



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación de un fluido de perforación base
agua de mar en la perforación del intervalo 200 a
1161 metros de profundidad en un pozo marino del
campo Xanab**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

PRESENTA:

Alejandro Yosafat Torres Márquez

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. Rubén Miranda Arias

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020



HOJA DE APROBACIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **TORRES MARQUEZ ALEJANDRO YOSAFAT**, registrado con número de cuenta **307200530** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente.



ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL
FECHA DE ACEPTACIÓN: 29/Ene/2020



ING. RUBEN MIRANDA ARIAS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 24/01/2020



M.I. ANTONIO SANCHEZ PEREZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 05/Feb/2020



ING. MARIO ROSAS RIVERO
FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/02/2020



ING. MARCOS AVALOS GARCIA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 09/02/2020

FECHA DE EMISIÓN: 24 de enero de 2020


FEX-2
TIGS

RESUMEN

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita la explotación de hidrocarburos racional en forma segura y al menor costo posible.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente. Este proceso ordenado y secuencial, permite que la perforación de pozos petroleros, sea cada vez más eficiente, segura y redituable.

Cada intervalo perforado, proporcionará información invaluable, por esta razón, durante la perforación de un pozo se va generando un historial de las operaciones, describiendo cada detalle ocurrido durante su construcción, incluyendo parámetros de perforación, problemáticas presentadas, análisis de la evaluación del desempeño de los recursos utilizados como por ejemplo el fluido de perforación, elemento básico para la perforación de un pozo.

Este trabajo de Tesis, presenta precisamente, la secuencia operativa normal, durante la perforación de un pozo petrolero, donde se detallan y analizan los eventos ocurridos, y se evalúa la perforación de un intervalo en específico (en este caso el intervalo de 200 – 1161 metros de un pozo de la zona marina, Campo Xanab, utilizando fluido base agua de mar inhibidor de lutita sin bentonita, diseño de fluido de perforación específico de la compañía que proporcionó el servicio del fluido de perforación.

Con apoyo de los resúmenes operativos, RECAP del fluido de perforación y el Reporte final del intervalo perforado, se conjugan los resultados y se analizan las problemáticas ocurridas, extrayendo finalmente, las lecciones aprendidas, midiendo y analizando los datos reales operativos y utilizando herramientas de análisis causa-raíz, como por ejemplo el Diagrama de Ishikawa, o al Árbol de

Decisiones, se pretende mostrar, que aún en operaciones de campo petroleros, donde los tiempos de respuesta deben ser breves, ya que los costos de paro por problemas y/o los retrabajos, son muy altos, se deben evaluar las causas-raíz de los problemas ocurridos, y de esta manera crear una base de datos que permita en lo futuro, mostrar el aprendizaje y proporcionar las lecciones aprendidas que permitan trabajar con mayor madurez operativa, y una alta conciencia, en conceptos como: seguridad durante la operación (personal y equipo); costo mínimo y la comprensión de la construcción de pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad programada, diámetro establecido, etcétera).

ABSTRACT

The objective of the drilling is to build a useful well: a conduit from the reservoir to the surface, which allows its rational exploitation in a safe way and at the lowest possible cost.

Well drilling design is a systematic and orderly process. This process requires that some aspects be determined before others. For example, the prediction of fracture pressure requires that the formation pressure be previously determined. This orderly and sequential process allows the drilling of oil wells to be increasingly efficient, safe and profitable.

Each perforated interval will provide invaluable information, for this reason, during the drilling of a well a history of the operations is generated, describing every detail occurred during its construction, including drilling parameters, problems presented, analysis of the performance evaluation of the resources used such as drilling fluid, a basic element for drilling a well.

This thesis work presents, precisely, the normal operating sequence during the drilling of an oil well, where the events occurred are detailed and analyzed; and the drilling of a specific interval is evaluated (in this case the interval of 200 - 1161 meters from a well in the marine zone, Xanab field, using seawater based fluid shale inhibitor without bentonite, company-specific drilling fluid design that provided the drilling fluid service.

With the support of the operative summaries, RECAP of the drilling fluid and the Final Report of the perforated interval, the results are combined and the problems occurred are analyzed, finally extracting the lessons learned, measuring and analyzing the actual operational data and using root cause analysis, such as the Ishikawa Diagram, or the Decision Tree, is intended to show, that even in oil field operations, where response times should be short, since unemployment costs due to problems and/or rework, they are very high, the root causes analysis of the problems occurred must be evaluated, and in this way create a database that

allows in the future, show the learning and provide the lessons learned that allow working with greater operational maturity, and a high awareness, on concepts such as: safety during the operation (personnel and equipment); minimum cost and the understanding of the construction of useful well according to the requirements of production and deposits (programmed depth, established diameter, etc.).

AGRADECIMIENTOS

Primeramente me gustaría dar gracias a Dios, por permitirme llegar hasta este punto. Por todas las bendiciones y retos que me ha puesto en el camino y, que a su vez, me han permitido convertirme en la persona que soy. Estoy confiado en que me seguirá guiando para poder cumplir mis objetivos y sueños.

Agradezco a la U.N.A.M, en específico a la Facultad de Ingeniería, por ser quien me ha brindado los conocimientos y las oportunidades para desarrollarme como un ingeniero integral. Estoy sumamente orgulloso de pertenecer a esta universidad.

A mi mamá Ángeles Márquez, no me alcanzaría toda la vida para agradecerte todo los sacrificios que has hecho por mí. Gracias por todos esos consejos y regaños, por los valores que me has inculcado y por todo el amor que me demuestras día con día, eres la persona más importante para mí y por eso te dedico en especial este trabajo, te amo mamá.

A mi papá Isidoro Torres, gracias por todo el apoyo que me has dado en todos estos años, por lo consejos profesionales y personales. Porque a pesar de que no viviste conmigo muchos años, nunca te he sentido distante de mí. Eres mi gran ejemplo a seguir y espero que algún día pueda ser tan buen ingeniero como tú, te amo papá.

A mi hermana Mónica Torres, te doy las gracias por siempre confiar en mí, por apoyarme cuando más lo he necesitado. Espero que muy pronto tú también puedes lograr tu objetivo académico. Eres una gran mujer y estoy muy orgulloso de ti, te amo.

A mi sobrina Nahid López, llegaste en un momento en el que no te esperaba, pero desde que te conocí te convertiste en una gran fuente de inspiración para salir adelante. Gracias por todo el amor que me das, espero seguir viéndote crecer y ver que te sigas convirtiendo en un gran ser humano, te amo.

A mi abuelita Dolores Hernández, quiero agradecerte por el apoyo incondicional que me has dado, por el cariño tan grande que me tienes y por los consejos que siempre sueles darme cuando estamos a solas. Te amo abue.

A mis tíos Beatriz, María Elena, Martha, Daniel, Jorge, Joel (†), Araceli y Xóchitl, gracias por todo el apoyo y los consejos que me han brindado a lo largo de los años, siempre los llevo en mi corazón.

A mis primos Emmanuel, Adriana, Rodolfo, Tania, Natalie, Thalía, Mario, Sergio, Mauricio, Dulce y los demás que se me hayan faltado, gracias por los buenos momentos que hemos pasado, por el apoyo y los consejos que me dan. Confío en que vendrán muchas cosas buenas para todos nosotros.

A mi amigo y director de tesis Rubén Miranda, muchas gracias amigo por el apoyo y tiempo que has invertido en este trabajo. Eres una gran persona y sabes que siempre podrás confiar en mí.

A mis amigos Taxis, Lalo, Héctor, Gasca, Ale Chan, Alejandrina, Richie, Ahmed, Juan, Érick, José Becerril, Mario Vázquez, Marco, Ricardo “Papas” y a todos, de la Prepa 8 y de la F.I, que me acompañaron todos estos años con buenísimos momentos y con consejos que me han ayudado a ser una mejor persona, espero que sigamos disfrutando de este camino juntos llamado “vida”, gracias por su amistad.

A mis sinodales el Ing. Agustín Velazco Esquivel, el M.I. Antonio Sánchez Pérez, el Ing. Mario Rosas Rivero y el Ing. Marcos Ávalos García, gracias por el apoyo, por su tiempo y ayuda para corregir y enriquecer esta tesis.

A todos y cada uno de ustedes les dedico este trabajo, gracias.

“Un hombre no mide su altura en los momentos de confort, sino en los de cambio y controversia”

Martin Luther King

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	I
RESUMEN	II
ABSTRACT	IV
AGRADECIMIENTOS	VI
CONTENIDO	VIII
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN	17
CAPITULO 1	19
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO XANAB	19
1.1 Ubicación del campo Xanab.....	19
1.2 Geología del campo Xanab.....	20
1.3 Características del yacimiento	21
1.3.1 Campo Xanab Cretácico (K)	21
1.3.2 Campo Xanab Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)	21
1.4 Estratigrafía del Campo Xanab	22
1.5 Geología del petróleo	26
1.5.1 Trampa.....	26
1.5.2 Tipo de roca sello.....	26
1.5.3 Tipo de roca generadora.....	26
CAPITULO 2	27
QUÍMICA DE LAS ARCILLAS	27
2.1 Estructura de los minerales de arcillas.....	28
2.2 Clasificación general de los minerales de arcilla	32
2.3 Tipos de arcillas que interactúan con los fluidos de perforación	33
2.3.1 Illitas.....	34

2.3.2 Clorita.....	35
2.3.3 Caolinita.....	36
2.3.4 Montmorillonita.....	37
2.3.5 Capacidad de Intercambio Catiónico [CIC]	40
2.3.6 Composición de los lodos base agua-arcilla	43
2.3 Hidratación y estabilidad de las arcillas.....	44
2.3.1 Procesos de enlace de las partículas de arcilla	44
CAPITULO 3	48
DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SISTEMA DE CIRCULACIÓN	48
3.1 Funciones de los fluidos de perforación	49
3.1.1 Remoción de recortes	50
3.1.2 Control de las presiones de formación.....	50
3.1.3 Suspensión de recortes y material densificante	51
3.1.4 Control de la filtración	53
3.1.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero	54
3.1.6 Minimización de los daños a la formación.....	56
3.1.7 Enfriamiento, lubricación y flotamiento de la barrena y la sarta de perforación	57
3.1.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena	59
3.2 Clasificación de los fluidos de perforación	60
3.3 Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación	63
3.3.1 Densidad del lodo	64
3.3.2 Reología.....	64
3.3.3 Tixotropía	66
3.3.4 Control de la Filtración	67
3.3.5 Contenido de sólidos y contenido de arena	68
3.3.6 Alcalinidad.....	70
3.3.7 Contenido de calcio, magnesio, cloruros y otros componentes	71
3.4 Aditivos y Reactivos para los fluidos de perforación	74
3.4.1 Densificantes	75
3.4.2 Viscosificantes	76

3.4.3 Materiales para el Control de Filtrado	77
3.4.5 Materiales Alcalinos y del Control del pH.....	77
3.4.6 Inhibidores de precipitados	78
3.5 Sistema de circulación	78
3.5.1 Bomba de lodos	79
3.5.2 Tanques o presas de lodo.....	80
3.5.3 Tubo vertical o “standpipe”.....	82
3.5.4 Unión giratoria o “swivel”	82
3.5.5 Kelly	82
3.5.6 Manguera del Kelly	83
3.5.7 Top Drive	83
3.5.8 Temblorinas o Zarandas	83
3.5.9 Desarenadores	85
3.5.10 Desarcilladores	86
3.5.11 Limpia lodos.....	87
3.5.12 Desgasificadores	87
3.5.13 Preventor de reventones.....	88
3.5.14 Tubería de perforación.....	89
3.5.15 Lastrabarrenas.....	90
3.5.16 Barrenas	90
CAPITULO 4	91
EVALUACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO XANAB 74, EN LA PROFUNDIDAD 200 A 1161 METROS	91
4.1 Datos generales	91
4.1.1 Resumen del proyecto	92
4.2 Sección perforada	92
4.3.1 Datos generales.....	92
4.3 Resumen operativo	97
4.4 Distribución de volúmenes programados	110
4.5 Procedimiento aplicado para el control de pérdidas de circulación	112
4.6 Concentraciones de productos.....	114
4.7 Propiedades fisicoquímicas.....	117

4.8 Control de Sólidos.....	130
CAPÍTULO 5	132
SOLUCIÓN DEL PROBLEMA Y BUENAS PRÁCTICAS EN LA INTERVENCIÓN DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS	132
5.1 Solución a problemas observados en el intervalo de 200 a 1161 metros .	134
5.2 Método de Ishikawa	137
5.2.1 Método de Ishikawa para el incremento de sólidos indeseables durante la perforación de un pozo	138
5.2.2 Método de Ishikawa para problemas de pérdida de circulación durante la perforación de un pozo	140
5.2.3 Método de Ishikawa para problemas en la toma de registros giroscópicos y direccionales, como el MWD y el LWD durante la perforación de un pozo	141
5.3 Árbol de Decisiones	142
5.2.1 Características de un árbol de decisión.	142
5.2.2 Terminología	144
5.2.3 Árbol de decisión para el pozo Xanab 74.....	144
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	151

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del campo Xanab.....	20
Figura 2.1 Imagen microscópica de una arcilla	27
Figura 2.2 El tetraedro elemental	29
Figura 2.3 Configuración de una lámina 1:1.....	31
Figura 2.4 Red de enlaces de 2 capas tetraédricas y 1 capa octaédrica	31
Figura 2.5 Montmorillonita sódica.....	38
Figura 2.6 Comparación de estructuras de arcillas	39
Figura 2.7 Prueba MBT	42
Figura 2.8 Procesos de enlace de las partículas de arcilla.....	47
Figura 3.1 Lodo de perforación	48
Figura 3.2 Problemas de asentamiento de recortes.....	52
Figura 3.3 Ejemplo de un problema durante la perforación de arcillas.....	55
Figura 3.4 Problemas de flotación del equipo de perforación.....	59
Figura 3.5 Balanza de Lodos.....	64
Figura 3.6 Embudo y pocillo Marsh	65
Figura 3.7 Viscosímetro de Fann	66
Figura 3.8 Filtro Prensa API	67
Figura 3.9 Kit para la determinación de contenido de arena	69
Figura 3.10 Retorta	68
Figura 3.11 Medidor de pH.....	69
Figura 3.12 Sistema de circulación	79
Figura 3.13 Presas de lodo	79

Figura 3.14 Swivel.....	82
Figura 3.15 Temblorina	84
Figura 3.16 Gráfica de mallas API vs micrones de abertura	85
Figura 3.17 Partes de un hidrociclón.....	87
Figura 3.18 Desgasificador.....	88
Figura 3.19 Preventor de reventones.....	87
Figura 4.1 Gráfica comparativa de profundidad vs meq/100 para diferentes pozos donde se utilizó el fluido BAMIL en la etapa de 26”	96
Figura 4.2 Gráfica de Densidad del lodo y Prueba de Azul de Metileno vs Metros perforados	121
Figura 4.3 Gráfica de Propiedades Reológicas vs Metros perforados	121
Figura 4.4 Gráfica de filtrado y pH vs Metros perforados	122
Figura 4.5 Gráfica de Cloruros y Calcio vs Metros perforados	122
Figura 4.6 Gráfica de Concentración de Potasio Libre vs Metros perforados	123
Figura 4.7 Gráfica de Punto Cedente vs Metros perforados	123
Figura 4.8 Gráfica de Viscosidad Plástica vs Metros perforados	124
Figura 4.9 Gráfica de Geles 10 segundos vs Metros perforados	124
Figura 4.10 Gráfica de Geles 10 minutos vs Metros perforados	125
Figura 5.1 Ejemplo del método de Ishikawa.....	138
Figura 5.2 Método de Ishikawa aplicado al problema de incremento de sólidos indeseables en el fluido de perforación	139
Figura 5.3 Método de Ishikawa aplicado al problema de pérdidas de circulación.....	137

Lista de Figuras

Figura 5.4 Método de Ishikawa aplicado a problemas de toma de registros giroscópicos y direccionales.....	138
Figura 5.5 Árbol de decisiones aplicado al problema de incremento de sólidos indeseables en el fluido de perforación	145

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Columna geológica del campo Xanab	22
Tabla 2.1 Grupos y subgrupos de arcillas, clasificadas en función de su estructura	33
Tabla 2.2 Diámetro iónico e hidratado de cationes intercambiables	36
Tabla 2.3 Estructura, carga, catión de intercambio, distancia interatómica, hinchamiento de algunos minerales de arcillas	40
Tabla 3.1 Componentes que integran un fluido de perforación, según su fase continua.....	61
Tabla 3.2 Concentraciones para sistemas Base Agua Inhibidor de Lutitas y Base Agua de Mar Inhibidor de Lutitas Sin Bentonita	72
Tabla 3.3 Principales densificantes de los fluidos de perforación	75
Tabla 3.4 Principales viscosificantes de los fluidos de perforación	76
Tabla 4.1 Datos generales de la perforación los primeros dos intervalos	92
Tabla 4.2 Datos generales del segundo intervalo perforado	92
Tabla 4.3 Datos del fluido de perforación BAMIL y el equipo de control de sólidos	93
Tabla 4.4 Resultados del análisis de un fluido BAMIL.....	94
Tabla 4.5 Resumen de resultados de análisis del fluido BAMIL en un pozo del campo Tsimin	96
Tabla 4.6 Resumen operativo de la perforación del segundo intervalo del pozo Xanab 74	97
Tabla 4.7 Récord de la barrena tricónica utilizada en el intervalo 200-1161 m ...	110
Tabla 4.8 Distribución de volúmenes programados en el intervalo 200-1161m ..	110

Lista de Tablas

Tabla 4.9 Tabla de volúmenes de baches de reforzamiento bombeados	112
Tabla 4.10 Concentración de aditivos y reactivos del 27/DIC/2015 al 2/ENE/2016	115
Tabla 4.11 Concentración de aditivos y reactivos del 3/ENE/2016 al 9/ENE/2016	115
Tabla 4.12 Concentración de aditivos y reactivos del 10/ENE/2016 al 15/ENE/2016	116
Tabla 4.13 Valores fisicoquímicos obtenidos del fluido de perforación del 27/DIC/2015 al 2/ENE/2016	118
Tabla 4.14 Valores fisicoquímicos obtenidos del fluido de perforación del 3/ENE/2016 al 9/ENE/2016	119
Tabla 4.15 Valores fisicoquímicos obtenidos del fluido de perforación del 9/ENE/2016 al 15/ENE/2016	120
Tabla 4.16 Tabla con datos acerca del equipo de control de sólidos reportados	130

INTRODUCCIÓN

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita la explotación racional de hidrocarburos en forma segura y al menor costo posible.

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fractura requiere que la presión de formación, o presión de poro, sea determinada previamente. Este proceso ordenado y secuencial, permite que la perforación de pozos petroleros, sea cada vez más eficiente, segura y redituable.

Cada intervalo perforado, proporcionará información invaluable, por esta razón, durante la perforación de un pozo se va generando un historial de las operaciones, describiendo cada detalle ocurrido durante su construcción, incluyendo parámetros de perforación, problemáticas presentadas, análisis de la evaluación del desempeño de los recursos utilizados, como por ejemplo el fluido de perforación, que es un elemento básico para la perforación de un pozo.

En esta tesis iniciaremos con una exposición del campo Xanab, se describen sus características geofísicas, su ubicación, su columna estratigráfica, el tipo de fallas geológicas que tiene, ya que para poder hacer un buen diseño del fluido de perforación, es de vital importancia conocer estos aspectos del campo.

Posteriormente se desarrolla el tema de química de las arcillas con el objetivo de conocer la esencia de las mismas. Las arcillas están relacionadas con los problemas más comunes en la perforación de pozos, y es necesario conocerlas para poder actuar de una manera correcta cuando se llegan a presentar complicaciones en las operaciones.

Consecutivamente hablaremos de los fluidos de perforación, los cuales son una parte fundamental de construcción de pozos. Se describen las funciones más importantes que deben cumplir los fluidos, su clasificación de acuerdo a la fase

continua, sus propiedades fisicoquímicas, los aditivos y reactivos que ayudan a que el fluido cumpla con sus propósitos. Además se habla brevemente del sistema de circulación de un pozo, se describen sus herramientas más importantes.

Continuaremos mostrando el resumen operativo de la perforación del pozo en el intervalo diseñado, se presentan los datos generales del pozo, la información de la sección perforada, la descripción completa de cómo se llevó a cabo la operación, la distribución de los volúmenes programados, el procedimiento aplicado para el control de pérdidas de circulación, las concentraciones de los productos que se adicionaron al lodo, las propiedades fisicoquímicas que se presentaron al finalizar la perforación, así como los datos de los equipos de control de sólidos que se utilizaron.

Pasaremos así a la solución que se le dio al o los problemas que se presentaron durante la perforación del intervalo de 200 a 1161 metros. Se desarrollan las herramientas de calidad, diagrama de Ishikawa y el árbol de decisiones, que se proponen con el fin de estar preparados para cuando se tengan los mismos problemas en pozos a futuro.

Finalmente, esta tesis ayudará a comprender cada uno de los elementos que están relacionados con un fluido de perforación base agua de mar inhibidor de lutitas sin bentonita, así como las herramientas de calidad que pueden ser utilizadas en la industria del petróleo y el gas. Se espera que esta tesis pueda ayudar a compañeros a entender de una mejor manera el cómo funciona este tipo de fluidos en una situación real.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO XANAB

Es importante para el fin de esta tesis mostrar las características petrofísicas del campo Xanab, dado que serán de vital importancia al momento de desarrollar el fluido de perforación.

La caracterización de un yacimiento es un proceso que cuenta con una amplia base científica, en el cual son aplicados conocimientos sobre geología, geofísica y petrofísica, con el fin de interpretar los datos y características del yacimiento, mediante herramientas y técnicas recientes; en otras palabras, la caracterización de un yacimiento es el conjunto de conocimientos orientados a la definición y al estudio de las propiedades petrofísicas, ya sean estáticas o dinámicas, que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos, entre otros, con el propósito de apoyar los planes de desarrollo para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas y/o la producción de los mismos.

1.1 Ubicación del campo Xanab

El campo Xanab, que significa “Zapato” en lengua Maya, está localizado en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco, aproximadamente a 28.6 Km al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco.



Figura 1.1 Ubicación del campo Xanab

1.2 Geología del campo Xanab

El campo Xanab es un campo de la Región Marina Suroeste, localizado en las aguas territoriales del Golfo de México. El campo fue descubierto en el año 2005 y el pozo Xanab 101 fue el pozo exploratorio perforado en rocas de edad de Cretácico, resultando productor de aceite ligero de 33° API. Con información del año 2013, el campo Xanab contaba con 6 pozos productores, perforados en diferentes edades; 4 pozos fueron perforados a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano y 2 pozos perforados a nivel Cretácico, con una producción en esa fecha de aproximadamente 65,000 barriles por día, lo cual reflejaba la rentabilidad del campo, a pesar de sus condiciones hostiles de intervención, ya que son pozos de alta presión, alta temperatura y que han sido perforados hasta 6,800 metros desarrollados.

Para el estudio del campo Xanab se realizó una interpretación petrofísica de las rocas, que está basada en la aplicación de un método adecuado al área de estudio, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que

relacionan las características de la secuencia sedimentaria, entre los que están: arcillosidad, porosidad, intervalos permeables, profundidades de los intervalos de interés y localización de los contactos entre fluidos.

1.3 Características del yacimiento

Este campo cuenta con la existencia de reservas de hidrocarburos en yacimientos de rocas de edad Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. A continuación se describirán las características geológicas del campo Xanab.

1.3.1 Campo Xanab Cretácico (K)

El campo Xanab de la Formación Cretácica fue descubierto en el 2005, tiene una profundidad aproximada de 6300 metros desarrollados aproximadamente bajo el nivel del mar, cuenta con una superficie de aproximadamente 18.2 km². El tirante de agua es de 24 metros. La litología se compone esencialmente de mudstone a wackstone en partes arcillosas, con impregnaciones de aceite en porosidad intergranular. El espesor neto es de 41 metros, cuenta con una porosidad promedio de 5% y saturación de agua promedio de 25%. El hidrocarburo que se puede encontrar en este campo es aceite ligero de 33° API.

1.3.2 Campo Xanab Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)

La explotación del campo Xanab Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano comenzó en el 2009; tiene una profundidad promedio de 6800 metros verticales, tiene una superficie de +/- 10.6 km². Cuenta con un tirante de agua de 28 metros. La litología se compone esencialmente de mudstone a packstone parcialmente arcillosa; su espesor neto es cercano a 135 metros, con porosidad media de 6.5%, saturación de agua promedio de 29% y una permeabilidad promedio de 24 mD. El hidrocarburo que se encuentra en este campo es, de igual manera, aceite ligero de 32° API.

1.4 Estratigrafía del Campo Xanab

La columna estratigráfica de este campo abarca un rango de edades que van desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano al Pleistoceno Reciente. Los yacimientos del mismo corresponden a las edades Cretácico Inferior, Medio y Superior, y Jurásico Superior Kimmeridgiano. En la Tabla 1.1 se describe de una manera más detallada.

Tabla 1.1 Columna geológica del campo Xanab

Edad y/o Formación	Profundidad (m.v.b.l.m)	Litología
Reciente Pleistoceno	28	Arena de cuarzo translúcido, blanco y gris claro.
Plioceno Medio	1099	Lutita gris claro, suave, en partes arenosa, ligeramente calcárea.
Plioceno Inferior	1849	Lutita gris claro, suave, en partes arenosa, ligeramente calcárea.
Mioceno Superior	3106	Lutita gris claro, ligeramente calcárea, en partes sutilmente arenosa.
Mioceno Medio	3990	Lutita gris a gris claro en ocasiones gris verdosa suave a semidura, parcialmente arenosa; arenisca gris claro y en

		ocasiones gris verdoso con porosidad primaria intergranular.
Paso de falla	4210	
Mioceno Inferior	4480	Lutita gris claro y gris verdosa, con partes de aspecto Bentonítico, parcialmente calcárea.
Oligoceno Superior	4860	Lutita gris claro y gris oscuro de aspecto bentonítico, ligeramente calcárea.
Oligoceno Medio	4945	Lutita gris claro y gris oscuro de aspecto bentonítico, ligeramente calcárea.
Oligoceno Inferior	Ausente	
Eoceno Superior	5080	Lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave plástica y calcárea en partes lutita gris oscura.
Eoceno Medio	5140	Lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave plástica y calcárea en partes lutita gris

Descripción del Campo Xanab

		oscura.
Paso de falla	5180	
Eoceno Inferior	5280	Lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave plástica y calcárea en partes lutita gris oscura.
Paleoceno Superior	5320	Lutita café rojiza semidura y calcárea, en partes lutita gris clara suave a semidura ligeramente calcárea.
Paleoceno Inferior	5340	Lutita café rojiza semidura y calcárea, en partes lutita gris clara suave a semidura ligeramente calcárea.
Cretácico Superior	5380	Mudstone café claro en partes gris claro parcialmente arcilloso, con porosidad secundaria en fracturas pobre.
Cretácico Medio	5460	Mudstone a Wackstone café claro, crema y blanco, con escasas microfracturas con trazas

		de aceite residual.
Cretácico Inferior	5570	Mudstone a Wackstone café claro, crema y blanco, con escasas microfracturas selladas por aceite residual, porosidad en fracturas.
J. S. Tithoniano	5694	Mudstone café claro a crema y blanco; mudstone arcilloso, gris oscuro a negro, de aspecto carbonoso.
J. S. Kimmeridgiano	5837	Mudstone a Wackstone parcialmente arcilloso café oscuro, gris oscuro y crema, compacto con algunas microfracturas selladas por aceite residual, porosidad secundaria en microfracturas pobre.
Profundidad Total	6200	

1.5 Geología del petróleo

1.5.1 Trampa

- Edad Cretácica: la trampa es de tipo estructural, con cierre normal en sus flancos oriental y occidental y contra dos fallas de tipo normal en sus porciones noroeste y sureste.
- Edad Jurásico Superior Kimmeridgiano: la trampa corresponde a una estructura anticlinal de rumbo noreste-suroeste, que está limitada al sur por una falla de tipo normal y a su vez, influenciada por una estructura salina.

1.5.2 Tipo de roca sello

La roca sello se encuentra constituida por una secuencia de lutitas con parte bentonítica, cuenta con espesor aproximado de 200 metros con una gran distribución lateral y de calizas arcillosas de edad Paleoceno.

1.5.3 Tipo de roca generadora

La roca generadora es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se encuentra formada por una secuencia de lutitas bituminosas de color café a crema y blanco; así como mudstone arcilloso, con aspecto carbonoso, laminar y calcárea, distribuida de manera regional.

Dentro de los primeros 1000 metros perforados, ya sea en pozos terrestres o marinos, se perfora con lodo base agua para proteger los mantos acuíferos ya que si se perforara con lodos de emulsión inversa se correría el riesgo de contaminar los mismos. En este intervalo se encuentran cuerpos arcillosos, como areniscas y lutitas, que ocasionan la mayor parte de problemas técnicos a los que se enfrentan los lodos de perforación, es por eso que se tiene que tener una buena base en conocimientos acerca de la química de arcillas, que se desarrollará en el siguiente capítulo.

CAPITULO 2

QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

El término arcilla –del griego *argilos*, que significa blanco- es utilizado en la mineralogía para distinguir al conjunto de minerales secundarios de tamaño de partícula pequeño ($<2 \mu\text{m}$), que pertenece a la subclase de los filosilicatos o silicatos laminares. Son fundamentalmente silicatos de aluminio hidratados con estructura en capas con espaciamentos y contenidos en los espacios interlaminares característicos para cada mineral. Sus propiedades son consecuencia de sus características estructurales. La estructura química interna y composición química de cada mineral de la arcilla, le confiere características muy específicas de reactividad química.

