáridos (azúcares) son bien conocidos como viscosificantes de bajo peso molecular los cuales tienen la ventaja de no ser perjudiciales ambientalmente. Ellos viscosifican el filtrado del lodo efectivamente cuando son utilizados a concentraciones apropiadas, de este modo reduciendo el flujo hidráulico del agua en las lutitas. Además, ellos disminuyen las actividades del agua y por consiguiente generan presiones osmóticas que pueden ser utilizadas para deshidratar la lutita.

Los sacáridos son recomendados para la estabilización de ripios y de la cara del pozo. Una restricción de su uso es que concentraciones de productos relativamente altos (normalmente > 30% w/w) son necesarios para alcanzar los

beneficios deseados, lo cual puede afectar la economía de estos sistemas y llevar a una viscosidad alta del lodo base. Cuando son formulados sistemas que puedan deshidratar efectivamente las lutitas, ellos también pueden ser aplicados en la reducción del bit balling e incrementar la ROP.

2.2.5. Silicatos. Son muy exitosos en la estabilización de lutitas altamente reactivas, pero el difícil control de la reología de estos lodos discontinuó su uso. Investigaciones posteriores mostraron que los silicatos utilizados en conjunto con el ión potasio y polímeros específicos, se combinan en un paquete efectivo de estabilización de lutita, lo cual conllevó a que fueran reintroducidos en la industria petrolera en los 90's.

Estos lodos económicos y ambientalmente benignos combinan un juego de características únicas que los hacen ajustarse excelentemente a la estabilización de las lutitas: a través de los enlaces químicos de oligómeros de sílice sobre la superficie de los ripios y de la formación, a través de la reacción con los iones polivalentes disponibles en el fluido de poro de la lutita (por ejemplo Ca_2^+ y Mg_2^+) para formar precipitados insolubles, y a través de la polimerización (gelificación) del silicato que da como resultado complejas estructuras poliméricas inorgánicas, formando una capa protectora sobre todas las superficies.

A medida que el silicato soluble entra en contacto con la superficie de las lutitas, el pH neutro a ácido de los fluidos de poro y la reacción con los cationes divalentes (Ca_2^+ , Mg_2^+) dentro y fuera de la lutita provocará la gelificación del silicato. La barrera formada por silicatos gelificados y precipitados evitaran cualquier invasión de filtrado del lodo y de la presión de penetración.

2.3. PRUEBAS REALIZADAS A LUTITAS⁴

Las pruebas usadas para determinar si una lutita específica es propensa a causar problemas son:

- Prueba de tiempo de succión capilar.
- Prueba de medición de hinchamiento lineal.
- Prueba de erosión de lutitas.
- Prueba de difracción de rayos X.

2.3.1. Prueba de tiempo de succión capilar (CST).⁴ El dispositivo CST mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso. El ensayo CST mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Para el ensayo CST, el contenido de sólidos en las lutitas y el tiempo de mezclado son mantenidos constantes, mientras que las características químicas tales como el pH y la salinidad se hacen variar.

Procedimiento⁶:

1. Secar la muestra de arcilla que se desea analizar.
2. Moler la muestra.
3. Tamizar la muestra usando mallas #100 y #200.
4. Recoger la muestra que se ha retenido en la malla #200 pero que ha pasado la malla #100.
5. Pesar 2 gr de muestra del tamaño obtenido entre la malla #200 y #100.
6. Armar el equipo de CST.
7. Preparar un fluido con agua destilada y el inhibidor de arcilla a usar, agitándolo por 2 minutos.

8. Tomar 24 ml del fluido y mezclar con 2 gr de arcilla y agitar la muestra por un minuto.
9. Tomar de 3.5 a 5 ml de la mezcla y colocar en la copa de CST.
10. Obtener la medida del CST, en segundos con una apreciación de 0.1 segundos.

Los resultados del ensayo CST son graficados para mostrar el valor de CST en tiempo según el tipo de fluido de ensayo.

El valor de CST es una indicación de la permeabilidad.

Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del revoque y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la torta y bajo CST. El valor de CST depende del tipo de sólidos y el contenido de la lechada, el grado de mezclado, pH, salinidad, tipo y concentración de desfloculante o dispersante, y tipo y concentración de polímeros.⁴

Figura 18. Tiempo de succión capilar (CST), modelo 304M



Fuente. <http://www.geneq.com>

Figura 19. Prueba de tiempo de succión capilar



Fuente. Castillo, Álvaro Fernando.⁶

2.3.2. Prueba de medición de hinchamiento lineal (LSM).⁴ El aparato medidor de hinchamiento lineal se usa para determinar hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de longitud por tiempo, de un núcleo de lutitas reconstituido o intacto. El ensayo LSM se usa con el ensayo CST para determinar el sistema de lodo recomendado para perforar a través de una formación de lutitas específica. Primero se realiza un ensayo CST para determinar el inhibidor más adecuado para la lutita. Luego se hacen ensayos con una variedad de lodos.

Procedimiento⁶:

1. Secar la muestra de arcilla que se desea analizar.
2. Moler la muestra.

3. Tamizar la muestra usando la malla #200, y recoger la muestra que haya pasado por esta.
4. Pesar 50 gr de muestra que haya pasado por la malla #200 y mezclar con el 5% de agua destilada (2.5 ml).
5. Tamizar la muestra mezclada con agua por la malla #100.
6. Pesar 20.5 gr y colocar en la celda del compactador, compactando la muestra a una presión de 1000 psi por una hora y media.
7. Revisando que la presión del compactador sea cero, retirar la pastilla que se ha formado.
8. Pesar la pastilla y colocar en un desecador por 24 horas.
9. Pesar nuevamente la pastilla y medir su longitud.
10. Armar el equipo LSM con las pastillas de arcillas identificadas en cada sensor.
11. Ingresar la información necesaria al programa en el computador, como número de sensor, longitud de la pastilla y tiempo entre cada medida.
12. Colocar el fluido de perforación preparado.

Figura 20. Equipo de LSM



Fuente. Castillo, Álvaro Fernando.⁶

13. Observar la gráfica que se va obteniendo a lo largo del tiempo hasta que no se observe hinchamiento en la arcilla.

14. Obtener los resultados.

Los resultados del ensayo LSM son graficados para mostrar el porcentaje de hinchamiento sobre un tiempo de hinchamiento en minutos. Los resultados del ensayo LSM demuestran los efectos de inhibición de los diversos lodos sobre el hinchamiento de las lutitas.⁴

2.3.3. Prueba de erosión de lutitas.⁴ La prueba de erosión de las lutitas se usa para medir el efecto dispersante que un lodo tendrá sobre un tipo específico de lutitas. Se tamiza una muestra de lutitas para obtener partículas que pasan a través de un tamiz malla #6, pero que no pasan por un tamiz malla #12. Se ponen pesos iguales de la lutita en lodos de prueba. Los lodos de prueba son luego rolandos en caliente a 150°F (65°C) durante 16 horas y tamizados a través de un tamiz malla #12. Los sólidos retenidos en el tamiz malla #12 son lavados, secados y pesados. El contenido inicial en humedad se tiene en cuenta al calcular el porcentaje de erosión.

Procedimiento⁶:

1. Secar la muestra de arcilla que se desea analizar.
2. Moler la muestra.
3. Tamizar la muestra en mallas #8 y #14.
4. Recoger la muestra que se ha retenido en la malla #14 pero que ha pasado la malla #8.
5. Pesar 15 gr de muestra del tamaño obtenido entre la malla #8 y #14.
6. Preparar el fluido de perforación con el inhibidor de arcilla a usar.

7. Colocar los 15 gr de muestra de la arcilla, con el fluido de perforación en la celda de rolado y dejar el sistema girando en el horno a una temperatura de 120°F a 150°F por 16 horas.
8. Después de las 16 horas, tamizar el lodo y secar la arcilla recuperada.
9. Pesar la arcilla recuperada.
10. Determinar el porcentaje de dispersión con la siguiente ecuación:

$$\% \text{ de dispersión} = \frac{\text{peso inicial}(15 \text{ gr fijo}) - \text{peso final en gr}}{\text{peso inicial en gr}} \quad (1)$$

Figura 21. Equipo para realizar la prueba de dispersión de arcillas



Fuente. Castillo, Álvaro Fernando.⁶

Los resultados del ensayo se obtienen en porcentaje de erosión. El porcentaje de erosión se calcula en base a la pérdida de peso medida después que la muestra ha sido rodada durante 16 horas a 150°F (65°C).⁴

2.3.4. Prueba de difracción por rayos X.⁴ Se puede usar un análisis de difracción por rayos X para determinar la mineralogía de recortes y núcleos de una muestra relativamente pequeña. Se bombardean con rayos X muestras finamente molidas y se miden las reflexiones resultantes. Esto proporciona un análisis semi-cuantitativo de los componentes minerales de la muestra.

Los resultados del ensayo se pueden usar para evaluar la reactividad de una formación, especialmente una formación de tipo arcilloso. Los resultados del ensayo se dan generalmente en porcentaje por peso y dictan el grado de inhibición requerido para la estabilidad del pozo. Los tipos comunes de arcilla incluyen la esmectita, caolinita, illita y clorita.

2.4. MEDIDORES DE HINCHAMIENTO

2.4.1. Linear Swell Meter.¹¹ El *Fann Linear Swell Meter* está diseñado para probar y estudiar la reactividad de las lutitas encontradas en la perforación de pozos. El objetivo es aplicar la información para anticipar y/o corregir los problemas causados por las lutitas, minimizando los riesgos durante la perforación y gastos causados por estos impredecibles materiales.

Durante muchos años se ha prestado interés en el desarrollo de pruebas mecánicas y químicas y métodos que puedan medir la reactividad de una lutita.

El sistema de múltiples canales del *Fann Linear Swell Meter* presenta un sistema electrónico automatizado LVDT para la medición del hinchamiento, con múltiples cabezas de medición que permiten hasta cuatro núcleos, para ser analizados al mismo tiempo. Los datos de estas mediciones son procesados por un programa, el cual es capaz de procesar los datos de las múltiples cabezas de medición, reuniendo y mejorando los datos de registros/gráficos.

El sistema de medición *Linear Swell Meter* proporciona características amigables, incluyendo la sencillez de operación, cuatro estaciones de medición independientes, contenedor de muestras, y operación automática simultánea durante la fase de hinchamiento de la prueba.

Un transductor LVDT, con un máximo desplazamiento de +/- 0.2 pulgadas, es usado para medir el desplazamiento de la muestra en la dirección vertical con una precisión de 0.1 por ciento. La fuerza mecánica que se aplica a la muestra de lutita durante la prueba de hinchamiento es de 1.21 lbs, (550 gramos).

Una muestra de núcleo puede ser preparada de los cortes de perforación que han sido procesados y luego reconstituidos, usando una unidad de compactación hidráulica. Durante una prueba de hinchamiento, la muestra de lutita, es lateralmente confinada por una manga, para minimizar el hinchamiento radial. Esta manga se extiende ligeramente por encima del tope del núcleo y también encaja alrededor de la base en la parte inferior de la muestra.

El software está previsto para que el computador controle el LSM. Las características del software incluyen tiempo real de registro de datos y archivo de datos actualizados. Constantes, detalles de configuración, ubicación de archivos de datos, y otra información están cargados a través de los menús. Los datos de entrada de la prueba normalmente constan de la longitud de la muestra, frecuencia de registro, número de canal, y una descripción de la prueba de hinchamiento. El operador puede iniciar y parar cualquiera de las cuatro pruebas de hinchamiento simultáneas a cualquier hora o en cualquier secuencia.

La temperatura ambiente de las muestras de lutita para la prueba del LSM puede alterar significativamente la reactividad de la lutita. Si se aumenta la temperatura, incrementará la reactividad y reducirá el tiempo de la prueba de hinchamiento.

La reactividad del hinchamiento en muestras de lutita reconstituidas para una prueba de hinchamiento no solo depende del tipo de lutita usada, también de la presión y duración de la compactación y el contenido de humedad inicial.

2.4.1.1. Preparación de la muestra. Las muestras de lutitas para estas pruebas son compactadas (reconstituidas) utilizando dos celdas de compactación hidráulicas. La lutita pulverizada es colocada en un recipiente cilíndrico, luego se aplica una presión de compactación y se mantiene mientras ocurre la compactación. Las pruebas indican que una presión constante de 10000 psi aplicada por 1.5 horas resulta en plugs de núcleos de lutitas. Normalmente, aproximadamente 20 gramos de material producirá un plug cilíndrico 1-1/8 pulgadas de diámetro por aproximadamente 5/8 pulgada en altura. La cantidad de materiales requeridos y la longitud del modelo variarán con el tipo de lutita.

La preparación adecuada de muestras de lutitas reconstituidas para la prueba de hinchamiento lineal se realizará con el procedimiento descrito a continuación. Se recomienda que, tantas muestras como vayan a ser necesitadas para la investigación sean preparadas al mismo tiempo. Varios de los pasos requieren un considerable tiempo de procesamiento que será el mismo si una o un grupo de muestras están siendo preparadas.

El siguiente procedimiento es recomendado para la preparación de muestras de núcleos reconstituidos.

A. Preparación de la lutita.

1. Determinar el tipo de lutita a ser usada para esta prueba; esta puede ser cortes de perforación o muestras de núcleo de un pozo donde el hinchamiento de las arcillas es un problema, o pueden ser muestras de otras fuentes.

Obtener suficiente muestra para reconstituir el número de núcleos de lutitas requeridos. Se necesita alrededor de 30 gramos para cada muestra de núcleo.

2. Si la muestra de lutita se obtiene mediante el uso de cortes de perforación, recopilar estos cortes desde la zaranda. Estos cortes están usualmente contaminados con fluidos de perforación y han sido expuestos a la atmósfera por un periodo de tiempo.
3. Lavar los cortes con agua en una malla #60. Si las muestras de cortes parecen ser muy dispersivas, utilizar agua de mar sintética o isopropanol para lavarlas. Lavar los cortes aceitosos primero con xileno y luego con isopropanol.
4. Secar la muestra en un horno a 220°F (105°C) por 4 horas.
5. Almacenar los cortes limpios en un desecador al vacío que contenga una solución de salmuera de cloruro de calcio saturado, la cual mantendrá una humedad constante de 29.5%.
6. Si la muestra de lutita es obtenida de un núcleo u otras fuentes, probablemente no necesitará ser limpiada y puede ser almacenada en un desecador al vacío como se describen en el paso 5.
7. Obtener alrededor de 25 gramos de material de la muestra de lutita del desecador.
8. Moler la muestra de lutita para pasarla a través de una malla #200. Repetir este paso hasta que toda la muestra de lutita pase a través de la malla.
9. Transferir la mezcla del mortero a un contenedor con una tapa apretada para el almacenamiento hasta que se necesite para compactación

B. Compactación de la lutita

1. Ensamblar la tapa de la cámara del núcleo sobre la cámara del núcleo.
2. Colocar el tope del núcleo en la tapa, luego colocar el disco espaciador de acrílico en la parte superior del tope del núcleo.

3. Verter 20 gramos de la muestra de polvo de lutita preparada en la celda. Colocar el segundo disco espaciador de acrílico en la parte superior de la muestra y presionar firmemente.
4. Fijar la cámara de núcleo acoplándolo al cilindro de la unidad de compactación.
5. Cerrar la válvula de alivio de presión de la bomba hidráulica y abrir el grupo de válvulas para que la celda sea presurizada.
6. Para la operación de la bomba hidráulica, aplicar presión hidráulica hasta que la presión alcance 10000 psi sobre la lutita. La presión caerá al comienzo de la compactación y debe ser mantenida operando la bomba de mano para incrementar la presión a 10000 psi. En intervalos de 10 minutos, reajustar la presión a 10000 psi hasta que se mantenga constante. Cerrar el grupo de válvulas para evitar una posible purga a la bomba.
7. Mantener la presión por 1.5 horas. Reajustar la presión en intervalos de 10 minutos si es necesario.
8. Liberar la presión abriendo primero el grupo de válvulas y luego la válvula de descarga de la bomba de mano.
9. Atornillar la herramienta del extractor en la parte inferior de la tapa de la celda y apretar suficientemente para forzar el núcleo ligeramente al alza y liberar la presión sobre la tapa de la celda.
10. Remover la tapa del fondo de la celda.
11. Cerrar la válvula de liberación y abrir el grupo de válvulas para que la celda sea desmontada.
12. Inmediatamente pesar el núcleo reconstituido y colocarlo en el desecador al vacío, teniendo una solución de salmuera de cloruro de calcio en él para mantener una humedad de 29.5%.
13. Aplicar vacío al desecador por 5 minutos.
14. Permitir al núcleo equilibrar en el desecador un mínimo de 24 horas antes de usar para la prueba de hinchamiento.

2.4.1.2. Medición de hinchamiento lineal

A. Instalación del núcleo de lutita en el LSM.

1. Tomar un núcleo reconstituido del desecador.
2. Pesar el núcleo y medir con precisión la longitud del núcleo en pulgadas con un calibrador. Anotar el peso y la longitud en la hoja de datos.
3. Medir dureza del núcleo con un durómetro tipo D (Modelo 307L). Anotar la dureza en la hoja de datos.
4. Apilar un disco espaciador de acrílico (1.125 pulgadas de diámetro y 0.19 pulgadas de espesor), la muestra de núcleo, y el teflón de la tapa, envolver el núcleo alrededor de la pila y asegurar.
5. Colocar el ensamblaje del paso 4 en el émbolo deslizando el ensamblaje hasta el émbolo y mirar que encaje en el lugar.
6. Colocar un plato de evaporación Pyrex sobre la mesa del LSM bajo la cabeza de medición a ser usada.
7. Bajar esta cabeza de medición presionando y manteniendo el interruptor para el canal adecuado en la posición de abajo y al mismo tiempo presionando la liberación en el extremo derecho del LSM. Seguir bajando hasta que el ensamblaje del núcleo toque el fondo del disco de evaporación como indica la luz roja en la cabeza iluminada.

B. Encender el computador e iniciar el programa LSM.

1. Seguir las instrucciones en pantalla y entrar el número del canal y la longitud del núcleo (pulgadas).
2. Bajar o subir la cabeza de medición cuando se le pida, presionando y manteniendo el interruptor oscilante del canal apropiado y el interruptor rojo "Liberación de posición" en el extremo derecho del LSM al mismo tiempo

hasta que la barra roja en el monitor este en el centro de la línea del rango de hinchamiento.

3. Entrar algunos datos que el programa necesita como: frecuencia de registro, descripción de la prueba, y condiciones de la prueba. La frecuencia de registro (minutos) puede ajustarse a cualquier número entero para indicar el tiempo de adquisición de datos en intervalos de minutos. Al comienzo de la prueba la frecuencia de registro es normalmente establecida en uno o dos minutos para la primera media hora. Luego se cambia a un intervalo más largo.
4. Permitir al computador grabar el primer dato.
5. Verter el fluido de la prueba para ser probado dentro del disco de evaporación. Llenar el disco al nivel de la manija del núcleo.
6. La prueba es usualmente corrida hasta que la curva de hinchamiento alcanza una línea horizontal constante, indicando muy poco o ningún hinchamiento adicional.

2.4.2. Strain gages.¹⁷ Los strain gages son usados para la medición del estiramiento, el cual puede ser expansivo y compresivo, distinguiéndose ambos por un símbolo negativo o positivo. Por lo tanto, los strain gages pueden ser usados tanto para expansiones como contracciones.

El estiramiento conlleva a una variación de la resistencia eléctrica del strain gage, posibilitando así la medida indirectamente; para ello el dispositivo debe adherirse o soldarse al material que se desea estudiar.

Los strain gages están diseñados para medir el estiramiento en una dirección dada, mientras que los que se producen en otras direcciones tienen un efecto mínimo sobre la resistencia del strain gage.

En resumen, las strain gages son transductores que varían su resistencia eléctrica con el estiramiento en una dirección principal y se emplean para medirlo.

2.4.2.1. Fundamento físico del funcionamiento. El nexo entre el estiramiento relativo del gage (dL/L) y la variación relativa de su resistencia (dR/R) no es exactamente lineal. Para poder trabajar con él, se aproxima linealmente a primer orden, de forma tal que este resulta en un factor de proporcionalidad llamado “Gage Factor” que se define como:

$$K = \frac{dR/R}{dL/L} \quad (2)$$

Este factor establece la relación entre el estiramiento y la variación de resistencia.

2.4.2.2. Características de los strain gages. Estas son algunas características de los strain gages, así como algunas propiedades que hay que tener en cuenta:

- a. Ancho y longitud: Estos dos parámetros hay que tenerlos en cuenta cuando escogemos el sensor para adherirlo al material, por tanto escogeremos el tamaño que más se adecue al tamaño del material.
- b. Peso: El peso de un strain gage suele ser del orden de gramos, y en aplicaciones donde se necesita mucha precisión puede influir a la medida de la deformación realizada.
- c. Tensión obtenida: Es el rango de variación de longitud del strain gage, cuando éste se somete a una deformación.
- d. Influencia de la temperatura: La temperatura puede afectar al funcionamiento del strain gage, si esta varía durante una medida con bandas extensiométricas, la deformación real puede desviarse de la deformación medida. Para ello el fabricante del strain gage proporciona dos curvas para poder corregir los efectos dados por la variación de temperatura.
- e. Resistencia del strain gage: Es la resistencia de referencia que se da cuando el sensor no sufre ninguna deformación, es decir, el valor nominal de resistencia, suele venir acompañada por un porcentaje que indica su tolerancia.

- f. Gage factor: Es una constante K característica de cada strain gage. Este factor es función de muchos parámetros, pero especialmente de la aleación empleada en la fabricación. Viene acompañado de su tolerancia.
- g. Sensibilidad transversal: Los strain gages están diseñados para trabajar en una dirección determinada, sin embargo si se producen deformaciones transversales, se puede dar una pequeña variación de resistencia. El fabricante proporciona este valor en forma de porcentaje, suele ser este menor del 1%.
- h. Material de la lámina: Esta característica nos define el material del que está hecho el hilo conductor o el material semiconductor.
- i. Material de la base: Esta característica nos define el material del que está constituida la base no conductora del strain gage.
- j. Disipación de calor: Otro aspecto importante al utilizar bandas extensiométricas es la disipación de calor. Puesto que una banda extensiométrica es un elemento resistivo, formará parte de un circuito eléctrico y por tanto pasará una corriente eléctrica por la banda. Por tanto hay que prestar especial cuidado en cuanto a que la potencia que consume la banda debido al paso de la corriente eléctrica, y que disipa en forma de calor, sea menor que la potencia que la banda es capaz de transmitir al material sobre el que se ha pegado. De esta forma se evita el sobrecalentamiento de la banda, que podría dar lugar a medidas erróneas o incluso a llegar a quemar la propia banda.
- k. Estabilidad: Cuando se hacen medidas que duran tiempos largos o se utilizan bandas montadas en piezas con mucha antelación, las condiciones ambientales pueden degradar las propiedades de la banda, haciendo que el comportamiento de estas se aleje de lo esperado o que incluso lleguen a deteriorarse.
- l. Comportamiento a la fatiga: Como todos los materiales, las bandas tienen una vida limitada por la fatiga. Las bandas estándar son capaces de aguantar unos 10⁵ ciclos. Cuando se requiere una mayor durabilidad en fatiga existen bandas especiales para tales fines.

2.4.2.3. Dependencia entre el factor K y la temperatura.¹⁷ El fabricante da información sobre la sensibilidad que tiene el factor K a los cambios de temperatura, que es de esperarse, ya que tanto las dimensiones del gage como su resistividad se ven afectadas.

2.4.2.4. Estiramiento aparente. Es un cambio en la resistencia que no es causado directamente por la fuerza que se busca medir, sino que es el resultado de la interacción entre la dilatación térmica de la galga y la del material a medir, sumado a una variación de la resistividad que repercute como un cambio en la resistencia del gage, también por efecto térmico.

Además existen otros agentes que alteran el estiramiento aparente como por ejemplo el envejecimiento o la inestabilidad del metal.

Es necesario compensar este efecto si la temperatura varía durante la medida, lo cual se consigue o bien corrigiendo el resultado de la medición estimando la influencia del estiramiento aparente o bien con algún método de medida que lo compense automáticamente. Una tercera posibilidad consiste en emplear un material con una baja sensibilidad a la temperatura.

2.4.2.5. Otras potenciales fuentes de error.

- Desajuste: Debe verificarse que cuando no se somete fuerza alguna a la temperatura de trabajo la resistencia sea igual a la nominal.
- Ruido eléctrico e interferencia: la cercanía de los cables del circuito o con cables externos al mismo, pueden alterar la lectura. Sucede que por lo general el voltaje de salida que produce un strain gage es muy bajo, haciéndose muy susceptible al ruido. Este efecto puede reducirse drásticamente empleando blindajes y guardas de los distintos componentes sensibles.
- Voltaje inducido térmicamente: es provocado por un efecto de termocupla en la junta de metales distintos.
- Voltaje inducido magnéticamente: puede ocurrir cuando los cables se encuentran en una zona con un campo magnético variable.

