

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE AMINA COMO
INHIBIDOR EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN HOYOS
SUPERFICIALES EN POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA DEL DISTRITO
GAS ANACO**

REALIZADO POR:

BEATRIZ CARMEN REYES GONZALEZ

MARIANA JOSÉ BOADA MUÑOZ

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar Al Título de**

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE AMINA COMO
INHIBIDOR EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN HOYOS
SUPERFICIALES EN POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA DEL DISTRITO
GAS ANACO

REALIZADO POR:

Mariana Boada

16.486.122

Beatriz Reyes

17.732.692

BARCELONA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE AMINA COMO
INHIBIDOR EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN HOYOS
SUPERFICIALES EN POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA DEL DISTRITO
GAS ANACO

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Ing. Roberto Salas

Asesor Académico

Ing. Rayda Patiño

Jurado Principal

Ing. María Galindo

Jurado Principal

BARCELONA, OCTUBRE DE 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el Artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Primeramente a dios todo poderoso por haberme dado salud, sabiduría, paciencia y guiarme siempre por el camino correcto para llegar a alcanzar esta meta en mi vida.

A mi madre, Mery González por su dedicación, fortaleza, cariño y por su incondicional apoyo a lo largo del desarrollo de este gran e importante logro en mi vida, gracias por estar siempre cuando te necesito. TE QUIERO.

A mi padre, Moisés Reyes por estar siempre pendiente y contribuir en mi desarrollo personal y profesional. TQM.

A mis hermanas, Carmen y Susana por estar pendientes, apoyarme y ayudarme durante todo este proyecto y estar siempre a mi lado. Las quiero.

A mis abuelos, Adolfo y Carmen, porque desde el cielo me cuidan, protegen y guían hacia el camino correcto, y aunque no estén físicamente, siempre los recuerdo con cariño y los tengo presente.

A Jorge Luis, con quien he compartido grandes y bellos momentos de mi vida, por su apoyo, paciencia y comprensión y a toda la familia Martinez Campos por estar pendientes siempre de mi. GRACIAS.

A mis tíos, primos, amigos y a todos aquellos familiares que de una manera u otra me brindaron su apoyo y estuvieron a mi lado.

Beatriz Reyes.

Este trabajo esta dedicado a las personas más importantes de mi vida:

DIOS, por regalarme la vida, eres el guía de mis pasos y pensamientos, fuente de paz y tranquilidad en mi corazón, has sido mis ojos para ver la luz al final del túnel en los momentos cuando creí no tener fuerza para alzar la mirada, este logro te pertenece, sin ti no hubiese podido, por cada minuto de mi vida MIL GRACIAS!!!

Mis Padres, Freddy Boada y Yeaneth Muñoz, quiero que sepan que estoy orgullosa de ustedes y no me alcanzará la vida entera para agradecerles todo lo que han hecho por mí, los sacrificios que han pasado para sacarnos adelante a mis hermanos y a mí, son el pilar fundamental de mí vida, este triunfo es la forma de agradecerles que estén a mi lado, cada consejo, regaño, palabra de aliento, siempre se los he dicho y engloba mis sentimiento que me inspira LOS AMO PAPITO Y MAMITA LO LOGRAMOS!!!

Mariana Boada.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Oriente por haberme dado la oportunidad de formarme profesionalmente en sus aulas, en las cuales viví momentos tristes, alegres, pero que al final me sirvieron de mucho para lograr esta meta.

Al departamento de Petróleo de la UDO brindarme la oportunidad de utilizar y aprender de sus instalaciones y a todos los profesores por su ayuda y sus conocimientos impartidos, en especial al Jefe del Departamento Rafael Barrueta y a la Profesora Rayda Patiño por haber colaborado en el desarrollo y feliz culminación de este proyecto. MUCHAS GRACIAS.

A la empresa Inpark Drilling Fluids, por haberme permitido desarrollar algunas pruebas en sus instalaciones, al Técnico Asdrúbal Cabello por toda su colaboración prestada.

A mis amigos Brauly, Francis, Nataly Mariana, Javier, Gabriel, Alfredo, Manuel, Víctor, Orlando, Edixon, y todos aquellos que compartieron conmigo importantes momentos y por impartirme sus conocimientos y hacer más llevaderos esos días difíciles vividos en la UDO, en especial a Francis y Brauly por su especial colaboración y ayuda que fue de gran importancia, las quiero MUCHAS GRACIAS.

A todos muchas gracias.

Beatriz Reyes.

Rafael Barueta, por ser un amigo, sin ningún límite, cuando más te necesite, nunca imagine que fuese una persona tan servicial, amable y paciente, siempre le recordare cuando cuente lo que me paso al momento de exponer el trabajo de grado. Ojala siempre usted ayude a muchas personas como lo hizo conmigo.

Rayda Patiño, por ser una de las personas que estuvo a mi lado en uno de los momentos más críticos de mi vida y nunca me abandono, no tengo palabras para agradecerle todo lo que hizo por mí, Dios siempre intervengan para que usted se quede en el departamento y ayude a muchas personas de la manera que lo hizo conmigo, con usted corroboré que tenemos que pasar por momentos malos para saber que siempre hay alguien tan buena como usted.

Roberto Salas, por ser mi asesor académico, amigo, profesor y ejemplo a seguir, gracias por tener un consejo en los labios y aclarar siempre cualquier inquietud, por impartir no solo conocimientos sino valores humanos y romper esa barrera que muchas veces existe entre profesores y alumnos. Gracias por estar siempre allí.

Francis Villegas, hay mana, tu fuiste un ángel que me rescato al momento que caía por el precipicio, tu y la Juana son lo máximo. Amiga yo nunca te voy a olvidar, gracias por compartir mi vida dentro y fuera de las aulas, me escuchaste muchas veces cuando más te necesite, me demostraste que puedo contar contigo en las buenas y en las malas, bueno aun nos queda mucho camino por recorrer por favor no te pierdas ni te vayas lejos de mí, Te quiero mucho.

Brauly Jordan, Por ser una de las personas que no me desamparaba en los momentos más críticos que pase en la universidad de oriente. Siempre discutíamos pero para adelante con nuestra amistad, mana nunca te olvidare, tu eres especial, única para mí, eres tan linda. Tu creías en mí y aquí estoy mana terminando con uno de mis sueños. Por favor no me olvides Juana Vea que usted va ser mi comadre.

Mariana Boada.

RESUMEN

El objetivo principal de esta investigación, se basa en evaluar la concentración de aminas como inhibidor en el fluido de perforación utilizados en la construcción de hoyos superficiales en pozos del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco, con la finalidad de inhibir a las arcillas hidratables tipo Gumbo presentes en la formación en estudio; a esta problemática se suma la presencia de gas superficial. Esta situación a generado inconveniente al momento de realizar los procesos de perforación, trayendo con ello graves consecuencias operacionales tales como embolamiento de la sarta, dispersión de las paredes del hoyo, arrastres durante los viajes de tuberías, inadecuada adherencia del cemento a las formación y al revestidor, entre otras. En vista de lo planteado anteriormente, es necesario realizar estudios y formular fluidos de perforación inhibitorios capaces de deshidratar a las arcillas y resolver los problemas que actualmente se están presentando a nivel superficial de dichas formaciones, para de esta forma reducir los costos a nivel de operación y garantizar una larga y efectiva vida productiva al Campo.

Para desarrollar el proyecto se aplicaron todos los criterios y estudios necesarios para cumplir los objetivos del mismo, y de esta forma poder establecer y determinar la formulación y el inhibidor adecuado, con su respectiva concentración, para preparar el fluido de perforación idóneo para inhibir a las arcillas y resolver esta problemática.

LISTA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VII
RESUMEN	X
LISTA DE CONTENIDO	XI
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO I	18
EL PROBLEMA	18
1.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	18
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL DISTRITO GAS ANACO	19
1.3 ÁREA MAYOR DE ANACO	20
1.4 ESTRUCTURA REGIONAL	21
1.4.1 Corrimiento de Anaco	22
1.5 CAMPO SANTA ROSA	23
1.5.1 Características de las acumulaciones del área	23
1.5.2 Estratigrafía del área en estudio	25
1.6 FORMACIÓN OFICINA	26
1.6.1 Miembro Moreno	26
1.6.2 Miembro Naranja	26
1.6.3 Miembro Verde	27
1.6.4 Miembro Amarillo	27
1.6.5 Miembro Colorado	27
1.7 FORMACIÓN MEREKURE	28
1.8 FORMACIÓN VIDOÑO	29
1.9 FORMACIÓN SAN JUAN	29
1.10 GRUPO TEMBLADOR	29
1.10.1 TEMB-A	30

1.10.2	TEMB-B	-----	30
1.10.3	TEMB-C	-----	30
1.10.4	TEMB-D	-----	30
1.10.5	TEMB-E	-----	30
1.11	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	-----	31
1.12	OBJETIVOS	-----	33
1.12.1	Objetivo general	-----	33
1.12.2	Objetivos específicos	-----	33
CAPÍTULO II			34
MARCO TEÓRICO			34
2.1	ANTECEDENTES	-----	34
2.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	-----	35
2.2.1	<i>Funciones del Fluido de Perforación</i>	-----	35
2.2.2	<i>Fases de los Fluidos de Perforación</i>	-----	36
2.2.2.1	Fase Continua	-----	36
2.2.2.2	Fase Dispersa	-----	36
2.2.3	<i>Clasificación de los Fluidos de Perforación</i>	-----	37
2.2.3.1	Fluidos Base Aceite	-----	37
2.2.3.2	Fluidos Base Agua	-----	38
2.2.3.3	Fluidos Neumáticos	-----	38
2.2.4	<i>Componentes de los Fluidos de Perforación</i>	-----	39
2.2.4.1	Densificantes	-----	39
2.2.4.2	Viscosificantes	-----	40
2.2.4.3	Controladores del Filtrado	-----	40
2.2.4.4	Inhibidores de Lutitas	-----	40
2.2.4.5	Polímeros	-----	41
2.2.4.6	Sales	-----	41
2.2.4.7	Glicoles	-----	42
2.3	REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	-----	42
2.3.1	<i>Propiedades Reológicas</i>	-----	43
2.3.1.1	Viscosidad	-----	43
2.3.1.2	Velocidad de Corte y Esfuerzo de Corte	-----	43
2.3.1.3	Viscosidad Efectiva	-----	44
2.3.1.4	Viscosidad Plástica	-----	44
2.3.1.5	Punto Cedente	-----	45

2.3.1.6 Resistencia de Gel -----	46
2.3.2 Factores que Afectan la Reología -----	46
2.4 OTRAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN -----	47
2.5 RELACIÓN ENTRE PROPIEDADES Y FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN -----	52
2.6 QUÍMICOS Y ADITIVOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN -----	54
2.7 POLÍMEROS-----	56
2.8 IMPACTO AMBIENTAL -----	62
2.9 AMINA -----	63
2.9.1 Estructura de las Aminas -----	64
2.9.2 Nomenclatura de las Aminas -----	66
2.9.3 Basicidad de las Aminas -----	67
2.10 ARCILLAS -----	70
2.10.1 Clasificación de las Arcillas -----	71
2.10.2 Características de las Arcillas-----	74
2.10.3 Polaridad de las Arcillas -----	75
2.10.4 Expansibilidad Vs No Expansibilidad -----	76
2.10.5 Origen de la Arcilla -----	76
2.10.6 Hidratación de Arcillas-----	77
2.10.7 Etapas Esenciales en la Interacción del Agua en la Arcilla-----	79
2.10.8 Mecanismo de Hidratación de las Arcillas -----	81
2.10.9 Propiedades Físico-Químicas de las Arcillas -----	81
2.10.10 Capacidad de Intercambio Catiónico -----	82
2.10.11 Procesos de Enlace de las Partículas de Arcillas -----	84
2.10.12 Capacidad de Absorción -----	86
2.10.13 Hinchamiento-----	86
2.10.14 Plasticidad -----	87
2.10.15 Tixotropía -----	87
2.11 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS-----	88
CAPÍTULO III -----	91
METODOLOGÍA -----	91
3.1 DIAGNÓSTICOS DEL ÁREA EN ESTUDIO -----	91
3.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN-----	92
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA-----	92

3.4 PARÁMETROS UTILIZADOS PARA EL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN-----	93
3.5 EQUIPOS UTILIZADOS Y TÉCNICAS APLICADAS -----	95
3.5.1 Equipos De Laboratorio -----	95
3.5.2 Equipos Misceláneos -----	104
3.6 DESCRIPCIÓN DE LOS ADITIVOS DE LOS FLUIDOS BASE AGUA -----	104
3.7 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL -----	110
3.7.1 Formulación de los Sistemas Base Agua (Fluido Patrón, A, B, C, D, E, F, G, H, I) y Método de Mezclado para la realización de la Prueba de Hinchamiento Lineal y Dispersión-	111
3.8 ETAPAS DEL PROYECTO -----	116
3.8.1 Revisión Bibliográfica-----	116
3.8.2 Descripción de la función de la amina como inhibidor en fluidos de perforación	117
3.8.3 Identificación de las propiedades reológicas del fluido de perforación a las diferentes concentraciones de aminas utilizadas -----	117
3.8.4 Interpretación del comportamiento del fluido inhibitorio utilizado en la construcción de hoyos superficiales en la zona de interés del área en el Distrito Gas Anaco en el Campo Santa Rosa-----	117
3.8.5 Análisis de los resultados obtenidos en las pruebas de hinchamiento lineal y dispersión a las muestras de arcillas a condiciones del hoyo para la determinación de su capacidad inhibitoria-----	117
3.8.6 Elaboración de un cuadro comparativo de acuerdo a los resultados obtenidos, determinando así el tipo y concentración de amina óptima en la construcción de hoyos superficiales -----	118
3.8.7 Redacción y Presentación de Tesis de Grado-----	118
CAPÍTULO IV-----	119
DISCUSIÓN DE RESULTADOS -----	119
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA FUNCIÓN DE LA AMINA COMO INHIBIDOR EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN -----	119
4.3 OBSERVAR LA CAPACIDAD INHIBITORIA QUE POSEE EL LODO ELABORADO PARA LAS PRUEBAS DE HINCHAMIENTO LINEAL Y DISPERSIÓN, REALIZADAS A LAS ARCILLAS DE LA FORMACIÓN EN ESTUDIO -----	124
4.3.1 Procedimiento para la Prueba de Hinchamiento Lineal-----	125
4.3.2 Resultados de las Pruebas de Hinchamiento Lineal -----	128
4.3.3 Procedimiento para la Prueba de Dispersión-----	139

4.3.4 Resultados de la Prueba de Dispersión -----	140
4.4 REALIZAR UNA BASE DE DATOS QUE FACILITE DETERMINAR LA CONCENTRACIÓN DE AMINA ADECUADA PARA SOLVENTAR LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTES A NIVEL SUPERFICIAL DEL ÁREA EN ESTUDIO -----	143
CONCLUSIONES -----	146
RECOMENDACIONES -----	148
BIBLIOGRAFÍA -----	149
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO: -----	152

INTRODUCCIÓN

El petróleo, es el energético más importante en la historia de la humanidad, un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo, es transformado por empresas especiales como Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA), una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, se dedica a la explotación, producción, refinación, mercado y transporte del mismo en Venezuela.

Los pozos petroleros son las fuentes primordiales del hidrocarburo, para tenerlo en superficie y en uso se necesita de la perforación; La cual consta de taladrar el subsuelo donde esta ubicado el yacimiento hasta llegar a la arena productora. Las arenas son un mundo cada una de ellas, debido a que poseen composición, propiedades, características distintas una de la otra.

Las arenas ubicadas en superficie en el Área Mayor de Anaco, son arenas tipo Gumbo las cuales son hidrofílicas, es decir son arcillas que se hinchan y crecen el doble de su tamaño normal, siendo esto un gran problema a la hora de perforar en este campo.

Los ingenieros de perforación acuden a los lodos de perforación como solución inmediata para prevenir el hinchamiento de las arcillas altamente hidratables. Los lodos base agua con aminas utilizados en el intervalo superficial del pozo, es el primordial aditivo para inhibir a las arcillas hidrofílicas encontradas en el Área Mayor de Anaco, en específico el área ha estudiar es el Campo Santa Rosa.

Esta investigación presenta una evaluación de diferentes concentraciones de aminas inhibidoras en el fluido de perforación utilizado en hoyos superficiales en pozos del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco, así como también se determinará mediante una serie de pruebas cual es la amina y la concentración óptima para prevenir el hinchamiento de las arcillas tipo Gumbo, este objetivo se obtendrá mediante la prueba de dispersión e hinchamiento lineal, y se podrá observar la capacidad inhibitoria del lodo con la amina y concentración adecuada.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre, prolongándose por la Plataforma Deltana hasta el Sur de Trinidad. Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 km. En sentido Oeste, una anchura de 2.20 km. De Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 km.

Está situada en la zona Centro – Este de Venezuela formando una depresión topográfica, asimétrica, estructural y sedimentaria que se inclina hacia el este, limitada al Sur del Orinoco desde la desembocadura del río Arauca, hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de la cordillera que sirven de límite para la cuenca (Figura 1.1).



Fig. N° 1.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental.^[1]

En esta cuenca se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de Petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este.^[1]

1.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco

El Distrito Anaco se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte del estado Monagas y Guarico con un área aproximada de 13.400km² y conformado por las unidades de explotación: U.E.Y Gas Condensado, U.E.Y Liviano/Mediano y los campos de los convenios (Figura 1.2)



Fig. N° 1.2 Ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco

1.3 Área Mayor de Anaco

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-cuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, de Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, El Roble, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Guarío, Santa Rosa, un anticlinal fallado. (Figura 1.3).^[4]

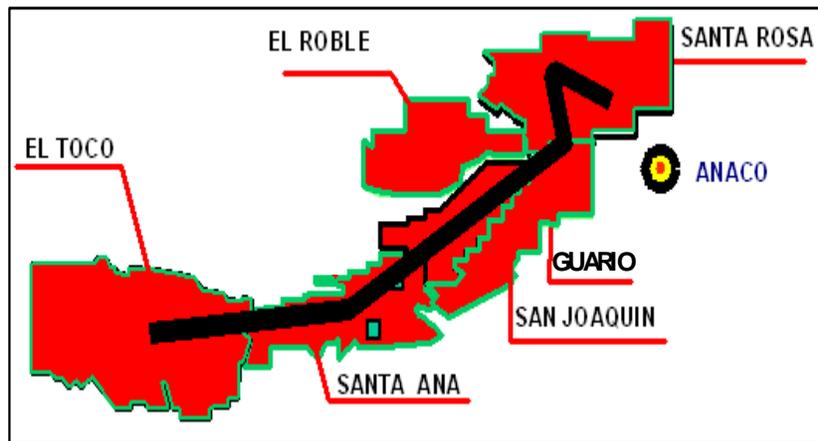


Fig. N° 1.3. Campos Del Área Mayor de Anaco. ^[4]

1.4 Estructura Regional

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica cordillerana del Norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

El corrimiento de Anaco.

Una serie de pliegues, anticlinales y domos.

Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.

Algunas fallas transcurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km en dirección N 40° E

desde el Campo El Toco en el Sur hasta el Este del Campo La Ceiba en el norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000 pies en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700 pies en Santa Ana; cerca del Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.^[5]

1.4.1 Corrimiento de Anaco

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el Sur hasta el este del Campo La Ceiba en el Norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento.

El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000 pies en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700 pies en Santa Ana; cerca del Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque Norte, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres

culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado.

1.5 Campo Santa Rosa

El Campo Santa Rosa está ubicado aproximadamente a 10 km. al NE de la población de Anaco estado Anzoátegui, ocupa un área total de 300 km² aproximadamente. El área de estudio está ubicada en las coordenadas geográficas 64° 30' y 64° 18' de longitud Oeste y 9° 34' y 9° 25' de longitud Norte. La columna estratigráfica de este campo se extiende desde el cretáceo hasta el pleistoceno. El Campo Santa Rosa constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano en Venezuela y es el más grande de los campos pertenecientes al Distrito Anaco, con una extensión de aproximadamente 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies, en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares y proporciona diversas extensiones laterales a cada yacimiento. En la actualidad, cuenta con seis estaciones de flujo (SREF-1, SREF-2, SREF-3, SREF-4, SREF-5, SREF-6) y con el Complejo Santa Rosa. Para febrero de 2004 este campo tenía un total de 158 pozos activos. ^[3]

1.5.1 Características de las acumulaciones del área

La producción de petróleo y gas son más típicas de trampas controladas estructuralmente, los crudos livianos considerablemente parafinoso y los condensados presentan relativamente pequeñas diferencias laterales o verticales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada y relativamente poca influencia de funciones diferenciales de trampas, que a veces se aplican a cada yacimiento.

La condición relativa uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco, sugiere un origen común y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora. El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marina puede ser más proporcionado por la falla inversa en Anaco, que coloca las facies marinas sobre facies terrestre y probablemente permite la intercomunicación de múltiples fuentes profundas. Esta interpretación es apoyada por la semejanza de los petróleos parafinicos que están por encima y por debajo de la zona fallada en el Campo Santa Rosa.

En el alineamiento de Anaco, desde el Campo Santa Rosa al norte hasta El Toco al sureste, se encuentra una serie de hasta ocho acumulaciones dómicas situado sobre el lado levantado de una falla d corrimiento de dirección noreste-sureste y buzamiento al noreste. Los desarrollos dómicos delimitan los campos petrolíferos de Santa Rosa, Guario, San Joaquín (domos bien diferenciados), Santa Ana (tres domos pobremente diferenciados) y el Toco. En las sillas tectónicas principales se encuentran fallas transcurrentes de dirección noreste que completan el sistema de corrimientos.

El entrampamiento de hidrocarburos en las arenas de los campos mencionados presentan distintas modalidades: entrampamiento puramente anticlinal en el cual el contacto agua - petróleo es paralelo a una curva estructural. Los canales rellenos de arena, tan importantes en el Área Mayor Oficina, se prolongan hasta el levantamiento de Anaco con dirección general de sur a norte. Estos canales son factor importante en el Campo Santa Rosa y en forma similar, en el entrampamiento del Campo Aragua.

El corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo en el entrampamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina, por que el contacto agua – petróleo esta por encima del contacto falla – arena, en ciertas arenas

productoras de la Formación Merecure el contacto agua – petróleo del flanco noreste esta definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla indicando el entrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares pero no por regla general.

1.5.2 Estratigrafía del área en estudio

La secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Campo Santa Rosa se observa que los primeros estratos corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, vidoño, San Juan y Temblador, las formaciones que involucre el estudio se describen a continuación y se observa en la figura 1.4.

	EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
BLANC	MIOCENO SUPERIOR- PLIOCENO	LAS PIEDRAS	ARENISCAS MASIVAS GRIS - VERDE, SEDIMENTOS POCO CONSOLIDADOS, LIGNITOS.
AZUL			
MORENO	MIOCENO INFERIOR - MEDIO	OFICINA	TENDENCIA DE LUTITAS GRISES A GRIS - PARDUZCAS, ARENISCAS Y LIMOLITAS GRIS CLARA DE GRAÑO FINO A GRUESO, CON LIGNITOS DELGADOS, LUTITAS LIGNITICAS, ARENISCAS SIDERITICAS GLAUCONIFERAS Y CALIZAS DELGADAS CON ESTRUCTURA CONO - EN - CONO; EN ALGUNOS CASOS SE PRESENTAN HASTA 50 LECHOS DELGADOS DE LIGNITO. LOS CUERPOS DE AREÑA SON: CAIALES BARRAS Y LEHTES.
NARANJA			
VERDE			
AMARILL			
COLORA			
	EOCENO SUPERIOR - OLIGOCENO	MEREKURE	ARENISCAS CUARCITICAS, GRIS BLANCUZCO A GRIS ROSADO, LUTITAS CLARAS Y LIMOLITAS PARDUZCAS. ABUNDANCIA DE ARENISCAS MASIVAS DE GRAÑO MEDIO, SUCIAS, MAL ESCOGIDAS, CON ESTRATIFICACIÓN CRUZADA, INTERCALACIONES DE LUTITAS.
ME-			
	CRETÁCEO	CARATAS	SEDIMENTOS SON GENERALMENTE GLAUCONIFEROS Y CALCÁREOS O DOLOMITICOS, Y CONSISTEN EN ARENISCAS DE GRAÑO FINO A MEDIANO, LUTITAS GRISES A PARDUZCAS, LIMOLITAS Y CALIZAS.
VIDOÑO		VIDOÑO	LUTITAS OSCURAS CON FORAMINIFEROS Y CON CAPAS MENORES DE ARENISCAS Y LIMOLITAS CALCÁREAS.
SJ-A/SJ- N		SAN JUAN	ARENISCAS MASIVAS, BIEN ESTRATIFICADAS CASI SIN INTERRUPCIÓN, BUENA POROSIDAD, OCASIONALMENTE ARCILLOSAS, CALCÁREAS, FRIABLES PEQUEÑAS INTERCALACIONES DE LUTITAS.
SA- A/SA-X		SAN ANTONIO	CALIZAS Y LUTITAS NEGRAS, CONTIENE CAPAS NUMEROSAS DE ARENISCA CALCÁREA DURA, GRIS CLARA Y FRECUENTES DIQUES DE ARENISCA.