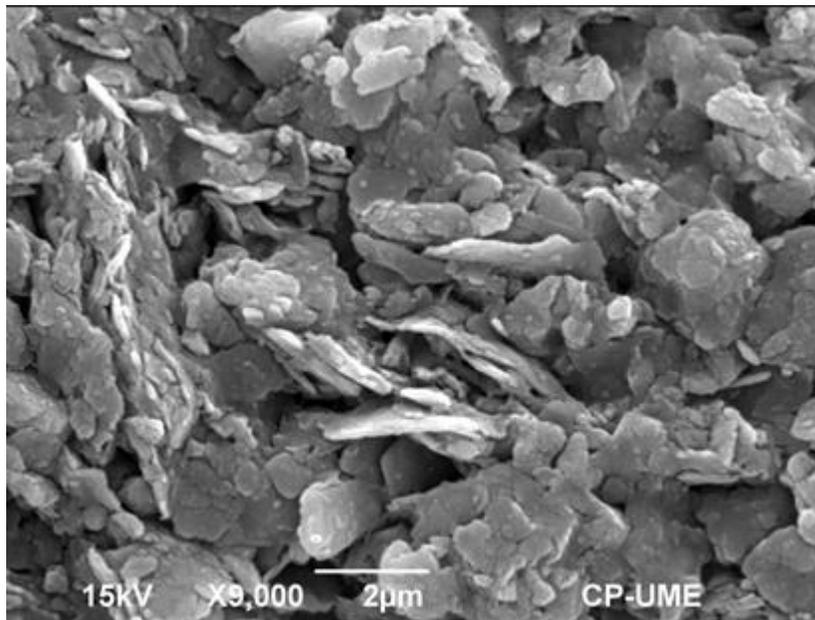
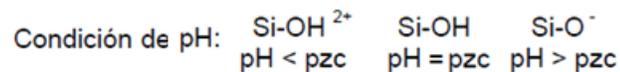


Figura 2.1 Imagen microscópica de una arcilla

Presentan carga eléctrica, lo cual le otorga propiedades físico-químicas muy particulares como, por ejemplo: retención de moléculas orgánicas e inorgánicas, capacidad para mantenerse dispersas o reunirse en agregados voluminosos, hinchamiento, etc. Las cargas eléctricas presentes en la arcilla son de dos orígenes diferentes: permanentes y dependientes del pH.

Las cargas eléctricas permanentes, o estructurales se han generado a través de los procesos geológicos, debido a sustituciones isomórficas en las estructuras cristalinas, generalmente negativas debido al reemplazo de átomos de la estructura por otros de menor valencia, estas cargas son independientes del entorno del mineral.

Sin embargo, en los bordes, aparecen cargas que son dependientes del pH del medio y por lo tanto son variables. Surgen de la disociación de grupos superficiales, como por ejemplo:



Solo se encuentran neutralizadas cuando el pH es igual al punto de carga cero (pzc).

Debido a la influencia que estos fenómenos fisicoquímicos tienen en el comportamiento de las arcillas tanto de las que se adicionan al fluido de perforación como de las que se incorporan provenientes de la formación, es importante que el ingeniero de fluidos de perforación conozca y entienda los mecanismos de reacción de las arcillas y el fluido.

2.1 Estructura de los minerales de arcillas

La estructura de los filosilicatos está formada por la unión de capas tetraédricas y octaédricas. La capa octaédrica está formada por una serie de tetraedros de oxígeno que comparten tres vértices que se extienden formando una capa en dos direcciones del espacio. Estos tetraedros tienen su base en un mismo

plano y el cuarto vértice apuntando en el mismo sentido, iones silicio se sitúan en los centros de los tetraedros coordinados con los oxígenos. Es frecuente encontrar en los filosilicatos iones aluminio sustituyendo parcialmente al silicio en esta red tetraédrica.

En la Figura 2.2 se muestra la estructura elemental tetraédrica, el átomo central es el silicio unido a 4 átomos de oxígeno.

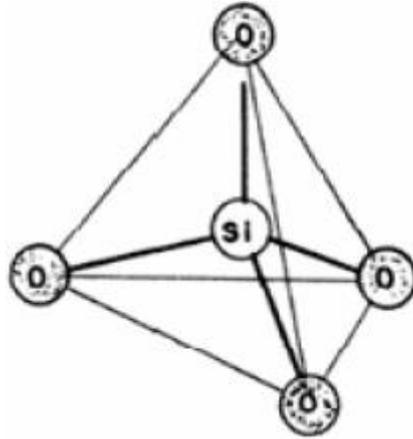


Figura 2.2 El tetraedro elemental

Si cada átomo de silicio tiene cuatro cargas eléctricas positivas, mientras que cada átomo de oxígeno tiene dos cargas negativas, es necesario que cada uno de los átomos de oxígeno use una de sus cargas para atraer a una de las cargas de silicio, quedando así saturado el átomo central de silicio, mientras que las esquinas todavía tienen una carga negativa para enlazarse a otro átomo con carga positiva. Cuando esto último ocurre, entonces tenemos la posibilidad de formación de una cadena de tetraedros. De la misma forma, podemos formar cadenas verticales que se unen a las cadenas horizontales para formar redes, así como arreglos tridimensionales superponiendo una red encima de otra. También podemos sustituir uno de los átomos de silicio por otro, por ejemplo, de aluminio, con lo cual el arreglo quedaría desbalanceado, ya que el aluminio solo tiene tres cargas eléctricas positivas en lugar de cuatro, dejando una carga negativa “extra” en uno de los átomos del oxígeno. La carga negativa desbalanceada puede ser satisfecha por un catión positivo, por ejemplo, el sodio o el potasio, con lo cual se logra de nueva cuenta una estructura neutra.

Los oxígenos radicales de los tetraedros, así como grupos OH^- , configuran una nueva capa formada por octaedros que comparten aristas en cuyos centros se localizan iones bi o trivalentes, pudiendo en ocasiones estar vacías parte de las posiciones octaédricas.

Con arreglo a estas características y siguiendo las siguientes reglas, conocidas como Reglas de Pauling, se pueden unir dos o más tetraedros:

1. La suma de las cargas negativas debe ser igual a la suma de las cargas positivas, de manera que la estructura sea eléctricamente neutra.

2. Todos los elementos con carga positiva, cationes, pueden enlazarse o rodearse de elementos cargados negativamente, coordinándose con ellos de modo que los arreglos coordinados dependen únicamente de los tamaños entre el catión y el anión respectivo.

Existe una tercera regla conocida como Regla de Lowenstein que indica que no es válido enlazar dos tetraedros que tengan un átomo central de aluminio cada uno. Esto nos indica que dos tetraedros de aluminio sólo pueden enlazarse mediante otro tetraedro intermedio a base de silicio.

El número y disposición de estas capas tetra y octaédricas constituye el primer elemento distintivo en las redes de los filosilicatos. Con arreglo a esta característica se puede establecer tres tipos de unidades estructurales:

En el primer tipo, la unidad respectiva está formada por una capa tetraédrica que comparte sus oxígenos apicales con una capa octaédrica, el plano opuesto de ésta última está formado exclusivamente por grupos OH^- .

Esta configuración define una lámina denominada 1:1 que se unirá con otras similares para formar el conjunto de estructuras, Figura 2.3.

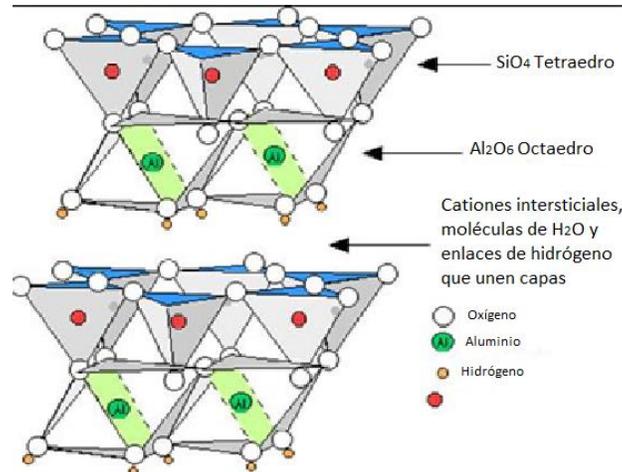


Figura 2.3 Configuración de una lámina 1:1

La segunda posibilidad consiste en la existencia de dos capas tetraédricas con sus oxígenos apicales situados unos frente a otros. Estos oxígenos, junto con grupos OH⁻ forman una nueva capa octaédrica situada entre las anteriores. Así se tiene una unidad repetitiva de tipo 2:1, Figura 2.4.

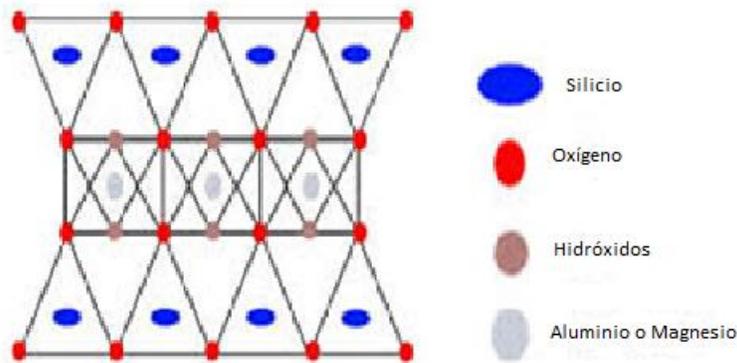


Figura 2.4 Red de enlaces de 2 capas tetraédricas y 1 capa octaédrica

El tercer tipo estructural se forma por unidades de tipo 2:1, descritas alternada con una capa octaédrica. Esta capa no comparte con ninguna de las otras, sino que está formada por dos planos de iones OH⁻ que define una red de octaedros en cuyos centros se sitúan cationes. La unidad que se forma es una nueva lámina del tipo 2:1:1 o 2:2.

Un segundo criterio de diferenciación dentro de los filosilicatos es el tipo de catión que ocupa las posiciones interiores de la capa octaédrica. Dado que el número de cargas disponibles para las tres posiciones de la red es de seis cargas negativas, si el catión ocupante es bivalente, por ejemplo, Mg^{2+} o Fe^{2+} , la neutralidad eléctrica se alcanzará si todos los huecos disponibles están efectivamente llenos, en tanto que se trata de cationes trivalentes, por ejemplo, Al^{3+} , solo dos de cada tres posiciones podrán estar ocupadas. La existencia de lugares vacantes dentro de la capa octaédrica constituye un factor importante a tener en cuenta en los filosilicatos por cuanto la red podrá distorsionarse para adaptar mejor los iones OH^- y O^{2-} a los cationes existentes.

2.2 Clasificación general de los minerales de arcilla

Cuando las láminas presentan su composición básica, silicio en la capa tetraédrica y cationes bi o trivalentes en posiciones tri o di-octaédricas, la carga global es nula, uniéndose la base de los estratos por enlaces residuales. Sin embargo, cuando las posiciones catiónicas de las láminas están ocupadas por iones de menor carga el balance total queda descompensado por las cargas negativas sin neutralizar.

Esto permite la existencia entre láminas, de cationes que sirven de unión por medio de enlaces iónicos. Dependiendo del número de cargas disponibles, es el elemento que ocupa la posición entre los estratos: K, Mg, Ca, Na. Este catión da un carácter distintivo entre los minerales de arcilla.

Con base a la estructura descrita, las arcillas pueden clasificarse de la siguiente manera:

Tabla 2.1 Grupos y subgrupos de arcillas, clasificadas en función de su estructura

TIPO	GRUPO	SUGRUPO	ESPECIES MINERALES
1:1	Caolines	Caolinitas (dioctaédrica)	Caolinita, diquita, nacrita, halloysita
		Serpentina (trioctaédrica)	Antigorita, chamosite, crysolita, cronstedita
	Talco	Pirofilita (dioctaédrica)	
		Talco (trioctaédrico)	
2:1	Esmectitas	Esmectita dioctaédrica	Montmorillonita, bidellita, nontronita
		Esmectita trioctaédrica	Hectorita, saponita, sauconita
	Micas	Mica dioctaédrica	Muscovita, paragonita, mica-Al, mica-Fe
		Mica trioctaédrica	Flogopita, biotita, lepidolita, zinnwaldita
	Vermiculitas	Vermiculita dioctaédrica	
		Vermiculita trioctaédrica	
	Ilita	Ilita dioctaédrica	Derivadas de muscovita
		Ilita trioctaédrica	Derivadas de flogopita
2:1:1	Clorita	Clorita dioctaédrica	Sudoita
		Clorita trioctaédrica	Brunsvigita, clinocloro, cookeita, diabantita, nimita, pennantita, penninita, ripidolita, sheridanita, thuringita

2.3 Tipos de arcillas que interactúan con los fluidos de perforación

Existe un gran número de minerales arcillosos que se adicionan a los fluidos de perforación como son la sepiolita o atapulguita y la bentonita. Las arcillas que son de interés con los fluidos de perforación de tipo base agua se dividen en tres tipos:

El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchable como la atapulguita o sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar el valor de la viscosidad; el tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja, hacen 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 muestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la atapulguita se usa principalmente como mejorado de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita, se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas rara vez se encuentran presentes en las arcillas de la formación a perforar.

El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables, o ligeramente hinchables, como son:

- a) Illita
- b) Clorita
- c) Caolinita
- d) Montmorillonita

2.3.1 Illitas

Las illitas, al igual que las micas verdaderas, constan de una capa unitaria integrada por una hoja de octaedros de Aluminio en medio de dos hojas de tetraedros de Silicio, cuyos vértices apuntan en la misma dirección. La celda unitaria es la misma que la de la montmorillonita, excepto que algunos silicios están siempre reemplazados por Aluminio y la deficiencia de carga está balanceada por iones potasio, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones mediante los iones potasio compensadores es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta 1.5 veces más grande que ésta.

El espacio entre las capas unitarias es de 2.8 Å, donde 1 angstrom [Å] es una unidad de medida equivalente a la diez mil millonésima parte de un metro. 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 ni se separan al ser expuestas al agua, los iones K^+ presentes entre las capas unitarias no están

disponibles para el intercambio. Solo los iones potasio que se encuentren en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes. Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita y capas mixtas de illita y esmectica son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua.

A medida que la profundidad del pozo aumenta, la esmectica se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectica, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables, pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

2.3.2 Clorita

Clorita procede del griego *chlorós*, que significa verde, color dominante en muchas de estas especies. Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero pueden ligeramente hincharse al ser modificadas.

En estas arcillas, los cationes compensadores de carga 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 a 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 clorita puede ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas

con otros minerales arcillosos tales como la esmectica, la arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

2.3.3 Caolinita

Caolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas cargas pequeñas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Por lo tanto, la caolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja, de 5 a 15 meq/100g. La caolinita se encuentra comúnmente, como componente menor a moderado, de 5 a 20%, de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas. Las arcillas de dos capas se componen de dos capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una octaédrica.

Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas, cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente, en pirámide, y hojas de alúmina o magnesia dispuesta octaédricamente. La tabla 2.2 contiene un resumen de los minerales arcillosos y el catión de intercambio.

Tabla 2.2 Diámetro iónico e hidratado de cationes intercambiables

Catión	Diámetro iónico [Å]	Diámetro hidratado [Å]
Li ⁺	1.66	14.6
Na ⁺	1.9	11.2
K ⁺	2.66	7.6
NH ₄ ⁺	2.88	5
Mg ²⁺	1.3	21.6

Ca²⁺	1.98	19.2
Al³⁺	1	18

2.3.4 Montmorillonita

Las montmorillonitas laminares son muy hinchables, el segundo y el tercer tipo de arcillas minerales arcillosas se encuentran en las lutitas de las formaciones en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: 1) illita, 2) clorita, 3) montmorillonitas y 4) caolinita. Como están presentes en las formaciones perforadas estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación.

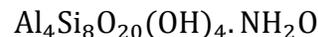
La Bentonita es una montmorillonita sódica, es uno de los minerales más importantes del grupo de las esmectita. Son minerales de partículas muy pequeñas por lo que su superficie específica es muy grande, son expandibles debido a la admisión de moléculas polares, como el agua, entre sus capas. En agua dulce, las capas absorben el agua y se hincha hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa que la viscosidad de una suspensión se incremente. Esta forma característica de la bentonita es parecida a una baraja de cartas, es lo que produce el llamado efecto de enjarre que es tan importante para el control del filtrado.



Figura 2.5 Montmorillonita sódica

Durante la formación de la montmorillonita, algunos átomos de aluminio en los huecos de los octaedros, son reemplazados por magnesio. Una abundancia de magnesio en el medio es un requisito previo para la formación de montmorillonita. La sustitución puede ocurrir debido a que los dos átomos tienen radios iónicos muy similares (Magnesio 0.65 Å, Aluminio 0.50 Å) por lo que el reemplazo en la red cristalina de los átomos de Aluminio no le causa desviaciones excesivas. Esta sustitución, llamada sustitución isomórfica, tiene lugar durante la formación del mineral y, por lo mismo, esta propiedad no cambia hasta que la estructura del mineral se modifica por procesos de intemperismo.

La composición química de la montmorillonita, expresada en óxidos, se reporta como SiO₂ = 66.7 %; Al₂O₃ = 28.30; H₂O = 5 % lo cual corresponde a la siguiente fórmula:



El H₂O corresponde al agua de entre capas. Sin embargo, la composición difiere siempre de la fórmula teórica y la red se encuentra siempre desbalanceada por reemplazos isomórficos. Los iones que se absorben en la superficie de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se les llaman los

cationes intercambiables de la arcilla. El número total de cationes intercambiables, es la llamada Capacidad de Intercambio Catiónico, CIC, o CEC (Cation Exchange Capacity, por sus siglas en inglés). Muchos análisis demuestran, pese a la variación de la composición química, que la carga es alrededor de 0.67 por celda unitaria (con base a 20 oxígenos en la red unitaria), entre límites de 0.5 a 1.0. Esto significa un valor de Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC) teórico de 91.5 meq/100 g.

La capacidad de intercambio de cationes para una celda unitaria de montmorillonita cuyo peso es 734, su carga 0.67 y su fórmula:

$$\text{Si}_8(\text{Al}_{3.33}\text{Na}_{0.67})\text{O}_{20}(\text{OH})$$

$$\text{CIC} = \frac{0.67}{734} (1000) \left(\frac{100 \text{ meq}}{100 \text{ g}} \right) = 91.28 \frac{\text{meq}}{100 \text{ g}}$$

En la Figura 2.6 se muestra una comparación entre las estructuras de arcillas.

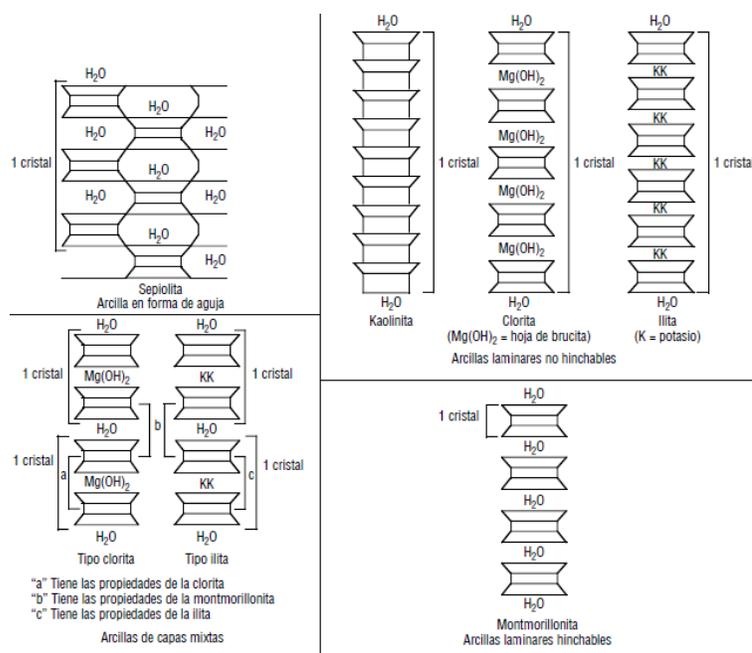


Figura 2.6 Comparación de estructuras de arcillas

En la tabla 2.3 se muestran valores característicos de carga, o catión de intercambio de algunas arcillas.

Tabla 2.3 Estructura, carga, catión de intercambio, distancia interatómica, hinchamiento de algunos minerales de arcillas

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica [Å]	Hinchamiento
Caolinita	Capa 1:1	Nula	Ninguno	7.2	Ninguno
Talco	Capa 2:1	Nula	Ninguno	9.3	Ninguno
Esmectita	Capa 2:1	0.3-0.6	Na ⁺ ; Ca ⁺ ; K ⁺ ; Mg ⁺²	11-15	Variable
Vernaculita	Capa 2:1	1-4	K, Mg	14-15	Variable
Ilita	Capa 2:1	1.3-2	K	10	Nulo
Mica	Capa 2:1	2	K	10	Ninguno
Clorita	Capa 2:1	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	Capa 2:1	Nula	ninguno	12	Nulo
Paligorskita	Capa 2:1	Menor	Ninguno	10.5	Nulo

2.3.5 Capacidad de Intercambio Catiónico [CIC]

Como fue previamente mencionado, los cationes compensadores que son absorbidos en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes, los cuales reciben el nombre de cationes intercambiables de la arcilla. La

cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la Capacidad de Intercambio Catiónica [CIC].

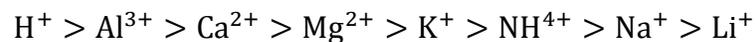
La CIC de las montmorillonitas está comprendida dentro del rango de 80 a 150 [meq/100g] de arcilla seca; la CIC de las ilitas y las cloritas es de aproximadamente de 10 a 40 [meq/100g] y la CIC de las caolinitas es de aproximadamente de 3 a 10 [meq/100g].

La prueba de azul de metileno, MBT por sus siglas en inglés, es un indicador de la CIC aparente de una arcilla. Cuando esta prueba es realizada sobre un lodo de perforación, se mide la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en el mismo. Generalmente se registra la capacidad de azul de metileno como cantidad equivalente de bentonita de *Wyoming* requerida para obtener esta misma. Es importante mencionar que la prueba no indica la cantidad de bentonita presente en el fluido, sin embargo, la cantidad aproximada de bentonita comercial y sólidos de perforación pueden ser calculadas a partir de pruebas de azul de metileno utilizando la cantidad de sólidos de baja gravedad determinada por el procedimiento API-13 B1. En la Figura 2.4 se puede observar una prueba de azul de metileno.



Figura 2.7 Prueba MBT

Para los cationes que reemplazarán a otros cationes en las posiciones de intercambio, se acepta generalmente la siguiente secuencia disponiéndola en orden de preferencia decreciente:



Es decir, cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha.

La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico. La solubilidad del CaSO_4 disminuye a grandes temperaturas, mientras que la mayoría de los compuestos de sodios aumenta. A medida que la relación $\text{Na}^+/\text{Ca}^{2+}$ aumenta, los cationes Ca^{2+} de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes Na^+ de la solución.

2.3.6 Composición de los lodos base agua-arcilla

Las arcillas cumplen con dos funciones: proporcionar viscosidad al fluido de perforación y generar una membrana impermeable conocida como enjarre que selle las formaciones permeables para limitar las pérdidas por filtración y evitar el atascamiento o empacamiento de la tubería de perforación. En algunos casos, la perforación puede ser iniciada con agua, dejando que los sólidos perforados se incorporen, produciendo suficientes propiedades para permitir la perforación del pozo.

En otras situaciones, se utilizan sistemas a base de polímeros cuando no se añade ninguna arcilla a la formulación. En los lodos base agua-arcilla, el agua constituye la fase líquida continua en la cual algunos materiales son mantenidos en suspensión mientras que otros materiales se disuelven. Se utilizan un gran número de aditivos para el lodo con el fin de obtener propiedades especiales, pero fundamentalmente todos los componentes pueden ser divididos en tres categorías:

1. La fase acuosa es la fase continua del lodo. Según la ubicación y/o el agua disponible, ésta puede ser agua dulce, agua de mar, agua dura, agua blanda, etc. Es común que se utilicen una gran variedad de soluciones de salmueras, saladas a saturadas como líquido de base para preparar un sistema a base de agua.
2. La fase de sólidos reactivos se compone de arcillas comerciales, arcillas hidratables incorporadas y lutitas de las formaciones perforadas que son mantenidas en suspensión de la fase fluida. Estos sólidos son tratados químicamente para controlar las propiedades del fluido de perforación.
3. Los sólidos inertes son los sólidos en suspensión que son químicamente inactivos. Éstos pueden ser sólidos de perforación inertes tales como la caliza, dolomita o arena. La barita es añadida al fluido de perforación para aumentar la densidad del fluido y también constituye en sólido inerte.

2.3 Hidratación y estabilidad de las arcillas

Las reacciones químicas entre la arcilla y los iones de potasio son únicas en comparación con otros iones. El modelo de intercambio de iones no explica totalmente la interacción del potasio con la arcilla. Se prestará particular atención a este proceso, debido al uso generalizado del potasio en los fluidos de perforación base agua para estabilizar las lutitas reactivas. Aun en las regiones en que, por razones de protección ambiental, la concentración de potasio permitida es menor al 5%, se ha observado que esta baja concentración ayuda a la estabilización de formaciones de arcilla reactiva.

El potasio puede asociarse con los minerales arcillosos de dos maneras:

- Intercambio de Iones
- Fijación de Iones

La reacción de intercambio de iones se rige por la ley de acción de masas: es decir que la velocidad de intercambio depende de la concentración de los iones. Además del intercambio de iones, la fijación de iones ocurrirá en las arcillas con capa de alta carga. Esto aumenta la efectividad de la arcilla respecto al potasio en un orden de magnitud. Las arcillas montmorillonitas, tales como la bentonita de *Wyoming* y algunas lutitas de tipo "*Gumbo*" que se depositaron en ambientes pobres en potasio, son selectivas respecto al potasio. Basándose en cálculos teóricos, se ha determinado que la fijación de potasio en las arcillas del grupo de las esmectitas ocurre cuando la carga de las capas es alta e inclina el equilibrio hacia el intercambio preferencial de cationes con el potasio.

2.3.1 Procesos de enlace de las partículas de arcilla

Además de conocer la cantidad y calidad de la arcilla de un lodo, se requiere conocer el estado de asociación de las partículas de arcilla. Los mecanismos de enlace de las partículas de arcilla son importantes para entender la reología en las suspensiones de arcilla, y por lo tanto los cambios reológicos que se producen en el fluido de perforación.

Las partículas laminares finas y planas de arcilla tienen dos superficies diferentes. La cara grande o superficie plana está cargada negativamente y la superficie fina del borde, donde se interrumpe la red y se expone la superficie del enlace roto, está cargada positivamente. Estas cargas eléctricas y los cationes intercambiables crean alrededor de las partículas un campo de fuerzas eléctricas que determina la manera en que dichas partículas interactúan. Si los iones intercambiables se disocian, o en otras palabras se rompen los enlaces, de la superficie de la arcilla, la fuerza repulsiva entre las láminas, cargadas negativas es grande y las láminas se dispersarán alejándose unas de otras. La dispersión completa es rara y probablemente solo ocurra en suspensiones diluidas de montmorillonita sódica pura. En general se produce un cierto grado de enlace entre las partículas.

Las partículas de arcilla se asocian cuando están en uno de los siguientes estados:

- **Agregación:** Es el enlace de cara a cara resulta en la formación de láminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como Ca^{2+} , en el fluido de la perforación. Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. Después del aumento inicial la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial.
- **Dispersión:** Reacción contraria a la agregación resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas. Las laminillas de arcillas son normalmente agregadas antes de ser hidratadas y cierta dispersión ocurre a medida que se hidratan. El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla. La dispersión es más importante cuando la salinidad es más baja, los tiempos más altos, las temperaturas más altas, y la dureza más baja. Incluso la

bentonita de *Wyoming* no se dispersa totalmente en agua a la temperatura ambiente.

- Floculación: Se refiere a la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la formación de una estructura similar a un Castillo de Naipes. Esto causa un aumento de la viscosidad, gelatinosidad y el filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y del número de partículas disponibles para ser enlazadas. Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partículas o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas pueden fomentar la floculación.
- Defloculación: Es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas, en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla. Como la defloculación causa una reducción de la viscosidad los productos químicos defloculantes son frecuentemente llamados diluyentes del lodo. La defloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el enjarre para reducir el filtrado.

Pueden estar en uno o varios estados de asociación al mismo tiempo, predominando un grado de asociación. En la Figura 2.7 se presentan los procesos de enlace de las partículas de arcilla.

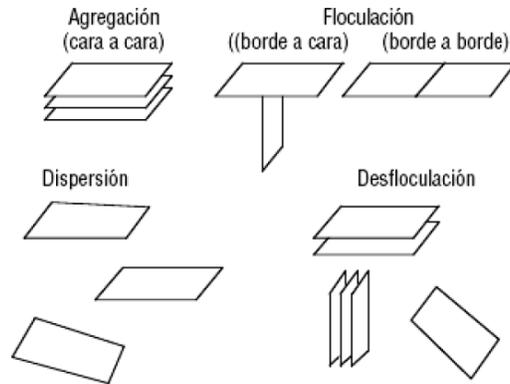


Figura 2.8 Procesos de enlace de las partículas de arcilla

Una vez desarrollado este capítulo, se tienen los conocimientos claves para el correcto desarrollo de nuestro fluido de perforación, debido a que el intervalo que se analizará más adelante está compuesto principalmente por arcillas.

En el capítulo siguiente se desarrollarán las funciones principales de los fluidos de perforación, su clasificación, las propiedades fisicoquímicas más importantes de los fluidos, los aditivos y reactivos mayormente usados en la industria, y el sistema de circulación de los pozos.