- Rango de temperaturas: El fabricante indica el rango donde se garantiza que el gage funcionará como se indica.

La suma de muchas interferencias de este tipo puede resultar en una degradación significativa de la señal de salida.

2.4.2.6. Tipos de aleaciones. Aquí se muestra una breve descripción de las distintas aleaciones que se usan como materiales de galga:

Aleación tipo A y tipo P: Son variaciones de *Constantan*, la más vieja de las aleaciones usadas como material de resistores y una de las más usadas, lo cual se debe a su elasticidad, su alta sensibilidad al estiramiento y su tolerancia a los cambios de temperatura, con una resistividad alta como para conseguir resistencias considerables aún en dispositivos muy pequeños.

En particular la tipo A tiene gran tolerancia a los cambios de temperaturas mientras que la tipo P está diseñada para permitir largos estiramientos cuasi estáticos (lentos).

Aleación tipo D o isoelástica: tiene uno de los gage factor más altos, además de sufrir menos la fatiga del estiramiento, lo cual la hace la mejor opción cuando se va a medir un estiramiento rápido. Su sensibilidad a los cambios de temperatura es considerablemente mayor que las otras aleaciones, por lo cual debe usarse con algún sistema de medida que compense dicho efecto.

Aleación tipo K: Se basa en distintas variaciones del material “Karma”. Tienen una gran estabilidad a lo largo del tiempo, es decir, que mantienen la referencia cero casi inalterada, lo cual los hace los indicados para medir los estiramientos cuasi estáticos para los que se requieren meses o años de medidas, en un gran rango de temperatura ya que son muy poco sensibles a esta. Además, esta respuesta es mucho más lineal que en la aleación tipo A y por lo tanto mucho más predecible.

2.4.2.7. Configuraciones de instalación de los strain gages. Los strain gages por lo general se instalan soldados o adheridos al material a estudiar, de forma que el estiramiento de los primeros sean lo más solidarios posibles al de los segundos. Sin embargo los efectos térmicos pueden verse amplificados de esta manera.

2.4.2.8. Medidas. La medida de la variación de la resistencia de un strain gage o de muchos de ellos se realiza por lo general con un puente de Wheatstone.

Configuración Full-Bridge: Se colocan cuatro strain gages de mismo valor nominal R sobre el objeto a medir como se indica en la figura 22, y corresponden a las cuatro resistencias del puente Wheatstone que se muestra en la figura 23.

La ecuación que describe dicho puente es:

$$V_{out} = V_{exc} \frac{R_1 R_4 - R_2 R_3}{(R_1 + R_2)(R_3 + R_4)} \quad (3)$$

Por lo tanto el equilibrio se alcanza en:

$$R_1 R_4 = R_2 R_3 \quad (4)$$

Obsérvese que ante una variación en la resistencia DRT por efecto térmico ésta se percibirá de la misma manera en los cuatro gages lo cual sigue verificando la condición de equilibrio como se ve en la ecuación 5.

$$(R_1 + \Delta R_T)(R_4 + \Delta R_T) = (R_2 + \Delta R_T)(R_3 + \Delta R_T) \quad (5)$$

Por lo tanto se dice que la configuración goza de auto compensación de temperatura.

Cuando la variación de resistencia DR se debe a un estiramiento mecánico en dirección transversal a la barra, esta se percibirá en la siguiente forma:⁶

$$R_1 = R + \Delta R_{\#}$$

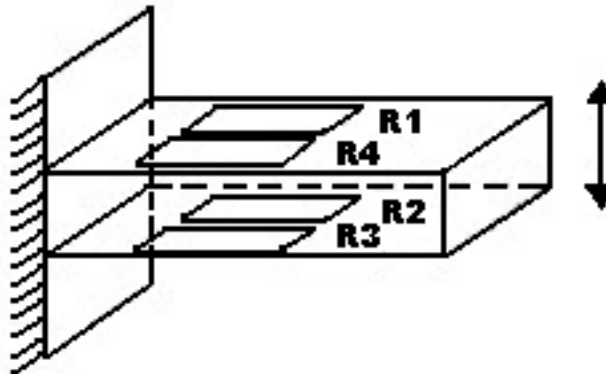
$$R_2 = R - \Delta R_{\#}$$

$$R_3 = R - \Delta R_{\#}$$

$$R_4 = R + \Delta R$$

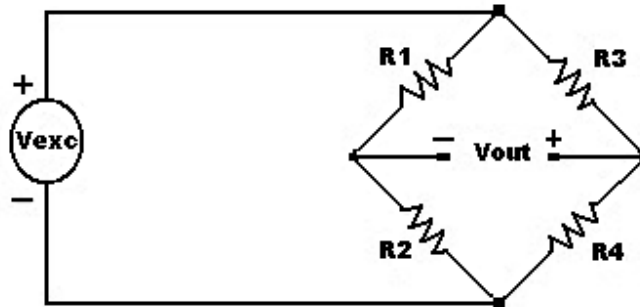
$$V_{out} = \frac{\Delta R}{R} V_{exc} \quad (6)$$

Figura 22. Esquema de los gages en la configuración Full-Bridge



Fuente. REYES, Horacio y VANERIO, Juan Martín.¹⁷

Figura 23. Esquema de Puente de Wheatstone



Fuente. REYES, Horacio y VANERIO, Juan Martín.¹⁷

2.4.2.9. Lineamientos de elección y parámetros. Los tres factores primarios que influyen sobre la elección de un tipo de galga en particular son la temperatura de operación, la estabilidad requerida por el mismo y las características del estiramiento (gradiente, magnitud y dependencia temporal).

Tampoco deben descuidarse otros aspectos como son las dimensiones de los gages a emplear, o cuántos son y cómo estarán dispuestos, así como algunos detalles tecnológicos.

3. PROCEDIMIENTO DE ANALISIS

Debido a la importancia del estudio de la interacción entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, que como consecuencia generan problemas durante la perforación como los que se han mencionado en capítulos anteriores; es necesario proponer posibles soluciones a los mismos.

Hace varios años se usaron los strain gages como medidores de hinchamiento y ahora se replanteará su uso en cortes de perforación, con el objetivo de determinar el porcentaje de hinchamiento y seleccionar los inhibidores adecuados; además es importante mencionar que esta prueba se podrá realizar on-site.

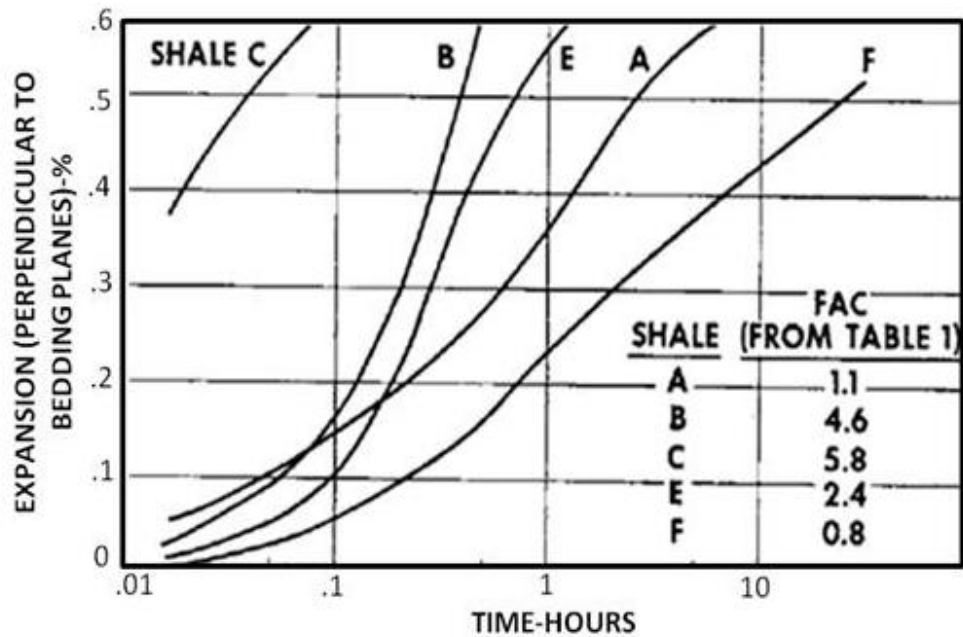
3.1. ANTECEDENTES DEL USO DE STRAIN GAGES COMO MEDIDORES DE HINCHAMIENTO EN ARCILLAS

Desde el año 1970 se encuentran publicaciones de artículos donde se hace una breve descripción de la utilización de los strain gages como medidores de hinchamiento lineal de arcillas. Sin embargo no se encuentra un procedimiento específico con el que se pueda llegar a los resultados mencionados en dichas publicaciones. Martin. E Chenevert es el autor de las publicaciones encontradas; a continuación se presenta la aplicación de los strain gages en estos artículos.

“Shale alteration by water adsorption” es uno de estos artículos, el propósito de este trabajo fue observar el comportamiento de un amplio rango de shale cuando estos son expuestos al agua. Una de las pruebas realizadas consistió en el cálculo del porcentaje de expansión de shales confinados; para esto usaron muestras de shale de 3 pulgadas de longitud, en ellas se adherieron strain gages con el fin de medir la expansión perpendicular a los planos de laminación. La cantidad de expansión fue indicada por los strain gages como el agua absorbida

linealmente a través de la muestra. En la figura 24 se presentan los resultados obtenidos con las diferentes muestras de shale.

Figura 24. Expansión como función del tiempo de adsorción



Fuente. Chenevert, M, "Shale alteration by wáter adsorption", SPE, septiembre 1970.

En otro de los artículos denominado "Shale control with balanced-activity oil-continuous muds", se realizaron pruebas de hinchamiento para confirmar que la adsorción no toma lugar cuando la actividad del agua en el shale es igual a la actividad del agua en el lodo. Para esto se pegaron strain gages en muestra de shale y se sumergieron con diferentes fluidos base agua y base aceite. La interacción roca fluido produjeron desplazamientos tan pequeños como una micropulgada. En la figura 25 se muestran los resultados obtenidos, estos indican que

para prevenir el hinchamiento de estos shales en particular del oeste de Texas, la actividad de la fase interna del lodo debería ser aproximadamente 0,75 – 0,70.

Finalmente, en el artículo “Stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids” cuyos autores Dennis E. O’Brien, y Martin E. Chenevert, realizaron varias pruebas de laboratorio para investigar el efecto de varios materiales en la estabilización de los shale, como: viscosificantes poliméricos, floculantes, sales inorgánicas y combinaciones de estas. Para determinar el grado de hinchamiento de las muestras de shale se usaron strain gages. La lectura fue tomada por un transductor en unidades de micro-pulgadas por pulgada, para convertir estas unidades a porcentaje de hinchamiento lineal usaron la ecuación 7.

$$\epsilon = \frac{K_i}{L} * \delta * 10^{-4} \quad (7)$$

Donde ϵ es el porcentaje de hinchamiento, K_i es la constante gage para el i th gage, L es la longitud de la muestra en pulgadas, y δ es la lectura del indicador. Estos valores de hinchamiento vs tiempo son graficados como se muestra en la figura 26.

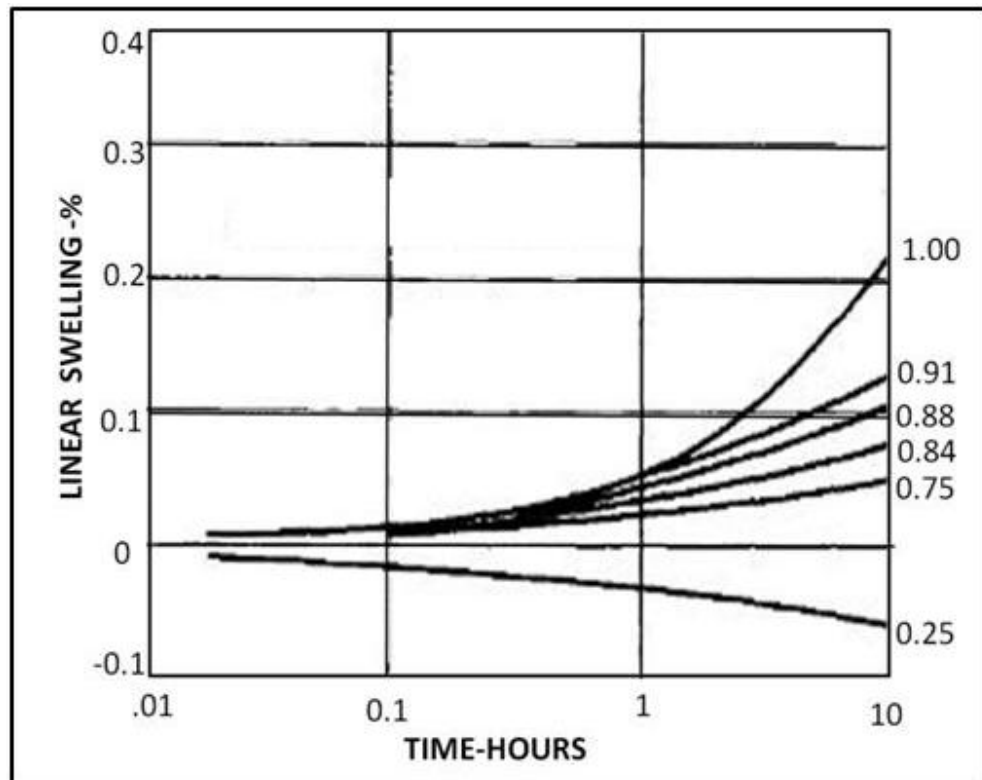
3.2. PRUEBA PRELIMINAR

Con el fin de comprobar la correcta medición de los strain gages en rocas arcillosas, se realizaron pruebas preliminares en las que se usó como fluido de prueba agua, ya que una roca con alto contenido de arcilla presentará mayor porcentaje de hinchamiento al contacto con el agua.

La muestra de roca usada fue tomada de un afloramiento y corresponde a la formación La Paz, como se observa en la figura 27, la cual presentó contenido

significativo de arcilla. Se realizaron cortes sobre la muestra de tal manera que se obtuvieran tamaños de roca similares a los cortes de perforación (ver figura 28).

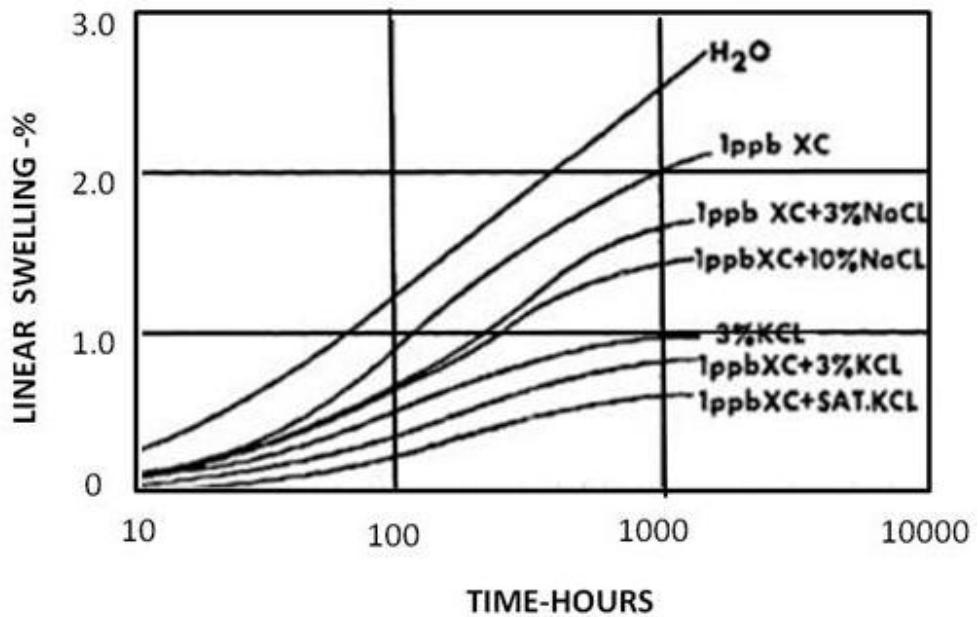
Figura 25. Curva de hinchamiento vs tiempo para los shale del oeste de Texas



Fuente. Chenevert, M, "Shale control with balanced-activity oil-continuous muds", SPE, octubre, 1970.

Una vez obtenido los cortes, se tomó uno de ellos y posteriormente se dio inicio a la prueba preliminar teniendo en cuenta el procedimiento que se explicará con detalle en el capítulo 5. En la figura 29 se observa la muestra seleccionada.

Figura 26. Curva de hinchamiento vs tiempo para los shale Midway



Fuente. Dennis E. O'Brien, y Martin E. Chenevert , "stabilizing sensitive shales with inhibited, potassium-based drilling fluids", SPE, septiembre 1973.

Una vez preparada la muestra se sumergió en el fluido de prueba que para este caso se utilizó agua. La ejecución de la prueba tuvo una duración de 51 horas. Los resultados arrojados por el equipo se presentan en la gráfica de Resistencia vs Tiempo (figura 30).

Debido a que los resultados que se obtienen del equipo son datos de cambio de resistencia con el tiempo, es necesario realizar la conversión a unidades de % de hinchamiento o deformación.

Figura 27. Muestra de afloramiento formación La Paz



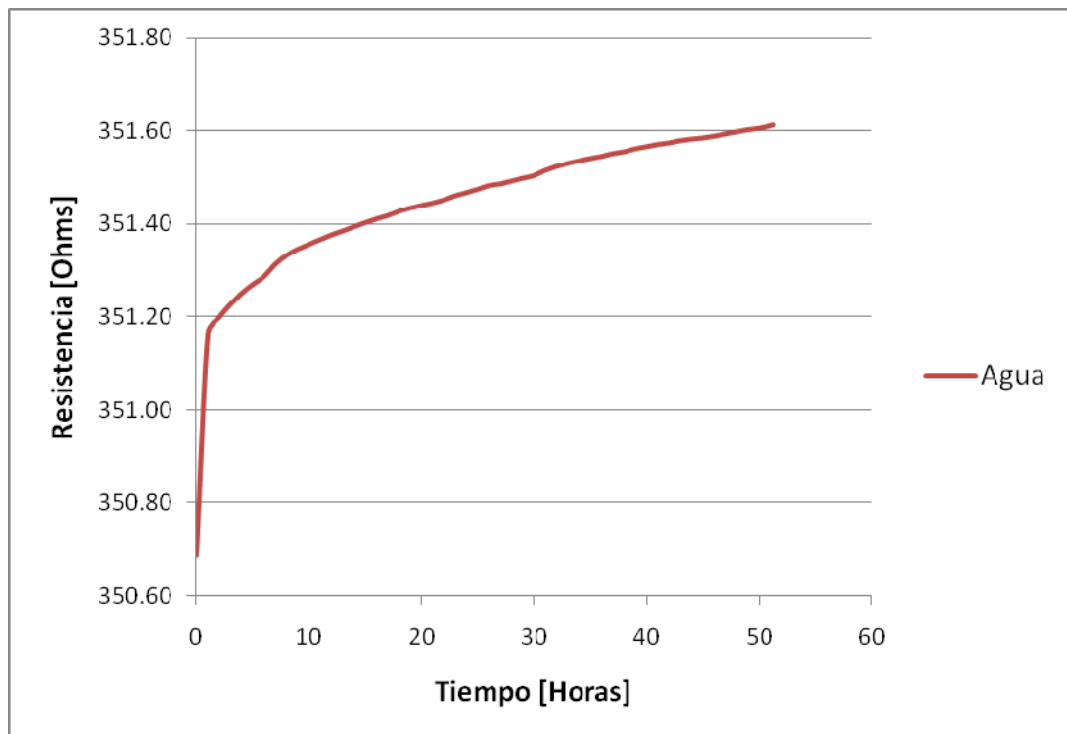
Figura 28. Cortes realizados a la muestra de afloramiento



Figura 29. Muestra selecciona para la prueba preliminar



Figura 30. Gráfica Resistencia Vs Tiempo



Para realizar dicha conversión se tiene la ecuación 8.

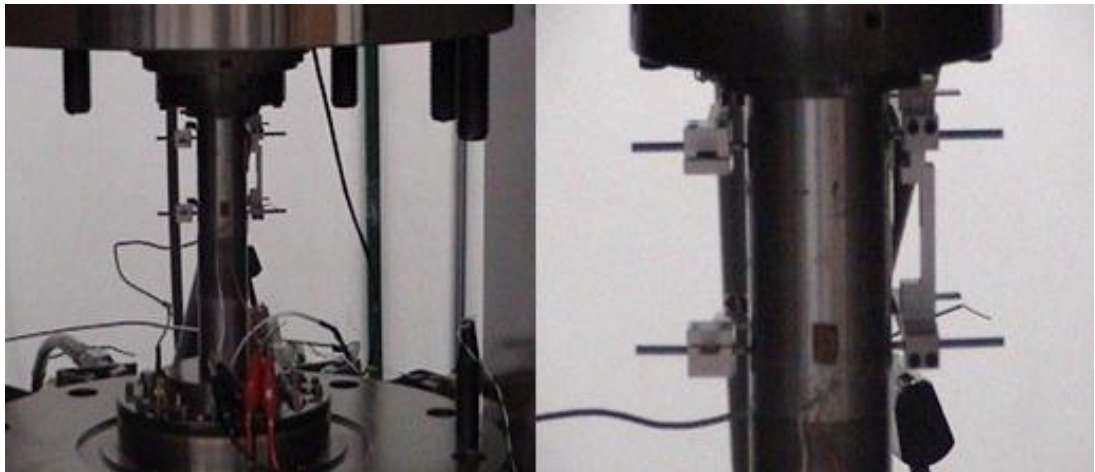
$$\% \epsilon = \frac{\Delta R}{R * GF} * 10000 \quad (8)$$

Donde $\% \epsilon$ es el porcentaje de deformación o hinchamiento, ΔR es el delta de resistencia entre la resistencia inicial y la leída a un tiempo t , R es la resistencia a un tiempo t , y GF es el gage factor.

El gage factor es un factor de corrección, el procedimiento para su cálculo se describe a continuación.

3.2.1. Factor de corrección, gage factor. Para calcular el gage factor se utilizó el equipo MTS-815 del laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano del Petróleo, y se tomó como patrón de medida un cilindro de acero de 1.5 pulgadas de diámetro y 2.5 pulgadas de longitud. Sobre él se adhirió un strain gage (en la figura 31 se muestra un bosquejo del montaje del equipo) y posteriormente se aplicó carga iniciando desde 0 KN hasta 30 KN, registrando al mismo tiempo la deformación presentada por el cilindro a cada carga, de igual manera se hizo con la descarga iniciando desde 30 KN hasta finalizar en 10 KN.

Figura 31. Montaje en el equipo MTS-815



Los datos de resistencia y deformación obtenidos por el equipo MTS-815 se presentan en la tabla 4.

Posteriormente se calculó el gage factor tanto para la carga como para la descarga con la ecuación 9.

$$GF = \frac{\frac{\Delta R}{R}}{\epsilon} \quad (9)$$

Los valores de gage factor calculados se muestran tabulados en la tabla 5 y 6.

Para determinar un único gage factor a ser usado se calculó el promedio de los datos. Los resultados se encuentran en la tabla 7.

Sin embargo el valor usado corresponde al gage factor calculado con la descarga, debido a que el proceso al que va a ser sometida la muestra de roca durante la prueba es una expansión. De esta manera el valor calculado como gage factor con su respectiva desviación estándar se encuentra en la tabla 8.

Finalmente con el gage factor calculado y la ecuación 8, se convirtieron los datos de resistencia obtenidos en la figura 30 en valores de % de hinchamiento (figura 32).

Tabla 4. Datos obtenidos por el equipo MTS-815

Carga [kN]	Resistencia [Ohm]	Deformación [mm/mm]
0	350.7294	-0.00000200
2	350.7177	0.00000500
4	350.7113	0.00001037
6	350.7040	0.00002153
8	350.6977	0.00002741
10	350.6911	0.00003314
12	350.6838	0.00004381
14	350.6762	0.00005251
16	350.6702	0.00005803
18	350.6607	0.00006322
20	350.6539	0.00006837
22	350.6470	0.00007495
24	350.6395	0.00008568
26	350.6329	0.00009362
28	350.6270	0.00009814
30	350.6195	0.00010428
28	350.6261	0.00010375
26	350.6326	0.00009222
24	350.6392	0.00008071
22	350.6460	0.00007205
20	350.6522	0.00006704
18	350.6596	0.00005409
16	350.6660	0.00005317
14	350.6728	0.00004112
12	350.6802	0.00003415
10	350.6870	0.00002640

Tabla 5. Gage factor calculados con los datos de carga

Carga [kN]	Gage factor
2	4.765578738
4	4.171927023
6	3.077794485
8	3.073208781
10	3.107598081
12	2.838130616
14	2.782680073
16	2.811779052
18	3.003334952
20	3.059054598
22	3.053137864
24	2.923391489
26	2.877440829
28	2.91554801
30	2.948315627

Tabla 6. Gage factor calculados con los datos de descarga

Carga [kN]	Gage Factor
30	2.948315627
28	2.785144762
26	2.929274595
24	3.109398212
22	3.211210798
20	3.188191102
18	3.548116003
16	3.276529645
14	3.742531865
12	3.880472668
10	4.256722552

Tabla 7. Resultados de la prueba realizada con el equipo MTS-815

Gage Factor (Carga)	Gage Factor (Descarga)
2.959339574	3.352355257

Tabla 8. Resultados del gage factor a utilizar

Gage Factor (Descarga)	Desviación Estándar
3.352355257	0,457156474

3.3. PRUEBAS DE VALIDACIÓN

Las pruebas de validación se llevaron a cabo con el objetivo de verificar que las tendencias obtenidas con los strain gages fueran coherentes con los resultados presentados en la literatura. En la figura 33 se muestran los resultados obtenidos de una prueba en la que se sumergió la muestra de roca de la formación La Paz en agua y ACPM.