Fig. N° 1.4 Estratigrafía Regional del Área Mayor de Anaco

1.6 Formación Oficina

Edad: Mioceno Inferior a Mioceno medio.

Características: está constituida por los miembros siguientes:

Miembro Blanco y Azul.

Estos miembros de la formación oficina se caracterizan en su totalidad por una secuencia de arcillas, gris claro a verdosa, en parte amarilla, pastosa, hidratable, amorfa, soluble y plástica, con pequeñas intercalaciones de carbón y arenisca cuarzo-cristalina de grano medio a grueso.

1.6.1 Miembro Moreno

En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro-gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutitas gris verdoso oscuro-gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

1.6.2 Miembro Naranja

Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro-gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con lutitas gris oscuro-marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, microcarbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de limolita y areniscas cuarzo-cristalina, consolidadas, de grano fino a medio y porosidad visual

regular. Hacia la base de este miembro los espesores de areniscas y limolita son mayores.^[4]

1.6.3 Miembro Verde

Está conformado en la parte superior por lutitas gris claro-gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del miembro, se reconoce lutitas marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

1.6.4 Miembro Amarillo

Predominan las lutitas gris oscuro-gris medio, en bloque, blandas o moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante lutitas gris claro-marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.

1.6.5 Miembro Colorado

El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminar, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea. Las areniscas son blanquecinas, beige, cuarzo-cristalinas,

de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También muestra lentes de carbón negro, moderadamente duro.

1.7 Formación Merecure

Edad: Oligoceno - Mioceno temprano.

Características: la Formación Merecure está representada por una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4, 5. Subyace a la formación oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno medio y el Mioceno Inferior.

Las secuencias de arenas ME-A a ME-M1 se caracteriza por presentar mayormente areniscas cuarzo-cristalinas, beige-marrón claro, de grano fino a muy fino, subredondeada a subangular, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, cuarzo libre, y con algunas intercalaciones de lutitas. La secuencia estratigráfica comprendida entre ME-M2 y ME-S5 está constituida mayormente por areniscas beige-gris claro, grano medio a fino, subangular a subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, microcarbonosa, cuarzo libre.

Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son grises oscuro-beige, grano fino a medio, subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, cuarzo libre y también carbón. En la base de la formación merecure desde ME-T1 hasta ME-T4, T5, la sección se caracteriza por areniscas marrón claro-beige, grano fino a medio, subredondeado a redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón.^[4]

1.8 Formación Vidoño

Edad: Paleoceno.

Características: la formación está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita.

1.9 Formación San Juan

Edad: Cretáceo superior – Terciario Inferior.

Características: está constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silíceo. El intervalo superior correspondiente a SJ-A está formado por areniscas cuarzo-cristalinas, beige-marrón oscuro, de grano fino a medio, mientras que SJ-B presenta areniscas beige-gris oscuro-marrón oscuro, de grano fino a muy fino con intercalaciones de lutita. Luego subyace SJ-C con el predominio de areniscas gris claro-gris verdoso beige, de grano fino a medio, friable y buena porosidad visual.

1.10 Grupo Temblador

Edad: Cretácico Tardío.

Características: la secuencia estratigráfica corresponde específicamente a las arenas: TEMB-A, TEMB-B, TEMB-C, TEMB-D y TEMB-E de matriz arcillosa, con granos subredondeados a subangulares.

1.10.1 TEMB-A

Se caracteriza por el predominio de areniscas blanquecinas-gris claro, de grano medio a fino, friable, mala a regular porosidad visual, cemento silíceo, microcarbonosa, y cuarzo libre.

1.10.2 TEMB-B

Está conformado por areniscas de grano fino a medio, pobremente cementadas que se caracterizan en el tope por ser de color marrón oscuro beige- gris oscuro, mientras que en la base son arenas cuarzo-cristalinas, beige, con abundante cuarzo libre.

1.10.3 TEMB-C

Está constituido por areniscas de grano fino a medio, en cuyo tope se caracterizan por ser cuarzo-cristalinas, beige, friable, y con abundante cuarzo libre, mientras que en la base son gris oscuro, con escasas intercalaciones de lutitas.

1.10.4 TEMB-D

Constituido por areniscas blanquecinas-beige, cuarzo-cristalinas, grano medio a fino, friable, micropirítica, en parte galuconítica, con intercalación de lutitas.

1.10.5 TEMB-E

Areniscas gris oscuro, cuarzo-cristalinas, de grano medio a fino, friable, en parte consolidada, abrasiva, con inclusiones de glauconita e intercalaciones de lutitas.

1.11 Planteamiento del problema

Durante la labor de perforación, existen numerosas actividades que se desempeñan en conjunto para llevar a cabo el objetivo deseado. Uno de los trabajos es seleccionar el fluido de perforación a utilizar durante el desarrollo de la misma, al realizar esta labor son varios los fluidos usados, estos varían según las características que presentan cada una de las formaciones que van a ser perforadas y a las diversas condiciones que tiene que soportar el lodo, tales como las diferentes presiones y temperaturas que se encuentran en el pozo a medida que se avanza en profundidad.

El lodo de perforación es una mezcla de fase continua y fase dispersa, que cumplen funciones físico-químicas específicas de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a operar. Durante la perforación de pozos lo que se quiere es estudiar, evaluar y determinar la vida productiva del mismo, produciendo petróleo y/o gas en forma rentable.

El Distrito Anaco lo comprende el Área Mayor Oficina (A.M.O) y El Área Mayor de Anaco (A.M.A): El mismo está conformado por los campos Santa Rosa y San Joaquín, Santa Ana, El Toco, Guarío, Guere, El Roble y San Roque, Anaco Y Rincón Largo; Siendo el campo de nuestro interés el Campo Santa Rosa, el cual fue descubierto en el año 1914, ocupando un área de 300 km², desde entonces se ha definido con 150 arenas y 300 Yacimientos, Nuestra investigación se ubica específicamente en la Cuenca Oriental de Venezuela, encontrándose a 10 km. al Noreste de la población de Anaco, entre coordenadas geográficas 64°30' y 64°18' de longitud Oeste y 9°34' y 9°25' de longitud Norte, originalmente incluido junto a otros campos en el tren de Anaco o Área Mayor de Anaco en el año 1984.

El Campo Santa Rosa, Constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de Gas Condensado y Crudo Liviano cuya complejidad geológica, es

la presencia de gas superficial y arcillas altamente hidratables tipo “Gumbo” son un reto-operacional durante la construcción de los hoyos superficiales.

Por limitaciones ambientales deben usarse fluidos de perforación inhibitorios a base de agua, que por su naturaleza y afinidad con la arcilla de formación hidratan la misma, causando hinchamiento y dispersión de las paredes del hoyo, condiciones que operacionalmente se reflejan en el embolamiento de la sarta durante el proceso de perforación, así como pega de tuberías durante los viajes de la misma, atascamiento de revestidores superficiales é inadecuada adherencia del cemento a la formación y al revestidor.

Este trabajo de investigación, se realizaran estudios a fin de evaluar el nivel óptimo de amina y concentración, utilizada como inhibidor en el lodo de perforación, en el campo Santa Rosa de Anaco, sobre la base de la problemática mencionada se procederá, por medio de un perfil mineralógico de la arcilla, como introducir cambios sustanciales en la elaboración del fluido mediante la evaluación de productos alternativos como las aminas, a diferentes concentraciones y distintos intervalos de profundidad, cuya finalidad será comprobar la capacidad inhibitoria de la misma como también la concentración óptima en la construcción de hoyos superficiales.

Logrando con estos resultados obtenidos generar una base de datos que a su vez permita establecer relación en futuros estudios de los fluidos analizados en áreas que posean las mismas condiciones de la zona en estudio y poder evitar y controlar los problemas operacionales que esta problemática ha venido generando en los campos del Distrito Gas Anaco.

1.12 Objetivos

1.12.1 Objetivo general

Evaluar la concentración de aminas como inhibidor en el fluido de perforación utilizados en la construcción de hoyos superficiales en pozos del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco.

1.12.2 Objetivos específicos

1. Describir la función de la amina como inhibidor en fluidos de perforación.
2. Identificar las propiedades reológicas del fluido de perforación a las diferentes concentraciones de aminas utilizadas.
3. Interpretar el comportamiento del fluido inhibitorio utilizado en la construcción de hoyos superficiales en la zona de interés del área en el Distrito Gas Anaco en el Campo Santa Rosa.
4. Analizar los resultados obtenidos de las pruebas de hinchamiento lineal y dispersión realizadas a las muestras de arcillas a condiciones del hoyo para la determinación de su capacidad inhibitoria.
5. Elaborar un cuadro comparativo de acuerdo a los resultados obtenidos, determinando así el tipo y contenido de amina óptima en la construcción de hoyos superficiales.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Vasconcelos Doris , Velásquez Isabel (2009). Elaboraron una investigación referente a la Caracterización de los Fluido Perforación a Base de Aminas Utilizados en la Construcción de Hoyos Superficiales en el Campo San Joaquín de Distrito Anaco, cuya complejidad geológica son las arcillas altamente hidratables tipo “Gumbo” los representan un reto operacional durante la construcción de los hoyos superficiales. Por limitaciones ambientales deben usarse fluidos de perforación inhibitorios a base de agua, que por su naturaleza y afinidad con la arcilla de formación hidratan a la misma, causando hinchamiento y dispersión de la pared del hoyo, condiciones que operacionalmente se reflejan en el embolamiento de la sarta durante el proceso de perforación, así como arrastres y apoyos durante los viajes de tubería, atascamiento de revestidores superficiales e inadecuada adherencia del cemento a la formación y al revestidor.

Basado en la problemática anterior se observo que el Campo San Joaquín presenta en su columna estratigráficas gran heterogeneidad con arenas de alto y bajo gradiente de fractura que dificultan el proceso de perforación originando perdidas de circulación severas en los miembros Naranja, Verde, Amarillo, Colorado, Merecure, Vidoño y San Juan, adicionalmente se presentan indujo de gas y agua salada.

Desde el inicio de la campaña de perforación para el desarrollo del Área Mayor de Anaco se ha utilizado fluido base agua disperso, y la formulación usada requiere del glicol como fuente inhibitoria en el fluido de perforación, la fase de superficie correspondiente al hoyo conductor se construía inicialmente sin adición de producto inhibitor al fluido, pero problemas operacionales citados anteriormente, incluyendo dos arremetidas que derivaron en reventones, condujeron posteriormente al uso de productos inhibidores en dicha fase; no obstante a ello, ocurrían problemas operacionales que obligaron a revisar la formulación del fluido para adaptarlo a las necesidades requeridas.

En vista de la problemática citada anteriormente se iniciaron estudios con el objeto de identificar la composición mineralógica de las arcillas y de esta forma rediseñar y adaptar los fluidos base agua usados hasta ese momento a las condiciones específicas de cada área operacional^[4].

2.2 Fluidos de perforación

Un fluido o lodo de perforación es una mezcla que consiste de gases líquidos y sólidos distribuidos en una fase líquida o gaseosa, con características físicas y químicas apropiadas. Este líquido o gas es la fase continua del fluido, mientras que las partículas de sólidos, burbujas de gas y glóbulos de fluido forman la fase discontinua. Un fluido de perforación se puede describir por sus propiedades y la de los materiales que se han utilizado para su formulación^[1].

2.2.1 Funciones del Fluido de Perforación

El propósito fundamental del fluido es contribuir a una perforación rápida y de alta calidad del pozo. Para ello debe cumplir las siguientes funciones:

- * Remover y transportar el ripio del fondo del hoyo hacia la superficie.
- * Enfriar y lubricar la mecha y sarta de perforación.
- * Cubrir la pared del hoyo con un revoque.
- * Controlar las presiones de las formaciones.
- * Mantener en suspensión el ripio y el material densificante.
- * Soportar parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento.
- * Mantener en sitio y estabilizada la pared del hoyo.
- * Facilitar la obtención información acerca de las formaciones perforadas.
- * Transmitir potencia hidráulica a la mecha ^[1].

2.2.2 Fases de los Fluidos de Perforación

2.2.2.1 Fase Continua

Es el líquido en el cual están suspendidos todos los materiales. Por ejemplo, el agua es la fase continua y la arcilla la discontinua en un lodo base agua. Un aumento en la concentración de la fase continua tiende a adelgazar el lodo. El filtrado proviene en su mayor parte de la fase continua.

2.2.2.2 Fase Dispersa

Esta formada por las partículas sólidas y/o glóbulos líquidos que se encuentran en suspensión. La viscosidad de un lodo hay que buscarla en la fase discontinua y es a partir de ella que se forma el revoque.

Los sólidos desempeñan un papel tan importante en la condición y mantenimiento de un lodo, que la inestabilidad del mismo aumenta a medida que el porcentaje de sólidos se eleva. El tamaño de las partículas sólidas en el lodo tiene

también importancia. Las partículas de 2 micrones son clasificadas como coloides mientras que las partículas cuyo tamaño es superior a 74 micrones son clasificadas como arena. La abrasividad de esas partículas da por resultado el desgaste de las bombas, las mechas y de las herramientas ^[2].

2.2.3 Clasificación de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación son clasificados según las características de su fase continua ^[2].

Los tipos de lodos que pueden ser utilizados en la perforación son:

2.2.3.1 Fluidos Base Aceite

Estos fluidos tienen por fase continua un aceite, el cual es generalmente diesel; sin embargo, también se utilizan crudos, aceites minerales y sintéticos. Cuando existe una fase discontinua formada por agua se denomina lodo invertido y debe contener agentes emulsificantes para lograr la homogeneidad ^[2].

El principal uso de estos lodos es perforar lutitas y mantener la estabilidad del hoyo. Son utilizados en la construcción de pozos altamente desviados debido a su gran lubricidad y habilidad para evitar la hidratación de las arcillas. Pueden ser seleccionados para aplicaciones especiales, como zonas de altas temperaturas y presiones, minimizando el daño a las formaciones y tomas de núcleos. Otra razón del uso de estos fluidos es la resistencia a contaminaciones tales como anhídrido, sal y gases ácidos (CO_2 y H_2S).

El costo es la mayor preocupación cuando se seleccionan lodos base aceite. Inicialmente, el costo por barril es muy elevado comparado con los lodos base agua

convencional. Debido a que estos fluidos pueden ser reacondicionados y reusados, los costos de un programa de múltiples pozos pueden ser comparables al uso de lodos base agua.

2.2.3.2 Fluidos Base Agua

Tienen un uso más extendido en la industria. Generalmente, son fáciles de diseñar con bajo costo de mantenimiento y pueden ser formulados para superar cualquier dificultad durante la perforación ^[2]. Se presentan dos tipos:

* Fluidos no inhibitorios: son aquellos que no suprimen significativamente la hidratación de las arcillas, se componen de arcillas nativas y bentonitas comerciales con soda cáustica o cal. También pueden contener defloculantes o dispersantes, como lignitos, lignosulfonatos o fosfatos. Se presentan dos tipos:

* Fluidos inhibitorios: retardan apreciablemente la hidratación de las arcillas, mediante la inclusión de cationes como el sodio, calcio o potasio. Por lo general el ion potasio proporciona la mayor inhibición para el hinchamiento de las arcillas. Estos sistemas son usados para perforar arcillas hidratables o arenas que las contengan. Como la fuente de catión es una sal, el costo debido a su disposición final del fluido puede encarecer su aplicación.

2.2.3.3 Fluidos Neumáticos

Son aquellos cuya fase continua es un gas. Se utilizan para la perforación de zonas agotadas o áreas con bajas presiones anormales. Una gran ventaja sobre los fluidos líquidos son sus excelentes tasas de penetración. ^[2]

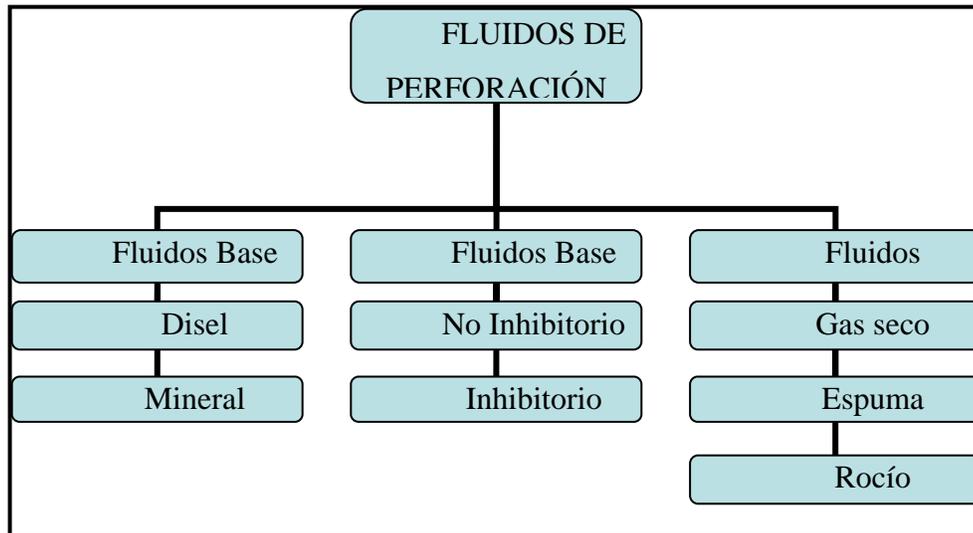


Fig. N° 2.1 Clasificación de los fluidos de perforación

2.2.4 Componentes de los Fluidos de Perforación

El fluido de perforación está constituido por una serie de compuestos, tales como: densificantes, viscosificantes, controladores de filtrado, controladores de reología, para control de pH, lubricantes, estabilizadores de lutitas, emulsificantes, bacterias, entre otros; los cuales tienen una función específica que cumplir como parte del lodo ^[6].

2.2.4.1 Densificantes

Son materiales no tóxicos, ni peligrosos de manejar, que cuando son disueltos y suspendidos en el lodo incrementa la densidad del fluido. Se utilizan para controlar la presión de la formación y para mantener la estabilidad del hoyo. Cualquier sustancia que posee una densidad más alta que el agua y se pueda agregar a un sistema sin afectar sus propiedades, puede ser utilizada como densificante. Entre los de mayor uso están: barita (BaSO_4), hematita (Fe_2O_3) y carbonato de calcio (CaCO_3) ^[11].

2.2.4.2 Viscosificantes

Estos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos para remover los recortes del hoyo y suspender el material densificante durante las prácticas de perforación. Se puede utilizar cualquier sustancia que incremente la resistencia del lodo a fluir, y en particular a la fricción; como las arcillas (bentonita) y los polímeros (goma xántica) ^[11].

2.2.4.3 Controladores del Filtrado

Son agentes que disminuyen la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial (polímeros manufacturados, la bentonita y los almidones). La pérdida del filtrado pueden ser controladas por tres mecanismos diferentes: 1) forma un revoque desfloculado en la pared del hoyo para lograr una barrera delgada poco permeable; 2) aumentar la viscosidad del filtrado; y 3) crear un revoque compresible ^[11].

2.2.4.4 Inhibidores de Lutitas

Se utilizan agentes especiales para estabilizar formaciones de lutitas sensibles al agua mediante la inhibición del hinchamiento y la dispersión de los minerales arcillosos que componen la roca. Los polímeros, sales y glicoles aportan inhibición química debido a que estos interactúan con la estructura de la roca para cumplir su función. Los asfaltos y las gilsonita son inhibidores mecánicos por que cumplen su función creando una barrera que evite el contacto entre el agua y la formación ^[11].

2.2.4.5 Polímeros

Un polímero es cualquier sustancia originadas por estructuras, de nominadas monómeros, que se repiten en cadenas mediante un proceso de polimerización. Para inhibir a las arcillas existen polímeros aniónicos y catiónicos; los primeros son los de uso más extendido por la facilidad de aplicación en el campo. Dentro de los polímeros aniónicos los más importantes son los siguientes ^[11].

* Poliacrilamidas Parcialmente Hidrolizada (PHPA): son polímeros de alto peso molecular, utilizado como encapsulante de arcillas. Trabajan efectivamente con concentraciones bajas de bentonita y en rango de pH de 8,5 a 9,5 por que la presencia del ión calcio limita su efectividad ^[11].

* Otros Polímeros: existen compañías proveedoras de fluidos de perforación que han desarrollado polímeros y copolímeros que tienen la habilidad de inhibir las lutitas ^[6].

2.2.4.6 Sales

Como inhibidores son muy importantes por ser una fuente de iones, tales como potasio, calcio y sodio, los cuales al interactuar con las arcillas tienden a controlar el hinchamiento en presencia de un medio acuoso.

Las sales inorgánicas usadas en el fluido de perforación son el cloruro de potasio (KCL), cloruro de calcio (CaCl₂), y el cloruro de sodio (NaCl), con la desventaja de aportar cloruros al sistema, por lo que hay que tratar a los lodos antes de su disposición final, aumentando los costos totales de la perforación. Las sales orgánicas de uso más común son los formiatos, originados partir del ácido fórmico, como alta resistencia térmica, estabilidad de las lutitas, bajo potencial de corrosión,

compatibilidad con los fluidos de la formación y mínimos daño al ambiente. El costo excesivo y la solubilización de la barita son sus principales desventajas ^[6].

2.2.4.7 Glicoles

Son compuestos orgánicos pertenecientes a la clase de los alcoholes, con propiedades únicas y de especial interés para la industria de los fluidos de perforación. Los aditivos basados en glicoles de uso más difundido son el polipropileno glicol (PPG) y el polietileno glicol (PEG), los cuales son de baja toxicidad, y mejora la lubricidad, el control del filtrado y la inhibición de las lutitas ^[6].

2.3 Reología de los Fluidos de Perforación

La reología es el estudio de la deformación y del flujo de un material, es decir, es la ciencia de la fluidez de la materia que describe el comportamiento de los fluidos de perforación. Provee un medio de evaluar las propiedades de flujo de un fluido, determinando la efectividad con que lleva a cabo las funciones que debe cumplir.

La reología de los fluidos de perforación permite determinar y controlar:

- * Capacidad de limpieza del hoyo, es decir, capacidad de arrastre.
- * Propiedades de suspensión de sólidos.
- * Caída de presiones producidas en la sarta y en espacio anular.
- * Presiones de surgencia.
- * Tratamiento del lodo.

Para el ingeniero de lodo, la reología es simplemente definir la viscosidad a diferentes tasas de corte, usando un viscosímetro de velocidades múltiples. Estas

medidas van a determinar el tipo de flujo en el espacio anular, y la capacidad pseudo-plástica del fluido en cuestión ^[7].

2.3.1 Propiedades Reológicas

2.3.1.1 Viscosidad

La viscosidad es una resistencia interna a fluir (deformarse). Para las mediciones de viscosidad se emplea un embudo Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo medido. Es el número de segundos requerido para que un cuarto de galón (946 ml) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo. La viscosidad de un fluido se puede medir en un punto determinado o sobre una amplia escala de mediciones de esfuerzo cortante/velocidad de corte ^[7].

2.3.1.2 Velocidad de Corte y Esfuerzo de Corte

El esfuerzo de corte se define como la resistencia interna a un esfuerzo aplicado, es decir, la fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido a una velocidad de corte dada; se mide en términos de fuerza por unidad de área (dinas/cm^2). Para iniciar el flujo en un fluido de perforación, se debe aplicar cierto esfuerzo de corte antes de producir corte o deformación. La velocidad de corte es el gradiente de velocidad en el fluido. Es la velocidad con que se mueven diferentes capas del fluido, respecto a la otra dividido por la distancia que las separa. Las unidades de velocidad de corte se expresan en segundos recíprocos (s^{-1}) ^[7].

2.3.1.3 Viscosidad Efectiva

La viscosidad efectiva es la viscosidad usada para describir el fluido que fluye a través de una geometría en particular; al cambiar las geometrías del pozo también cambia la viscosidad efectiva. La viscosidad efectiva se calcula mediante la siguiente ecuación ^[7]:

$$\text{Viscosidad efectiva} = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{Velocidad de Corte}} \times 100 \quad (\text{Ec 2.1})$$

2.3.1.4 Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica se describe, como aquella parte de la resistencia al flujo, debido a la fricción mecánica y por la viscosidad de las fases fluidas, en un fluido de perforación dado, afectada por los siguientes factores ^[7]:

- * Concentración de los sólidos.
- * Tamaño y forma de los sólidos.
- * Viscosidad de la fase líquida.

Un incremento en la viscosidad plástica, por lo general significa un incremento en el contenido de sólidos, una reducción en el tamaño de los sólidos o ambos. Las viscosidades plásticas elevadas debidas a un incremento en el nivel de los sólidos, puede controlarse por uno o más de los siguientes métodos ^[7]:

- * Dilución con agua.
- * Floculación y sedimentación.
- * Equipo de control de sólidos mecánico.