CAPITULO 3

DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El objetivo principal de un pozo petrolero es alcanzar la zona de hidrocarburos. Para cumplir este objetivo, es necesario perforar varias capas de formaciones litológicas que son cada vez más profundas y que contienen diversos componentes, entre ellos, minerales, sales, agua de formación, arcillas reactivas, así como diferentes gradientes de temperatura y presión. Estos componentes afectan a los sistemas de fluidos de perforación, sobre todo a los fluidos base agua, que es el fluido de estudio de esta tesis; sin embargo, en la actualidad se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes y estables a los contaminantes, así como biodegradables y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora un pozo petrolero, aún más se deben utilizar fluidos de perforación que no dañen a la formación, ya que de hacerlo se deberán emplear operaciones de remediación costosas y no siempre efectivas.



Figura 3.1 Lodo de perforación

3.1 Funciones de los fluidos de perforación

El Fluido de Perforación es un fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación de pozos, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al contacto con los componentes liberados en la formación perforada, son controlados mediante el análisis del lodo continuo, que nos indican la variación de los parámetros, y su corrección oportuna. Es decir, el objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente.

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es designada conjuntamente por el ingeniero especialista en fluidos de perforación (ingeniero de fluidos) y las personas que dirigen la operación de perforación (ingeniero de pozo). El deber de las personas encargadas de perforar el pozo, incluyendo el representante de la compañía operadora, el contratista de perforación y el perforador y la cuadrilla del equipo de perforación, es asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación. La obligación principal del ingeniero especialista en fluidos de perforación, es asegurarse que las propiedades del lodo sean correctas y cumplan totalmente con un programa de fluidos diseñado previamente antes de intervenir un pozo petrolero, es decir, debe mantener las propiedades físico-químicas del lodo, dentro de los parámetros diseñados, propuestos y aprobados por la compañía contratante en la perforación de un pozo petrolero.

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones básicas y generales para todos los fluidos de perforación.

Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Remoción de los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender los recortes y materiales densificantes.
- Control de la filtración
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar y flotar la sarta de perforación y barrena.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.

3.1.1 Remoción de recortes

Los recortes debido a la perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena durante el mismo proceso de perforación. Para este fin, se hace circular el fluido de perforación dentro de la sarta de perforación y a través de la barrena, el cual mueve y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración de la rotación de la sarta de perforación, la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

3.1.2 Control de las presiones de formación

Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar la perforación segura. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se incrementa la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y ya presurizados puedan causar

problemas. Se le llama presión hidrostática a la presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática, es decir, cuando no está circulando y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o mayor a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán hacia el pozo.

Mantener un pozo "bajo control" se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo. Pero esto también incluye situaciones en las cuales se permite que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo bajo condiciones controladas (Perforación Bajo balance).

Dichas condiciones varían de los casos en que se toleran altos niveles de gas de fondo durante la perforación, a situaciones en que el pozo produce cantidades comerciales de petróleo y gas mientras se está perforando. El control de pozo (o control de presión) significa que no existe ningún flujo incontrolable de fluidos de la formación dentro del pozo.

La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al pozo y que no son ejercidos por los fluidos de la formación. En las regiones geológicamente activas, las fuerzas tectónicas imponen esfuerzos sobre las formaciones y pueden causar la inestabilidad de los pozos, aunque la presión del fluido de la formación esté equilibrada. Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática. Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática.

3.1.3 Suspensión de recortes y material densificante

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo, deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control

de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, pueden producir el atrapamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares, esto es bajo un régimen laminar.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para la operación de perforación, principalmente en la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución; también aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del enjarre, el torque y el arrastre, así como la probabilidad de pegadura por presión diferencial.

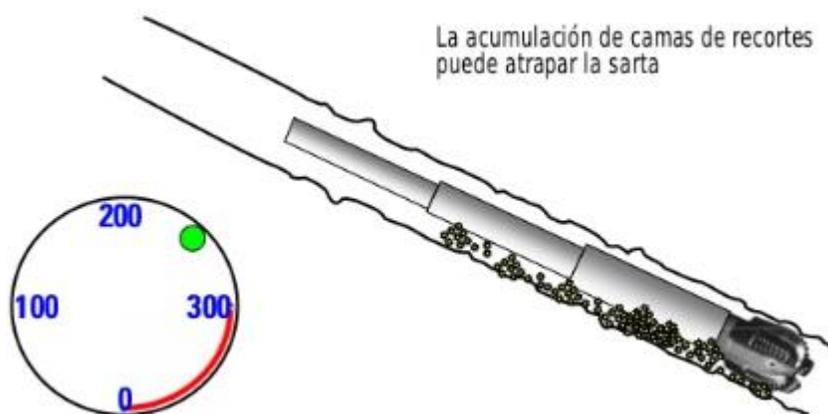


Figura 3.2 Problemas de asentamiento de recortes

Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo

de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja.

3.1.4 Control de la filtración

La permeabilidad es la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, la fase líquida del lodo invade la formación en forma de filtrado y la fase sólida genera una membrana impermeable, conocida como enjarre, que se deposita en la pared del pozo y evita que no entre más fase líquida a la formación. Los sistemas de fluidos de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado enjarre de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso enjarre y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo "reducido", registros de calidad deficiente, mayor torque y arrastre, tuberías atrapadas, pegaduras por presión diferencial, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes aberturas de poros o fallas conductivas, se puede producir una pérdida de circulación ya sea parcial o total, según el tamaño de los sólidos del mismo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida, que podrá encontrarse en cáscara de juez o de cacahuete, y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación (materiales obturantes).

Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el enjarre, limitando la filtración. Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto, la gilsonita, y los aditivos defloculantes orgánicos y lubricantes.

3.1.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos como presión y esfuerzo, así como interacciones químicas. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras de perforación.

Esto puede causar generalmente el descalibre del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar).

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando este mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

El descalibre del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las

toberas de la barrena. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobre balance y un enjarre de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

En las lutitas, si el peso del lodo es suficiente para equilibrar los esfuerzos de la formación, los pozos son generalmente estables. Con lodos a base de agua, las diferencias químicas causan interacciones entre el fluido de perforación y la lutita, las cuales pueden producir (con el tiempo) el hinchamiento o el ablandamiento. Esto causa otros problemas, tales como el asentamiento y condiciones de agujero reducido. Las lutitas secas, quebradizas, altamente fracturadas, con altos ángulos de inclinación pueden ser extremadamente inestables cuando son perforadas (Figura 2.3). La insuficiencia de estas formaciones secas y quebradizas es por causa principalmente de carácter mecánico y normalmente no está relacionada con las fuerzas hidráulicas o químicas.

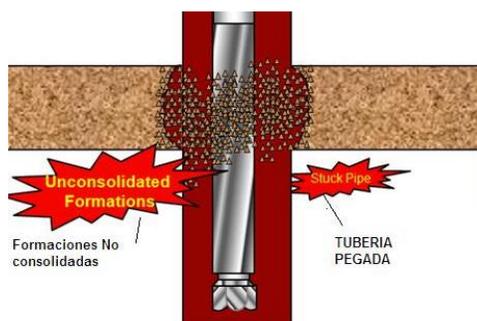


Figura 3.3 Ejemplo de un problema durante la perforación de arcillas

Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el lodo y la lutita. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio y otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensoactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e

impedir el derrumbe. La lutita está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.

Los fluidos de perforación a base de diésel o sintéticos se usan frecuentemente para perforar las lutitas más sensibles al agua, en áreas donde las condiciones de perforación son difíciles. Estos fluidos proporcionan una mejor inhibición de lutita que los fluidos de perforación a base de agua. Las arcillas y lutitas no se hidratan ni se hinchan en la fase continua, y la inhibición adicional es proporcionada por la fase de salmuera emulsionada (generalmente cloruro de calcio) de estos fluidos. La salmuera emulsionada reduce la actividad del agua y crea fuerzas osmóticas que impiden la absorción del agua por las lutitas.

3.1.6 Minimización de los daños a la formación

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (sarta de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

El tipo de procedimiento y método de terminación determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está entubado, permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del yacimiento.

En cambio, cuando se termina un pozo horizontal usando uno de los métodos de "terminación en agujero descubierto", se requiere usar un fluido de "perforación del yacimiento" diseñado especialmente para minimizar los daños. Aunque los daños causados por el fluido de perforación rara vez sean importantes

para que no se pueda producir el petróleo y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos potenciales.

Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- Invasión de la matriz de la formación.
- Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento.
- Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de perforación.
- Precipitación de sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de terminación o estimulación.
- Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.
- Cambio de mojabilidad de la roca

3.1.7 Enfriamiento, lubricación y flotamiento de la barrena y la sarta de perforación

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la sarta de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y la sarta de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo a lo largo del pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por la fricción.

Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la sarta de perforación fallarían de una manera acelerada si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación. La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coefficiente de Fricción y algunos lodos proporcionan

una lubricación más eficaz que otros. Por ejemplo, los lodos base de aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero estos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los lodos base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas.

El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema pH, salinidad y dureza. La modificación de la lubricidad del lodo no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

Altos valores de torque y arrastre, un desgaste anormal, y el agrietamiento por calor de los componentes de la sarta de perforación constituyen indicios de una lubricación deficiente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos problemas también pueden ser causados por grandes “patas de perro” y problemas de desviación, embolamiento de la barrena, “ojos de llave”, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del aparejo de fondo. En la Figura 2.4 se muestran algunos de los problemas mencionados.

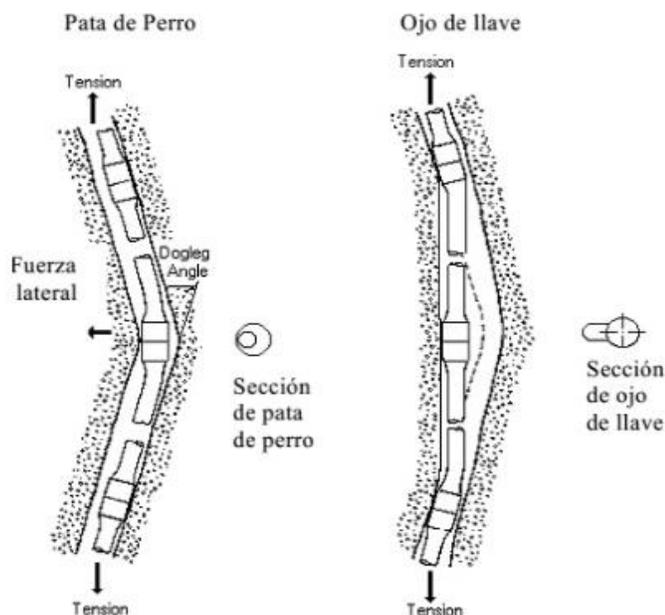


Figura 3.4 Problemas de flotación del equipo de perforación

Aunque un lubricante pueda reducir los síntomas de estos problemas, la causa propiamente dicha debe ser corregida para solucionar el problema. El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad.

3.1.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena

La energía hidráulica puede ser utilizada para maximizar la velocidad de penetración, mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar y Registro al Perforar.

Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para que se factible utilizar la potencia disponible de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo. Los programas de hidráulica

están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la sarta de perforación, la presión superficial máxima permisible y el gasto óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la barrena para maximizar el efecto del impacto de lodo en el fondo del pozo. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la barrena y ayuda a mantener limpia la estructura de corte.

Las pérdidas de presión en la sarta de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de pequeño diámetro interior, motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reduce la cantidad de presión disponible en la barrena. Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena.

En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena. Como la presión disponible en la sarta de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena. Se puede aumentar esta potencia controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

3.2 Clasificación de los fluidos de perforación

En el rubro de la clasificación de los fluidos de perforación, se debe contemplar si se trata de un pozo exploratorio o de desarrollo, a fin de poder seleccionar los datos correlativos que faciliten la obtención de parámetros óptimos en el fluido de perforación, de acuerdo a las profundidades de cada contacto geológico.

De esta manera se determinan sus densidades y se selecciona el fluido a utilizar y los aditivos químicos para contingencias, con la finalidad de asentar

correctamente las tuberías de revestimiento. Para ello debe considerarse lo siguiente:

Pozos exploratorios: los datos proporcionados por los registros sísmicos y de geopresiones, levantamientos geológicos, profundidad del pozo, numero de tuberías de revestimiento que se van a asentar y determinación de la ventana operativa.

Pozos de desarrollo: en la determinación de estos programas se cuenta con muchos datos disponibles, tales como programas de fluidos de los pozos aledaños, interpretación de registros eléctricos y pruebas de laboratorio de campo, y la interpretación litológica de las formaciones perforadas, asentamiento de las tuberías de revestimiento en los pozos vecinos, problemas presentados en la perforación de los pozos de correlación (pérdida de circulación, pegaduras, etc.), comportamiento del fluido utilizado en cada etapa perforada en pozos correlativos.

Tabla 3.1 Componentes que integran un fluido de perforación, de acuerdo a su fase continua

Fase continua (mayor volumen de líquido)	Fase dispersa (menor volumen de líquidos y sólidos)	Tipo de fluido
El agua integra del 60 al 90% del volumen como base en la formulación del sistema.	Bentonita, barita, dispersantes, y ciertos polímeros se integran del 7 al 27% de los sólidos y el 3% de lubricante liquido como volumen.	Las fórmulas de este tipo de fluidos se conocen como base agua.
El aceite integra del 40 al 70% del volumen como base en la formulación del sistema.	Las salmueras de sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 y 20% como volumen. Los emulsificantes el 5% y de	Las fórmulas de este tipo de fluidos se conocen como base aceite.

	15 a 35% de sólidos.	
Ocasionalmente se utiliza aire comprimido o gas natural, pero su uso sólo es aplicable en áreas donde existe poca presencia de agua de formación.	La fase dispersa puede estar compuesta tanto por partículas líquidas (fluidos tipo niebla) como por aire.	Las fórmulas de este tipo de fluidos se conocen como neumáticos.

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos, se conoce como fase continua del líquido de perforación o lodo y las partículas sólidas o líquidas suspendidas dentro de otro, constituyen la fase discontinua. Cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema de fluido conocido como base del lodo.

Existen diversas clasificaciones para los fluidos de perforación, para la presente tesis se utilizará la clasificación con base en la función que realiza dicho fluido en el pozo:

- Fluidos Base Agua
 - Fluido Bentonítico (No disperso)
 - Fluido Densificado
 - Fluido Bentonítico polimérico
 - Fluido Disperso no inhibidos
 - Fluido Inhibido no disperso
 - Fluido Disperso Inhibido
 - Fluido Base Agua Emulsionados
 - Fluido Base Agua de Baja Densidad-Emulsión Directa
 - Fluido Base Agua Ultraligeros

- Fluido Base Agua de Mar Inhibidor de Lutitas Sin Bentonita

- Fluidos Base aceite
 - Fluido de Emulsión Inversa
 - Fluido de Emulsión Inversa (Relajado)
 - Fluido 100% Aceite

- Fluidos Neumáticos
 - Gas seco (aire o gas natural)
 - Bruma (Mist)
 - Espuma
 - Lodo gasificado (aireado)

3.3 Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación

Un fluido de perforación, comúnmente llamado lodo, es un fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación o terminación de un pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan las propiedades físico-químicas que se requieren para las condiciones operativas y adecuadas de la formación litológica a perforar. La estabilidad de estos parámetros físico-químicos al contacto con los contaminantes liberados por la formación deberá ser controlada mediante análisis continuos.

Las propiedades de un fluido de control son los parámetros con los que deben contar para resistir los contaminantes contenidos en la formación perforada, manteniendo las características propias para satisfacer las condiciones operativas. Las propiedades físico-químicas son las características condicionantes para obtener los parámetros físico-químicos que se consideran más importantes para cumplir el objetivo de perforar un pozo y son:

- Densidad
- Reología
- Tixotropía

- Filtración y capacidad de crear enjarre
- Contenido de sólidos y contenido de arena
- pH y alcalinidad
- Contenidos de calcio, magnesio, cloruros y otros componentes

3.3.1 Densidad del lodo

La densidad de un fluido es la relación entre su masa y volumen, por lo general se expresa en g/cm^3 . La función primordial de la densidad dentro de los fluidos de perforación, es la de contener las presiones de formación, así como también dar sostén a las paredes del pozo. El equipo que se utiliza para su medición es la balanza de lodos.



Figura 3.5 Balanza de Lodos

3.3.2 Reología

La reología se puede medir con dos equipos diferentes como son el embudo Marsh y el viscosímetro tipo Fann.

El embudo Marsh mide la velocidad de flujo en un tiempo medido, la viscosidad de embudo es el número de segundos requeridos para que 946 ml de lodo pasen a través del mismo, el valor resultante es un indicador cualitativo de referencia de la viscosidad del lodo.



Figura 3.6 Embudo y pocillo Marsh

El viscosímetro de indicación directa (Viscosímetro Fann 35) es utilizado para medir la viscosidad y/o fuerza de gel de los fluidos de perforación. La medición de las propiedades reológicas de un lodo es importante para calcular las pérdidas de presión por fricción; para determinar la capacidad del lodo para elevar los recortes y llevarlos hasta la superficie; para analizar la contaminación del lodo por sólidos indeseables, sustancias químicas o temperaturas; para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje.

Las propiedades reológicas son, fundamentalmente, la determinación de la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto cedente, además se determinan las propiedades tixotrópicas del fluido. Se obtiene una mejor medición de las características reológicas mediante el empleo de un viscosímetro rotatorio de lectura directa y de cilindros concéntricos. El viscosímetro nos permitirá calcular las propiedades reológicas mencionadas anteriormente.



Figura 3.7 Viscosímetro de Fann

3.3.3 Tixotropía

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando se encuentran estáticos (ejemplo, una conexión de tubería durante la perforación de un pozo), regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte, esto ocurre cuando se reanuda la circulación en el pozo. Gran parte de los fluidos de perforación, base agua o base aceite, demuestran esta propiedad debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se entrelazan entre sí para formar una matriz rígida. Las indicaciones de esfuerzo de gel son tomadas con el viscosímetro Fann y proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como el entrapamiento del aire o gas en el fluido, presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje, reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos, pistoneo excesivo al

sacar la tubería del pozo, aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo y la incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.

3.3.4 Control de la Filtración

La medición del comportamiento de la filtración y las características del enjarre de un fluido de perforación base agua o base aceite, son fundamentales para el tratamiento y control de un fluido de perforación, también son características del filtrado, tales como el contenido de aceite, agua o emulsión. Estas características con afectadas por la cantidad, tipo y tamaño de partículas y sólidos en el fluido y sus interacciones físicas y químicas, las cuales en su momento son afectadas por la temperatura y presión. El equipo que se utiliza para esta prueba es el Filtro Prensa API, para lodos base agua, y el Filtro Prensa APAT, para lodos base aceite.



Figura 3.8 Filtro Prensa API

3.3.5 Contenido de sólidos y contenido de arena

El adecuado contenido de sólidos, sobre todo sólidos aportados por la formación perforada y los sólidos propios del lodo, en el fluido de perforación es un aspecto clave para el desarrollo normal de las operaciones de perforación. Un contenido excesivo de estos sólidos causaría problemas en el control de las propiedades del lodo, así como en su rendimiento.

El control de sólidos se realiza mediante los Equipos de Control de Sólidos que separan del lodo los sólidos indeseables. Este sistema está constituido por una serie de equipos mecánicos, tales como: zarandas, hidrociclones, centrifugas, etc.

El control de la eficiencia de separación de sólidos en el Equipo de Control de Sólidos, ECS, se realiza mediante el análisis de muestras a la salida de los equipos de separación. Este análisis de sólidos contempla pruebas estándar como por ejemplo: contenido de arena, contenido total de sólidos y capacidad de intercambio catiónico.

Es deseable conocer el contenido de arena de los fluidos de perforación debido a que un contenido excesivo de ésta podría resultar en la deposición de un revoque de filtrado grueso sobre las paredes del hueco, o podría sedimentarse en el hueco alrededor de las herramientas cuando se interrumpe la circulación, interfiriendo con el éxito de la operación de las herramientas de perforación o el posicionamiento de la tubería de revestimiento. Un alto contenido de arena, también puede causar una excesiva abrasión de las partes de las bombas de lodos y de las conexiones de la tubería.



Figura 3.9 Kit para la determinación de contenido de arena

El conocimiento de la concentración y composición de sólidos es considerado básico para el control de la viscosidad y filtrado en un fluido de perforación base agua. La retorta provee una forma de separar los volúmenes de agua, aceite y sólidos contenidos en una muestra de fluido base agua.

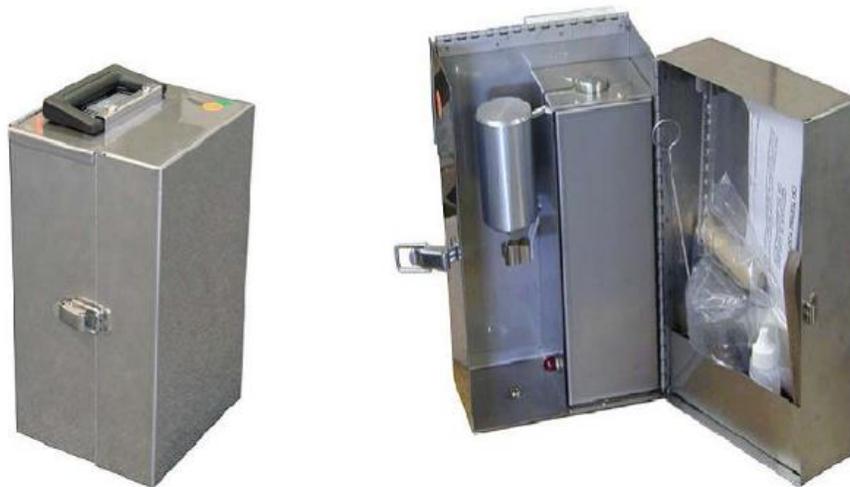


Figura 3.10 Retorta

3.3.6 Alcalinidad

El lodo de perforación se trata generalmente con aditivos químicos para controlar sus propiedades tales como la densidad, viscosidad, la fuerza del gel, el filtrado, la alcalinidad, el pH y la contaminación. Los aditivos químicos son sustancias sólidas o líquidas que se disuelven.

Según Brønsted y Lowry, un ácido es una sustancia capaz de ceder H^+ . Mientras que una base es una sustancia capaz de aceptar H^+ . Al aplicar esta definición, resulta que el responsable del comportamiento alcalino de los hidróxidos minerales, es el grupo OH^- , porque es el grupo que tiene la capacidad de aceptar protones.

La acidez o alcalinidad de un fluido de control influye en gran parte en las propiedades estáticas y dinámicas de flujo, en el control de la corrosión, en el rendimiento de las arcillas, en las pérdidas de filtrado. Se sabe que las sustancias alcalinas como la cal comercial, reaccionan produciendo calor reaccionando exotérmicamente, y las sustancias ácidas, desasociando las moléculas del material con quien entra en contacto.



Figura 3.11 Medidor de pH

3.3.7 Contenido de calcio, magnesio, cloruros y otros componentes

- Contenido de cloruro [Cl]: La prueba de sal, o cloruro, es muy importante en las áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación. Esto incluye la mayoría de los campos de petróleo del mundo. La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.
- Contenido de calcio [Ca] y Magnesio [Mg]: El agua que contiene una gran cantidad de sales disueltas de calcio y magnesio se llama “agua dura”. La dureza del agua en el hogar suele ser indicada por lo difícil que resulta hacer espuma con el jabón. En muchos campos de petróleo, el agua disponible es bastante dura. Las arcillas de perforación tienen bajos puntos cedentes cuando son mezcladas en agua dura. Cuanto más dura sea el agua, más bentonita será necesaria para obtener un lodo con un esfuerzo de gel satisfactorio. En casos extremos, se ha determinado que es económico tratar el agua químicamente antes de usarla para mezclar el lodo, pero en general esto no resulta económico. Sin embargo, cuando se puede elegir entre dos o más fuentes de agua para el equipo de perforación, se recomienda realizar una simple prueba para seleccionar la más suave de estas fuentes.

Los ingenieros de campo están familiarizados con los efectos sobre el lodo cuando se perforan formaciones de anhidrita o de yeso. El calcio puede ser arrastrado durante la perforación de los tapones de cemento y a veces al penetrar en las secciones de lutita caliza. Cualquier contaminación extensa de calcio puede producir grandes pérdidas de agua y altos geles.

- Contenido de sulfato: El ion sulfato está presente en muchas aguas naturales debido a la acción solvente del agua sobre los minerales de la tierra. La anhidrita es un contaminante ligeramente soluble

encontrado durante la perforación en ciertas áreas. En general, resulta conveniente conocer el contenido de iones sulfato del filtrado. Concentraciones iónicas de sulfato de aproximadamente 2.000 mg/l podrían contribuir a los problemas de alta viscosidad y control de filtrado.

Los puntos anteriores son los más importantes a conocer al momento del diseño del fluido de perforación, aunque no son los únicos. Estos mismos se calculan de manera química en un laboratorio especializado.

Para efectos de esta tesis, se desarrollará resumidamente el Fluido Base Agua de Mar Inhibidor de Lutitas Sin Bentonita.

La perforación de las secciones de tubería de revestimiento de 26" usualmente se realiza con fluidos poliméricos inhibidos.

Gracias al uso de materiales que representan tecnología de vanguardia en fluidos de perforación, se puede usar agua de mar como fase continua en la preparación del fluido de perforación, sin que el rendimiento del sistema disminuya respecto al uso de agua de perforación.

Las concentraciones de ambos sistemas se indican en la siguiente tabla:

Tabla 3.2 Concentraciones para sistemas Base Agua Inhibidor de Lutitas y Base Agua de Mar Inhibidor de Lutitas Sin Bentonita

MATERIAL	FUNCIÓN	UNIDAD	BAIL	BAMIL SB
Agua de perforación	Fluido base	L/m ³	De acuerdo a densidad	
Agua de mar	Fluido base	L/m ³		De acuerdo a densidad

Descripción de los Fluidos de Perforación v Sistema de Circulación

Bentonita	Viscosificante	kg/m ³	15	
Sosa cáustica	Alcalinizante	kg/m ³	2	2-3
Cloruro de potasio	Inhibidor	kg/m ³	80	80-100
Polímero polisacárido	Viscosificante	L/m ³	3	5-8
Destilado de petróleo hidrogenado	Controlador de filtrado	kg/m ³	20	20-30
Complejo ácido de amina en solución acuosa	Inhibidor	L/m ³	15	15-20
Poliacrilamida parcialmente hidrolizada dispersa en aceite mineral	Encapsulador	L/m ³	2	2-5
Barita	Densificante	kg/m ³	De acuerdo a densidad	De acuerdo a densidad

3.4 Aditivos y Reactivos para los fluidos de perforación

El uso de los fluidos de perforación de pozos se remonta a Egipto 3000 años antes de Cristo, donde se perforaban pozos de hasta 20 pies, utilizando agua para ablandar la roca y limpiar el hueco

El uso de los fluidos de perforación para ser utilizado de una forma más compleja fue propuesto en 1887 por M.J. Chapman, propuso una mezcla de arcilla, cemento y diferentes fibras, para producir un fluido viscoso para mejorar la estabilidad de los huecos reduciendo la cantidad de derrumbe. También se descubrió los beneficios presentados por materiales densificantes hematita, óxido de hierro, galena, óxido de plomo y baritina, para la como formulación de fluidos de densidades de 15-18 lpg, para un control efectivo de la presión de las formaciones. Con una idea clara de la relación que existe entre las propiedades de un fluido de perforación su desempeño y costo nació la industria de los fluidos de perforación.

Corno generalmente ocurre, la solución que se formula para resolver un problema crea una secuencia de otros problemas. Por ejemplo, el uso de materiales para incrementar la densidad requirió el desarrollo y uso de mejores viscosificantes y agentes de suspensión a los que existían en esa época. Estos viscosificantes a su vez incrementaban los valores de la viscosidad hasta niveles elevados y se necesitó el desarrollo de los adelgazantes.

Esta búsqueda llevo al desarrollo de aproximadamente 2000 diferentes productos que actualmente se hallan en el mercado. Muchos de estos materiales tienen la misma composición y solo difieren en el nombre. Cada uno de estos productos puede desempeñar diversos papeles. El ser clasificado por composición puede ser impreciso ya que por ejemplo un producto como el lignito puede tener vanas formas modificadas, como ser causticizado, con cromato, con resinas o con potasio. Funcionalmente los productos van a proveer:

- a) Densidad
- b) Viscosidad

- c) Control de filtración
- d) Materiales Alcalinos y del Control del pH
- e) Inhibidor de precipitados, entre otros.

3.4.1 Densificantes

Son materiales que cuando son dispersos y suspendidos en un fluido de perforación incrementan la densidad del fluido. Estos se utilizan para controlar la presión de formaciones y para controlar el derrumbe en áreas que han sido tectónicamente activas. Cualquier sustancia que posee una densidad más alta que el agua y se puede agregar a un sistema, sin afectar de una forma adversa sus propiedades, puede ser utilizado como un densificante. A continuación se presenta una tabla con los densificantes más comunes usados en la industria.