Como se observa en la figura 33, se comparan las tendencias generadas por los dos fluidos. El ACPM es un aceite por lo tanto la roca no debe presentar hinchamiento al contacto con este fluido, de ahí el concepto de que es mejor perforar con fluidos base aceite para evitar problemas durante la perforación, sin embargo el problema ambiental ocasionado por estos hace que su uso no sea aceptado. Con respecto al agua se observa una tendencia significativa de hinchamiento como es de esperarse.

A continuación se describe la validación realizada con plug construidos.

3.3.1. Prueba realizada con plugs construidos. La realización de las pruebas utilizando plugs construidos se hizo con el fin de comparar los resultados obtenidos con el equipo LSM (Linear Swell Meter descrito en el capítulo anterior) y los obtenidos con los strain gages. Las muestras utilizadas para la ejecución de estas pruebas se tomaron del pozo castilla 74. De acuerdo a los resultados obtenidos de la prueba CST (ver anexo A), estas muestras presentan un nivel medio de reactividad de la formación. Los fluidos en los que se sumergió los plugs fueron: Flopro (lodo base agua), Versadril (lodo base aceite) y agua. La gráfica obtenida por la empresa de servicio (Halliburton) se muestra en la figura 34.

Figura 32. Gráfica % de hinchamiento vs tiempo



Figura 33. Gráfica % de hinchamiento obtenido con agua y ACPM

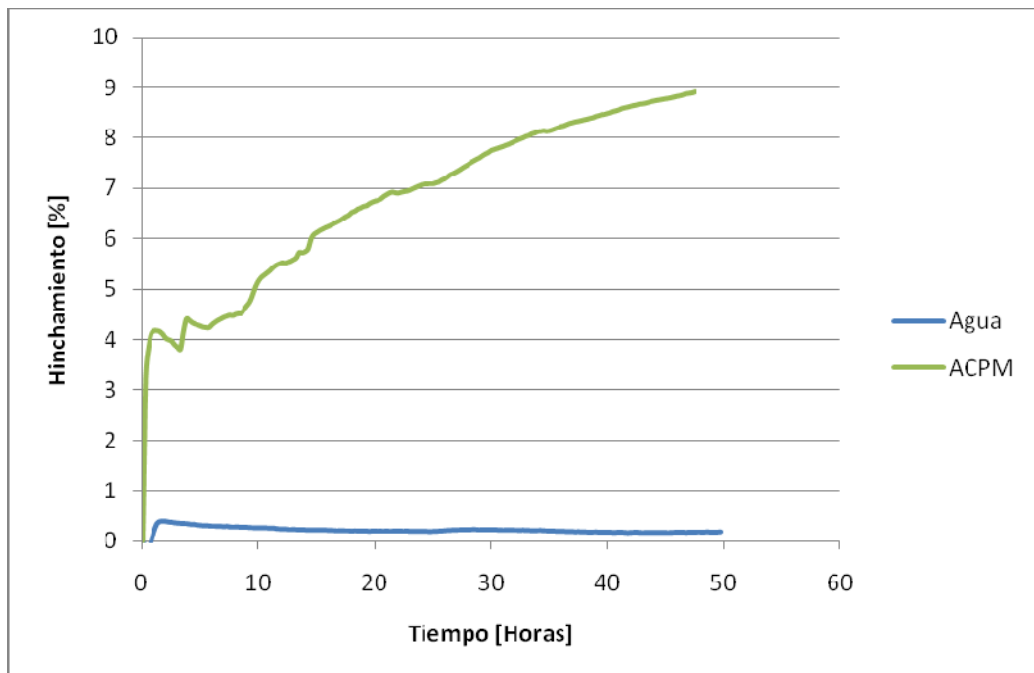
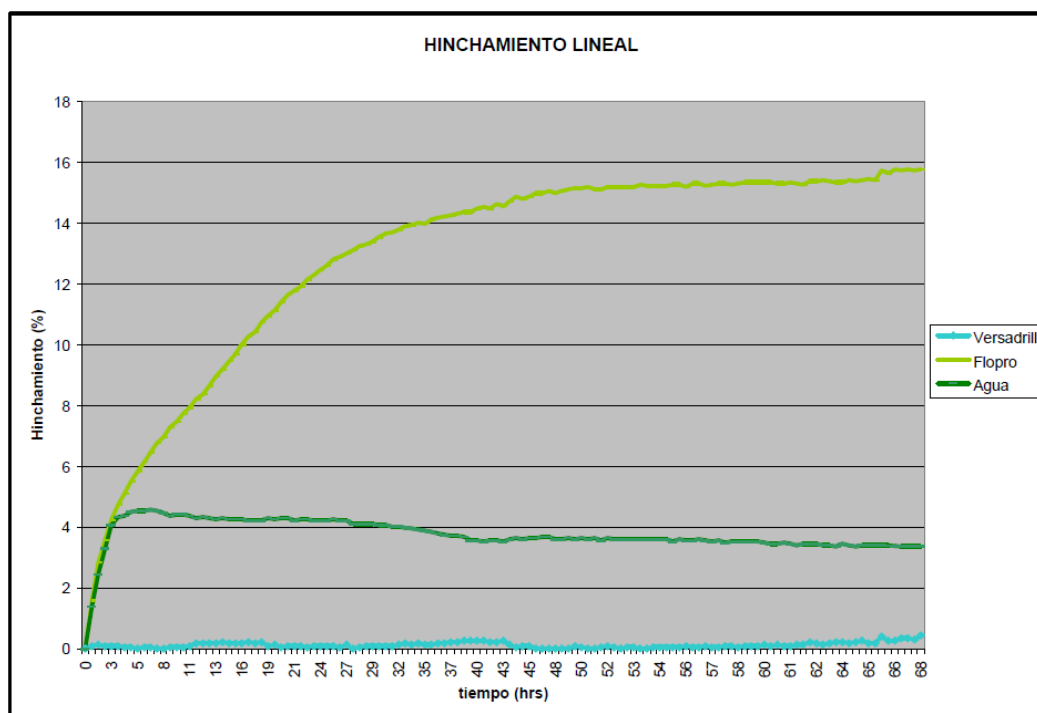


Figura 34. Hinchamiento lineal en el equipo LSM



En la tabla 9, se resume los resultados de la prueba.

Tabla 9. Resultados de hinchamiento lineal obtenidos por el equipo LSM

Hinchamiento final (%)	
<i>Fluido</i>	<i>Hinchamiento (%)</i>
Versadril	0.44
Flopro	15.76
Agua	3.37

De acuerdo al informe generado por Halliburton (ver anexo A), el plug sometido a la prueba de hinchamiento en contacto con agua, presenta un comportamiento inusual, ya que empieza un proceso de hinchamiento convencional y a partir de la

tercera hora de montada la prueba se empieza a deshacer, lo cual se evidencia en la turbidez que toma el agua. Esto se puede deber a que no hay sustancias disueltas en el agua que estabilice el cuerpo del sólido.

3.3.2. Resultados usando strain gages. Por otro lado se llevó a cabo la prueba usando strain gage. Esta prueba solo se realizó con lodo flopro y versadril debido a lo mencionado en el informe de Halliburton. En la figura 35 se presenta la gráfica de resultados.

En la tabla 10, se resume los resultados de la prueba.

Aunque el valor de hinchamiento lineal obtenido para el fluido versadril difiere al presentado con el LSM, este sin embargo es mucho menor que el obtenido con el lodo Flopro. Por otro lado los valores de hinchamiento con el lodo Flopro arrojados por la prueba LSM son muy similares a los arrojados por los strain gages.

Es importante mencionar que se buscó repetibilidad en los resultados presentados en la tabla 8, por esta razón se repitió la prueba con strain gages utilizando como fluido el lodo Flopro y se dejó el mismo tiempo de ejecución de las pruebas anteriores (68 horas) obteniéndose un valor de hinchamiento similar mostrado en la tabla 10 y la gráfica correspondiente en la figura 36. Sin embargo como consecuencia de la cantidad de arcilla, el bajo contenido de material para estabilizar la roca y además teniendo en cuenta que son plug contruidos, se presentaron dificultades por desintegración de las muestras impidiendo la repetición de la pruebas con estos plugs.

Figura 35. Hinchamiento lineal usando strain gages

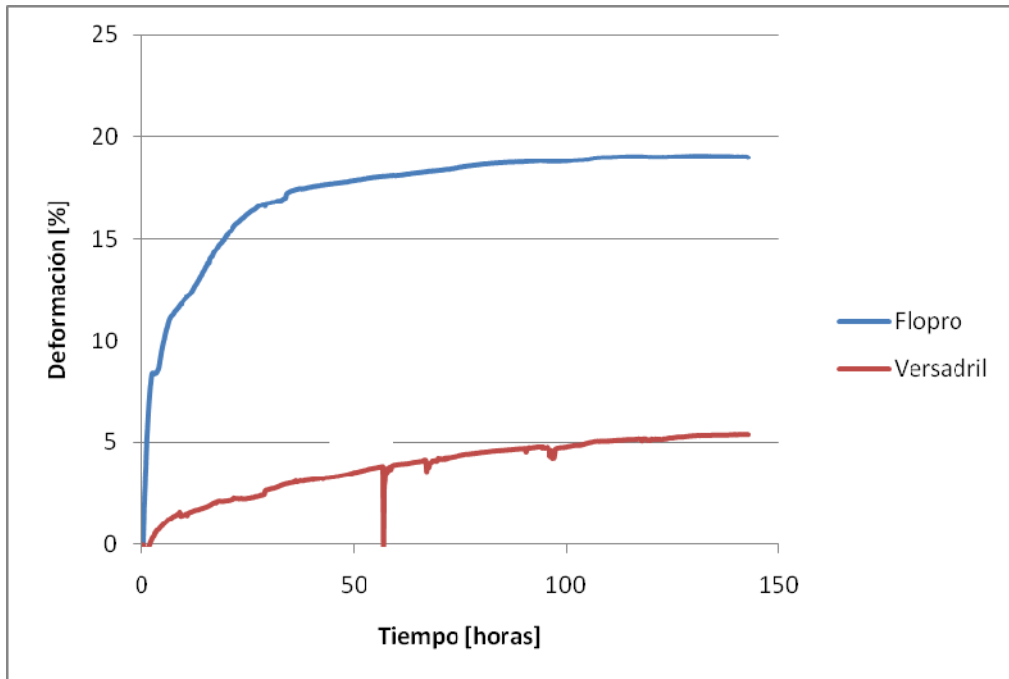


Figura 36. Hinchamiento lineal usando strain gages

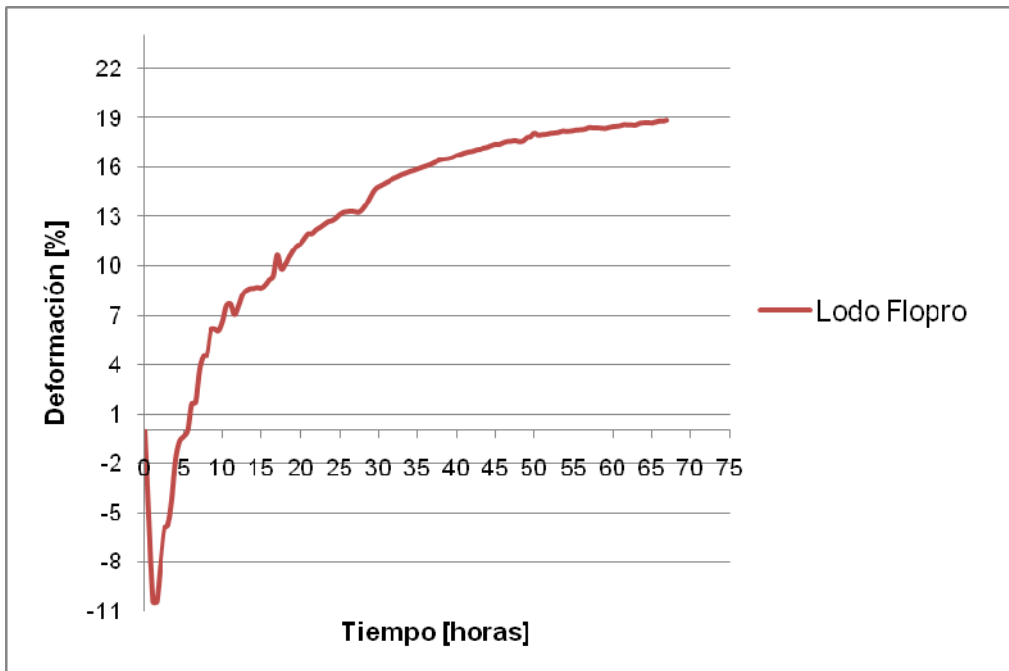


Tabla 10. Resultados de hinchamiento lineal usando strain gages

(%) de Hinchamiento	
<i>Fluido</i>	<i>Hinchamiento (%)</i>
Versadril	4.2
Flopro	18.31
Flopro (2)	18.82

Por último se presenta la descripción de la prueba realizada con muestras del pozo Túpale-1, las cuales se utilizaron para analizar el comportamiento con diferentes inhibidores que se mostrarán en el capítulo siguiente.

3.3.3. Pruebas realizadas con muestras del pozo Túpale-1. Se seleccionaron muestras del pozo Túpale-1 que corresponden a la formación Porquero. Posteriormente se analizó el registro FEL y se encontró que a profundidades entre 15100-15200 pies se visualizan zonas con gran contenido de shale. Para establecer el tipo de minerales presentes en las muestras de shale, éstas fueron analizadas en el laboratorio de difracción de rayos X del Instituto Colombiano del Petróleo.

La difracción de rayos X es la técnica analítica más precisa para la identificación de minerales y/o compuestos cristalinos ya que se basa en la dispersión de rayos X generada por la red cristalina en direcciones y ángulos específicos para cada sistema cristalino. Esta técnica permite conocer la composición en términos de fases cristalinas sin incluir material amorfo, tomando como 100% el total de fases detectadas (anexo B). Este análisis se realiza bajo dos modalidades: roca total o bulk y fracción de arcilla.

Dentro del análisis de resultados se encontró que la muestra está constituida principalmente por cuarzo y minerales arcillosos que representan contenidos

similares, alrededor de 40% en peso aproximadamente. Adicionalmente se reveló la presencia de feldespatos sódicos o Plagioclasas, los cuales alcanzan el 15% en peso. (Ver figura 37 y 38).

En “otros” se agrupa otras fases cristalinas presentes en menor proporción o de baja cristalinidad que se encuentran enmascarados por los minerales mayoritarios, entre ellos están: Feldespato potásico, calcita y la posible presencia de Circón y Pirita.

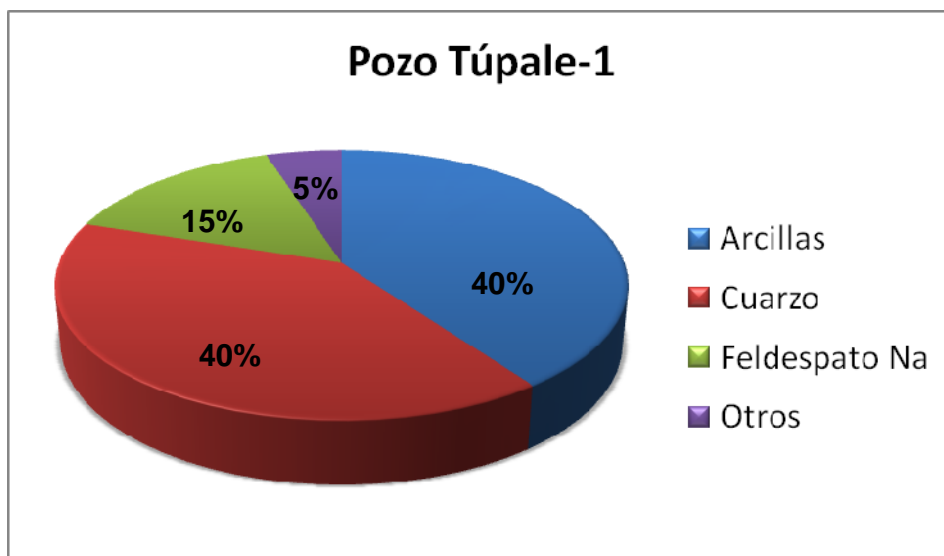
Los minerales arcillosos se caracterizaron a nivel de la fracción menor a 2 micras. Esta fracción se encuentra constituida por 20% en peso de cuarzo microcristalino y 80% en peso de minerales arcillosos aproximadamente. Los minerales arcillosos son principalmente clorita, caolinita, esmectita y material micáceo (Illita).

De acuerdo con los resultados obtenidos del DRX, el contenido de minerales arcillosos es significativo para utilizar estas muestras en pruebas posteriores.

En la figura 39 se presenta la prueba preliminar realizada con strain gages en la muestra de pozo Túpale-1, en la que se usó como fluido de prueba agua.

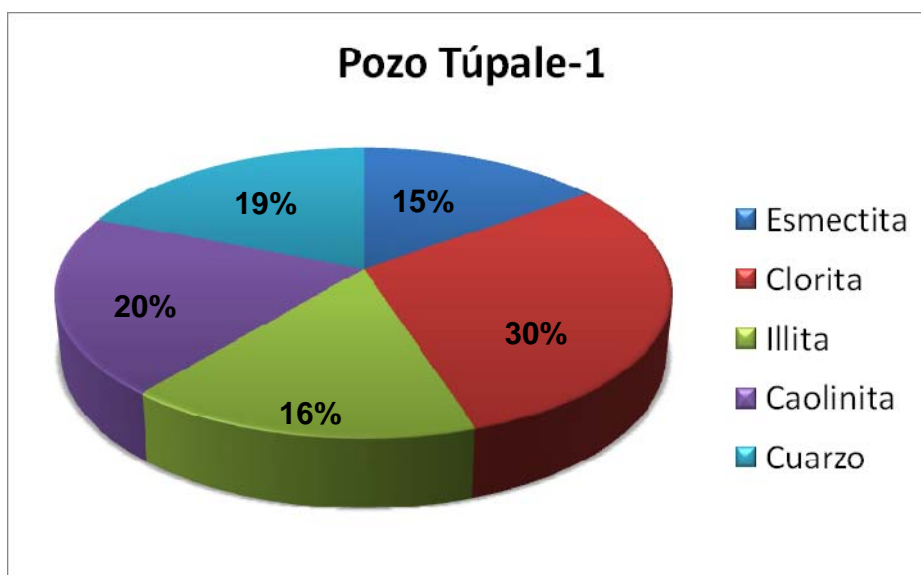
La prueba finalizó transcurridas 29 horas de ejecución. Como se observa en la figura 39 la tendencia de hinchamiento mostrada debido al contenido de minerales arcillosos, obtenida con los strain gages confirma los resultados del DRX. Por tal motivo la evaluación de los strain gages utilizando diferentes inhibidores se realizó con muestras del pozo Túpale-1 como se expone en el siguiente capítulo.

Figura 37. Composición total de la roca



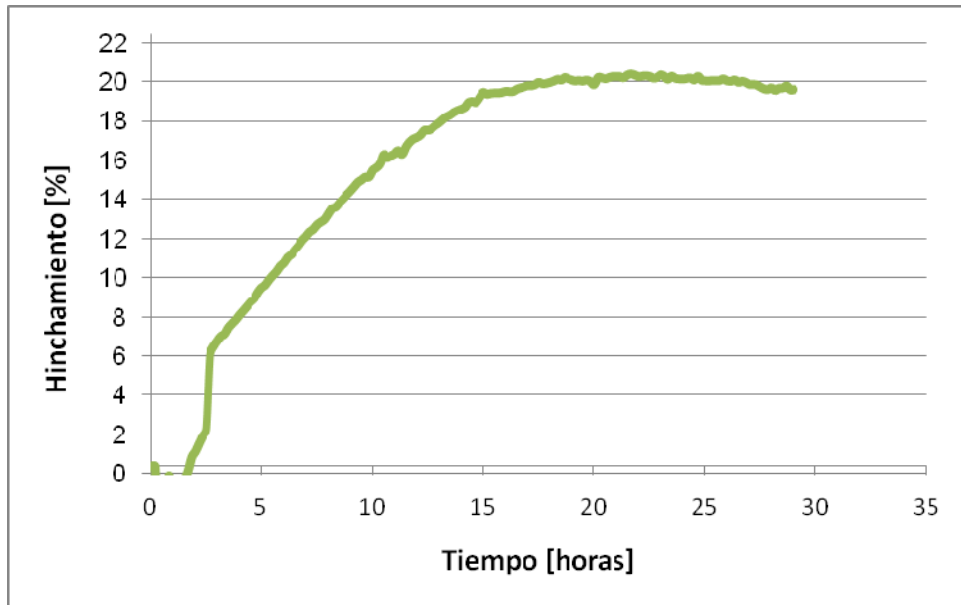
Fuente: Informe de Laboratorio de Difracción de Rayos X (DRX), del Instituto Colombiano del Petróleos ICP.

Figura 38. Composición fracción menor a 2 micras



Fuente: Informe de Laboratorio de Difracción de Rayos X (DRX), del Instituto Colombiano del Petróleos ICP.

Figura 39. Hinchamiento lineal en muestra del pozo Túpale-1



4. COMPORTAMIENTO DE LOS CORTES DE PERFORACION

4.1. GENERALIDADES

Las secciones perforadas que contienen arcillas, presentan problemas al contacto con los fluidos de perforación. La adición de inhibidores a los fluidos de perforación ayuda a mitigar este problema, por lo cual es de gran importancia conocer el inhibidor apropiado para utilizar en cada formación y la cantidad adecuada.

Las pruebas pre-liminares presentadas en el capítulo 3, mostraron que los strain gages miden la deformación sufrida por la roca al contacto con diferentes fluidos.

En este capítulo se van a presentar las pruebas realizadas con diferentes inhibidores y diferentes concentraciones, utilizando los strain gages como instrumento de medición del hinchamiento lineal.

En el capítulo anterior se mostraron los resultados que arrojó el DRX de los cavings pertenecientes al pozo Túpale-1 y se mostró la deformación presentada por la muestra al sumergirla en agua, utilizando como instrumento de medición los strain gages.

Ambos resultados mostraron el alto contenido de arcilla de esta muestra, por lo cual se decidió escoger estos cavings para la realización de las pruebas con diferentes inhibidores y diferentes concentraciones de estos.

Se escogió un lodo base, al cual se le agregaron los diferentes inhibidores. El lodo base estaba compuesto de:

- 350 cm³ de agua.
- 10 lpb de AQUAGEL.
- 4 lpb de PAC L.
- 0,5 lpb de PAC R.

En los anexos C, D y E se encuentran las fichas técnicas de los aditivos utilizados para crear este lodo base.

4.2. PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL CON DIFERENTES INHIBIDORES

Los problemas presentados durante la perforación debido al hinchamiento de arcillas, debe ser mitigado mediante el uso de inhibidores.

Actualmente existe una amplia gama de inhibidores de hinchamiento de arcillas, los cuales son escogidos principalmente mediante la prueba LSM mencionada en capítulos anteriores.

En este proyecto se realizó un estudio de la deformación presentada por las muestras al sumergirlas en lodos con diferentes inhibidores, con el fin de hallar el inhibidor adecuado para estas.

Los inhibidores escogidos para estas pruebas fueron:

- Cloruro de potasio.
- BORE HIB.
- CLAY SEAL.
- CLAY SEAL PLUS.

En los anexos F, G, H e I se encuentran las fichas técnicas de los inhibidores mencionados anteriormente.