La viscosidad plástica se denota por VP y se calcula usando esfuerzos cortantes medidos a 600 rpm y 300 rpm en el viscosímetro rotacional de lectura directa, mediante la ecuación ^[7]:

$$VP = L600 - L300 \quad (\text{Ec 2.2})$$

El control de la viscosidad plástica en los fluidos de alta y baja densidad es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para lograr altas tasas de penetración ^[7].

2.3.1.5 Punto Cedente

El punto cedente es la resistencia de un fluido a fluir, producto de la interacción de las cargas eléctricas debida al grado de dispersión o atracción entre las partículas de sólidos en el fluido. La magnitud de estas fuerzas es una función de ^[7]:

- * Tipo de sólidos y las cargas con ellos asociadas.
- * Concentración de estos sólidos.
- * Naturaleza iónica de las sales disueltas presentes en el fluido.

El punto cedente es la fuerza requerida para iniciar el flujo, será por lo general, el que determine el tipo de tratamiento al que hay que someter a un lodo determinado, para aumentar o disminuir su viscosidad. Se obtiene con la siguiente ecuación ^[7]:

$$PC = L300 - VP \quad (\text{Ec 2.3})$$

Debido a que el modelo asume comportamiento verdaderamente plástico, el índice de un fluido que concuerde con este modelo debe tener $n=1$, lo cual no ocurre con frecuencia, y el modelo predice en exceso los esfuerzos de punto cedente (esfuerzo de corte a una velocidad de corte de corte cero) en un 40 a 90 por ciento. Un método fácil y rápido para calcular esfuerzos de punto cedente más realistas consiste en suponer que el fluido muestra comportamiento verdaderamente plástico solamente en la escala de bajo índice de corte ^[7].

2.3.1.6 Resistencia de Gel

El fluido de perforación debe poseer características Tixotrópicas que permitan desarrollar una estructura rígida o semi rígida durante períodos de reposo, con la finalidad de cumplir con las funciones primordiales del lodo como lo es la suspensión de los sólidos indeseables cuando se está realizando un viaje de tubería. La aparición de problemas de un fluido de perforación se observa con la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos ^[7].

Altas resistencias de gel pueden causar problemas como:

- * Retención de aire o gas en el lodo.
- * Presiones excesivas al romper circulación después de un viaje.
- * Reducción de velocidad de sedimentación de sólidos en superficie.
- * Efecto de suabeo o succión al sacar la tubería.
- * Imposibilidad de correr registros eléctricos.

2.3.2 Factores que Afectan la Reología

* Temperatura: La reología de un lodo depende de la temperatura. Generalmente, la viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura. Hay

excepciones en casos de altas temperaturas, como ocurre en algunos lodos de calcio, en los cuales a unos 300°F empieza a producirse gelificación y aún cementación.

* Presión: La presión ejerce poco efecto en la reología de los lodos base agua, pero puede afectar significativamente la reología de los lodos base petróleo.

* Tiempo: Igualmente, el tiempo es factor determinante en la reología de un fluido, tanto así que la lectura de 600 rpm en un viscosímetro FANN, se toma siempre antes de las lecturas de 300 rpm. Si se invierte el orden de las lecturas, puede alterarse los resultados. La resistencia de gel es otra manifestación de la dependencia del tiempo ^[7].

2.4 Otras Propiedades de los Fluidos de Perforación

* Filtración: El lodo está formado por una fase líquida y una sólida, parte de la fase líquida se filtra hacia las formaciones atravesadas. A este volumen de fase líquida perdido se le llama filtración o filtrado del lodo de perforación.

Al perforar formaciones no productoras se desea una filtración medianamente alta, ya que si se ablanda la formación, se facilita la penetración, pero al perforar la zona productora se desea tener una mínima filtración, pues este filtrado desplaza los fluidos presentes en la formación, disminuyendo la permeabilidad efectiva de la arena al fluir petróleo y gas. La filtración trae consigo la deposición de la parte sólida del lodo en las paredes del hoyo, formando una capa conocida como revoque. Un buen lodo de perforación debe formar un revoque fino e impermeable sobre las paredes del pozo, en este caso se dice que el lodo tiene buena propiedad de retención de paredes.

La productividad de un pozo puede ser reducida permanentemente como resultado de la filtración de agua a las formaciones, debido a un lodo con pobres

propiedades de retención de paredes. El daño causado por esta agua filtrada es más serio en zonas de baja presión del yacimiento, donde la alta presión diferencial requerida para purgar la arena de agua, no se puede obtener a pesar de las medidas que se tomen luego de que la formación haya sido afectada ^[6].

La presencia de filtrado hace los registros poco dignos de confianza, también hace reducir la confianza en los núcleos laterales de la pared y aun en los núcleos tomados por métodos comunes, además las pruebas de producción con tubería de perforación resultan deficientes por la acción de la invasión del filtrado del lodo.

La propiedad de retención de pared es frecuencia afectada por la contaminación del lodo con cemento, sal, caliza o anhidrita. Estas sustancias floculan las partículas de la suspensión coloidal, haciendo que la capa o revoque sea más gruesa y menos permeable.

La filtración y la formación del revoque son fenómenos asociados con un medio filtrante de alguna permeabilidad, se esperaría que las pruebas para estos parámetros se aplicaría a aquellos intervalos al agujero donde las rocas son permeables (arena y carbonatos). La prueba estándar de filtrado ha sido aplicada también a problemas de estabilidad de lutita, aunque la lutita es prácticamente impermeable y la prueba es raramente similar a las condiciones del agujero. A pesar de ello se han desarrollado en diversas áreas correlaciones que indican que la prueba es significativa. La estabilidad de la lutita es ahora mejor entendida y se hace menos énfasis en la prueba de filtrado para este problema, pero es usada aun y aporta resultados confiables.

La filtración en zonas permeables esta mas sujeta a interpretación lógica. La relación entre el espesor del revoque y el cerramiento del agujero frente a las formaciones permeables es directa. La posible relación entre la cantidad y calidad del

filtrado que puede invadir una zona permeable y la eventual productividad de la arena es además aparente ^[6].

* Lubricación: Las manifestaciones de fricción entre la sarta de perforación y las paredes del pozo son problemas propios de la perforación rotatoria. La resistencia por fricción a la rotación de la sarta de perforación es llamada torsión; y la resistencia por fricción para levantarla se llama tensión y al bajar la sarta de perforación es llamada resistencia; estos problemas pueden ocasionar que la tubería se pegue.

La lubricidad de un lodo se define como la habilidad del mismo para lubricar la sarta de perforación en el pozo. Se han utilizado muchos materiales como aditivos con el fin de mejorar la lubricidad, como por ejemplo la bentonita, grafito, asfalto, diesel, y petróleo crudo, mica fina y cáscara de nuez finamente molida. El gasoil es un lubricante que minimiza los problemas de torque y arrastre, pero debido a su naturaleza toxica su uso se ha reducido. El efecto después del tratamiento con un material lubricante individual, en un caso dado, se mide por los cambios en tensión y torsión.

Los lubricantes que soportan altas presiones aumentan la vida útil de las mechas. La lubricación para la superficie del metal es proporcionada por películas resistentes a la presión que se producen como resultado de reacciones químicas iniciadas por la alta temperatura generada por la fricción en el área de contacto ^[7].

Tabla 2.1. Coeficientes de Lubricación de los Fluidos Base Usados en la Perforación ^[13].

FLUIDO	COEFICIENTE DE LUBRICACIÓN
AIRE	0,5
AGUA	0,35
DIESEL	0,07

La acción lubricante de los fluidos de perforación es una propiedad especial importancia en la perforación de pozos direccionales, donde las fricciones y tensiones son mas continuas y de mayores proporciones que en la perforación de pozos verticales. El lubricante en el lodo de uso general en la perforación de pozos inclinados fue el diesel, pero por razones de contaminación este ha sido desplazado por otros lubricantes de marcas registradas no tóxicos, biodegradables y con poca tendencia a formar partículas aceitosas en el agua ^[7].

Para probar la lubricidad de los productos se emplea el probador de lubricidad, el cual simula la velocidad de rotación de la tubería y la presión con la que esta actúa sobre las paredes del pozo. Para ello se utilizan un bloque y un anillo metálico para simular la tubería de perforación y las paredes del pozo respectivamente. Antes de estos ser usados para las simulaciones, se hicieron pruebas con bloques de arenisca y caliza, obteniéndose resultados similares que con el bloque de acero, para diferentes lodos; llegándose a la conclusión de que el bloque de acero proporciona buena simulación ^[7].

Las velocidades con la que la tubería de perforación se desliza sobre las paredes del hoyo y la magnitud de la fuerza con que la tubería es aprisionada contra el fondo

del pozo, son factores importantes en la simulación de la fricción en la tubería de perforación. El rango de velocidades puede ser estimado razonablemente. Cuando se perfora un pozo generalmente la velocidad rotatoria varía entre 60 y 150 rpm. La máxima velocidad para subir o bajar la sarta de perforación entre arranque y parada para 90 pies de tubería, puede alcanzar de 580 a 600 pies/min, pero generalmente esta se controla a una velocidad menor de 250 pies/min en la Tabla 3.5 se observan coeficientes de lubricación de los fluidos base usados en la perforación ^[7].

* Ph del Lodo y Alcalinidad: Durante el tratamiento químico de los lodos de perforación es necesario conocer su alcalinidad y acidez, los cuales se definen en términos del pH del lodo. La acidez o alcalinidad de un lodo esta indicada por la concentración del ion hidrogeno, la cual es expresada como el pH. El conocimiento del pH del agua y otras soluciones tienen su importancia para otras industrias o procesos aparte de los fluidos de perforación, el conocimiento del pH del agua indicara si es apta para alimentar las calderas de vapor y la posibilidad de corrosión de los equipos metálicos.

Ácidos, álcalis y sales al disolverse en agua se disocian en átomos o grupos de átomos que tienen cargas eléctricas (positivas o negativas) a los cuales se les denomina como iones.

Un ácido es una sustancia capaz de suministrar iones positivos de hidrogeno (H^+) a su solución. Un álcali o base, es una sustancia capaz de suministrar iones oxhidrilo negativamente cargados (OH^-) a su solución.

En la escala de pH, el rango de acidez varía entre menos de 1 a 7 (en acidez decreciente) el límite inferior de pH es cero y corresponde a una solución normal de un ácido fuerte y, el rango de alcalinidad comienza arriba de 7 hasta 14 (en alcalinidad creciente) siendo 14 el valor aproximado para una solución normal de un

álcali fuerte. El Ph de 7 es neutro. Los lodos son una solución normal de un álcali fuerte. El pH de 7 es neutro. Los lodos son casi siempre alcalinos. Un rango habitual de ph es 9,0 a 10,5; sin embargo, pueden encontrarse lodos de pH más alto, entre 12,5 y hasta 13,0.

El pH de los lodos afecta la dispersabilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas. La corrosión de los materiales de acero y la reología de los fluidos de perforación. La medida de pH se usa como auxiliar en el control químico del lodo y para detectar la presencia de contaminantes, tales como cemento, yeso, etc.

El pH óptimo para cualquier lodo de perforación depende del tipo de fluido que se esté usando ^[7].

2.5 Relación entre Propiedades y Funciones de los Fluidos de Perforación

Las propiedades de los fluidos de perforación y sus funciones están íntimamente relacionadas.

La densidad y la viscosidad son dos propiedades que tienen influencia en la extracción de ripio. Sin embargo, el factor mas importante es la velocidad de circulación o velocidad anular, la cual depende del caudal circulante o régimen de bombeo y de la capacidad anular.

La fricción originada por el contacto de la mecha y la sarta de perforación con las formaciones, genera calor. Este en parte es removido por el lodo circulante y expulsado a medida que el lodo llega a la superficie. En cierto grado el lodo actúa como lubricante y esta característica puede ser incrementada con aceite o con productos químicos elaborados para tal fin (lubricantes).

El revoque minimiza los problemas de derrumbe y atascamiento de la tubería o adhesión a la pared del hoyo. El revoque se logra incrementando la concentración y dispersión de sólidos arcillosos comerciales.

La presión hidrostática ejercida por la columna de lodo debe controlar la presión de las formaciones. El gradiente normal de presión es 0,465 lpc/pie y corresponde a una densidad de 8,9 lb/gal. El control de las presiones anormales requiere que se agregue al fluido material de alta gravedad específica, como barita, hematina, etc., para aumentar la presión hidrostática disminuye por el efecto de succión al sacar repetidamente la tubería o por falta de mantener lleno el hoyo.

La propiedad tixotrópica del fluido permite mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación para luego depositarlas en la superficie cuando esta se reinicia.

El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el lodo, es igual a su peso en el aire multiplicado por un factor de flotación. A medida que aumenta el peso del lodo, disminuye el peso de la tubería.

Además de mantener en su sitio y estabilizada la pared del hoyo, para evitar derrumbes, el fluido debe ofrecer máxima protección para no dañar a ninguna formación productiva durante la perforación.

La calidad del lodo debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de petróleo de las formaciones atravesadas. Las características físicas y químicas del lodo deben ser tales que permitan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros ^[7].

2.6 Químicos y aditivos de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación incluyen gases, líquidos o mezclas de los mismos. Comúnmente presentan como líquido base el agua, el aceite (petróleo crudo o uno de sus derivados) o una mezcla estable de ellos. Para complementar las propiedades se utilizan materiales diversos llamados aditivos, estos son:

* Reductores de Viscosidad

Se tienen cuatro fosfatos complejos:

El pirofosfato ácido de sodio SAPP ($\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$); el pirofosfato tetrasódico OTSPP ($\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$); el tetrafosfato de sodio OSTP ($\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$); el exametafosfato de sodio OSHMP ($\text{Na}_6(\text{PO}_3)_6$). Su límite de temperatura está en los 150°F , el efecto de dispersión es atribuido a que las arcillas absorben las largas cadenas de los fosfatos complejos sometiendo la atracción entre las partículas y reduciendo la viscosidad.

* Controladores de Pérdida de Filtrado

Parte del lodo que se filtra hacia las formaciones perforadas, a través de la retorta, puede ser controlado mediante el uso de bentonita, polímeros y adelgazantes (excepto los fosfatos y los tanatos) como:

* Lignitos.

Muy solubles en agua y no requieren hidróxido de sodio, los lignitos complejos son usados con lignosulfonatos modificados para aumentar el control de pérdida de circulación a temperaturas elevadas. Los lignitos son usados en los lodos base agua a temperaturas superiores a los 400°F .

* Lignosulfonatos de Calcio

Son usados para convertir un lodo base sodio a uno base calcio usando cal, aunque no es particularmente efectivo para controlar la viscosidad de los lodos agua dulce, si se permite el uso del lodo en un ambiente de calcio. Están clasificados como los segundos en control de pérdida de fluido; de manera extremadamente efectiva en el control de pérdidas de fluido cuando se usan en conjunto con los lignitos, asimismo en sistemas de lodos dispersos.

* Emulsificantes

Facilitan la dispersión mecánica de dos líquidos inmiscibles, y estabilizan químicamente la emulsión (una emulsión en este caso es un sistema de dos fases, que consiste en la mezcla de finas gotas de aceite en agua o viceversa, el líquido que circunda las gotas se denomina la fase continua y las gotas como la fase dispersa, si el aceite y el agua son los únicos agentes presentes), cuando se adiciona un tercer agente denominado emulsificante, que, acompañado de agitación, se dirige a la interface de los fluidos impidiendo que las gotas (fase dispersa) coalescan, generando repelencia entre las mismas o estabilizando la dispersión.

* Materiales de pérdida de circulación o taponantes.

Se encuentran disponibles en varios tamaños y formas, usados como píldoras o baches que sellan la zona fracturada o cavernosa evitando eventuales perdidas de fluido y sólidos, estos materiales pueden ser granulares, en forma de hojuelas o fibrosos; según su forma pueden ser clasificados como comunes (materiales granulados: nuez, cascarilla de arroz), medianos (en hojuelas: celofán, polietileno de 1/8 de pulgada hasta una pulgada en longitud y superiores a los 10 mm en diámetro) o finos (fibrosos: fibras de madera, fibras sintéticas), en si; todos los materiales son

usados para sellar pequeñas fracturas o poros en zonas de alta permeabilidad y extremadas pérdidas de circulación.

* Aditivos especiales

Entre estos se encuentran los floculantes (poliedros para remoción de los sólidos perforados), agentes para el control de corrosión (inhibidores, aminas, secuestrantes de oxígeno como sulfuro de sodio y secuestradores de sulfuro de hidrógeno como compuestos de zinc o derivados del hierro), antiespumantes (agentes de superficie activa como el estereato de aluminio, siliconas orgánicas, etc.), aditivos para el control de pH (como soda cáustica, potasio de sodio), lubricantes (como grafito, plásticos sintéticos), químicos anti-pega diferencial^[7].

2.7 Polímeros

Un polímero es cualquier tipo de sustancia originada de unidades estructurales que se repiten en cadena mediante un proceso de polimerización. Son coloides orgánicos de cadena larga que se usan como viscosificantes, controladores de filtrado, adelgazantes, o como encapsulantes de los sólidos perforados. Son sustancias compuestas por grandes moléculas que a su vez, están formadas por la unión de varias moléculas simples. Es importante destacar que un polímero puede actuar como floculante o defloculante, de acuerdo a su aplicación.

Las unidades estructurales reciben el nombre de monómeros. Para que un compuesto funcione como monómero debe tener por lo menos dos enlaces a los cuales pueda ligar otros monómeros. Por ejemplo, etileno, propileno y el estireno son tres de los monómeros más comunes, el polietileno, el propileno y el poliestireno son sus polímeros respectivos.

En un proceso de polimerización, los monómeros que se repiten pueden ser iguales o no. Si son iguales el producto es un homopolímero, en el caso contrario el producto es un copolímero. Tanto las propiedades físicas como las propiedades químicas de un polímero son controladas principalmente por el peso molecular y dependen además del tipo de monómero, de la cantidad de ramificaciones y del tipo de modificaciones químicas de los diferentes grupos de polímeros. Un polímero debe tener por lo menos 100 monómeros y un peso molecular mayor de 10.000; el peso molecular es proporcional al grado de polimerización y corresponde al número de monómeros en el polímero. Estructuralmente un polímero puede ser lineal o ramificado. En el polímero lineal, los monómeros están distribuidos a lo largo de la cadena, sin orden determinado, o en bloques bien definidos, mientras que en los polímeros ramificados, el monómero se unen en puntos indeterminados de la cadena.

Los polímeros lineales son más susceptibles a la degradación mecánica que los polímeros ramificados, pero son más susceptibles a la degradación térmica. La degradación mecánica disminuye las propiedades viscosificantes del polímero al dar un polímero de menor peso molecular. Esto ocurre cuando el polímero pasa a través de las boquillas de la mecha y de los equipos de control de sólidos.

Los polímeros se clasifican de acuerdo a su origen, estructura, utilidad y según su origen:

* Naturales: Se originan de una forma y no requieren de cambios químicos en el proceso de manufactura. Son ampliamente usados por razones económicas. Son polímeros complejos, generalmente son hidrocicloides, es decir, no forman una solución verdadera, en vez de solubilizarse en el agua se hidratan e hinchan. Sus propiedades coloidales no son bien conocidas o entendidas. El almidón es un polímero natural.

* Modificados: Son polímeros afectados químicamente con el fin de mejorar su tolerancia a las sales, su solubilidad y estabilidad térmica. Los HEC son un buen ejemplo de este grupo. Son polímeros no iónicos, ideales para viscosificar salmueras. Poseen excelentes propiedades tixotrópicas y de adelgazamiento, pero carece de punto cedente y fuerza gel.

* Sintéticos: Se forman haciendo reaccionar un monómero, muchas veces, para formar un homopolímero. También se pueden hacer reaccionar polímeros distintos para formar un copolímero. Los poliacrilatos y los poliacrilamidas son polímeros sintéticos típicos solubles en agua.

Estructuralmente, los polímeros se clasifican según su estructura química y física. Químicamente se dividen en los que se derivan de la celulosa y los que se derivan de los alcoholes. Físicamente, los polímeros pueden ser iónicos o no iónicos. Los polímeros iónicos son los que poseen cargas eléctricas. Este tipo de polímeros se ioniza con el agua y el tipo de carga que van a desarrollar va a determinar su uso dentro de los fluidos de perforación.

Los polímeros iónicos se clasifican en:

* Simples

Aniónicos.

Catiónicos.

* Complejos

Aniónicos.

Catiónicos.

Anfotericos.

Los polímeros iónicos simples poseen solamente un grupo funcional, mientras que los complejos tienen dos o más grupos funcionales.

Los polímeros aniónicos tienen cargas negativas y forman la mayoría de los polímeros empleados en la industria petrolera. Por ejemplo los CMC (Carboxi-Metil-Celulosa), PAC (Celulosa Polianiónica).

Los polímeros catiónicos tienen cargas positivas y frecuentemente son del tipo amina. Tienen a floccular a las arcillas y tienen mayor capacidad encapsulante que los aniónicos. Los polímeros catiónicos precipitan instantáneamente al mezclarse con polímeros aniónicos y sus principales limitaciones son: estabilidad térmica, costo y control reológico.

Los polímeros anfotéricos poseen cargas positivas y negativas. A bajo pH funcionan como catiónicos y a alto PH como aniónicos. Estos polímeros flocculan los lodos con altos valores de MBT, ocasionando excesivas viscosidades, por esta razón solo se deben agregar en los lodos con bajo contenido de sólidos reactivos; es decir, mínima cantidad de bentonita prehidratada. Esta limitación obliga a prestar mayor atención al control de filtrado, cuando se estén utilizando polímeros anfotéricos en fluidos de perforación.

De acuerdo a su utilidad los polímeros se clasifican en:

* Viscosificantes

La capacidad de un polímero para desarrollar viscosidad depende de los siguientes factores:

- ° Del requerimiento de agua, el cual es controlado por el tipo y cantidad de grupos funcionales.

- ° Del tamaño de la partícula, que depende del peso molecular del polímero. Las partículas más grandes desarrollan viscosidad rápidamente.

- ° Del tipo de ramificación. Si es demasiado ramificado se decanta sin producir viscosidad.

- ° De la capacidad para encontrar agua libre en la solución. Si el polímero no tiene la habilidad de encontrar agua, no se hidrata.

Los polímeros no iónicos funcionan por hidratación e hinchamiento, desarrollando viscosidad y control de filtrado, mientras que los polímeros aniónicos, tales como CMC, PAC y extendedores de bentonita, funcionan por adsorción sobre los enlaces positivos de las partículas de arcilla, formando una red. Son muy buenos viscosificadores cuando existe baja concentración de sólidos en el sistema.

* Floculantes

En el mecanismo de floculación el enlace entre el polímero aniónico y la partícula de arcilla es prácticamente mecánico, es decir, la fuerza de adhesión es baja. Las partículas se aglomeran de una masa que precipita por gravedad a medida que aumenta el volumen. Los sólidos de perforación precipitan porque no tienen capacidad de sustentación, y no se hidratan como las arcillas comerciales. La efectividad de floculación de sólidos depende de la capacidad de hidratación, de la concentración de los sólidos incluyendo su peso específico, del ambiente iónico, del tipo de floculante, de la dilución, de la eficiencia del control de sólidos y el método y sitio donde se aplica el floculante, la floculación puede ser total, cuando todos los

sólidos son removidos; y selectiva cuando el polímero da viscosidad a la bentonita de alto rendimiento y floclula los sólidos de perforación.

En la floclulación ocurre adsorción y/o reemplazo de cargas causado por estos materiales, al aumentar la viscosidad de la fase líquida. Se supone que dicho taponamiento ocurre mediante el embolamiento y la adhesión del polímero alrededor de las partículas de arcilla. El control de filtrado a través de la viscosidad depende de las cargas negativas y del tamaño y forma del polímero.

* Estabilizantes

Al partirse las partículas de arcilla, el polímero se adhiere a las cargas positivas de los bordes expuestos. Así los polímeros aumentan la viscosidad de la fase acuosa, reduciendo la invasión de fluido, lo que ayuda a controlar el hinchamiento y dispersión de las lutitas sensibles al agua.

* Defloclulantes/Adelgazantes

La acción del defloclulante se puede explicar en base a dos mecanismos:

° Por adsorción del polímero sobre los bordes de las partículas de arcilla y por lo tanto la neutralización de las cargas positivas.

° Por la repulsión de las partículas, debido a su polarización negativa. Muchos de los defloclulantes tienen cadenas más cortas y por lo tanto menor peso molecular que los viscosificantes ^[1].

2.8 Impacto Ambiental

Desde hace varios años, se han enfocado en el impacto ambiental de las operaciones de perforación y de los componentes del fluido. Existe la posibilidad de contaminar las fuentes de aguas subterráneas afectando la productividad de los suelos, la calidad de las aguas superficiales y la vida marina.

Hoy en día, existen regulaciones muy severas en el ámbito mundial para el cuidado del ambiente. En Estados Unidos, la Agencia de Protección Animal (EPA) elabora los reglamentos y normas con respecto al manejo de los derechos de las actividades de perforación. De la misma manera, en Venezuela, la Ley Penal del Ambiente establece las bases de las disposición de fluidos de perforación y rípios contaminados, tanto en operaciones en tierra firme, como en costa afuera ^[3,19].