Tabla 3.3 Principales densificantes de los fluidos de perforación

Material	Fórmula química	Gravedad específica	Dureza Moh
Galena	SPb	7.4-7.7	2.5-2.7
Hematita	Fe ₂ O ₃	4.9-5.3	5.5-6.5
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5.0-5.2	5.5-6.5
Illmentita	FeOTiO ₂	4.5-5.1	5.0-6.0
Baritina	SO ₄ Ba	4.2-5.1	2.5-3.5
Siderita	CO ₃ Fe	3.7-3.9	3.5-4.0
Celestina	SO ₄ Sr	3.7-3.9	3.0-3.5
Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	2.8-2.9	3.5-4.0
Calcita	CO ₃ Ca	2.6-2.8	3.0

3.4.2 Viscosificantes

Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los recortes del agujero, y suspender el material densificante durante las maniobras. Los materiales más utilizados son arcillas y polímeros. Toda sustancia que incrementa la resistencia del lodo a fluir, y en particular a la fricción pueden ser utilizados. Sin embargo, no todos los viscosificantes potenciales van a brindar una limpieza efectiva y económica del agujero, y tampoco se hallan totalmente a salvo de las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente. En la siguiente tabla se mencionan los viscosificantes más utilizados.

Tabla 3.4 Principales viscosificantes de los fluidos de perforación

Material	Componente principal
Bentonita	Silicato de aluminio y sodio/calcio
Asbesto	Silicato de magnesio
Sepiolita	Silicato de magnesio
Atapulguita	Silicato de aluminio y magnesio
CMC	Derivado de la celulosa
Goma de Xantham	Derivado de la goma xantica
HEC	Derivado de la celulosa
Goma Guar	Goma de polisacárido
Dextrina	Derivado del maíz

3.4.3 Materiales para el Control de Filtrado

Estos son agentes que reducen el volumen del filtrado que el lodo pierde en la formación, debido al efecto de la presión diferencial y a la permeabilidad de las formaciones. Los materiales más utilizados son la bentonita, polímeros manufacturados, almidones y adelgazantes orgánicos.

La pérdida de líquido por filtración en la formación se controla a través de tres mecanismos diferentes.

- 1) Primero se va formar un revoque desfloculado sobre la pared del hueco, que forma una barrera delgada, poco permeable.
- 2) Segundo, si la fase líquida que se está forzando a la formación se hace de alta viscosidad, la tasa de filtración se reduce.

El incremento de la viscosidad de la fase líquida es logrado mediante el uso de diversos polímeros.

- 3) El tercer mecanismo para el control de la filtración es mediante la creación de un revoque que es compresible.

Los materiales coloidales como asfalto, almidones van a cumplir esta función.

3.4.5 Materiales Alcalinos y del Control del pH

Los materiales alcalinos son los que se utilizan para mantener un pH adecuado del lodo para así asegurar su óptimo desempeño. La detección de contaminantes depende del control y conocimiento de los valores de alcalinidad y de pH del sistema. Entre los materiales que se usan de una manera más frecuente, se tienen:

- Sosa cáustica (Hidróxido de sodio)
- Cal (Óxido de calcio)
- Potasa (Hidróxido de potasio)
- Óxido de magnesio

3.4.6 Inhibidores de precipitados

Como el nombre lo indica el principal uso de los aditivos es interferir con la formación de precipitados o removerlo una vez que se han formado. Los materiales utilizados pueden ser orgánicos o inorgánicos, siendo uno típico manufacturado con acrílicos de bajo peso molecular o con fosfonatos.

3.5 Sistema de circulación

Por sistema de circulación de fluidos se entiende que es el conjunto de elementos organizados, relacionados e instalados de tal forma que interactúan entre ellos, y que van desde las máquinas, los materiales e incluso los procedimientos para hacer circular el fluido de perforación hacia adentro y fuera del pozo, esto con varios propósitos como por ejemplo remover los recortes de roca del fondo del pozo a medida que se perfora, así como proveer un medio para controlar la estabilidad del pozo y las presiones de la formación mediante el fluido de perforación.

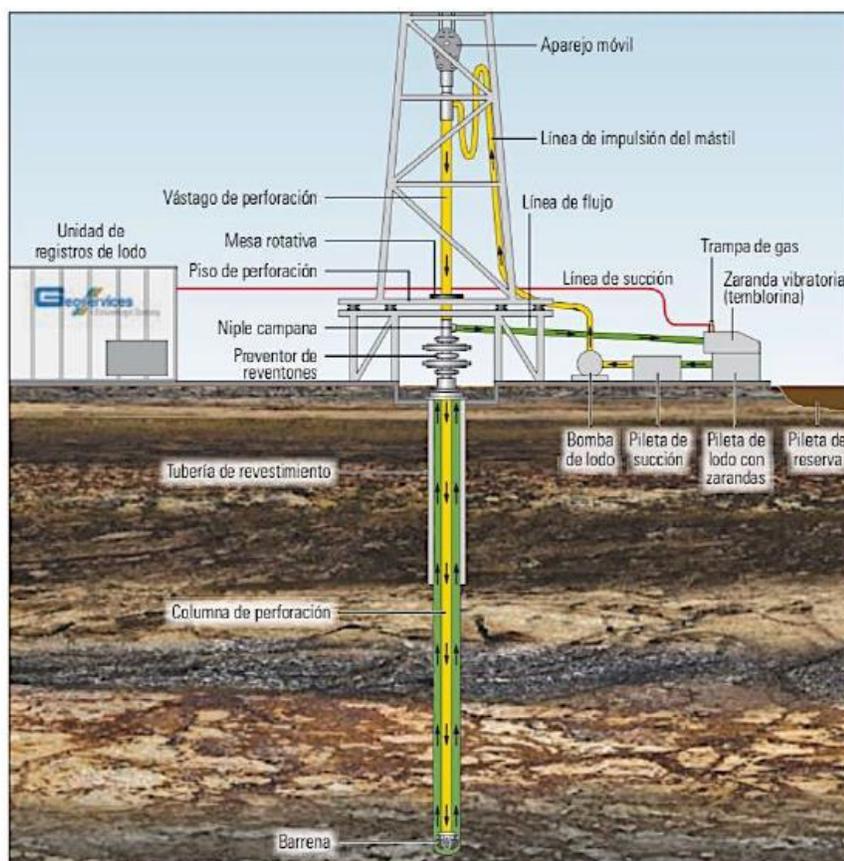


Figura 3.12 Sistema de circulación

Se podría decir que el sistema de circulación de fluidos desempeña una importante y necesaria función en las operaciones de perforación de pozos petroleros. No se puede hablar de un sistema de circulación de fluidos si no están presentes los conceptos de fluidos de perforación y de los equipos que hacen circular dichos fluidos.

A continuación, se presentarán los diferentes componentes de un sistema de circulación de fluidos.

3.5.1 Bomba de lodos

El componente más importante en el sistema de circulación es la bomba de lodos y la potencia hidráulica suministrada por ésta, ya que de esto dependerá el gasto y la presión requeridos para una buena limpieza del pozo.

En la industria petrolera se utilizan dos tipos de bombas:

- **Bombas dúplex:** Las bombas dúplex son bombas de desplazamiento positivo, poseen dos cilindros de doble acción. Esto significa que los pistones se desplazan hacia atrás succionando el lodo de perforación por medio de una válvula de admisión que se encuentra abierta y también toma el lodo por otras partes del mismo pistón. Luego, los pistones empujan el lodo hacia afuera a través de unas válvulas de descarga.
- **Bombas triplex:** Estas bombas poseen tres cilindros, todos de simple acción o efecto, lo cual significa que solo realizan un trabajo cuando se desplaza su elemento móvil (pistón) en un solo sentido. En base a lo anterior, los pistones se mueven hacia atrás y empujan el lodo de perforación a través de las válvulas de admisión que se encuentran abiertas. Cuando los pistones se mueven hacia adelante, el fluido es empujado hacia afuera a través de las válvulas de descarga abiertas. Este tipo de bombas son las más utilizadas en la actualidad en la perforación de un pozo petrolero.

Cabe mencionar que las bombas, tanto dúplex como triplex, son accionadas por motores que funcionan generalmente con diésel y con la excepción de algunos tipos experimentales, siempre las bombas han sido impulsadas por pistones de desplazamiento positivo recíproco.

Para producir la presión y el caudal requeridos para un conjunto específico de condiciones de perforación, será necesario seleccionar los tamaños de embolo y camisas para las bombas, y especificar los tamaños adecuados de tobera para la barrena. A este proceso se le conoce como optimización de la hidráulica y constituye un factor clave para una perforación exitosa.

3.5.2 Tanques o presas de lodo

Las presas de lodo son recipientes metálicos que se utilizan para almacenar y tratar el lodo de perforación. Generalmente se utilizan tres presas conectadas entre sí, con la capacidad para almacenar cuando menos el 150% del volumen total del pozo.

La presa 1 es conocida como presa de asentamiento ya que en ella es donde descarga el pozo, es aquí donde es instalada la temblorina para eliminar recortes de mayor tamaño y se instala el Equipo de Control de Sólidos para eliminar los sólidos de menor tamaño.

La presa 2 es conocida como presa de mezclado, es aquí donde se le da tratamiento al lodo, están instaladas las descargas de agua de perforación, diésel, densificante (barita) y el embudo de mezclado de materiales químicos con líneas de recirculación a base de bombas centrífugas.

La presa 3 es conocida como presa de succión porque es aquí donde la bomba succiona el lodo para enviarlo hacia el pozo.

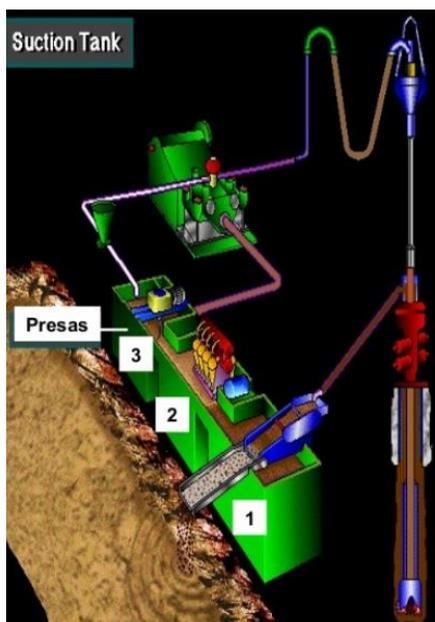


Figura 3.13 Presas de lodo

Además de las presas anteriormente presentadas, existen otros tipos de presas que serán utilizadas de acuerdo al tipo de plan de perforación que se llegue a desarrollar. La presa de reserva es utilizada para almacenar lodo cuando se presenta pérdida de circulación, así como para mantener lodos de baja o alta densidad. La presa de baches, como su nombre lo indica, es una presa utilizada para preparar pequeños volúmenes de baches como: bache despegador, bache de lodo pesado, bache de lodo viscoso, bache testigo, bache con obturante, etc.

3.5.3 Tubo vertical o “standpipe”

Es una pieza tubular fijada a una pierna del mástil, en el extremo inferior se conecta con la descarga de la bomba y en el extremo superior se conecta a una manguera flexible.

3.5.4 Unión giratoria o “swivel”

Es un sistema giratorio que conecta la manguera rotatoria con el kelly, permitiendo de esta forma, que el lodo de perforación que es bombeado a alta presión, pueda fluir por dentro de la tubería de perforación. Va enganchado al bloque viajero o al top drive y además soporta todo el peso de la tubería de perforación.

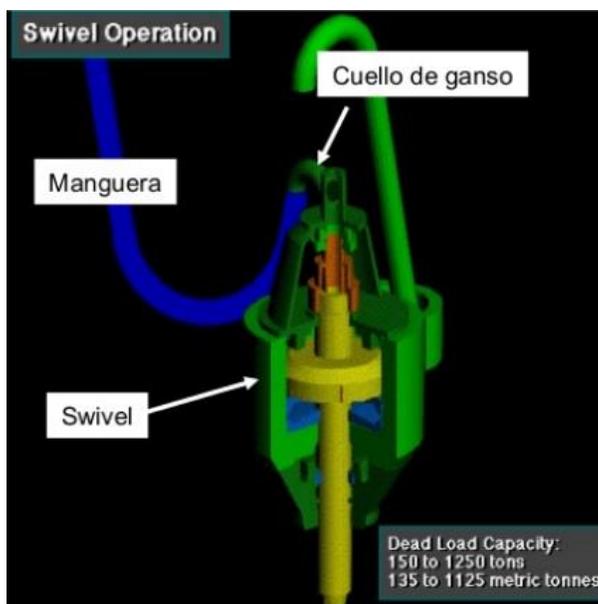


Figura 3.14 Swivel

3.5.5 Kelly

El Kelly es un tubo de acero pesado y hueco, que tiene generalmente forma hexagonal. Está suspendido en su extremo superior del swivel, pasa a través del hueco de la mesa rotaria y su extremo inferior está conectado a la sarta de perforación.

La razón de que la parte exterior del kelly es hexagonal se debe a que este tubo tiene que transmitir el momento de torsión de la mesa rotaria a la tubería de perforación.

3.5.6 Manguera del Kelly

También se le conoce como manguera rotaria la cual es una manguera de goma flexible que permite el movimiento vertical de la sarta de perforación. Por las condiciones de operación, la manguera del Kelly tiene una longitud larga y posee características de diseño especiales para soportar las altas presiones con las que es empujado el fluido de perforación en su interior. La longitud depende de la altura de movimiento. La manguera va conectada en un extremo, a la tubería vertical y por el otro, al swivel.

3.5.7 Top Drive

Definido de manera general el sistema Top Drive es una herramienta que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. En concreto, ésta herramienta es la que se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y la barrena, sustituye al sistema “kelly-mesa rotaria”.

El sistema Top Drive reemplaza al kelly y a la mesa rotaria, permite enroscar y desenroscar las conexiones de los tubos en forma directa sin necesidad de usar las llaves de fuerza y la cadena de maniobra. También reemplaza las funciones de una mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope, usando una cabeza de inyección propia, además el sistema se maneja a control remoto desde la cabina del perforador.

3.5.8 Temblorinas o Zarandas

Las temblorinas o zarandas o vibradores son la primera línea de defensa en un sistema de remoción de sólidos, además de considerarse el equipo más importante. Se ha comprobado que son un método sencillo y confiable para

remover grandes cantidades de recortes gruesos del fluido de perforación (grava, arena gruesa y fina). Su eficiencia de remoción puede ser observada fácilmente y los recortes eliminados suelen ser relativamente secos.

Si los sólidos no son eliminados con efectividad pueden provocar problemas como el aumento en la densidad del lodo, la reducción de la velocidad de penetración, daño al equipo superficial de circulación, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, entre otras.

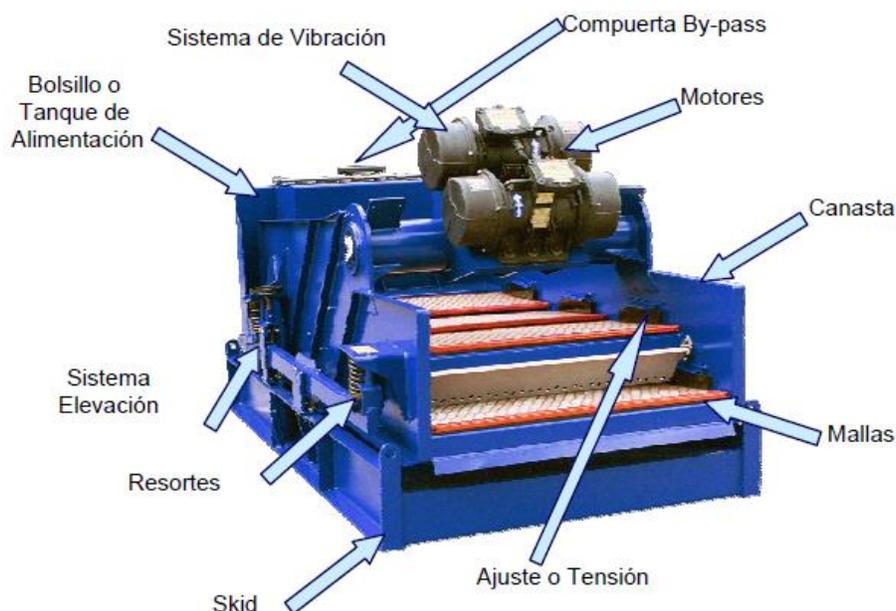


Figura 3.15 Temblorina

Una temblorina sólo es tan buena como el tamaño del entramado y la calidad de su malla. Actualmente hay muchos tipos de mallas disponibles, cuyos rendimientos son variables. Por ejemplo, una malla “cuadrada” de malla 100 elimina 100% de las partículas más grandes que 140 micrones, mientras que una malla con “entramado en sándwich” de malla 100 de alto caudal elimina 95% de las partículas más grandes que 208 micrones.

El rendimiento de esta malla con entramado en sándwich es aproximadamente igual al rendimiento de una malla “cuadrada” solamente de malla 70. La selección de la malla se basa frecuentemente en la experiencia anterior, la cual debería ser combinada con el conocimiento de las diferentes

mallas y sus diferencias de diseño y capacidad. Esta asignación de claves malla 100. Malla 100 tipo sándwich, etc. fueron clasificaciones de acuerdo al fabricante, por lo tanto API unificó todas las clasificaciones de malla, acordando tener una clasificación API equivalente a todos los diseños, por lo tanto las mallas se pueden clasificar en una sola designación (API).

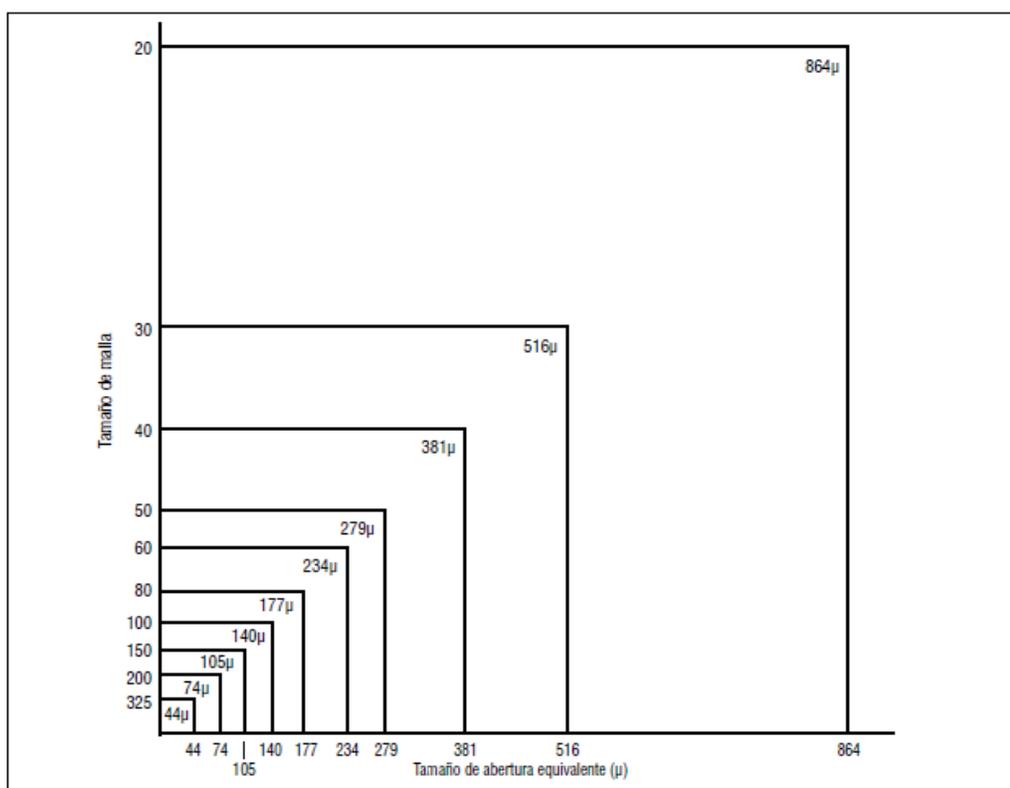


Figura 3.16 Gráfica de mallas API vs micrones de abertura

3.5.9 Desarenadores

Teniendo en cuenta el tamaño de remoción de las partículas de sólidos, estos equipos deben seguir en la secuencia después de los vibradores o zarandas o temblorina. El equipo trabaja basado en la conversión de la energía hidráulica en fuerza centrífuga, esta se genera cuando el fluido de perforación es inyectado tangencialmente a los conos o hidrociclones bajo presión; esto a través de una bomba centrífuga. El fluido es alimentado al hidrociclón por la parte superior del mismo, las fuerzas centrifugas así desarrolladas multiplican la velocidad de

decantación del material de fase más pesado, forzándolo hacia la pared del cono saliendo por la parte inferior del cono. Las partículas livianas se desplazan hacia adentro y arriba en un remolino espiral hacia la abertura de rebosamiento de la parte superior retornando al sistema activo.

Esta técnica funciona correctamente con fluidos de baja densidad/bajo porcentaje de sólidos. En caso de estarse utilizando mallas muy abiertas, los hidrociclones se tapanán con frecuencia en especial si se perforan lutitas plásticas tipo “*Gumbo*”.

Los desarenadores comunes son hidrociclones de un diámetro de 10” a 16”. Procesan el fluido que se encuentra inmediatamente por debajo de la trampa de arena. Un juego de desarenador típico debe constar de suficientes hidrociclones para procesar de 125% a 150% del gasto total utilizado.

3.5.10 Desarcilladores

La mayoría de los desarcilladores que actualmente se utilizan, constan de bancos de hidrociclones de 4” de diámetro. Dicho equipo procesará el fluido descargado por el desarenador. Se deben utilizar suficiente número de hidrociclones para procesar 150% de la tasa circulante.

La mayoría de los hidrociclones están diseñados para funcionar a una presión de múltiple equivalente a aproximadamente 75 pies de altura (35 a 45 psi). La descarga apropiada de los conos es un rociado cónico. La descarga de los conos puede ajustarse girando el mecanismo de ajuste en el ápice de estos. Es posible que se formen filamentos fibrosos y viscosos cuando el fluido que se está procesando tiene una cantidad excesiva de sólidos. Los hidrociclones pueden taponarse y entonces deben limpiarse abriendo el ajustador e insertando una varilla de soldadura o algo semejante desde el fondo para remover los sólidos que estén bloqueando la descarga. La obturación constante de los hidrociclones puede deberse a una falla en el proceso secuencial o como señalamos anteriormente a una abertura demasiada en las mallas de los vibradores.

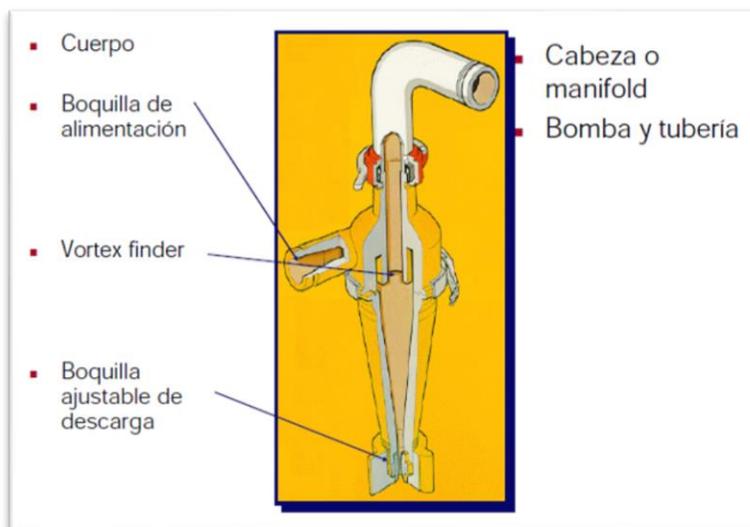


Figura 3.17 Partes de un hidrociclón

3.5.11 Limpia lodos

El limpiador de lodo es un dispositivo de separación de sólidos que reúne un desarcillador y una zaranda, tiene la función de remover los sólidos por medio de un proceso de dos etapas, primero, el fluido de perforación es procesado por el desarcillador. Segundo, la descarga del desarcillador es procesada por una zaranda de alta vibración y de malla fina. Las partículas removidas por el tamiz se descargan y el fluido procesado regresa al sistema activo, el fluido procesado por el hidrociclón también se incorpora al sistema activo. Este método de remoción de sólidos es recomendado para lodos densificados o que tengan costosas fases de fluidos.

3.5.12 Desgasificadores

El desgasificador ha sido diseñado para remover gas del lodo y llevarlo lejos de las instalaciones de perforación. Se usa para mantener la densidad del lodo y, por consiguiente, para mantener la presión hidrostática constante. La emulsión del gas del lodo se compone de burbujas de gas de diferentes tamaños atrapados en el lodo. Las burbujas pueden ser removidas naturalmente gracias a

las diferentes capacidades de flotabilidad debido a las diferentes densidades. El tiempo requerido para efectuar todo el proceso depende de las características del lodo (densidad, viscosidad, tixotropía) y generalmente resulta demasiado largo para las exigencias prácticas operacionales.

El desgasificador, cuando se siguen los procedimientos correctos, permite un proceso de remoción del gas más rápido. El procedimiento de remoción del gas del desgasificador se basa en los siguientes principios:

- Reducción del espesor de fluido contaminado: la cantidad de gas que se esté removiendo es directamente proporcional a la superficie de fluido expuesta.
- Depresión: la depresión aumenta el empuje de las burbujas flotadoras y la velocidad hacia arriba.



Figura 3.18 Desgasificador

3.5.13 Preventor de reventones

Es una válvula grande instalada en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si la brigada de perforación pierde el control de los fluidos de

formación. Mediante el cierre de esta válvula, la brigada de perforación generalmente retoma el control del yacimiento, y se pueden iniciar los procedimientos para incrementar la densidad del lodo hasta que es posible abrir el BOP y mantener el control de la formación en términos de presión.

Los BOPs se comercializan en una diversidad de estilos, tamaños y presiones nominales. Algunos pueden cerrar efectivamente un agujero descubierto, otros están diseñados para cerrarse alrededor de los componentes tubulares del pozo (columna de perforación, tubería de revestimiento o tubería de producción), y otros cuentan con superficies de rotura de acero templado que pueden atravesar concretamente la columna de perforación.

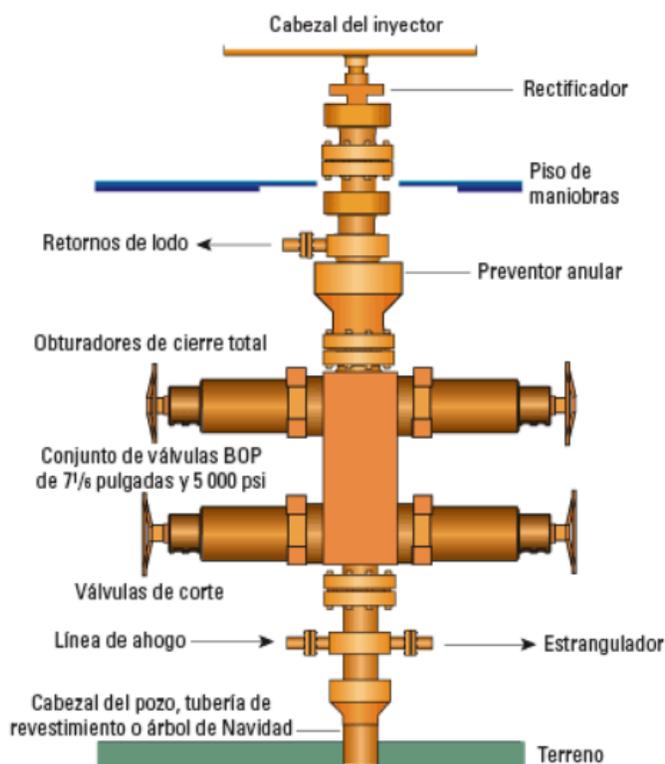


Figura 3.19 Preventor de reventones

3.5.14 Tubería de perforación

La tubería de perforación es utilizada para la transmisión de energía de la mesa rotaria o del top drive hacia la barrena en el fondo del agujero, así como para conducir el fluido de control hacia el interior del pozo.

3.5.15 Lastrabarrenas

Es un componente de la sarta de perforación que provee peso sobre la barrena para la operación de perforación. Los lastrabarrenas son piezas tubulares de grueso espesor trabajadas a partir de barras sólidas de acero, generalmente acero al carbono común aunque a veces se utilizan aleaciones de níquel-cobre no magnético u otras aleaciones no magnéticas de calidad superior. Las barras de acero se encuentran perforadas de un extremo a otro para proporcionar un pasaje para el bombeo de los fluidos de perforación a través de los lastrabarrenas.

3.5.16 Barrenas

La herramienta utilizada para triturar o cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la barrena para la trituración o el corte de la roca. La barrena se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se desgasta excesivamente y deja de avanzar. La mayoría de las barrenas funcionan raspando o triturando la roca, o ambas acciones a la vez, generalmente como parte de un movimiento de rotación. El fluido de control es inyectado a través de toberas incluidas en la barrena.

Una vez descritos los fluidos de perforación, sus propiedades fisicoquímicas, y los reactivos que se pueden agregar a los mismos, así como el sistema de circulación se puede comenzar la evaluación del fluido base agua de mar inhibidor de arcillas sin bentonita en el pozo Xanab 74.

CAPITULO 4

EVALUACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DEL POZO XANAB 74, EN LA PROFUNDIDAD 200 A 1161 METROS

El caso de estudio de esta tesis consta de la perforación del intervalo de 200 a 1161 metros del pozo Xanab 74, que tuvo una profundidad de 6501 md y 6030 mv, donde md significa metros desarrollados y mv metros verticales. Este pozo fue diseñado como un pozo direccional con el fin de obtener producción comercial de gas y condensado, almacenados en rocas carbonatadas dolomitizadas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano en el campo Xanab.

Para lograr este objetivo se contó con la tecnología de fluidos de perforación de una compañía de servicio de fluidos de perforación. Los tipos de fluidos a usar son, base agua de mar en las primeras dos secciones, reforzando en la segunda sección con sal inhibidora, Cloruro de Potasio, y sin bentonita.