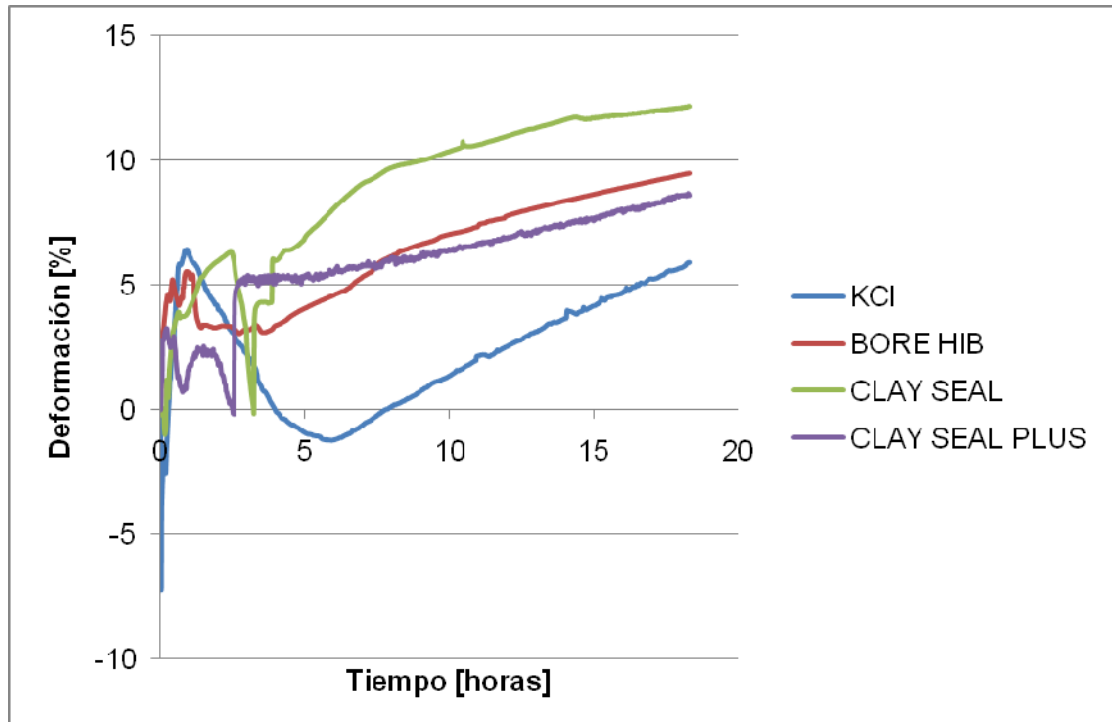
Las primeras pruebas se realizaron con el fin de observar cuál de estos cuatro inhibidores mitigaba el problema de hinchamiento de las arcillas. Para esto se prepararon cuatro lodos base y a cada uno se le agregó un inhibidor diferente, pero con una concentración parecida.

La concentración de inhibidor escogida para cada lodo fue la siguiente:

- Cloruro de potasio: 5 lpb.
- BORE HIB: 7 lpb.
- CLAY SEAL: 6 lpb.
- CLAY SEAL PLUS: 6 lpb.

En la figura 40 se pueden observar los resultados de estas pruebas. El menor hinchamiento se presentó al contacto con el KCl y el mayor con el CLAY SEAL PLUS.

Figura 40. Prueba de hinchamiento lineal utilizando diferentes inhibidores



4.3. PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL CON DIFERENTES CONCENTRACIONES DE INHIBIDORES

Actualmente, existen pruebas que permiten escoger el inhibidor adecuado a utilizar, para mitigar los problemas causados por las formaciones arcillosas. Para realizar estas pruebas se utilizan plugs reconstruidos a partir de cortes de perforación.

Esta reconstrucción hace que algunas propiedades de la roca cambien y posiblemente este cambio afecta la medición del hinchamiento, y puede hacer que la concentración de inhibidor escogida no sea la correcta; esta puede ser menor a la necesaria, lo cual resultaría en un fracaso en el proceso de inhibición de arcillas, o se puede estar agregando una concentración de inhibidor mucho mayor a la

necesaria para estabilizar la zona problemática, lo cual estaría causando pérdida de dinero.

A continuación se mostrarán las pruebas que se realizaron con los inhibidores escogidos, pero utilizando diferentes concentraciones, esto con el fin de analizar la cantidad de inhibidor necesaria para evitar el hinchamiento de las arcillas.

4.3.1. Pruebas con cloruro de potasio. Se realizaron cinco pruebas utilizando diferentes concentraciones de KCl.

Las concentraciones escogidas fueron las siguientes:

- 2.5 lpb.
- 5 lpb.
- 10 lpb.
- 20 lpb.
- 30 lpb.

En las figuras 41 a 45 se muestran los resultados obtenidos de estas pruebas.

Figura 41. Concentración de KCl de 2.5 lpb

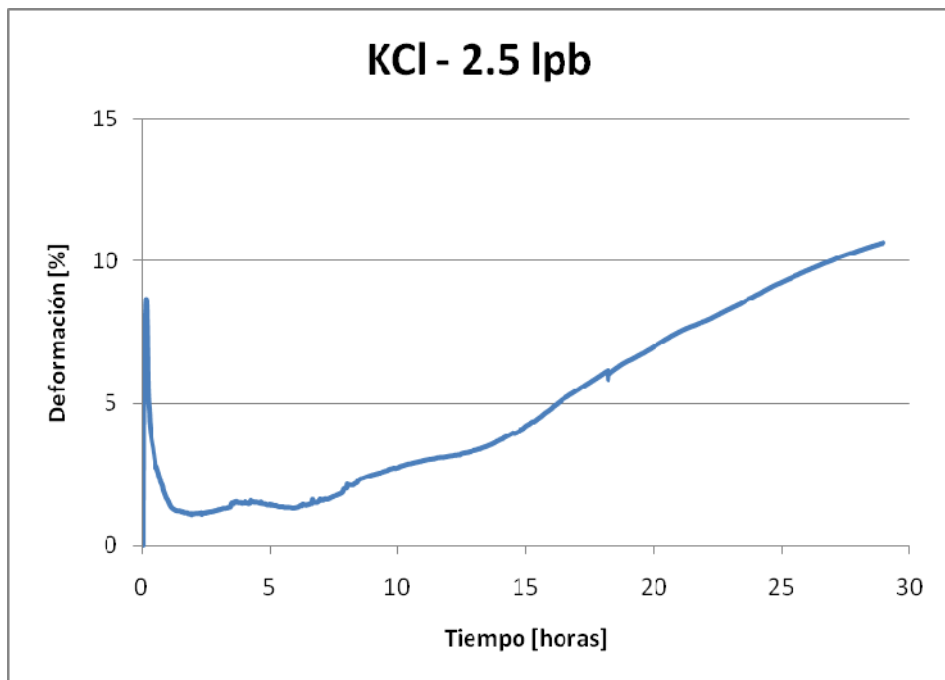


Figura 42. Concentración de KCl de 5 lpb

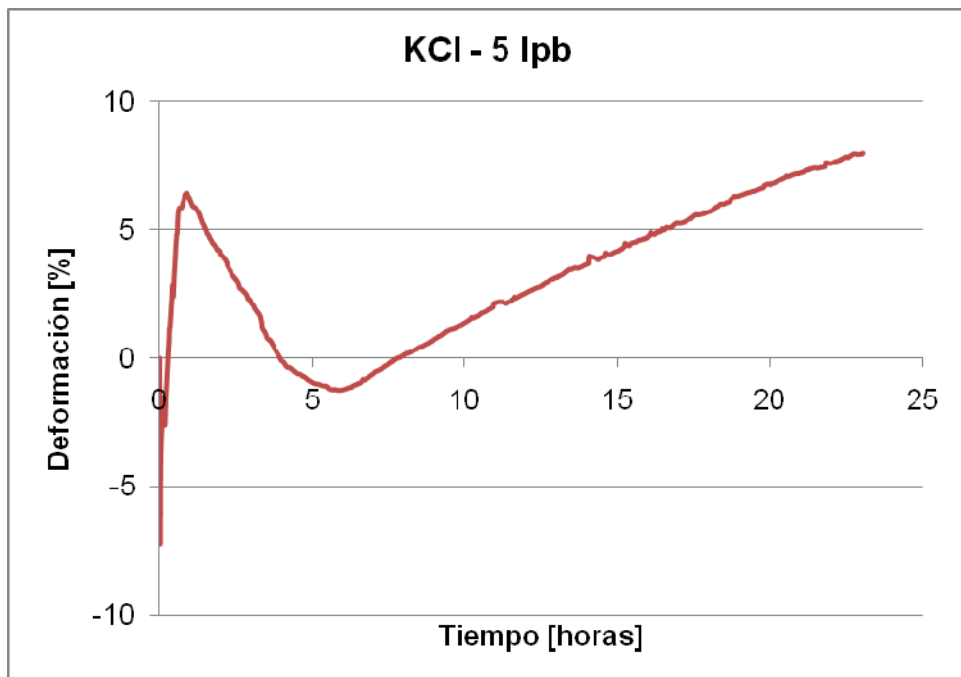


Figura 43. Concentración de KCl de 10 lpb

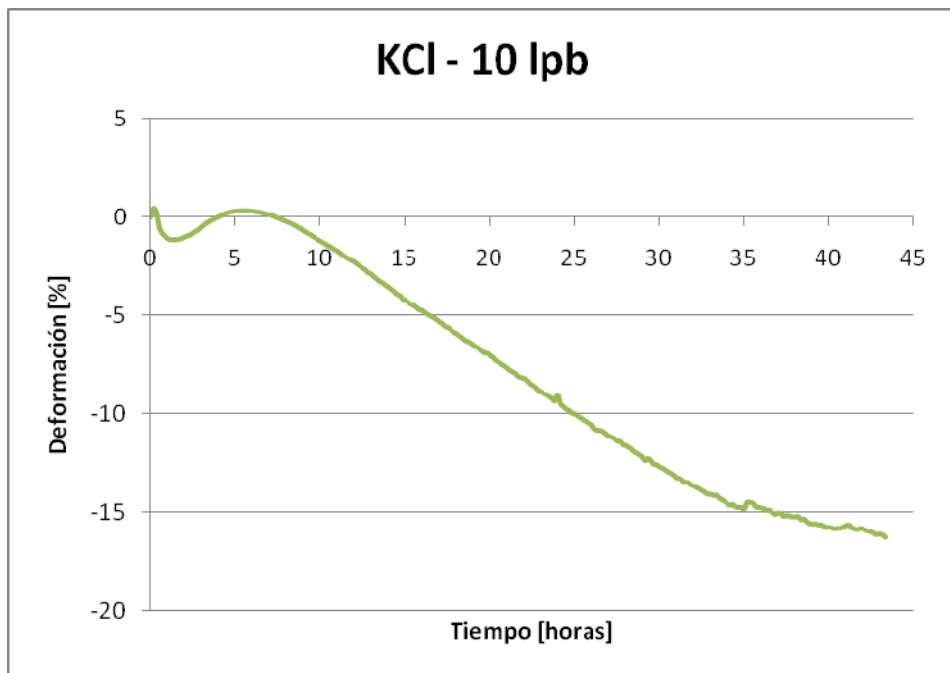


Figura 44. Concentración de KCl de 20 lpb

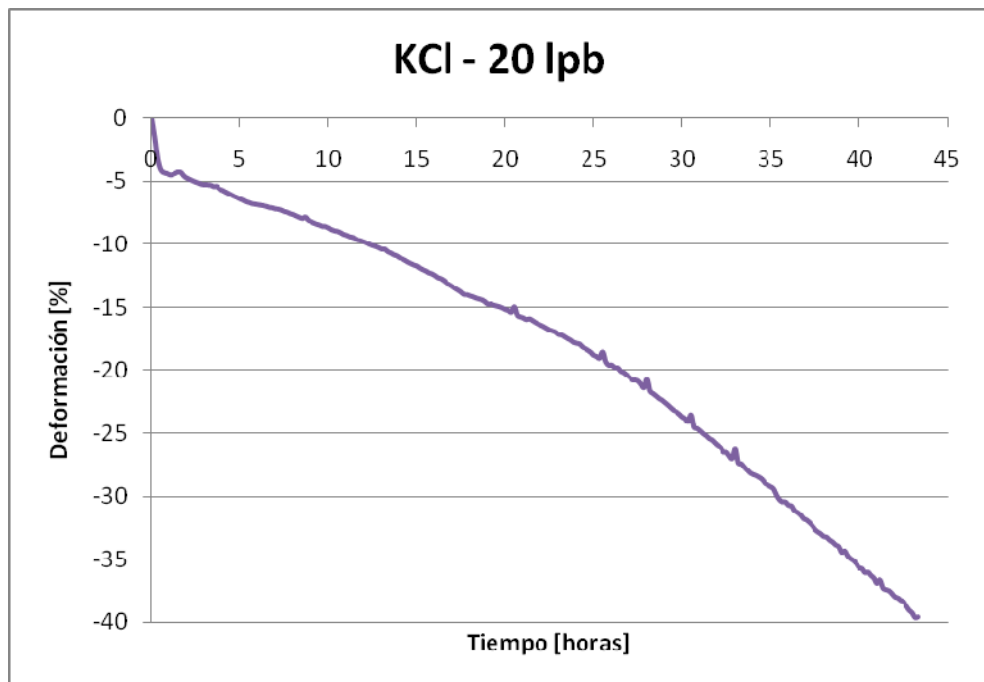
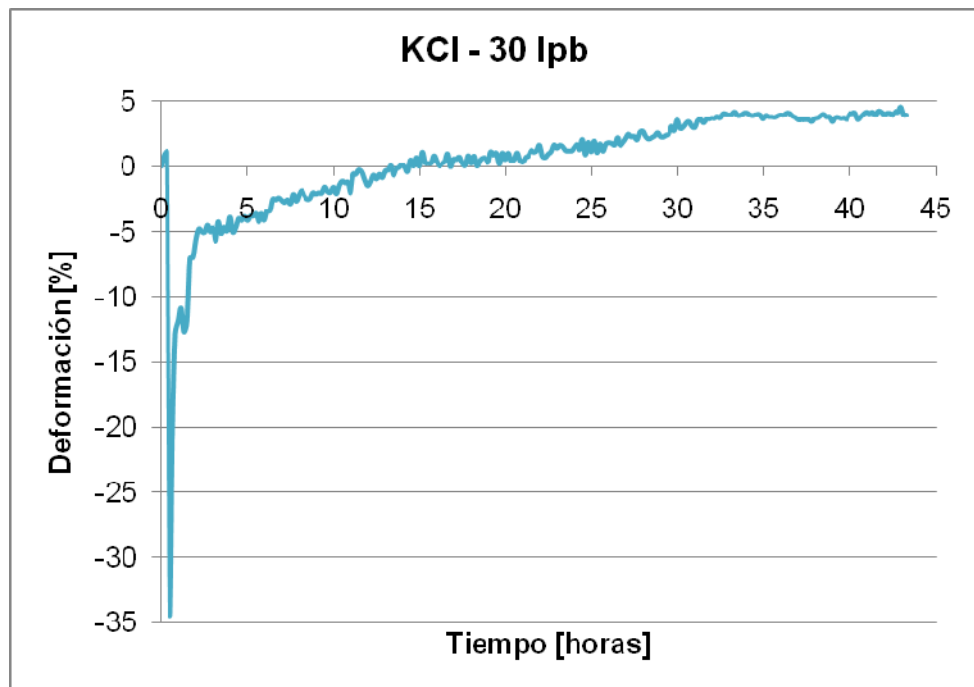


Figura 45. Concentración de KCl de 30 lpb



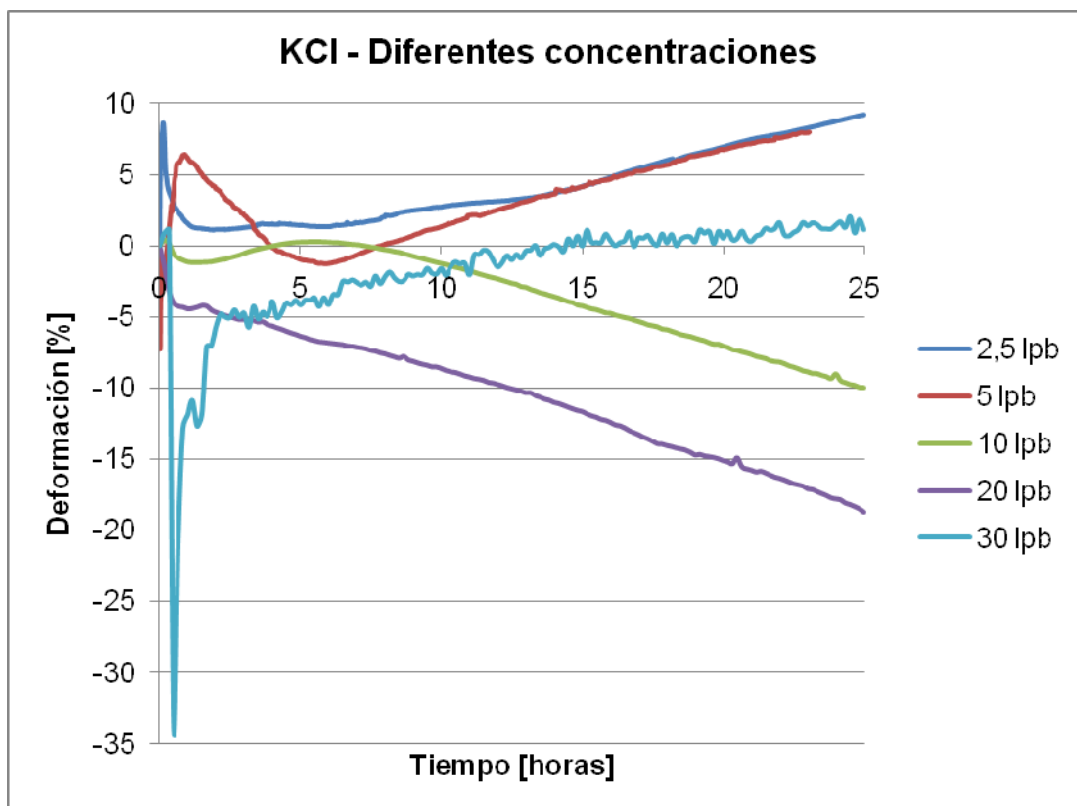
En la figura 46 se compara la deformación sufrida por las muestras al contacto con las diferentes concentraciones de KCl.

Como se puede observar en la figura 46, a mayor concentración de inhibidor menor hinchamiento de las muestras.

La prueba realizada con una concentración de 30 lpb de KCl no cumple con lo dicho anteriormente, esto se debe a que la concentración de KCl a utilizar depende de la actividad de la lutita.

Concentraciones demasiado altas pueden aumentar la posibilidad de problemas de inestabilidad al generarse eventualmente esfuerzos tensiles, es decir, aumenta la presión de hinchamiento.

Figura 46. Diferentes concentraciones de KCl



4.3.2. Pruebas con BORE HIB. Se llevaron a cabo seis pruebas utilizando tres concentraciones de BORE HIB. Con cada concentración se realizaron dos pruebas, con el fin de mirar la repetibilidad de los resultados.

Las concentraciones escogidas fueron las siguientes:

- 2% por barril.
- 3% por barril.
- 4% por barril.

En las figuras 47 a 52 se muestran los resultados obtenidos.