La legislación venezolana, a través del decreto N° 2.289, sección II, de las Disposiciones Técnicas para el Manejo de Derechos Peligrosos Generados por la Exploración y Producción de Petróleo exponen que los fluidos de perforación y rípios elaborados a base de aguas solo se pueden disponer mediante: confinamiento en el suelo, disposición final en cuerpos de aguas superficiales y la inyección en acuíferos no aprovechables, yacimientos petroleros o acuíferos no asociados. Los parámetros a medir que regulan éstas prácticas son: pH, conductividad eléctrica, cloruros totales, relación adsorción de sodio, aluminio intercambiable, saturación con bases, porcentaje de aceites y grasas, y concentración de metales pesados (arsénico, cadmio, mercurio, selenio, plata, cromo, zinc y plomo).

2.9 Amina

Las aminas son compuestos químicos orgánicos que se consideran como derivados del amoníaco y resultan de la sustitución de los hidrógenos de la molécula por los radicales alquilo. Según se sustituyan uno, dos o tres hidrógenos, las aminas serán primarias, secundarias o terciarias, respectivamente.

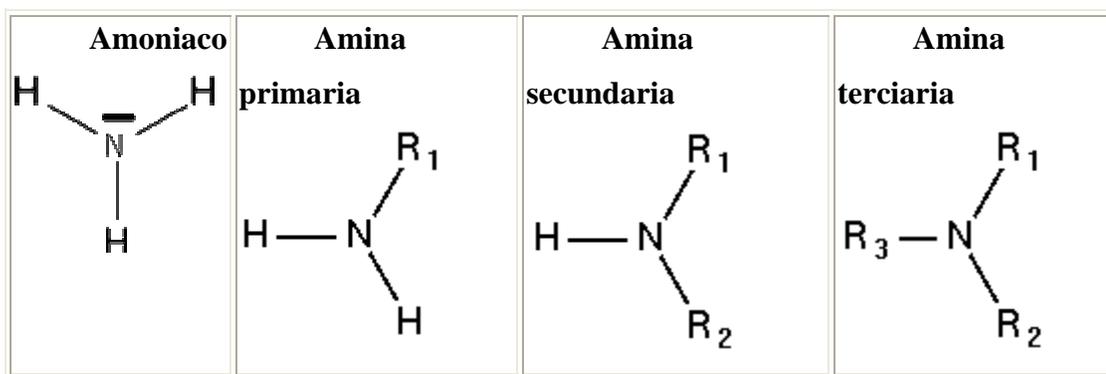


Fig. N° 2.2 Clasificación de las Aminas ^[5].

Las aminas son simples cuando los grupos alquilo son iguales y mixtas si estos son diferentes.

Las aminas son compuestos muy polares. Las aminas primarias y secundarias pueden formar puentes de hidrógeno. Las aminas terciarias puras no pueden formar puentes de hidrógeno, sin embargo pueden aceptar enlaces de hidrógeno con moléculas que tengan enlaces O-H o N-H. Como el nitrógeno es menos electronegativo que el oxígeno, el enlace N-H es menos polar que el enlace O-H. Por lo tanto, las aminas forman puentes de hidrógeno más débiles que los alcoholes de pesos moleculares semejantes.

Las aminas primarias y secundarias tienen puntos de ebullición menores que los de los alcoholes, pero mayores que los de los éteres de peso molecular semejante. Las aminas terciarias, sin puentes de hidrógeno, tienen puntos de ebullición más bajos que las aminas primarias y secundarias de pesos moleculares semejantes.

2.9.1 Estructura de las Aminas

Se pueden considerar a las aminas como compuestos nitrogenados derivados del amoníaco (:NH_3) en el que uno o más grupos alquilo o arilo están unidos al nitrógeno. El átomo de nitrógeno de la molécula de amoníaco contiene un par electrónico libre, de manera que la forma de esta molécula, considerando en ella al par de electrones no enlazantes, es tetraédrica ligeramente distorsionada. El par aislado de electrones no enlazantes ocupa una de las posiciones tetraédricas. El ángulo del enlace H-N-H del amoníaco es de 107° , y tanto la forma de la molécula como el valor anterior se pueden explicar admitiendo una hibridación sp^3 en el átomo de nitrógeno. El par electrónico libre provoca una compresión del ángulo que forman entre sí los orbitales híbridos sp^3 , reduciéndolo de 109° a 107° grados. En las aminas, como la trimetilamina ($(\text{CH}_3)_3\text{N:}$) el ángulo del enlace C-N-C no está tan comprimido como en el amoníaco porque los grupos alquilo, más voluminosos que los átomos de hidrógeno, abren ligeramente el ángulo.

Las aminas se pueden clasificar según el número de grupos alquilo que están unidos al nitrógeno. Si sólo hay uno, la amina es primaria. Si hay dos grupos, la amina es secundaria y si hay tres es terciaria.

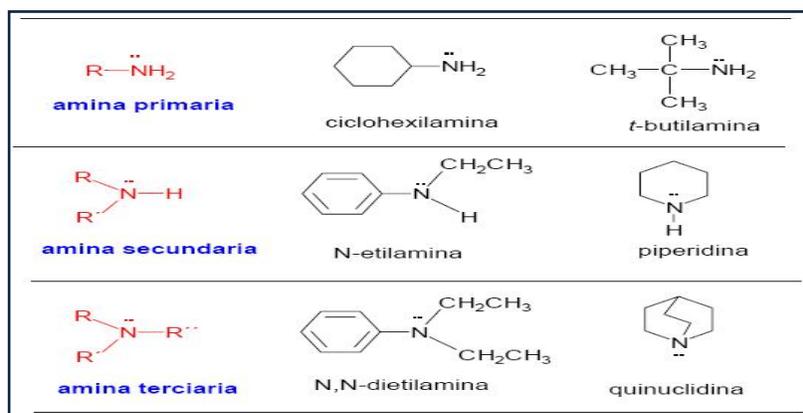


Fig. N° 2.3 Clasificación de las Aminas ^[14].

Las aminas son muy polares porque el momento dipolar del par aislado de electrones se suma a los momentos dipolares de los enlaces C-N y H-N. Además, las aminas primarias y secundarias tienen enlaces N-H que les permiten formar puentes de hidrógeno. Las aminas terciarias, como no tienen enlace N-H, no pueden formar este tipo de enlaces intermoleculares. Sin embargo, pueden aceptar puentes de hidrógeno con moléculas que tengan enlaces O-H o N-H.

Como el nitrógeno es menos electronegativo que el oxígeno, el enlace N-H está menos polarizado que el enlace O-H. Por lo tanto, las aminas forman puentes de hidrógeno más débiles que los alcoholes de pesos moleculares semejantes y por tanto tienen puntos de ebullición menores que los de los alcoholes análogos. Las aminas terciarias, que no pueden formar puentes de hidrógeno, tienen puntos de ebullición más bajos que los de las aminas primarias o secundarias de pesos moleculares semejantes.

Todas las aminas, incluso las terciarias, forman puentes de hidrógeno con disolventes hidroxílicos como el agua y los alcoholes. Por esta razón, las aminas de bajo peso molecular (hasta 6 átomos de carbono) son relativamente solubles en agua

y en alcoholes. Comprenden algunos de los compuestos biológicos más importantes que se conocen. Las aminas funcionan en los organismos vivos como biorreguladores, neurotransmisores, en mecanismos de defensa y en muchas otras funciones más. Debido a su alto grado de actividad biológica muchas aminas se emplean como medicamentos.

2.9.2 Nomenclatura de las Aminas

1- Las aminas se pueden nombrar mencionando primero los grupos alquilo unidos al nitrógeno, seguidos del sufijo -amina. Se pueden emplear los prefijos di, tri y tetra para describir dos, tres o cuatro sustituyentes idénticos. Obsérvese (Figura 2.4)

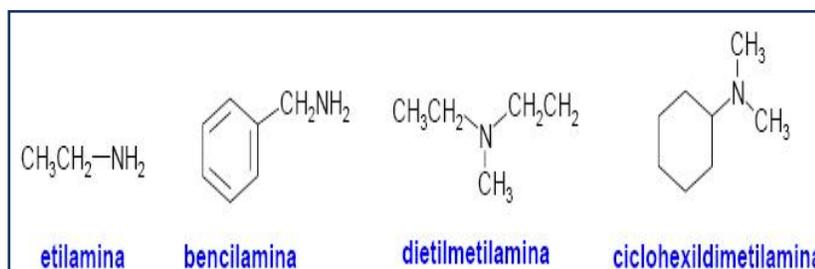


Fig N° 2.4. Nomenclatura de las Aminas

2- Las aminas con estructura más complicada se pueden nombrar llamando al grupo $-\text{NH}_2$ como amino. El grupo amino se nombra como cualquier otro sustituyente, con un localizador que indique su posición en la cadena o anillo de átomos.

3- Se pueden nombrar a las aminas de manera semejante a la de los alcoholes. Para ello, se elige como cadena principal la que contenga un mayor número de

átomos de carbono y el compuesto se nombra sustituyendo la terminación -o de alcano por la terminación -amina. La posición del grupo amino y de los sustituyentes o cadenas laterales se indica mediante los correspondientes localizadores. Se emplea el prefijo N- para cada cadena alifática que se encuentre sobre el átomo de nitrógeno.

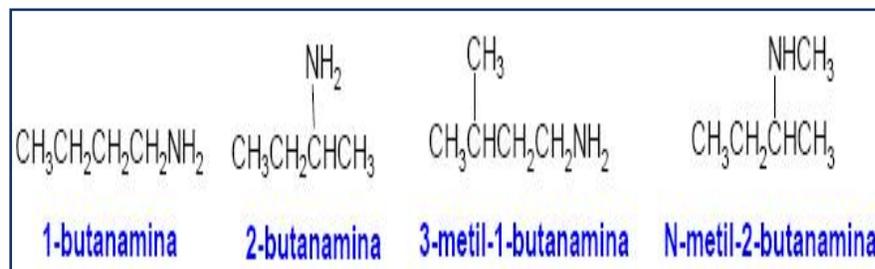


Fig. N° 2.5 Nomenclatura de las Aminas ^[14].

2.9.3 Basicidad de las Aminas

Una amina puede comportarse como una base de Lewis, o como un nucleófilo, debido al par de electrones no enlazantes sobre el átomo de nitrógeno. Una amina puede actuar también como base de Bronsted - Lowry aceptando el protón de un ácido.

Como las aminas son bases fuertes, sus disoluciones acuosas son básicas. Una amina puede sustraer un protón del agua, formando un ión amonio y un ión hidroxilo. A la constante de equilibrio de esta reacción se le llama constante de basicidad de la amina y se representa por Kb.

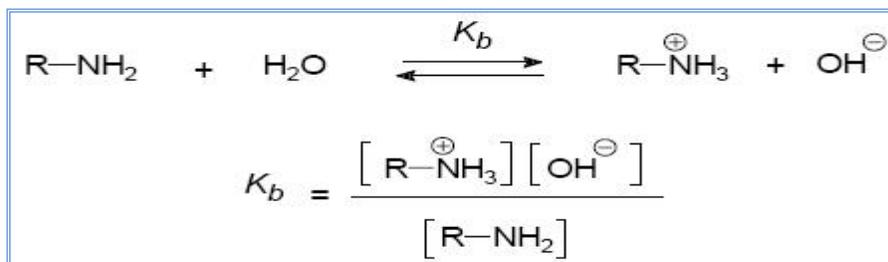


Fig. N° 2.6. Reacción de una Amina con agua ^[14].

Los valores de K_b para la mayoría de las aminas son del orden de 10^{-3} y el equilibrio de la reacción de disociación se encuentra desplazado hacia la izquierda ^[5].

A continuación, se muestra un diagrama de energía para la reacción de una amina con agua.

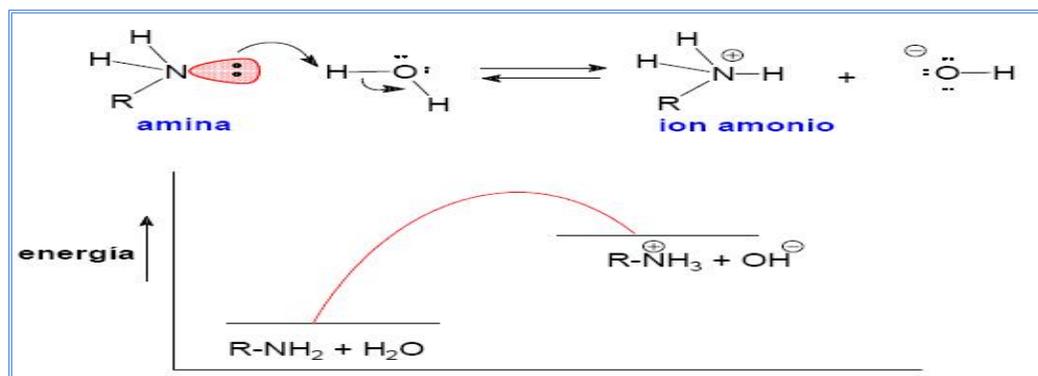


Fig. N° 2.7. Diagrama de energía para la reacción de una Amina con agua.

Cualquier característica estructural que estabilice al ión amonio, en relación con la amina libre, desplaza la reacción hacia la derecha haciendo que la amina sea una base más fuerte. Por el contrario, cualquier característica estructural que tienda a estabilizar a la amina libre, en relación con el ión amonio, desplaza la reacción hacia la izquierda, haciendo que la amina sea una base más débil.

Las alquilaminas son bases más fuertes que el amoníaco. Por ejemplo la metilamina (amina primaria, $pK_b = 4,74$) es más básica que el amoníaco ($pK_b = 3,36$).

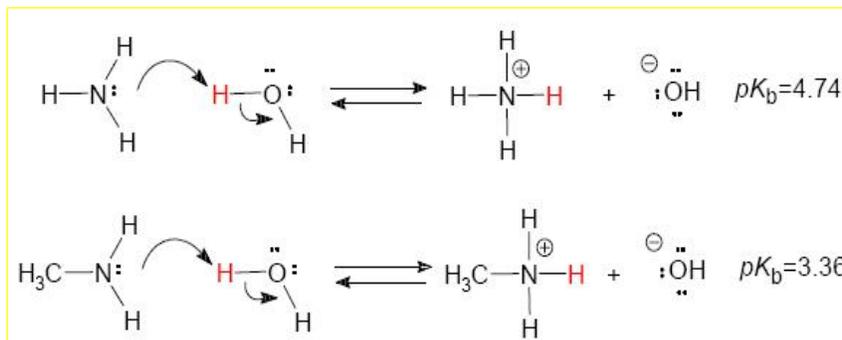


Fig. N° 2.8. Basicidad de una Amina ^[14].

La diferencia de basicidad entre la metilamina y el amoníaco se explica por el efecto electrón-dador de los grupos alquilo. En el caso de la metilamina, el grupo metilo ayuda a estabilizar la carga positiva del nitrógeno, lo que provoca una disminución de la energía potencial del catión metilamonio y desplaza el equilibrio hacia la derecha.

Siguiendo el anterior razonamiento, se debería esperar que las aminas secundarias fuesen bases más fuertes que las aminas primarias, y las aminas terciarias fuesen bases más fuertes que las aminas secundarias. La situación real es más complicada debido a la solvatación. Como los iones amonio tienen carga positiva, están fuertemente solvatados por el agua y la energía de solvatación contribuye a aumentar su estabilidad. Si el átomo de nitrógeno en el catión amonio presenta muchos grupos alquilo, como en el caso de las aminas secundarias y terciarias, la solvatación se ve dificultada porque las moléculas de agua no se pueden acercar al átomo de nitrógeno que porta la carga positiva.

Por tanto, los grupos alquilo sobre los átomos de nitrógeno en las aminas ejercen dos efectos contrapuestos: por una parte estabilizan al catión amonio por efecto inductivo electrón-dador, pero por otra desestabilizan al catión amonio al impedir una buena solvatación. Como resultado de todo ello, las aminas primarias, secundarias y terciarias muestran valores semejantes de basicidad ^[15].

2.10 Arcillas

Las arcillas son minerales de naturaleza cristalina que se formaron hace varios millones de años y reúnen las características peculiares de composición y formación relacionadas con el curso de la evolución de la Tierra. La familia de los silicatos comprende la mayoría de los minerales de la corteza terrestre ^[7].

Su composición y estructura dependen de la naturaleza de la roca madre que les dió origen, así como del ambiente durante la etapa de arrastre o deposición.

La arcilla es un silicoaluminato hidratado, desde el punto de vista químico está compuesta de silicio (Si), aluminio (Al), oxígeno (O) e hidrógeno (H). Desde el punto de vista mineralógico se consideran arcillas todas las fracciones con un tamaño de grano inferior a 2 μm . Su morfología es laminar (Filosilicatos). Las arcillas son eminentemente plásticas, esto se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento. Existen arcillas que desarrollan plasticidad cuando se mojan; las que absorben agua fácilmente se llaman hidrofílicas y las que no absorben agua (cálcicas) se les llama hidrofóbicas ^[6].

2.10.1 Clasificación de las Arcillas

Existe un gran número de minerales arcillosos. Pero los que nos interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos. El primer tipo consta de arcillas en formas de aguja no hinchables como la atapulguita o la sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hace que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo la atapulguita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementarios para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de la formación. El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): Illita, Clorita y Caolinita. Las Illitas tienen la misma estructura básica que las Montmorillonita, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución del aluminio (Al^{+3}) por magnesio (Mg^{+2}) como en la Montmorillonita, la Illita tiene una sustitución de Si^{+4} por Al^{+3} , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ión potasio (K^{+}). La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasios compensadores, es generalmente mayor que la carga de la Montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta. El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å.

El diámetro iónico de K^{+} es de 2,66 Å. Esto permite que el K^{+} encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan, no se

separan al ser expuestas al agua. Los iones potasio K^+ presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se concentran en la superficie exterior pueden ser cambiados por otros cationes.

Las Cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las Cloritas no se hinchan en su forma pura, pero pueden hacerse que se hinchen ligeramente al ser modificadas, en estas arcillas los cationes compensadores entre las capas unitarias de tipo Montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita. Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{+2} por Al^{+3} en la capa de brucita. Las Cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades y normalmente no causan ningún problema importante, al menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la Clorita varía de 10 a 20 meq/100g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas de la Clorita suele ser aproximadamente 14 Å. La Clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectitas. La arcilla resultante de capa mixta tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

La Caolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrogeno, esto impide la expansión de las partículas por que el agua no es capaz de penetrar en las capas. La Caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene capas superficiales porque no se produce ninguna situación en las hojas tetraédricas u octaédricas, sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas.

La Caolinita contiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100g), ésta se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

El tercer tipo de arcilla esta compuesto por Montmorillonitas laminares muy hinchables; si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{+3}) por solo un átomo de magnesio (Mg^{+2}) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o una carga negativa. La carga negativa neta es compensada por la absorción de cationes (iones positivos) en la superficie de la capa unitaria, tanto en la superficie interior como en las superficies exteriores del apilamiento. Los cationes que se absorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser combinados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de arcillas. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catión (CIC). El catión puede ser un ión de simple carga como el calcio (Ca^{+2}) o el magnesio (Mg^{+2}). De este modo tenemos Montmorillonita sódica, cálcica y/o magnésica. La Montmorillonita sódica, cálcica y la magnésica son intercambiables de 35 a 67 % de la capacidad total de intercambio. Tienen una CEC entre 60 – 150 meq/100g de arcilla. La propiedad más típica de la Montmorillonita es la capacidad de hinchamiento entre las capas (hidratación) con el agua. Además de la sustitución del aluminio (Al^{+3}) por el magnesio (Mg^{+2}) en la red de la Montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto el nombre de Montmorillonita se usa como nombre del grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años se aceptado más el nombre de esmectitas como nombre del grupo, reservando el nombre de Montmorillonita para los miembros predominantes aluminosos del grupo.

El segundo y tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: Ilitas, Clorita, Montmorillonita, Caolinita. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro de los fluidos de perforación. La Montmorillonita sódica se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida del fluido.

Las propiedades de filtración y reología del fluido del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo. Como la Montmorillonita es añadida intencionalmente a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial. [6]

Tabla 2.2 Arcillas encontradas comúnmente [13].

Grupo	Estructura	Carga	Catión de Intercambio	Distancia Interatómica (Å)	Hinchamiento
Colinita	Capa 1:1	Nula	Ninguno	7.2	Ninguno
Talco	Capa 1:1	Nula	Ninguno	9.3	Ninguno
Esmectita	Capa 2:1	0.3-0.6	Na ⁺ , Ca ²⁺ , K ⁺ , Mg ²⁺	11-15	Variable
Verniculita	Capa 2:1	1.0-4.0	K ⁺ , Mg ²⁺	14-15	Variable
Ilita	Capa 2:1	1.3-2.0	K ⁺	10	Nulo
Mica	Capa 2:1	2.0	K ⁺	10	Ninguno
Clorita	Capa 2:2	Variable	Capa de Brucita	14	Nulo
Sepiolita	Cadena2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	Cadena2:1	Menor	Ninguno	10.5	Nulo

2.10.2 Características de las Arcillas

- * Cargas y Polaridad.
- * Expansibilidad Vs No Expansibilidad.
- * Origen.
- * Formación.
- * Estructura.

- * Capacidad de Intercambio Catiónico.
- * pH.
- * Tamaño de Partícula.
- * Secado.

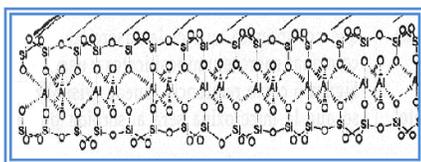
2.10.3 Polaridad de las Arcillas

Las cargas en las arcillas son de dos tipos:

* Cargas permanentes producidas por " Sustitución Isomorfica ", las cuales son cargas negativas (-).

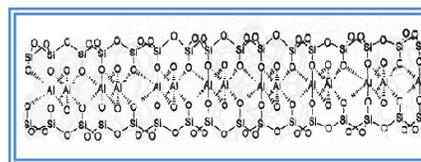
* Cargas inducidas o dependientes del pH, entre mas acido el pH mas cargas inducidas que están la en superficie, y que son cargas positivas (+).

La polaridad de las arcillas es de dos tipos polares y bipolares, la estructura de las arcillas según su polaridad puede observarse en la Figura 3.1.



(-)(-)(-)(-)(-)(-)(-)(-)

ARCILLA POLAR



(+)(-)(+)(-)(+)(-)(+)(-)

ARCILLA DIPOLAR

Fig. N° 2.9. Polaridad de las Arcillas ^[7]

Las micotoxinas son moléculas bipolares, las cuales son absorbidas por arcillas bipolares. La Aflatoxina es la única que tiene una carga fuerte positiva, por lo tanto

puede ser absorbida por la arcilla polar. Entre las arcillas de este tipo se encuentran las caolinitas, ilitas, cloritas, etc ^[7].

2.10.4 Expansibilidad Vs No Expansibilidad

a).- Capas fijas (no-expandibles):

* Entre las arcillas de este tipo se encuentran las caolinitas, ilitas, cloritas.

* No expansible: No absorbe aguas ni nutrientes.

b).- Capas movibles (expansibles)

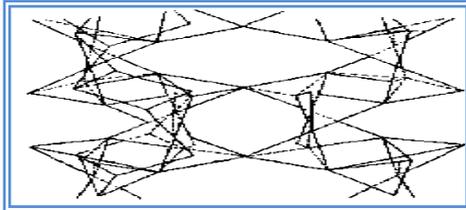
* Entre las arcillas se encuentran las montmorillonitas, emectitas, y bentonitas.

* Expansible: Absorbe agua y nutrientes ^[7].

2.10.5 Origen de la Arcilla

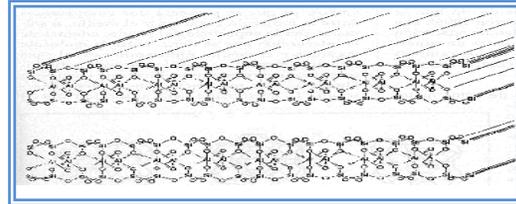
El origen de la arcilla viene dado por diversos procesos, y determinara así sus características, las cuales pueden observarse en la (Figura 2.10)

TECTOSILICATO
ZEOLITAS
CRISTALES VOLCANICOS



DEVITRIFICACION:
MENOS SUPERFICIE
MENOS PUNTOS DE ADSORCION

FILOSILICATO
ILITAS/CLORITAS/BENTONITAS
PROCESO DE EDAFIZACION



DIAGENESIS:
MÁS SUPERFICIE
MÁS PUNTOS DE ADSORCION

2.10.6 Hidratación de Arcillas

El cristal de la bentonita se compone de tres capas: Una capa de alúmina con una capa de sílice encima y otra de abajo, la laminilla de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con ésta. Si un gran número de cationes de esto es sodio, la arcilla será frecuentemente llamada Montmorillonita sódica.