4.1 Datos generales

Nombre del pozo	: Xanab 74	Tipo de pozo	: Direccional
Localización	: Xanab	Operador	: GMDIP Litoral Tabasco
Equipo	: Campeche	Contratista	: Baker Hughes
Fecha de inicio	: 27 Diciembre del 2015	Profundidad	: 6501 m

4.1.1 Resumen del proyecto

Tabla 4.1 Datos generales de la perforación los primeros dos intervalos

Estado mecánico	Ø TR (pulg)	Ø Barrena (pulg)	TR (md)	TR (mv)	Longitud de intervalo (m)	Tipo de fluido	Densidad (g/cm ³)	Volumen de recorte (m ³)	Cajas de recorte
	30	36	200	200	117.75	Agua de mar con baches de Fluido Base Agua Bentonítico	1.05	N/A	N/A
	20	26	1161	1159.27	961	BAMIL-SB	1.05-1.12	402	178

4.2 Sección perforada

El objetivo de esta operación fue perforar con una barrena de 26" de 200 a 1161 [md], con fluido base agua de mar inhibidor de lutita sin bentonita (BAMIL-SB) y densidad de 1.05 [g/cm³] a 1.12 [g/cm³] para aislar acuíferos superficiales y cubrir zona de formaciones no consolidadas y de sedimentos no compactos.

4.3.1 Datos generales

Tabla 4.2 Datos generales del segundo intervalo perforado

Datos Generales	
Fecha de inicio:	27 de diciembre de 2015
Fecha de terminación:	15 de enero de 2016
Profundidad inicial:	200 [md] / 200 [mv]
Profundidad final perforada:	1161 [md] / 1159.27 [mv]
Fluido de perforación:	BAMIL-SB
Barrena:	26" Tricónica

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Tubería de revestimiento:	TR 20" 133 [lb/ft] X-42
Zapata de la tubería de revestimiento:	1161 [md] / 1159.27 [mv]

En la perforación de las secciones de tubería de revestimiento de 20" usualmente se realiza con fluidos poliméricos inhibidos, los cuales para la compañía de servicios de fluidos de perforación que proporcionó el servicio ha demostrado buen desempeño en los pozos gracias a las prácticas operativas y conocimiento de las formaciones del campo Xanab.

Gracias al uso de materiales que representan tecnología de vanguardia en fluidos de perforación, se puede usar agua de mar como fase continua en la preparación del fluido de perforación, sin que el rendimiento del sistema disminuya respecto al uso de agua de perforación.

Tabla 4.3 Datos del fluido de perforación BAMIL y el equipo de control de sólidos

Fluido de Perforación	
Enfoque por Intervalo	Se perforó con Barrena Tricónica de 26" con FLUIDO BAMIL SB, manteniendo la limpieza y la estabilidad del agujero, permitiendo el asentamiento de la TR.
Sistema de fluido de perforación	Base agua de mar inhibidor de lutita sin bentonita (BAMIL –SB).
Aspectos operacionales	Inhibición del sistema con KCl, bombeo de Baches sellantes, baches viscosos. Estabilidad del agujero.
Productos clave	<p>Agua de mar: Fase continua.</p> <p>Polímero polisacárido: Viscosificante.</p> <p>Sosa cáustica: Alcalinizante.</p> <p>Cloruro de potasio: Inhibidor.</p>

	<p>Complejo de ácido de amina: Inhibidor.</p> <p>Destilado de petróleo hidrogenado: Encapsulador de Arcillas.</p> <p>Carbonato de sodio: Precipitador de calcio.</p>
Control de sólidos	<p>3 temblorinas Scalper. 1er frente: (API) 40-40-40, 40-40-40, 40-40-40; 2do frente: (API) 60/60/60: 60/60/60/: 60/60/60; 3er frente: (API) 80/80/80: 80/80/80/: 80/80/80 el cual fue cerrado.</p> <p>1er frente: (API) 100-100-100, 100-100-100, 100-100-100 2do frente: (API)140/140/140: 140/140/140: 140/140/140: 3er frente: (API)170/170/170: 170/170/170/: 170/170/170</p> <p>Limpia Lodos: (API) 200/200/200/200</p>

Las pruebas de laboratorio han corroborado el desempeño de los materiales con agua de mar, en la siguiente tabla se indican los resultados del análisis del fluido el cual fue rolado durante 16 horas a 120 °C de acuerdo a como se indica en la norma NXM-L-167-SCFI-2004.

Tabla 4.4 Resultados del análisis de un fluido BAMIL

Análisis de fluido base agua de mar inhibidor de lutitas sin bentonita		
Propiedad	Unidad	Valor
Densidad	[g/cm ³]	1.30
Viscosidad Plástica (VP)	[cps]	11
Punto Cedente (YP)	[lb/100 ft ²]	25
Lectura 600/300	Adimensional	47/36

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

rpm		
Lectura 200/100 rpm	Adimensional	31/25
Lectura 6/3 rpm	Adimensional	13/11
Gel 10''/10'/30'	[lb/100 ft ²]	11/12/15
pH	N/A	10
Filtrado API	[cm ³]	7.6
Cloruros	[ppm]	64000
K⁺	[ppm]	40996.36
Dureza Total	[ppm]	2360

Adicional a las pruebas convencionales, se realizaron las pruebas especiales usando arcilla del pozo Tsimin 6 con una capacidad de intercambio catiónico de 35 meq/100 gr de lutita, cabe mencionar que esta arcilla es más reactiva que las arcillas promedio, en la siguiente figura se muestra el CIC para diferentes pozos para un rango de profundidad de 250 a 1200 m.

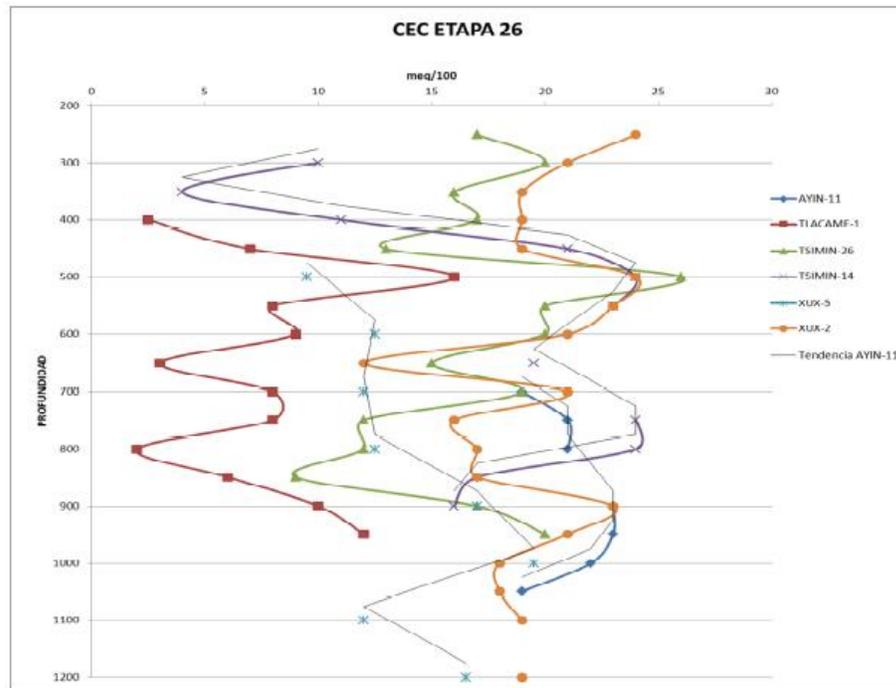


Figura 4.1 Gráfica comparativa de profundidad vs meq/100 para diferentes pozos donde se utilizó el fluido BAMIL en la etapa de 26"

Los resultados de las pruebas especiales están de acuerdo a la norma NXM-L-167-SCFI-2004, en la siguiente tabla se resumen los resultados y valores de la norma.

Tabla 4.5 Resumen de resultados de análisis del fluido BAMIL en un pozo del campo Tsimin

Parámetro	Norma	Resultado
Dispersión	25% máximo	9.05%
Expansión lineal	25% máximo	22.96%
Coefficiente de lubricidad	0.25 máximo	0.1522
Tiempo de succión capilar	50 máximo	24.3

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

En conclusión, en todas las pruebas se cumplen los requerimientos de la norma y puede ser utilizado en campos similares, como en el campo Xanab.

4.3 Resumen operativo

Tabla 3.6 Resumen operativo de la perforación del segundo intervalo del pozo Xanab 74

Fecha	Resumen Operativo	Profundidad (md)
27 de diciembre 2015	Metió Barrena Tricónica 26" y sarta lisa a 178 m, donde tocó resistencia con 5 ton en dos ocasiones y rebajó cemento y accesorios a 205 m, desplazando agua de mar por lodo BAMIL-SB densidad 1.05 gr/cm ³ . Récord: 28 m en 04:24 hr, 3U= 8-6-5 min/m, Prom: 6.3 min/m. Condiciones: PSB= 3-4 ton, 100 rpm, torque= 3000/4000 lb/ft, 140 EPM, 678 GPM, PB= 460 PSI. Con Bna Tric. 26" y sarta lisa a 205 m, circuló tiempo de atraso limpiando pozo con 100 EPM Q=625 GPM, PB=410 PSI. Sacó Bna. Tric. 26" y sarta lisa a superficie 100%, eliminando misma. Desgaste de Barrena: 1-1-WT-A-E-I-NO-BHA. Armó sonda de registro Giroscópico 1 ¾" con flejes ajustados a 28" longitud HTA: 4.28 m. y bajó sonda a 190 m (sensor), levantó registrando de 190 m a superficie, por estaciones cada 10 m. Nota: Distancia centro a centro de 0.59 m. Desmanteló sonda de registro y U.R.E 100%. Arma sarta navegable con Barrena. Tricónica de 26" + motor de fondo 9 ½" para temperatura hasta 150 grados (XTR) con VCP + estabilizador de acero 9 ½" x 25 ¾" + equipo MWD 9 ½" Navitrack + filtro de fondo de 9 ½" + orientador UBHO 9 ½" y baja a 25 m.	205
28 de diciembre 2015	Con Bna Tric 26" y sarta navegable, alineó motor de fondo con MWD, orientador y bajó a 190 m, donde realizó prueba de hidráulica y de señal de herramientas. Armó Equipo de Reg. Giroscópico e intenta tomar mismos en varias ocasiones sin éxito. Con Bna Tric 26" perforó a 217 m, y circuló limpiando pozo, armó sonda de registros por segunda ocasión e intento tomar a 217 m sin éxito. Levanta	227

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	sonda a superficie, armó sonda de registros tercera ocasión e intentó tomar registros sin éxito. Con Bna Tric 26" perforó a 222 m con récord: 17 m, en 01:16 horas, 3U-: 7-7-6, PSB: 1-3 ton, 60-80 rpm, torque 4000-6000 lb/ft, 88 EPM, 506 GPM, 870 PSI, circuló limpiando pozo. Intentó tomar survey en 2 ocasiones sin éxito. Armó equipo de Reg. Giroscópico e intenta tomar mismos en varias ocasiones sin éxito. Con Bna Tric 26" perforó a 227 m, con récord: 01:18 hr, 3U-:2-2-2, PSB: 1-3 ton, rpm: 60-80, torque 3000-5000 lb/ft, 88 EPM, 506 GPM, 870 PSI. Circuló limpiando pozo e intenta tomar survey en 2 ocasiones sin éxito. Instaló equipo para realizar registro giroscópico	
29 de diciembre 2015	Con Bna Tricónica y sarta navegable estacionada a 227 m bajó en 5ta. corrida sonda de Reg. giroscópico 1 ¾" diámetro máximo 2 ½" Long de HTA 6.37 m, centralizadores flexibles 1 ¾"-2 ½" a 202 m. Intentó tomar registro sin éxito por interferencia en la información. Levantó sonda de registros a 200 m, donde observó atrapamiento de la misma, intentó recuperar sonda atrapada, tensionando hasta 900 lb. Eliminó equipo de registro. Trabajó sarta girando 5 vueltas a la derecha, repasó sarta con movimientos recíprocos en repetidas ocasiones y sentó en cuñas, tensionó hasta 1200 lb, liberando sonda y recuperando a superficie, desmanteló equipo de registros. Levantó Bna Tric a 190 m libre, en espera de Reg giroscópico. En el inter arma 14 lingadas de TP de 5 7/8" calibrando con 2 5/8".	227
30 de diciembre 2015	Con Barrena Tricónica de 26" y sarta navegable a 190 m esperó equipo de Reg. giroscópico 38 hr. En el inter arma TxT lingadas de 5 7/8". Levantó Bna de 26" a superficie satisfactoriamente. Eliminó BHA al 100 % para cambio de mismo. Arma sarta navegable con Bna de 26" + motor de fondo + MWD y baja a 25 m.	227
31 de diciembre 2015	Con Bna Tric 26" y sarta navegable a 25 m. alineó motor de fondo, MWD y orientador (UBHO), probando "pata de mula" de sonda de Reg. giroscópico en varias ocasiones en camisa de UBHO, bien. Armó sarta navegable c/Bna Tric. 26" y sarta navegable y bajó a 190 m. "Nota: probó señal MWD con 800 GPM, PB= 1100 PSI. C/Bna Tric 26" y sarta	301

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	<p>nav. a 190 m (zap. 30") Instaló elemento sellante en Divertir 29 ½". Bajó Bna Tric. de 26" y sarta nav. a 227 m. (fondo perforado), circuló limpiando agujero c/ 88 EMB; Q= 600 GPM, PBba 650 PSI. Instaló equipo de Reg. giroscópico 100%. + Levantó Bna 26" y sarta nav. a 217 m libre. Armó sonda de Reg. giroscópico 1 ¾ ". Long. Hta. 7.02 m con centradores 2 ¼ " y bajó a 216 m, tomó lectura de tool face en repetidas ocasiones verificando cara de Hta. Orientándola finalmente a 345°. Con Bna Tric. 26", motor fondo 9 ½" MWD a 216 m, intentó realizar toma de survey, sin éxito (obs. interferencia de datos en información realizada). con Bna Tric 26" y sarta nav, perfora rotando a 273 m, bombeando c/ling. perf. 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³, con una conc. de 15 kg/ m³ de CaCO₃ medio, 15 kg/m³ de Mil Graphite M, 10 kg/m³ de CaCO₃ (hojuelas) M, 10 kg/m³ de Gilsonita, densidad de Entrada y Salida = 1.05 g/cm³ x 45 seg de Viscosidad Marsh. Personal de direccional intentó realizar survey a la profundidad de 245 m y 264 m, sin éxito. Observó interferencia en datos tomados inició de KOP a 227m. Con sarta nav. equipada con Barrena Tric. de 26" + motor de fondo 9 ½" para temp. de hasta 150 °C. a 270 m. realiza toma de survey, bien. Intentó tomar registro de survey con MWD sin éxito. Obs interferencia de datos en MWD. Survey tomado con equipo de Gyrodata a 243 md. Inclinación 2.20°, azimut 335.18°, TVD 242.99 mv, sección vertical 0.70 m, dls 2.13°. Con sarta nav. equipada con Barrena Tric. 26" + motor de fondo 9 ½" para temp. de hasta 150 °C a 272 m. intentó realizar toma de survey con MWD, sin éxito. Observa interferencia de datos en información tomada. C/sarta nav. y c/Barrena Tric 26" + motor de fondo 9 ½" para temp. de hasta 150 °C, perfora a 286 m, bombeando c/ling. perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³ con una conc. de 15 kg/ m³ de CaCO₃ medio, 15 kg/m³ de Mil Grupito M, 10 kg/m³ de CaCO₃ (hojuelas) M, 10 kg/m³ de Gilsonita. Condiciones de op'n: m=81, en 3: 41 hr, ult.3=2-2-3 min/ m. desliz= 44 m en 01:41 hr, PSB= 1-4 ton, 164 rpm (superficie= 60 rpm, motor =104 rpm) 102 EPM, 692 GPM, PBbeo 970 PSI, dif. de presión en motor de fondo 320 PSI, densidad de lodo entrada y salida 1.05 gr/cm³ x 45 seg de</p>	
--	--	--

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	<p>viscosidad Marsh. Intentó realizar toma de survey a la profundidad de 286 m sin éxito. Observó interferencia en datos tomados. C/sarta nav. c/Bna 26" + motor de fondo 9 ½" perfora a 301 m. bombeando c/lingada perforada 10 m³ de bache de reforzamiento, ult. 3 m rotados (2-2-2) 3 ult deslizados 2-4-2 cond. de operación 4-6 ton, 74 EPM; Q=500 GPM 135 rpm (60 rpm en rotatoria + 75 rpm en motor de fondo) PBbeo 560 PSI, torque 3-5,000 lb-ft. C/Bna Tric 26" y sarta nav. a 301 m circuló limpiando agujero con 88 EPM Q=600 GPM PBba 750 PSI, repasando sarta c/mov. reciprocantes. C/sarta nav y Bna Tric. 26" + motor de fondo 9 ½" MWD 9 ½" a 301 m intentó tomar survey con MWD observando interferencia de datos en toma de información. C/sarta nav. Equipada con Barrena Tric 26" + motor de fondo de 9 ½". MWD 9 ½" a 301 m instaló equipo y Herramientas.</p>	
<p>01 enero 2016</p>	<p>C/sarta nav. a 301 m. bajó sonda de registro a 273 m y realizó toma de survey (269 md, inclinación 3.85°, azimut 330. 20°). Sacó sonda y Hta. a superficie 100%.C/ sarta nav. perfora rotando y deslizado sarta a 330 m, bombeando c/ ling. Perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³, Récord: 125 m; 05:12 hr (metros rotados 82 m, 03:31 hr, 43 m deslizados 01:41 hr), últimos 3 m rotados (2-4-2), últimos 3 deslizados (2-4-2). Condiciones de operación: 3-5 ton, 88 EPM, 600 GPM, 135 rpm (60 rpm en rotaria + 90 rpm en motor de fondo), PBbeo. 870 PSI, torque 3-5,000 lb-ft. C/Bna Tric. 26" y sarta nav. a 330 m. circuló limpiando agujero con 88 EPM, 600 GPM, PB= 750 PSI. Con Barrena Tric. 26" y sarta nav. a 328 m. bajó sonda de registro y realizó toma de survey (299 md, inclinación 4.33°, azimut 329.13°).C/Barrena Tric. 26" y sarta nav. perfora rotando y deslizado sarta a 385 m. Bbeando c/ ling. Perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³, récord: 180 m; 07:57 hr (metros rotados 112 m. 05:02 hr, 68 m deslizados 02:55 hr), últimos 3m rotados (3-3-3), condiciones de operación: 3-5 ton, 75 EPM, 508 GPM, PB= 508 PSI, 136 rpm (60 rpm en rotaria + 76 rpm en motor de fondo), torque 5000-7000 lb-ft. densidad E= 1.05 gr/cm³, densidad S= 1.06 gr/cm³, tomando survey c/30 m.</p>	<p>453</p>

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	<p>C/Barrena. Tric. 26" sarta navegable a 385 m, circula limpiando pozo con 75 EPM, PB=735 PSI. C/Barrena Tric. 26" y sarta nav. perfora rotando y deslizando sarta a 413 m. Bbeando c/ ling. Perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³, Récord: 208 m. 09:20 hr (metros rotados 140 m, 06:25 hr. 68 m deslizados 02:55 hr), últimos 3m rotados (3-3-3), condiciones de operación: 2-4 ton, 88 EPM. 600 GPM, PB= 880 PSI, 150 rpm (60 rpm en rotaria + 90 rpm en motor de fondo), torque 4000-6000 lb-ft. densidad Entrada= 1.07 gr/cm³, densidad Salida= 1.07 gr/cm³, tomando survey c/30 m. C/ Bna Tric. 26" y sarta nav. Perfora rotando y deslizando sarta a 444 m, Bbeando c/ ling. perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³. Récord: 239 m; 11:41 hr (metros rotados 156 m, 07:24 hr, 83 m deslizados en 04:17 hr), últimos 3m rotados (4-4-4), últimos 3 metros deslizados (5-5-5), condiciones de operación: 2-3 ton, 88 EPM, 600 GPM, 149 rpm (89 rpm motor de fondo, 60 rpm rotaria), PB 800 PSI. dif de presión 150 PSI, densidad de entrada 1.07gr/cm³ y salida 1.09 gr/cm³. Ultimo survey (MWD): Prof.: 423 md, 422.30 mv, inclinación 6.13°, azimuth 319.50°, dls 0.39°, c-c 5.36 m. densidad Entrada= 1.07 gr/cm³, densidad salida= 1.09 gr/cm³, tomando survey c/30 m. suspende por observar falla en motor de temblorina # 2, suspendió perforación. Realizó cambio de motor de temblorina #2., satisfactoriamente. C/sarta nav. equipada con Barrena Tric 26" + motor de fondo 9 1/2" + MWD 9 1/2" a 444 m. circula reciprocando sarta para limpieza de pozo con 40 EPM, 271 GPM, PB 370 PSI. C/ Bna Tric. 26" y sarta nav. Perfora rotando y deslizando sarta a 453 m., bbeando c/ ling. perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³, récord, 248 m en 12:37 hr, m. Rotados= 156 m, en 07:24 hr, 3U= 4-4-4 min/m. m. Deslizados= 92 m en 05:13 hr, 3U= 8-7-6 min/m.</p>	
<p>02 enero 2016</p>	<p>Con Bna Tric 26" y sarta navegable, perfora rotando y deslizando sarta a 638 m., bombeando c/lingada perforada 10 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³, con una concentración de 15 kg/ m³ de CaCO₃ medio, 15 kg/m³ de Mil Graphite M, 10 kg/m³ de CaCO₃ (hojuelas) M, 10 kg/m³ de Gilsonita, récord, 433 m en 25:17 hr, (m.</p>	<p>619</p>

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	Rotados= 253 m, en 13:42 hr, 180 m deslizados) en 11:35 hr), ult. 3 m rotados (3-2-2) ult 3m deslizados (3-3-3). Condiciones de operación 3-5 ton, 88 EPM, 600 GPM, PB 860 PSI, 150 rpm (60 rpm en rotaria + 90 rpm en motor de fondo), torque 3000-6000 lb-ft densidad 1.08 x 45 seg ultimo survey (MWD) profundidad 619 MD, 617.63 mv inc. 4.13° Azimut 298.85° dls 0.68°/30m Se bombearon 60 m ³ de bache de reforzamiento 10 m ³ c/u a las sig. Profundidades 467, 497, 527, 557, 587 y 617 m.	
03 enero 2016	C/Bna Tric. 26" y sarta nav. perfora rotando y deslizando sarta a 655 m, bombeando c/lingada perforada 10 m ³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m ³ . Récord 452 m en 26:09 hr (m rotados 260 m en 13:57 hr , 192 m deslizados en 12:12 hr) 3 ult rotados (2-2-3) y 3 ult deslizados (3-3-3) condiciones de operación: 3-5 ton, 104 EPM Q=710 GPM, PB= 1100 PSI, 166 rpm (60 rpm en rotaria + 106 rpm en motor de fondo), torque 4000-6000 lb/ft densidad 1.08 gr/cm ³ x 40 seg ult. Survey (MWD): profundidad 619 md, 617.63 mv, Inc. 4.13°, Azimuth 298.85°, Dls 0.68°/30m. Perfora deslizando y rotando c/ sarta nav. Equipada con Bna Tric 26", motor de fondo 9 ½" a 800 m, con bombeo de 6 m ³ de bache preventivo con material obturante c/2 lingadas perforadas (50 kg/m ³), repasando lingadas perforada, circulando para limpieza de pozo, tomando survey con MWD c/ ling. perforada. Realizó incremento de densidad a partir de 680 m de 1.08 gr/cm ³ a 1.09 gr/cm ³ .	800
04 enero 2016	Con Barrena Tricónica de 26" y sarta navegable perfora rotando y deslizando a 995 m, bombeando 6 m ³ de bache preventivo con material obturante c/2 lingadas perforadas (conc. 50 kg/m ³), con una concentración de baches: 10 kg/m ³ de CaCO ₃ (hojuelas) M, 15 kg/m ³ de Mil Graphite medio, 15 kg/m ³ de CaCO ₃ medio y 10 kg/m ³ de Gilsonita.	995
05 enero 2016	C/Bna Tric. 26" y sarta nav. a 990 m circula a bajo gasto 81 EPM, Q=550 GPM, PB =460 PSI, con movimientos de sarta. C/Barrena Tric. 26" y sarta nav. perfora rotando y deslizando sarta a 1145 m, bombeando c/2 lingadas perforadas 6 m ³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m ³ .	1145

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	<p>récord 940 m, 62:29 hr (m rotados 585 m, en 34:25 hr, 355 m deslizando en 28:04 hr), condiciones de operación: 4-6 ton, 147 EPM, 1000 GPM, PBba 1920 PSI, 210 rpm (60 rpm en rotaria + 150 rpm en motor de fondo), torque 4000/6000 lb-ft densidad 1.11 g/cm³ x 42 seg DEC 1.18 gr/cm³ ult. Survey (MWD): profundidad 1095 md, 1093.28 mv, inc. 0.81°, Azimuth 90.59°, DIs 0.27°/30m. Se bombeo 18 m³ de bache de 6 m³ cada uno a las profundidades 1007 m, 1067 m y 1127 m.</p>	
06 enero 2016	<p>C/Barrena Tric. 26" y sarta nav. Perfora rotando y deslizando sarta a 1161 m, bombeando c/2 lingadas perforadas 6 m³ de bache de reforzamiento de 50 kg/m³. Récord: 956 m, 63:35 hr (m rotados 601 m, en 35:31 hr, 355 m deslizando en 28:04 hr), condiciones de operación: 5-7 ton; 147 EPM, 1000 GPM, PBba 1920 PSI, 210 rpm (60 rpm en rotaria + 150 rpm en motor de fondo), torque 6000/8000 lb-ft densidad 1.11 g/cm³ x 42 seg DEC 1.18 gr/cm³ ult. Survey (MWD): profundidad 1144 md, 1142.27 mv, inc. 1.31°, Azimut 90.91°, DIs 0.45°/30m. C/Barrena Tric. a la profundidad de 1161 m circuló limpiando pozo con 148 EPM (1004 GPM) PBba= 1800 PSI, un total de 34,040 emboladas. Levanta Barrena Tric. 26" de la profundidad de 1161 m @ 200 m (zapata 30") llenando vol. de acero extraído. C/Bna Tric 26" a 188 m. estacionada realizó el corte y deslizó 40 m de cable 2" a malacate principal. Con Bna Tric 26" a 188 m. estacionada, baja 30 cajas llenas con recortes base agua a embarcación Smith Tide de un total por bajar 57 cajas llenas. Prepara 112 m³ de bache lubricante reforzador con densidad de 1.12 g/cm³ x 50 seg.</p>	1161
07 enero 2016	<p>C/Barrena Tric 26" sarta nav. equipada c/MWD, estacionada a 200 m. Circulando pozo cada 4 horas con 20 EPM (130 GPM) PBba 100 PSI. baja 57 cajas llenas con recortes base agua a embarcación Smith Tide. Se recibe del Barco Isla Santa Cruz 66 tramos de TR 20"y se bajaron 39 cajas llenas de recorte.</p>	1161
08 enero 2016	<p>Con Bna Tric 26" y sarta navegable estacionada a 200 m. Recibe 6 tramos de TR de 20" de un total de 72 tramos totales. Baja Barrena y sarta navegable equipada con MWD</p>	1161

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	<p>de 200 m a la profundidad de 1161 m libre observa desplazamiento Normal. Continúa Recibiendo TR 20". Levantó Barrena Tric 26" c/sarta nav. de 1161 m @ 500 m llenando E.A el volumen de acero extraído, bombeo 102.75 m³. de bache con 47 EPM; Q=319 GPM PBba = 230 PSI y una concentración de 45 kg/m de Mil Graphite medio, 40 kg/m³ de Gilsonita + 15 kg/m³ de CaCO3 (hojuelas) medio + 15 lt/m³ de Max Guard. Desplazó balanceando bache de 500 m @ 200 m - 300 m lineales. suspende sacada para eliminar elemento sellante fe Diverter. C/Bna Tric. de 26" sarta nav. a 166 m intenta eliminar elemento sellante de Diverter (Dona) Sin éxito.</p>	
09 enero 2016	<p>Con Barrena Tricónica 26" sarta nav. estacionada a 166 m, elimina elemento sellante de Diverter (Dona) bien. Sacó Barrena Tric de 26" y sarta nav. a superficie, desgaste de Barrena 1-1-WT-A-E-I-NO-TD. Eliminó eslingas (gafas) elevador hidráulico del Top Drive Preparativos para la introducción de TR 20", 133 lb/ft, k-55 TSH. Armó zapata rimadora EZC604L 20" x 24" y calibrado con 18 ½ " en tramo#1 en tramo #2 cople flotador. c/un apriete óptimo de 32120 lb-ft. baja TR de 20" @ 190 m (1 tramo por min) desplazamiento normal</p>	1161
10 enero 2016	<p>Continuó Metiendo zapata Rimadora EZC604L 20" x 24" y TR 20" K-55, 133 lb/ft @1161 m. libre observando desplazamiento Normal y Niveles Estables, torque junta con apriete óptimo 32120 lb-ft, checó pesos de sarta arriba 265 ton, abajo 223 ton Estático 198 ton.</p>	1161
11 enero 2016	<p>Con zapata rimadora a 1161 m circula homogenizando columna de lodo de 1.11 gr/cm³ con 70 EPM, Q 475 GPM, PB: 139 PSI, circulando 2 ciclos completos de 15,000 Emboladas, c/u. Armó líneas de 2" y cabeza de cementar e instaló medidor de flujo y probó líneas con 300 PSI en baja y 2000 PSI en alta por 10 min satisfactoriamente. Efectuó cementación de TR de 20" con zapata rimadora a 1161 m, colocó tapón de limpieza, seguido instaló cabeza de cementar y bombeó 100 Bls de bache lavador, de 1.02 gr/cm³, seguido bombeo 100 Bls de bache espaciador de 1.35 gr/cm³, + 405.46 Bls de lechada de llenado, de 1.60</p>	1161