Figura 47. Concentración de BORE HIB de 2% por barril

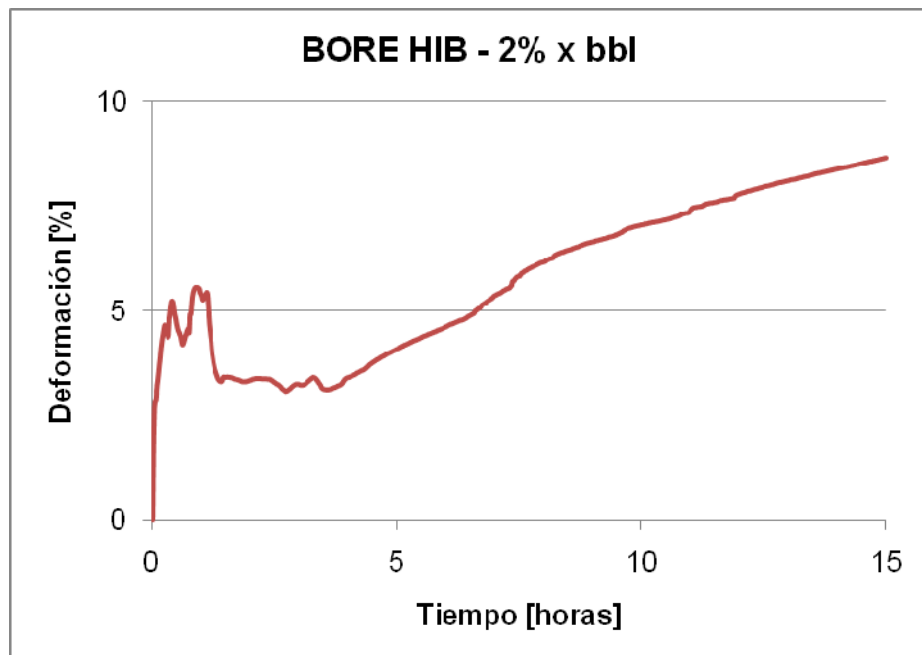


Figura 48. Concentración de BORE HIB de 2% por barril

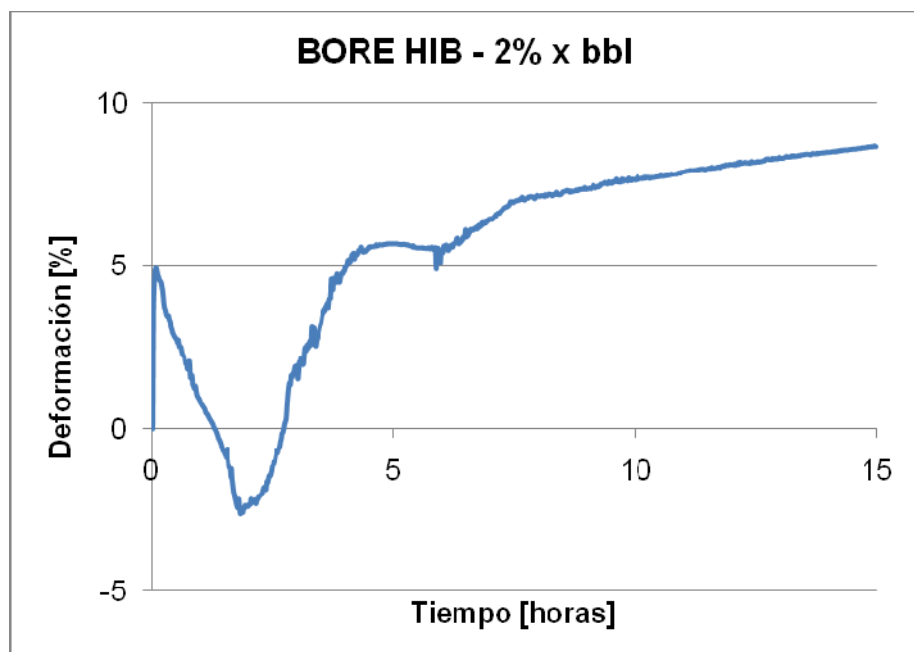


Figura 49. Concentración de BORE HIB de 3% por barril

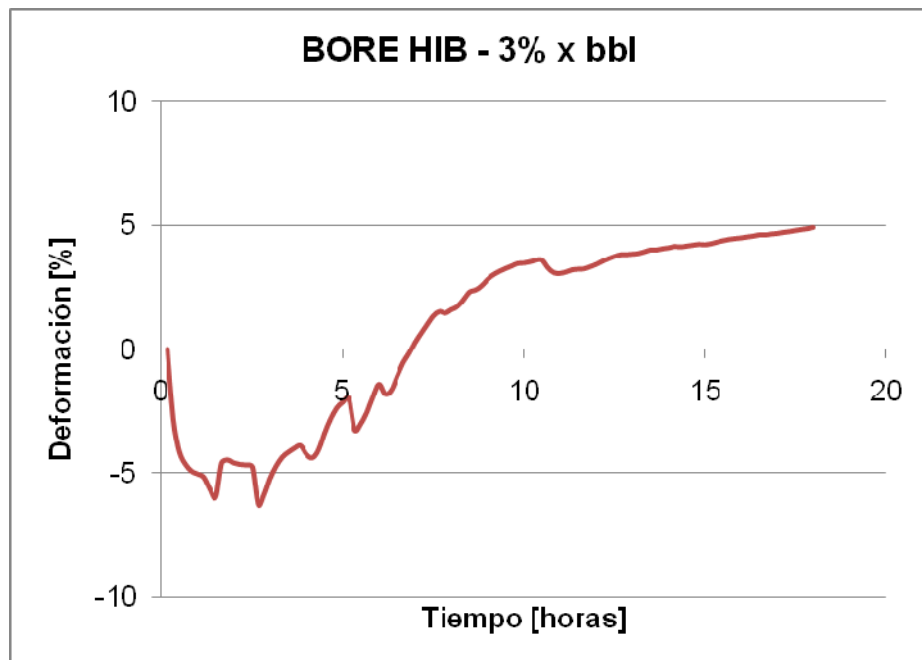


Figura 50. Concentración de BORE HIB de 3% por barril

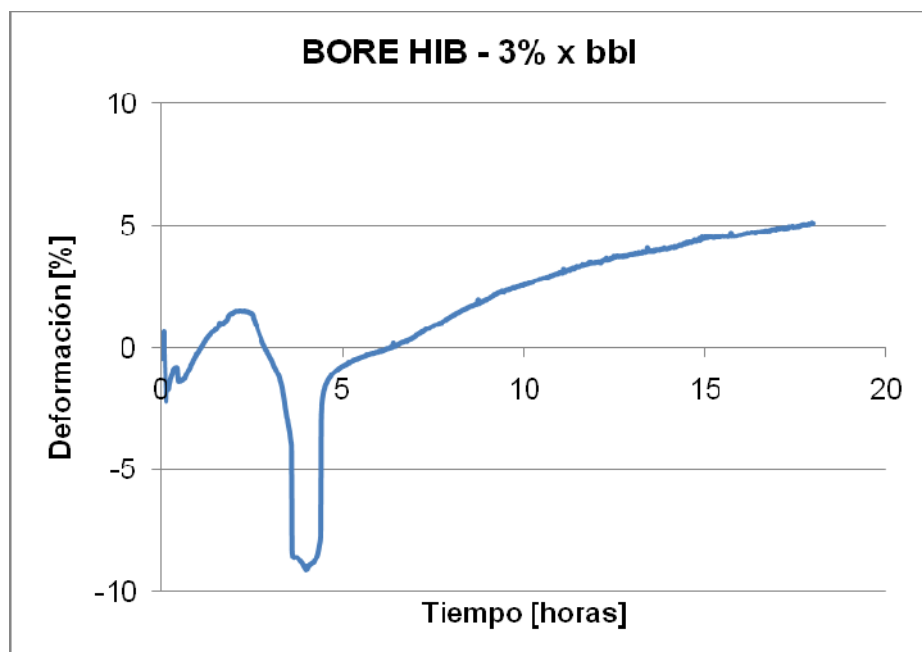


Figura 51. Concentración de BORE HIB de 4% por barril

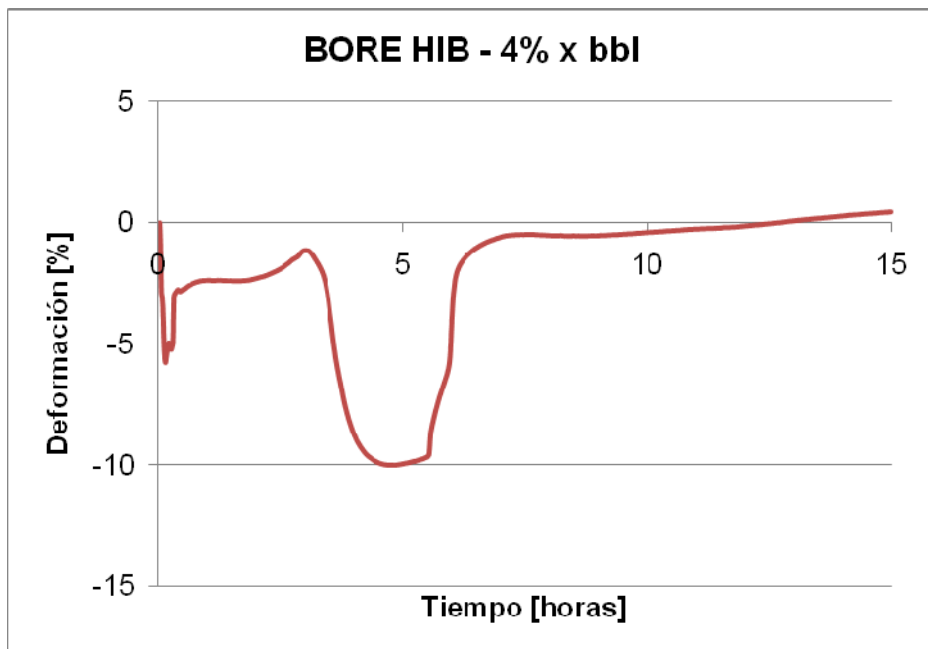
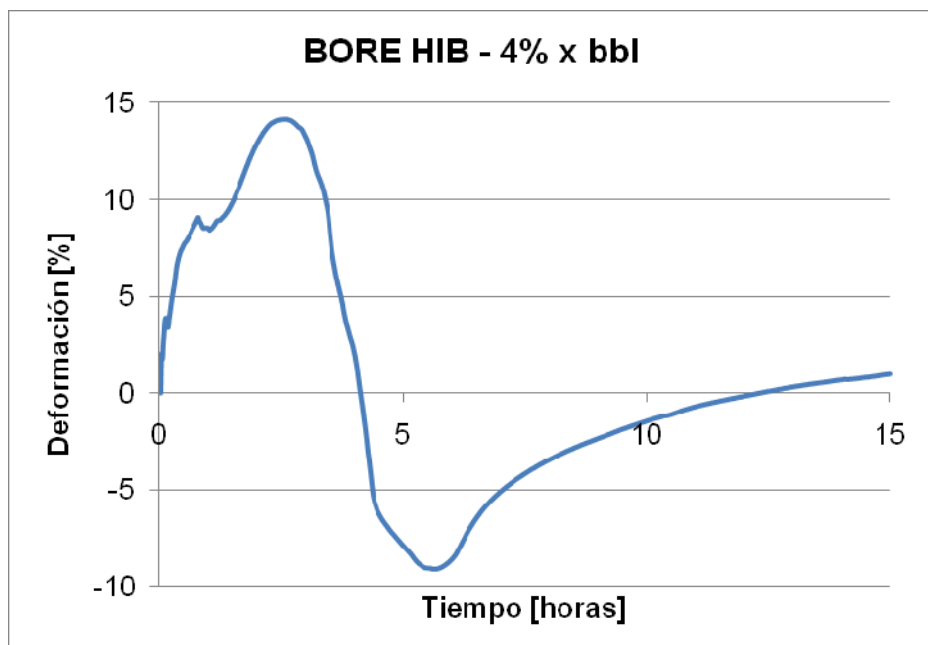


Figura 52. Concentración de BORE HIB de 4% por barril



En la mayoría de pruebas el inhibidor cumplió con su función de evitar el hinchamiento de las arcillas aproximadamente durante las primeras cinco horas. Luego de este tiempo las muestras empiezan a mostrar una deformación positiva.

En las figuras 53 a 55, se muestran las curvas comparativas de hinchamiento lineal para cada concentración de BORE HIB utilizada.

Luego de comparar las pruebas realizadas con la misma concentración de inhibidor, se puede concluir que las tendencias no son exactamente iguales, pero presentan una gran similitud después de la quinta hora.

En la figura 56 se compara la deformación sufrida por las muestras al contacto con las diferentes concentraciones de BORE HIB.

Figura 53. Comparación de la concentración de BORE HIB de 2% por barril

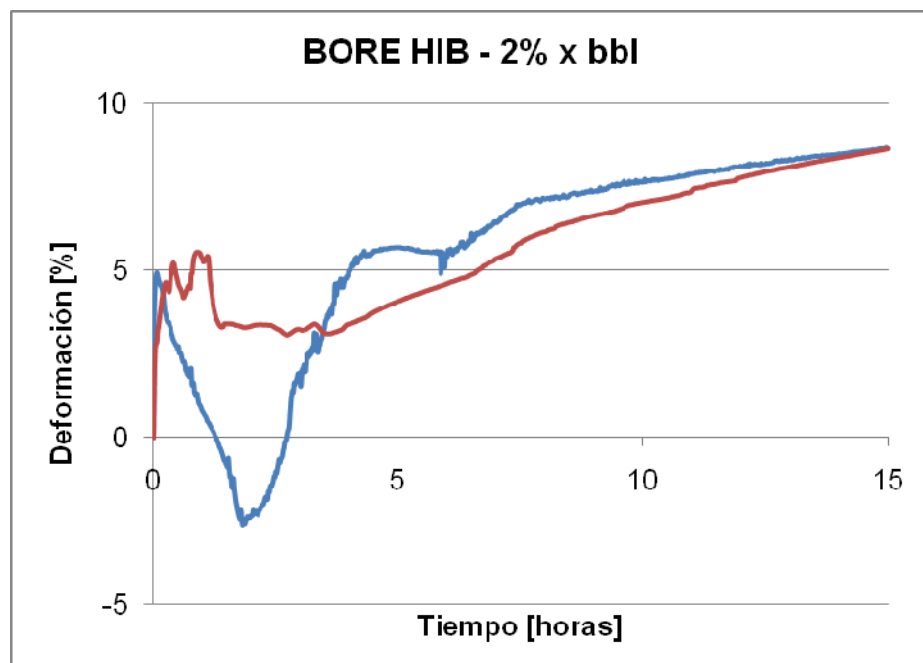


Figura 54. Comparación de la concentración de BORE HIB de 3% por barril

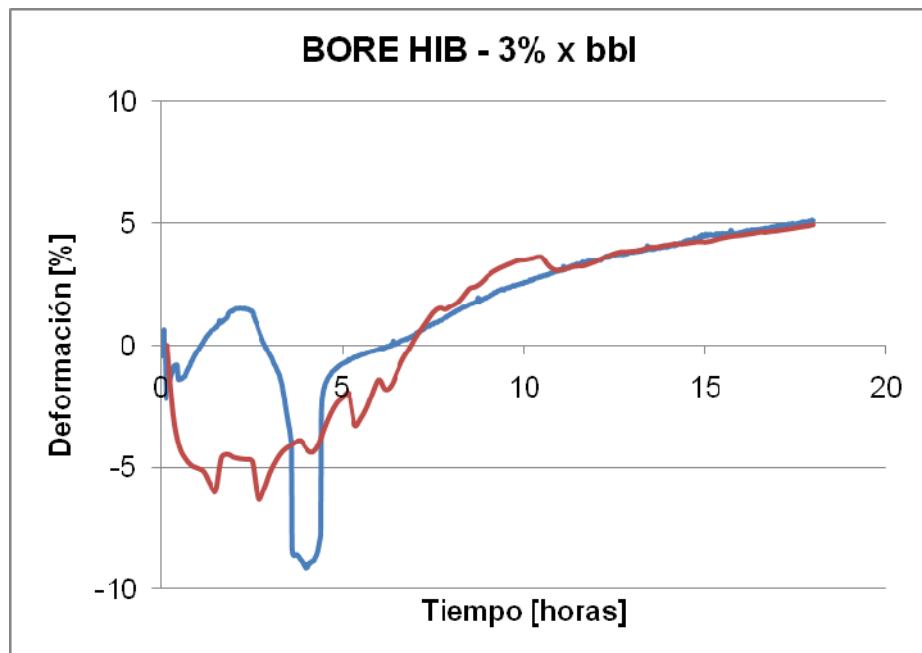


Figura 55. Comparación de la concentración de BORE HIB de 4% por barril

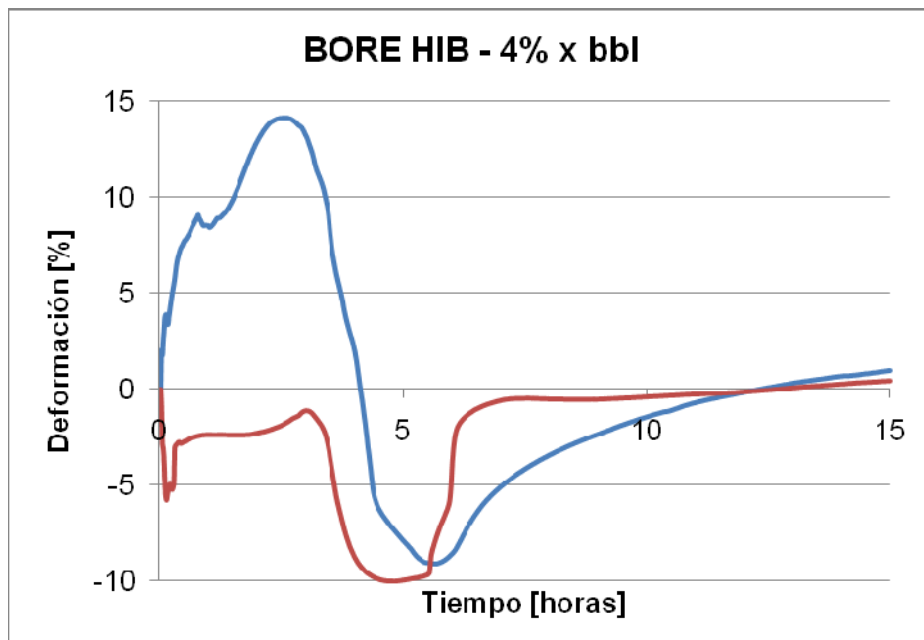
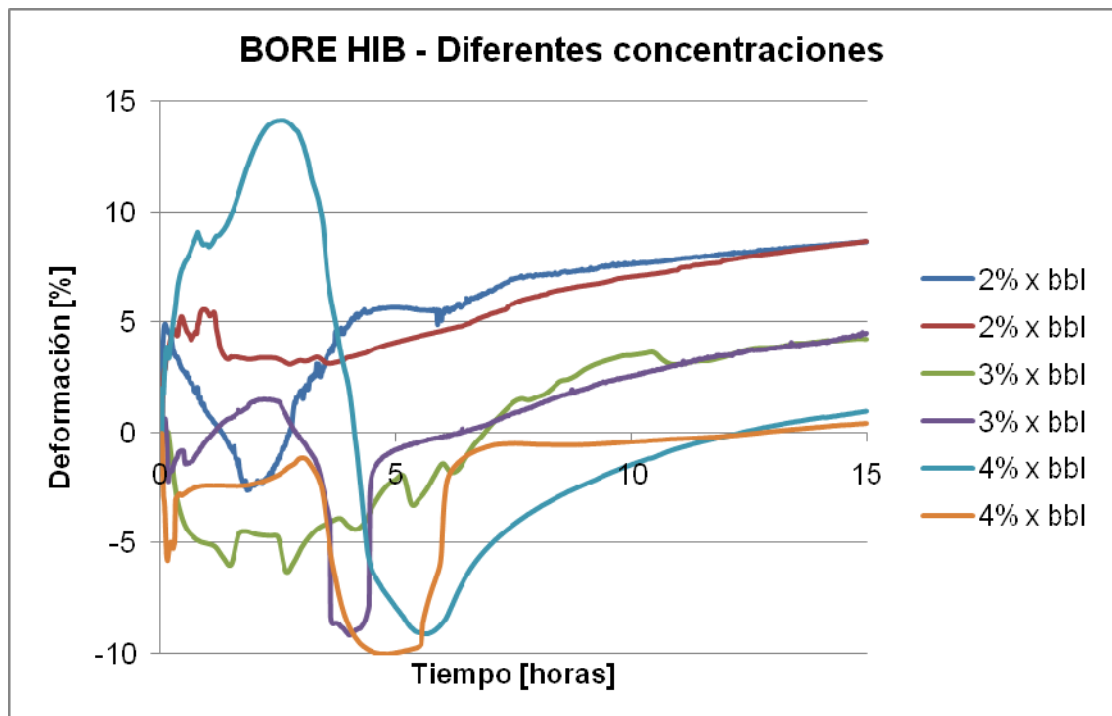


Figura 56. Diferentes concentraciones de BORE HIB



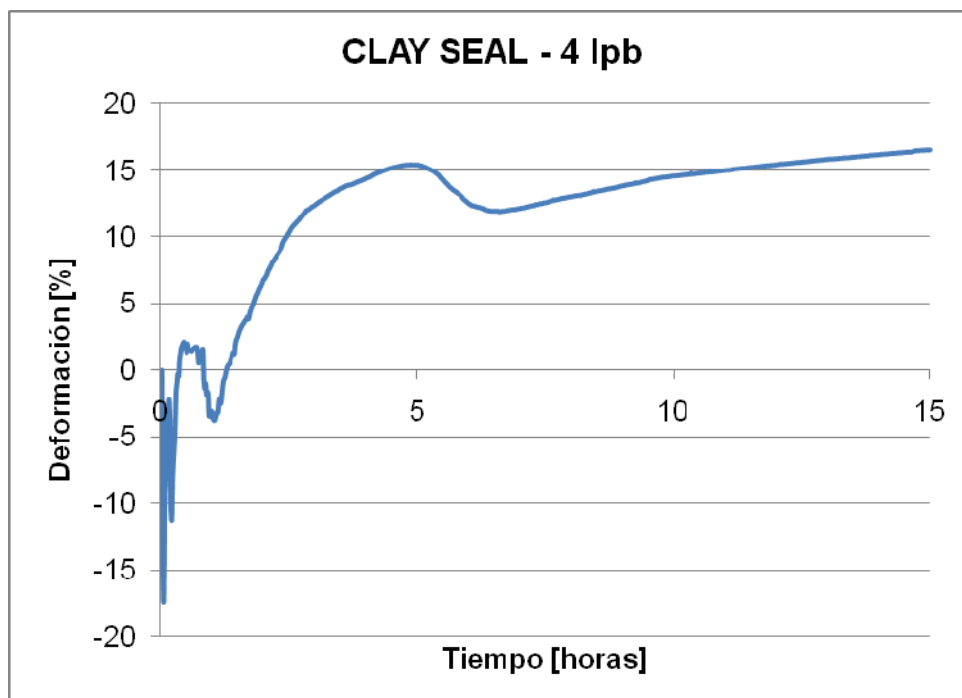
4.3.3. Pruebas con CLAY SEAL. Se realizaron tres pruebas utilizando diferentes concentraciones de CLAY SEAL.

Las concentraciones escogidas fueron las siguientes:

- 4 lpb.
- 6 lpb.
- 8 lpb.

En las figuras 57 a 59 se muestran los resultados obtenidos.

Figura 57. Concentración de CLAY SEAL de 4 lpb



Para inhibir el hinchamiento de las arcillas se necesita una gran cantidad de CLAY SEAL, ya que con una concentración de 4 y 6 lpb, las muestras presentaron una deformación positiva.

Por otro lado, a una concentración de 8 lpb de CLAY SEAL el hinchamiento es inhibido durante las primeras cinco horas, al igual que sucedió con el inhibidor BORE HIB.

Figura 58. Concentración de CLAY SEAL de 6 lpb

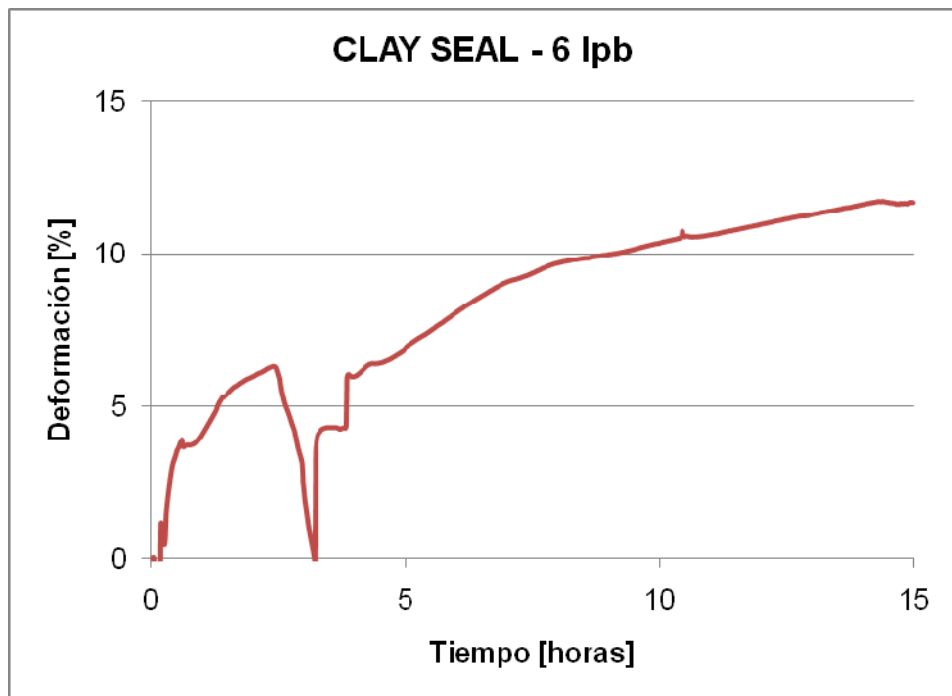
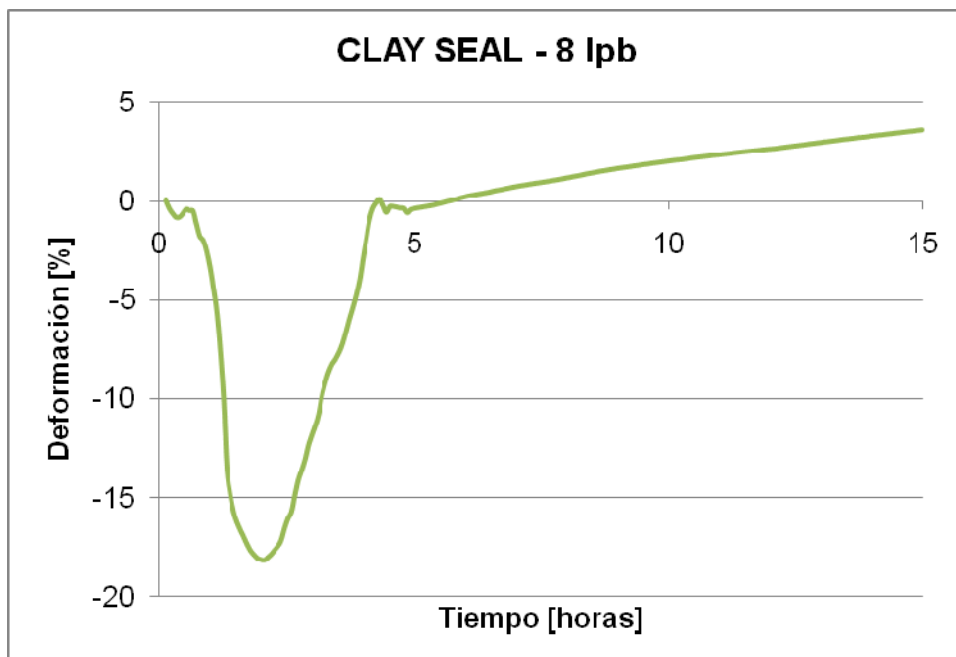
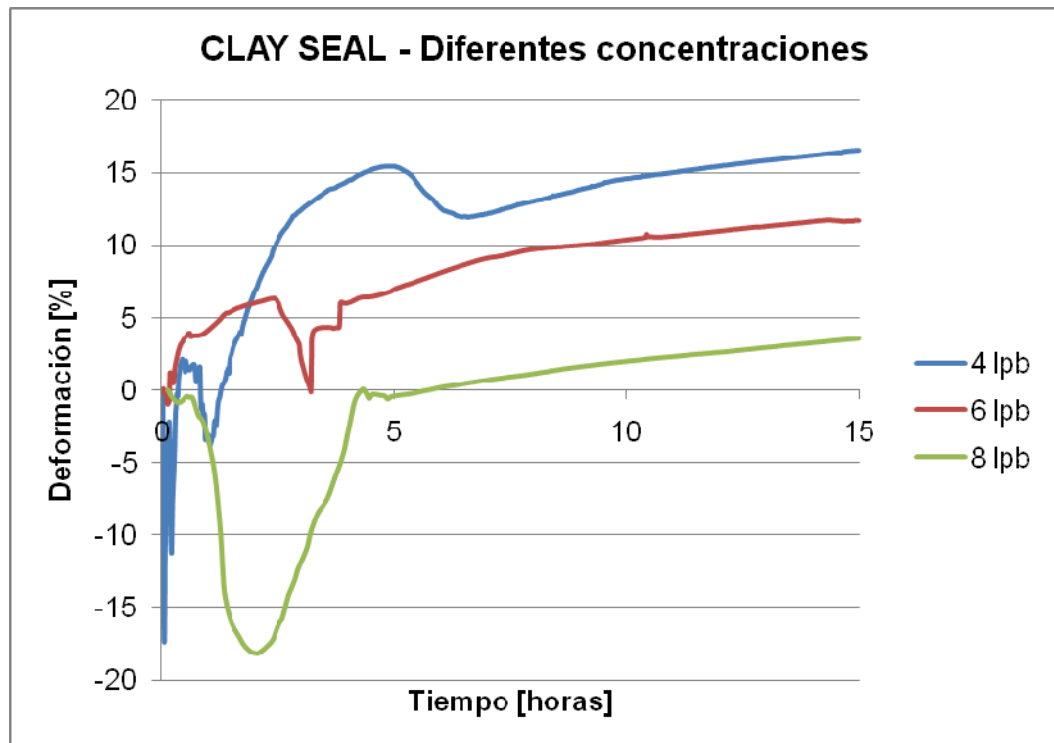


Figura 59. Concentración de CLAY SEAL de 8 lpb



En la figura 60 se compara la deformación presentada por las muestras al contacto con las diferentes concentraciones de inhibidor.

Figura 60. Diferentes concentraciones de CLAY SEAL



Luego de comparar las deformaciones de las muestras sumergidas en los lodos con diferentes concentraciones de inhibidor, se puede observar que a mayor concentración de inhibidor menor hinchamiento presentan las muestras.