Si los cationes son principalmente calcio, la arcilla se llama montmorillonita cálcica. Según el número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita 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 el agua dulce, el espacio entre capas se adsorbe una gran "envoltura" de agua.

Los minerales arcillosos presentan un tamaño reducido de partícula, sus pequeñas dimensiones hacen que se comporte como un sistema coloidal cuando entra

en contacto con agua, mientras que la presencia de cargas le permite atraer sustancias ubicadas en la solución en contacto con ellas.

Se ha establecido que la molécula de agua es polar, ésta se comporta como un pequeño imán, ya que se halla compuesta por un átomo de oxígeno (O^{2-}) y dos de hidrógeno (H^+). Es precisamente esta polaridad que presenta el agua líquida, la que le permite disolver muchos compuestos.

Cuando se disuelve un sólido iónico en agua, como lo es el cloruro de sodio, se produce la disociación de los cationes sodio y aniones cloruro, los cuales atraen a las moléculas de agua. La parte positiva o polo positivo del agua es atraído por los aniones y el polo negativo por los cationes. Consecuencia de esta atracción es el rodeamiento de moléculas de agua en torno a cationes y aniones. Este proceso se denomina hidratación, el cual permite que aniones y cationes, que en estado sólido, unidos por enlaces iónicos, en disolución permanezcan separados o dicho de otro modo, queden disueltos.

Las características principales de la hidratación de arcillas se encuentran:

- * Las arcillas están formadas por cristales muy pequeños.
- * Tienen la capacidad de intercambiar iones (Sustitución isomórfica, hace referencia al reemplazo de iones de tamaños parecidos en una estructura cristalina durante el proceso de síntesis del cristal).
- * Son capaces de variar su composición química interna.
- * Pueden alojar moléculas en el interior de su espacio interlaminaar.

* Los cambios físicos de la estructura laminar, por ejemplo el hinchamiento, son reversibles [7].

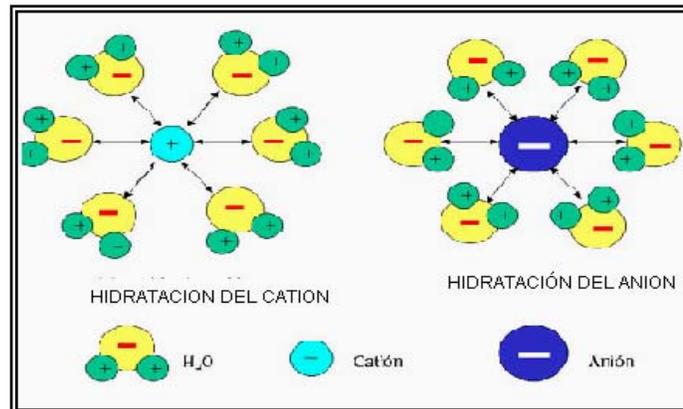


Fig. N° 2.11 Proceso de Hidratación [7].

2.10.7 Etapas Esenciales en la Interacción del Agua en la Arcilla

Etapa 1: Al principio la arcilla se encuentra en un estado deshidratado, son algunos iones de sodio (Na^+), potasio (K^+) o tal vez calcio (Ca^{2+}) adsorbidos en el espacio interlaminar.

Etapa 2: Desde el punto de vista electrostático, las cargas negativas en la arcilla se acumulan en las superficies planas de las laminillas, mientras que los bordes acumulan cargas positivas. Luego los iones de sodio tienden a concentrarse sobre las caras planas.

Etapa 3: Al ponerse en contacto con la arcilla, las moléculas de agua son atraídas fuertemente hacia las superficies planas debido a la presencia de los iones sodio cargados positivamente. Hay que recordar que, a escala molecular, las fuerzas electrostáticas son las más importantes.

Etapa 4: En este estado, las moléculas de agua se hacen más dipolares, atrayendo a otras de su especie.

Etapa 5: La carga negativa en la superficie de las laminillas se incrementa conforme las moléculas de agua se enlazan unas con otras al aumentar su polarización. Llega un momento en que la carga superficial es tal, que las láminas se repelen entre sí separándose unas de otras por lo que el espacio interlaminar se expande, originando el hinchamiento característico de las arcillas.

Etapa 6: Las moléculas de agua continúan llenando el espacio interlaminar, neutralizando parcialmente las superficies expuestas y manteniendo las láminas apartadas unas de otras, hasta que el agua es eliminada mediante algún procedimiento de secado, lo cual origina una contracción del volumen de la hojuela.

Etapa 7: El equilibrio de la hidratación es alcanzado cuando termina la mezcla de la arcilla con el agua, dando como resultado una estructura interna hidratada que hace coincidir los bordes cargados positivamente con las caras planas cargadas negativamente, de modo que se forma una estructura de *castillo de naipes*, por lo que las moléculas de agua entran y salen libremente. Este castillo puede derrumbarse mediante una agitación vigorosa de la suspensión, pero tiende a formarse de nuevo si la agitación termina, esto es, si el medio queda libre de esfuerzos mecánicos. Este último efecto se debe a que las hojas mantienen la fuerte carga electrostática que las atrae ^[6].

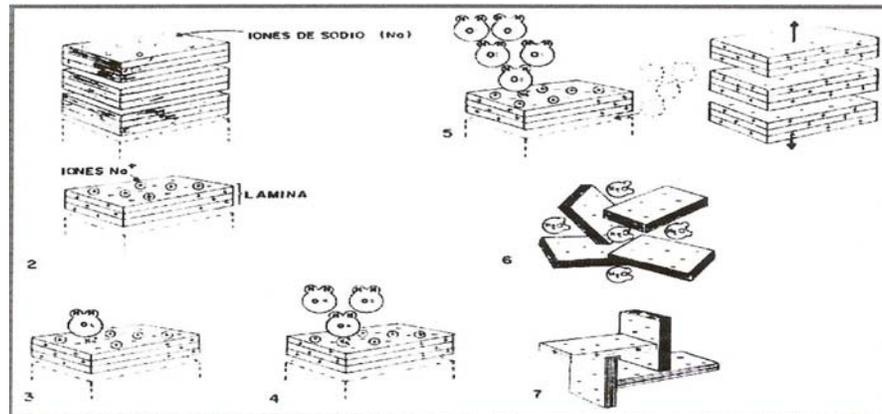


Fig. N° 2.12 Etapas Esenciales en la Interacción del Agua en la Arcilla

2.10.8 Mecanismo de Hidratación de las Arcillas

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%) [3].

2.10.9 Propiedades Físico-Químicas de las Arcillas

Las aplicaciones industriales de este grupo de minerales radican en sus propiedades físico- químicas. Dichas propiedades derivan, principalmente, de:

Su tamaño de partícula.

Su morfología laminar (filosilicatos).

Las sustituciones isomórficas, que dan a lugar a la aparición de carga en las laminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

Como consecuencia de estos factores, presentan, por una parte, un valor elevado del área superficial y, a la vez, la presencia de una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados. Por ello pueden interactuar con muy diversas sustancias, en especial compuestos polares, por lo que tienen comportamiento plástico en mezclas de arcilla-agua con elevada proporción sólido-liquido y son capaces en algunos casos de hinchar, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas. Por otra parte, la existencia de carga en las laminas se compensa, como ya se ha citado, con la entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico y también es la base de multitud de aplicaciones industriales ^[7].

2.10.10 Capacidad de Intercambio Catiónico

Los cationes compensadores que se absorben 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 CIC (Capacidad de Intercambio Catiónico). La capacidad de intercambio catiónico esta expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100). La CIC de la montmorillonita esta compronotida dentro del rango de 80 a 150 meq/100 g de arcilla seca.

Para hacer una idea de los cationes reemplazados a otros cationes en las posiciones de intercambio, se acepta generalmente la siguiente secuencia, disponiéndola en orden decreciente. $H^+ > Al^{+3} > Ca^{+2} > Mg^{+2} > H^+ > NH^{+4} > Na^+ > Li^+$, es decir que cualquier catión a la izquierda reemplazará cualquier ubicado a su derecha. La concentración relativa de cada catión también afecta la preferencia de intercambio catiónico. Aunque resulte más difícil de reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de Na^+ es considerablemente más alta que la concentración de calcio Ca^{+2} , el sodio desplaza el calcio. El intercambio catiónico puede resultar de un cambio de temperatura, visto que muchos compuestos tiene diferentes relaciones de solubilidad a temperatura. La solubilidad de alguno de los sulfuros cálcicos comunes tales como $CaSO_4$, disminuye a grandes temperaturas, mientras que la solubilidad de la mayoría de los compuestos de sodio aumenta.

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente. Los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico que un mineral catiónico (CIC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede absorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.

Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.

Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80% de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH

y de la actividad iónica. Corresponde a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20% de la carga total de la lámina.

A continuación, se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100g), además de su polaridad, origen de las cargas, y tipo de capas.

Tabla 2.3 Rango de CIC para minerales de arcillosos puros ^[6].

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

2.10.11 Procesos de Enlace de las Partículas de Arcillas

* Floculación

Asociación de partículas sin gran cohesión en grupos ligeramente ligados: asociación no paralelas de plaquetas de arcillas. Las partículas coloidales se mantienen indefinidamente en suspensión debido a su tamaño extremadamente pequeño. Cuando están suspendidas en agua pura, no pueden aglomerarse debido a la interferencia entre las capas dobles altamente difusas: al añadir un electrolito, estas capas son comprimidas y mientras más cantidad de electrolitos se añade, mayor será el acercamiento entre estas partículas debido al predominio de las fuerzas atractivas,

produciendo un aglomeramiento de las mismas. Las partículas se unen cara-arista y/o arista-arista (Figura 3.5). En este estado se incrementa la asociación cara-borde entre las partículas, produciéndose una alta viscosidad y un descontrol en la pérdida de filtrado (alta).

* Agregación

Antes de ser hidratada, la arcilla consta de un gran número de capas agrupadas. Al entrar en contacto con el agua, las capas se hidratan hasta que las fuerzas que las mantienen juntas se debilitan. Las partículas están agrupadas cara a cara (Figura 3.5) y pueden ser separadas por agitación mecánica, por hidratación y por dispersión. En consecuencia la viscosidad y resistencia de gel disminuyen.

* Dispersión

Cuando la fuerza de atracción entre las partículas se debilita por entrada de agua, estas tienden a separarse individualmente. Las caras cargadas de forma negativa se atraen con los bordes de las caras positivas. Es característica principal de este proceso el aumento de viscosidad y de la resistencia gel del lodo debido al aumento en el número de partículas y al área de superficie.

* Defloculación

Separación de partículas de arcilla por neutralización de las cargas eléctricas por los lignosulfonatos y lignitos. Las partículas pueden separarse individualmente o en grupos de dos o tres unidades ^[12].

2.10.12 Capacidad de Absorción

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (esmectitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

La capacidad de absorción esta directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada:

Absorción: cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad.

Adsorción: cuando existe una interacción de tipo químico entre el absorbente, en este caso la arcilla, y el liquido o gas absorbido, denominado absorbato.

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de absorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

2.10.13 Hinchamiento

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las laminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lamina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las

esmeclitas tienen la gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmeclita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen calcio (Ca) o magnesio (Mg) como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

2.10.14 Plasticidad

Las arcillas son eminentemente plásticas, esta propiedad se debe a que el agua forma una cubierta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecutiva, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento.

La relación existente entre el límite líquido y el índice de plasticidad ofrece una gran información sobre la composición granulométrica, comportamiento, naturaleza y calidad de la arcilla. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

2.10.15 Tixotropía

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se les deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial

comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite de líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico^[12].

2.11 Definición de términos básicos

* Absorción: cuando se trata de procesos físicos como la retención por capilaridad. Es la retención de una especie química por parte de una masa y depende de la tendencia que tenga la masa a formar mezcla o a reaccionar químicamente con la misma.

* Adsorción: cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla (en su superficie sólida), y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato, parte del mismo se une a la superficie, formando una o más capas de moléculas asociadas al adsorbente. Se refiere a la retención de una especie química en los sitios activos de la superficie de un sólido, quedando delimitado el fenómeno a la superficie que separa las fases o superficie interfacial. La retención superficial puede ser de tipo químico o físico, cuando es físico el proceso es reversible, mientras que si es químico el proceso es irreversible. . La cantidad de sustancia adsorbida es función del área superficial del adsorbente, la temperatura de la solución y la concentración del adsorbido.

* Arcillas: son minerales de naturaleza cristalina que se formaron hace varios millones de años y reúnen las características peculiares de composición y formación relacionadas con el curso de la evolución de la Tierra.

* Área Superficial de una Arcilla: Es el área de la superficie externa mas el área de la superficie interna de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m²/g.

* Cambio Iónico: son los procesos reversibles por los cuales las partículas sólidas de una superficie sólida adsorben iones de la fase acuosa liberando al mismo tiempo otros iones en cantidades equivalentes, estableciéndose el equilibrio entre ambas fases. Las causas que originan el intercambio iónico son los desequilibrios eléctricos de las partículas de la superficie sólida.

* Espacio Interlaminar: espacio existente entre dos láminas consecutivas.

* Estructura Tetraédrica: son pirámides de base triangular, con todas sus caras iguales. Esta constituido por una unidad estructural Si- O que es un tetraedro de coordinación con el Si en el centro y cuatro oxígenos en cada uno de los vértices del tetraedro.

* Estructura Octaédrica: son bpirámides con su plano ecuatorial cuadrado y con todas sus caras triángulos equiláteros iguales. Esta constituido por Al y/o Mg en el centro y O y/o OH en los seis vértices.

* Hidratación: acto por medio del cual una sustancia admite agua por medio de adsorción o absorción. Es decir, involucra la hidratación superficial es la unión de moléculas de agua a átomos en la superficie de las placas de arcilla. La hidratación iónica, es aquella de los cationes entre las placas con capas de moléculas de agua. La hidratación osmótica se da en algunas arcillas, después de que ellas han sido completamente hidratadas por los dos métodos anteriores (usualmente a un 100% de humedad).

* Hinchamiento: expansión de las arcillas debido a la absorción de agua. La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las laminas. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática

cación-lamina. A medida que se intercalan capas de agua la separación entre láminas aumentan y las fuerzas que predominan son de repulsión entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento disocie completamente unas láminas de otras.

* Inhibición: prevención de la dispersión.

* Lámina: Es la unidad formada por la unión de una capa octaédrica más una o dos tetraédricas.

* Lutitas: se definen como rocas sedimentarias, son de textura y granos finos depositadas en cuencas marinas y formadas por la consolidación de arcillas, limo y lodo. Esta caracterizada por su estructura de láminas finas lo cual le imparte una fisilidad paralela a la estratificación, por donde se quiebra fácilmente en finas capas.

* Micrón (μm): Unidad de longitud igual a una millonésima parte de un metro o una milésima parte de un milímetro.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

Con la finalidad de llevar a cabo la culminación eficiente de los objetivos trazados al inicio de la investigación, se estableció un procedimiento metodológico detallado, de manera que se establezcan las técnicas, equipos, herramientas, fases del desarrollo de la investigación y procedimientos utilizados para la evaluación de la concentración de Aminas como inhibidor en el fluido de perforación utilizados en hoyos superficiales en pozos del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco.

3.1 Diagnósticos del Área en estudio

El Campo Santa Rosa se caracteriza por la complejidad de la perforación debido a la inestabilidad del hoyo, así como también las altas temperaturas, pérdida de circulación, atascamientos diferenciales e influjos de gas.

La selección del fluido de perforación es el factor clave para la inhibición de las arcillas tipo Gumbo encontradas en la localidad, la interpretación de la información de los registros y la caracterización sedimentológica del área, ocasionando un mínimo daño a la formación.

El estudio para realizar la selección del fluido de perforación, partió de la recopilación y análisis de la información disponibles de perforaciones anteriores, trabajos de investigación

3.2 Tipo de Investigación

El trabajo de investigación tuvo su evaluación y comparación en un sistema base agua con aminas y diferentes aditivos de fluidos, a través de pruebas de laboratorio, comparándose la capacidad inhibitoria que estos sistemas tuvieron en contacto con las arcillas reactivas de las formaciones superficiales del Campo San Santa Rosa, Dtto Anaco. Por lo tanto, esta investigación es de tipo experimental, en está busca las razones y causas de ciertos fenómenos.

La investigación se apoyó en una investigación de campo, Sabino (1992) señala al respecto que los estudios de campo “son aquellos que tienen condiciones de recoger datos primarios directamente dentro de la realidad”. Así mismo el carácter de campo de la investigación indujo a la recolección directa de los datos en el propio sitio de su resguardo. La investigación de campo se basó en la recolección de una serie de muestras de arcillas extraídas de intervalos superficiales los cuales fueron tomados, dentro de su rango que abarcan las formaciones de interés para su posterior análisis con el equipo de Hinchamiento Lineal y Dispersión.

3.3 Población y Muestra

Población es la totalidad del fenómeno a estudiar, donde la unidad población posee una característica común, lo que se estudia y da origen a los datos de la investigación. Cuando se seleccionan algunos elementos con la intención de investigar algo sobre una población determinada, se refiere a este grupo de elementos como muestras.

La población para esta investigación fue conformada por las zonas arcillosas del Campo Santa Rosa, Dtto Anaco y el sistema de fluidos a base de agua con

aminas. Se consideró como muestra la arcilla tomada de dicho campo a diferentes intervalos que están dentro del rango del área superficial, así como también los aditivos inhibitorios específicos utilizados en la formulación de los sistemas de fluidos.

3.4 Parámetros Utilizados para el Desarrollo de la Investigación

Para evaluar los aditivos comerciales y determinar la reacción de las arcillas con estos aditivos en sistemas de fluidos base de agua con aminas, que permitan lograr el diseño capaz de solucionar los problemas operacionales ya mencionados, para ello se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

*** Propiedades físico-químicas de los fluidos**

Es importante determinar las propiedades físico-químicas de las diferentes muestras de lodos, para permitir caracterizar y cuantificar su comportamiento y distinguirlos uno de otros a fin de establecer la eficacia en su aplicación. Entre las propiedades a evaluar se encuentran: pH, densidad, reología.

*** Temperatura y Presión del pozo**

La temperatura y la presión son predominantes en el pozo, a medida que se perfora ocurre un aumento de temperatura y la presión, el fluido se deshidrata y pierde sus propiedades físico-químicas, debido a la degradación de los diferentes aditivos químicos que conforman su diseño. El gradiente geotérmico se calcula mediante datos que se obtienen al momento de perforar por sensores que se instalan en la sarta de perforación se obtiene la temperatura estática (BHST, Botton Hole Static Temperature) con este dato y la profundidad vertical verdadera (TVD, True Vertical Depth) se procede a calcular el gradiente geotérmico.

* Densidad

El lodo de perforación ejercer una contrapresión en las paredes del hoyo, controlando de este modo las presiones litostática e hidrostática existentes en las formaciones perforadas.

El excesivo peso del lodo de perforación, aumenta la presión en la cara de la formación e incrementa el riesgo de pega por presión diferencial. Reduciendo la presión de sobrebalance y manteniendo el peso del lodo al nivel más bajo permitido, contribuye a disminuir problemas de pega de tubería.

*Control de filtrado y formación de revoque

La utilización de aditivos dispersantes y controladores de filtrado que permiten disminuir la pérdida de la fase continua y lograr la formación de un revoque delgado, incompresible y de fácil remoción, permitirá minimizar los problemas de pega diferencial.

La pérdida de filtrado por tratarse de un medio permeable puede causar un daño irreversible a la formación, ocasionando restricciones de flujo de arena. Los factores que influyen en la pérdida de filtrado de los fluidos son:

1.- Tiempo: La velocidad de filtración es directamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, contando desde la pérdida inicial de filtrado. Esta relación es solo una aproximación, puesto que se basa en la hipótesis de que la permeabilidad del revoque sea constante.

2.- Temperatura: Un aumento de la temperatura eleva la velocidad de filtración porque, generalmente la permeabilidad del revoque es constante, la viscosidad

del petróleo o del agua en la fase continua del lodo se reduce y, también, porque la alta temperatura produce cambios químicos en el lodo.

3.- Presión: Los efectos de la presión sobre la velocidad de filtración dependen en gran medida de las características del revoque. Si el revoque es compresible un aumento de la presión reduce su permeabilidad y disminuye la pérdida de filtrado. Si el revoque es incompresible, la velocidad de filtración varía con la raíz cuadrada de la presión. Un revoque incompresible implica que la permeabilidad del mismo no es afectada por la presión. La compresibilidad del revoque depende del tamaño, la forma y la distribución de los sólidos en dicho revoque.

3.5 Equipos utilizados y Técnicas Aplicadas

Las técnicas que se utilizaron para las pruebas de laboratorio fueron basadas en las normas establecidas por el Instituto Americano de Petróleo (API). También se utilizó antecedentes, asesoría académica e industrial, manuales de fluidos de perforación, boletines técnicos de cada aditivo, trabajos especiales de grado, muestras de arcillas de la formación de interés para su posterior análisis con el equipo de Hinchamiento Lineal y Dispersión, para lo cual se hizo necesario solicitar ayuda del Laboratorio de Perforación ubicado en la empresa Inpark Drilling Fluids ubicada en el Distrito Anaco. A continuación se describen algunos de los equipos de laboratorio utilizados:

3.5.1 Equipos De Laboratorio

* Agitador Eléctrico

Es un aparato que consta de un motor eléctrico que hace girar a un eje alargado que posee unas pequeñas aspas que le da un movimiento circular al fluido en forma

de remolino. El equipo consta de un potenciómetro que ajusta la velocidad del rotor. (Apéndice A, Figura A1).

* Balanza Analítica

Es un aparato que sirve para determinar el peso de los aditivos químicos que son usados en la preparación de los lodos. Constan de una serie de pesas que indican las cantidad en gramos a ser medidos y un plato que sostiene el material a ser pesado.

* Viscosímetro Fann 35a (Reología)

Constituido por un rotor exterior que gira dentro de un vaso mediante un motor eléctrico. Una caja de velocidades que actúa mediante un sistema de engranajes, hace girar el rotor a 3-6-100-200-300 y 600 revoluciones por minuto (rpm). Al girar el rotor produce un cierto arrastre de un estator concéntrico al mismo. Este arrastre se mide mediante una balanza de torsión, que indica la fuerza desarrollada en un dial graduado. El instrumento esta diseñado en forma tal que se puedan hacer lecturas directas en unidades adecuadas (deflexiones). (Apéndice A, Figura A3).

Procedimiento para la Viscosidad Plástica y el Punto Cedente:

a) Depositar el lodo recientemente agitado en el recipiente. Colóquelo bajo el aparato y sumerja el rotor exactamente hasta la marca.

b) Poner en marcha el motor y se coloca en su posición más baja el botón que acciona la caja de velocidades para obtener la más alta velocidad (600 rpm) y coloque el interruptor en posición HIGH. Se mantiene la agitación durante 10 a 15 segundos hasta obtener una lectura constante en el dial y se anota este valor.

c) Colocar el interruptor en posición LOW, para obtener baja velocidad. El valor constante del dial a baja velocidad es la lectura a 300 rpm.

d) El valor resultante de la resta de las lecturas a 600 y 300 rpm, se expresa como Viscosidad Plástica (VP) y como Punto Cedente en $\text{lbs}/100\text{pie}^2$ el valor obtenido de la resta de la lectura de 300 rpm y la viscosidad plástica.

e) Se debe indicar la temperatura a la cual se realizó la prueba.

Para medir la resistencia de gel inicial, se prepara la muestra en la misma forma como en el procedimiento anterior. Se agita el lodo durante 10 segundos a 600 rpm; se coloca el botón en 3 rpm, se para el motor por un tiempo de 10 segundos, luego se enciende y se registra la lectura máxima del dial como resistencia inicial de gel, expresada en libras/100pies².

Luego de medir la resistencia inicial, se vuelve a agitar la muestra con el motor a 600 rpm y se deja en absoluto reposo durante diez minutos. En la misma forma como se obtuvo el gel inicial, se hace girar el rotor y se lee la máxima deflexión del dial. Este valor se reporta como resistencia de gel a los diez minutos o resistencia de gel final.

* Balanza De Lodos:

Instrumento muy eficaz en las labores propias que ameriten tratos duros como lo representa el trabajo de campo y más aún cuando se trate de confiabilidad en un rango bastante reducido. Este instrumento permite mediciones con una precisión entre 0.1 ppg o 0.5 pcf. Esta balanza consiste básicamente de: una base de soporte, un recipiente con cubierta circular, un brazo graduado con ballete móvil, y un punto de apoyo con una burbuja de nivel. El brazo tiene un contrapeso en un extremo el cual,

junto con el peso mismo del brazo y el indicador equilibra el peso de un volumen constante de lodo en el recipiente que se halla en el otro extremo del brazo. Este brazo está graduado por lo menos 2 de las cuatro unidades siguientes: libras/galón, libras/pie³, gravedad específica, libras por pulgadas cuadrada por cada 100 pies de profundidad. Como se dijo anteriormente, el equipo está construido de material fuerte y consistente que permite soportar el manejo rudo a que es sometido en el pozo. Dicho instrumento está descrito esquemáticamente en el apéndice. (Apéndice A, Figura A2).