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	<p>gr/cm³, +199.14 Bls de lechada de amarre de 1.90 gr/cm³, soltó tapón sólido y desplazó con lodo BAMIL-SB con 20 Bls de lodo BAMIL- SB de 1.11 gr/cm³ y continuó desplazando con bomba del equipo 1207 Bls, observando acoplamiento del tapón del diagrama con cople flotador alcanzó término de desplazamiento con 50 Bls de agua de mar alcanzando presión final con 1276 PSI, paró bombeo, checó equipo de flotación satisfactoriamente, cima teórica a 500 m, tiempo de esfuerzo compresivo 11 hr con 1000 PSI. Con zapata 20" rimadora cementada a 1161 m, y con cabeza de cementar instalada espera fraguado de cemento 5 hr, acumuladas de 11 totales.</p>	
12 enero 2016	<p>Con zapata rimadora de 20" cementada a 1161 m y cabeza para cementar TR de 20" espera fraguado de cemento 5 hr, acumuladas de 11 totales, drenó tubo conductor de 30" y abrió ventana, habilita seguro de plato base para asegurar y desconectar TP 1 ½". Con zapata rimadora de 20" a 1161 m cementada esperó fraguado, en el inter armo TP 1 ½" (1-900) midiendo y calibrando Interior con 1 1/8" y metió 200 m. Instaló cabeza de cementar, líneas de cementar, equipo de monitoreo, realizó junta de seguridad, verificó libre flujo de UAP hasta piso de perforación, probó líneas de cementar con 300 PSI en baja y 1000 PSI en alta por 10 min. Con extremo de tubería Macarroni a 200 m efectuó cementación de TR de 20" bombeando 50 Bls (7.95 m³) de bache lavador Mud Flush III densidad 1.02 gr/cm³ para lodo base agua, con Q= 1-3 BPM y PB= 60-600 PSI, mezcló y bombeó 25.40 m³ (160 Bls), 25.50 Ton de lechada de cemento única Halcem a un Q=2.7 BPM, PB= 900 PSI densidad 1.90 gr/cm³ Rendimiento = 49.8 lt/scs, desplazó con 2 BBLs de agua de perforación a un Q= 2 BPM y PB=650 PSI, cima teórica 500 m, sin observar perdida de lodo durante la operación. Nota: usó equipo de adquisición e impresión grafica de parámetros de operación (presión, flujo o gas, densidad y volumen totales, líneas, válvulas, conexiones giratorias para conectar a la cabeza de cementar. Saca TP Macarroni de 200 m a superficie quebrando TXT. Cía. HLB elimina cabeza de cementar y líneas de 2" del piso de perforación. Esperó desalojo de burbuja de gas del pozo</p>	1161

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	Xanab 72 Plataforma Ocean Scepter, para efectuar corte preliminar a TR de 20" y recuperar tubos anclas. Abrió ventana en TR 20" para drenar agua interior y efectúa corte preliminar en TR de 20", y recupera tubos ancla, eliminó equipo de introducción de TR de 20" Instala Top Drive doble piñón 7 5/8" regular a XT-57, eslingas (gafas) y elevador hidráulico avance 80 %.	
13 enero 2016	Instaló a Top Drive doble piñón 7 5/8" regular a XT-57, eslingas (gafas) y elevador Hidráulico. Elimina Diverter y campana telescópica 100 %. Efectuó maniobras en piso de producción para centrar TR 30" con 20", con soldador del equipo instaló centradores y soldó los mismos. Efectuó corte definitivo a conductor 30" y recuperó tubos ancla de 30" en dos secciones longitud total 20 m. Con soldador instala centradores entre TR de 30" y 20". Se efectúa corte definitivo y biselado en espiga TR 20" e instalan placa base. Personal de operaciones efectuó limpieza de presa 1, 2 y 7, instaló Habit al 100 %. Instaló cabezal soldable 21 ¼" x 20" sobre TR Biselada (20"), centró y niveló cabezal. Cubre con manta aislante el cabezal, enciende el precalentador y efectuó soldadura a cabezal 21 ¼" x 20" 5M. Efectuó prueba en caliente con 600 PSI por un lapso de 15 min quedando la prueba satisfactoriamente. En espera de tiempo de enfriamiento de soldadura del cabezal soldable 21 ¼" x 20" 5 M	1161
14 enero 2016	Espero tiempo de enfriamiento de soldadura del cabezal soldable 21 ¼" x 20" 5 M. Con personal Cía. Hot Hed y supervisión de personal Cía. Cameron efectuó prueba de presión en frío a soldadura con 900 PSI por 15 min satisfactoriamente. Personal de Cía. Hot Hed eliminó habitad 100 %. Instala conjunto de preventores 18 ¾" 15K avance 50%. Nota: Se atienden embarcaciones con materiales diversos.	1161
15 enero 2016	Instala conjunto de preventores 18 ¾" 15k avance 80 % Cía. Pensa repara falla en grúas (Hércules) para levantar preventores 18 ¾" 15K. Instaló conjunto de preventores 18 ¾" 15K al 100%. Aprieta tornillería de conjunto de	1161

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

	preventores al 100 %.	
--	-----------------------	--

Durante el intervalo perforado de 227 a 385 [m] se observó incremento de densidad de lodo a la salida de los ECS, de 1.06 a 1.07-1.08 [g/cm³], y para la profundidad de 444 [m] se continuó observando el incremento paulatino de 1.06 a 1.11 [g/cm³], la formación presente en este intervalo perforado de 227 a 514 [m], fue de arena gruesa a media con intercalaciones de lutita arenosa, así mismo no se observó el incremento en MBT, se mantuvo en 14 [kg/m³], arena de 0.5 a 1%, sólidos de 3 a 4%, disminuyendo, alcalinidades de lodo y en filtrado, correspondientes a contaminación por incrementos de sólidos de perforación. Se mantuvo concentración de cloruro de potasio dentro de parámetros, no reportando arrastres ni fricciones durante la perforación.

Sabemos que los sólidos que encontramos en un fluido de perforación tienen dos orígenes: uno es el de las formaciones que se perforan (recortes, ripios, arena, etc.) y son los denominados sólidos perforados o sólidos indeseables. El otro origen son los sólidos adicionados en superficie como la bentonita (o cualquier otro tipo de arcilla) y la barita, que también se conocen como sólidos deseables.

También podemos decir que una de las principales funciones del fluido de perforación es transportar los sólidos perforados del fondo a la superficie. Los sólidos es uno de los mayores problemas que presentan los fluidos de perforación cuando no son controlados adecuadamente. La acumulación de sólidos de perforación o indeseables en el sistema, causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del fluido; incremento del peso del fluido; alteraciones de las propiedades reológicas, aumento en el filtrado y formación de un revoque insuficiente, es causante de posibles problemas de pegadura por presión diferencial, reducción de la vida útil de la barrena y un incremento en el desgaste de las bombas de lodo, mayor pérdida de presión debido a la fricción y aumento

de las presiones de pistoneo principalmente, por lo que su control durante la perforación es un requerimiento básico e importante.

Aunque es imposible remover todos los sólidos perforados con el equipo y las prácticas adecuadas, es posible controlar el tipo y la cantidad de los mismos en un nivel que permita una perforación eficiente.

Los sólidos de perforación se pueden controlar utilizando los siguientes métodos:

- Dilución
- Asentamiento
- Equipos mecánicos de control de sólidos.

La dilución consiste en agregar agua al fluido de perforación y/o preparar fluido de perforación “fresco” para reducir los sólidos en un volumen considerado para el caso del uso de lodo base agua, o agregado de diésel, para el caso del uso de fluido base aceite. Este método es el más costoso.

Cada [m³] de dilución requerirá de aditivos químicos para mantener las propiedades del fluido. La dilución crea exceso de fluido que finalmente tiene que ser retirado del sistema de presas de lodo y enviado a la Planta de lodos, lo que representa costos adicionales por logística.

El asentamiento consiste en pasar el fluido de perforación por un tanque o presa de asentamiento en donde los sólidos puedan decantarse. La eliminación por asentamiento se aplica esencialmente a los fluidos de baja viscosidad y peso, requiere de un área esencialmente grande para darle tiempo a las partículas a asentarse (presa de asentamiento y trampa de arena).

La remoción mecánica, es el tercer método de control de sólidos y es través de equipos mecánicos, estos utilizan cuatro técnicas: (1) tamizado, (2)

fuerza centrífuga (3) una combinación de las dos primeras (4) decantación. El tamizado que se utiliza en las zarandas, temblorinas o vibradores constituyen el medio primario para controlar los sólidos y consiste en hacer pasar el fluido por una malla o tamiz que filtra solamente las partículas que tengan un diámetro mayor que los orificios de la malla. El tamizado es la única técnica que realiza la separación basándose en el tamaño físico de la partícula. El equipo que utiliza la fuerza centrífuga separa los sólidos basándose en las diferencias de la masa relativa.

El éxito de la remoción mecánica es utilizar el equipo disponible en una configuración y secuencia adecuada, una falla en el primer frente puede generar una sobrecarga y deficiencia del equipo que continúa.

Las zarandas, temblorinas o vibradores usan mallas para remover los sólidos de perforación y para dejar pasar la fase líquida a través de la malla.

Su funcionamiento y rendimiento depende de:

1. Tipo o patrón de vibración
2. Dinámica de vibración (fuerza g)
3. Configuración y área de la canasta
4. Características de las mallas
5. Tipo y propiedades del fluido (reología)
6. Carga de sólidos (velocidad de penetración, diámetro del agujero)
7. Gasto de circulación del lodo
8. Condiciones de las mallas durante su utilización
9. Disposición del tipo de malla en la localización y
10. Personal suficiente y capacitado para su operación.

A continuación se presenta una tabla con el récord de la barrena tricónica que fue utilizada en el intervalo presentado.

Tabla 4.7 Récord de la barrena tricónica utilizada en el intervalo 200-1161 m.

Récord Barrena Tricónica 26''	
Profundidad [m]	1161
Metros perforados	956
Horas	63:35
Tiempo de perforación de los 3 últimos metros perforados	6-4-4
ROP [m/hr]	15.04
Peso sobre barrena [tons]	5-7
RPM (Mot. + Rot.)	60 + 135
RPM's acumuladas	520,800
Torque [klb/ft]	5.0-7.0
Gasto [gpm]	901
Presión [psi]	1708
Lodo [g/cm³]	1.11 x 41 [s]

4.4 Distribución de volúmenes programados

Tabla 4.8 Distribución de volúmenes programados en el intervalo 200-1161m

Distribución de volumen	Cantidad
Tramo a perforar [m]	961

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Diámetro de Barrena [pg]	26
Diámetro Exterior T.R. [pg]	30
Diámetro Interior T.R. [pg]	27.6
Peso [lb/ft]	264.87
Profundidad de la zapata [m]	200
Densidad del recorte, [g/cm³]	2.5
Eficiencia del ECS, [%]	90
Descalibre, [%]	10
Impregnación de fluido, [m³/m³ de recorte]	0.4
Volumen en presas, [m³]	100
Volumen en la T.R. [m³]	81
Volumen en Agujero Descubierto [m³]	398
Volumen por impregnación/humectación [m³]	251
Volumen por Dilución [m³]	302
Volumen total de fluido por etapa [m³]	881

Con relación a los parámetros promedio empleados en la perforación de la Etapa de 26" del pozo en cuestión, se observan dentro de los rangos admitidos al diámetro de la barrena y a las características reológicas del fluido de perforación, perforando un total de 961 [m] con un promedio de los últimos 3 metros de 6-4-4 [min/metro], con una ROP promedio de 15.04 [m/hr], es decir, 3.98 [m/min]; 956 [m] (con barrena nueva), en 63:35 [hr] (metros rotados 601 [m], en 35:31 [hr], 355 metros deslizados en 28:04 [hr]), condiciones de operación: 5-7 [ton]; 147 epm, 1000 gpm, PBba 1920 PSI, 210 rpm (60 rpm en rotaria + 150 rpm en motor de

fondo), torque 6000/8000 lb-ft, densidad 1.11 g/cm³ x 42 seg. DEC 1.18 gr/cm³, último Survey (MWD): profundidad 1144 md, 1142.27 mv, inc. 1.31°, Azimut 90.91°, Dis 0.45°/30m, cumpliendo con ello las características de la construcción del pozo en dicha etapa de perforación. Al final de la perforación se prepararon 112 m³ de bache obturante reforzador con densidad de 1.12 g/cm³ x 50 seg., con la finalidad de dejar el pozo con el debido reforzamiento y repello en agujero descubierto y preparado para la introducción de la TR de 20”.

Con relación al volumen de fluido de perforación utilizado en esta etapa, queda dentro del rango calculado para una Etapa de 26”.

Para una etapa de 26”, el volumen total de fluido que se genera va de 900 hasta 1500 m³, dependiendo de la eficiencia en la operación del equipo de control de sólidos para procesar el volumen de fluido y recortes, y para ayudar a mantener la densidad de trabajo.

4.5 Procedimiento aplicado para el control de pérdidas de circulación

Tabla 4.9 Tabla de volúmenes de baches de reforzamiento bombeados

Volúmenes de Baches de Reforzamiento Bombeados							
Fecha	No. Bache	Volumen de bache [m ³]	Prof. [md]	Barrena [in]	Concentración del material obturante [%;kg/m ³]	Densidad de bache [g/cm ³]	Operación
31 DIC 15	1	10	257	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
31 DIC 15	2	10	287	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
1 ENE 16	3	10	317	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

1 ENE 16	4	10	347	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
1 ENE 16	5	10	377	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
1 ENE 16	6	10	407	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
1 ENE 16	7	10	437	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
2 ENE 16	8	10	467	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
2 ENE 16	9	10	497	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
2 ENE 16	10	10	527	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
2 ENE 16	11	10	557	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
2 ENE 16	12	10	587	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
2 ENE 16	13	10	617	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
3 ENE 16	14	10	647	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
3 ENE 16	15	10	707	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
3 ENE 16	16	6	767	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
4 ENE 16	17	6	827	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
4 ENE 16	18	6	887	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
4 ENE 16	19	6	947	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

5 ENE 16	20	6	1007	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
5 ENE 16	21	6	1067	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
5 ENE 16	22	6	1127	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Perforando
6 ENE 16	23	10	1161	26	10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 Grafito M 15 CaCO ₃ (polvo) 10 Gilsonita	1.12	Circulando
8 ENE 16	24	103	200-500	26	* 45 Grafito Med. 40 Gilsonita 10 CaCO ₃ (hojuelas) 15 [L/m ³] Complejo ácido de amina en solución acuosa	1.12	Reforzamiento en zapata para arenas no consolidadas a la profundidad de 500 @ 200 [m], con un tirante de 300 [m].
Total de bache		305					

*Por instrucciones del Activo se ordena la reformulación de los baches puenteantes.

NOTA: A solicitud de PEP, se preparó bache de reforzamiento los días: 28 de Diciembre de 2015 (70 m³), 02 de Enero de 2016 (52 m³), 03 de enero de 2016 (83 m³) usando los siguientes materiales y concentraciones: (15 kg/m³) Carbonato de Calcio Medio, (10.09 kg/m³) CaCO₃ (hojuelas) M, (15 kg/m³) Grafito Medio, (10.09 kg/m³) Gilsonita, con densidad resultante 1.12 g/cc.

4.6 Concentraciones de productos

A continuación se muestran tablas en las cuales se desglosa la concentración de aditivos y reactivos que se utilizaron en el caso de estudio presentado en esta tesis.

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Tabla 4.10 Concentración de aditivos y reactivos del 27/DIC/2015 al 2/ENE/2016

ADVANTAGE Concentrations Recap							
27/Dec/2015 - 15/Jan/2016							
Operator Pemex	Field XANAB	Block/Co/Parish			Facility Xanab 74 Campeche		
Well XANAB 74	Rig Campeche						
Product Concentrations - kg/m³							
Product	27/Dec/2015	28/Dec/2015	29/Dec/2015	30/Dec/2015	31/Dec/2015	01/Jan/2016	02/Jan/2016
	10	11	12	13	14	15	16
Fluid Type	Water	Water	Water	Water	Water	Water	Water
Measured Depth in ^{^2}	205.00	227.00	227.00	227.00	301.00	453.00	638.00
TVD m	205.00	227.00	227.00	227.00	301.00	453.00	638.00
BARITE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bentonita alto rendi ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bio paq	13.77	14.17	13.23	13.23	13.34	12.89	13.88
Bridgeform	0.00	1.77	1.19	1.19	1.07	1.03	1.67
Cal hidratada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbonato de Calcio ...	0.00	2.98	2.00	2.00	1.80	1.74	2.80
Carbonato de sodio	0.61	0.62	0.57	0.57	0.59	0.71	0.74
Cloruro de Potasio	69.13	71.80	67.53	67.53	65.02	71.26	76.27
Extendedor de Benton ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Maxguard	0.00	0.00	2.84	2.84	3.84	5.00	5.05
Mil grafito Medio	0.00	2.98	2.00	2.00	1.80	1.74	2.80
New Drill	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.48	1.67
Solu Flake M	0.00	2.00	1.35	1.35	1.21	1.17	1.91
Sosa Caustica	1.21	1.25	1.15	1.15	1.18	1.42	1.64
Unical Sea	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Xanplex	0.49	0.41	0.59	0.59	1.23	1.40	1.55

Page 1

Tabla 4.11 Concentración de aditivos y reactivos del 3/ENE/2016 al 9/ENE/2016

ADVANTAGE Concentrations Recap							
27/Dec/2015 - 15/Jan/2016							
Operator Pemex	Field XANAB	Block/Co/Parish			Facility Xanab 74 Campeche		
Well XANAB 74	Rig Campeche						
Product Concentrations - kg/m³							
Product	03/Jan/2016	04/Jan/2016	05/Jan/2016	06/Jan/2016	07/Jan/2016	08/Jan/2016	09/Jan/2016
	17	18	19	20	21	22	23
Fluid Type	Water	Water	Water	Water	Water	Water	Water
Measured Depth in ^{^2}	800.00	995.00	1145.00	1161.00	1161.00	1161.00	1161.00
TVD m	800.00	995.00	1145.00	1144.00	1059.29	1059.29	1059.29
BARITE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bentonita alto rendi ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bio paq	11.70	9.81	8.91	9.60	9.60	9.60	9.60
Bridgeform	2.08	1.73	1.57	5.57	5.57	5.57	5.57
Cal hidratada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbonato de Calcio ...	3.51	2.91	2.65	2.62	2.62	2.62	2.62
Carbonato de sodio	0.65	0.54	0.49	0.71	0.71	0.71	0.71
Cloruro de Potasio	64.16	58.33	53.02	52.43	52.43	52.43	52.43
Extendedor de Benton ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Maxguard	5.90	10.05	11.09	12.74	12.74	12.74	12.74
Mil grafito Medio	3.51	2.91	2.65	7.76	7.76	7.76	7.76
New Drill	1.48	1.61	1.54	1.64	1.64	1.64	1.64
Solu Flake M	2.39	1.99	1.81	3.52	3.52	3.52	3.52
Sosa Caustica	1.35	1.18	1.13	1.83	1.83	1.83	1.83
Unical Sea	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Xanplex	1.54	1.28	1.16	1.15	1.15	1.15	1.15

Page 2

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Tabla 4.12 Concentración de aditivos y reactivos del 10/ENE/2016 al 15/ENE/2016

ADVANTAGE Concentrations Recap						
27/Dec/2015 - 15/Jan/2016						
Operator Pemex	Field XANAB	Block/Co/Parish			Facility Xanab 74 Campeche	
Well XANAB 74	Rig Campeche					
Product Concentrations - kg/m ³						
Product	10/Jan/2016 24	11/Jan/2016 25	12/Jan/2016 26	13/Jan/2016 27	14/Jan/2016 28	15/Jan/2016 29
Fluid Type	Water	Water	Water	Water	Water	Water
Measured Depth in ²	1161.00	1161.00	1161.00	1161.00	1161.00	1161.00
TVD m	1159.27	1159.27	1142.27	1142.27	1142.27	1142.27
BARITE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bentonita alto rendi ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bio paq	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60	9.60
Bridgeform	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
Cal hidratada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbonato de Calcio ...	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62
Carbonato de sodio	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
Cloruro de Potasio	52.43	52.43	52.43	52.43	52.43	52.43
Extendedor de Benton ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Maxguard	12.74	12.74	12.74	12.74	12.74	12.74
Mil grafito Medio	7.76	7.76	7.76	7.76	7.76	7.76
New Drill	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
Solu Flake M	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
Sosa Caustica	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Unical Sea	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Xanplex	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15

Con relación al movimiento de las concentraciones de los materiales químicos utilizados en la formulación del fluido base agua BAMIL-SB, se puede observar que los mismos quedan dentro del rango promedio, resultado de los mantenimientos del lodo durante la perforación, y por consecuencia del fluido preparado para “refrescar” el sistema, durante la intervención de la Etapa.

Se puede observar por ejemplo que la concentración del inhibidor KCl inició con un valor de 69.13 kg/m³, terminando la etapa con una concentración de 52.43 kg/m³, sin que esta variación afectara la correcta inhibición de los materiales de arcilla reactivos intercalados con cuerpos de arena en el pozo, observando en todo momento la estabilidad y calibre del agujero descubierto, y no observando fricciones y arrastres durante los viajes de la sarta de perforación.

De igual forma, dentro del programa de densidades de la etapa, es decir, de 1.05 a 1.12 g/cm³, se observa que los incrementos en la densidad del sistema

activo no fueron debido a la utilización de barita para este propósito, observando el incremento del peso del lodo de perforación, debido a la concentración de la sal inhibidora y arcillas incorporadas de la formación, manteniendo los rangos de la densidad del sistema, por la oportuna operación de los equipos de control de sólidos.

4.7 Propiedades fisicoquímicas

En las siguientes tablas se mostrarán los valores fisicoquímicos obtenidos durante la operación de la etapa presentada en esta tesis.

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Tabla 4.13 Valores fisicoquímicos obtenidos del fluido de perforación del 27/DIC/2015 al 2/ENE/2016

ADVANTAGE Properties Recap 27/Dec/2015 - 15/Jan/2016								
Operator Pemex	Field XANAB	Block/Co/Parish			Facility Xanab 74 Campeche			
Well XANAB 74	Rig Campeche							
Property Name	27/Dec/2015	28/Dec/2015	29/Dec/2015	30/Dec/2015	31/Dec/2015	01/Jan/2016	02/Jan/2016	
	10	11	12	13	14	15	16	
Section Name	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	
Mud System	Water	Water	Water	Water	Water	Water	Water	
Sample From	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	
MD/TVD m	205/205	227/227	227/227	227/227	301/301	453/453	638/638	
Bit Depth m	25.00	200.00	200.00	25.00	301.00	453.00	638.00	
Inclination deg								
Density g/cc	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0500	1.0700	1.0800	
Funnel Viscosity sec/quart	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	52.0	48.0	
Circulating BHT degC					40.0		42.0	
Flow Line/Test degC	/40.0	/49.0	/49.0	40.0/49.0	40.0/40.0	/41.0	40.0/49.0	
Rheology Temp degC	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	
600/300 RPM	28/19	28/19	28/19	28/19	40/26	40/26	43/28	
200/100 RPM	14/10	14/10	14/10	14/10	18/12	18/12	19/13	
6/3 RPM	7/5	7/5	7/5	7/5	8/6	8/6	8/7	
PV/YP cP/lbf/100ft ²	9/10	9/10	9/10	9/10	14/12	14/12	15/13	
10 sec Gel lbf/100ft ²		8			9	9	11	
10 min Gel lbf/100ft ²		12			14	16	15	
30 min Gel lbf/100ft ²								
API/HTHP Filtrate cc	/	7.0/	7.0/	/	7.0/	7.0/	7.0/	
API/HTHP Cake mm	/	1/	1/	/	1/	1/	1/	
HTHP Temp degC								
HTHP Pressure psi								
pH/Pm	11.00/3.0	11.00/5.0	11.00/5.0	11.00/5.0	10.50/2.0	11.00/2.0	11.00/2.0	
PI/MI cc/cc	0.5/1.1	1.1/2.0	1.1/2.0	1.1/2.0	0.9/1.3	0.8/1.2	0.9/1.3	
Total Hardness mg/l		400.0	380.0	380.0	480.0	480.0	320.0	
Total Chlorides mg/l	45000.0	48000.0	47000.0	47000.0	4800.0	48000.0	48000.0	
Ca mg/l								
K mg/l	35678.0	35678.0	35678.0	35678.0	35678.0	35678.0	35678.0	
Mg mg/l								
NaCl mg/l	21053.3	26003.3	24353.3	24353.3		26003.3	26003.3	
KCl mg/l	68027.2	68027.2	68027.2	68027.2	68027.2	68027.2	68027.2	
MgCl mg/l								
MST Bent kg/m ³	59.9	39.9	14.0		14.0	14.0	14.0	
Retort Water %	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00	96.00	
Base Fluid %								
Solids/Corr Solids %	3.00/0.31	3.00/0.13	3.00/0.19	3.00/0.19	3.00/2.72	3.00/0.13	4.00/1.16	
Lime kg/m ³	1.9	2.9	2.9	2.9	0.8	0.9	0.8	
Sand %		0.50	0.50	5.00	1.00	0.50	0.80	
Lubricant %								
Glycol %								
LGS/HGS %	0.28/	0.07/	0.14/	0.14/	3.00/	1.37/	2.01/	
LGS/HGS Wt/Vol g/cc	/	/	/	/	0.1/	/	0.1/	
Bentonite/Drill Solids %	2.91/	1.97/	0.66/	/0.18	/3.19	0.29/1.07	0.10/1.91	
Bent/DS Wt/Vol %	2.91/	1.97/	0.66/	/475.93	/8286.78	0.29/2785.65	0.10/4966.49	
Avg Dens Solids lb/gal	11.3	-6.2	3.4	3.4	22.1	122.9	28.7	

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Tabla 4.14 Valores fisicoquímicos obtenidos del fluido de perforación del 3/ENE/2016 al 9/ENE/2016

ADVANTAGE Properties Recap							
27/Dec/2015 - 15/Jan/2016							
Operator Pemex	Field XANAB	Block/Co/Parish			Facility Xanab 74 Campeche		
Well XANAB 74	Rig Campeche						
Property Name	03/Jan/2016	04/Jan/2016	05/Jan/2016	06/Jan/2016	07/Jan/2016	08/Jan/2016	09/Jan/2016
	17	18	19	20	21	22	23
Section Name	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa
Mud System	Water	Water	Water	Water	Water	Water	Water
Sample From	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit
MD/TVD m	800/800	995/995	1145/1145	1161/1144	1161/1059	1161/1059	1161/1059
Bit Depth m	800.00	995.00	1145.00	188.00	1161.00	1161.00	190.00
Inclination deg				1.31	0.27	1.31	1.31
Density g/cc	1.1000	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100
Funnel Viscosity sec/quart	48.0	46.0	46.0	46.0	46.0	48.0	48.0
Circulating BHT degC		41.0		42.0			
Flow Line/Test degC	/41.0	41.0/49.0	42.0/49.0	40.0/42.0	/41.0	/49.0	/49.0
Rheology Temp degC	49.0	49.0	49.0	42.0	49.0	49.0	49.0
600/300 RPM	50/35	44/30	42/27	42/27	42/27	42/27	42/27
200/100 RPM	19/10	14/9	21/14	21/14	21/14	21/14	21/14
6/3 RPM	9/6	7/5	12/9	12/9	9/8	9/6	9/8
PV/YP cP/lbf/100ft²	15/20	14/16	15/12	15/12	15/12	15/12	15/12
10 sec Gel lbf/100ft²	13		12	12	12	12	12
10 min Gel lbf/100ft²	16		16	15	14	15	15
30 min Gel lbf/100ft²							
API/HTHP Filtrate cc	7.0/	/	7.4/	7.4/	7.4/	7.4/	7.4/
API/HTHP Cake mm	1/	/	1/	1/	1/	1/	1/
HTHP Temp degC							
HTHP Pressure psi							
pH/Pm	10.50/2.0	10.50/1.8	11.00/7.4	11.00/1.5	11.00/1.9	11.00/1.9	11.00/1.7
PI/Mf cc/cc	1.1/1.5	1.0/1.4	1.3/2.0	1.1/1.2	1.1/1.5	1.1/1.6	1.1/1.5
Total Hardness mg/l	240.0	160.0	120.0	120.0	200.0	120.0	120.0
Total Chlorides mg/l	48000.0	51000.0	53000.0	53000.0	53000.0	53000.0	53000.0
Ca mg/l							
K mg/l	35678.0	37966.0	40253.0	40253.0	40253.0	40253.0	40253.0
Mg mg/l							
NaCl mg/l	26003.3	27541.9	27431.9	27431.9	27431.9	27431.9	27431.9
KCl mg/l	68027.2	72389.8	76750.4	76750.4	76750.4	76750.4	76750.4
MgCl mg/l							
MBT Bent kg/m³	28.0	28.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
Retort Water %	95.00	94.00	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00
Base Fluid %							
Solids/Corr Solids %	5.00/2.19	6.00/3.04	8.00/4.98	8.00/4.98	8.00/4.98	8.00/4.98	8.00/4.98
Lime kg/m³	0.7	0.6	4.6	0.4	0.7	0.7	0.5
Sand %	0.80	1.00	1.00		1.00		
Lubricant %							
Glycol %							
LGS/HGS %	3.95/	3.75/	4.27/	3.62/	3.62/	3.62/	3.62/
LGS/HGS Wt/Vol g/cc	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/
Bentonite/Drill Solids %	0.23/3.73	0.29/3.47	0.53/3.73	0.73/2.89	0.73/2.89	0.73/2.89	0.73/2.89
Bent/DS Wt/Vol %	0.23/9692.14	0.29/9012.60	0.53/9708.29	0.73/7519.74	0.73/7519.74	0.73/7519.74	0.73/7519.74
Avg Dens Solids lb/gal	30.8	23.8	19.3	17.6	17.6	17.6	17.6

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Tabla 4.15 Valores fisicoquímicos obtenidos del fluido de perforación del 10/ENE/2016 al 15/ENE/2016

ADVANTAGE Properties Recap							
27/Dec/2015 - 15/Jan/2016							
Operator Pemex	Field XANAB	Block/Co/Parish			Facility Xanab 74 Campeche		
Well XANAB 74	Rig Campeche						
Property Name	10/Jan/2016	11/Jan/2016	12/Jan/2016	13/Jan/2016	14/Jan/2016	15/Jan/2016	
	24	25	26	27	28	29	
Section Name	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	Segunda etapa	
Mud System	Water	Water	Water	Water	Water	Water	
Sample From	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	Active Pit	
MD/TVD m	1161/1159	1161/1159	1161/1142	1161/1142	1161/1142	1161/114	
Bit Depth m	1161.00	1161.00					
Inclination deg	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	
Density g/cc	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	
Funnel Viscosity sec/quart	46.0	47.0	47.0	48.0	48.0	48.0	
Circulating BHT degC							
Flow Line/Test degC	/40.0	/40.0	0.0/120.0	0.0/120.0	0.0/120.0	0.0/129.0	
Rheology Temp degC	49.0	49.0	120.0	120.0	120.0	120.0	
600/300 RPM	40/26	40/26	39/25	37/24	38/25	39/25	
200/100 RPM	21/14	21/14	20/13	19/13	19/13	20/13	
6/3 RPM	9/8	9/8	9/7	8/7	8/7	8/7	
PV/YP cP/lbf/100ft²	14/12	14/12	14/11	13/11	13/12	14/11	
10 sec Gel lbf/100ft²	11	11	9	9	9	9	
10 min Gel lbf/100ft²	24	15	13	13	14	14	
30 min Gel lbf/100ft²							
API/HTHP Filtrate cc	7.4/	7.4/	7.4/	7.6/	7.4/	7.4/	
API/HTHP Cake mm	1/	1/	2/	1/	1/	1/	
HTHP Temp degC							
HTHP Pressure psi							
pH/Pm	11.00/1.7	11.00/1.8	11.00/1.8	10.50/1.6	10.50/1.6	10.50/1.6	
Pf/Mf cc/cc	1.1/1.5	1.1/1.4	1.1/1.4	1.1/1.4	1.1/1.4	1.1/1.4	
Total Hardness mg/l	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	
Total Chlorides mg/l	53000.0	53000.0	53000.0	53000.0	53000.0	53000.0	
Ca mg/l							
K mg/l	40253.0	40253.0	40253.0	40253.0	40253.0	40253.0	
Mg mg/l							
NaCl mg/l	27431.9	27431.9	27431.9	27431.9	27431.9	27431.9	
KCl mg/l	76750.4	76750.4	76750.4	76750.4	76750.4	76750.4	
MgCl mg/l							
MBT Bent kg/m³	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	
Retort Water %	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	
Base Fluid %				8.00			
Solids/Corr Solids %	8.00/4.98	8.00/4.98	8.00/4.98	0.00/	8.00/4.98	8.00/4.98	
Lime kg/m³	0.5	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	
Sand %	1.00						
Lubricant %							
Glycol %							
LGS/HGS %	3.62/	3.62/	3.62/	3.62/	3.62/	3.62/	
LGS/HGS Wt/Vol g/cc	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/	0.1/	
Bentonite/Drill Solids %	0.73/2.89	0.73/2.89	0.73/2.89	0.73/2.89	0.73/2.89	0.73/2.89	
Bent/DS Wt/Vol %	0.73/7519.74	0.73/7519.74	0.73/7519.74	0.73/7519.74	0.73/7519.74	0.73/7519.74	
Avg Dens Solids lb/gal	17.6	17.6	17.6	21.7	17.6	17.6	

A partir de estos valores, se obtuvieron gráficas de las propiedades que se consideran más importantes de los fluidos de perforación como son la densidad, el MBT, la reología, el filtrado, el pH, entre otros.