4.3.4. Pruebas con CLAY SEAL PLUS.

Se realizaron tres pruebas utilizando diferentes concentraciones de CLAY SEAL PLUS.

Las concentraciones escogidas fueron las siguientes:

- 5 lpb.
- 6 lpb.
- 7 lpb.

En las figuras 61 a 63 se muestran los resultados obtenidos.

Figura 61. Concentración de CLAY SEAL PLUS de 5 lpb

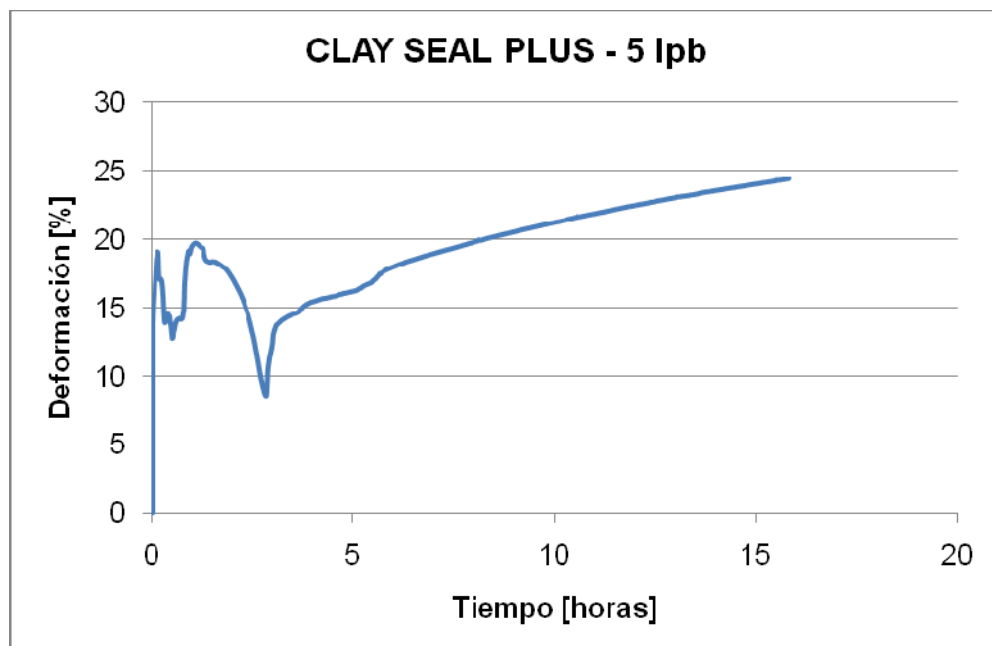


Figura 62. Concentración de CLAY SEAL PLUS de 6 lpb

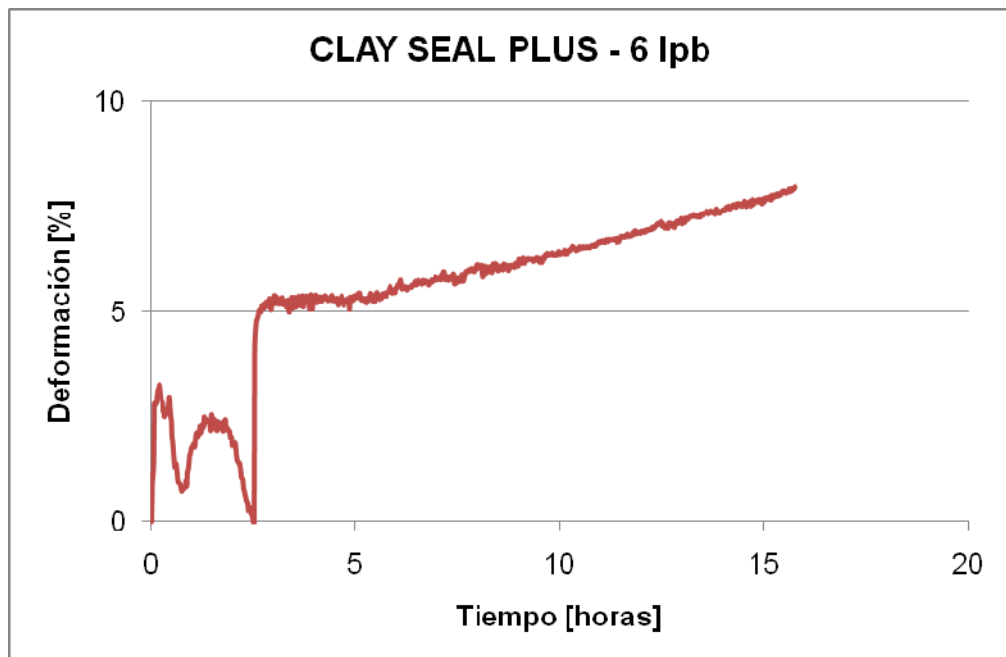
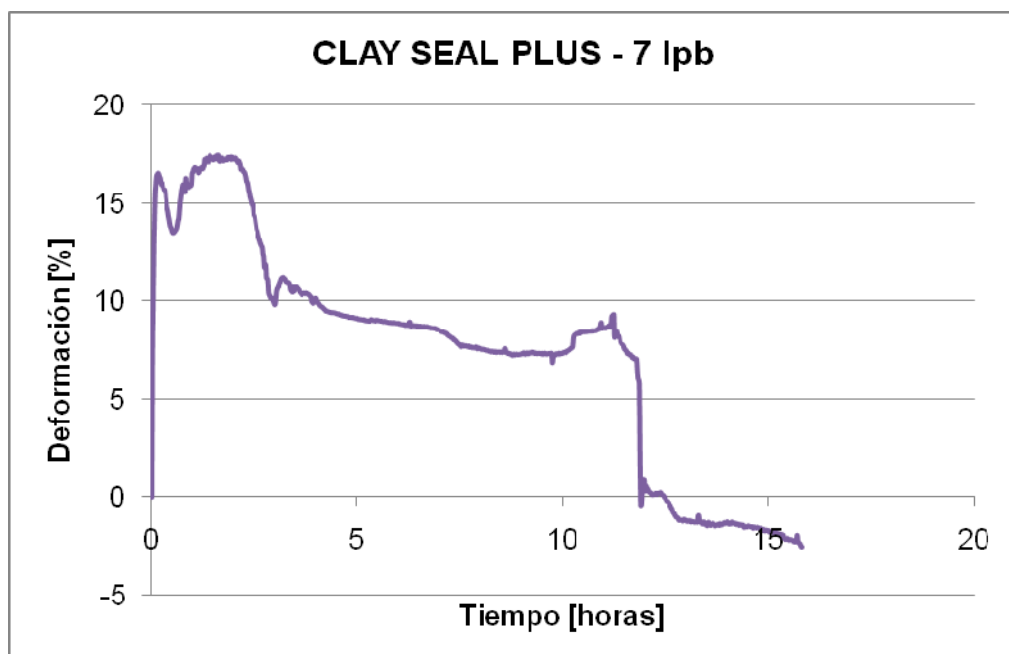


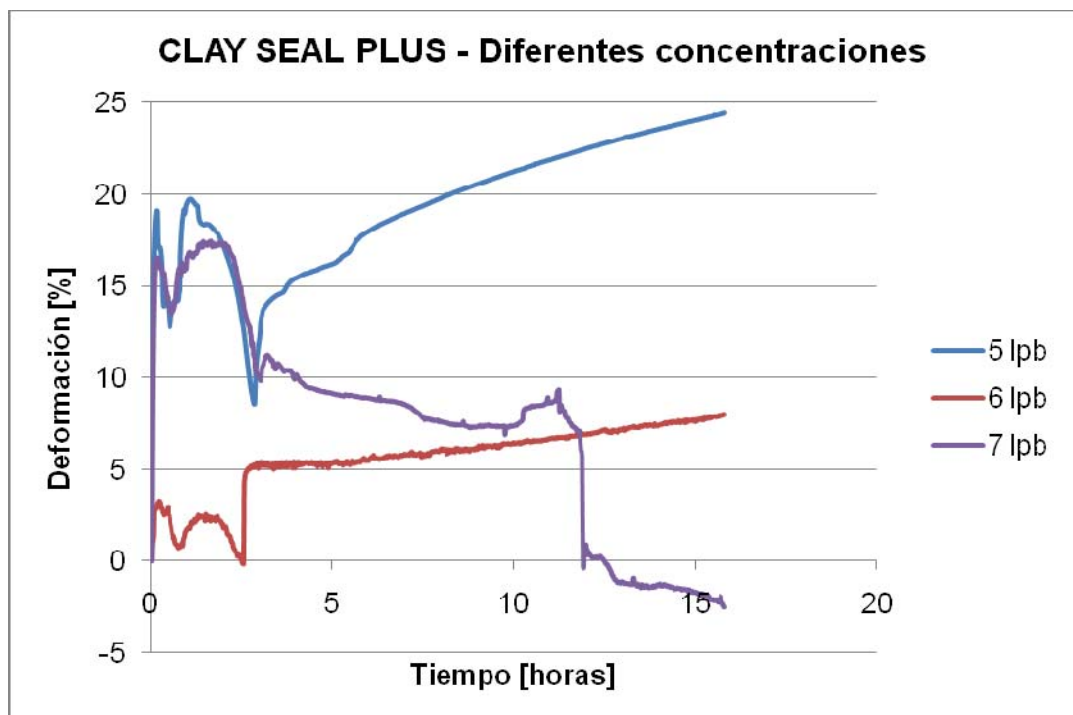
Figura 63. Concentración de CLAY SEAL PLUS de 7 lpb



Según los resultados mostrados en las figuras, el CLAY SEAL PLUS no es el inhibidor adecuado para este tipo de muestras, ya que aunque se usó una concentración alta, como es la de 7 lpb, la inhibición se presentó luego de las doce horas.

En la figura 64 se compara la deformación obtenida por las muestras al contacto con las diferentes concentraciones de inhibidor.

Figura 64. Diferentes concentraciones de CLAY SEAL PLUS



Luego de comparar las deformaciones presentadas por las muestras con las diferentes concentraciones de CLAY SEAL PLUS, se puede observar que a mayor concentración de inhibidor, menor hinchamiento presentan las arcillas.

Durante las pruebas realizadas con los diferentes inhibidores y las diferentes concentraciones de estos, la mayoría de muestras utilizadas presentaron alto grado de desintegración, lo cual puede deberse al alto contenido de arcilla presente, por esto se debe tener especial cuidado en la manipulación de las muestras para realizar las pruebas.

5. METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL HINCHAMIENTO LINEAL EN CORTES DE PERFORACION MEDIANTE EL USO DE STRAIN GAGES

5.1. GENERALIDADES

Durante los capítulos anteriores se ha explicado el comportamiento de las arcillas al contacto con los fluidos de perforación, los problemas que causan el hinchamiento de estas arcillas, las soluciones que se les ha dado a estos problemas, las pruebas usadas para medir el hinchamiento lineal de las arcillas y poder escoger los inhibidores apropiados y la cantidad adecuada de estos. Por otro lado, se mostraron los resultados obtenidos con las pruebas de hinchamiento lineal que se hicieron utilizando como instrumento de medición los strain gages.

La medición mediante el uso de strain gages fue un tema abordado por Martin Chenevert en los 70's, pero los documentos encontrados acerca de este tema no explican una metodología específica en la cual se pueda observar la preparación de la muestra para el pegado de los strain gages, y en general la manera de medir la deformación con este instrumento.

Durante la realización de este proyecto se tuvieron en cuenta aspectos como la preparación previa de la muestra, el pegado de los strain gages, el recubrimiento de estos y la medición de la deformación.

Los aspectos mencionados fueron modificados varias veces, con el fin de probar cuáles eran relevantes y cuáles no.

Al final de las modificaciones se obtuvo una metodología para la medición del hinchamiento lineal en cortes de perforación mediante el uso de strain gages que se explicara a continuación.

5.2. METODOLOGÍA

La metodología planteada, se puede dividir en cuatro secciones principales:

- a) Preparación de la muestra.
- b) Pegado del strain gage a la muestra.
- c) Medición del hinchamiento lineal.
- d) Interpretación de los resultados.

5.2.1. Preparación de la muestra.⁸

1. Tomar un corte de perforación de la formación a analizar.
2. Tener en cuenta las dimensiones mínimas que debe tener esta muestra, ya que las dimensiones de los strain gages son de 5x7 mm, por lo cual una de las superficies de la muestra debe tener dimensiones mayores a las del strain gage. (Ver figura 65).

Figura 65. Cavings del pozo Túpale-1



3. Escoger el lado por el cual se va a pegar el strain gage.
4. Lijar el lado escogido, teniendo especial cuidado en no ir a fracturar o desintegrar la muestra. El lado lijado debe quedar lo más liso posible. (Ver figura 66).
5. Demarcar con un lapicero el espacio donde se va a pegar el strain gage.
6. Recubrir la muestra con cinta, dándole 3 vueltas a la muestra, para que la capa de cinta alrededor de esta sea gruesa.
7. Quitar la cinta del área demarcada. (Ver figura 67).

Figura 66. Muestras lijadas



Figura 67. Muestras recubiertas con cinta



5.2.2. Pegado del strain gage a la muestra.⁸

1. Preparar el epóxico que se va a aplicar en el área demarcada.

El epóxico usado para este proyecto fue el M-Bond AE-10. (En el anexo J se encuentra la ficha técnica).

Para preparar el epóxico se debe:

- Agregar 2 gramos de epóxico en un recipiente vacío y mezclar con una gota de "Curing Agent 10".
- Mezclar durante aproximadamente cinco minutos.

El epóxico se debe conservar en un lugar fresco.

2. Aplicar el epóxico en el área demarcada y dejar secar por una hora a temperatura ambiente ($\approx 24^{\circ}\text{C}$).
3. Preparar nuevamente el epóxico y aplicar una segunda capa, dejando secar por una hora a temperatura ambiente.
4. Lijar el epóxico ya seco con el fin de que esta capa quede a la misma altura de la capa de cinta que recubre la muestra. (Ver figura 68).

5. Preparar el epóxico y aplicar una capa delgada sobre el strain gage por el lado opaco de este.
6. Adherir el strain gage en el área demarcada y asegurarlo con plástico y suficiente cinta. (Ver figura 69)
7. Dejar secar por una hora a temperatura ambiente.
8. Retirar la cinta que asegura el strain gage y la cinta que recubre la muestra. (Ver figura 70).
9. Soldar los cables al strain gage. (Figura 71).

Figura 68. Muestras con epóxico en las áreas demarcadas



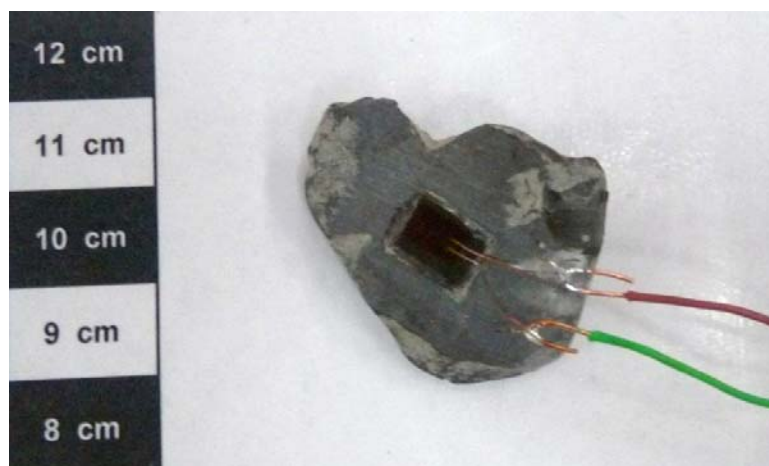
Figura 69. Strain gages adheridos a la superficie demarcada



Figura 70. Strain gage adherido, sin ninguna protección

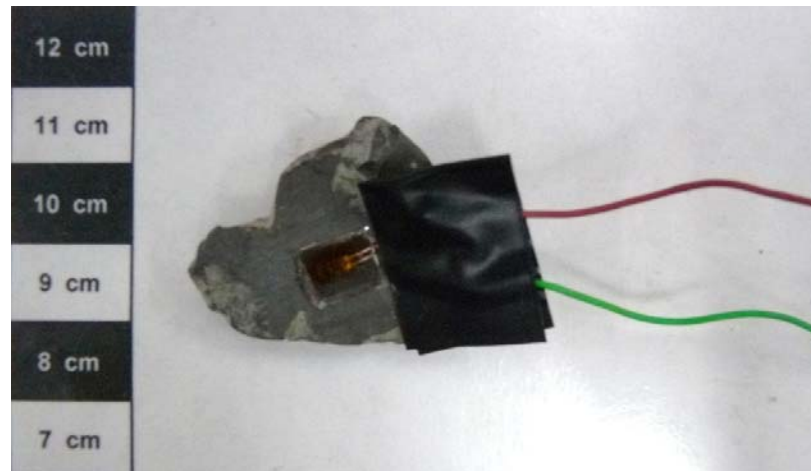


Figura 71. Strain gage soldado a los cables



10. Recubrir la parte soldada con cinta negra, para evitar un posible corto o desprendimiento al contacto con los fluidos. (Ver figura 72).

Figura 72. Recubrimiento de las partes soldadas



5.2.3. Medición del hinchamiento lineal.

El equipo utilizado para medir el cambio de resistencia presentado por los strain gages es el adquisidor de datos Agilent 34970.

1. Encender el Agilent 34970 (adquisidor de datos), junto con el computador que guardará los datos leídos por este adquisidor.
2. Conectar los cables del adquisidor a los cables de los strain gages, teniendo en cuenta que las dos pinzas rojas deben ir conectadas en un cable del strain gage y las dos pinzas negras conectadas al otro cable del strain gage. (Ver figura 73)
3. Ubicar las muestras en un recipiente limpio y vacío.

4. Abrir el software BenchLink Data Logger y programarlo para que lea la resistencia de los strain gages.
5. Realizar las siguientes acciones:
 - Ir a la pestaña “*Configure Channels*”. (Ver figura 74)
 - a. Seleccionar el canal a utilizar.
 - b. En “*Function*” seleccionar “*Four-Wire Ohms*”.
 - c. En “*Range*” seleccionar “*1K*”.
 - d. En “*Res*” seleccionar “*6.5*”.
 - Ir a la pestaña “*Scan and Log Data*”. (Ver figuras 75 y 76)
 - e. En la sección “*Scan Control*” oprimir el botón para seleccionar los intervalos de tiempo entre cada medición.
 - f. En la sección “*Data Control*” oprimir el botón para seleccionar la ubicación en la cual se van a guardar las mediciones.
 - g. Oprimir el botón “*Start/Stop*” para iniciar la prueba.
 - En la pestaña “*Quick Graph*” se muestra el cambio de resistencia vs tiempo. (Ver figura 77)
6. Adicionar el fluido de prueba en el recipiente con la muestra.

Figura 73. Conexión de los cables al strain gage



Figura 74. Pestaña "Configure Channels"

OCTUBRE 13 - BenchLink Data Logger 3

Configuration Data Tools Help

Configuration: 34970A : Scan Mode: Inactive

Status: OCTUBRE 13 1 Connected

Experience BenchLink Data Logger Pro ...

Configure 34970As

Channels

Enable Channel

Scan Name Function Range Res

Measurement

More Scale Gain (M) Offset(B) Label

Scaling (Mx + B)

Test Low High Alarm Limits

HW/Alarm More

Channels	Enable Channel	Scan Name	Function	Range	Res	More	Scale	Gain (M)	Offset(B)	Label	Test	Low	High	Alarm Limits
1. GPIB0:20:INSTR														
34901A														
101	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
102	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
103	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
104	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
105	<input checked="" type="checkbox"/>		Four-Wire Ohms	1 K	6.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	DHM	Off 0	1	Alarm 1	...
106	<input type="checkbox"/>		Four-Wire Ohms	1 K	6.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	DHM	Off 0	1	Alarm 1	...
107	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
108	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
109	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
110	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
111	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
112	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
113	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
114	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
115	<input type="checkbox"/>		Four-Wire Ohms	1 K	6.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	DHM	Off 0	1	Alarm 1	...
116	<input type="checkbox"/>		Four-Wire Ohms	1 K	6.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	DHM	Off 0	1	Alarm 1	...
117	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
118	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
119	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
120	<input type="checkbox"/>		DC Voltage	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	VDC	Off 0	1	Alarm 1	...
121	<input type="checkbox"/>		DC Current	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	ADC	Off 0	1	Alarm 1	...
122	<input type="checkbox"/>		DC Current	Auto	5.5	...	<input type="checkbox"/>	1	0	ADC	Off 0	1	Alarm 1	...
Computed Channel														
Add														

Figura 75. Pestaña “Scan and Log Data”, sección “Scan Control”

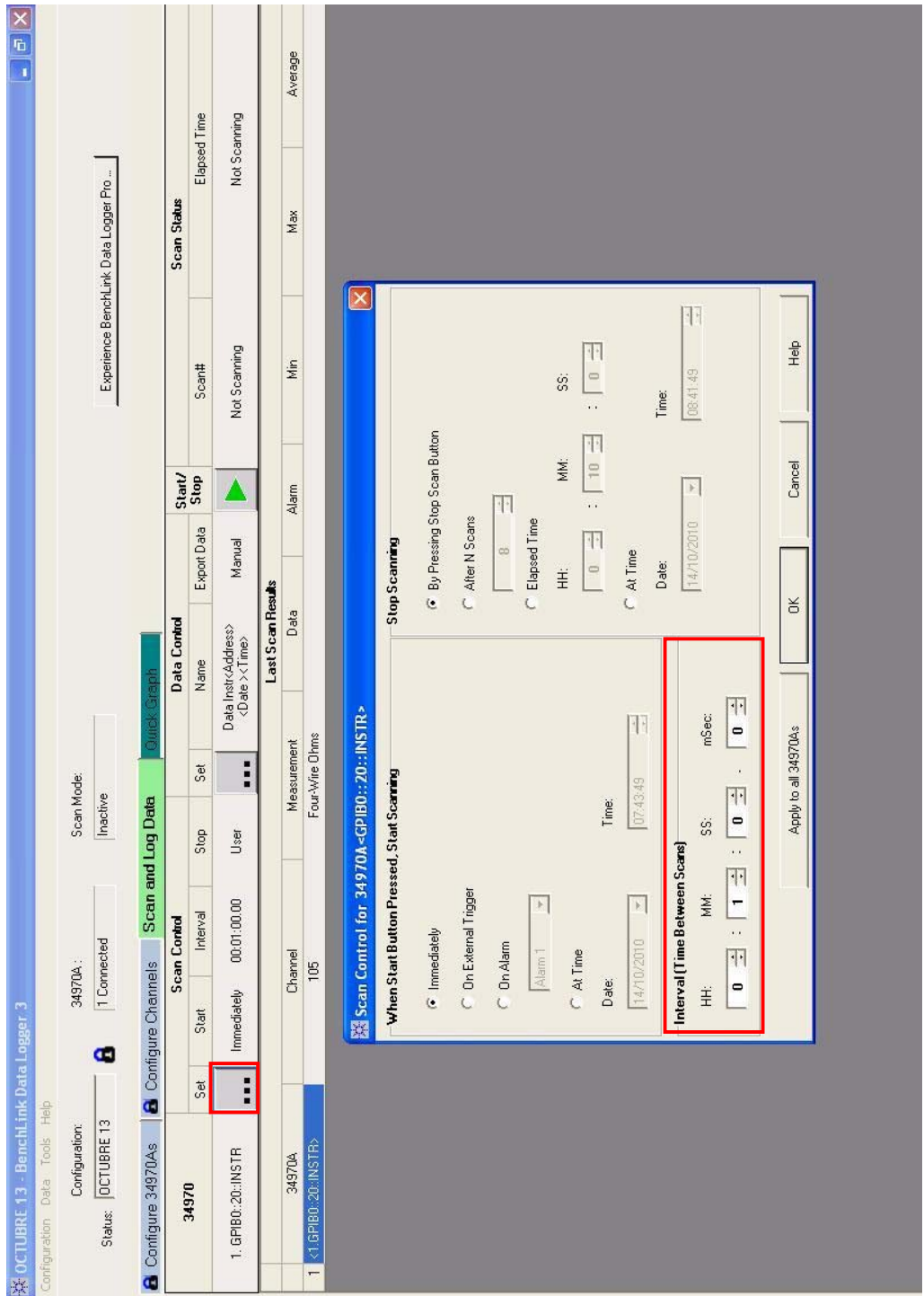


Figura 76. Pestaña “Scan and Log Data”, sección “Data Control”