Procedimiento

- a.- Quitar la tapa de la copa y llenar completamente la copa con el lodo a analizar.
- b.- Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
- c.- Lavar o escurrir los restos de lodo que se encuentran en el exterior de la copa o el brazo.
- d.- Colocar el brazo de la balanza sobre la base, y mover el cursor a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja del nivel indique la nivelación correcta.
- e.- Leer la densidad del lodo en el lado izquierdo del cursor en su unidad correspondiente.

* Retorta Kit

Para determinar el contenido de sólidos y líquidos se utiliza la retorta. Se coloca lodo en un recipiente de acero y se calienta hasta que los componentes líquidos se hayan vaporizado. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en forma líquida en un cilindro graduado. Los sólidos se determinan por diferencia.

Procedimiento

- a) Sacar la retorta de la caja aislante. Usando la espátula como desarmador, remover la cámara de lodo de la retorta.

- b) Sacar y reemplazar la lana de acero de la cámara superior.

- c) Limpiar y llenar con lodo la cámara inferior (10cc). Asegurarse de que no haya aire en la misma ya que se podrían arrojar errores. Para quitar el aire del lodo, agregar dos o tres gotas de antiespumante. Un buen llenado de lodo es esencial.

- d) Limpiar el exceso de lodo y enroscar la cámara inferior en la cámara superior. Usar lubricantes de silicón en la rosca.

- e) Colocar la retorta en la caja aislante y bajar la tapa.

- f) Colocar debajo de la descarga del condensador un cilindro graduado, totalmente limpio y seco.

g) Calentar la retorta y continuar el calentamiento durante 10 minutos, después que no se haya recogido más condensado en el cilindro graduado, todos los sólidos suspendidos y disueltos quedarán retenidos en la retorta.

h) Leer el porcentaje de agua y petróleo directamente en el cilindro graduado, el porcentaje de sólidos es la diferencia restante.

A través de este procedimiento se determina el porcentaje de líquidos en el cilindro y por diferencia se determina el porcentaje de sólidos, el cual es de gran importancia debido a que el contenido de sólidos es determinante para el mantenimiento de las propiedades reológicas del fluido de perforación y para evitar posibles problemas operacionales ocasionados por una alta concentración de sólidos en el sistema, tales como reducción de la tasa de penetración, atascamiento de la tubería, y posteriores pegas mecánicas y desgaste de las tuberías y equipos de perforación, entre otros.

* Filtro Prensa (API)

Se usan para ensayos a baja presión (100 psi) y a temperatura ambiente, los cuales dan una idea del volumen de filtrado que puede ocurrir bajo condiciones del pozo. Este consiste en un cuerpo cilíndrico con una cámara construida con materiales altamente resistentes a soluciones alcalinas. Tiene un medio para sellar la cámara en orden de aplicar presión ya por gas o líquido. Contiene un soporte apropiado sobre el cual se coloca un papel de filtro. Por debajo de este soporte está localizado un tubo de drenaje para la descarga del filtrado. También, reguladores de presión están conectados a ambas prensas.

Procedimiento Utilizando El Filtro-Prensa API (Estándar):

- a) Obtener una muestra de lodo recientemente agitada.
- b) Asegurarse de que cada pieza de la prensa esté limpia y que los empaques no están desgastados. Llenar la cámara hasta 1/4 de pulgada del asiento del empaque O.
- c) Encajar el empaque O en su asiento y colocar por encima un papel filtro de 9 cm (Whatman No 50 S&S 576 o equivalente).
- d) Terminar de armar la cámara y colocarla en el soporte o base.
- e) Colocar una probeta graduada seca bajo el tubo de drenaje para recibir el filtrado.
- f) Cerrar la válvula de alivio o seguridad y ajustar el regulador para una presión de 100 ± 5 psi. esta presión debe ser aplicada en menos de 30 segundos.
- g) La prueba debe efectuarse por 30 minutos, medidos desde la aplicación de presión.
- h) Después de 30 minutos cortar la presión desatornillando y abrir la válvula de alivio o seguridad, asegurándose de que toda la presión es liberada.
- i) El volumen de filtrado se registra en cc como filtrado API.
- j) Remover la cámara de su soporte o base y desarmarla.
- k) Desechar el lodo y conservar el papel de filtro sin causar daño al revoque.

l) Lavar cuidadosamente el revoque con agua, o en el caso de fluidos base aceite con pérdida de filtrado mitigada, utilizar diesel.

m) Medir el espesor del revoque en treintaidosavos de pulgadas y registrarlo en el informe.

n) La consistencia del Revoque debe anotarse utilizando adjetivos tales como: Firme, duro, blando, resistente o suave.

* Aguja Vicat

El espesor del revoque se determina con la aguja vicat. Este aparato consta de un aguantador provisto de un vástago movable que pesa 300gr. En el extremo superior del vástago, tiene un embolo de 1cm de diámetro y una longitud de por lo menos 5cm y en el otro extremo soporta una aguja cambiable de 1mm de diámetro y 5cm de longitud. El vástago es invertible y puede mantenerse en cualquier posición por medio de un tornillo fijador y posee un indicador ajustable que se mueve sobre la escala graduada adherida al aguantador. Unido a la base del aparato se tiene una pequeña placa que sirve para colocar el papel filtro que contiene el revoque cuyo espesor se desea medir.

Procedimiento

a) El papel filtro con el revoque lavado suavemente con agua, se coloca sobre la placa porta muestra de modo que la aguja del aparato pueda hacer impacto en alguna parte del papel filtro.

b) Por medio del tornillo ajustador, se hace que la aguja toque la superficie del revoque, ajustándolo en esta posición.

c) En esta posición fija del soporte, se lleva el indicador movable de la escala a la lectura cero del extremo superior.

d) Luego se libera el vástago, permitiendo así que la aguja vikat, atraviese el revoque.

e) Por último, se toma la lectura del indicador en la escala, anotándose esta como el espesor del revoque en mm o en 1/32 pulgada.

* Medidor De Ph

La determinación del pH por medios electrométricos ofrece mayor grado de precisión, que la obtenida por el método clorimétrico. La operación del mismo implica la generación de un potencial eléctrico para la solución a probar en un sistema de electrodos de cristal y calamelano. Por medio de un tubo de vacío el potencial eléctrico se convierte en unidades legibles pH que se indican directamente en el aparato.

Procedimiento

a) Normalizar el equipo con una solución buffer de acuerdo a las instrucciones suministradas por el instrumento.

b) Lavar el extremo del electrodo, secar frotando suavemente e insertarlo dentro del fluido en un beaker. Agitar el fluido cerca del electrodo rotando el recipiente.

c) Medir el pH del fluido de acuerdo a las instrucciones suministradas por el instrumento. Una vez que el indicador digital del instrumento permanezca por más de 30 seg, registrar el ph.

d) Lavar el electrodo con agua destilada al concluir cada prueba.

3.5.2 Equipos Misceláneos

- * Computador acer
- * Impresora Canon ip 1800.
- * Internet.
- * Cámara Fotográfica Digital Hp.

3.6 Descripción de los Aditivos de los Fluidos Base Agua

Los sistemas de perforación a base de aminas se describen a continuación:

- * Agua

Representa la fase continua del sistema. Es necesaria para la preparación del volumen del lodo requerido. Es aquella que esta compuesta por dos moléculas de hidrogeno y una molécula de oxígeno.

- * Bentonita

Es un viscosificador, una arcilla Wyoming de alta calidad (arcilla de montmorillonita de sodio) que rinde 1.7 m³/100 kg (91 lbs) de lodos de 15 cp por toneladas. Se usa como aditivo primario para producir excelente revoque, controla el filtrado y suspender los sólidos en sistema de agua dulce; y se puede aplicar en todos los sistemas de base agua. La bentonita es un producto de primera calidad que satisface las especificaciones del API para bentonitas.

Propiedades Físico Químicas

Apariencia física.....	Polvo color canela
Gravedad Específica.....	2.4 – 2.6
Densidad a granel.....	769 – 833 kg-m ³

Aplicaciones

La bentonita se usa para aumentar la viscosidad y disminuir la pérdida de filtrado con fluidos con base en agua. Es un medio económico para obtener los valores ideales de viscosidad, pérdida de fluido y calidad del revoque en lodos de agua dulce y de agua de mar. Las concentraciones típicas de bentonita oscilan de 10 a 100 Kg/m³ (5 – 30 lbs/bbl).

El rendimiento de la bentonita disminuye a medida que aumenta la salinidad del agua. En lodos que contienen más de 10000 mg/lit de cloruros, el rendimiento disminuye sustancialmente a menos que se prehidrate con agua dulce antes de agregarlo al sistema de lodo.

Ventajas

- Formación de revoques delgados y compresibles en la pared del pozo.
- Disminuye el filtrado por la característica de la eficiente matriz de partículas que confieren poca permeabilidad al revoque.
- Es altamente hidrocópica u el mejor medio para generar viscosidad, desarrollar geles.

* Goma Xántica

Es un biopolímero polisacárido de alto peso molecular, provee viscosidad y suspensión en fluidos a base de agua dulce, agua de mar, cloruro de potasio y cloruro de sodio.

Aplicaciones

- Viscosificar fluidos a base de agua dulce o de salmueras usados para perforar, moler, ensanchar y en operaciones de empaque de grava.
- Suspender agentes puenteantes y materiales densificantes en sistema de agua dulce y de salmueras.

Ventajas

- Provee propiedades tixotrópicas y características de flujo no newtoniano a un amplio rango de salinidad con baja concentración.
- Reduce la fricción.
- Reduce al mínimo el potencial de daño a la formación.

* Pac Lv

Es un derivado especial del almidón que se usa en los sistemas a base de agua Drill In, para controlar filtrado. Cuando se emplea junto a un agente puenteante, tal como carbonato de calcio o sal de granos micronizados, el PAC LV proporciona un revoque impermeable y delgado, fácil de remover.

El Pac Lv es un material no iónico especialmente indicado para fluidos que contienen sales de aditivos sensibles a los iones. PAC LV actúa conjuntamente con la gama xántica para aumentar la viscosidad de los sistemas a régimen de bajos cizallamiento.

Propiedades Físico Químicas.

Apariencia física.....	Polvo blanco
Gravedad específica.....	1.5
Solubilidad en agua.....	100%

Aplicaciones

Pac Lv se usa para disminuir la pérdida del fluido del sistema Drill In. Pac Lv contribuye a proporcionar regímenes de bajos cizallamiento, viscosidades más elevadas que con aditivos comunes para pérdida de fluido. Si bien los aditivos del DRISPAC LV o base de almidón diluyen el sistema, el Pac Lv aumenta el valor de VRBC.

Pac Lv se puede usar en casi todas las salmueras, incluso agua de mar, NaCl, KCl, CaCl₂, NaBr y sistemas de sal de formiato. PAC LV resiste la contaminación por calcio en amplia escalas de valores de pH y se puede usar a temperaturas de hasta 121 °C (250°F)

Características:

- Es un polvo de color crema claro.
- Su densidad oscila entre 0,75 – 0,85 gr/cm³.
- Tiene una estabilidad de hasta 300 °F.
- Tolera las sales que comúnmente se encuentran durante la perforación.

- Efectivo en agua dulce, agua salada y salmueras.
- Efectivo en pequeñas concentraciones para controlar el filtrado.
- Efectivo para un amplio rango de pH, desde moderado hasta alto.
- No necesita bactericida.
- No es tóxico.
- Se debe agregar con lentitud.

Aplicaciones/Funciones:

- Controlar la velocidad de filtración sin aumentar significativamente la Viscosidad del fluido
- Encapsular la lutita a fin de evitar su hinchamiento y desintegración

* Cal Hidratada

De nombre químico hidróxido de calcio, es un material alcalino, que se usa como controlador de pH e inhibidor de arcillas en lodos de perforación de agua dulce, y como agente de saponificación en lodos de perforación base aceite.

Propiedades Físico Químicas

Apariencia física.....	Polvo blanco
pH (solución al 1%).....	12.4
Gravedad específica.....	2.2
Densidad a granel.....	138 lb/ft ³
Solubilidad en agua a 68 °F (20 °C).....	0.165 g/100 ml de agua

Aplicaciones

- Para ablandar aguas duras temporales.
- Elemento endurecedor de los morteros y cementos.
- Obtención de soda cáustica, hidrógeno y sales de calcio.
- Diseño de pinturas a base de cal y agua.
- Productos petroquímicos.
- Como tapón y agente neutralizante de algunos ácidos orgánicos.

* Barita

Es un material densificante de alta calidad, grado de perforación (sulfato de bario), que se usa para aumentar el peso de los lodos de perforación. Este material, de alta gravedad específica, es el que más se usa para espesar (densificar) el lodo y se puede usar en cualquier sistema de fluidos de perforación. Barita satisface las especificaciones del API para barita.

Propiedades Físico Químicas

Aspecto físico.....Polvo de varios colores claros: gris, rosado y canela

Densidad a granel..... 1.714-2162 kg/m³ (107-135 lbs/pie³)

Especificaciones API

Gravedad específica.....Mínima de 420 gr/cm³

Solubilidad de material duro (calcio).....Máxima de 250 mg/kg

Partículas >75 micras (malla mojada)..... Máximo de 3% e peso

Partículas de <6 micras (sedimentación)..... Máximo de 30% en peso

* Detergente

Es un surfactante altamente activo usado principalmente en lodos salinos o agua fresca para obtener altas tasas de perforación. Este tiene como ventaja reducir el embolamiento del embalaje de fondo debido a arcillas reactivas, así como el torque y el arrastre. Ayuda a incrementar los caballos de fuerza en la broca y se obtienen tasas de perforación mejoradas. No crea problemas de espuma.

Propiedades Físico Químicas

Apariencia Física.....	Líquido
pH.....	4 – 5
Gravedad específica.....	0.9 – 1.0

3.7 Procedimiento Experimental

La evaluación de los sistemas base agua y aditivos inhibidores se llevaron a cabo en el laboratorio de perforación, ubicado en el Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, de igual manera se realizaron pruebas especiales en el Laboratorio de Perforación ubicado en la empresa de servicio INPARK DRILLING FLUIDS, esto con el fin de determinar cual era la amina optima para inhibir a las arcillas encontradas en el Campo Santa Rosa del Distrito Anaco en el intervalo superficial y las propiedades reológicas del fluido estudiado a temperatura ambiente y a 120 °F.

Se analizo cada uno de los aditivos químicos que conforman los fluidos en estudios, para así poder enfocar sus funciones y aplicaciones.

3.7.1 Formulación de los Sistemas Base Agua (Fluido Patrón, A, B, C, D, E, F, G, H, I) y Método de Mezclado para la realización de la Prueba de Hinchamiento Lineal y Dispersión

Para preparar los distintos fluidos diseñados en el laboratorio, se tomo como base el equivalente a un barril de fluido, el cual a escala de laboratorio representa 350cc. Las concentraciones de cada aditivo empleado en las formulaciones de los sistemas base agua inhibidos están expresadas en Lbs/Bl, donde una libra equivale a un Gramo en el laboratorio (grs/350cc).

Los aditivos que conforman el sistema en estudio, fueron mezclados mediante un agitador de tres alas, a las velocidades de agitación indicadas y en el orden de agregación que se muestran a continuación:

Tabla 3.1 Concentración y Aditivos Utilizados en la Formulación del Fluido Patrón

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	-
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA	-	-
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl	25

Tabla 3.2 Concentración y Aditivos Utilizados en la Formulación del Fluido

A.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA P	4 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.3 Concentración y Aditivos Utilizados en la Formulación del Fluido

B.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA P	5 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.4 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido

C.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA P	6 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.5 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido

D.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA S	4 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.6 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido E.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA S	5 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.7 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido F.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	7,5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,4 Lbs/Bl.	30
PAC LV	1 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA S	6 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.8 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido

G.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290cc	–
BENTONITA	5 Lbs/Bl.	25
GOMA XANTICA	0,3 Lbs/Bl.	30
PAC LV	0,75 Lbs/Bl.	25
CAL	0,5 Lbs/Bl.	15
AMINA M	4 Lbs/Bl.	20
DETERGENTE	0,8 Lbs/Bl.	15
BARITA	230 Lbs/Bl.	25

Tabla 3.9 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido

H.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290CC	–
BENTONITA	5 LBS/BL.	25
GOMA XANTICA	0,4 LBS/BL.	30
PAC LV	0,75 LBS/BL.	25
CAL	0,5 LBS/BL.	15
AMINA M	5 LBS/BL.	20
DETERGENTE	0,8 LBS/BL.	15
BARITA	230 LBS/BL.	25

Tabla 4.10 Concentración y Aditivos utilizados en la Formulación del Fluido I.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN	TIEMPO DE AGITACIÓN
AGUA	290CC	-
BENTONITA	5 LBS/BL.	25
GOMA XANTICA	0,4 LBS/BL.	30
PAC LV	0,75 LBS/BL.	25
CAL	0,5 LBS/BL.	15
AMINA M	6 LBS/BL.	20
DETERGENTE	0,8 LBS/BL.	15
BARITA	230 LBS/BL.	25

3.8 Etapas del Proyecto

3.8.1 Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa se recopilará toda la información necesaria acerca de los lodos de perforación base agua, utilizados para estabilizar las arcillas hidratables. Esta información se obtendrá por medio de textos bibliográficos, manuales de operación del sistema en estudio, publicaciones en internet y toda literatura relacionada con estos tópicos, con la finalidad de obtener un amplio conocimiento que nos permita un mejor manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados.

3.8.2 Descripción de la función de la amina como inhibidor en fluidos de perforación

Para esta etapa se presentará un diagrama que permite observar detalladamente la forma en que la amina logra inhibir a las arcillas tipo Gumbo, evitando que éstas aumenten su tamaño.

3.8.3 Identificación de las propiedades reológicas del fluido de perforación a las diferentes concentraciones de aminas utilizadas

Claramente identificado el área en estudio, se procederá a elaborar el fluido de perforación, que inhiba a las arcillas presentes en la formación. De tal manera podremos evitar los problemas operacionales y cualquier inconveniente que esta situación pueda ocasionar.

3.8.4 Interpretación del comportamiento del fluido inhibitorio utilizado en la construcción de hoyos superficiales en la zona de interés del área en el Distrito Gas Anaco en el Campo Santa Rosa

Observar los resultados obtenidos en el laboratorio para apreciar cual de los fluidos formulados cumple funciones inhibitorias y se adapta a los rangos aportados por PDVSA.

3.8.5 Análisis de los resultados obtenidos en las pruebas de hinchamiento lineal y dispersión a las muestras de arcillas a condiciones del hoyo para la determinación de su capacidad inhibitoria

En esta etapa se realizaran pruebas a las arcillas tipo Gumbo, para así observar el comportamiento de éstas ante el lodo de perforación preparado a base de aminas.

Dicho lodo es utilizado para evitar los problemas que ocurren en las formaciones superficiales del Campo Santa Rosa, ubicado en el área Mayor de Anaco.

3.8.6 Elaboración de un cuadro comparativo de acuerdo a los resultados obtenidos, determinando así el tipo y concentración de amina óptima en la construcción de hoyos superficiales

Comparar los datos arrojados en todas las pruebas realizadas, utilizando lodos con diferentes concentraciones de amina, y determinar cuál es la concentración más óptima a emplearse en la formación en estudio y que sea capaz de inhibir las arcillas hidratables y solventar los problemas que éstas ocasionan.

3.8.7 Redacción y Presentación de Tesis de Grado

Como resultado de cada una de las etapas antes mencionadas se desarrollo un informe final, que servirá de aporte al conocimiento científico, y quedara como prueba de la investigación realizada.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La optimización de los fluidos de perforación, dependiendo de las características de cada formación donde éstos serán aplicados, han generado innumerables estudios y avances en esta área. En este caso se procedió a optimizar un fluido a base de agua con Amina para mejorar las condiciones del área en estudio.

4.1 Descripción de la función de la Amina como inhibidor en el Fluido de Perforación

En este caso se describe la capacidad inhibitoria que posee la amina en presencia de las arcillas tipo Gumbo encontradas en el intervalo superficial del área en estudio. Las arcillas encontradas en dicha área están en un estado deshidratado, pero al iniciar el proceso de perforación, éstas son atraídas por las moléculas de aguas provocando la fácil hidratación y por consiguiente un aumento del tamaño de las arcillas. Debido a esta situación se han presentado diversos inconvenientes a la hora de continuar perforando estas formaciones, por tal motivo se ha incorporado al fluido de perforación cierta cantidad de amina, la cual cuenta con la capacidad de inhibir a las arcillas tipo Gumbo presentes en la formación y por tal motivo evitar los problemas operacionales en el proceso de perforación.

Tabla 4.2. Resultados de las Propiedades Físicas y Químicas para el Fluido Patrón.

Propiedades	Fluido
Densidad	12,4
Ph	10
L600 rpm	76
L300 rpm	49
L200 rpm	36
L100 rpm	23
L6 rpm	9
L3 rpm	7
Gel 10 seg	8
Gel 10 min.	16
Viscosidad Plástica	27
Punto Cedente	22
Filtrado API (ml)	8,6
% Agua	7,9
% Sólidos	2,1
Tepm. 120 °F	
L600 rpm	54
L300 rpm	35
L200 rpm	25
L100 rpm	15
L6 rpm	6
L3 rpm	5
Gel 10 seg	6

Gel 10 min.	12
Viscosidad Plástica	19
Punto Cedente	16

Tabla 4.3. Resultados de las Propiedades Físicas y Químicas de los Fluidos 4 lbs de Amina

Propiedades	Fluido A	Fluido D	Fluido G
Densidad	12,7	12,7	12,6
Ph	10	9,6	10,9
L600 rpm	70	80	53
L300 rpm	41	51	32
L200 rpm	30	40	23
L100 rpm	19	29	16
L6 rpm	5	16	5
L3 rpm	4	13	4
Gel 10 seg	5	8	5
Gel 10 min.	12	14	7
Viscosidad Plástica	29	29	21
Punto Cedente	12	22	21
Filtrado API (ml)	9,6	19,6	15,9
% Agua	7,8	7,5	7,7
% Sólidos	2,2	2,5	2,3
Tepm. 120 °F			
L600 rpm	50	58	47
L300 rpm	30	35	29
L200 rpm	23	30	19
L100 rpm	14	20	13
L6 rpm	4	10	4
L3 rpm	3	12	3

Gel 10 seg	5	7	6
Gel 10 min.	13	11	11
Viscosidad Plástica	20	23	19
Punto Cedente	10	12	9

Tabla 4.4. Resultados de las Propiedades Físicas y Químicas de los Fluidos 5 lbs de Amina

Propiedades	Fluido B	Fluido E	Fluido H
Densidad	12,5	12,5	12,5
Ph	9,8	9,7	10,9
L600 rpm	62	69	70
L300 rpm	38	43	41
L200 rpm	23	34	32
L100 rpm	14	24	20
L6 rpm	5	12	5
L3 rpm	3	10	4
Gel 10 seg	7	7	5
Gel 10 min.	15	13	6
Viscosidad Plástica	24	26	29
Punto Cedente	14	17	12
Filtrado API (ml)	9,7	33,6	12,5
% Agua	8	7,9	8
% Sólidos	2	2,1	2
Tepm. 120 °F			
L600 rpm	61	52	60
L300 rpm	35	31	35
L200 rpm	22	27	24
L100 rpm	18	18	15
L6 rpm	7	9	4
L3 rpm	5	6	3

Gel 10 seg	6	5	3
Gel 10 min.	16	8	4
Viscosidad Plástica	26	21	25
Punto Cedente	9	10	10

Tabla 4.5. Resultados de las Propiedades Físicas y Químicas de los Fluidos 6 lbs de Amina

Propiedades	Fluido C	Fluido F	Fluido I
Densidad	12,6	12,6	12,2
Ph	10	9,7	9,8
L600 rpm	61	60	68
L300 rpm	37	39	39
L200 rpm	29	30	29
L100 rpm	19	20	18
L6 rpm	7	10	6
L3 rpm	6	7	4
Gel 10 seg	6	5	5
Gel 10 min.	13	7	6
Viscosidad Plástica	24	21	29
Punto Cedente	13	18	10
Filtrado API (ml)	9,7	14	20,9
% Agua	8	7,9	7,9
% Sólidos	2	2,1	2,1
Tepm. 120 °F			
L600 rpm	56	50	59
L300 rpm	33	30	33
L200 rpm	26	24	24
L100 rpm	18	16	12
L6 rpm	8	7	4
L3 rpm	6	4	3

Gel 10 seg	7	4	3
Gel 10 min.	15	7	4
Viscosidad Plástica	23	20	26
Punto Cedente	10	10	7

4.3 observar la capacidad inhibitoria que posee el lodo elaborado para las pruebas de Hinchamiento Lineal y dispersión, realizadas a las Arcillas de la Formación en estudio

Este proceso se desarrolló utilizando muestras de arcillas directamente de la formación en estudio, las cuales son poco consolidadas y muy reactivas; éstas fueron sometidas a diferentes procesos para poder ser utilizadas en la ejecución de las pruebas de Hinchamiento Lineal y Dispersión. Las arcillas hidratables presentes en las formaciones superficiales del Campo Santa Rosa, al momento de perforar el pozo, han ocasionado diversos problemas tales como: inestabilidad del hoyo, atascamiento de tubería, altas viscosidades, incremento en el filtrado, entre otras. Dichos problemas han traído como consecuencia un aumento en el costo y el tiempo de las operaciones de perforación, por tal motivo es necesaria la innovación de nuevas tecnologías que nos permitan solucionar los inconvenientes que se generan a través de las arcillas hidratables (arcillas Gumbo) y obtener resultados satisfactorios durante el proceso de perforación del pozo. Con respecto a lo anterior, se elaboraron diferentes sistemas de fluido de perforación utilizando una variedad de Aminas comerciales en distintas concentraciones, posteriormente en el laboratorio se realizaron las pruebas de Hinchamiento Lineal y Dispersión, para observar la reacción de las arcillas de formación ante la presencia de cada sistema elaborado.