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

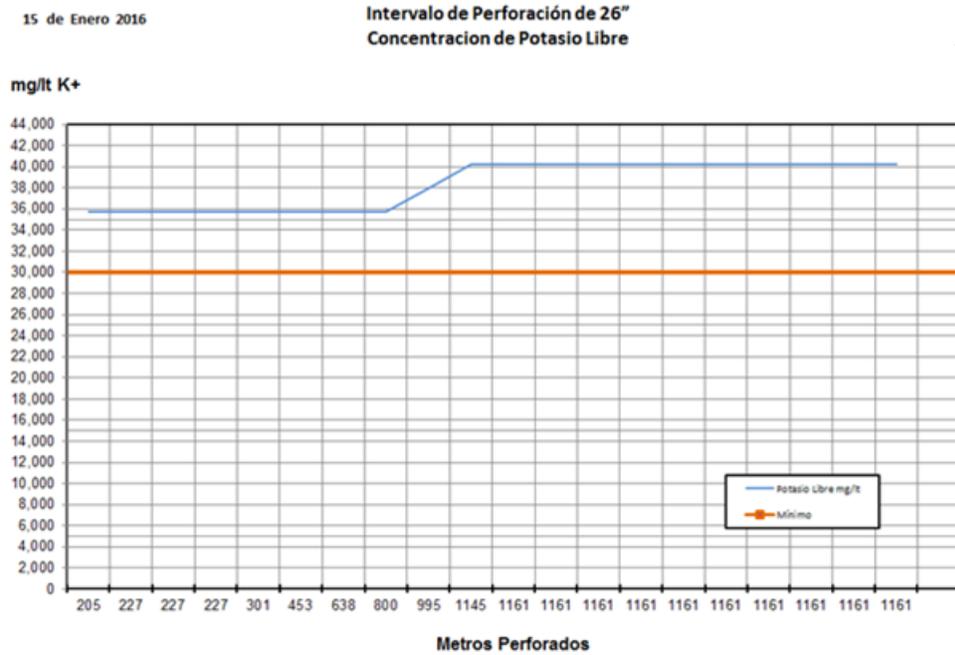


Figura 4.6 Gráfica de Concentración de Potasio Libre vs Metros perforados

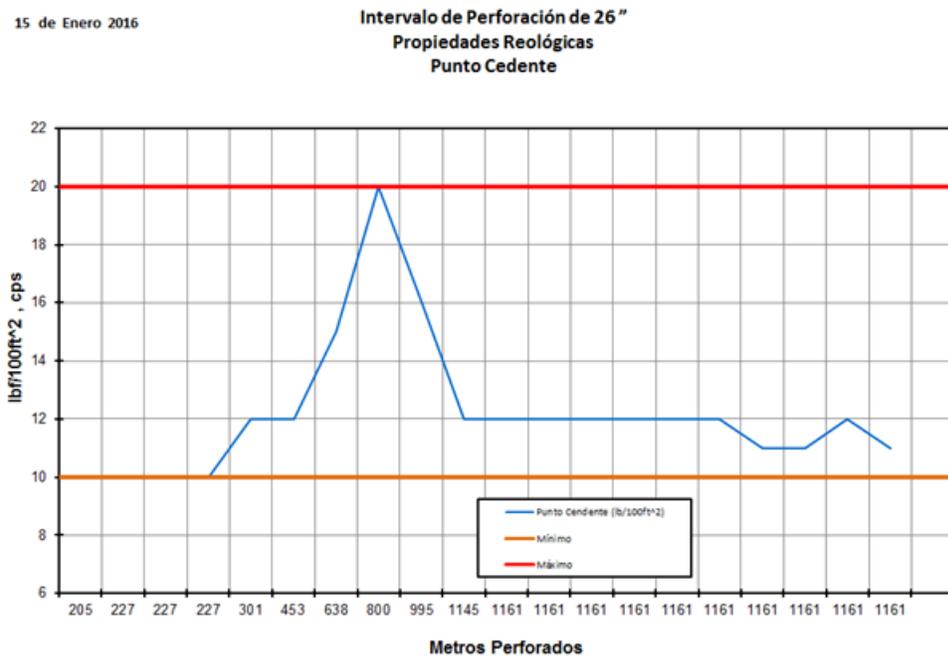


Figura 4.7 Gráfica de Punto Cedente vs Metros perforados

15 de Enero 2016

Intervalo de Perforación de 26"
Propiedades Reológicas
Viscosidad Plástica

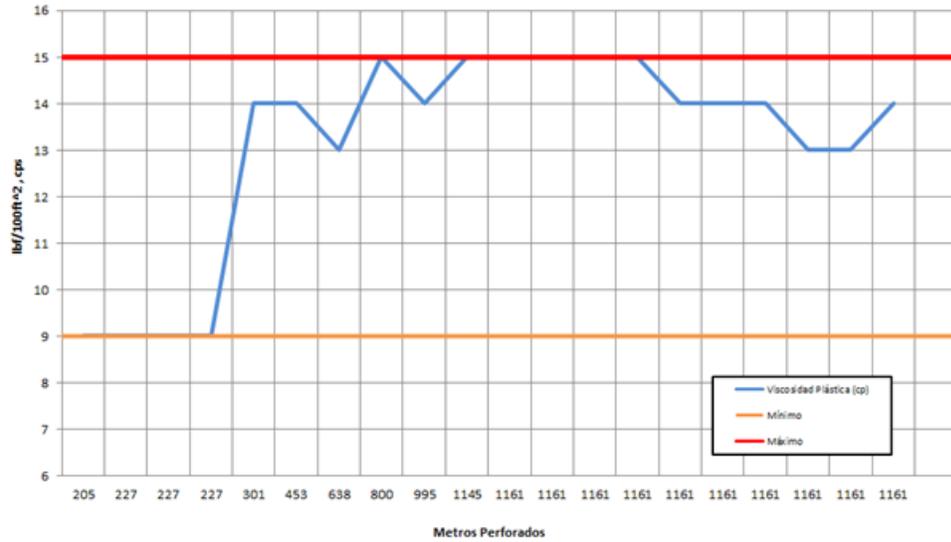


Figura 4.8 Gráfica de Viscosidad Plástica vs Metros perforados

15 de Enero 2016

Intervalo de Perforación de 26"
Propiedades Reológicas
Geles 10 seg

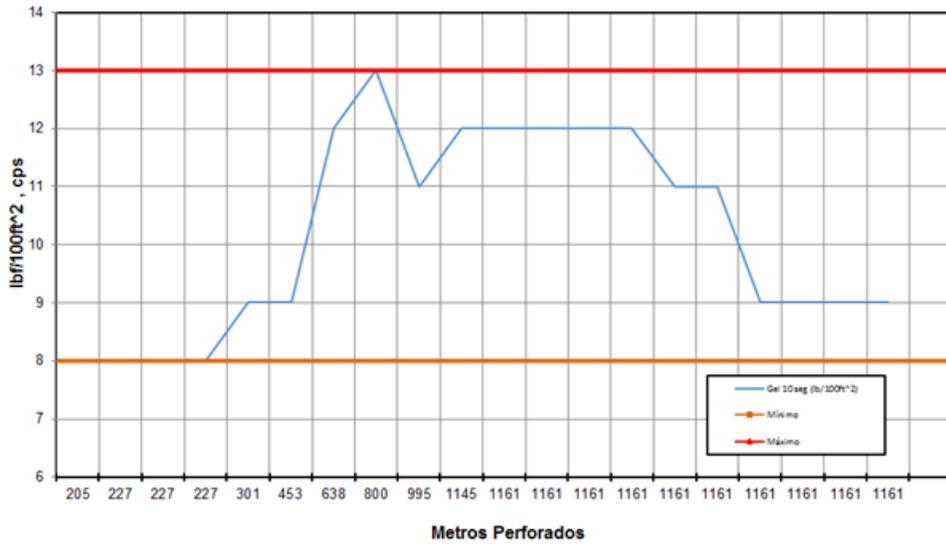


Figura 4.9 Gráfica de Geles 10 segundos vs Metros perforados

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

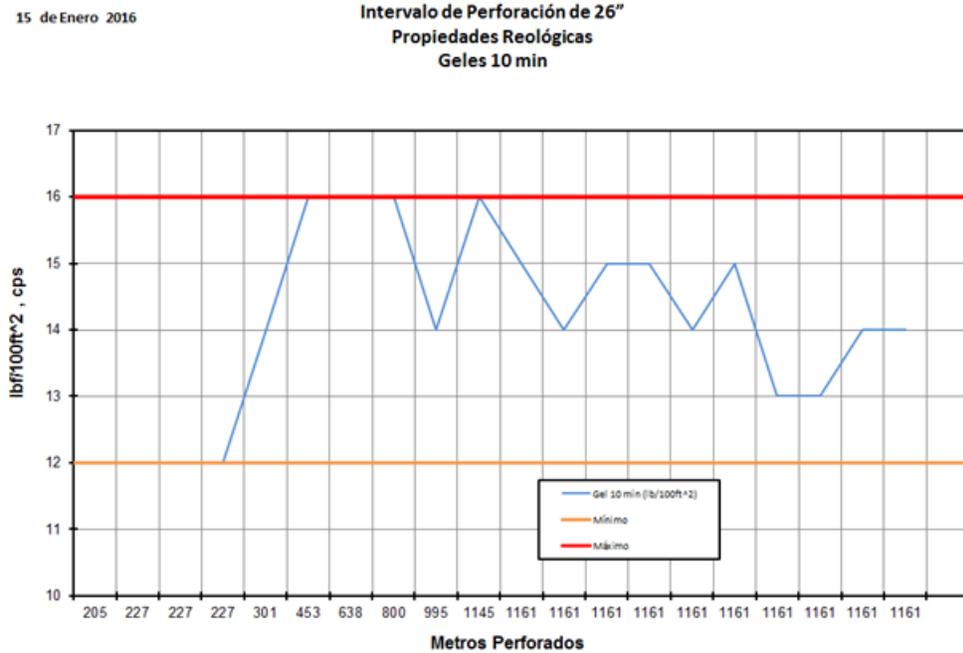


Figura 4.10 Gráfica de Geles 10 minutos vs Metros perforados

El análisis del comportamiento y desempeño de las propiedades físico-químicas del fluido de perforación BAMIL SB, durante la perforación de la Etapa de 26", se pueden resumir en los siguientes puntos, con base en la observación de las características que se representan en las gráficas, y que representan las propiedades del lodo de control vigiladas durante la intervención de toda la etapa. Una variación importante de las mismas y/o valores fuera de los parámetros establecidos en el Programa de Fluidos antes de la perforación, pueden implicar en el desarrollo de problemas durante la perforación.

Densidad. - En la gráfica se observa un incremento en el intervalo de 301 a 995 m, de 1.05 a 1.11 g/cm³, este aumento en el peso del lodo de perforación, se alinea al programa de incremento de densidades conforme a la profundidad perforada, y se debe a la incorporación de sólidos de la formación y no a la adición de barita, además de la contribución en peso a la sal adicionada (KCl), debido al mantenimiento de la concentración de cloruro de potasio, en términos de la concentración (ppm) del ión K⁺, no afectando el desempeño del fluido y contribuyendo al mantenimiento de la velocidad de perforación en ese rango

perforado. En este punto se observa un incremento del % de arena de 0.5 a 1.0 %, debido a que durante la perforación del intervalo 227 a 514 m, se perforaron cuerpos de arena de media a gruesa, con intercalaciones de lutita arenosa. La intervención del ingeniero de fluidos, en cuanto a la adición de lodo “fresco” y al trabajo en equipo del personal de la cuadrilla en el área de control de sólidos, mantuvo este porcentaje de arena en dicho rango, evitando así la afectación en las operaciones y sistemas hidráulicos de circulación. Se observa de acuerdo a los reportes de inventarios de mallas, que no se contó a tiempo con el total de la calidad de mallas previstas para la intervención de dicha etapa, No hubo mallas núm. 20, 40, 60 y 80 API (scalping) necesarias para la etapa de 26”, estas fueron solicitadas el 17 de diciembre 2015, 50 unidades c/u. Por esta razón fue necesario trabajar las zarandas con mallas de 100 API hasta cerrar a 170 API, evitando con ello mayores problemas de por incorporación de sólidos.

MBT. - Los valores de MBT inician con valores de 39.9 kg/m^3 y al comenzar la perforación llegan a tomar valores más bajos hasta de 14.0 kg/m^3 , que en el rango perforado de 700 a 1161 m, tuvo nuevamente un incremento hasta de 36.0 kg/m^3 de MBT, debido a los materiales de arcilla incorporados de la formación, todavía dentro del rango de acuerdo al Programa de Fluidos. Se puede concluir que la afectación por contaminación de arcilla y los problemas que pueden provocar las arcillas reactivas, se mantuvieron bajo control, debido al buen desempeño de las concentraciones de KCl y la supervisión continua de este parámetro.

Propiedades Reológicas. - Las propiedades Reológicas y Tixotrópicas, son de las propiedades mejor supervisadas en este tipo de fluidos de perforación base agua, ya que la ausencia de agregación de bentonita en la formulación, se puede pensar que existe el riesgo latente de no contar con el suficiente acarreo de recortes del fondo del pozo perforado a superficie, en la Etapa de 26”, debido a la gran cantidad de ripios generados (lutitas y arenas, principalmente) y que una deficiente limpieza del agujero por estas circunstancias, podrían generar una serie de problemas típicos como embolamiento de la barrena, frecuentes arrastres y fricciones en la sarta de perforación, altos torques, incremento en las pérdidas de

presión por exceso de recortes viajando en el espacio anular e importantes descalibres del agujero en zonas de arena por la compensación de los grandes valores de caudales o galonajes, en favor de mejorar los índices de limpieza del agujero descubierto. Con lo descrito anteriormente, pueden interpretarse las gráficas correspondientes a estos parámetros como sigue:

Viscosidad Plástica. - Inicia con valores de 14.0 cps y se mantiene en valores de 14.0 a 15.0 cps, esto nos dice que la naturaleza y la cantidad de sólidos incorporados al sistema circulante, se mantuvo dentro de los límites previstos, Los equipos de control de sólidos y la adición de lodo “fresco” fue correcta y oportuna, manteniendo valores de viscosidad plástica dentro del rango previamente establecido, observando valores adecuados de la Densidad equivalente de circulación y valores de ROP consistentes. Los valores de referencia de la Viscosidad Marsh, se mantuvieron en valores de 42 a 48 seg, concordando con el comportamiento de la viscosidad plástica.

Punto Cedente. - Los valores del Punto cedente inician con valores de 10 lb/100 ft² llegando a tomar valores hasta de 20 lb/100ft² a profundidades mayores de los 800 m perforados, valores numéricos mayores incluso que la viscosidad plástica, comprobando con ello la cédula del comportamiento de los parámetros reológicos para este tipo de fluidos de perforación a base de agua de mar. Para este tirante perforado, el incremento del punto cedente, contribuyó a favor de la limpieza del agujero, mejorando con ello el acarreo de recortes y la estabilidad del agujero descubierto. El bombear baches puenteantes de forma programada, afecta de alguna forma los parámetros reológicos principales como la viscosidad plástica y el punto cedente, debido a la incorporación de sólidos, que sólo aquellos de menor tamaño, viajan durante todo el recorrido de circulación del sistema, y de alguna forma contribuyen en este caso favorablemente con dichas propiedades reológicas. Sin embargo, es importante aclarar, que el material puenteante en su mayoría, queda depositado en el enjarre formado por el lodo y adherido en las paredes internas del agujero descubierto, el resto que no es ocupado en este tipo de repello, es eliminado en los vibradores, por separación mecánica.

Geles de 10 seg y 10 min. - Las propiedades tixotrópicas del fluido de perforación se mantuvieron en los rangos máximos para estos parámetros, valores que se pueden observar en las gráficas correspondientes. Sabemos que la característica de un fluido, tal como el lodo de perforación, de formar una estructura gelificada con el tiempo cuando no está sujeto a cizalladura y luego fluidificarse cuando es agitado, permite facilitar la perforación en cuanto a, permitir que el acarreo de recortes se lleve a cabo cuando el lodo está circulando y cuando se para la circulación para realizar una conexión de tubería, por ejemplo, permite la suspensión de dichos recortes y evita que los mismos caigan al fondo del pozo perforado. La viscosidad del fluido tixotrópico cambia con el tiempo a una velocidad de corte constante hasta alcanzar el equilibrio. La mayoría de los lodos de perforación presentan tixotropía, que es necesaria para una perforación rápida y una elevación eficiente de los recortes de perforación y para soportar el material densificante cuando el flujo del lodo se detiene. La resistencia de gel medida en varios intervalos de tiempo indica la tixotropía relativa de un lodo. A veces es deseable que la tixotropía proporcione resistencia al flujo, como para evitar o reducir las pérdidas o el flujo hacia una formación débil.

Filtrado API. - Los valores de filtrado API para el fluido de perforación base agua de mar BAMIL SB, se mantuvieron en el rango de 7.0 – 7.4 ml, y con estos valores, apoyados con el bombeo programado de baches con material obturante, permitió valores de pérdida de lodo despreciables y manteniendo una buena estabilidad de las paredes del agujero, permitiendo observar un buen avance en la perforación del pozo, y estabilidad de los parámetros de perforación observados.

pH. - Durante la perforación del pozo Xanab 74, el reporte de los valores de pH, indican buen manejo de los valores de alcalinidad del sistema del fluido utilizado, gracias a la constante supervisión de este parámetro, que como sabemos, permite optimizar el desempeño de los demás materiales químicos, que actúan en ambientes alcalinos, y que por los valores en el registro de las propiedades del fluido de perforación se mantuvieron en valores del rango de 10.5 – 11.0

Cloruros. - De igual forma, los valores determinados y reportados de los análisis químicos referente al comportamiento de los cloruros en el fluido de perforación base agua de mar, BAMIL SB, se reportan valores de 45,000 a 53,000 ppm, dentro del rango con base al Programa de Fluidos, y observando con ello, el buen desempeño del fluido con respecto a la baja actividad de afectación de la formación perforada.

Calcio. - Al inicio de la perforación se reportan valores de 240 mg/l de calcio, llegando a reportarse valores hasta de 120 mg/l, esto al iniciar a perforar la profundidad de 350 – 400 m, manteniendo dichos valores bajos hasta el final del pozo perforado (1161 m). Este parámetro en valores bajos, permiten al ingeniero de fluidos de perforación, el agregar e incorporar correctamente la mayoría de los materiales químicos activos, que proporcionan las características particulares de este tipo de fluido base agua, esto puede corroborarse por el buen desempeño del lodo durante la intervención del pozo y por las concentraciones de material químico empleado que son consistentes, y sin valores fuera de los límites de mantenimiento que la práctica operativa recomienda.

Potasio Libre (K⁺). - El Cloruro de Potasio (con su referente ión K⁺), es el activo inhibidor principal en todos los sistemas de lodos a base de agua inhibidos, y el mantenimiento de su concentración, permitirá prácticas operativas estables. Las reacciones químicas entre la arcilla y los iones de potasio son únicas en comparación con otros iones. El modelo de intercambio de iones no explica totalmente la interacción del potasio con la arcilla. Sin embargo, se sabe del uso generalizado del potasio en los fluidos de perforación base agua para estabilizar las lutitas reactivas. Aun en las regiones en que, por razones de protección ambiental, la concentración de potasio permitida es menor al 5 %, se ha observado que esta baja concentración ayuda a la estabilización de formaciones de arcilla reactiva. Para nuestro caso de estudio, de acuerdo a los registros de este parámetro, se observa que se mantuvieron en un rango de K⁺ de 35,678 a 40,253 ppm, y con este rango de concentración se mantuvo estable la reactividad del tipo de arcillas perforadas, no reportando fricciones, arrastres ni altos torques.

La barrena a su salida, se observó limpia, sin formación adherida ni en la barrena ni en los Drill Collar, corroborando el buen desempeño del fluido de perforación.

4.8 Control de Sólidos

En la siguiente tabla se muestra cómo operó el Equipo de Control de Sólidos durante la etapa de 26", así como algunas observaciones pertinentes.

Tabla 4.16 Tabla con datos acerca del equipo de control de sólidos reportados

Etapa	Intervalo [md]	Agujero [in]	Fluido	Equipo de control de sólidos	Tamaño de mallas/conos	Observación
II	205-1161	26	Base agua de mar libre de bentonita (BAMIL SB)	3 Vibradores alto impacto MI SWACO	40-40-40 API cerró hasta 100-100-100 API	Inventario insuficiente
				3 Vibradores alto impacto MI SWACO	100-100-100 API cerró a 170-170-170 API	Inventario insuficiente
				Desarenador	3 conos de 12"	Funcionó
				Desarcillador	24 conos de 4"	Funcionó intermitente por taponamiento de hidrociclones
				Vibradores (Limpialodos)	120-120-120 API cerró a 200-200-200 API	Trabajó durante todo el tiempo de perforación de la etapa
				Centrífuga	Alta velocidad	Operó con 90% de eficiencia
				Centrífuga	Baja velocidad	Operó con 90% de eficiencia

Evaluación del Fluido de Perforación del Pozo Xanab 74, en la profundidad 200 a 1161 metros

Una vez analizados los datos que arrojó el resumen operativo, es posible hacer un análisis del o los problemas que se pudieron haber presentado durante la operación y, mediante herramientas de calidad, poder elaborar un apartado de lecciones aprendidas para poder actuar de una mejor manera en la perforación de pozos futuros.

CAPÍTULO 5

SOLUCIÓN DEL PROBLEMA Y BUENAS PRÁCTICAS EN LA INTERVENCIÓN DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS

En la presente sección de este trabajo de Tesis, se llevará a cabo una narración, análisis y evaluación de aquellos problemas potenciales reportados, datos que salieron o pudieron salir fuera de rango y que pudieron repercutir en aspectos de incremento de costos para realizar correcciones y/o mejoras en la intervención del pozo Xanab 74, en el intervalo 200 a 1161 metros. Lo anterior basado con los datos reportados de:

- Resumen operativo
- Propiedades físico-químicas del fluido de perforación
- Desempeño de los equipos de Control de sólidos
- Prácticas operativas observadas en lecciones aprendidas.

Se ha mencionado anteriormente en el presente trabajo, que el objetivo principal de un pozo petrolero es alcanzar la zona de hidrocarburos. Para cumplir este objetivo, se perforan varias capas de formaciones litológicas cada vez más profundas que contienen diversos elementos contaminantes, entre ellos, diferentes tipos de rocas, sales, agua de formación, arcillas reactivas, así como la temperatura y presiones de la formación perforada que afectan a los sistemas de fluidos de perforación, sobre todo a los fluidos base agua; sin embargo, en la actualidad se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes y estables a los contaminantes, así como biodegradables y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora un pozo petrolero, aún más se deben utilizar fluidos de perforación que no dañen a la formación, ya que de hacerlo se deberán emplear operaciones de remediación costosas y no siempre efectivas.

Además, en las operaciones de perforación de pozos petroleros actuales se han diseñado sistemas de monitoreo que van mostrando parámetros de control durante la perforación, datos instantáneos y datos en tiempo de atraso, prácticamente toda la información se va guardando en una base de datos y, en algunas ocasiones, se grafica simultáneamente, con ello puede realizar una trazabilidad y verificar el comportamiento en tiempo pasado de la operación de cualquier día, en cualquier hora, incluso puede hacerse un análisis minuto a minuto, lo que ha permitido hacer análisis instantáneos cuando se presenta una contingencia y/o problema de la operación, apoyando con ello el respaldo de los datos del pozo cuando así se requiera.

Por otro lado, el lodo de perforación es el fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación de pozos, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como la detección de la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada, permiten al ingeniero de fluidos, controlarlos mediante el análisis del lodo continuo y accionar oportunamente, en el cambio de sus propiedades frente a los contaminantes que se puedan incorporar durante las operaciones de perforación y circulación del lodo en el sistema, por lo que puede existir una corrección oportuna de una variable que se incremente o se reduzca durante la operación, y con ello se puede mantener el control real de la perforación de pozos literalmente, si ningún contratiempo.

Con lo dicho anteriormente, se puede deducir que un fluido de perforación en excelentes condiciones, esto es dentro de parámetros -de acuerdo a un Programa de Fluidos previamente diseñado-, proporcionará una perforación del pozo sin problemas, y dicho contrariamente, un lodo de perforación en condiciones incorrectas, fuera del Programa de Fluido, arrojará invariablemente una perforación del pozo con altas probabilidades de presentar graves problemas.

5.1 Solución a problemas observados en el intervalo de 200 a 1161 metros

Con las anteriores premisas, se hace un análisis con base en el resumen operativo, el cual se presentó en el capítulo 4, y del cual se puede rescatar la siguiente información:

Con fecha del 01-ene-2016, se observa un incremento de la densidad del lodo de acuerdo a: Densidad de entrada= 1.07 [g/cm³]; densidad de salida= 1.09 [g/cm³], se da referencia de la profundidad de 444 [m], haciendo la observación que se perforaban cuerpos de arena media a gruesa intercalada con lutitas. A esa profundidad, se reporta también falla en el motor de la Temblorina #2, suspendiendo la perforación. Se interviene de inmediato la Temblorina #2 y se reanuda la circulación de lodo a gasto normal, esto es a 600 [GPM], lo anterior seguramente al cierre del día.

A partir de esto pueden deducirse las siguientes situaciones:

Se observa un incremento de la densidad del lodo de dos centésimas, del peso de la entrada con respecto a la salida, es decir, de 1.07 a 1.09 [g/cm³], también si se observan las tablas de los reportes del fluido de control de ese día, se puede observar un incremento de la viscosidad Marsh de 45 a 52 segundos, sin embargo la viscosidad plástica y el punto cedente se mantuvieron en valores de 14/12 respectivamente, deduciendo el inicio de una contaminación de sólidos indeseables en el sistema circulatorio. De igual forma se reporta que para el cierre del día 01-ene-2016, un incremento de la densidad promedio de sólidos, confirmando el inicio paulatino del incremento de sólidos provenientes de la formación.

Esta situación en la perforación con barrena de 26" y por las condiciones como se perfora, es decir, alto galonaje, abundante recorte a la salida, con una ROP promedio de 4 [min/m] en metros rotados y 5 [min/m] en metros deslizados, puede verse de manera normal, siempre y cuando sea detectada a tiempo y

corregida de inmediato. Por separado se reporta también un incremento del porcentaje de arena en el lodo de 0.5% a 1.0%, todavía en porcentajes bajos y con un nivel de control muy alto, es decir, dentro de una operación normal, se reporta adecuadamente, se analizan los datos y se procede a la corrección de dicho incremento de sólidos del lodo de perforación provenientes de la formación, de forma inmediata, realizando las siguientes acciones:

- Se suspende la perforación, sin suspender la circulación a bajo gasto, para permitir la intervención en la Temblorina #2 y permitir que los sólidos que van viajando en el espacio anular, no caigan al fondo perforado.
- Intervención rápida y adecuada al cambio del motor de la Temblorina #2.
- Revisión del estado físico de las mallas en la Temblorina #2, y cambio de mallas dañadas por mallas nuevas.
- Previamente, se tiene lodo “fresco” preparado en una de las presas, listo para refrescar el lodo del sistema circulante y diluir el incremento de sólidos incorporados de la formación, y mantener las columnas de lodo balanceadas, con la finalidad de optimizar las propiedades del fluido circulante y las operaciones de circulación del fluido.

Todo lo anterior, queda debidamente corroborado por los reportes operativos del día 02-ene-2016, los reportes de análisis del fluido de control, donde se muestra el restablecimiento de las propiedades del lodo y la continuidad de la perforación con una ROP y condiciones operativas generales estables, de acuerdo a lo reportado en el resumen operativo.

Desde que se inicia la perforación del intervalo 200 a 1161 [m], del metro 200 a 301 [m] se reportan varios intentos por tomar registro giroscópico y survey sin éxito. Esta toma de registros tiene como objetivo únicamente tomar la referencia y rumbo del pozo y se lee en los reportes que al intentar realizar estos registros no se pudieron tomar. A partir de la profundidad 550 se volvió a intentar la toma de los registros giroscópicos y del survey reestableciendo la señal y teniendo éxito. Se infiere que el bombeo de baches obturantes interfirió alguna

zona de los sensores bloqueando la señal, sin embargo con la circulación continua del lodo esa interferencia se eliminó. Es decir, no hubo necesidad de sacar la herramienta y al final no se vio afectado el programa direccional del pozo, e incluso se continuaron bombeando los baches hasta finalizar la perforación del intervalo, esto permitió no registrar pérdidas de lodo significativas, que vea afectado el buen desarrollo de la construcción del pozo.

La gran mayoría de las decisiones y acciones de corrección durante la perforación de un pozo, son de gran valor e inmediatas, cuando se establece lo siguiente:

- a)** Una buena comunicación real y confiable, entre todo el personal operativo que interviene en las operaciones y control del pozo.
- b)** Cuando se tiene un equipo de perforación en buenas condiciones y las debidas refacciones en el almacén, ya que la utilización de una refacción no puede precisarse, pero estadísticamente si es predecible.
- c)** Cuando el personal se encuentra debidamente entrenado y con la experiencia profesional para tomar las decisiones y realizar el trabajo en forma eficiente.
- d)** Cuando se cuenta con un Programa de Perforación, definido, claro y el mismo es comunicado en tiempo y forma a todo el personal involucrado.
- e)** Y desde luego, cuando se reacciona rápido y eficazmente ante un problema que surja.

Al finalizar la intervención de la Etapa, es sumamente importante, hacer una recopilación pronta y completa de todos los datos y sucesos ocurridos, para que los mismos puedan evaluarse y determinar el desempeño rubro por rubro de todas las variantes que intervinieron en la perforación del intervalo, para poder hacer un Resumen Final y proceder a documentar debidamente los resultados, para así definir y clasificar las lecciones aprendidas, haciendo uso de técnicas de manejo de causa-raíz en problemas detectados así como apoyarse en técnicas de calidad que permitan la lluvia de ideas y pueda aplicarse por ejemplo, un árbol de

decisiones, que permitirán que los próximos pozos a intervenir, cuenten con información de las experiencias tenidas, corrección de aquello con oportunidad de mejora y que el personal nuevo y/o en entrenamiento, se pueda decir, esté debidamente capacitado y entrenado.

Uno de los métodos Causa-Raíz que puede aplicarse, es el método de Ishikawa o espina de Pescado, a continuación, se hace una breve explicación del mismo.

5.2 Método de Ishikawa

El Método o Diagrama de Ishikawa, también llamado diagrama de causa-raíz o de espina de pescado por su forma gráfica, consiste en una representación o esquema en el que puede verse de manera relacional una especie de espina central, que es una línea en el plano horizontal, representando el problema a analizar y en las espinas secundarias se van determinando las diferentes causas-raíces que contribuyen al problema.

Es una de las diversas herramientas surgidas en ámbitos de la industria y de los servicios, para facilitar el análisis de problemas y sus soluciones.

Fue concebido por el licenciado en química japonés Dr. Kaoru Ishikawa en el año 1943, experto en el Control de Calidad, cuyo aporte fue la implementación de Sistemas de Calidad adecuados al valor del proceso en la empresa. Se le considera el padre del análisis científico de las causas de problemas en procesos industriales.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de un diagrama de Ishikawa.



Figura 5.1 Ejemplo del método de Ishikawa

5.2.1 Método de Ishikawa para el incremento de sólidos indeseables durante la perforación de un pozo

Para el caso particular del análisis de la perforación con fluido base agua del intervalo 200 a 1161 [m] del pozo Xanab 74, se detecta un cambio en el parámetro de los sólidos incorporados al sistema circulatorio, que aun cuando no afecta directamente al Programa de Operaciones y/o al descontrol de otros parámetros, por la acción de remediación oportuna, si es observado, medido, y controlado oportunamente.

Aplicando el Método de Ishikawa, nuestro gráfico queda como se muestra a continuación:

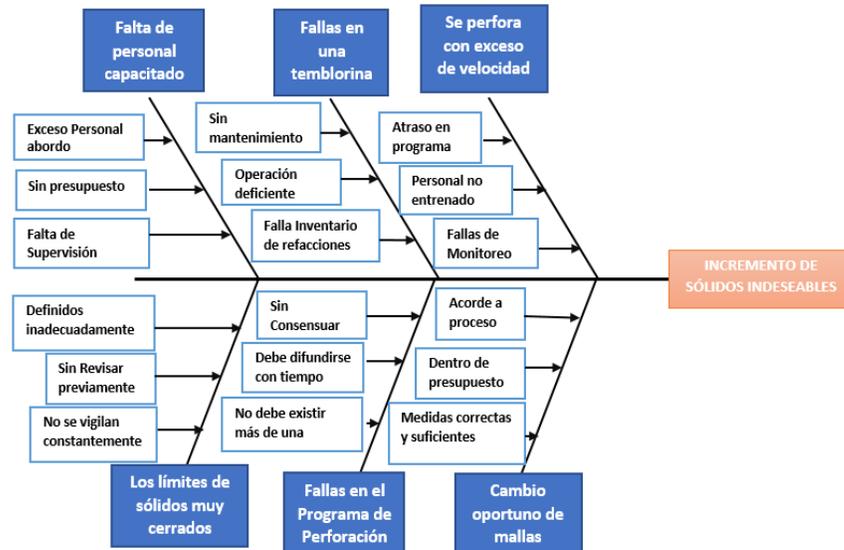


Figura 5.2 Método de Ishikawa aplicado al problema de incremento de sólidos indeseables en el fluido de perforación

5.2.2 Método de Ishikawa para problemas de pérdida de circulación durante la perforación de un pozo

En el caso particular del pozo Xanab 74, durante la intervención del intervalo 200 a 1161 m no se reporta pérdidas de lodo a la formación. Sin embargo, durante la perforación de un pozo estas pueden presentarse por diferentes situaciones tales como: perforación de zonas altamente porosas y permeables, por condiciones desfavorables del fluido de perforación, por inadecuadas prácticas operativas o una combinación de estos conceptos; por lo que se puede representar a continuación el diagrama de Ishikawa para esta situación.

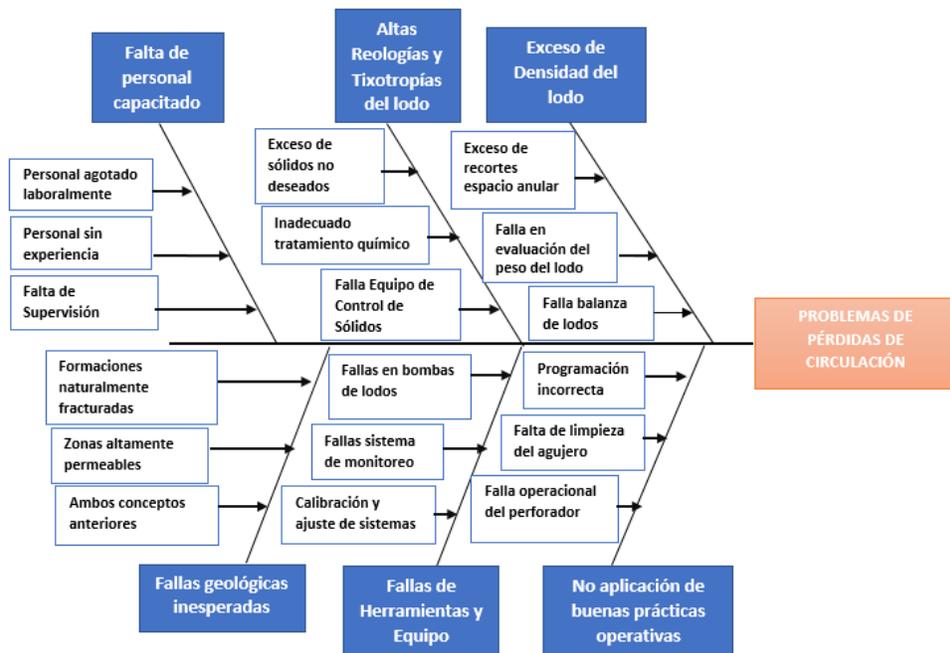


Figura 5.3 Método de Ishikawa aplicado al problema de pérdidas de circulación

5.2.3 Método de Ishikawa para problemas en la toma de registros giroscópicos y direccionales, como el MWD y el LWD durante la perforación de un pozo

Durante la perforación de un pozo se introducen herramientas que permiten que la sarta de perforación que lleve la orientación y el rumbo de acuerdo a un programa operacional, éste servicio de navegación de la sarta es costoso por lo que es importante que el programa direccional se produzca de manera efectiva y oportuna. A continuación se muestra un diagrama de Ishikawa correspondiente a la toma de estos registros.

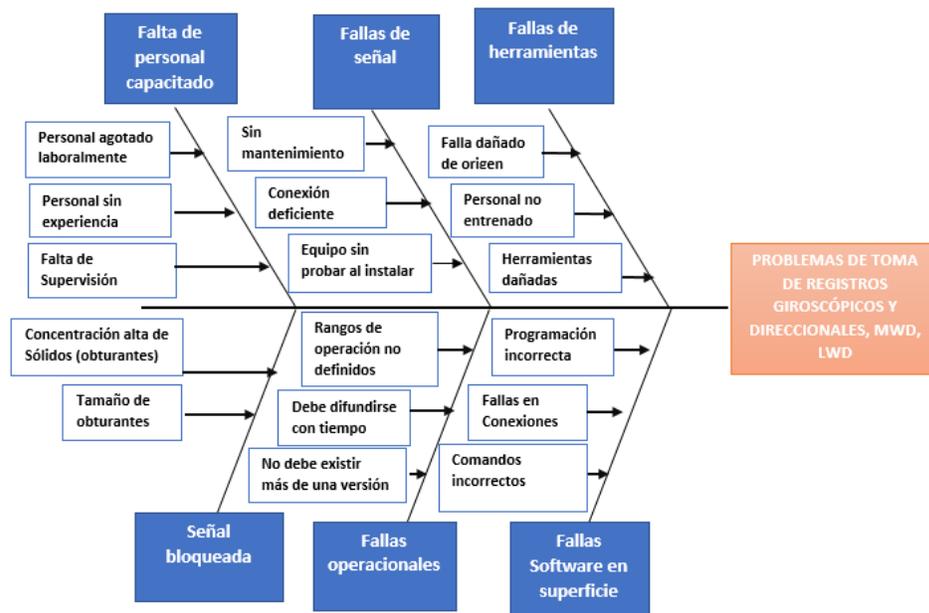


Figura 5.4 Método de Ishikawa aplicado para problemas de toma de registros giroscópicos y direccionales

Posteriormente, puede generarse una Árbol de decisiones, mismo en el que participará el personal de mayor experiencia y especializado en los temas

relacionados con los trabajos a desarrollar, y presentar de esta forma un resumen sencillo pero muy claro de la forma como se observaron los puntos de mejora.

5.3 Árbol de Decisiones

En las empresas todo el tiempo se toman decisiones, la gran mayoría bajo una estrategia que tome en cuenta la complejidad de las situaciones. Para facilitarlos, los expertos han creado metodologías que les permitan tomar el camino más adecuado, en beneficio de su organización y su personal. Una de ellas es el árbol de decisiones.

William T. Greenwood, autor del libro *“Teoría de decisiones y sistemas de información”*, explica que la toma de decisiones básicamente es una resolución de problemas, y como tal, se debe buscar la mejor alternativa, aplicar un diagnóstico adecuado y realizar una búsqueda minuciosa, para elegir la mejor alternativa basados en un proceso de ramificación. Este proceso de ramificación es el árbol de decisiones que permite estimar alternativas ante la solución de problemas. Su metodología se basa en separar estimados, desde consecuencias hasta costos y las empresas suelen utilizar este diagrama para determinar políticas empresariales o como herramienta para la solución de problemas por parte de los empleados.

Su objetivo es emplear distintos panoramas y poder seleccionar uno bajo números y propuestas objetivas, evitando la combinación de emociones.

5.2.1 Características de un árbol de decisión.

- Plantea el problema desde distintas perspectivas de acción.
- Permite analizar de manera completa todas las posibles soluciones.
- Provee de un esquema para cuantificar el costo del resultado y su probabilidad de uso.
- Ayuda a realizar las mejores decisiones con base a la información existente y a las mejores suposiciones.

- Su estructura permite analizar las alternativas, los eventos, las probabilidades y los resultados

El árbol de decisiones simboliza una serie de situaciones que ocurren de forma continua, es una herramienta utilizada para resolver problemas. Es una manera material de ver las opciones o posibilidades de resolución al problema, a su vez ayuda en la forma como pueden ser tomadas las decisiones.

Los árboles de decisión son herramientas excelentes para ayudar a realizar elecciones adecuadas entre muchas posibilidades. Un nodo de probabilidad indica que debe ocurrir un evento aleatorio de acuerdo a la naturaleza del problema, este tipo de nodos es redondo, los demás son cuadrados. Un nodo hoja representa el valor que devolverá el árbol de decisión y finalmente las ramas brindan los posibles caminos que se tienen de acuerdo a la decisión tomada. Un árbol de decisión lleva a cabo un test a medida que este se recorre hacia las hojas para alcanzar así una decisión. El árbol de decisión suele contener nodos internos, nodos de probabilidad, nodos hojas y arcos. Un nodo interno contiene un test sobre algún valor de una de las propiedades.

Ventajas

- Muestra los costos de oportunidad de los recursos y servicios, es decir, lo que dejó de utilizar o hacer por realizar la decisión que se tome.
- Otorga una estructura efectiva en la que se estima las opciones posibles y consecuencias de seleccionar una de ellas.
- En cuanto a negocios, funciona para determinar políticas en la compañía
- En el ámbito de administración financiera y gerencia es de gran ayuda puesto que mide el riesgo y beneficios de las decisiones tomadas.

Desventajas

- Es necesario que se tenga una variedad de alternativas de manera que sea necesaria la identificación de cada una optimizando los resultados a obtener.

- Al ser el árbol de decisión una serie de combinaciones es recomendable que se utilice cuando el número de acciones son pequeñas y no son posibles todas las combinaciones de las opciones puesto que se dificultaría mucho más la toma de decisión y el objetivo del mismo es hacer que dicha toma sea más sencilla.
- Si muchos valores son inciertos o muchos resultados están vinculados los cálculos se ponen complejos de manera que dificulta a la persona en su decisión.

La manera más fácil de entender el árbol es cuando hay pocas decisiones y resultados incluidos en éste. Cuando son grandes pueden ser complicados y tener un valor limitado. Así mismo cuando son demasiadas decisiones en el mismo árbol es menos preciso el resultado que se espera.

5.2.2 Terminología

Nodo de decisión: Indica que una decisión necesita tomarse en ese punto del proceso. Está representado por un cuadrado. 

Nodo de probabilidad: Indica que en ese punto del proceso ocurre un evento aleatorio. Está representado por un círculo. 

Rama: Nos muestra los distintos caminos que se pueden emprender cuando tomamos una decisión o bien ocurre algún evento aleatorio. 

5.2.3 Árbol de decisión para el pozo Xanab 74

El problema presentado en el siguiente árbol de decisiones es el de mantener los sólidos dentro del rango del programa de perforación.

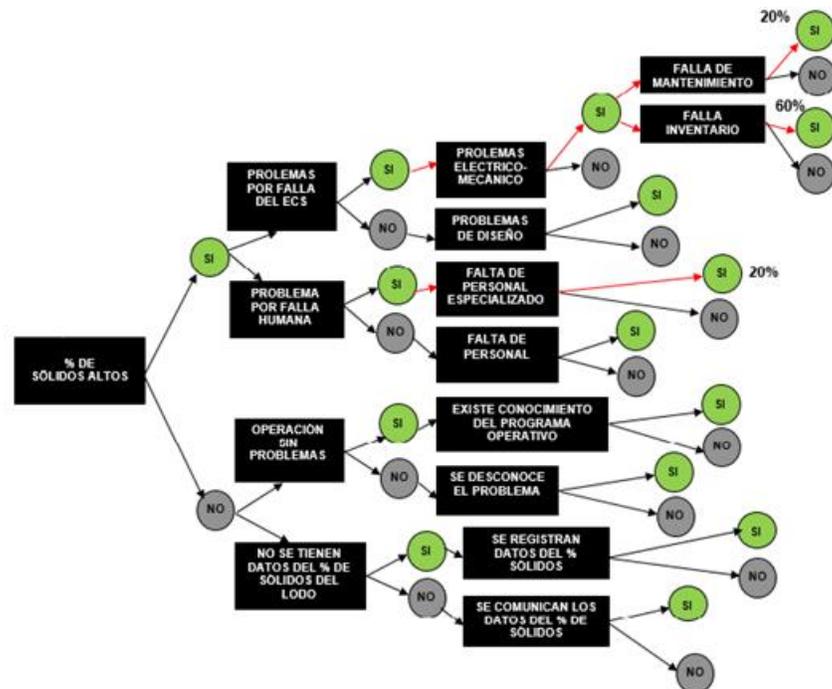


Figura 5.5 Árbol de decisiones aplicado al problema de incremento de sólidos indeseables en el fluido de perforación

Las herramientas anteriormente mencionadas, diagrama de Ishikawa y Árbol de decisiones, ejemplifican su utilización práctica directa para el análisis y evaluación de problemas específicos durante la perforación de un pozo. Estas herramientas no son limitativas, existen en la literatura una variedad de herramientas que pueden ser útiles como por ejemplo el árbol de fallas, diagrama de Pareto, hojas de control, flujograma, etc. Como ya lo hemos mencionado, su aplicación será posterior al desarrollo de los problemas y sus correspondientes soluciones, y permitirán que se realice una retroalimentación y se enuncien las lecciones aprendidas que servirán para mejorar las próximas intervenciones en pozos a futuro.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

El diseño de un pozo debe incluir un programa detallado para perforarlo con las siguientes características:

- Seguridad durante la operación (personal y equipo).
- Costo mínimo.
- Pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad programada, diámetro establecido, etcétera).

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Por lo tanto este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Como la predicción de presión de fracturamiento que requiere que la presión de formación sea determinada previamente. Este proceso ordenado y secuencial, permite que la perforación de pozos petroleros, sea cada vez más eficiente, segura y redituable. Desde luego los tiempos han cambiado y siempre será muy importante el enfocar este conjunto de operaciones, en que es un negocio y que además se invierte mucho dinero para poder obtener resultados favorables al término de la perforación de un pozo petrolero.

Es por ello que se vigila se realice bajo estrictas normas de seguridad, bajo rigurosos sistemas de control que aseguren que las operaciones no se desvíen del programa operativo previamente diseñado y que las actividades de iniciar, operar y terminar un pozo, sean exitosas, ya que cualquier desviación, retrabajo y/o corrección importante puede sacar de presupuesto la perforación de un pozo petrolero.

Por ello y debido a que un pozo de perforación se construye por etapas, se realiza al final de cada etapa, un informe detallado que presenta el resumen de las operaciones realizadas, los resultados obtenidos, problemas surgidos y las acciones tomadas y se comparan los tiempos reales de operación contra los

tiempos programados, con el fin de evaluar la calidad y costo del intervalo perforada.

Para el caso de la perforación del intervalo de 200 a 1161 [m] con fluido de perforación base agua del pozo Xanab 74, las premisas mencionadas anteriormente se cumplen cabalmente, y al final se desglosan las lecciones aprendidas, mismas que conjuntamente con el reporte final, presentan el desempeño general de la operación y que en este trabajo de Tesis, el análisis también se focaliza al desempeño del fluido de perforación BAMIL SB.

En general el desempeño del fluido fue satisfactorio, presentando sólo un inicio de contaminación por sólidos indeseables (sólidos de la formación), que fueron debidamente controlados por las acciones inmediatas y eficientes y que en el Capítulo 4, se realizó un análisis detallado del caso.

De igual forma se mencionaron las técnicas causa-raíz que pueden utilizarse para el análisis de algún problema reportado, lo que permitirá documentar en forma adecuada dicho problema y las soluciones posibles de ejecutar.

Un punto muy importante es el crear la cultura de que todos los reportes generados durante la perforación de un pozo, por ejemplo: resumen operativo, registros del programa direccional, litología por parte del geólogo, RECAP's por parte de la compañía que proporciona el servicio de fluidos de perforación, etc., estén completos e informen cabalmente los datos se generan durante la operación, para que al final toda la información pueda ser utilizada para realizar un análisis real de problemas reales y con soluciones verídicas. Y que además el utilizar sistemas de monitoreo no permite que la redacción de la operación "sea inventada".

Es importante comentar que la utilización de fluidos base agua empleando agua de mar contribuye a un ahorro económico de la perforación, esto debido a la disponibilidad que tiene en las plataformas petroleras.

En el desarrollo de este trabajo logré comprender la importancia que tiene durante la perforación de un pozo el desempeño de un fluido de control, es decir, que las propiedades fisicoquímicas se encuentran dentro de los parámetros que marca un programa de perforación para que de esta manera se pueda llevar a cabo sin desviaciones.

También logré comprender la importancia que tiene la correcta comunicación y el trabajo en equipo durante las operaciones de perforación.

Por otro lado, durante el estudio y análisis del fluido base agua de mar, se puede realizar un desglose de cada variante que se encuentra presente en la perforación y comprender la interacción que estas variables tienen entre sí.

El análisis realizado en este trabajo de Tesis debe hacerse etapa por etapa, para conformar un historial completo de la perforación del pozo.

Finalmente aprendí diferentes conceptos operativos que se realizan en campo y que difícilmente se pueden aprender dentro de un aula.

Recomendaciones

El mantenimiento del fluido de perforación BAMIL SB, y por consecuencia la variación de las concentraciones del lodo se puede resumir, de acuerdo a las siguientes prácticas operativas, recomendadas en la misma cédula técnica del fluido empleado:

- Determinar de una manera exacta la cantidad de agua de mar que se agregará al sistema para poder calcular una concentración adecuada de los productos utilizados.
- Si el diseño de las presas de fluido lo permite, no se debe agregar ningún producto a la succión ya que todo el sistema se debe homogenizar antes de la succión.
- Optimizar el uso de todo equipo de control de sólidos disponible para disminuir al mínimo el contenido de sólidos de baja gravedad, reduciendo de esta manera la dilución.

Conclusiones y Recomendaciones

- Reponer la concentración de los polímeros por el consumo en los sólidos procesados por las unidades de control de sólidos.
- Dependar principalmente de los valores de viscosidad plástica, punto cedente y geles para iniciar cualquier tratamiento, no basarse en la viscosidad Marsh.
- Un alto valor de la viscosidad Marsh del sistema no es señal de alarma.
- Un punto cedente mayor que la viscosidad plástica ayuda a optimizar la limpieza del agujero.
- Si se rebaja cemento, se recomienda un tratamiento previo con Soda Ash, de esta manera se minimizarán los efectos de la contaminación del cemento.
- Mantener el MBT en valores de 15 a 60 kg/m³. Un E.C.S deficiente mantendrá valores altos de MBT.

Las adiciones de los polímeros deben ser hechas de una manera lenta y constante para asegurar su distribución uniforme a través de todo el sistema. Altos niveles de agitación van a ayudar a un mezclado más uniforme y efectivo.

Así mismo, se recomienda mantener el monitoreo de los 3 inhibidores (KCl, Complejo ácido de amina en solución acuosa y la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada dispersa en aceite mineral) que el sistema posee, además de su reposición durante la perforación. Una tendencia de incremento de la formación a mallas y superficies metálicas no es solamente señal de una inhibición inadecuada, podría ser síntoma de un mal funcionamiento de los equipos de control de sólidos.

En cuanto a los equipos de control de sólidos se debe verificar lo siguiente:

- Se debe de comprobar el funcionamiento correcto de cada uno de los equipos (zarandas, limpiadores, centrifugas, etc.)
- Se deberá de realizar un inventario de las diferentes calidades de mallas, que deberán satisfacer los requerimientos en cada programa de intervalo a perforar.

- Se deberá contar con las refacciones mecánicas y eléctricas suficientes en caso de que algún accesorio y/o motor fallara durante la operación.
- Deberá monitorearse a través de una compañía de tercería la eficiencia de cada equipo de control de sólidos, así como recibir sus recomendaciones técnicas.
- Contar con personal capacitado.

En cuanto a los sistemas de monitoreo, éstos deberán de estar debidamente calibrados y funcionando perfectamente para que el registro de la operación se lleve a cabo de forma eficiente.

En general deberá de existir una comunicación eficiente entre todo el personal involucrado en la operación y que la misma sea registrada en tiempo y forma (reporte operativo, análisis de fluido de perforación, reporte del trabajo direccional, etc.).

BIBLIOGRAFÍA

- "Manual de la Perforación MI, Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación"*. (2002).
- American Petroleum Institute. (2012). *"Recommended Practice on Drilling Fluid Processing System Evaluation"*. Texas, USA.
- ASME Shale Shaker Committee. (2004). *"Drilling Fluids Processing Handbook"*. USA: Gulf Professional Publishing.
- Australian Drilling Industry Training Committee Limited. (1997). *"The Manual of Methods, Applications, and Management"*. USA: CRC Press.
- Baroid/Halliburton Energy Services Inc. (2000). *"Manual de Fluidos Baroid"*. Houston, Texas, E.U.A.
- Borgoyne, A. (1991). *"Applied Drilling Engineering"*. Texas, USA: SPE.
- Caen, R., Darley, H., & Gray, G. (2016). *"Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids"*. Massachusetts, USA: Gulf Professional Publishing.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). *"Documento Técnico 2, La Tecnología de la Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos"*. Ciudad de México, México.
- FIPETROL Latinoamérica. (1991). *"Fluidos de Perforación"*.
- Instituto Americano del Petróleo. (2001). *"Manual de Fluidos de Perforación, Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación"*. Dallas, Texas, E.U.A: API.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (s.f.). *"Manual de Herramientas Especiales"*. Ciudad de México: IMP.
- Instituto Uruguayo de Normas Técnicas. (2009). *"Herramientas para la Mejora de Calidad"*. Montevideo, Uruguay.

- Lyons, W. (2009). *"Working Guide to Drilling Equipment and Operations"*. Massachusetts: Gulf Professional Publishing.
- McCray, A. W., & Cole, F. W. (1982). *"Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros"*. CECSA.
- MI SWACO. (2001). *"Manual of Drilling Fluids Technology"*.
- Mitchell, R. (2011). *"Fundamentals of Drilling Engineering"*. Texas, USA: SPE Textbook.
- Morones, A. (2013). *"Interpretación Petrofísica en Pozos de un Campo de la Región Marina Suroeste"*. Ciudad de México.
- NL Baroid. (1983). *"Drilling Mud Handbook"*.
- Okrajni, S., & Azar, J. (September 22-25, 1985). "The Effects of Mud Rheology on Annular Hole Cleaning in Directional Wells", SPE Paper No. 14178. *Annual Technology Congerence and Exhibition*.
- Ruiz-Falcó, A. (2009). *"Herramientas de Calidad"*. Madrid.
- Smith, V., & Martin, A. (1974). *"Drilling Fluids Technology"*.