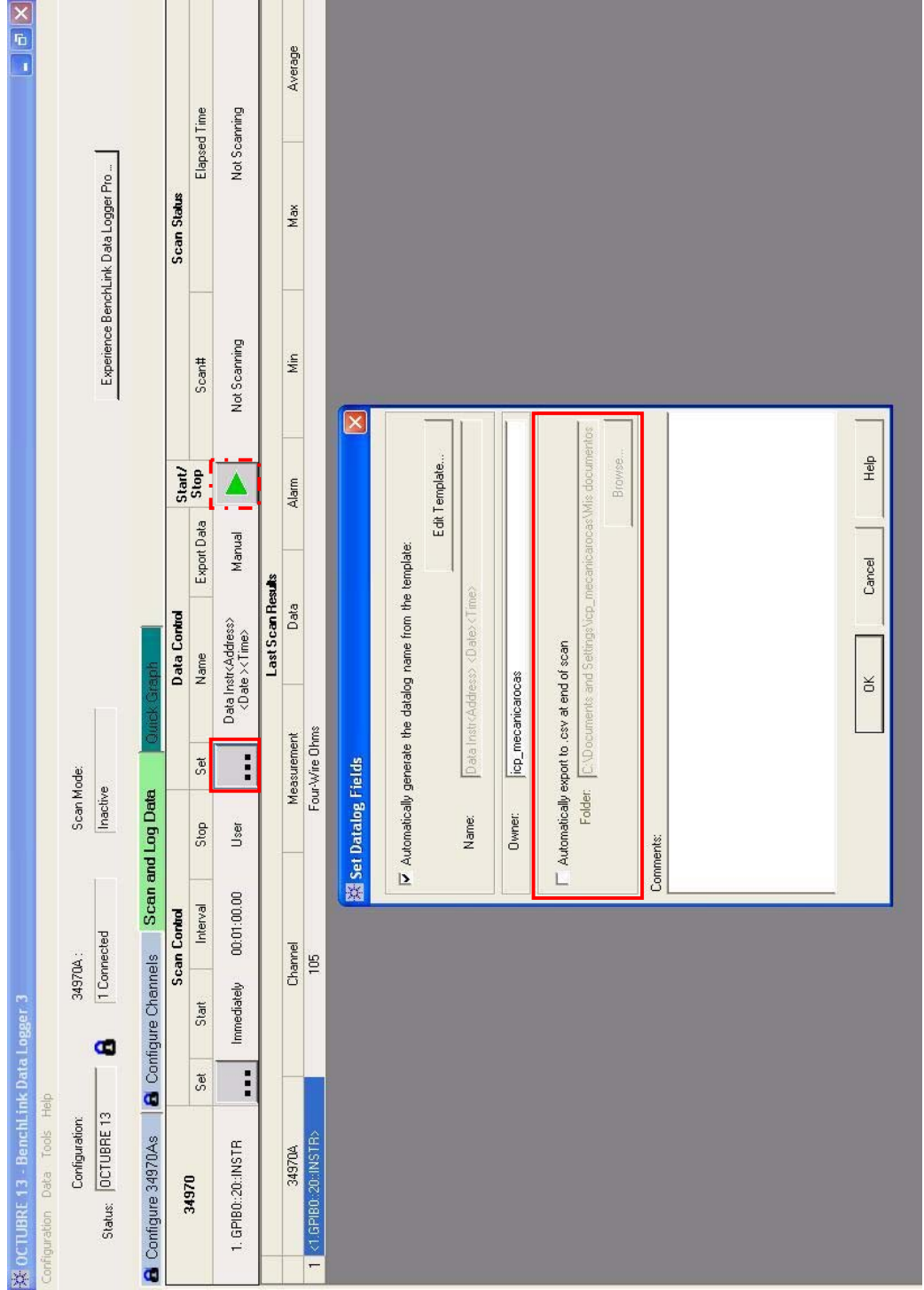
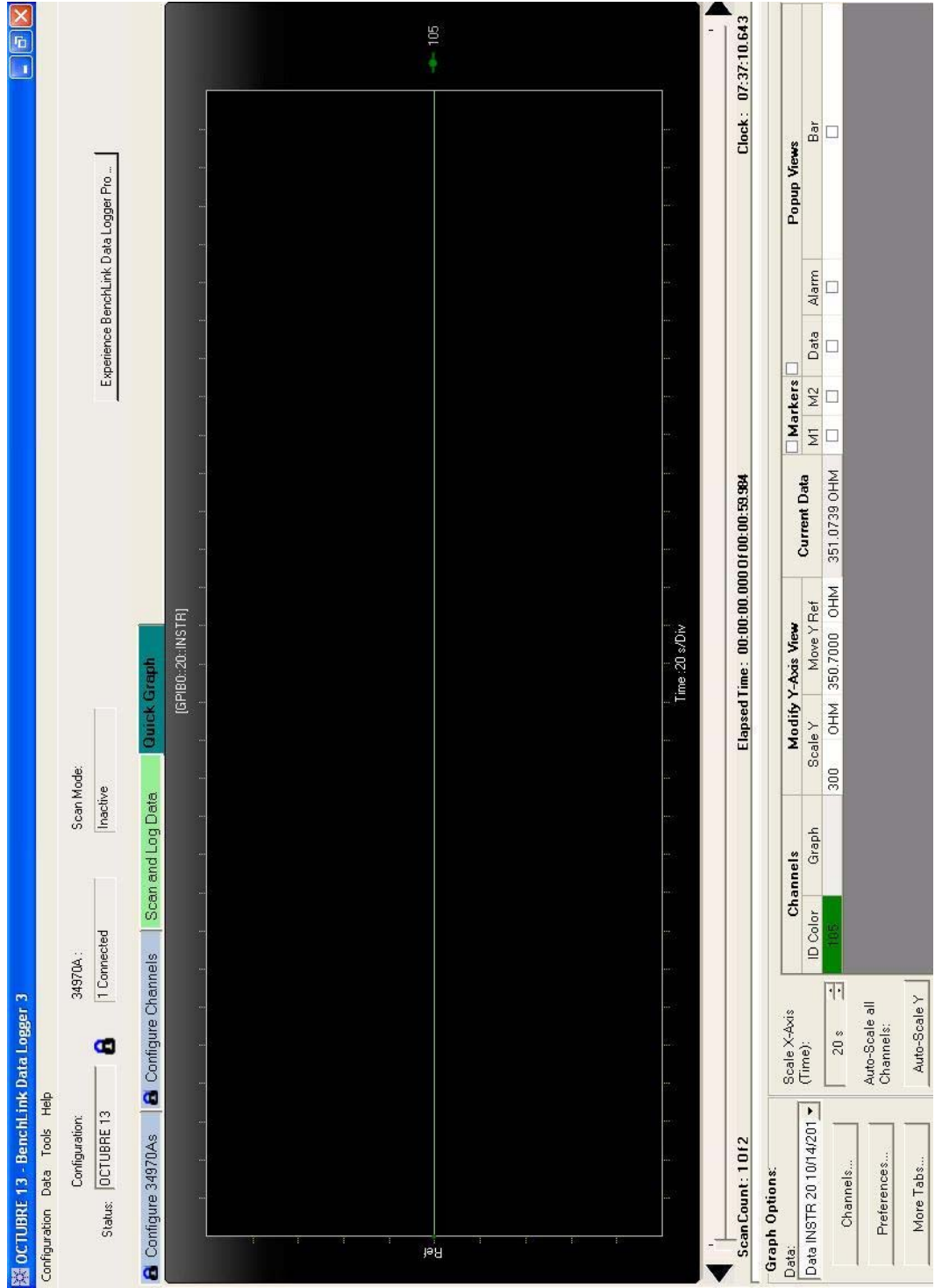


Figura 77. Pestaña "Quick Graph"



5.2.4. Interpretación de los resultados. Los resultados arrojados por el adquisidor de datos son guardados en un archivo de Excel en la carpeta seleccionada por el usuario.

El formato del archivo arrojado por el adquisidor se puede observar en la figura 78.

Figura 78. Datos arrojados por el Agilent 34970

	A	B	C	D	E
1		Scan	Time	105 (OHM)	
2		1	13/10/2010 08:30:10:205	350.34054	
3		2	13/10/2010 08:31:10:189	349.50084	
4		3	13/10/2010 08:32:10:189	349.85389	
5		4	13/10/2010 08:33:10:189	349.95836	
6		5	13/10/2010 08:34:10:189	350.01047	
7		6	13/10/2010 08:35:10:189	350.0732	
8		7	13/10/2010 08:36:10:189	350.16074	
9		8	13/10/2010 08:37:10:189	350.11992	
10		9	13/10/2010 08:38:10:189	350.05076	
11		10	13/10/2010 08:39:10:189	350.07372	
12		11	13/10/2010 08:40:10:189	350.03514	
13		12	13/10/2010 08:41:10:189	350.07674	
14		13	13/10/2010 08:42:10:189	350.15378	
15		14	13/10/2010 08:43:10:189	350.19814	
16		15	13/10/2010 08:44:10:189	350.24434	
17		16	13/10/2010 08:45:10:189	350.28608	
18		17	13/10/2010 08:46:10:189	350.33241	
19		18	13/10/2010 08:47:10:189	350.37441	
20		19	13/10/2010 08:48:10:189	350.42231	

Para realizar la gráfica de deformación vs tiempo se deben realizar ciertos ajustes a estos datos, ya que los datos arrojados pertenecen a resistencias más no a deformaciones.

Para pasar las resistencias a deformaciones se utiliza la ecuación 8 presentada en el capítulo 3.

En la figura 79 se puede observar el archivo con los respectivos ajustes.

Figura 79. Datos para realizar la gráfica de deformación vs tiempo

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Scan	Tiempo	Tiempo (horas)	105 (OHM)		G.F.		105 (%)
2	1	13/10/2010 08:30:10:205	0	350.34054		3.352355257		0
3	2	13/10/2010 08:31:10:189	0.016666667	349.50084				-7.149632556
4	3	13/10/2010 08:32:10:189	0.033333333	349.85389				-4.143585428
5	4	13/10/2010 08:33:10:189	0.05	349.95836				-3.254074753
6	5	13/10/2010 08:34:10:189	0.066666667	350.01047				-2.81038373
7	6	13/10/2010 08:35:10:189	0.083333333	350.0732				-2.276268629
8	7	13/10/2010 08:36:10:189	0.1	350.16074				-1.530908579
9	8	13/10/2010 08:37:10:189	0.116666667	350.11992				-1.878470805
10	9	13/10/2010 08:38:10:189	0.133333333	350.05076				-2.467334193
11	10	13/10/2010 08:39:10:189	0.15	350.07372				-2.271841085
12	11	13/10/2010 08:40:10:189	0.166666667	350.03514				-2.600330812
13	12	13/10/2010 08:41:10:189	0.183333333	350.07674				-2.24612727
14	13	13/10/2010 08:42:10:189	0.2	350.15378				-1.590169556
15	14	13/10/2010 08:43:10:189	0.216666667	350.19814				-1.212465971
16	15	13/10/2010 08:44:10:189	0.233333333	350.24434				-0.819095691
17	16	13/10/2010 08:45:10:189	0.25	350.28608				-0.463700118
18								

Para generar las gráficas de hinchamiento lineal se debe graficar deformación en porcentaje vs el tiempo.

5.3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN CAMPO.

El alcance de este proyecto era probar la metodología de medición de hinchamiento lineal utilizando strain gages, en laboratorio.

Para aplicar esta metodología en campo, se deben realizar varios cambios para que los resultados sean representativos.

Entre los cambios que se deben hacer se tienen los siguientes:

1. La muestra extraída del pozo, se debe sumergir en aceite mineral, con el fin de conservar el fluido que viene en ella y así obtener un hinchamiento mucho más cercano al que sufren las arcillas durante la perforación.
2. En la preparación de la muestra se deben realizar acciones como lijar, demarcar y recubrir con cinta la muestra; estas acciones deberán realizarse en el menor tiempo posible, para evitar la exposición de la muestra al ambiente durante mucho tiempo.
3. Se debe utilizar un epóxico de secado instantáneo, ya que el epóxico utilizado en este proyecto necesita tres horas totales para completar la preparación y la muestra no puede ser expuesta al ambiente por tanto tiempo.

CONCLUSIONES

- La realización de pruebas preliminares permitió comprobar que las lecturas de resistencias obtenidas de los strain gages tenían un comportamiento coherente y similar a las tendencias de hinchamiento lineal. Además mediante el cálculo del gage factor, se logró utilizar una expresión con la cual se pudiera convertir las lecturas de resistencia a deformación, obteniéndose de esta manera valores de deformación o hinchamiento análogos a los encontrados en la literatura.
- Las pruebas de validación realizadas con plugs contruidos por la empresa de servicios Halliburton utilizando el equipo Linear Swell Meter, y las realizadas utilizando strain gages, dan como resultados valores de hinchamiento lineal cercanos tanto en la primera como en la segunda prueba realizada con los strain gages. Es importante mencionar que la diferencia en estos resultados se debe a que en el LSM se usa una malla en la sección lateral (ya que el hinchamiento se mide solo linealmente) por el contrario lo que se usó en los strain gages fue una manga termo-encogible permitiendo una menor resistencia a la deformación obteniéndose valores mayores con los strain gages como era de esperarse.
- Las pruebas realizadas con cavings del pozo Túpale-1 utilizando los diferentes inhibidores de arcillas presentan como mejor inhibidor el Cloruro de Potasio (KCl) y en orden descendente, Clay Seal plus, Bore Hib y por ultimo Clay Seal para este tipo de muestra. Por lo tanto se evidencia el comportamiento coherente en las lecturas del strain gage. Además se observó que la inhibición

es significativa con respecto al hinchamiento presentado si no se usara inhibidor.

- Con los resultados obtenidos utilizando diferentes concentraciones de Cloruro de Potasio al igual que con los demás inhibidores, se comprobó que a mayor concentración de inhibidor mayor es la inhibición presentada. Con las concentraciones seleccionadas se observó que utilizando 5 lpb y 2.5 lpb se obtiene una inhibición similar por lo cual entre estas concentraciones se elegiría la menor concentración para este tipo de muestra y así disminuir costos.
- Los resultados que se obtuvieron con las diferentes concentraciones de Bore Hib muestran una disminución significativa con la concentración de 4 %/bbl con respecto a las demás concentraciones seleccionadas.
- Al igual que con los inhibidores anteriores con Clay Seal y Clay Seal Plus se obtiene una reducción en el hinchamiento utilizando concentraciones de 8lpb y 7 lpb respectivamente.
- Se obtuvo la metodología propuesta para determinar el hinchamiento lineal en cortes de perforación, luego de realizar diferentes pruebas y analizar los diferentes factores relacionados con la preparación de la muestra, montaje del equipo y análisis de resultados. Al mismo tiempo se presentaron las recomendaciones necesarias para llevar a cabo la ejecución de la prueba de hinchamiento lineal on-site.

RECOMENDACIONES

- Debido a que los strain gages están diseñados para trabajar en una dirección determinada, es recomendable recubrir las partes de la muestra en las cuales el hinchamiento no va a ser medido, ya que las deformaciones transversales, pueden dar una pequeña variación de resistencia.
- El ruido o la cercanía de los cables con otros cables externos pueden alterar la lectura de los strain gages, por lo tanto es recomendable emplear un blindaje que ayude a reducir este efecto.
- Identificar la laminación de las muestras, con el fin de pegar el strain gage paralelo a esta, ya que la bibliografía y algunas pruebas realizadas anteriormente, muestran que la roca presenta su mayor deformación, perpendicular a su laminación.
- El equipo adquirente de datos utilizado en este proyecto, solo arroja cambios de resistencia, se recomienda emplear un software en el que se den los resultados directamente en deformación vs tiempo.
- Realizar pruebas pre-liminares de esta metodología en campo, para comprobar su aplicabilidad y su correcto funcionamiento.

BIBLIOGRAFIA

1. AGUILAR, Mario. Introducción a los fluidos de perforación. Presentación. Universidad Nacional de Salta, Sede Regional Tartagal, Mi Swaco. Noviembre 2008.
2. Amoco Production Company, Drilling Fluids Manual.
3. BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de Ingeniería. Agosto.1998.
4. Baroid. Manual de Fluidos de Perforación. 1998.
5. CARVAJAL, Luis y TAPIA, Daniel. Estudio de los problemas de inhibición y dispersión de arcillas para mejorar un lodo de perforación aplicado en muestras de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y tena del bloque Tarapoa. Escuela Superior Politécnica del litoral. 5 Enero.2004.
6. CASTILLO, Álvaro Fernando.: 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 en Ciencias de la Tierra. 2008.

7. CHENEVERT, Martin. Stabilizing sensitive shales with K-based drilling fluids. Septiembre.1973.

8. CIFUENTES, Erik H. "Procedimiento para pegar strain gages en muestras de roca". Presentación. Personal Técnico Laboratorio de Mecánica de Rocas del Instituto Colombiano de Petróleos ICP.

9. GARCIA, Emilia y SUAREZ, Mercedes. Las arcillas: Propiedades y Uso. Universidad Complutense (Madrid) y Universidad de Salamanca.

10. GRIM, R.: Applied Clay Mineralogy, 1st ed. 1962 McGraw-Hill, New York.

11. Linear Swell Meter, Instruction Manual.

12. M-I. Drilling Fluids Engineering Manual. Version 2.0.S.4/01.Cap.4.

13. MOREIRA, Lastenio Fidel. Análisis del fluido de perforación Visplex para pozos horizontales utilizados en un campo del Oriente Ecuatoriano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleo. Guayaquil-Ecuador.: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2003.

14. MURRAY, Haydn. Applied Clay Mineralogy. Elsevier. 2007.

15. QUIJADA, Kalam y PÉREZ, Ramón. Evaluación de campo de inhibidores alternativos en el distrito Anaco. PDVSA. Seflucempo. Isla Margarita 2004.

16. RESTAN, Luis José y OSPINA, Gustavo Adolfo. Estudio de factibilidad para el uso del mucilago de fique como producto estabilizador de arcillas. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2005.

17. REYES, Horacio y VANERIO, Juan Martín. Strain Gages. Curso de Medidas Eléctricas, Docente Ing. Fernando Caraballo. Montevideo-Uruguay, 2004.

18. SANCHEZ, Erna; GRATEROL, Leonardo y SUAREZ, Jaime. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad del pozo. Parte I. PDVSA. Seflucempo. Isla Margarita 2004.

19. www.glossary.oilfield.slb.com

ANEXOS

**ANEXO A. RESULTADOS PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL USANDO EL
EQUIPO LSM. HALLIBURTON**

HALLIBURTON	SOPORTE TECNICO LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACION	FO-COL-HAL-BAR_LAB-620
		Rev. 04-MAYO-2009
		Pág. 1 de 3

INFORME #: R1209285

**PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL A MUESTRAS
DE CORTES RECIBIDOS DEL POZO CASTILLA 74.
CON LODOS MI-SWACO**

DICIEMBRE 22 DE 2009

Resumen:

Se realizaron pruebas hinchamiento lineal con muestras de fluido y cortes de perforación provenientes del pozo CASTILLA 74.

Solicitado por: Ing. Carlos M. Montoya

Request ID

Dirigido a: Ing. Carlos M. Montoya

Compañía: BAROID

Procedimiento: Estas pruebas se basaron en procedimientos estándar de BAROID DRILLING FLUIDS.

Pruebas realizadas por:

DAVID MAURICIO OBANDO

Revisadas por:

Rodrigo Lopez V.

Aprobadas por:

BAROID DRILLING FLUIDS A HALLIBURTON DIVISION ¹

ESTE REPORTE ES SOLAMENTE PARA INFORMACION Y SU CONTENIDO ESTA LIMITADO A LA OBSERVACION DE LA MUESTRA DESDUTA. BAROID DRILLING FLUIDS NI HALLIBURTON LATAMERICA S.A. GARANTIZAN EXPRESA O IMPLIICITAMENTE LA EXACTITUD DE SU CONTENIDO O DE LOS RESULTADOS. QUEDA ESTABLECIDO QUE ESTAS EMPRESAS NO SE RESPONSABILIZAN POR CUALQUIER PERDIDA O DAÑO QUE RESULTE DE LA APLICACION DE ESTE INFORME SIN IMPORTAR LA CAUSA QUE LO PROVOQUE.

HISTORIAL DE REVISION. Ver detalles de los cambios en CPI 000300133619

Los documentos impresos son COPIAS NO CONTROLADAS, para asegurarse que tiene la última revisión, referirse a la versión electrónica de la Web

HALLIBURTON	SOPORTE TECNICO LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACION	FO-COL-HAL-BAR-LAB-620
		Rev. 04-MAYO-2009
		Pág. 2 de 3

PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL A MUESTRAS RECIBIDAS DEL POZO CASTILLA 74.

OBJETIVO

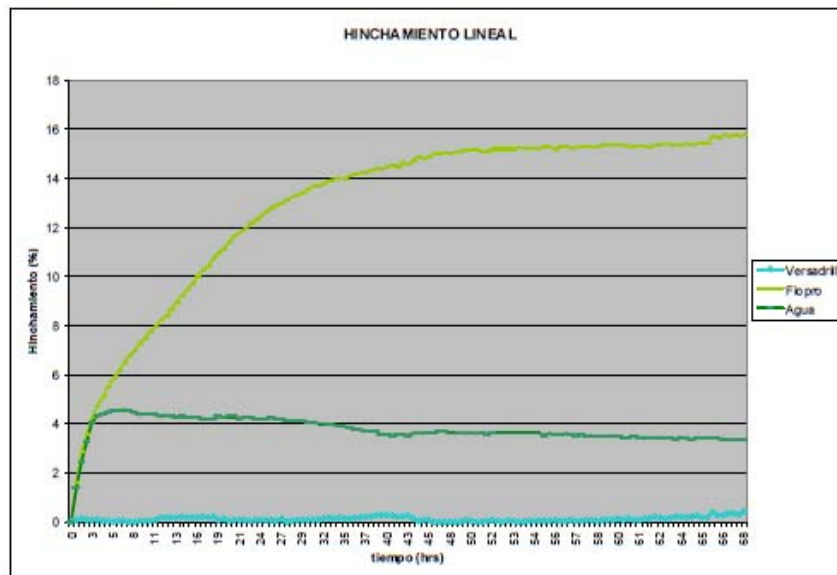
Realizar pruebas de hinchamiento lineal con sólidos mezclados provenientes del pozo Castilla 74, con diferentes fluidos y agua, para determinar la reactividad de las arcillas en presencia de agua y la inhibición provista por muestras de fluidos de MI-SWACO (Flopro y Versadril).

PROCEDIMIENTO

Se recibieron 2 muestras de lodo rotuladas como *Flopro* y *Versadril* (MI-SWACO) y dos bolsas con muestras de cortes del pozo CASTILLA 74. Se procedió a mezclar los sólidos para hacer probetas y realizar pruebas de Hinchamiento Lineal.

RESULTADOS

- Hinchamiento Lineal (LSM)



HISTORIAL DE REVISION. Ver detalles de los cambios en CPI 000300133619
 Los documentos impresos son COPIAS NO CONTROLADAS, para asegurarse que tiene la última revisión, referirse a la versión electrónica de la Web

HALLIBURTON	SOPORTE TECNICO LABORATORIO DE FLUIDOS DE PERFORACION	FO-COL-HAL-BAR-LAB-620
		Rev. 04-MAYO-2009
		Pág. 3 de 3

<i>Final Swell (%)</i>	
Fluido	Hinchamiento (%)
Versadril	0.44
Flopro	15.76
Agua	3.37

OBSERVACIONES.

- El lodo rotulado como Versadrill, con el cual se desarrollo la prueba de hinchamiento lineal, es un fluido base aceite, que debido a su composición, no permite el hinchamiento de las arcillas. Lo anterior se refleja en el grafico anteriormente presentado.
- La probeta sometida a la prueba de hinchamiento en contacto con agua, presenta un comportamiento inusual, ya que empieza un proceso de hinchamiento convencional y a partir de la tercera hora de montada la prueba se empieza a deshacer, lo cual se evidencia en la turbidez que toma el agua. Esto se puede deber a que no hay sustancias disueltas en el agua que estabilicen el cuerpo del sólido.




Imagen 1: Probeta deshecha en agua durante la prueba LSM.

- El fluido Flopro, presenta un comportamiento de hinchamiento normal y un valor aceptable para los valores obtenidos con fluidos base agua.
- Adicionalmente se adelanto sobre la mezcla de sólidos una prueba CST (Capillary Suction Time) que busca determinar el tiempo que tarda en fluir agua homogenizada con sólidos a través de un papel poroso, con el fin de conocer la reactividad de las arcillas de las formaciones. El valor del CST obtenido fue 362.5 segundos, lo cual indica un nivel medio de reactividad de la formación.