Los sistemas de fluidos expuestos en la Tabla 4.1 contienen inhibidores (amina), estos fluidos se van a mezclar con pastillas de muestras de arcillas de formación tomadas a una profundidad de 160 y 230-250 pies del Campo Santa Rosa

del Distrito Anaco. De esta manera podremos evaluar las pruebas de Hinchamiento Lineal y Dispersión.

4.3.1 Procedimiento para la Prueba de Hinchamiento Lineal

El equipo de Hinchamiento Lineal es un aparato automático de medición marca FANN, modelo 2000 de cuatro canales. Se encuentra conectado a un Compactador, complemento del medidor de hinchamiento lineal, máxima presión de 82.737 kPa (12.000 lpc), el cual sirve para compactar las muestras de arcillas después de que estas han sido pulverizadas. Este equipo es usado para determinar el cambio de volumen (en porcentaje) de hidratación o deshidratación que experimentan las muestras de formación, sumergidas dentro de un fluido en función del tiempo. Siendo el cambio de volumen en una sola dirección (Vertical). La interpretación de los resultados de la prueba es mostrada en una gráfica de % de hinchamiento versus tiempo (min.), demostrando los efectos de inhibición de varios fluidos sobre el hinchamiento de la arcilla. Es recomendado para determinar el sistema de lodo conveniente para perforar una formación específica de arcillas.

a) Después de haber lavado y secado la muestra de arcilla, estas se trituraron hasta obtener un polvo fino que luego fue pasado a través de una malla de 200 mesh. Figura 4.1.



Fig. N° 4.1 Muestra de arcillas lavadas, secadas y trituradas.

b) Se preparo la pastilla pesando 20g de arcilla después de haber sido pasada por la malla de 200 mesh y se introdujo en el equipo de compactación presurizando a 10.000 psi por 30 minutos. Figura 2.

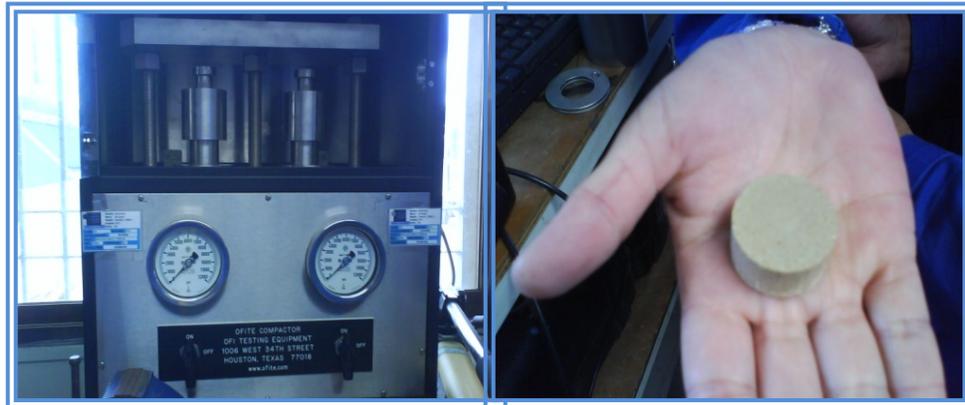
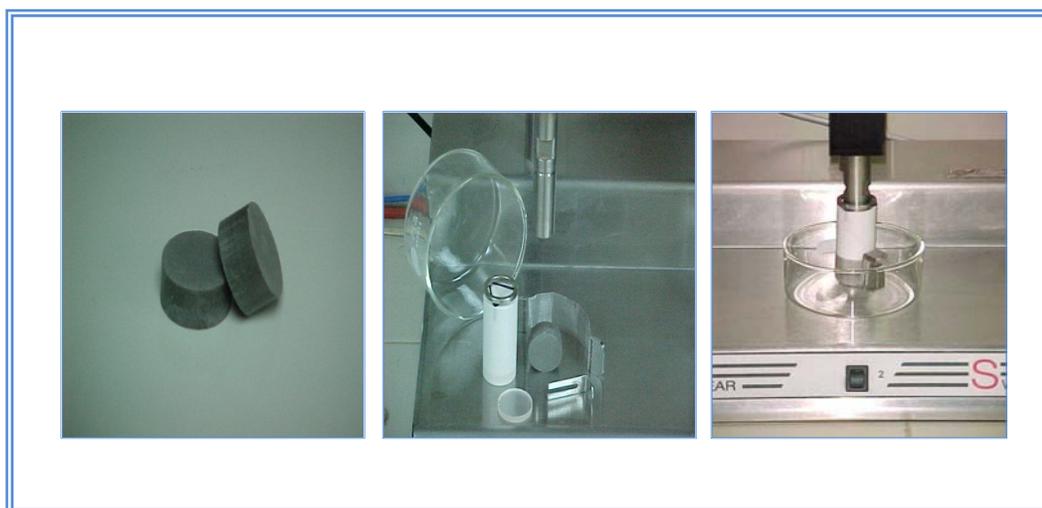


Fig. N° 4.2 Equipo de Compactación y muestra de arcilla previamente compactada.

c) Se midió el espesor de la pastilla y se armo el cilindro el cual posee la pastilla en la parte inferior. Figura 3.



Núcleos

M Materiales
Para el MontajeMontaje
del Núcleo en

Fig. N° 4.3 Procedimiento para montar los núcleos en el equipo de Hinchamiento Lineal.

d) Luego se introdujeron los datos respectivos en la computadora y se agregó el fluido hasta una marca establecida en el recipiente. Figura 4.



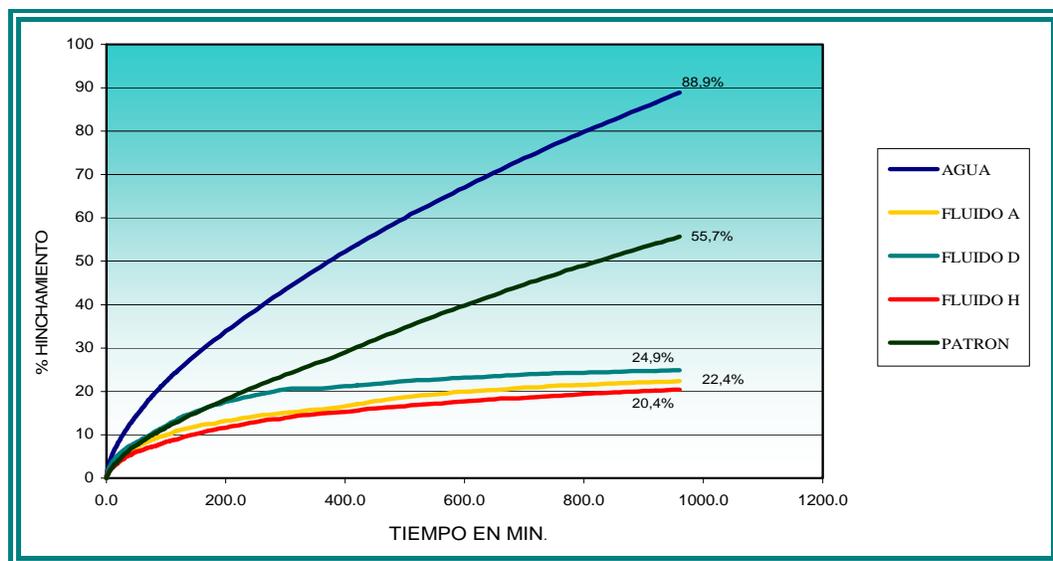
Fig. N° 4.4 Equipo de Hinchamiento Lineal y Sistema Computarizado

e) Después de haber transcurrido el tiempo necesario para que las curvas tomaran una apariencia constante, aproximadamente 16 horas, se detuvo la prueba para luego graficar los resultados como porcentaje de hinchamiento versus tiempo.

4.3.2 Resultados de las Pruebas de Hinchamiento Lineal

Esta prueba se llevo a cabo con pastillas de 20 grs de arcillas de formación tomadas de la fase superficial del Campo Santa Rosa del Área Mayor de Anaco a una profundidad de 160 y 230-250 pies aproximadamente, con la finalidad de obtener datos acertados del comportamiento del campo en estudio. También fueron utilizadas pastillas de bentonita con el propósito de evaluar y comparar los resultados de hinchamiento de éstas con los obtenidos a través de las arcillas de formación, debido a que ambas (Bentonita y arcilla de formación), poseen la capacidad de hidratarse fácilmente en presencia de un fluido base agua o cualquier solución acuosa.

En la **Gráfica 4.1**, se puede observar el comportamiento reflejado de cada una de las pruebas de hinchamiento lineal con una arcilla de formación de aproximadamente 160 pie ante la presencia del agua, fluido patrón y los sistemas A, D, y G, preparados con una concentración de 4 lbs de amina. En ella se relacionan el porcentaje de hinchamiento y el tiempo, presentándose un hinchamiento de 88,9 % para el agua, de 55,7% para el fluido patrón y de 24,9, 22,4, y 20,4 % respectivamente para los sistemas D, A y G. obteniéndose el valor más satisfactorio para el G, el cual presentó un menor % de hinchamiento.



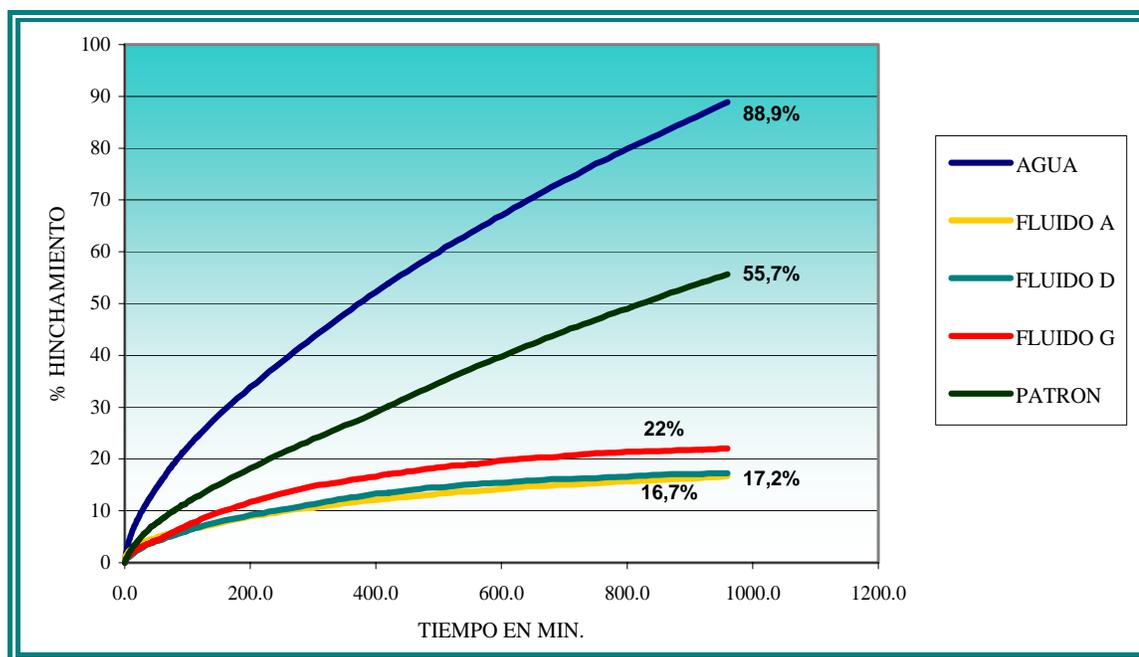
Gráfica 4.1. Prueba de Hinchamiento Lineal con Arcilla de Formación 160 pie

Tabla 4.6. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos A, D y G.

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
A	22,4	77,6
D	24,9	75,1
G	20,4	79,6
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Para la **Gráfica 4.2** se utilizó una arcilla de formación de 230-250 Ft aproximadamente y los mismos sistemas de amina utilizados en la gráfica anterior (Gráfica 4.1), obteniéndose un comportamiento de % hinchamiento en función del

tiempo de 88,9 % para el agua, 55,7% del fluido Patrón, un 22% del fluido G, 17,2% del fluido D y 16,7% para el fluido A, resultando este último valor el más idóneo por presentar un menor hinchamiento.

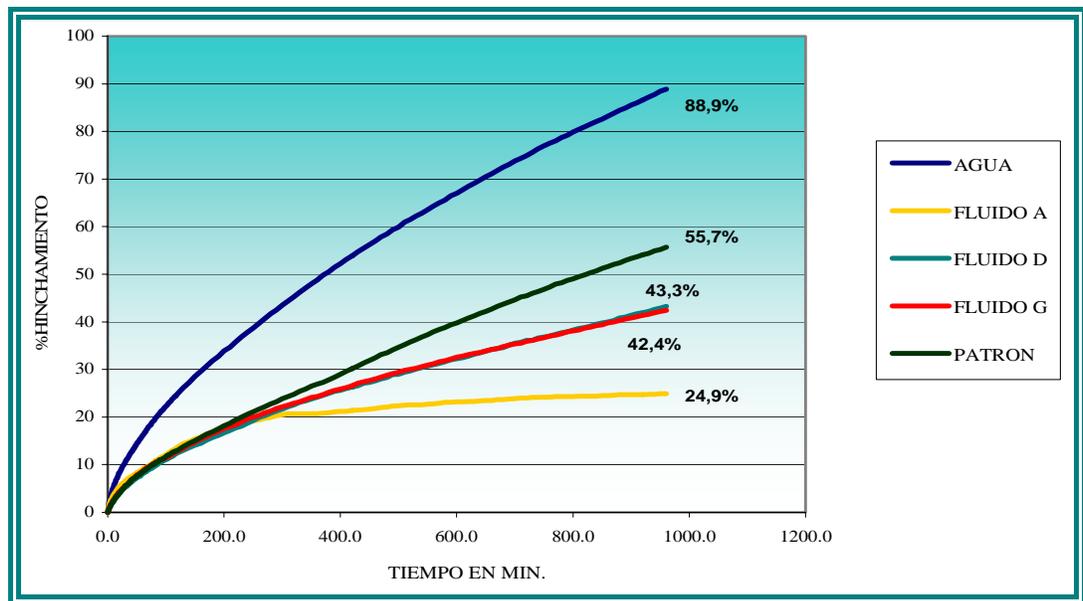


Gráfica 4.2. Prueba de Hinchamiento Lineal con Arcilla de Formación 230-250 pie

Tabla 4.7. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos A, D y G.

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
A	16,7	83,3
D	17,2	82,8
G	22	78
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

En la **Gráfica 4.3**, se muestra la relación entre el % de hinchamiento de la arcilla y el tiempo, para el fluido patrón, agua y los sistemas A, D y G, utilizando Bentonita, en este caso, para el desarrollo de la prueba. Como se puede observar el agua presentó un porcentaje de hinchamiento de la arcilla de 88,9%, el fluido patrón de 55,7%, un 43,3 y 42,4 % presentaron los fluidos D y G respectivamente, y un 24,9% reflejó el fluido A, siendo éste el menor % de hinchamiento y por lo tanto el más efectivo.

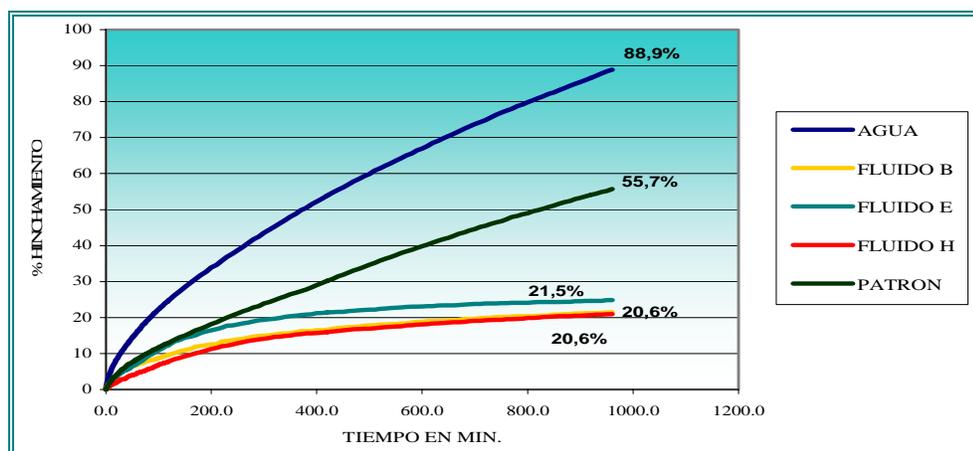


Gráfica 4.3. Prueba de Hinchamiento Lineal con Bentonita

Tabla 4.8. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos A, D y G.

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
A	24,9	75,1
D	43,3	56,7
G	42,4	57,6
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

En la **Gráfica 4.4** se presenta la prueba de hinchamiento lineal utilizando una arcilla de formación de 160 Ft aproximadamente y varios tipos de amina con una concentración de 5 lbs para los sistemas de fluido B, E y H, los cuales arrojaron resultados de 21,5% para el fluido E y de 20,6% para los fluidos B y H, resultando estos 2 sistemas como los más acertados por presentar un menor porcentaje de hinchamiento. Los valores arrojados por el agua y el fluido patrón fueron de 88,9 y 55,7% respectivamente.

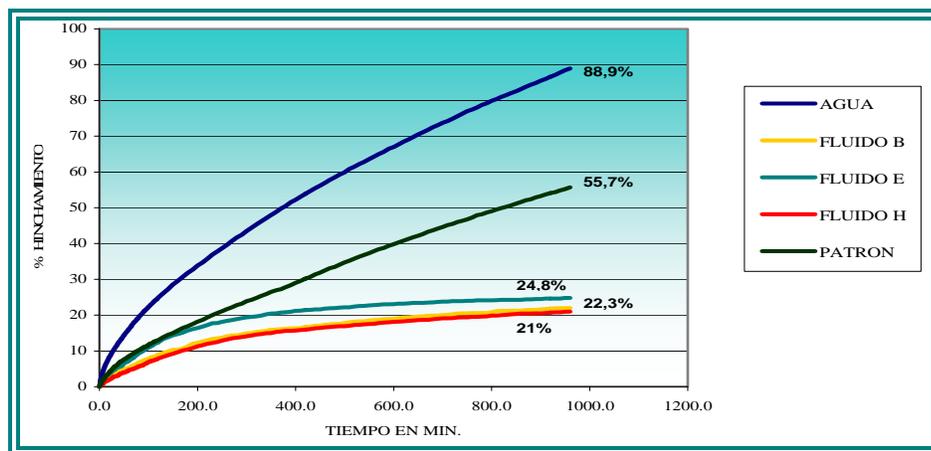


Gráfica 4.4. Prueba de Hinchamiento Lineal con Arcilla de Formación 160 pie

Tabla 4.9. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos B, E y H.

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
B	21,5	78,5
E	20,6	79,4
H	20,6	79,4
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Los resultados que se pueden observar en la **Gráfica 4.5** son de 88,9% para el agua, de 55,7% el fluido patrón, un 24,8% para el fluido E, 22,3% es arrojado por el fluido B y un 21% de hinchamiento presentó para el fluido H, siendo este valor el más representativo por ser el menor porcentaje de hinchamiento. En este caso de utilizaron arcillas de formación con una profundidad de 230-250 pie aproximadamente y los sistemas utilizados (B, E y H) poseen una concentración de amina de 5 lbs.



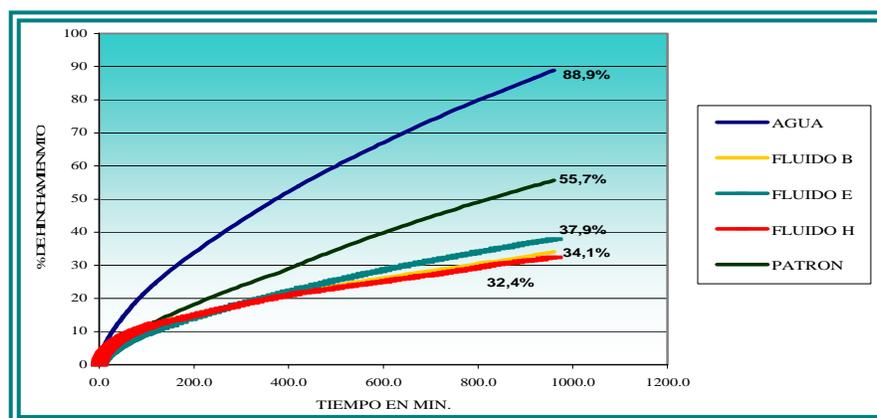
Gráfica 4.5. Prueba de Hinchamiento Lineal con Arcilla de Formación 230-250

pie

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
B	22,3	77,7
E	24,8	75,2
H	21	79
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Tabla 4.10. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos B, E y H.

En la **Gráfica 4.6** se observa el comportamiento de que presenta la arcilla en relación al tiempo, utilizando fluidos como el agua, patrón y los sistemas B, E y H. En este caso la prueba se realizó con Bentonita y al igual que la en la gráfica anterior una concentración de amina de 5 lbs, arrojando resultados de 88,9% para el agua, de 55,7% el patrón, un 37,9% del fluido E, 34,1 y 32,4% para los fluidos B y H respectivamente. El fluido más representativo en este caso fue el establecido por el sistema de fluido H, por presentar menor % de hinchamiento.

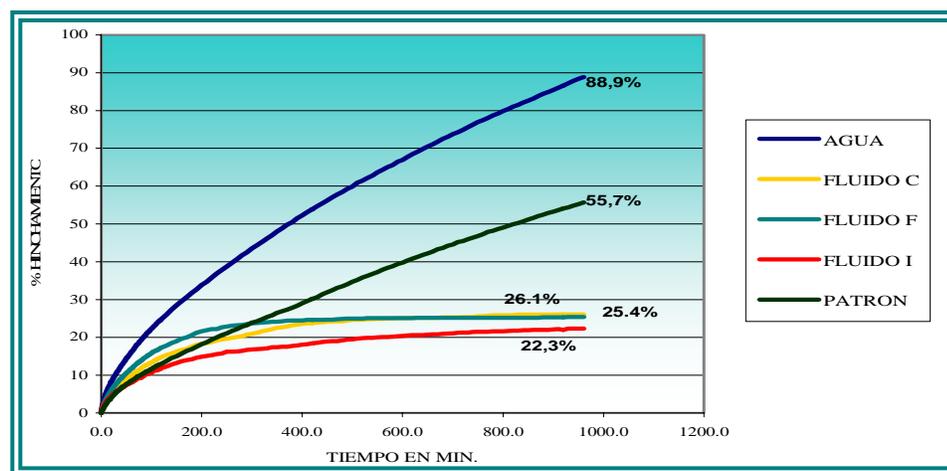


Gráfica 4.6. Prueba de Hinchamiento Lineal con Bentonita

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
B	34,1	65,9
E	37,9	62,1
H	32,4	67,6
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Tabla 4.11. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos B, E y H.

En la **Gráfica 4.7** podemos observar la relación entre el porcentaje de hinchamiento de una arcilla de formación de 160 pie Vs el tiempo, utilizando una concentración de 6 lbs de amina para los sistemas de fluidos C, F e I. Los valores de hinchamiento observados son de 88,9% para el agua, de 55,7% el patrón, un 26,1 y 25,4% para los fluidos C y F respectivamente, el valor arrojado por el fluido I es de 22,3%, siendo este el menor resultado de hinchamiento y el más idóneo.