HISTORIAL DE REVISION. Ver detalles de los cambios en CPI 000300133619
Los documentos impresos son COPIAS NO CONTROLADAS, para asegurarse que tiene la última revisión, referirse a la versión electrónica de la Web

ANEXO B. INFORME DE LABORATORIO DE DIFRACCION DE RAYOS-X

	INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS ÓXIDOS Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN POR DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		
	UST-UST-F-002	Elaborado 26/04/10	Versión: 1

1. INFORMACIÓN GENERAL	
Consecutivo informe –UST y/o submission	10000048 ID0146 T67 10 0347-ECP 100098182
Responsable de Laboratorio	ANGELICA MARIA CARREÑO PARRA
Fecha de Recepción muestras	Agosto 11 de 2010
Fecha/rango de fechas de Ejecución de análisis	Agosto 11 a Septiembre 5 de 2010

2. INFORMACIÓN DEL CLIENTE			
Cliente	Interno ICP <input checked="" type="radio"/>	Distrito ECP <input type="radio"/>	Tercero <input type="radio"/>
Nombre del Proyecto/Servicio	FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO		
Nombre del Contacto	Ing. Jaime Alberto Loza Castillo		
Dirección	Unidad de Disciplinas Especializadas - ICP		
Teléfono	47384		
Correo Electrónico	Jaime.loza@ecopetrol.com.co		

3. INFORMACIÓN EXPERIMENTAL Y/O METODOLOGIA EMPLEADA

3.1 OBJETIVO

Identificar las fases cristalinas presentes en afloramiento como Soporte técnico al Proyecto Fluidos de Perforación y completamiento. Este depósito se relaciona en la Tabla 1.

Tabla 1. Muestra analizada

SAMPLE ID	DESCRIPCION DE LA MUESTRA
200548442	Pozo Túpale-1 Pf 15100-15200' Formación Porquero

3.2 ANALISIS DE LABORATORIO


La difracción de Rayos X es la técnica analítica más precisa para identificación de minerales y/o compuestos cristalinos pues se basa en la dispersión de rayos X generada por la red cristalina en direcciones y ángulos específicos para cada sistema cristalino. Ésta técnica permite conocer la composición en términos de fases cristalinas sin incluir material amorfo, tomando como 100% el total de las fases detectadas.

Este análisis se realiza bajo dos modalidades: Roca Total o bulk y Fracción arcilla: fracción de la muestra con partículas de diámetro efectivo menor a 5 µm. El análisis bulk describe de una manera global la mineralogía de la roca total, mientras que el análisis de la fracción menor de 5 micras caracteriza principalmente los filosilicatos que se concentran

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasoluciones@ecopetrol.com.co / atención_clientes.icp@ecopetrol.com.co

Kilómetro 7 Vía a Piedecuesta
Teléfonos: (57)684 74 01 Fax: (57) 684 74 44
Piedecuesta – Santander

1/6

	INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS ÓXIDOS Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN POR DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		
	UST-UST-F-002	Elaborado 26/04/10	Versión: 1

principalmente en partículas con éste tamaño. A continuación se detalla por separado la metodología utilizada para estos dos análisis.

3.2.1 Análisis Bulk

El análisis Bulk se llevó a cabo sobre la muestra representativa seleccionada mediante cuarteo y pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ningún tratamiento químico, y con montaje desorientado o de distribución de partículas al azar de acuerdo con el UST-153-P-010 del manual de procedimientos técnicos del laboratorio de DRX.

Este análisis calcula la fracción en peso de cada componente con una incertidumbre de alrededor del 2% en fases bien cristalizadas que se encuentren en un porcentaje superior al 5%, además permite establecer los tratamientos que se requieren en la separación de la fracción menor de 2 µm, para la caracterización de los minerales de arcilla.

La evaluación de los difractogramas se realizó con ayuda del Software Diffrac Plus, con base en los materiales de referencia de la JCPDF (Joint Committee Powder Diffraction Files) comercializados por el International Centre for Diffraction Data, ICDD¹.

La identificación de las fases cristalinas consiste en la comparación del difractograma o perfil de difracción de la muestra con el difractograma de materiales de referencia o materiales puros reportados en las Bases de Datos cristalográficas, el difractograma de una sustancia pura es como su huella digital y permite la identificación inequívoca de la estructura cristalina que posee el compuesto. Este análisis se basa en el Método de Hanawalt, en el que cada compuesto se identifica por los tres picos de difracción más intensos.

El cálculo de la concentración relativa de los compuestos identificados depende de diferentes fenómenos tales como el grado de cristalinidad de la muestra, la absorción y fluorescencia de rayos X que pueden tener los compuestos presentes y la probabilidad de dispersión coherente que tienen los distintos sistemas cristalinos. Éste análisis se hace con base en el área bajo la curva y empleando un set de constantes empíricas determinadas en nuestro laboratorio para los minerales más frecuentemente encontrados que dan cuenta de los fenómenos mencionados. Esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente.


En el análisis de roca total, los filosilicatos presentes en las muestras se agrupan como arcillas o minerales arcillosos que generalmente se encuentran en tamaños menores de 2 micras pero es importante tener en cuenta que este tipo de minerales se pueden encontrar en tamaños mayores a 2 micras. Por tanto, el contenido de arcillas no define el contenido de finos presentes en la roca.

3.2.2 Análisis Fracción Menor de 2 micras

La separación de la fracción menor de 2 micras o fracción arcilla se realizó por centrifugado (Norma ASTM C 775-79) que permite la separación por tamaños de partículas y se fundamenta en la Ley de Stokes. Inicialmente las muestras pasan por un proceso de

¹ PDF-2, release 2008 database

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasysoluciones@ecopetrol.com.co / atención_clientes.icp@ecopetrol.com.co

	INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS ÓXIDOS Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN POR DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X		
	UST-UST-F-002	Elaborado 26/04/10	Versión: 1

disgregación y dispersión con ultrasonido, se eliminan cementantes y la materia orgánica lo cual permite obtener la arcilla más representativa del contenido total en la muestra.

La metodología seguida consta de la corrida de tres difractogramas para identificar los grupos principales de arcillas presentes:

N = Normal, la arcilla suspendida en agua se deja secar para permitir reforzar las reflexiones basales (00l) de las arcillas y obtener un espectro de DRX orientado.

C = Etilen Glicolada, moléculas orgánicas ocupan las posiciones interlaminares de las Esmectitas o arcillas expandibles para aumentar las distancias basales.

F = Calentamiento de la muestra a 550° C, Destruye la estructura cristalina de las Caolinitas. Permite la diferenciación del grupo Caolinitas-Cloritas y algunos interestratificados.

Antes y después de cada tratamiento se realiza un análisis de la muestra y finalmente se superponen todos los difractogramas para definir la composición real, haciendo énfasis en los compuestos mayoritarios, es decir los que conforman alrededor del 95 % de la muestra arcillosa.

La concentración relativa de los minerales presentes se calcula con la misma metodología utilizada para el análisis Bulk.

Al final de este informe se anexan algunos difractogramas típicos de la roca total y la fracción arcilla que ilustran los resultados característicos sobre las muestras analizadas del pozo. En ellos se presentan las cuatro corridas de rutina que corresponden a la muestra original o bulk (color negro), fracción menor de 2 micras o normal (color verde), fracción menor de 2 micras después del proceso de solvatación con etilenglicol (color azul) y fracción menor de 2 micras después del proceso de calcinación a 550°C (color rojo).

3.3 EQUIPOS USADOS

Para el análisis mineralógico, los difractogramas fueron obtenidos en un Difractómetro de Rayos-X marca Bruker modelo D4 Endeavor, equipado con lámpara de Cu y monocromador de grafito.


3.4 CONDICIONES DE MEDICIÓN

VARIABLE	VALOR
Radiación	Cu
Corriente	30mA
Voltaje	40kV
Tamaño de paso	0.05° 2 θ
Tiempo por paso	2 s
Rango de Medición	2-65° 2 θ (Bulk); 2-35°2 θ (N, C); 2-20°2 θ (F)

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasysoluciones@ecopetrol.com.co / atención_clientes.icp@ecopetrol.com.co

Kilómetro 7 Vía a Piedecuesta
Teléfonos: (57) 684 74 01 Fax: (57) 684 74 44
Piedecuesta - Santander

3/6

	INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS ÓXIDOS Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN POR DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	
UST-UST-F-002	Elaborado 26/04/10	Versión: 1

4. RESULTADOS

Esta muestra se encuentra constituida principalmente por Cuarzo y Minerales arcillosos que representan contenidos similares, alrededor del 40% en peso aproximadamente. Adicionalmente se reveló la presencia de Feldespatos sódicos o Plagioclasas, los cuales alcanzan el 15% en peso. (Ver Tabla 2, Gráfico 1).

En "Otros" se agrupa otras fases cristalinas presentes en menor proporción o de baja cristalinidad que se encuentran enmascarados por los minerales mayoritarios, entre ellos tenemos Feldespato potásico, Calcita y la posible presencia de Círcón y Pirita.

Los Minerales arcillosos se caracterizaron a nivel de la fracción menor a 2 micras. Esta fracción se encuentra constituida por 20% en peso de Cuarzo microcristalino y 80% en peso de Minerales arcillosos aproximadamente. Los Minerales arcillosos son principalmente Clorita, Caolinita, Esmectita y material micáceo (Illita). La Clorita corresponde al mineral arcilloso mayoritario y representa contenidos del 30% en peso aproximadamente. La Caolinita, Illita y Esmectita corresponden a los minerales arcillosos secundarios y constituyen contenidos similares, alrededor del 17% en peso. (Ver Tabla 3, Gráfico 2).

Tabla 2. Concentración Roca Total

No.	Descripción de la muestra	Arcillas		Cuarzo		Feldespato Na		Otros	
		%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso
1	Pozo Túpale-1 PF 15100-15200' Formación Porquero	40		40		15		5	


Tabla 3. Concentración Fracción menor de 2 micras

No.	Descripción de la muestra	Arcillas						Cuarzo	
		Esmectita		Clorita		Illita		Caolinita	
		%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso	%Peso
1	Pozo Túpale-1 PF 15100-15200' Formación Porquero	15	30	16	20	19			

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasoluciones@ecopetrol.com.co / atencion_clientes.lcp@ecopetrol.com.co

4/6

Kilómetro 7 Vía a Piedecuesta
Teléfonos: (57) 684 74 01 Fax: (57) 684 74 44
Piedecuesta – Santander

	INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS ÓXIDOS Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN POR DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	
	UST-UST-F-002	Elaborado 26/04/10
		Versión: 1

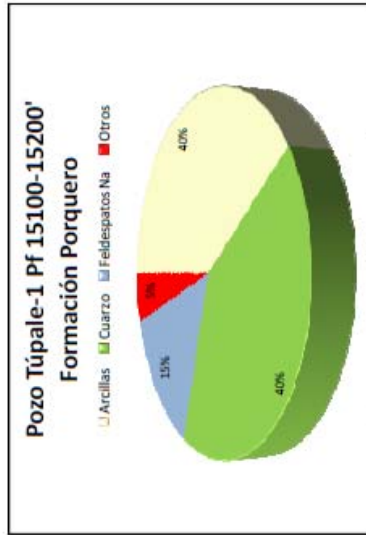


Gráfico 1. Composición Roca Total

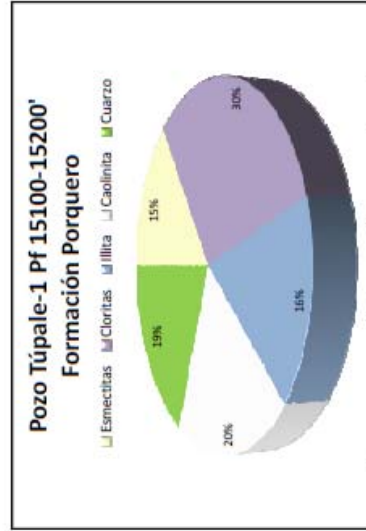



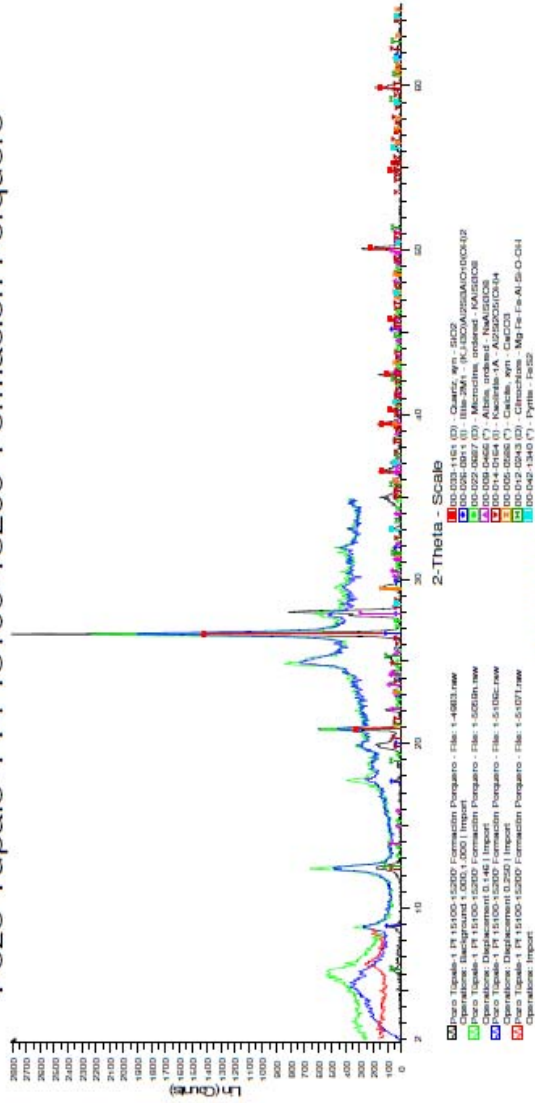
Gráfico 2. Composición Fracción menor de 2 micras

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasoluciones@ecopetrol.com.co / atención_clientes.icp@ecopetrol.com.co

Kilómetro 7 Via a Piedecuesta
Teléfonos: (57)684 74 01 Fax: (57) 684 74 44
Piedecuesta – Santander

	INFORME TÉCNICO DE ANÁLISIS ÓXIDOS Y PRODUCTOS DE CORROSIÓN POR DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE DIFRACCIÓN DE RAYOS-X	
	UST-UST-F-002	Elaborado 26/04/10
		Versión: 1

Pozo Túpale-1 Pf 15100-15200' Formación Porquero



Difractograma N.1

Revisó ANGELICA MARIA CARREÑO PARRA	Aprobó ANGELICA MARIA CARREÑO PARRA
---	---

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la(s) muestra(s) analizada(s) y no pueden ser reproducidos en forma parcial. En caso de queja o reclamo favor dirigirse en comunicación escrita a quien firma el informe y establecer comunicación con nuestro Contact Center Corporativo a la línea gratuita 01 8000 918418 o Ext. 45000 o Email: quejasoluciones@ecopetrol.com.co / atencion_clientes.lcp@ecopetrol.com.co

Kilómetro 7 Vía a Piedecuesta
 Telefonos: (57)684 74 01 Fax: (57) 684 74 44
 Piedecuesta – Santander

ANEXO C. FICHA TÉCNICA – AQUAGEL

Descripción

AQUAGEL es una bentonita sódica de Wyoming grado Premium finamente molida que cumple los requerimientos de la sección 9 de la norma 13A del American Petroleum Institute (API). AQUAGEL proporciona características de viscosidad y propiedades de gel a lodos de perforación a base de agua dulce.

Aplicaciones/Funciones

- Viscosifica lodos de perforación a base de agua dulce.
- Reduce pérdidas por filtración en formaciones permeables.
- Forma un revoque delgado de baja permeabilidad.
- Mejora la capacidad de limpieza del pozo.
- Promueve la estabilidad del pozo en formaciones pobremente consolidadas.

Ventajas

- Certificada por Norma ANSI/NSF 60.
- Proporciona suspensión a los recortes perforados.
- Puede adicionarse directamente al agua dulce o a los lodos formulados a base de agua dulce.
- Fácil de mezclar.
- Económico.

Propiedades

Apariencia	Polvo de color variable (gris a pardo)
Densidad aparente, lb/ft ³	68 – 72 (según envasado)

Tratamiento Recomendado

Mezclar lentamente a través de un mezclador de jet o vaciar lentamente en el vórtice de un agitador de alta velocidad.

ANEXO D. FICHA TECNICA – PAC L

Descripción

El agente de control de filtrado Pac L es usado en la mayoría de fluidos de perforación base agua incluyendo agua fresca, agua de mar y salmuera a 300°F (121°C). El Pac L tiene un muy bajo impacto sobre la reología del fluido, es no tóxico y no requiere un biocido. En agua de mar y salmueras, puede ser usado como tiner a bajas concentraciones y también como un estabilizador de lutitas. El agente de control de filtrado Pac L es un producto de alta calidad en el control de pérdidas de fluidos suministrando un desempeño superior a la mayoría de otros productos de su clase.

Aplicaciones/funciones

- Ayuda a controlar las tasas de filtración sin aumentar significativamente la viscosidad del fluido.
- Encapsula las lutitas para prevenir el hinchamiento y desintegración.

Ventajas

- Efectivo en agua fresca, agua salada, y fluidos de perforación a base de salmuera.
- Efectivo en pequeñas concentraciones para control de filtrado.
- Es estable a temperaturas superiores a 300°F (121°C).
- Efectivo en sistemas con un pH moderado a alto.
- No requiere un bactericida.
- No es tóxico.

Propiedades

Apariencia	Blanco o polvo
Densidad aparente	40 a 55 lb/ft ³
pH, (1% de solución acuosa)	7.75

Tratamiento recomendado

Adicionar 0.5 – 3.0 lb/bbl de Pac L lentamente en el vórtice de un agitador de alta velocidad.

ANEXO E. FICHA TECNICA – PAC R

Descripción

El agente de control de filtrado Pac R es usado en la mayoría de fluidos de perforación base agua, puede suministrar viscosidad secundaria y es efectivo incluso a bajas concentraciones. Es apropiado para usar en agua fresca, agua salada y fluidos a base de salmuera. El agente de control de filtrado Pac R es estable a 300°F (149°C), no es tóxico y no requiere biocido. El agente de control de filtrado Pac R es un producto de alta calidad en el control de pérdidas de fluidos suministrando un desempeño superior a la mayoría de otros productos de su clase.

Aplicaciones/funciones

- Ayuda a controlar la tasa de filtración.
- Ayuda a retardar el hinchamiento de las lutitas y la desintegración.
- Ayuda a suministrar una viscosidad suplementaria en agua fresca, agua de mar y fluidos a base de salmuera.

Ventajas

- Efectivo en agua fresca, agua salada y fluidos a base de salmuera.
- Efectivo en pequeñas concentraciones para viscosidad y control de filtrado.
- Estable a temperaturas de hasta 300°F (149°C).
- Efectivo en sistemas con un pH moderado a alto.
- No es tóxico y no requiere bactericida.

Propiedades

Apariencia	Blanco o polvo
Densidad aparente	40 a 55 lb/ft ³
pH (1% de solución acuosa)	8

Tratamiento recomendado

Adicionar 0.5 – 2.0 lb/bbl de Pac L lentamente en el vórtice de un agitador de alta velocidad.

ANEXO F. FICHA TÉCNICA – CLORURO DE POTASIO

Descripción

KCl es un estabilizador temporal de arcilla en formaciones sensibles al agua dulce. Cuando se adiciona a fluidos base agua, este ayuda a prevenir el hinchamiento de las arcillas y la migración, que puede reducir drásticamente la permeabilidad de la formación y la producción. Para estas aplicaciones, el KCl es efectivo a temperaturas entre 50° y 400°F (10° a 204°C).

Las concentraciones normales de KCl son de 2 a 7% por peso del fluido base, dependiendo del contenido de arcilla de la formación.

Beneficios

El KCl ayuda al control del hinchamiento de arcillas en presencia de agua y ayuda a minimizar la migración de finos, que puede reducir los niveles de producción.

La mayoría de aplicaciones solo requieren pequeñas concentraciones de KCl.

El KCl es compatible con la mayoría de químicos usados para operaciones de fracturamiento.

Propiedades

Apariencia	Blanco a gris, cristales sólidos.
Gravedad específica	1,990.
Densidad aparente	71 a 78 lb/ft ³
pH (1% de solución acuosa)	6 a 8

ANEXO G. FICHA TECNICA – BORE HIB

Descripción

El estabilizador de lutitas BORE-HIB es una mezcla de líquidos que puede suministrar inhibición y estabilización de arcillas altamente reactivas. Este ayuda a sellar poros y micro-fracturas en la formación, reducir el embolamiento de broca y tendencias de acreción, y reduce la corrosión. El BORE-HIB no tiene hidrocarburos o aceites sintéticos y puede ser usado en aplicaciones de hasta 325°F (163°C).

Aplicaciones/Funciones

- Usado en fluidos base agua para ayudar a suministrar inhibición y estabilización de arcillas altamente reactivas y formaciones de lutitas.
- Ayuda a sellar los poros y micro-fracturas en la formación.
- Ayuda a reducir el embolamiento de la broca y tendencias de acreción.

Ventajas

- El sistema puede suministrar una estabilización de arcillas similar a la inhibición de los lodos base aceite en un fluido base agua.
- No hidrocarburos o aceites sintéticos.
- Puede ser usado en aplicaciones de hasta 325°F (163°C).

Propiedades

Apariencia	Líquido amarillo oscuro.
Gravedad específica	1.36
pH	11.9

Tratamiento recomendado

Adicionar 1.0 - 4.0% por volumen de BORE-HIB por barril de fluido. Puede ser usado en agua de mar, agua fresca o salmueras monovalentes. El BORE-HIB puede ser adicionado mientras la perforación de arcillas altamente reactivas y puede ser detenido mientras la perforación de paquetes de arena. El BORE-HIB puede ser depletado cuando se perfora anhídrita, cemento, o cloruro de calcio, o cuando es expuesto a H₂S o CO₂.

ANEXO H. FICHA TECNICA – CLAY SEAL

Descripción

CLAYSEAL, material anfótero de bajo peso molecular, reduce la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas. CLAYSEAL es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300°F (149°C).

Aplicaciones/funciones

El estabilizador de lutitas CLAYSEAL se puede utilizar para inhibir la hidratación de arcillas y lutitas.

Ventajas

- Disminuye las posibilidades de embolamiento de la broca.
- Mejora la eliminación de sólidos de perforación.
- Es efectivo en agua dulce, agua de mar, agua salada, sistemas cálcicos y de bajo contenido de sólidos.
- Es totalmente soluble en agua.

Propiedades

Apariencia	Líquido de color ámbar
Punto de inflamación	82°F (28°C)
pH	7
Gravedad específica	1

Tratamiento aconsejado

Agregar 4-8 lbs/barril de estabilizador de lutitas CLAYSEAL.

Nota: Para obtener mejores resultados, es necesaria una cantidad mínima de 4 lbs/barril de estabilizador de lutitas CLAYSEAL. Prehidratar todos los agregados de AQUAGEL para conseguir viscosidad y control de filtrado.

ANEXO I. FICHA TECNICA – CLAY SEAL PLUS

Descripción

CLAYSEAL PLUS, 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 CLAYSEAL PLUS es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300°F (149°C), y exhibe un alto punto de inflamación.

Aplicaciones/Funciones

El estabilizador de lutitas CLAYSEAL PLUS se puede utilizar para inhibir la hidratación de arcillas y lutitas.

Ventajas

- 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 cálcicos y de bajo contenido de sólidos.
- Es totalmente soluble en agua.

Propiedades

Apariencia	Líquido de color ámbar
Punto de inflamación	200°F (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 de estabilizador de lutitas CLAYSEAL PLUS.

Notas: Para obtener mejores resultados, es necesaria una cantidad mínima de 4 lbs/barril de estabilizador de lutitas CLAYSEAL PLUS. Prehidratar todos los agregados de AQUAGEL para conseguir viscosidad y control de filtrado.

ANEXO J. FICHA TÉCNICA – M-BOND AE-10

Descripción

Consta de dos componentes, el sistema de epóxico es usado para propósitos generales del análisis de la tensión. Transparente de viscosidad media.

El tiempo de curado puede ser menor a 6 horas si se utilizan temperaturas de +75°F [+24°C].

Elevadas temperaturas en el pos-curado son recomendadas para una máxima estabilidad, y/o pruebas sobre la temperatura ambiente.

Muy resistente a la humedad y la mayoría de productos químicos, sobre todo en el pos-curado. Para la máxima elongación, la superficie de unión debe ser rugosa.

Características:

- Rango de temperatura de operación:
A largo plazo: -320° a +200°F [-195° a +95°C]
- Capacidades de elongación:
1% a -320°F [-195°C];
6% a 10% a +75°F [+24°C];
15% a +200°F [+95°C].

Vida útil: 12 meses a +75°F [24°C]; 18 meses a 40°F [5°C]. Si se forman cristales en el frasco de la resina, calentar a +120°F [+50°C] por 30 minutos. Enfriar antes de mezclar.

Vida útil del frasco: 15 a 20 minutos a +75°F [24°C]. Puede ser extendida enfriando el frasco o mediante la difusión de pegamento sobre la placa de aluminio.

Requerimientos de curado:

- Temperatura sugerida del cuarto en el que se va a curar la mezcla: 24 a 48 horas a +75°F [+24°C].
- Pos-curado recomendado: 2 horas a 25°F [15°C] por encima de la máxima temperatura de operación.