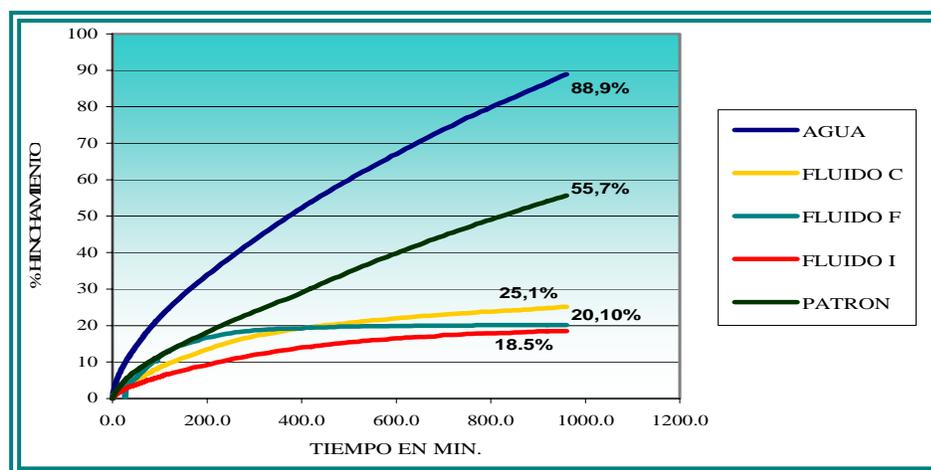


Gráfica 4.7. Prueba de Hinchamiento Lineal con Arcilla de Formación 160 pie

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
C	26,1	73,9
F	25,4	74,6
I	22,3	77,7
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Tabla 4.12. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos C, F y I.

En la **Gráfica 4.8** se utilizó una arcilla de formación de 230-250 pie para observar el hinchamiento que ésta presenta al estar en contacto con los fluidos preparados con una concentración de 6 lbs de amina. El comportamiento de esta prueba presentó valores de 88,9% para el agua, de 55,7% para el patrón, un 25,1, 20,10 y 18,5% para los fluidos C, F e I respectivamente. El sistema de fluido con menor porcentaje de hinchamiento fue el I, por lo tanto es el más representativo.



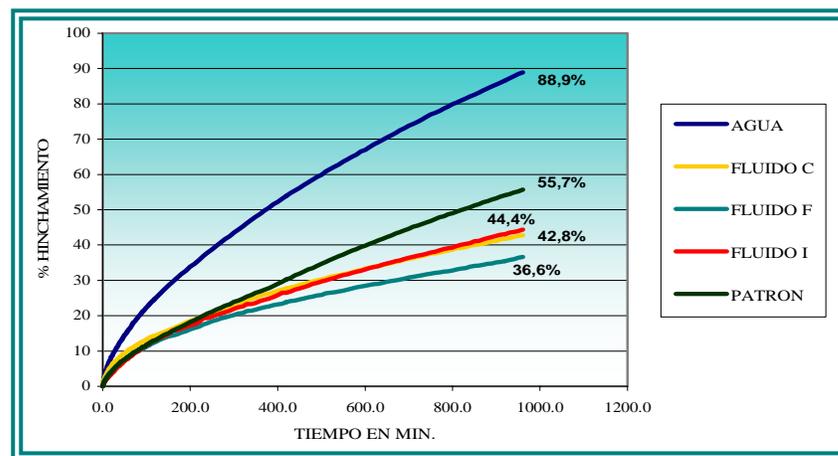
Gráfica 4.8. Prueba de Hinchamiento Lineal con Arcilla de Formación 230-250

pie

Tabla 4.13. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos C, F y I.

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
C	25,1	74,9
F	20,1	79,4
I	18,5	81,5
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Para el caso de la **Gráfica 4.9** se utilizaron los sistemas de fluidos C, F e I, en los cuales se utilizaron diferentes aminas con una concentración de 6 lbs para cada sistema, también fueron utilizados el fluido patrón y el agua. Los resultados arrojados fueron de 44,4, 42,8 y 36,6% respectivamente para los fluidos I, C y F, un 88,9% para el agua y 55,7% para el patrón. El menor porcentaje de hinchamiento es el más idóneo, resultando ser en este caso el perteneciente al fluido F con 36,6%. La arcilla utilizada en este caso fue Bentonita.



Gráfica 4.9. Prueba de Hinchamiento Lineal con Bentonita

Tabla 4.14. Resultados de Hinchamiento de los Sistemas de Fluidos C, F y I.

Fluido	% hinchamiento	% Inhibición
C	42,8	57,2
F	36,6	63,4
I	44,4	55,6
Agua	88,9	11,1
Patrón	55,7	44,3

Tabla 4.15. Resultados de la Prueba de Hinchamiento Lineal de Todos los Fluidos Utilizados

Fluidos	% Hinchamiento		
	Arcilla 160 Ft	Arcilla 230-250 Ft	Bentonita
Agua	88,9	88,9	88,9
Patrón	55,7	55,7	55,7
A	22,4	16,7	24,9
B	21,5	22,2	34,1
C	26,1	25,1	42,8
D	24,9	17,2	43,3
E	20,6	24,8	37,9
F	25,4	20,1	36,6
G	20,4	22	42,4
H	20,6	21	32,4
I	22,3	18,5	44,4

4.3.3 Procedimiento para la Prueba de Dispersión

Esta prueba sirve para observar el desempeño y la estabilización del cuerpo de las arcillas y lutitas al entrar en contacto con el fluido de perforación, con el fin de evitar de esta manera el fenómeno de dispersión.

Procedimiento Experimental

a) Las muestras de arcillas de formación son lavadas y posteriormente secadas en el horno.

b) Se seleccionaron aquellos recortes de un tamaño mayor a 4 mallas. Por cada prueba se pesaron, aproximadamente 20 g de arcilla y se registraron los pesos exactos antes de introducirlas en una celda de envejecimiento junto con 350 cm³ del fluido a evaluar.

c) Las celdas se cerraron herméticamente y se introdujeron en el horno, el cual debió ser precalentado hasta una temperatura establecida (220 °F), y según las condiciones cinéticas de la prueba, ésta se puede realizar estática o dinámicamente, y se accionaba o no el sistema de rolado del horno.

d) Las pruebas tenían una duración de 16 horas, y una vez culminado este tiempo las celdas fueron extraídas del horno y se dejaron reposar hasta que alcanzaran la temperatura ambiente.

e) Las arcillas contenidas en las celdas fueron pasadas a través de un tamiz con una abertura de 0.5 mm, donde las arcillas que quedaron en la malla se lavaron con alcohol y luego fueron introducidas nuevamente en el horno durante 4 horas

aproximadamente a una temperatura de 105 °C (220 °F), para que se secan por completo.

f) Por último, las muestras se pesaron nuevamente y por diferencia de peso se obtuvo el porcentaje de dispersión. El porcentaje de dispersión se calculo con la siguiente formula:

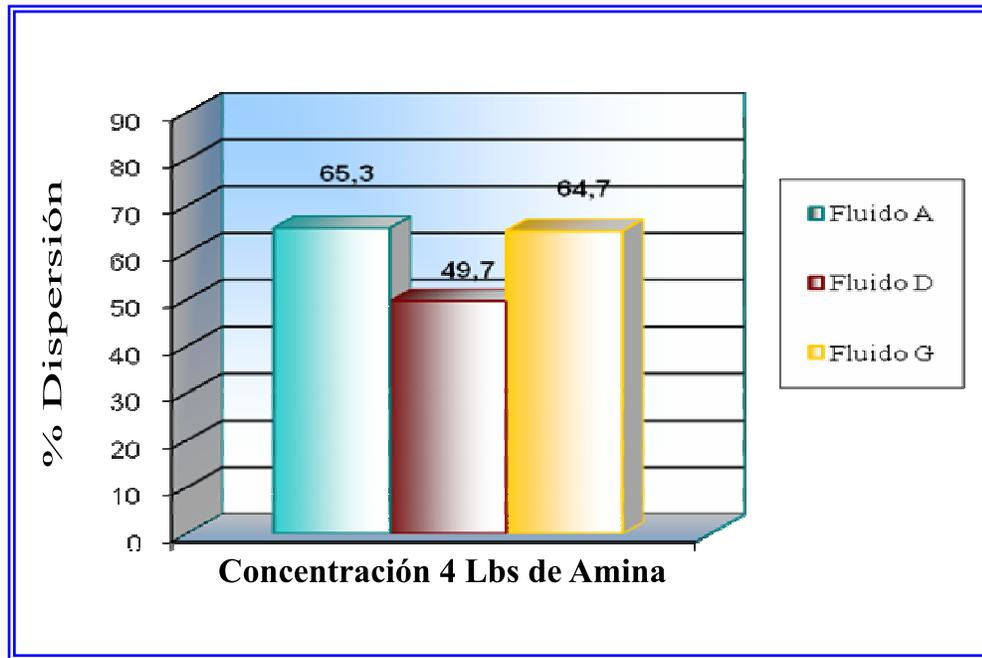
$$\% \text{ Dispersión} = \frac{(\text{peso final de la malla g} - \text{peso inicial de la malla g}) * 100}{20 \text{ g}} \quad (\text{Ec 4.1})$$

4.3.4 Resultados de la Prueba de Dispersión

La prueba de dispersión se realizó con la finalidad de observar la capacidad inhibitoria que poseen los diferentes sistemas de fluidos preparados con aminas ante la desintegración del cuerpo de las arcillas o lutitas, para evitar de esta manera que las partículas finas de las mismas puedan migrar a través de los conductos porosos de la formación causando una reducción de la permeabilidad y daños posteriores. Es importante destacar que las arcillas encontradas en la formación se encuentran en equilibrio con el agua congénita, pero éstas al entrar en contacto con aguas de diferente composición causan su desestabilización, por tal razón, es la necesidad de formular un fluido capaz de atacar y resolver esta problemática al momento de perforar. Dicha prueba se realizó con arcillas de formación del Campo Santa Rosa del Distrito Anaco y los resultados fueron expresados en porcentaje de dispersión y se encuentran plasmados en la Tabla 4.16.

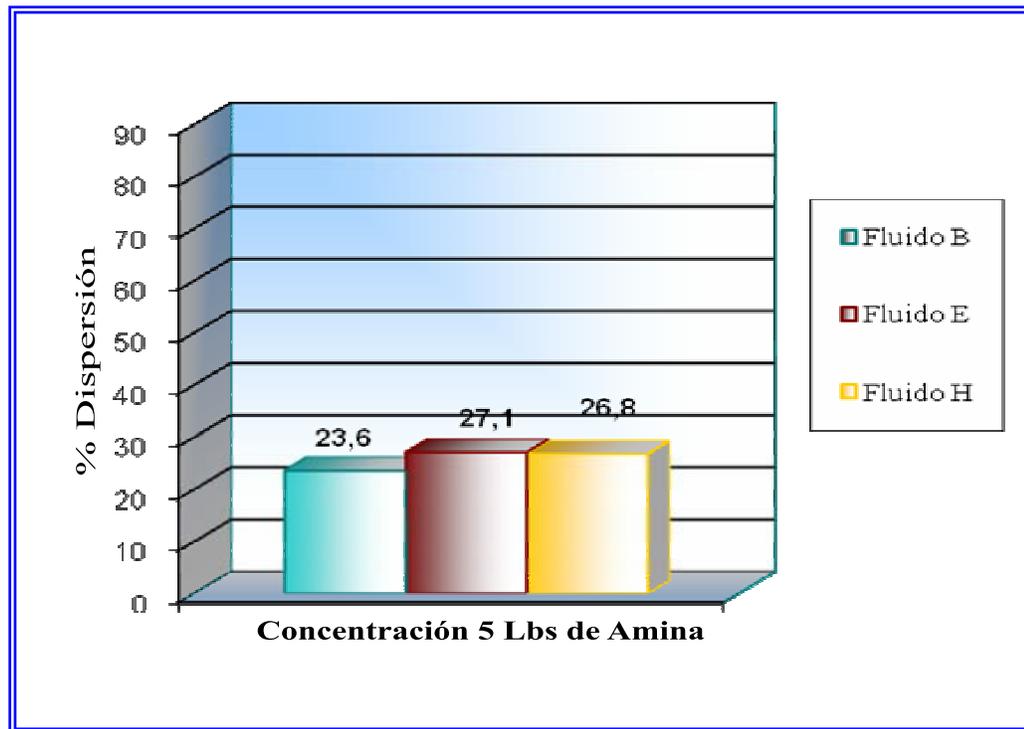
En la **Gráfica 4.10** se presentan los resultados arrojados por la prueba de dispersión en la cual los valores obtenidos resultaron ser un poco elevados para los fluidos A, D y G presentando porcentajes de 65,3; 49,7 y 64,7 % respectivamente. El

fluido A resultó ser el más idóneo para evitar la dispersión de las arcillas, ya que presentó el mayor porcentaje de dispersión con un valor de 65,3 %.



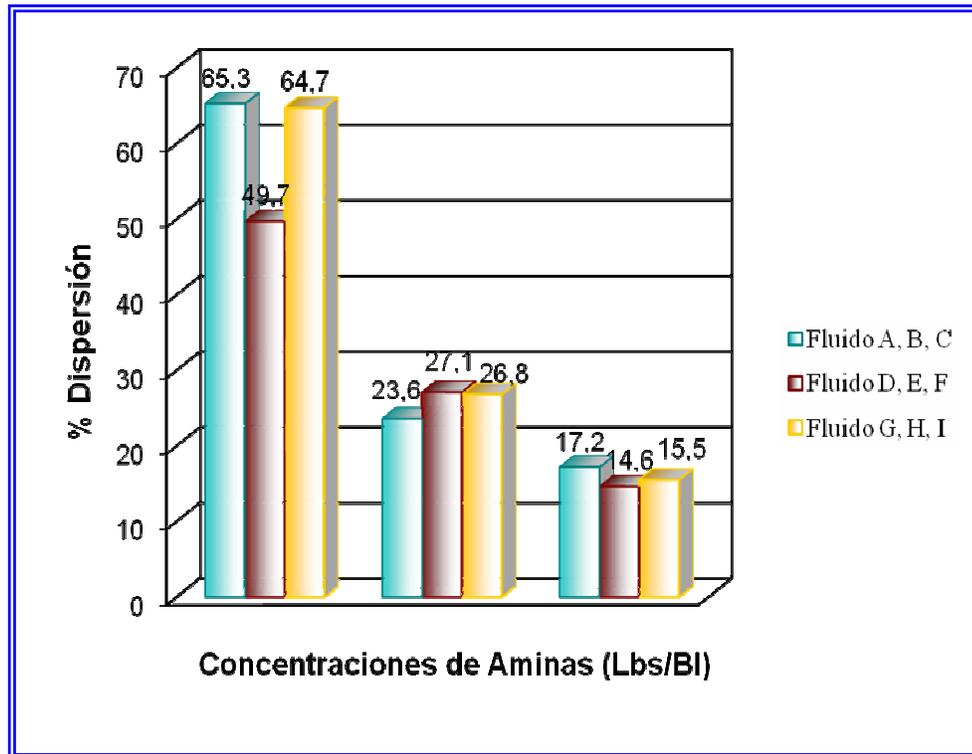
Gráfica 4.10 Prueba de Dispersión con 4 Lbs de Amina

Como se puede observar en la **Gráfica 4.11** se encuentran plasmados los resultados de la prueba de Dispersión realizada con los fluidos B, E y H, los cuales contienen una concentración de Amina de 5 lbs cada uno. Obteniéndose un resultado de 27,1 % para el fluido E, un 23,6 % para el fluido B y un 26,8% para el fluido H, resultando ser el mayor porcentaje de dispersión el valor de 27,1%, el cual corresponde al fluido E.



Gráfica 4.11 Prueba de Dispersión con 5 Lbs de Amina

En la **Gráfica 4.13** se pueden observar de forma general los valores de la prueba de Dispersión arrojados por los diferentes sistemas de fluidos evaluados, los cuales contienen en su formulación diferentes concentraciones de Amina (4, 5 y 6 lbs). El resultado presentado por el fluido A fue el que presentó un mayor porcentaje de dispersión con un valor de 65,3 %. Los fluidos con la concentración de 6 lbs de Amina arrojaron los menores porcentajes de dispersión con valores de 17,2; 14,6 y 15,5 % respectivamente. Esto nos indica que el fluido A, el cual presenta una concentración de 4 lbs de inhibidor (Amina) en su formulación, actúa sobre las arcillas de formación como cationes reemplazables y encapsulantes de las mismas, originando su inhibición, dispersión y la interacción química entre el fluido y la formación.



Gráfica 4.13 Prueba de Dispersión para las Diferentes Concentraciones de Amina

4.4 Realizar una base de datos que facilite Determinar la concentración de Amina adecuada para solventar los problemas operacionales presentes a nivel Superficial del Área en estudio

En el desarrollo de esta etapa debemos comparar los resultados obtenidos a través de las pruebas realizadas, tales como Hinchamiento Lineal y Dispersión, para facilitar de esta manera la selección de la concentración de inhibidor (Amina) adecuada para minimizar o evitar los problemas presentes en el Campo Santa Rosa del Distrito Anaco. Para este análisis debemos observar las Tablas 4.18, 4.19, 4.20 y 4.21 en las cuales se encuentran plasmados los resultados de los estudios aplicados, y se determinó que el fluido “A” es el más óptimo por presentar valores adecuados,

capaces de inhibir a las arcillas tipo Gumbo y solventar los problemas operacionales del campo en estudio.

Tabla N° 4.17. Rangos Establecidos por PDVSA

Propiedades de Lodos Dadas Por PDVSA	
Densidad Lpg	12,5
Viscosidad Plastica (Cps)	18-28
Punto Cedente (Lbs/100Pie²)	12-18
pH	9,5-11,0

Tabla N° 4.20. Resultados de la Prueba de Hinchamiento Lineal

Fluidos	% Hinchamiento			% Inhibición		
	Arena	Arena	Bentonita	Arena	Arena	Bentonita
	160 Pies	230-250 Pies		160 Pies	230-250 Pies	
Patrón	55,7	55,7	55,7	44,3	44,3	44,3
Agua	88,9	88,9	88,9	11,1	11,1	11,1
A	22,4	16,7	24,9	77,6	83,3	75,1
B	21,5	22,3	34,1	78,5	77,7	65,9
C	26,1	25,1	42,8	73,9	74,9	57,2
D	24,9	17,2	43,3	75,1	82,8	56,7
E	20,6	24,8	37,9	79,4	75,2	62,1
F	25,4	20,1	36,6	74,6	79,4	63,4
G	20,4	22	42,4	79,6	78	57,6
H	20,6	21	32,4	79,4	79	67,6
I	22,3	18,6	44,4	77,7	81,5	55,6

Tabla N° 4.21. Resultados de la Prueba de Dispersión

Fluido	% Dispersión
A	65,3
B	23,6
C	17,2
D	49,7
E	27,1
F	14,6
G	64,7
H	26,8
I	15,5

CONCLUSIONES

1) Los valores reológicos no presentaron cambios significativos y se mantuvieron en su intervalo correspondiente al variar la concentración de Amina de los diferentes sistemas de fluidos.

2) Se pudo observar que a una profundidad de 160 pie el Fluido G obtuvo una mayor capacidad inhibitoria sobre las arcillas de formación.

3) Al realizar la prueba de Hinchamiento Lineal, el Fluido A presentó el menor porcentaje de Hinchamiento con la arcilla de formación a una profundidad de 230-250 pie y con Bentonita.

4) El Fluido I no resultó ser idóneo, al realizar la prueba de Hinchamiento con Bentonita, por presentar una inhibición muy baja con respecto a las arcillas.

5) El Fluido patrón presentó un hinchamiento bastante elevado al compararlo con todos los sistemas de fluidos preparados.

6) Al analizar el comportamiento de los sistemas de fluidos establecidos, se observó que el Fluido A posee la concentración adecuada para inhibir a las arcillas.

7) En la prueba de dispersión el fluido A, D y G presentaron el mayor porcentaje, resultando ser estos los valores más certeros en esta prueba.

8) Los Fluidos C, F, I resultaron ser los menos adecuados para el proceso de dispersión de las arcillas, debido a que presentaron el menor porcentaje de dispersión.

9) Al realizar la prueba de Hinchamiento lineal con arcillas de formación a diferentes profundidades, no se presentaron cambios significativos en los porcentajes de hinchamiento arrojados.

10) la concentración de 4 lbs de Amina resultó ser la adecuada para inhibir las arcillas tipo Gumbo presentes en la formación en estudio.

RECOMENDACIONES

- 1) Utilizar los sistemas de Fluidos con Amina establecidos en diferentes campos para observar y comparar su comportamiento.
- 2) Aplicar los mismos estudios realizados para hoyos intermedios y de producción.
- 3) Evaluar diferentes inhibidores y compararlos con los estudios realizados con amina, para establecer cual presenta el mejor rendimiento para este Campo.
- 4) Realizar análisis de Difracción de Rayos X por ser una prueba valiosa al momento de perforar y nos permitiría obtener un estudio más amplio del Campo.
- 5) Mantener un monitoreo constante de la concentración de Amina y las propiedades físico-químicas de los sistemas de Fluidos aplicados en el Campo en estudio.

BIBLIOGRAFÍA

Placido, V, Salazar, M. “Evaluación del Sistema “Ultra Plug” para el Control de Pérdidas de Circulación en Yacimientos Calcáreos y con Alta Permeabilidad en los Campos Santa Rosa y San Joaquín del Área Mayor de Anaco”. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. Noviembre (2003).

Mistage, M. “Evaluación de Fluidos Base Agua para la Perforación de los Hoyos Intermedios y de Producción en Pozos Verticales de los Campos Santa Rosa Y San Joaquín en el Área Mayor de Anaco”. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. Abril (2004).

Mota, L. **“Evaluación de la Aplicabilidad de Métodos de Levantamiento Artificial para Remoción de Líquidos en Fondo de Pozo en el Campo Santa Rosa”**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. Junio (2005).

Lugo, Z. “Estudio de la Factibilidad Técnico-Económica de la Aplicación de la Tecnología de Perforación Radial de Alta Penetración en los Campos Santa Rosa y San Joaquín del Área Mayor de Anaco”. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. Junio (2006).

D’Rosa, M, Zurita, J. “Optimización de un Fluido a Base de Silicato de Sodio, con Glicol para la Perforación del Hoyo Intermedio en la Formación Oficina del Área Mayor de Anaco”. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. Febrero (2008).

Hernández, M. “Caracterización de las Arcillas Cementantes de las Arenas Productoras Pertenecientes al Campo Santa Rosa del Distrito Anaco”. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela. Febrero (2008).

<http://www.google.co.ve/search?hl=es&q=AMINAS&meta=&aq=f&oq=>

Baroid, “Conceptos y Prácticas de Perforación”, Febrero (1989).

“Drilling fluids manual”, Dowell Drilling Fluids, Inc., USA (1990).

“Manual of drilling fluids technology”, Baroid drilling fluids, Inc., USA (1990).

“Drilling fluids technical manual”, Dowell fluids services, USA (1994).

CIED, “Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación”, (1997).

“Fluid Facts – Engineering Handbook”, Baker Hughes Inc., USA (1998).

“Aplicación de fluidos drill-in con base agua”. M-I Drilling Fluids Co., Venezuela (1999).

Salas, R. “**Fluidos de Perforación**”, Fondo Editorial UDO-Anzoátegui, Puerto La Cruz, Venezuela, (2000).

MI Drilling Fluids, “Fluidos de Perforación de Yacimientos”, Caracas, Venezuela, (2001).

<http://www.scribd.com/doc/7904671/Introduccion-a-Fluidos-de-Perforacion>

<http://html.rincondelvago.com/perforacion-para-petroleo.html>

[http://www.monografias.com/trabajos16/derivados-petroleo/derivados-petroleo.shtml#aminas.](http://www.monografias.com/trabajos16/derivados-petroleo/derivados-petroleo.shtml#aminas)

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“EVALUACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE AMINA COMO INHIBIDOR EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN HOYOS SUPERFICIALES EN POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA DEL DISTRITO GAS ANACO.”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Reyes G, Beatriz C.	CVLAC: 17.732.692 EMAIL: beatriz_reyesg@hotmail.com
Boada M, Mariana J.	CVLAC: 16.486.122 E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Aminas
Fluidos de Perforación
Arcillas
INHIBIDORES
Dispersión
Lodos

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
<u>Ingeniería y ciencias aplicadas</u>	<u>Ingeniería de Petróleo</u>

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal de esta investigación, se basa en evaluar la concentración de aminas como inhibidor en el fluido de perforación utilizados en la construcción de hoyos superficiales en pozos del Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco, con la finalidad de inhibir a las arcillas hidratables tipo Gumbo presentes en la formación en estudio; a esta problemática se suma la presencia de gas superficial. Esta situación a generado inconveniente al momento de realizar los procesos de perforación, trayendo con ello graves consecuencias operacionales tales como embolamiento de la sarta, dispersión de las paredes del hoyo, arrastres durante los viajes de tuberías, inadecuada adherencia del cemento a las formación y al revestidor, entre otras. En vista de lo planteado anteriormente, es necesario realizar estudios y formular fluidos de perforación inhibitorios capaces de deshidratar a las arcillas y resolver los problemas que actualmente se están presentando a nivel superficial de dichas formaciones, para de esta forma reducir los costos a nivel de operación y garantizar efectiva vida productiva al Campo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Salas, Roberto	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Galindo, María	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	15.514.751			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Patiño, Rayda	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.883.699			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	20
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de la Concentración de Amina.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de petróleo _____

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado _____

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de petróleo _____

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui _____

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

Beatriz Reyes

AUTOR

Mariana Boada

AUTOR

AUTOR

Roberto Salas

TUTOR

Rayda Patiño

JURADO

María Galindo

JURADO

Rayda Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS