

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

NUEVA TECNOLOGÍA APLICADA A ZONAS DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO BORBURATA-BARINAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Argenis R. Vera G
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

NUEVA TECNOLOGÍA APLICADA A ZONAS DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO BORBURATA-BARINAS

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Pedro Díaz

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Juvenal Rincón

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Argenis R. Vera G
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

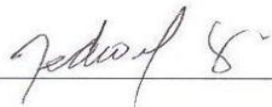
Caracas, Noviembre 2011

Caracas, Noviembre del 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado Presentado por el Bachiller Vera G. Argenis R., titulado:

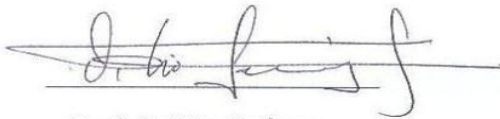
“Nueva Tecnología aplicada a Zonas de Pérdida de Circulación en el Campo Borburata-Barinas”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Díaz
Tutor Académico

Ing. Juvenal Rincón
Tutor Industrial



Prof. Ovidio Suárez
Jurado Principal



Prof. Evelyn Azuaje
Jurado Principal

Dedicatoria

A Dios todopoderoso y a la Divina Pastora, por haberme acompañado en cada minuto de mi vida, entregándome la constancia, perseverancia, fuerza y dedicación necesaria para culminar mi carrera con éxito.

A mi mamá Ana Garces, por las enseñanzas que me ha ofrecido toda la vida, gran ejemplo a seguir, por todo el esfuerzo y sacrificio que realizó para convertir este sueño en una realidad, todo lo que soy es gracias a ti.

A mi papá Argenis Vera, hermanos Luis D. y Jesús E. por ser esa fuente de inspiración necesaria para cumplir esta meta y avanzar un nuevo escalón en mi vida.

A mi padrino, tío y amigo Luis Garces, quien estuvo conmigo en todo momento prestándome toda su ayuda a cualquier hora y lugar, un gran apoyo incondicional.

A mi novia Elisemar Avila, quien a lo largo de la carrera estuvo presente en la buenas y malas, ayudándome y prestándome todo su apoyo.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a la Ilustre Universidad Central de Venezuela, quien en sus aulas me ha enseñado todo lo que se sabe sobre mi carrera, definitivamente la casa que vence la sombra.

También quiero agradecer a mi tutor académico Ing. Pedro Díaz, quien me guió en esta investigación, fue de gran ayuda y enseñanza a lo largo de mi aprendizaje. Asimismo a mi tutor industrial Ing. Juvenal Rincón, quien me dio la oportunidad de realizar el Trabajo Especial de Grado en el laboratorio que dirige, su enseñanza es de gran importancia.

A mis profesores por sus sabios conocimientos, consejos y orientaciones, lo que hizo posible la culminación de mi carrera.

A todas aquellas personas, familiares, amigos y compañeros de estudios que de una forma u otra han aportado a este logro.

Vera G., Argenis R.

NUEVA TECNOLOGÍA APLICADA A ZONAS DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO BORBURATA-BARINAS

**Tutor académico: Prof. Pedro Díaz. Tutor industrial: Ing. Juvenal Rincón.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011, 95 p.**

Palabras Clave: Fluidos viscoelásticos, Campo Borburata, Pérdida de circulación.

Resumen. Los problemas asociados a la pérdida de circulación del fluido de perforación son graves y van desde atascamiento de tubería, derrumbe de las paredes del hoyo, reventones, peligro al personal y hasta la pérdida del pozo. En el Campo Borburata en el estado Barinas se presenta esta problemática en la Formación Escandalosa, objetivo primario del campo, por ser una zona agotada con vugas y naturalmente fracturada. Por otra parte, los fluidos viscoelásticos, son fluidos que presentan propiedades viscosas como un líquido y elásticas como un sólido, son capaces de soportar altas presiones y temperaturas, su principal característica es su reología invertida, donde su punto cedente es mayor a su viscosidad plástica, lo cual es de gran ayuda para perforar pozos bajo la presencia de formaciones agotadas, presurizadas, fracturadas y/o falladas. El objetivo de esta investigación es evaluar la efectividad del uso de fluido viscoelástico en las zonas de pérdida de circulación en el campo Borburata. Se realiza un estudio de las propiedades geológicas del campo. Se muestran los resultados de pruebas realizadas al fluido viscoelástico, así como a otro fluido aplicado en el mismo campo, también se muestran los resultados obtenidos de la aplicación de fluidos viscoelásticos en dos pozos del campo. Se llega a la conclusión que este tipo de fluido es estable hasta 300°F, demostró excelentes resultados en su aplicación, proporcionando un sello efectivo y minimizando las pérdidas de circulación en el miembro "O" de la Formación Escandalosa.

Índice General

	Pág.
Lista de Tablas.....	ix
Lista de Figuras.....	x
Introducción.....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.1 OBJETIVOS.....	4
1.1.1 Objetivo General.....	4
1.1.2 Objetivos Específicos.....	4
1.2 LIMITACIONES Y ALCANCE.....	5
1.3 JUSTIFICACION.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES.....	7
2.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	8
2.2.1 Funciones del Fluido de Perforación.....	10
2.2.2 Tipos de Fluidos de Perforación.....	12
2.2.3 propiedades de los Fluidos de Perforación.....	16
2.3 FLUIDOS VISCOELÁSTICOS.....	22
2.3.1 Definición.....	22
2.3.2 Propiedades.....	22
2.3.3 Aplicaciones de los Fluidos Viscoelásticos.....	27
2.3.4 Preparación de Fluidos Viscoelásticos.....	28
2.4 INFORMACIÓN DEL CAMPO BORBURATA.....	31
2.4.1 Formación Escandalosa.....	33
2.4.2 Formación Gobernador.....	34
2.4.3 Problemática del campo.....	35
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	37
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	37
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	39

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.....	40
3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS...	42
3.4.1 Técnicas.....	42
3.4.2 Instrumentos.....	43
3.5 PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	51
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	52
4.1 CAMPO BORBURATA.....	52
4.2 FLUIDO VISCOELÁSTICO.....	53
4.3 POZO BOR-48.....	56
4.3.1 Resumen operacional del pozo BOR-48.....	61
4.4 POZO BOR-35.....	63
4.4.1 Resumen operacional del pozo BOR-35.....	68
4.5 COMPARACIÓN ENTRE EL SISTEMA DE FLUIDO VISCOELÁSTICO Y UN SISTEMA CONVENCIONAL DE FLUIDO DE PERFORACIÓN USADO EN EL MISMO CAMPO.....	70
4.6 RESULTADOS DE SU APLICACIÓN.....	75
CONCLUSIONES.....	77
RECOMENDACIONES.....	79
GLOSARIO.....	80
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	84

Lista de Tablas

		Pág.
Tabla 4.1	Formulación Sistema PERMAVISC®.....	54
Tabla 4.2	Formulación del lodo del pozo BOR-48.....	58
Tabla 4.3	Información General Pozo BOR-48.....	60
Tabla 4.4	Propiedades del sistema de Fluido Viscoelástico durante la perforación del pozo BOR-48.....	62
Tabla 4.5	Distribución de pérdidas de circulación por formación durante la perforación del hoyo productor del pozo BOR-48.....	63
Tabla 4.6	Formulación del lodo del pozo BOR-35.....	65
Tabla 4.7	Información General Pozo BOR-35.....	67
Tabla 4.8	Propiedades del sistema de Fluido Viscoelástico durante la perforación del pozo BOR-35.....	69
Tabla 4.9	Distribución de pérdidas de circulación por formación durante la perforación del hoyo productor del pozo BOR-48.....	69
Tabla 4.10	Formulación del sistema de polímero con goma xántica...	70
Tabla 4.11	Resultados de Reología de la Prueba especial Fann 70 a diferentes temperaturas del Fluido viscoelástico.....	71
Tabla 4.12	Resultados pruebas reológicas al fluido Master Xan de Tecnoquim C.A a base de agua dulce.....	72
Tabla 4.13	Resultados de las pruebas físicas realizadas al fluido viscoelástico y convencional.....	74

Lista de Figuras

		Pág.
Figura 2.1	Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	13
Figura 2.2	Balanza de lodo.....	17
Figura 2.3	Embudo Marsh.....	18
Figura 2.4	Viscosímetro Rotativo.....	19
Figura 2.5	Comportamiento Normalizado de un fluido siguiendo el Modelo de Maxwell.....	26
Figura 2.6	Sección NO-SE de la cuenca Barinas-Apure.....	31
Figura 2.7	Ubicación del Campo Borburata.....	31
Figura 2.8	Columna estratigráfica tipo del Campo Borburata.....	32
Figura 3.1	Viscosímetro Fann 70.....	44
Figura 3.2	Filtro Prensa API (Baja temperatura/baja presión).....	46
Figura 3.3	Filtro prensa HP-HT.....	48
Figura 3.4	Equipo de retorta.....	49
Figura 3.5	pH-metro.....	50
Figura 4.1	Diagrama mecánico pozo BOR-48.....	59
Figura 4.2	Diagrama mecánico del pozo BOR-35 (desviado tipo J)...	66
Figura 4.3	Comportamiento del punto cedente y viscosidad plástica del fluido viscoelástico.....	73
Figura 4.4	Comportamiento del punto cedente y viscosidad plástica del Master Xan.....	73

Introducción

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, es uno de los elementos más importantes en las labores de perforación de un pozo de petróleo y/o gas, entre sus funciones destacan transportar los ripios de la perforación hasta la superficie, mantener la estabilidad del hoyo, controlar las presiones de formación, entre otras, sin embargo, unos de los problemas que se presentan con mayor frecuencia a nivel mundial es la pérdida de circulación o pérdida de retorno, que se caracteriza porque el fluido que es bombeado desde la superficie a través de la sarta de tubería no retorna a la superficie. Este problema se puede presentar cuando la formación en cuestión posee fracturas, es altamente permeable, muy porosa o es una formación cavernosa, otra causa es el exceso de presión hidrostática, debido a la elevada densidad del fluido.

Los fluidos viscoelásticos son fluidos pseudoplásticos, es decir, fluido cuyo comportamiento es independiente del tiempo y se caracterizan por ser, viscosos como un líquido y elásticos como un sólido. Un fluido viscoso se deforma o fluye al aplicarle tanto un esfuerzo como una deformación, pero no se recupera cuando se suspende la fuerza, mientras que un fluido elástico recupera su forma original al remover el esfuerzo, siempre y cuando la deformación no exceda el límite elástico del material.

El Campo Borburata se encuentra a 20 Km al suroeste de la ciudad de Barinas. El objetivo primario es el miembro "O" de la Formación Escandalosa y el objetivo secundario es el miembro "A/B" de la Formación Gobernador. La Formación Escandalosa perteneciente al Cretácico, está formada principalmente por calizas naturalmente fracturadas con presión de poro muy baja (1900 lpc a 11.700 pies) y temperatura de fondo de 290°F. En un principio en este campo se perforaba sobre balance con una densidad de fluido convencional entre 8,4 y 9,7 lpg presentándose problemas severos de pérdida de circulación y pega diferencial, luego se usó en el

pozo BOR-19 fluido base aceite nitrogenado para reducir la densidad y siguieron los problemas de pérdida, se cambió el fluido a espuma en el pozo BOR-20 y BOR-24 con el cual se obtuvieron buenos resultados sin pérdida de fluido y buena limpieza del hoyo; pero debido a la escasez de algunos aditivos requeridos para la espuma se utilizó una emulsión inversa nitrogenada en el pozo BOR-26.

Debido a los altos costos de separar y comprimir el nitrógeno para el fluido, se originó la propuesta de usar fluido viscoelástico para los pozos BOR-27 y BOR-28 del Campo Borburata, con el cual se consiguieron buenos resultados con pérdidas moderadas de fluido.

El objetivo de esta investigación es analizar el comportamiento del Fluido Viscoelástico como nueva tecnología aplicada al Campo Borburata en el estado Barinas.

Para cumplir con dicho objetivo, la investigación se estructuró en cuatro capítulos, éstos son:

- Capítulo I. El problema, se presenta en forma detallada el planteamiento del problema, se define el objetivo general e indica cuales son los objetivos específicos que llevaron a su alcance, además, se plantea la justificación de la investigación, limitaciones y alcance.
- Capítulo II, Marco Teórico, contiene los antecedentes de la investigación, información del campo y las bases teóricas que sustentan el mismo.
- Capítulo III, Marco Metodológico, se determina el tipo y diseño de la investigación, población y muestra de estudio, técnicas e instrumentos de recolección de datos.
- Capítulo IV, Análisis de Resultados, en el cual se estudian y analizan los resultados obtenidos, basados en los objetivos específicos planteados, determinando de esta manera el cumplimiento o no de los mismos.

Y por último las Conclusiones y Recomendaciones, donde se emiten las conclusiones respectivas en cuanto a los resultados de la investigación. Y se realizan las respectivas recomendaciones que contribuyan a mejorar en futuras investigaciones cualquier error cometido.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General

Evaluar la efectividad del uso de Fluido Viscoelástico en las zonas de pérdida de circulación en el Campo Borburata en Barinas.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Identificar características que describen el Campo Borburata en el estado Barinas.
- Realizar pruebas en el laboratorio al fluido viscoelástico.
- Analizar los resultados de las pruebas físicas, químicas y reológicas realizadas en el laboratorio del fluido viscoelástico.
- Describir el comportamiento del Fluido Viscoelastico como controlador de filtrado en los pozos del Campo Borburata.

- Describir el comportamiento del Fluido Viscoelastico como ayudante con el carbonato de calcio a controlar las pérdidas de circulación en el Campo Borburata.
- Comparar el fluido Viscoelastico con otros fluidos utilizados en el mismo Campo Borburata.

1.2 LIMITACIONES Y ALCANCE

La limitación notable para la realización de esta investigación radica en la necesidad de hacer continuos viajes al estado Zulia, donde se encuentra el laboratorio de la empresa PRO-AMBIENTE S.A y las muestras del fluido para realizar las pruebas del mismo, limitando el número de pruebas a realizar. Sin embargo se cuenta con los datos suficientes para realizar la investigación.

Este Trabajo Especial de Grado pretende analizar el uso de fluido viscoelástico en el Campo Borburata en el estado Barinas, como solución a los problemas de pérdida de circulación que se presenta en dicho campo.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los problemas asociados a la pérdida de circulación de fluido de perforación son graves y van desde atascamiento de tubería, derrumbe de las paredes del hoyo, reventones que pueden causar grandes problemas como contaminación ambiental, peligro al personal y hasta la pérdida del pozo; por esta razón es importante estudiar a fondo las causas que originan esta problemática, así como los productos y técnicas empleadas para evitar este problema.

En la arena productora del Campo Borburata en el estado Barinas se presenta esta situación por tratarse de una formación naturalmente fracturada, en donde han ocurrido grandes problemas de pérdidas de lodo, por estas razones es de suma importancia estudiar lo que ocurre en la formación y el comportamiento de los fluidos en esta zona.

Cabe señalar que la investigación está direccionada a procesar, analizar y así documentar la información y datos obtenidos de las pruebas de laboratorio, con el fin de evaluar la efectividad del uso de ese fluido como controlador de filtrado en el campo de estudio.

Este trabajo de investigación se encuentra apoyado por la empresa PRO-AMBIENTE S.A, distribuidor exclusivo de BAKER HUGHES INTEQ, ubicado en el sector Las Morochas en Ciudad Ojeda, estado Zulia Venezuela, que brindará todo su apoyo para la realización satisfactoria de la misma, así como los datos y pruebas necesarias para su desarrollo.

La necesidad de recopilar todo lo referente al fluido viscoelástico radica en la carencia de información documentada que existe dentro de la empresa con la que se encuentra apoyada esta investigación, y que a su vez emplea dicho fluido desde hace aproximadamente 2 años, es por ello que posee interés en la realización de este trabajo investigativo y aportará la mayor información, conocimientos y experiencias de la aplicación de dicho producto, de forma de garantizar el éxito de esta investigación; además de ello, este trabajo quedará a disposición de toda aquella persona interesada en conocer las bondades y aplicación de esta tecnología.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

En toda investigación es necesario referir antecedentes o estudios previos que se vinculen con la misma, esto sirve como base para darle relevancia al trabajo, a través de estudios realizados anteriormente, es por ello que se consultaron trabajos especiales de grado y publicaciones donde se evidencia que existen otros estudios relacionados con el mismo, entre ellos:

Sierra, B. (2003), en su trabajo titulado “Evaluación de los tratamientos de pérdidas de circulación en pozos perforados en la U.E Barinas”, cuyo objetivo principal se basa en una investigación aplicada de campo, enmarcada en un diseño no experimental, donde se consideraron los pozos en las áreas perforadas de Borburata y Bejucal, los cuales fueron tratados de acuerdo a la pérdida de circulación o pérdida de retornos, presentada durante el proceso de investigación. Se describieron las pérdidas totales o parciales del fluido a la formación, que fueron resultado de un excesivo aumento de presión hidrostática y anular. Los resultados de la investigación indicaron que dependiendo de la magnitud del volumen de pérdida de fluido hacia la formación, las operaciones de perforación son afectadas, existiendo la necesidad de solventar y controlar mediante la aplicación de materiales puenteantes inyectados por medio de píldoras hacia la zona de pérdida, observándose una efectividad en los tratamientos del 95 %.

Boscan, L. (2007), en su trabajo titulado “Diseño de un fluido de perforación viscoelástico con sales de formiatos para la perforación en el área de altos de

Ceuta” cuyo objetivo principal fue diseñar un fluido base agua para ser utilizados en el área de Altos de Ceuta, con la finalidad de estudiar el funcionamiento en el pozo VLG-3905. Se realizaron una serie de ensayos convencionales y especiales a distintos polímeros viscosificantes para garantizar la viscoelasticidad del sistema y también para determinar la concentración de formiato de potasio y formiato de sodio con bentonita y arcillas de formación, que permitieron determinar las propiedades físicas y químicas, antes y después de someter el fluido a envejecimiento. El estudio dio como resultados la eficiencia del uso de la goma xántica que es el polímero básico en la formulación de la píldora sellante usada y su concentración para solventar la problemática de este pozo, la capacidad de alcanzar mínimas concentraciones requeridas para que el fluido sea denominado viscoelástico, demostrando tolerancia a la contaminación de sólidos de perforación y crudos del pozo, siendo estable hasta 280 °F.

Kakadjian, S; Blanco, J; Graterol, L; Atencio, B (PDVSA); Barrera, M (LUZ); Barboza, (Inpark drilling fluids), (2004). “Metodología para evaluar fluidos de perforación viscoelásticos” definen los fluidos viscoelásticos como aquellos que deben cumplir con una serie de premisas tales como que su componente elástico tenga un módulo mayor que su componente viscoso y se realizó un estudio sobre 11 muestras de fluidos de perforación comerciales propuestos y/o utilizados en los yacimientos LL-05, LL-04 y LL-03 del occidente del país, determinando el perfil reológico en el rango de viscoelasticidad lineal mediante el uso de reometría dinámica lo cual permitió cuantificar el grado de elasticidad y ordenarlos en función de dicho grado.

2.2 FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos de perforación, o lodos, son los fluidos utilizados en las tareas de perforación de un pozo, éstos juegan un papel muy importante en la buena práctica de la perforación circulando a través del hoyo, ellos deben cumplir con

una serie de funciones, entre ellas mantener las paredes y limpieza del hoyo. El fluido de perforación junto con los equipos de circulación forma el sistema de circulación, tan importante en los taladros.

Según la historia petrolera, el fluido de perforación comenzó a usarse por primera vez en el año 1901, fecha que coincide con los principios de la perforación rotatoria en Texas en los Estados Unidos, a partir de esa fecha ha evolucionado de tal manera, que al principio sólo se usaba una mezcla de agua y arcilla sin ningún tipo de control de densidad, viscosidad entre otras propiedades, hoy en día un fluido de perforación contiene una serie de aditivos que hacen posible una perforación exitosa.

Según el manual de fluidos de PDVSA CIED “El fluido, es el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad del hoyo durante la perforación del pozo...” y “...El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos”.

El fluido de perforación es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar. En el lenguaje de campo, también es llamado Barro o Lodo de Perforación, según la terminología más común en el lugar. [4]

Los fluidos de perforación no deben ser tóxicos al ambiente, corrosivos ni inflamables, debe ser inerte al desarrollo de bacterias y mantener sus propiedades en altas temperaturas y presión, propias para cada pozo.

2.2.1 Funciones del Fluido de Perforación

Para lograr con éxito el objetivo de perforar un pozo, se debe usar un fluido de perforación que cumpla con las siguientes funciones:

- Transportar los ripios de perforación y los derrumbes o cortes hasta superficie. Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la mecha. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la sarta de perforación y a través de la mecha, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.
- Mantener en suspensión las partículas cuando se detiene la circulación. 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.
- Controlar las presiones de formación. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando un densificante para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del hoyo. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación, mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la profundidad vertical verdadera (TVD por sus siglas en inglés) del pozo.
- Limpiar, enfriar y lubricar la mecha y los tubulares de perforación. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la mecha 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 mecha y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. Además

de enfriar, el fluido de perforación lubrica la sarta de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

- Prevenir derrumbes de formación soportando las paredes del hoyo. La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.
- Suministrar un revoque liso, delgado e impermeable para proteger la productividad de la formación. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque 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.
- Ayudar a soportar el peso de la sarta de perforación y de revestimiento. El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la sarta de perforación o de la sarta de revestimiento a través de la flotación. Si una sarta de perforación, forro o sarta de revestimiento están suspendidas en el fluido de perforación, esa es elevada por una fuerza igual al peso del fluido desplazado, reduciendo por tanto la carga del gancho en la grúa. La flotación está directamente relacionada al peso del fluido, de modo que un fluido de 18 lb/gal proporcionara dos veces la flotación de un fluido de 9 lb/gal.
- Transmitir la potencia hidráulica a la formación por debajo de la mecha. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP por sus siglas en inglés), mejorando la remoción de recortes en la mecha. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la mecha y las herramientas de medición al perforar (MWD por sus siglas en inglés) y registro al perforar (LWD por sus siglas en inglés).

- Proveer un medio adecuado para llevar a cabo la evaluación de formaciones (perfilaje o registros). La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas de la formación después de la perforación también afectan la evaluación del yacimiento.

Aunque cada pozo tiene necesidades distintas, y la prioridad de cada función varía, las de mantener las presiones de formación y de retirar los ripios de la perforación, son las funciones más importantes.

2.2.2 Tipos de Fluidos de Perforación

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, aceite (aceite diesel, aceite mineral o fluido sintético como fase continua), emulsiones o mezcla de gas-líquido. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características viscosas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas. En la figura 2.1 se muestra la clasificación de los fluidos de perforación.

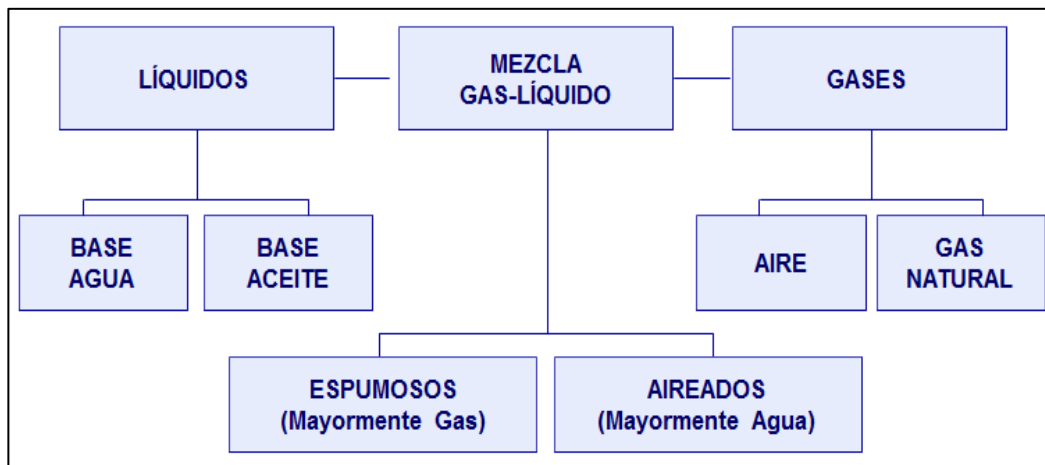


Figura. 2.1 Clasificación de los Fluidos de Perforación. [5]

El tipo de fluido utilizado en la perforación rotatoria en sí, en el reacondicionamiento y terminación de pozos es elemento decisivo en cada una de estas operaciones. Pues las características del fluido tienen relación con la interpretación de las observaciones hechas de los estratos penetrados, ya sean por muestras de ripios tomadas, núcleos, registros de litología, de presión o de temperatura; pruebas preliminares en hoyo desnudo; tareas de pesca, etc.

- **Fluidos de perforación base agua:** según el manual de PDVSA los fluidos base agua son aquellos cuya fase líquida o continua es agua, se puede usar agua dulce o agua de mar. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones no reactivas, de baja presión de formación, productoras o no productoras de hidrocarburos.
- **Fluidos de perforación base aceite:** No contienen agua en su composición, o en su defecto, dependiendo del tipo de emulsión, se puede encontrar en un porcentaje considerable. Es un fluido con aceite diesel, aceite mineral o fluido sintético como fase continua. Una de sus principales características es que elimina el riesgo de contaminación en

zonas productoras, los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas. En los lodos que contienen un porcentaje de agua en su composición, se usa sal de cloruro de calcio como la fase emulsionada para inhibir el hinchamiento de las arcillas de la formación. [3]

- **Fluidos de perforación espumosos:** Las espumas usadas como fluidos de perforación, consisten de una fase líquida continua, que forma una estructura celular alrededor del gas entrampándolo. Las espumas pueden llegar a alcanzar viscosidades extremadamente altas, y al mismo tiempo sus densidades son usualmente menores a un medio de las del agua. Con esta combinación de alta viscosidad y baja densidad, los fluidos espumados pueden incorporar varios beneficios a las operaciones de perforación, tales como: una alta eficiencia en el transporte de recortes, condiciones de bajo balance en formaciones sensibles o con presiones subnormales y mayor presión anular para reducir los mecanismos de inestabilidad del hoyo. En la formulación de espumas para perforación, generalmente la fase gaseosa es aire y la fase líquida es agua.

Las espumas se clasifican de acuerdo con la forma de las burbujas que contienen y generalmente se denominan como espumas esféricas y espumas poliédricas. Otros dos términos usados en la caracterización de las espumas son la textura y la calidad. La calidad es la fracción de volumen de gas expresada en por ciento; mientras que la textura describe el tamaño y distribución de las burbujas. Una espuma de calidad, es aquella que contiene un porcentaje de gas en volumen superior a 90.

- **Fluidos de perforación aireados:** Se emplean cuando se incrementa la saturación de agua y es ineficiente el uso de gases. También se denominan líquidos aireados lavadores. Se componen de aguas o soluciones acuosas

con un volumen de aire. Requiere aditivos para mantener el pH por encima de 10.

- **Perforación con aire:** En esta técnica de perforación, la principal función de la circulación del aire, es levantar los recortes desde donde fueron generados en el fondo del hoyo y acarrearlos hasta la superficie, con la finalidad de prevenir daños a la sarta o atrapamientos por su acumulación en la herramienta. Su principio físico se basa en que el flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre en cada corte en particular que es opuesta a la gravedad. Si la fuerza de arrastre es mayor que la fuerza gravitacional, los recortes ascenderán en el espacio anular y se eliminarán en la superficie. Los recortes removidos en la superficie en las operaciones de perforación con aire, son regularmente muy finos al grado de pulverizarlos.

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

La densidad del gas natural generalmente es diferente a la del aire, a la misma presión y temperatura. El gas natural se caracteriza por el fenómeno llamado supercompresibilidad; esto significa que se comprime más rápido que un gas ideal a las mismas condiciones de presión. Considerando que el gas tiene un valor comercial, el perforar bajo balance con este fluido es más costoso que el empleo de aire.

Usando como fluido de perforación aire, gas natural, gases inertes o mezclas con agua, se han obtenido grandes ventajas económicas en

secciones de rocas consolidadas donde difícilmente se encontrarían grandes cantidades de agua, pues un aporte adicional de líquido contribuiría a formar lodo, embotando la sarta, especialmente la mecha; el aire o gas seco proveen la mayor tasa de penetración de los diferentes fluidos de perforación, los cortes son usualmente reducidos a polvo al mismo tiempo que se dirigen a la superficie.

El transporte de los cortes depende de la velocidad en el anular, al no poseer propiedades que garanticen por sí mismas la suspensión de los cortes o sólidos transportados; siendo no recomendable su uso ante paredes de pozo inestables, formaciones productoras de agua, formaciones con alta presión de poro y adversos factores económicos.

2.2.3 Propiedades de los Fluidos de Perforación

De acuerdo con el Instituto Americano de Petróleo (API por sus siglas en inglés), durante la perforación de un pozo se deben mantener propiedades físicas y químicas del fluido de perforación. Dentro de las propiedades físicas están: densidad, viscosidad API, viscosidad plástica, punto cedente, resistencia de gel, filtrado API y HP Y HT (Alta Presión y Alta Temperatura respectivamente), pH, % arena, % sólidos y líquidos. Las propiedades químicas son: dureza, cloruros, alcalinidad, MBT.

- **Densidad:** Define la capacidad del lodo de ejercer una contrapresión en las paredes del hoyo, controlando de este modo las presiones litostáticas e hidrostáticas existentes en las formaciones perforadas. Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación. La densidad del lodo debe ser suficiente para contener el fluido de la formación, pero no demasiado alto como para fracturar la formación. La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión. La capacidad de

sostener y transportar los ripios en un lodo aumenta con la densidad. Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el hoyo de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero. Es de vital importancia, por lo anterior descrito, mantener la densidad del fluido controlada, la densidad del fluido no es afectada por las diferentes condiciones en las profundidades del hoyo. Cuando aumenta la temperatura, la densidad del fluido disminuye en las partes más profundas del pozo, pero como existen altas presiones a grandes profundidades tiende a aumentar, estos dos efectos contrarios en el fondo del hoyo tienden a hacerse equivalente.

La densidad se expresa por lo general en lbs/gal (lpg), y es medida utilizando una balanza con un volumen conocido de lodo, la escala de la balanza da directamente el valor de la densidad del lodo. En la figura 2.2 se observa una balanza de lodo.

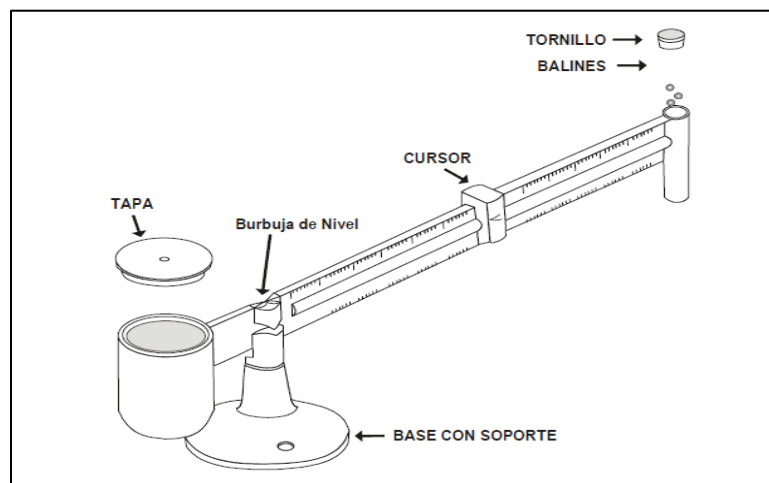


Figura. 2.2 Balanza de lodo. [3].

- **Viscosidad API:** Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua, según normas API, expresándose por el tiempo (en segundos) que tarda en salir por un orificio calibrado un determinado volumen de lodo. A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica aunque carece de base científica, indica cualitativamente la viscosidad del lodo, no proporciona suficiente información para determinar las características de flujo de un fluido. Se usa en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido; y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar. Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo [3]. En la figura 2.3 se observa un Embudo Marsh.



Figura. 2.3 Embudo Marsh. [6].

- **Viscosidad Plástica:** La viscosidad plástica es la resistencia que ofrece un fluido al movimiento relativo de sus moléculas. Es causada por la fricción mecánica entre sólidos y sólidos, sólidos y líquidos, y/o líquidos y líquidos. Esta depende de la concentración, forma y tamaño de los sólidos presentes en el lodo, y es de vital importancia mantener un valor bajo de viscosidad plástica con equipos de control de sólidos. Un valor alto siempre es indeseable, los cuales no permiten un buen funcionamiento del fluido y son generadores de problemas. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).

Para lograr una alta tasa de penetración y una limpieza efectiva del hoyo, se necesita un valor bajo de viscosidad plástica y un alto valor de punto cedente. Se mide utilizando un viscosímetro rotativo, en la figura 2.4 se muestra un ejemplar.



Figura. 2.4. Viscosímetro Rotativo. [6]

- **Punto Cedente:** Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas del fluido, y representa la resistencia al flujo inicial; es causada por cargas eléctricas presentes en la superficie de las partículas sólidas, las cuales causan atracción o repulsión entre sí. Generalmente, un punto cedente elevado se debe a los contaminantes solubles como el carbonato de calcio e infinidad de otros sólidos arcillosos de la formación. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas. Altos valores de punto cedente provocan la coagulación del fluido, al cual debe controlarse con diluyentes químicos o adelgazantes y, en el peor de los casos, por dilución. Por lo tanto, mantener un punto cedente aceptable con un buen poder de acarreo, resulta ser lo más práctico.
- **Resistencia de Gel:** Es una medida de la atracción física y electroquímica entre las moléculas del fluido cuando éste está estático. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y es una propiedad necesaria para lograr suspender sólidos deseables, pero también mantiene arena, lutitas y arcillas no comerciales en suspensión los cuales, al hacerse cada vez más pequeños, incrementan el porcentaje de sólidos finales presentes en el fluido.
- **Filtrado API y HP-HT:** Según el manual de PDVSA, el filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por la presión, dispersión, temperatura y tiempo. Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos

aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita pre hidratada para controlar el filtrado API.

Un revoque grueso, producto de una alta filtración, puede causar los siguientes problemas: atascamiento de tubería, derrumbes, pérdida de circulación, dificultad en la interpretación de los perfiles eléctricos, reducción en la producción del pozo. Por esto, el objeto de un buen filtrado es formar un revoque delgado y resistente sobre la superficie de las formaciones permeables e impedir una pérdida excesiva de filtrado. Además, el filtrado debe ser compatible con la formación, lo que ayuda a mantener un pozo estable y minimizar los daños de formación.

- **pH:** El pH en un lodo debe mantenerse entre valores controlados, aceptables para el tipo de formación presente. Por lo general el pH de los fluidos de perforación son alcalinos y se encuentra entre 9 y 10,5; sin embargo, se encuentran lodos con pH más altos. Las condiciones de equilibrio químico de un lodo marcan la estabilidad de sus características. Una variación sustancial del pH, debida por ejemplo a la perforación de formaciones salinas u horizontes acuíferos cargados de sales, puede provocar la floculación del lodo, produciéndose posteriormente la sedimentación de las partículas unidas. Es por todo esto que se debe mantener muy estable esta propiedad del fluido, y para corregir y mantener el pH dentro de los límites adecuados se pueden utilizar diferentes productos. [7]
- **% Arena:** Según el manual de PDVSA La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo.
- **Dureza:** Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio en los lodos base agua es un contaminante.

- **Cloruros:** Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base de agua.
- **Alcalinidad:** La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- , presentes en el fluido.
- **MBT (*Methylene Blue Test*):** Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

2.3 FLUIDOS VISCOELÁSTICOS

2.3.1 Definición

Los fluidos viscoelásticos, son fluidos cuyo comportamiento es independiente del tiempo y presentan propiedades viscosas como un líquido y elásticas como un sólido. Tienen características físicas y químicas capaces de soportar altas presiones y temperaturas. Su principal característica es su comportamiento reológico, donde su punto cedente es mayor que la viscosidad plástica, es decir que poseen una reología invertida; lo cual es de gran ayuda para perforar pozos bajo la presencia de formaciones agotadas, presurizadas, fracturadas y/o falladas. [8]

2.3.2 Propiedades

Este tipo de fluidos contienen una combinación de polímeros que le imparten propiedades elásticas y características de alta viscosidad a bajas tasas de corte, lo cual disminuye la movilidad del fluido al yacimiento, disminuyendo el daño a la formación y manteniendo el potencial de producción del yacimiento. Por estas razones, la principal cualidad de este tipo de fluido es su excelente capacidad de limpieza y transporte de ripios, así como su baja invasión a la

formación y alto rango de operación. Es especial su uso para formaciones con alta permeabilidad, presurizadas, falladas y/o facturadas y con problemas de pérdida de circulación, también para pozos horizontales y altamente inclinados.

Por ser un fluido con comportamiento elástico y viscoso, cada uno de estos tendrá conductas distintas. Con el comportamiento elástico, la aplicación de fuerzas externas provoca una deformación en la materia, realizándose un trabajo que se acumula como energía interna de deformación. Estas transformaciones son reversibles, cuando cesa la fuerza, el sistema recupera la forma y dimensión original, mientras que la energía acumulada se retoma en forma de trabajo. El comportamiento viscoso, la materia se deforma por la acción de una fuerza, pero el trabajo realizado se disipa en forma de calor. Cuando la acción de la fuerza cesa, el estado de deformación permanece.

En estos sistemas el punto cedente se mantiene en un rango de 10 a 20 lbs/100pies² y el gel inicial, corrido a 3 rpm, es alrededor de 5lbs/100pies², en un lodo sin peso y mayor de 15lbs/100pies² en un lodo pesado. En un material estable el gel a los 10 minutos no excede al gel inicial en una cantidad mayor a 3 veces su valor, de lo contrario se tendría una indicación de un problema de contaminación con sólidos de perforación.

Está demostrado que un fluido viscoelástico permite, entre otras cosas, minimizar los problemas de arrastres, mejorar las condiciones hidráulicas en la mecha, obtener mayores tasa de fluido y de penetración y lo más importante reducir las pérdidas de presión en flujos turbulentos, el cual resulta ser a menudo el perfil óptimo para eliminar sólidos cuando se perfora pozos horizontales.

Es importante tomar en consideración el daño en la formación, por lo que recomienda utilizar equipos adecuados para mezclar en forma continua y

homogénea cada componente del sistema, se debe tratar de lograr una hidratación completa que evite el posible taponamiento de la formación.

El modelo reológico seleccionado para caracterizar los fluidos viscoelásticos es el modelo de Maxwell. Este modelo combina un sólido ideal elástico con un líquido ideal viscoso, y dice que la deformación total es la suma de la deformación viscosa más la deformación elástica. [2]

Los fluidos de perforación viscoelásticos deben cumplir con la condición de que su componente elástico tenga mayor módulo que su componente viscosa. La metodología empleada para caracterizar el comportamiento viscoelástico de los polímeros es el uso de la reometría dinámica. En la misma la muestra se somete a una deformación de corte oscilatorio, en la cual la amplitud del esfuerzo se determina midiendo el torque que se transmite a la muestra por la deformación impuesta. Al aplicar el esfuerzo al material, éste puede o no deformarse. El esfuerzo de un material viscoso sufre un desfase δ de 90° con respecto a la deformación impuesta, mientras que el esfuerzo de un material elástico no se desfasa con respecto a la deformación aplicada. El material viscoelástico por ende, tiene un ángulo de desfase (δ) que será entre 0 y 90° [5]. Los parámetros básicos que miden el comportamiento viscoelástico de los polímeros son los siguientes:

- Módulo de corte dinámico o complejo (G^*): Representa la resistencia total de una sustancia a la deformación aplicada $G^* = \tau/\gamma$ siendo τ el esfuerzo de corte y γ la deformación de corte aplicada. [8]
- Módulo de corte elástico o de almacenamiento (G'): Representa el módulo de corte complejo que se encuentra en fase con la deformación aplicada ($G' = G^* \cos \delta$). [8]
- Módulo de corte viscoso o de pérdida (G''): Es el componente del módulo de corte complejo, cuya fase es de 90° con respecto a la deformación aplicada ($G'' = G^* \sin \delta$). [8]

- Tangente del ángulo de desfasaje ($\tan \delta$): Describe la pérdida por efectos viscosos del sistema bajo estudio ($\tan \delta = G''/G'$). Determina la relación entre el componente viscoso y elástico. [8]

Cuando se requiere hacer un estudio reológico dinámico oscilatorio de fluidos viscoelásticos, el esfuerzo aplicado no debe exceder lo que se denomina el rango de viscoelasticidad lineal es decir, aquel en el cual G' y G'' permanecen constantes independientemente de la deformación aplicada, ya que a partir de allí puede cambiar la estructura del material y la respuesta del mismo va a depender de la deformación aplicada.

Para la prueba de oscilación la muestra es sometida a un esfuerzo de corte armónico con amplitud controlada τ_0 y una frecuencia angular ω , obteniéndose una deformación, también armónica.

Una forma de representar los resultados de las pruebas de oscilación y de determinar el comportamiento viscoelástico de un fluido, consiste en graficar los valores normalizados de viscosidad dinámica normalizada (η'/η) y los módulos dinámicos normalizados (G'/G y G''/G), en función de la frecuencia normalizada, $\omega\lambda$, donde $\lambda = \eta/G$ es el tiempo de relajación para el modelo sencillo de Maxwell. En la figura 2.5 se muestra el comportamiento ideal de un fluido que sigue el comportamiento de Maxwell.

Modelo de Maxwell

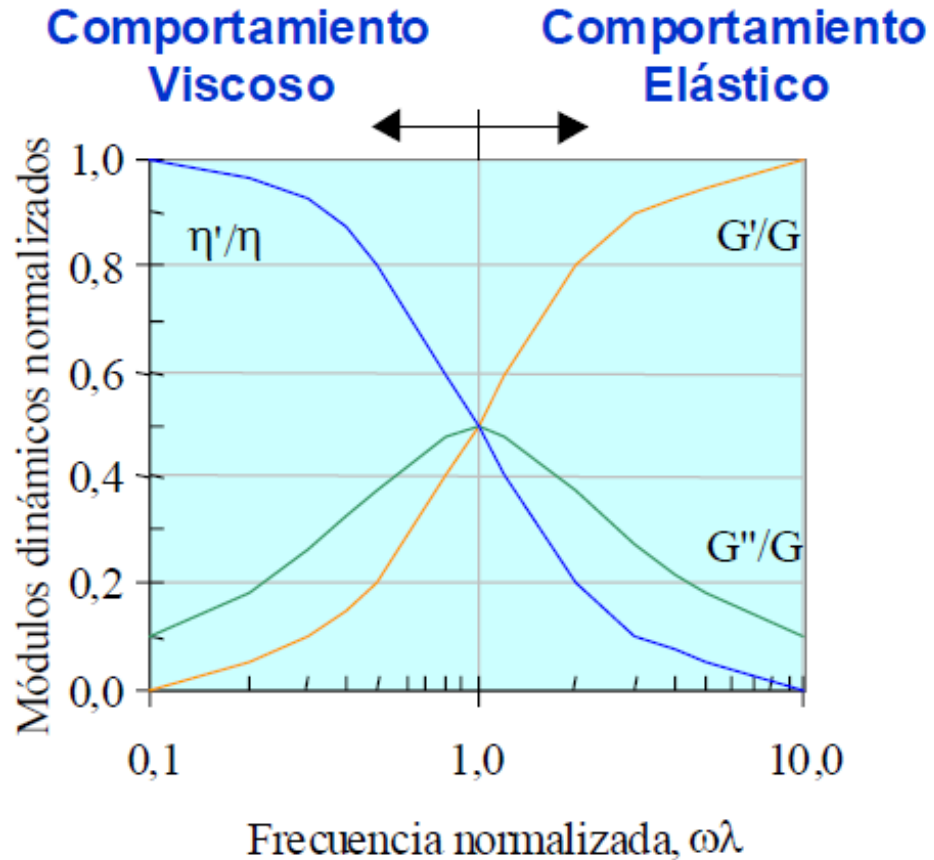


Figura 2.5 Comportamiento Normalizado de un fluido siguiendo el Modelo de Maxwell. [4]

De esta gráfica los autores concluyen que de los valores de G'/G denotan un comportamiento reológico particular, que se señala a continuación:

- Si $G'/G^* = 0$ representa un fluido viscoso ideal.
- Si $G'/G^* = 1$ representa un cuerpo elástico ideal.

El grado de elasticidad de un fluido estará representado por la densidad de los puntos en las curvas normalizadas.

2.3.3 Aplicaciones de los Fluidos Viscoelásticos

Los fluidos viscoelásticos han sido utilizados para diversas aplicaciones en la industria del petróleo como enfoque para mejorar la productividad de los pozos. Estas aplicaciones incluyen su uso en fracturas hidráulicas, a fin de eliminar el daño de polímero por el residuo dejado en el empaque de fractura. Los fluidos de fractura deben tener baja viscosidad en los tubulares y suficiente viscosidad en la fractura para transportar el agente de sostén. [9]

Por otro lado, su aplicación se extiende a ser utilizado como fluido de limpieza en pozos horizontales. La limpieza de pozos horizontales ha sido tema de investigación de desarrollo tecnológico. Convencionalmente se han utilizado píldoras viscosas y diversas técnicas de velocidad de entrada y salida de la tubería flexible, así como la combinación de fluidos de desplazamiento a diversas tasas de bombeo. El éxito de limpieza es limitado, debido a que no se alcanzan los caudales deseados por la limitación de los diámetros de tubería utilizados. Por ello ha sido necesaria la frecuente repetición de este estilo de limpiezas. La última tecnología para la remoción efectiva de arena es la combinación de la tubería concéntrica y toberas especiales, que crean vacío en el fondo del pozo y succionan las partículas de manera eficiente. Esta última tecnología adicionalmente se utiliza para remover partículas aún dentro de la formación, eliminando daño y en cierta forma estimulando la zona productora. Estos fluidos con su propiedad de adelgazamiento a altas tasas de corte, permiten su bombeo a través de tubería flexible a altas tasas y, luego de ingresar el fluido al anular, incrementa su viscosidad, permitiendo un acarreo óptimo para la arena. La combinación de alta tasa con alta viscosidad es la clave para limpiezas de tubulares, cuando la tubería concéntrica presenta limitaciones por los diámetros de los tubulares del pozo.

2.3.4 Preparación de Fluidos Viscoelásticos

- Fase continua: los fluidos viscoelásticos son sistemas sencillos y fáciles de preparar. Se elaboran con agua fresca o salmueras no saturadas y alrededor de cuatro a seis aditivos químicos. Antes de su preparación es preciso conocer las limitaciones y compatibilidades de sus componentes, para poder lograr un fluido estable. La salmuera se puede preparar con cualquier tipo de sal, todo dependerá del peso requerido y de la acción de inhibición deseada.

El uso de la salmuera en la preparación de fluidos viscoelásticos ofrece múltiples ventajas; en primer lugar no daña la formación por carácter de sólidos suspendidos, en segundo lugar, aminora la pérdida de viscosidad que sufren los polímeros como consecuencia de elevadas temperaturas. Es prácticamente recomendable premezclar la sal con el viscosificador antes de adicionar el polímero catiónico. Este procedimiento permitirá mejorar la estabilidad del viscosificador frente a las altas temperaturas. Es necesario el uso del antiespumante cuando se usa sal como componente del sistema.

- Biopolímeros: en la preparación de los fluidos viscoelásticos no se utilizan arcillas comerciales como agente viscosificante y de control reológico, porque tanto las arcillas agregadas como las incorporadas de la formación son afectadas por los polímeros usados como inhibidores, es decir, va a ocurrir un intercambio de iones entre los sólidos arcillosos y los aditivos utilizados para dar inhibición, lo cual traería como consecuencia un incremento en el costo de mantenimiento y una posible situación de contaminación, por el alto porcentaje de sólidos arcillosos presentes.

Además, los sólidos arcillosos causan problemas de taponamiento y pueden además interferir con el diseño reológico, y tercero, porque los sólidos arcillosos dan geles progresivos dependientes del tiempo.

En reemplazo de las arcillas comerciales, los fluidos viscoelásticos utilizan biopolímeros, los cuales se obtienen mediante un proceso de cementación bacteriana.

Los biopolímeros tienen como función primordial dar viscosidad y capacidad de suspensión, y como función secundaria mejorar la hidráulica, disminuir los problemas de torque y arrastre, reducir las pérdidas de presión de flujo turbulento. Este último permite obtener menores presiones de bombas, altas tasas de flujo, mejor rendimiento del motor de fondo y mayores tasas de penetración.

Los biopolímeros son por lo general ligeramente aniónicos y se caracterizan por dar:

- Excelentes propiedades pseudoplásticas o de adelgazamiento por cortes.
- Perfiles de flujo bastantes planos que facilitan una buena limpieza del pozo. Usualmente, se mezclan en concentraciones de 1 a 3 lbs/bbl, de acuerdo con los requerimientos reológicos; sin embargo, para lograr propiedades viscoelásticas se deben agregar inicialmente en concentraciones mayores a las mínimas requeridas para suspender y transportar los sólidos bajo condiciones dadas de perforación.

Los Biopolímeros de cadenas largas son utilizados en concentraciones hasta de 1,5 lbs/bbl para: modificar reología, aumentar viscosidad a baja tasa de corte y aumentar la elasticidad y las medidas de relajamiento, minimizando al mismo tiempo las viscosidades obtenidas a elevadas tasas de corte como la plástica y la velocidad de embudo.

Los biopolímeros son poco resistentes a altas temperaturas, no alcanzan resistir 250 °F, no obstante, su estabilidad térmica puede ser mejorada manteniendo una alta concentración de sal en el sistema. También se degradan cuando permanecen estáticos por largo período

de tiempo, por lo que es aconsejable usar algún tipo de bactericida durante la preparación y mantenimiento del fluido.

Al igual que el resto de los componentes del fluido viscoelástico, los biopolímeros son afectados severamente por el cemento. Por ello, es muy importante tomar las precauciones del caso para evitar el contacto del cemento con el fluido durante las operaciones de cementación. El calcio de formación es otro de los contaminantes que debe mantenerse por debajo de las 100 ppm, para que no altere las propiedades del fluido.

Los fluidos viscoelásticos generalmente no requieren de adiciones de lubricantes especiales, solo requieren ser limpios para prevenir la formación de lechos de ripios. Es obvio que entre más limpio sea un fluido viscoelástico, menores serán los problemas de torque y arrastre durante la perforación del pozo.

- Controladores de filtrado: el filtrado de los fluidos viscoelásticos se controla con almidón natural o modificado. Los almidones están sujetos a degradación por temperatura, bacterias y fuertes agitaciones; además, precipitan con calcio al ser agregados al mismo tiempo que se esté adicionando soda caustica.

Los almidones modificados o celulósicos resisten temperaturas cercanas a los 250 °F, mientras que los naturales se degradan alrededor de los 200 °F. El pH del sistema debe mantenerse entre siete y nueve, ya que variaciones por encima de nueve o por debajo de siete causarían pérdidas de viscosidad, y en consecuencia disminución de la capacidad de acarreo y limpieza del fluido.

2.4 INFORMACIÓN DEL CAMPO BORBURATA

El Campo Borburata se encuentra ubicado al suroeste de Venezuela en la cuenca Barinas-Apure, específicamente en la subcuenca Barinas. Está situado a 20 Km al sureste de la ciudad de Barinas y cuenta con una extensión de 450 Km². Está limitado al sur por la trampa Bejucal-2, al este con la trampa Torunos-3E y al noreste con la trampa de Lomas. En la figura 2.6 se observa un corte NO-SE de la cuenca Barinas-Apure y en la figura 2.7 se observa la ubicación del Campo Borburata.

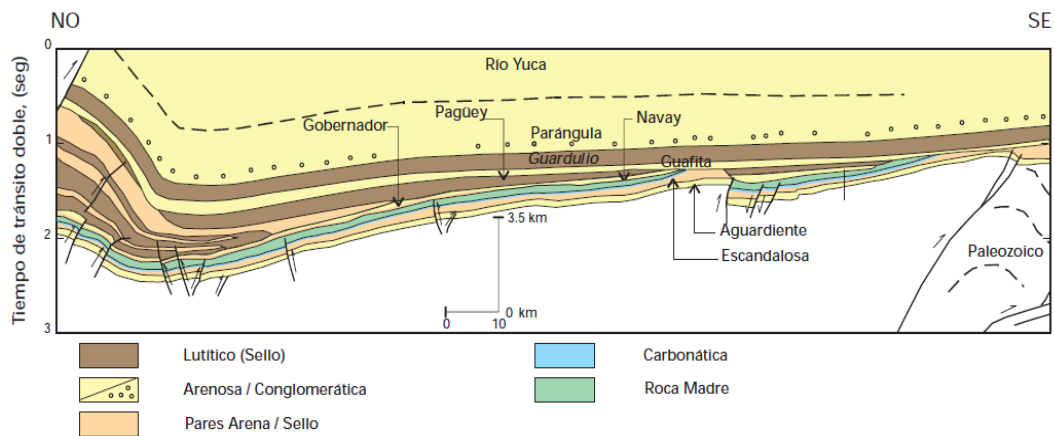


Figura 2.6 Sección NO-SE de la cuenca Barinas-Apure. [10]

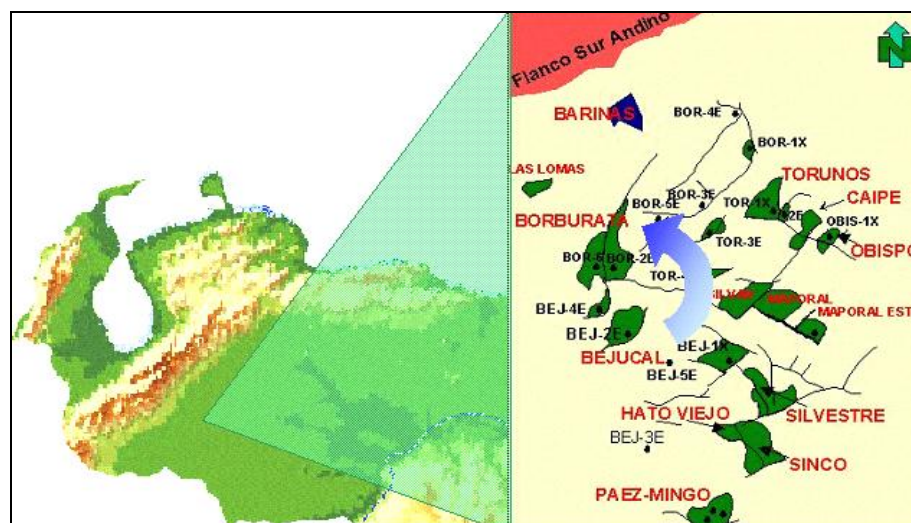


Figura 2.7. Ubicación del Campo Borburata. [1]

Este campo está conformado por una serie de formaciones productoras, siendo éstas en orden de importancia: Escandalosa “O”, Gobernador “A/B” y Escandalosa “P”.

En la Figura 2.8 se presenta de manera esquemática, una columna estratigráfica de los pozos de este campo, donde se muestran las diferentes formaciones que componen este yacimiento.

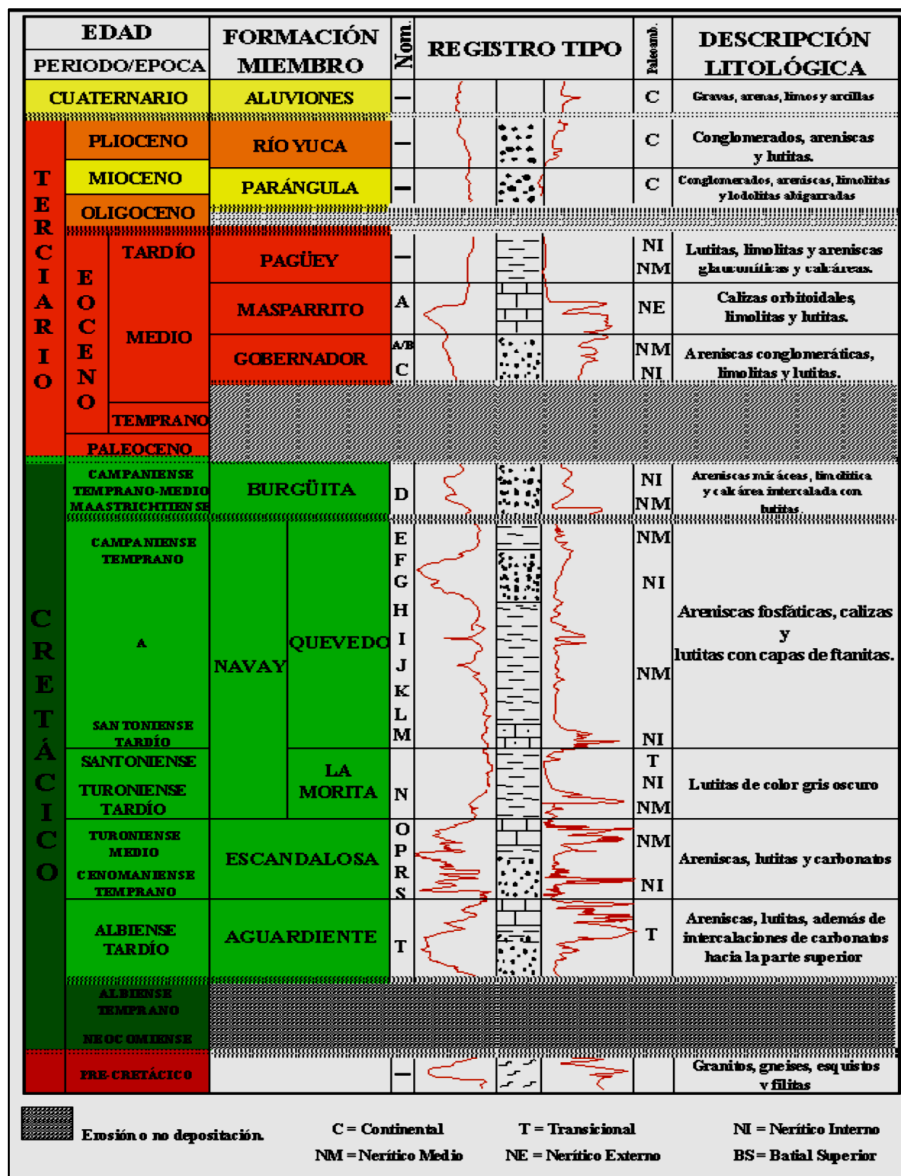


Figura 2.8. Columna estratigráfica tipo del Campo Borburata. [1]

2.4.1 Formación Escandalosa [11]

El miembro “O” BOR-2E de la formación Escandalosa, de edad Cretácica está compuesto litológicamente, por una mezcla de carbonatos (dolomías y calizas naturalmente fracturadas) y siliciclásticos (areniscas, limolitas y lutitas), depositados en nueve ciclos sedimentarios, separados por superficies erosivas, que han sufrido diferentes procesos diagenéticos. El ambiente de sedimentación, ha sido interpretado como una plataforma carbonática marina somera y ambientes de Llanuras de Marea con entradas variables de siliciclásticos.

La mayor parte del almacenamiento de hidrocarburo en este yacimiento, está ubicado en los niveles dolomitizados con porosidad intercrystalina, móldica, vugas y fracturas. La litología en la formación Escandalosa miembro “O”, juega un papel muy importante en el comportamiento de producción, ya que está compuesta de dolomitas, calizas, arenas y arcillas, y en donde la alta producción de este horizonte está asociada a un tipo de dolomita que tiene fracturas, vugas y microfracturas.

- **Descripción litológica:** La formación está compuesta por areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas. Las areniscas son de color gris, gris oscuro a marrón claro y verdoso, de grano fino a medio, bien escogidas, micáceas y carbonáceas. Se presentan en capas delgadas a masivas, con estratificación cruzada en las capas más gruesas. Las lutitas son gris oscuro, algo arenosas, calcáreas y carbonáceas. En el tope de la sección, se encuentra una caliza de unos 4 m de espesor, gris oscura, masiva, aura, cristalina y coquinoidea, con manchas de dolomita microcristalina. Emite olor a petróleo al ser golpeada, y se ha correlacionado con la Caliza Guayacán del piedemonte andino.

- Espesor: 300 m en la sección tipo, entre 150 y 427 m en otras localidades. Desde el Arco El Baúl, la formación aumenta su espesor desde el acuñaamiento hasta unos 100 m en los pozos de Guanarito, 216 m en el pozo Nutrias-1, un promedio de 150 m a través de la cuenca, 150 m en el Campo Guafita, 120 m en el Campo La Victoria, 240 m en el afloramiento del área de Nula y 244 m en el pozo Burgua-4. Aumenta de espesor aún más hacia el Surco de Uribante. En la represa La Vueltoza, la formación tiene un espesor de 186 m, incluyendo 18 m de la Caliza Guayacán. En la represa Borde Seco, la formación tiene un espesor de 177 m, estando ausente o cubierta la Caliza Guayacán.
- Contactos: El contacto inferior con la Formación Aguardiente es concordante, bien definido y abrupto, marcado por el contraste entre el paquete de Lutitas "S" y las areniscas masivas de Aguardiente. De igual manera, el contacto superior es concordante, marcado por el cambio brusco entre la Caliza Guayacán y las lutitas del Miembro La Morita de la Formación Navay.

2.4.2 Formación Gobernador [11]

- Descripción litológica: La Formación Gobernador comprende las clásticas basales, depositadas discordantemente encima del Cretácico, por la transgresión marina que se inició en la cuenca de Barinas en el Eoceno medio, la formación tiene un 80% de areniscas cuarzosas, a veces cuarcíticas, friables a bien endurecidas, color gris claro a pardo, manchadas por óxido de hierro cuando están meteorizadas, localmente conglomeráticas, en capas de espesor medio a grueso, y con estratificación cruzada. Tienen un 20% de intercalaciones de limolitas en colores claros, y laminaciones lutíticas carbonáceas gris oscuro a gris azulado.
- Espesor: Esta formación cuenta con un espesor de unos 300 m de Gobernador en la sección tipo, 320 m en la cercana quebrada Bellaca y

450 m en el río Boconó, Gobernador se acuña erosionalmente en los pozos de Guanarito, hasta desaparecer contra el flanco suroeste del Arco de El Baúl. Se adelgaza ligeramente sobre el Arco de Mérida, y aumenta nuevamente hacia el suroeste, hasta confundirse con la Formación Cobre. Desde el pozo 15-Guanarito-401A, con 106 m, se aumenta hacia el NNE en Guarumen-1S a unos 660 m, subiendo en la sección a expensas de Pagüey.

- Contactos: La Formación Gobernador descansa discordantemente sobre el Cretácico. El contacto con la suprayacente Formación Masparrito es normal y transicional; en la ausencia de las calizas de Masparrito, o donde las calizas pasan lateralmente a areniscas, el contacto de Gobernador con las lutitas de Pagüey es transicional. Hacia el suroeste del área Lechozote-Calzada, las areniscas de Gobernador se confunden con las areniscas masivas de la Formación Cobre, facies lateral de la Lutita Pagüey-Gobernador. Al sureste, en el Campo Mingo, la formación desplaza a las lutitas basales de Pagüey.

2.4.3 Problemática del campo

Durante la perforación del hoyo productor en los pozos de este campo, se han presentado una serie de problemas operacionales, asociados a pérdidas económicas y limitaciones de producción:

- Pérdida de circulación con fluido convencional en la formación Escandalosa “O”, por lo cual se realizó una propuesta de perforación con fluido base aceite nitrogenado para reducir la densidad.
- Durante la perforación del pozo BOR-19 se presentó pérdida de circulación en la formación Escandalosa “O” con fluido base aceite nitrogenado, y se propuso cambiar el fluido de perforación y utilizar espuma para perforar esta formación en el pozo BOR-20.

- Se realizó la perforación de la formación Escandalosa “O” del pozo BOR-20 con espuma sin pérdidas de fluido y con buena limpieza de hoyo. Basado en esta experiencia se utilizó nuevamente en el pozo BOR-24, donde también se obtuvieron buenos resultados.
- Debido a la escasez de algunos aditivos requeridos en la formulación del sistema de espuma, para el pozo BOR-26 se realizó la perforación de esta sección con emulsión inversa nitrogenada, utilizando dos paquetes de inyección de nitrógeno.
- El alto costo de los equipos de separación e inyección de nitrógeno, utilizados tanto para nitrogenar los fluidos como para la generación de espuma, originó la propuesta de usar el fluido viscoelástico para los pozos BOR-27 y BOR-28, logrando perforar el miembro “O” de la formación Escandalosa con pérdidas moderadas de fluido, pero con muy buenos resultados en las pruebas de producción y manteniendo altas tasas de producción hasta la actualidad.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Al igual que el marco teórico, es necesario para cada investigación presentar un marco metodológico, estableciendo las pautas y procedimientos que el investigador lleva a cabo para obtener la información requerida, así como los procedimientos estadísticos y de análisis que le permitirán plantear los resultados obtenidos y las conclusiones a la problemática que ha planteado.

A continuación el marco metodológico de la presente investigación:

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según lo plantean Hernández, Fernández y Baptista (1997) los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades y cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis.

Por ello, de acuerdo al método utilizado y según el criterio expuesto por Chávez (1994) esta investigación se cataloga como descriptiva, en virtud de que se orienta a recolectar información relacionada con el estado real de las personas, objetos, situaciones o fenómenos, tal y como se presentaron en el momento de su recolección u observación, es decir, describe lo que se mide sin realizar inferencias ni verificar hipótesis.

Según Dankhe (1986) mediante la investigación del tipo descriptiva, que utiliza el método de análisis, se logra caracterizar un objeto de estudio o una situación concreta, señalar sus características y propiedades. Combinada con ciertos criterios de clasificación sirve para ordenar, agrupar o sistematizar los objetos involucrados en el trabajo indagatorio. La investigación descriptiva tiene como propósito describir situaciones y eventos, es decir, cómo es y cómo se manifiesta determinado fenómeno. Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de la persona, grupo, comunidad o cualquier fenómeno que sea sometido a análisis.

La investigación es descriptiva, ya que busca establecer un análisis del funcionamiento del sistema de fluidos viscoelásticos utilizados en el Campo Borburata, área Barinas, para lograr establecer la factibilidad técnica de dicho sistema en área antes mencionada.

En relación con lo planteado, Bavaresco; (2000) señala que la investigación documental o bibliográfica se constituye prácticamente la investigación que da inicio a casi todas las demás, por cuanto permite un conocimiento previo, o bien el soporte documental o bibliográfico vinculante al tema objeto de estudio, conociéndose los antecedentes y quienes han escrito sobre el tema. El autor considera que esta investigación es la que permite desarrollar con más propiedad, las demás investigaciones.

La investigación es de tipo documental, de acuerdo a los procedimientos necesarios para analizar el comportamiento de los sistemas de fluidos viscoelásticos; donde se recurrió a buscar apoyo en los libros, manuales, folletos, revistas, publicaciones, entrevistas, páginas Web, entre otras; las cuales vienen a brindar todo el apoyo teórico, lo que significa que se toma en consideración todo lo relacionado con el tema de estudio.

Según Arias, F. (2006), la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones,

estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente).

De acuerdo a esto la presente investigación no se considera de tipo experimental, ya que si bien se realizan una serie de pruebas de laboratorio para caracterizar el fluido viscoelástico, en éstas no existen condiciones rigurosamente controladas y no se manejan variables independientes que puedan alterar una variable dependiente.

En función a lo expuesto anteriormente, el carácter descriptivo y documental viene dado por ser un análisis del fluido viscoelástico (base de agua) en la perforación del hoyo de producción del Campo Borburata, área Barinas; realizando así una descripción del comportamiento de dicho fluido dentro del pozo.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACION

Según Zorrilla (1993), la investigación mixta es aquella que participa de la naturaleza de la investigación experimental y de la investigación de campo.

Hernández, Fernández y Baptista (1997) opinan que la investigación de campo constituye un proceso sistemático, riguroso y racional de recolección, tratamiento, análisis y presentación de datos, basado en una estrategia de recolección directa de la realidad de las informaciones necesarias para la investigación. Los estudios realizados en laboratorios son aquellos que involucran un ambiente controlado, pueden emplearse instrumentos como pipetas, microscopios, muestras vivas, entre otros. En estos estudios, los ambientes donde se coloca el objeto de estudio (reacción química, velocidad de un objeto en movimiento, planta en crecimiento, entre otros) son controlados. En el caso de sujetos, estos ambientes controlan

ciertas variables y hacen que el ambiente sea el ideal, en otros casos un ambiente totalmente opuesto (no ideal).

La investigación está basada en un diseño mixto campo – laboratorio, ya que se recabó información proveniente del campo, con la cual se realizaron diferentes análisis que servirán de base para determinar la factibilidad técnica del uso de los sistemas de fluidos viscoelásticos, en la parte del pozo perteneciente al Campo Borburata; área Barinas, además, realizaron pruebas del fluido durante la perforación para la sana descripción del comportamiento del fluido dentro del pozo.

3.3 POBLACION Y MUESTRA DE LA INVESTIGACION

En toda investigación científica, se debe tomar en cuenta una población finita, que constituya el universo de estudio de la misma, de esta población se debe seleccionar una muestra representativa que proporcione una mayor profundidad y alcance a la investigación.

A continuación se presentan la población y la muestra de la presente investigación:

- **Población:**

Arias, F. (2006), define población como un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación.

A su vez, Tamayo y Tamayo, M. (1998), definen la población como la totalidad del fenómeno en donde las unidades de población poseen características comunes susceptibles de observación.

La población constituye el universo de estudio sobre el cual se analizan los resultados, está constituida por características que la distinguen de

otras. En base a esto se define como la población de la presente investigación los lodos empleados en la perforación de los pozos del Campo Borburata.

- Muestra:

Arias, F. (2006) define la muestra como un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible.

En este sentido, la muestra representativa de la población en la presente investigación la constituyen los lodos empleados en la perforación de los pozos BOR-19, BOR-20, BOR-24, BOR-26, BOR-27, BOR-29, BOR-35 y BOR-48.

Arias, F. (2006), define el muestreo no probabilístico como un procedimiento de selección en el que se desconoce la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra. Este se divide en muestreo casual o accidental, y muestreo intencional u opinático. En el caso del muestreo intencional u opinático, los elementos son escogidos con base a criterios o juicios preestablecidos por el investigador.

De acuerdo a esto, la muestra de la presente investigación se seleccionó con una técnica de muestreo no probabilístico, realizado de manera intencional u opinático, donde se seleccionaron los pozos que utilizaron diferentes fluidos y que presentaron pérdidas de circulación, ya que es en base a ellos que se analiza el uso de fluidos viscoelásticos como alternativa para minimizar estas pérdidas, que se traducen en altos costos operacionales y riesgos de seguridad.

3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Una vez definidos el nivel, tipo y diseño de la investigación, es necesario definir las técnicas e instrumentos de recolección de datos de acuerdo con el problema, objetivos y diseño de la investigación.

3.4.1 Técnicas

Arias, F. (2006), define la técnica de recolección de datos como el procedimiento o forma particular de obtener datos o información. Las técnicas son particulares y específicas de una disciplina, por lo que sirven de complemento al método científico.

Según Avilez, (1997) “la observación, como técnica de investigación, tiene una amplia aceptación científica y es extensamente utilizado con el fin de estudiar a la población”, el propósito de la organización es múltiple: permite al analista determinar qué se está haciendo, quién lo hace, cuándo se lleva a cabo, cuánto tiempo toma, dónde se hace y por lo que se hace.

Las fuentes son hechos o documentos a los que acude el investigador y que le permiten obtener información. Las técnicas son los medios empleados para recolectar la información. Las fuentes se clasifican en: fuentes primarias y fuentes secundarias.

- Fuentes Primarias: Las fuentes primarias consisten en la información oral o escrita recopilada directamente por el investigador a través de relatos o escritos transmitidos por los participantes en un suceso o acontecimiento.
- Entrevistas: La entrevista se define como un proceso interactivo (verbal o escrito) que tiene lugar entre el entrevistado y el entrevistador, con el fin de obtener la información requerida para el estudio en cuestión. Una entrevista no estructurada es aquella en que no existe una estandarización

formal, habiendo por lo tanto, un margen más o menos grande de libertad para formular las preguntas y las respuestas. En el presente estudio se hace uso de la entrevista no estructurada y la misma se le realiza a profesionales del área petrolera, específicamente en el área de fluidos de perforación, como: especialistas de fluidos, ingenieros de petróleo, analistas de laboratorio, entre otros, a los cuales se les formularon preguntas al azar referentes al comportamiento de los fluidos de perforación viscoelásticos.

- Fuentes Secundarias: Las fuentes secundarias consisten en información escrita que ha sido recopilada y transcrita por personas que han recibido tal información, a través de otras fuentes escritas o por un participante en un suceso o acontecimiento. Los datos secundarios suelen encontrarse seleccionados, ya que el material escrito corrientemente se dispersa en múltiples archivos y fuentes de información. Este tipo de fuente ofrece información básica sobre el asunto a investigar, los datos secundarios son registros escritos que proceden también de un contacto con la práctica, que han sido recogidos y muchas veces procesados por otros investigadores. Las fuentes secundarias utilizadas para el desarrollo de esta investigación estuvieron conformadas por libros de textos, trabajos de grado, libros especializados, y páginas web relacionadas al tema de estudio como fue perforación de pozos petroleros, fluidos de perforación, fluidos viscoelásticos, trabajos en formaciones agotadas, entre otros.

3.4.2 Instrumentos

- Viscosímetro Fann 70: Es un tipo de cilindro coaxial que fue desarrollado para medir las reologías de los fluidos a presiones y temperaturas elevadas con un alto grado de seguridad. Las especificaciones del Modelo 70 permiten operaciones hasta 500 °F (260 °C) y 20,000 lpc (137,900 kPa). Son dos piezas diseñadas para un tope y éstas pueden utilizarse tanto en el campo como en el

laboratorio. Utiliza un sensor magnético para detectar el movimiento del “jewel” montado en el ensamblaje de Torsión de la celda de prueba.

Diseño de Fann 70/75: El propósito de los registros tomados del Fann 70/75 es medir las propiedades reológicas del fluido tanto dentro de la tubería como en el anular a las condiciones de presión y temperatura. Por lo tanto, la matriz para las pruebas de Fann 70/75 deben reflejar las condiciones de presión y temperatura dentro de la tubería y en el anular minimizando los errores. En la figura 3.1 se muestra el viscosímetro Fann 70.



Figura 3.1 Viscosímetro Fann 70.

- Filtración. La medición del comportamiento de filtración de las características de formación del revoque es fundamental para el control y tratamiento de los fluidos de perforación, así como también las características del filtrado, el contenido de aceite, agua o emulsión. Esta característica se ven afectadas por los tipos y cantidades de sólidos en un fluido y sus interacciones físicas y/o químicas, las cuales a su vez son afectadas por la temperatura y la presión. Por lo tanto, las

pruebas se realizan en condiciones de baja presión/baja temperatura y alta presión/alta temperatura y cada una requiere equipos diferentes.

- Filtro prensa API. (Prueba baja temperatura / baja presión): Para esta prueba se requiere el siguiente equipo: Un filtro prensa: consiste fundamentalmente en una celda cilíndrica para fluidos con diámetro interior de 3 pulgadas y una altura de 3,5 pulgadas. Esta cámara es de materiales resistentes a las soluciones sumamente alcalinas y están equipadas de manera tal, que se le pueda introducir un medio de presión y la cámara se purga desde arriba. Su estructura es tal, que se puede colocar una hoja de papel del filtro de 9 centímetros de diámetro en el fondo, de la cámara, justo sobre un soporte apropiado. El área de filtración es de $7,1 \pm 0,1 \text{ pulg}^2$. Por debajo del soporte se encuentra un tubo de drenaje, para la descarga del filtrado en un cilindro graduado. La obturación se logra con empaquetadura, y todo el ensamblaje se apoya en una base tipo pedestal. Es posible aplicar presión utilizando un fluido no peligroso, bien sea un gas o un líquido. Los filtros prensas están equipados con reguladores de presión y también se pueden obtener filtros prensa con bombonas de presión portátil, cartuchos de presión de pequeñas dimensiones o medios para utilizar la presión hidráulica.

Para obtener resultados correlativos, se utilizara el mismo espesor de papel filtro apropiado de 90 milímetros. El parámetro de temporizador, será para intervalos de 30 minutos, y los cilindros graduados, serán de 10 cm^3 o 20 cm^3 .

En la figura 3.2 se muestra el filtro prensa utilizado para realizar las pruebas.



Figura 3.2 Filtro Prensa API (Baja temperatura/baja presión).

Procedimiento.

- Asegurarse de que cada pieza de la celda, especialmente la rejilla, este limpia y seca, y que por las temperaturas no estén deformes o desgastadas. Vierta la muestra de fluido en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulgada (13 milímetros) de la parte superior de la celda (para minimizar la contaminación del filtrado con CO_2) y complete el embalaje con el papel filtro en su lugar.
- Colocar un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje, para que reciba el filtrado. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador de manera tal que se aplique una presión de 100 ± 5 libras por pulgada cuadrada (690 ± 35 kilo pascuales) en 30 segundos o menos. El período de prueba se inicia al momento de aplicar presión.
- Al final de los 30 minutos, mida el volumen de filtrado. Interrumpa el flujo que pasa por el regulador de presión y abra cuidadosamente la válvula de alivio. El intervalo de tiempo, si no es de 30 segundos, deberá registrarse.
- Registrar el volumen de filtrado en centímetros cúbicos (con una precisión de 0.1 cm^3) como filtrado API, y también registre

la temperatura inicial del fluido en °F y °C. Guarde el filtrado API, para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas.

- Secar la celda de su soporte, asegurándose primero de que se haya liberado toda la presión. Con extremo cuidado para guardar el papel filtro sin perturbar el revoque, desmonte la celda y deseche el fluido. Lave el revoque sobre el papel con un chorro de agua suave.
 - Medir y registrar el espesor del revoque con una precisión de 1/32 (0.8 milímetros).
 - Si bien la descripción del revoque suelen ser subjetivas, las anotaciones como “duro”, “blando”, “gomoso”, “firme”. etc. pueden transmitir información importante sobre la calidad del revoque.
- Filtro prensa HP-HT.
Procedimiento.
 - Conectar la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque el termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10°F por encima de la temperatura de la prueba seleccionada.
 - Agitar la muestra del fluido durante 10 minutos.
 - Colocar la muestra del fluido en la celda, procurando no llenarla más de ½ pulgada desde la parte superior. Coloque el papel filtro y cierre la celda.
 - Colocar la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerrados. Lleve el termómetro al receptáculo.
 - Colocar las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 lpc en ambas unidades, con las válvulas

cerradas. Abra la válvula superior y aplique presión al fluido, mientras calienta hasta la temperatura seleccionada.

- Cuando la muestra llegue a dicha temperatura, aumente la presión de la unidad superior hasta 600 lpc.
- Abrir la válvula inferior. Durante la prueba libere la presión sacando filtrado. Registre el volumen total.
- Si el área de filtración es de 3,5 pulgadas cuadradas duplique el volumen de filtrado y registre.
- Al final de la prueba cierre las válvulas superior e inferior, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores.

En la figura 3.3 se observa el filtro prensa HP-HT

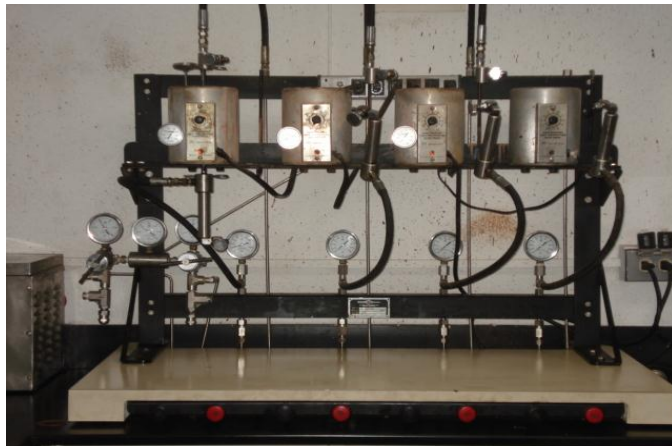


Figura 3.3. Filtro prensa HP-HT.

- Equipo de retorta. El instrumento de retorta ofrece un medio para la separación y medición de los volúmenes de agua, aceite y sólidos contenidos en una muestra de fluido de base agua. En el método de la retorta, un volumen conocido de una muestra de fluido se calienta para evaporar los componentes líquidos que después se condensan y recogen en un recipiente colector graduado. Los volúmenes de líquido se determinan directamente a partir de la lectura de las fases para el

agua y el aceite, en el recipiente colector. El volumen total de los sólidos (suspendidos y disueltos) se obtiene por la diferencia entre el volumen total de la muestra menos el volumen del líquido. [12]

Es necesario realizar algunos cálculos para determinar el volumen de sólidos suspendidos, pues los sólidos disueltos serán retenidos en la retorta. También se puede calcular los volúmenes relativos de los sólidos de baja gravedad y materia densificante. Conocer la concentración y composición de los sólidos resulta fundamental para el control de la viscosidad y la filtración de los fluidos base agua. En la figura 3.4 se puede apreciar el equipo de la retorta.



Figura 3.4. Equipo de retorta.

Procedimiento.

- Limpiar y sacar el ensamblaje de la retorta y el condensador.
- Recoger y preparar la muestra de fluido.
- Con una jeringa limpia, llenar la taza de la retorta lentamente para evitar que quede aire atrapado. Limpiar el exceso de fluido de la tapa, evitando presionar la válvula para que no salga el fluido.
- Llenar el cuerpo de la retorta con lana de acero.

- Colocar un recipiente colector limpio y seco por debajo de la salida del condensador.
 - Poner en funcionamiento la retorta por 45 minutos.
 - Dejar que el recipiente colector del líquido se enfríe. Lea y registre.
- Medidor de pH. El pH-metro empleado tiene las siguientes características. Es un medidor portátil, con rangos de pH entre -2.000 hasta 19.999 , una resolución de $0.001 / 0.01 / 0.1$ pH, una precisión relativa de ± 0.005 y posee 5 puntos de calibración para el pH $1.68/4.01/7.00/10.01/12.46$. Puede señalar pH y temperatura simultáneamente. Los rangos de concentración son entre 0.000 hasta 19900 , con una resolución de \pm un mínimo digital y una precisión relativa de $\pm 0.5\%$ en la lectura. El rango de temperatura oscila entre -5.0 hasta 105 °C, con una resolución de 0.1 °C y una precisión relativa de ± 1.0 °C.

En la figura 3.5 se observa un pH-metro de la empresa PROAMSA.



Figura 3.5. pH-metro.

3.5 PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACION

Para alcanzar los objetivos que se plantearon al comienzo de la investigación se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- **Búsqueda y revisión documental:** Esta actividad comprende las búsquedas de textos, revistas, manuales y todo tipo de información referente al comportamiento de los sistemas de fluidos de perforación viscoelásticos, su definición, procedimientos para su aplicación, entre otros.
- **Recopilación de datos:** Esta se hizo posible mediante la observación directa de los fenómenos estudiados, así como todo el material documental usado para sustentar la investigación y la solución planteada a los problemas analizados, también se registraron los datos necesarios para analizar el comportamiento de los sistemas de fluidos de perforación viscoelásticos sometidas a esfuerzos durante la perforación.
- **Pruebas de laboratorio:** En este lugar es donde el investigador realiza las pruebas necesarias para caracterizar y evaluar el fluido viscoelástico.
- **Análisis de resultados:** Luego de recopilada la información, se realizó un estudio exhaustivo para describir los sistemas de fluidos de perforación viscoelásticos, y en el cual se consideraron, no sólo las condiciones y los parámetros que pueden afectar al pozo, sino también las características y los parámetros del yacimiento donde se realizará el trabajo.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el desarrollo del presente capítulo se presenta el análisis de los resultados, donde se da una explicación detallada de los resultados de los objetivos específicos planteados, descripción de las características geológicas del Campo Borburata, resultados de las pruebas de laboratorio realizadas al fluido viscoelástico, descripción del Fluido Viscoelástico como controlador de filtrado y comparación entre este fluido y otros aplicados en el mismo campo.

4.1 CAMPO BORBURATA

En cuanto al primer objetivo específico, la formación Escandalosa pertenece al Cenomaniense Temprano-Turonense Medio de edad Cretácica, tal como se mostró en la figura 2.8. Está compuesta por areniscas macizas, cuarzosas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas y carbonatos. Está constituida por cuatro miembros, “O”, “P”, “R”, “S”, teniendo todos un gran potencial productivo. Aumenta o disminuye su espesor de acuerdo a la localidad, sin embargo, se considera un espesor promedio de 300 metros aproximadamente.

Estudios geoquímicos de la cuenca indican que la Formación Escandalosa no contiene roca madre. Esto quiere decir, que el petróleo que se encuentra atrapado en esta formación migró de otras formaciones cercanas, quedándose atrapados en los espacios fracturados y vugulares.

Originalmente esta formación poseía una presión de poros alta, pero la explotación de crudo a la que ha sido sometida a lo largo de los años, ha ocasionado una disminución progresiva de dichas presiones. Observando y analizando esta información se puede comprender las características básicas de la formación Escandalosa, la cual es la zona productora, donde se están presentando la mayor cantidad de problemas de pérdidas de circulación en el Campo Borburata. Principalmente se puede observar como esta formación es altamente permeable, ya que es una zona donde se intercalan areniscas de grano fino a medio y carbonatos (calizas y dolomitas) de bajas presiones. De acuerdo a estudios realizados por las empresas perforadoras, mediante registros se ha demostrado que es una zona fracturada con presencia de vugas, las cuales son las principales causas de las pérdidas de circulación.

4.2 FLUIDO VISCOELÁSTICO

El Fluido Viscoelástico evaluado lleva por nombre Sistema PERMAVISC®. Diseñado por PDVSA-Intevep para la perforación de pozos con pérdida de circulación. PERMAVISC® es un sistema base agua especialmente diseñado para perforar yacimientos de petróleo y/o gas minimizando el daño a la formación. Está basado en la combinación de polímeros que le imparten propiedades elásticas y características de alta viscosidad a bajas tasas de corte, lo cual disminuye la movilidad del fluido al yacimiento, disminuyendo el daño a la formación, manteniendo el potencial de producción del yacimiento. Además, esta característica le imparte al fluido un alto valor de punto cedente que a su vez se transforma en mayor capacidad de suspensión de sólidos, mejoras en el acarreo y limpieza de hoyo; se puede variar en un amplio intervalo de valores de punto cedente y viscosidad plástica, con la simple manipulación de las concentraciones de los polímeros. Este es un versátil sistema de fluidos que permite incorporar a la formulación aceite mineral (opcional) para mejorar la lubricidad, incrementar la concentración de cloruro de

potasio (KCl) o incorporar algún inhibidor (opcional) para el hinchamiento de las arcillas.

En la tabla 4.1 se muestra la formulación del Sistema PERMAVISC®.

Tabla 4.1 Formulación Sistema PERMAVISC®. Fuente PROAMSA

COMPONENTE	CONCENTRACION (lpb)
Agua	0,80 – 0,92 Bbl
(KCl)	1 – 3 %
Almidón**	2,5 – 4,0 lb/Bbl
Biovis	2 – 4,0 lb/Bbl
HidroxiEtilcelulosa (HEC)*	1,15 – 2,7 lb/Bbl
Oxido de Magnesio (MgO)	0,5-1,5 lb/Bbl
Sulfito de Sodio	2 lb/bbl
Biocida	0,15 lb/Bbl
Aceite mineral Vassa (opcional)	5 – 12 % $\frac{v}{v}$
Inhibidor (opcional)	1 – 3 % $\frac{v}{v}$
Carbonato de Calcio (CaCO₃)	Depende de la densidad
MEA	0,5-2 lb/bbl

** En caso de temperaturas mayores a 250 °F usar almidón Drill Star

*El orden de adición del HEC depende de su estado físico (este orden es en caso de ser en polvo), en caso de usar HEC líquido, se adiciona antes del Biovis.

La función de cada componente del sistema es la siguiente:

- Agua: El agua es la fase continua del Sistema, y conforma más del 75 % del mismo.
- Estabilizadores de arcillas y lutitas (inhibidores de hinchamiento): Estos productos se utilizan para prevenir la hidratación e hinchamiento de arcillas y

lutitas. En el sistema los componentes principales son cloruro de potasio (KCl) y formiato de potasio (HCOOK), el cual tiene la ventaja de aumentar la densidad en caso que se requiera.

- Biovis: Polímero natural no iónico soluble en agua con excelentes propiedades reológicas y estabilidad notable sobre una amplia gama de pH, salinidades y temperaturas. El Biovis es considerado en la actualidad uno de los mejores agentes de control de movilidad en yacimientos de alta salinidad y altas temperaturas, debido a su excelente poder viscosificante.
- Hidroxietilcelulosa (HEC): Se usa principalmente para la viscosidad y el control de filtrado en los fluidos de rehabilitación y terminación. Es compatible con la mayoría de las salmueras, incluyendo el agua salada, cloruro de potasio (KCl), cloruro de sodio (NaCl), cloruro de calcio (CaCl) y bromuro de calcio (CaBr₂).
- Almidón: Se usa como material controlador de filtrado, en algunos casos son entrecruzados para aumentar su eficiencia, puesto que crean un efecto gelificante y disminuyen la permeabilidad en el revoque. Este producto es no iónico, y por lo tanto soluble tanto en agua dulce como en agua salada.
- Óxido de Magnesio (MgO): Aditivo controlador de la alcalinidad y el pH. Proporciona al sistema un pH aproximado de 10,5. En fluidos de perforación, generalmente se trabaja en intervalos de pH alcalinos; ya que en estos intervalos de pH se disminuye la degradación biológica.
- Bactericida: Para proteger el sistema de la acción bacteriana se adiciona un bactericida. Este aditivo es totalmente compatible con el fluido y protege al sistema de contaminación bacteriana; generalmente se utiliza el X-Cide, pero actualmente se está evaluando otros bactericidas.
- Aceite Mineral Vassa (Opcional): El aceite mineral se utiliza para impartir mayor lubricidad al fluido y su concentración en el sistema puede estar entre 5 y 12 %. Este aditivo es otro producto tecnológico de PDVSA-Intevep: BIDOIL[®], el cual consiste en un Aceite Mineral desaromatizado, con un contenido de aromáticos inferior a 1%.

- Carbonato de Calcio (CaCO_3): Es un aditivo de uso común en la preparación de los fluidos de perforación, sirve como agente puenteante y/o densificante. La granulometría se establece de acuerdo a las condiciones del yacimiento.
- Monoetanolamina (MEA): Es una solución que se utiliza para mantener la alcalinidad. El control de la alcalinidad se realiza para evitar la corrosión de los equipos que están en contacto con el fluido, además de cumplir otras funciones: junto con el MgO se emplea como controlador de pH.

Según información obtenida en la empresa PROAMSA por parte del tutor industrial, el sistema PERMAVISC[®] posee las siguientes ventajas:

- Ideal para trabajar en yacimientos de alta permeabilidad (hasta 6,7 darcys) y baja presión.
- Excelente para pozos horizontales o altamente inclinados.
- Térmicamente estable, probado hasta 300 °F.
- Costo del sistema muy bajo comparado con un sistema convencional.
- Poco porcentaje de invasión debido a su alta viscosidad a bajas tasas de corte.
- Bajo daño a la formación.
- Excelentes propiedades reológicas.
- Alta capacidad de arrastre de ripios.

4.3 POZO BOR-48

Este pozo fue perforado con Fluido Viscoelástico de 8.6 lpg, la formulación de dicho lodo se presenta en la tabla 4.2.

Las pérdidas del fluido hacia la formación, se controlaron debido a la baja movilidad que proporcionó la alta viscosidad a bajas tasas de corte (LSR) y con píldoras de barrido y de sello, mediante el puenteo rápido y eficaz de las gargantas de poros o micro fracturas, con carbonato de calcio de granulometría adecuada. En estas

aplicaciones, también se incluyó un surfactante para ayudar a mantener el aire que se entrapa durante el proceso de mezclado, con el fin de mejorar el control de las pérdidas de fluido.

Por tanto, se puede decir, que las principales características que brindó el sistema de fluido viscoelástico fueron:

- Un sistema libre de sólidos, posee propiedades de alta viscosidades a bajas tasas de corte (LSVRV).
- Buena capacidad de suspensión de partículas y se adelgaza por corte; posee altos geles planos y frágiles, baja viscosidad plástica y alto punto cedente.
- Diseñado para perforar zonas agotadas y de baja presión, controla invasión de fluido hacia la formación por baja movilidad.
- La presencia de aire atrapado no coalescente generado por el tenso activo, además, contiene aditivos que brindaron estabilidad térmica e inhibitoria controlando la pérdida de fluido e inhibiendo formaciones arcillosas y lutitas.
- El sistema viscoelástico tiene buena reología e incrementa su viscosidad a bajos esfuerzos de corte, esta propiedad permitió perforar formaciones de alta permeabilidad o micro fracturadas, así como obtener una excelente limpieza del hoyo.
- Minimizó el riesgo de pérdida de circulación.
- Minimizó el daño a la formación productora con un mínimo impacto ambiental.

Tabla 4.2 Formulación del lodo del pozo BOR-48. FUENTE PROAMSA

COMPONENTE		CANTIDAD
Agua		0,80 Bbl
Biovis		5 lpb
Hidroxietilcelulosa (HEC)		3 lpb
Cloruro de Potasio (KCl)		7 lpb
pH buffer		2 lpb
MEA		2 lpb
CaCO₃	10-15	7 lpb
	30-35	7 lpb
	40-45	7 lpb
	70-75	5 lpb
	115-120	5 lpb
	140-150	5 lpb
Biocida		0,12 lpb
Almidón		4,5 lpb
Demulsificante		0,3 lpb
Dare devil		4 lpb

En la figura 4.1 se presenta el esquema mecánico del pozo BOR-48.

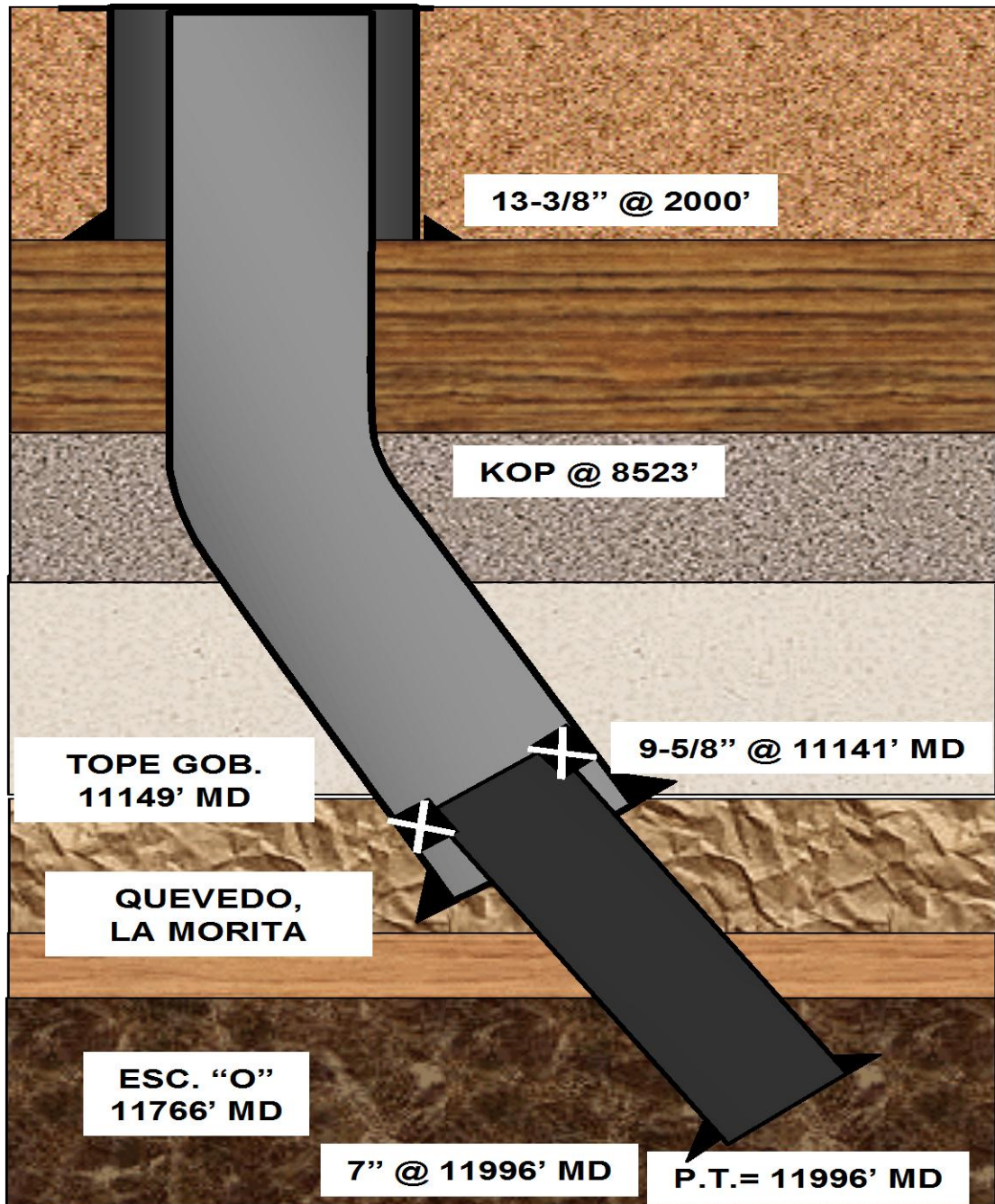


Figura 4.1. Diagrama mecánico pozo BOR-48. FUENTE PROAMSA

En la tabla 4.3 los datos del pozo.

Tabla 4.3 Información General Pozo BOR-48. FUENTE PROAMSA

LOCALIZACIÓN:	B2-W4
CAMPO:	BORBURATA
ÁREA:	BARINAS
COORDENASA DE SUPERFICIE UTM:	N: 940.241,98 E: 359.683,98
COORDENADAS DE OBJ. PRIMARIO UTM (FORMACION: ESCANDALOSA "0")	N: 940.045,00 E: 359.594,00
CLASIFICACIÓN	A-0 DESARROLLO
ELEVACIÓN MESA ROTARIA	524' + 30,5' = 554,5'
TIPO DE POZO	TIPO "J"
PROFUNDIDAD DE POZO MD / TVD	11996' / 11900'
TIPO DE COMPLETACIÓN	PRB
OBJETIVO PRIMARIO	FM. ESC."0"
OBJETIVO SECUNDARIO	FM. ESC. "P"
POTENCIAL INICIAL	800 BPPD
UBICACIÓN RELATIVA	La localización B2-W4 se ubica a 252 m de distancia del pozo BOR-9 y aproximadamente a 478 m del pozo BOR-11 a nivel de la Formación Escandalosa Miembro "O".
TIEMPO ESTIMADO	71 DIAS
COSTO ESTIMADO DE PERF + COMPL.	20.430 MBsF.

4.3.1 Resumen operacional del pozo BOR-48

Se perforó el hoyo de 8½” con sistema viscoelástico de 8,6 lpg desde 11.252 pies hasta 11422, con sarta direccional. Se realizó viaje hasta la zapata por aumento de presión en bomba, circulando con 500 gpm para tratar de eliminar posible taponamiento de la mecha. Se continuó perforando y se bombeó 30 bbl píldora viscosa a 11470´ con CaCO₃ de (10-15, 30-35, MB50 D). Se perforó hoyo sin problemas a 11614´ con 12 pph, 450 gpm con una presión entre 2600-2900lpc. El fluido mantuvo sus propiedades. Se realizó viaje desde 11710´ a 11036´ sin problemas, circulando 2 fondos arriba, con 450gpm, 2600 lpc. Se perfiló hoyo de 8 1/2" sin problema. Se decidió profundizar 80' para 11790'. Se bajó tubería hasta 6150'.

Este pozo fue completado con salmuera KCl 3%. La empresa de servicios que preparó el sistema en esta aplicación fue PROAMSA.

En la Tabla 4.4 se muestran las propiedades promedio del sistema de fluido viscoelástico registradas durante la perforación de pozo BOR-48. En las cuales se muestra un rango, los valores menores corresponden a las propiedades del fluido durante la perforación de la formación Gobernador y los valores mayores, corresponden a las propiedades del fluido durante la perforación de la formación Escandalosa. Y en la tabla 4.5 se muestran las pérdidas de lodo durante la perforación del hoyo de producción del pozo BOR-48.

Tabla 4.4 Propiedades del sistema de Fluido Viscoelastico durante la perforación del pozo
BOR-48. FUENTE PROAMSA

PROPIEDADES	UNIDADES	PROGRAMADA	REALES
Densidad	lpg	8,6 – 8,7	8,6 – 8,7
Lectura 600 / Lectura 300		91 / 71	69-103 / 57-91
Lectura 6 / Lectura 3		30 / 25	32-52 / 28-48
Geles 10” / 10’	lbs/100 ft2	29 / 33	35-42 / 38-50
Viscosidad Plástica	cp	18	12 – 14
Punto Cedente	lbs/100 ft2	37	30 – 69
Filtrado API	cc/30 min	4.0	4 - 7
pH		10,8	10,2 – 10,8
Lecturas LSRV @ 2 min	cp	67.890	45.000 – 76.000
Lecturas LSRV @ 3 min	cp	67.890	57.000 – 77.000

Tabla 4.5 Distribución de pérdidas de circulación por formación durante la perforación del hoyo productor del pozo BOR – 48. FUENTE PROAMSA

PÉRDIDAS	CANTIDAD (bbl)
PERFORACIÓN FORM. GOBERNADOR	25
PERFORACIÓN FORM. ESCANDALOSA “O”	284
PERFORACIÓN ESCANDALOSA “P” / “R”	230
CIRCULACIÓN	181
VIAJES DE TUBERÍA	441
PERFILAJE DE REGISTROS	60
CORRIDA DEL LINER 7”	473
CEMENTACIÓN DEL LINER 7”	123
TOTAL	1817

4.4 POZO BOR-35

Se perforó hoyo 8 ½” con sistema PERMAVISC® de 8,7 lpg desde 12.105 pies hasta 13.110 pies (TVD = 11.876 pies), bombeando píldoras sellantes de barrido cada 60 pies durante la perforación de la formación Gobernador, cada 3 pies durante la perforación de la formación Escandalosa, miembros “O” y “P”, monitoreando nivel de fluido permanentemente sin problemas. Se perfiló registros eléctricos en tres (3) corridas consecutivas sin problemas. Se bajó y cementó revestidor de 7”, según

programa con colgador hidráulico tipo expandible Versaflex, asentando zapata @ 13.110 pies. Se gastaron en total 3.239 barriles de PERMAVISC®. Este pozo fue completado con Salmuera de KCl al 2% con 5 lb/bbl de demulsificante, del cual se consumieron 1000 barriles. La empresa de servicios que preparó el sistema en esta aplicación fue Lodos de Venezuela C.A. (LOVENCA), en el taladro PRIDE 710. En la tabla 4.6 se observa la formulación del lodo empleado en este pozo.

Tabla 4.6 Formulación del lodo del pozo BOR-35. Fuente: PROAMSA

COMPONENTE		CANTIDAD
Agua		0,80 Bbl
Biovis		3,24 lpb
Hidroxietilcelulosa (HEC)		1,89 lpb
Cloruro de Potasio (KCl)		12,89 lpb
pH buffer		0,86 lpb
MEA		1,31 lpb
CaCO₃	10-15	4,22 lpb
	30-35	9,43 lpb
	40-45	5,43 lpb
	70-75	1,92 lpb
	115-120	2,25 lpb
	140-150	4,09 lpb
Biocida		0,32 lpb
Almidón		4,56 lpb
Demulsificante		0,25 lpb
Dare devil		3,16 lpb

En la figura 4.2 se muestra el esquema mecánico del pozo BOR-35

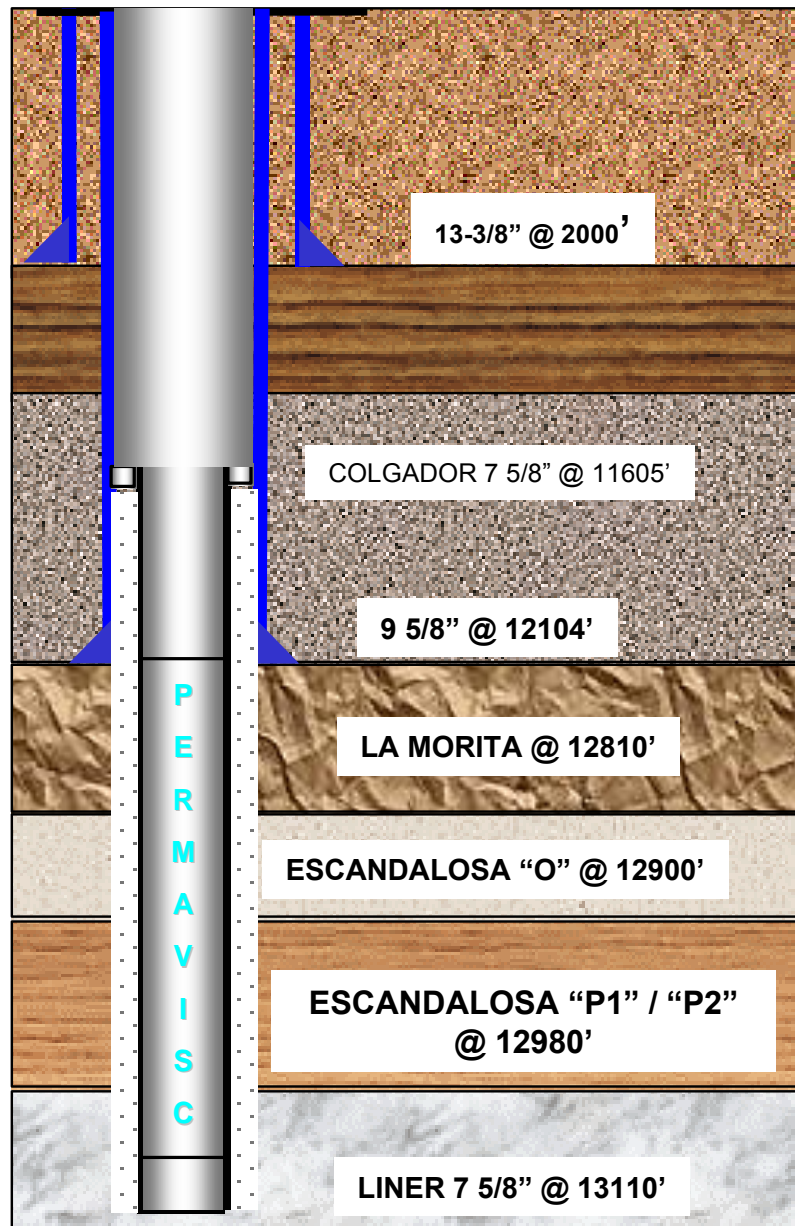


Figura 4.2. Diagrama mecánico del pozo BOR-35 (desviado tipo J). Fuente: PROAMSA

En la tabla 4.7 los datos del pozo BOR-35

Tabla 4.7 Información General Pozo BOR-35. FUENTE PROAMSA

LOCALIZACIÓN:	B2-W12C
CAMPO:	BORBURATA
ÁREA:	BARINAS
COORDENADA DE SUPERFICIE UTM:	N: 940.576 mts E: 362.811 mts
COORDENADAS DE OBJ. PRIMARIO UTM (FORMACION: ESCANDALOSA "0")	N: 941.050 mts E: 363.569 mts
CLASIFICACIÓN	A-0 DESARROLLO
ELEVACIÓN MESA ROTARIA	554'
TIPO DE POZO	DESVIADO TIPO "J"
PROFUNDIDAD DE POZO MD / TVD	13089' / 11876'
TIPO DE COMPLETACIÓN	PTN/PRB
OBJETIVO PRIMARIO	FM. ESC."0"
POTENCIAL INICIAL	800 BPPD
UBICACIÓN RELATIVA	La localización B2-W12C se ubica a 1100 m al este del pozo BOR-31, 46 pies de buzamiento abajo del mismo y dista de la falla 260 mts.
TIEMPO ESTIMADO	75 DIAS
COSTO ESTIMADO DE PERF + COMPL.	13.213MMBsF.

4.4.1 Resumen operacional del pozo BOR-35

Se perforó sección de 8 ½” con 400 gpm y sistema PERMAVISC[®], con lecturas a baja tasa de corte entre 45.000 – 60.000 cp y punto de cedencia entre 22 y 45 lb/100 pie², hasta 12.820 pies (90 pies antes de formación Escandalosa) bombeando píldoras sellantes de barrido con carbonato de calcio de diferentes granulometrías cada 60 pies perforados.

Se ajustaron propiedades del fluido, lecturas a baja tasa de corte entre 95.000 y 105.000 cP, punto cedente entre 50 y 60 lb/100 pie², y parámetros de perforación de 300 gpm y ROP controlada de 15 pph. Se perforó la Formación Escandalosa, en sus miembros “O” y “P” (12.900 - 13.110 pies) con parámetros controlados, bombeando entre 10 y 20 barriles de píldoras sellantes de barrido con carbonato de calcio de diferentes granulometrías (incrementando la concentración de carbonatos gruesos) cada 3 pies perforados hasta la profundidad de 13.110 pies (profundidad final).

Se circularon 30 bbl de píldora sellante de barrido hasta retornos limpios y se realizó viaje de calibración hasta la zapata de 9 5/8” con arrastres puntuales de hasta 80 Klb, se cubrió sección de hoyo desnudo con 50 bbl de píldora sellante y se sacó tubería hasta superficie sin problemas.

Se perfiló registros eléctricos en 3 (tres) corridas consecutivas: Caliper - Resistividad + Densidad Neutron + Mineralógico (HRLA – PEX – ECS) + Imágenes Resistivas sin problemas. Se realizó viaje de limpieza sin problemas dejando píldora sellante para cubrir hoyo abierto.

Se corrió y cementó revestidor de 7” x 29 lb/pie HYD-513 P-110 con colgador hidráulico expandible tipo Versaflex 9 5/8” x 7” sin problemas.

En la Tabla 4.8 se muestran las propiedades promedio del sistema de fluido viscoelástico registradas durante la perforación de pozo BOR-35.

Tabla 4.8 Propiedades del sistema de Fluido Viscoelastico durante la perforación del pozo BOR-35. FUENTE PROAMSA

PROPIEDADES	UNIDADES	PROGRAMADA	REALES
Densidad	lpg	8,6 – 8,7	8,7 – 8,8
Lectura 600 / Lectura 300		91 / 71	42-78 / 32-69
Lectura 6 / Lectura 3		30 / 25	19-37 / 17-33
Geles 10” / 10’	lbs/100 pie ²	29 / 33	19-32 / 24-37
Viscosidad Plástica	cP	20	9 – 12
Punto Cedente	lbs/100 pie ²	51	22 – 60
Filtrado API	cc/30 min	4,0	4,8 – 5,0
pH		10,8	9,7 – 11,0
Lecturas LSRV @ 2 min	cp	67.890	45.000 – 104.000
Lecturas LSRV @ 3 min	cp	67.890	52.000 – 105.000

En la tabla 4.9 se observa la distribución de pérdidas de circulación durante la perforación del pozo BOR-35.

Tabla 4.9 Distribución de pérdidas de circulación por formación durante la perforación del hoyo productor del pozo BOR – 35. FUENTE PROAMSA

PÉRDIDAS	CANTIDAD (bls)
FORMACIÓN (PERMEABILIDAD)	287
E. C. S.	222
HUMECTACIÓN	22
CENTRIFUGACIÓN	63
SUPERFICIE, (viajes)	50
EVAPORACIÓN	115
TOTAL	759

4.5 COMPARACIÓN ENTRE EL SISTEMA DE FLUIDO DE VISCOELÁSTICO Y UN SISTEMA CONVENCIONAL DE FLUIDO DE PERFORACIÓN USADO EN EL MISMO CAMPO

Se muestra a continuación en la tabla 4.10 la formulación del fluido convencional utilizado para compararlo con el fluido viscoelástico en las pruebas reológicas. Este fluido lleva por nombre Master Xan de la empresa Tecnoquim C.A a base de agua dulce.

Tabla 4.10 Formulación del sistema de polímero con goma xántica

PRODUCTOS	CANTIDAD
Agua	305cc
Drill Zan	0.80gr
Almidón	6.0gr
Bactericida	0.50cc
Alcalinizante de pH	0.30gr
Densificante/ puenteante	85gr
Lubricante	11cc

En la tabla 4.11 se observan los resultados de las pruebas reológicas realizadas al fluido viscoelástico. Y en la tabla 4.12 los resultados de las mismas pruebas al fluido convencional.

Se prepararon estos fluido para ser evaluados y comparados en iguales condiciones y así describir su comportamiento.

Tabla 4.11. Resultados de Reología de la Prueba especial Fann 70 a diferentes temperaturas del fluido viscoelástico.

	Lecturas (RPM) @						Visc.	Punto
							Plást.	Cedente
							(cP)	lbf/100ft ²
CALENTANDO								
Temp	L600	L300	L200	L100	L6	L3		
(F)/Pres,lpc								
150°F / 14.7 lpc	139,0	114,0	101,0	80,0	27,0	19,0	25	89
225°F / 3300 lpc	104,0	85,0	72,0	54,0	13,0	11,0	19	66
300°F / 9000 lpc	43,0	31,0	26,0	15,0	3,0	2,0	12	19
300°F / 8280 lpc	42,0	30,0	24,0	15,0	3,0	2,0	12	18
ENFRIANDO								
270°F / 6624 lpc	65,0	45,0	34,0	22,0	4,0	3,0	20	25
240°F / 4968 lpc	105,0	84,0	70,0	51,0	12,0	9,0	21	63
210°F / 3312 lpc	114,0	93,0	80,0	58,0	14,0	12,0	21	72
180°F / 1656 lpc	134,0	110,0	94,0	71,0	20,0	13,0	24	86

Tabla 4.12 Resultados pruebas reológicas al fluido Master Xan de Tecnoquim C.A a base de agua dulce

Lecturas (RPM) @							Visc.	Punto
							Plast.	Cedente
							(cP)	lbf/100ft ²
CALENTANDO								
Temp (F)/Pres,lpc	L600	L300	L200	L100	L6	L3		
120°F / 14.7 lpc	38,4	30,1	25,5	23,7	5,2	4,1	8	22
180°F / 3120 lpc	34,8	25,5	21,8	20,0	5,2	4,1	9	16
220°F / 10000 lpc	23,7	13,7	9,5	6,3	3,0	2,0	10	4
220°F / 8000 lpc	23,7	14,8	13,7	12,7	4,0	3,0	9	6
ENFRIANDO								
200°F / 6400 lpc	24,6	15,9	11,6	9,5	4,0	3,0	9	7
180°F / 4800 lpc	32,9	22,7	18,0	12,7	4,0	3,0	10	13
160°F / 3200 lpc	43,1	31,1	25,5	19,1	5,2	4,1	12	19
140°F / 1600 lpc	45,8	32,9	28,3	20,9	6,1	5,2	13	20

En la figura 4.3 se muestran los valores graficados de punto cedente y viscosidad plástica versus temperatura y presión del lodo viscoelástico. Y en la figura 4.4 los valores correspondientes al fluido convencional.

En la tabla 4.13 se muestran los resultados obtenidos en las pruebas físicas aplicadas al fluido viscoelástico y convencional.

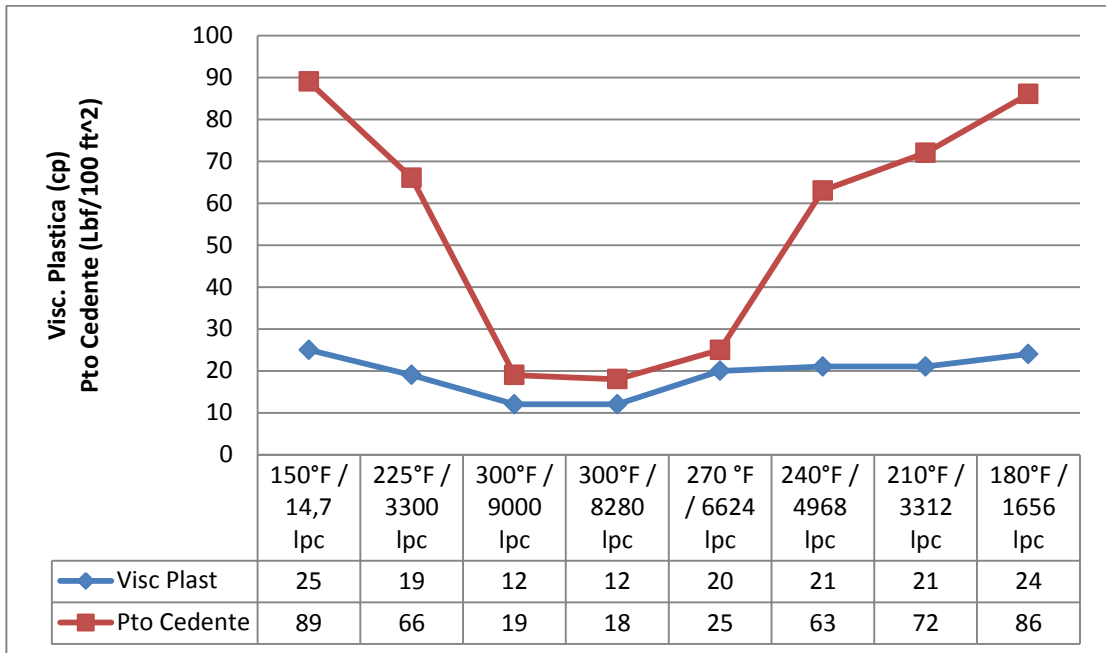


Figura 4.3 Comportamiento del punto cedente y viscosidad plástica del fluido viscoelástico.

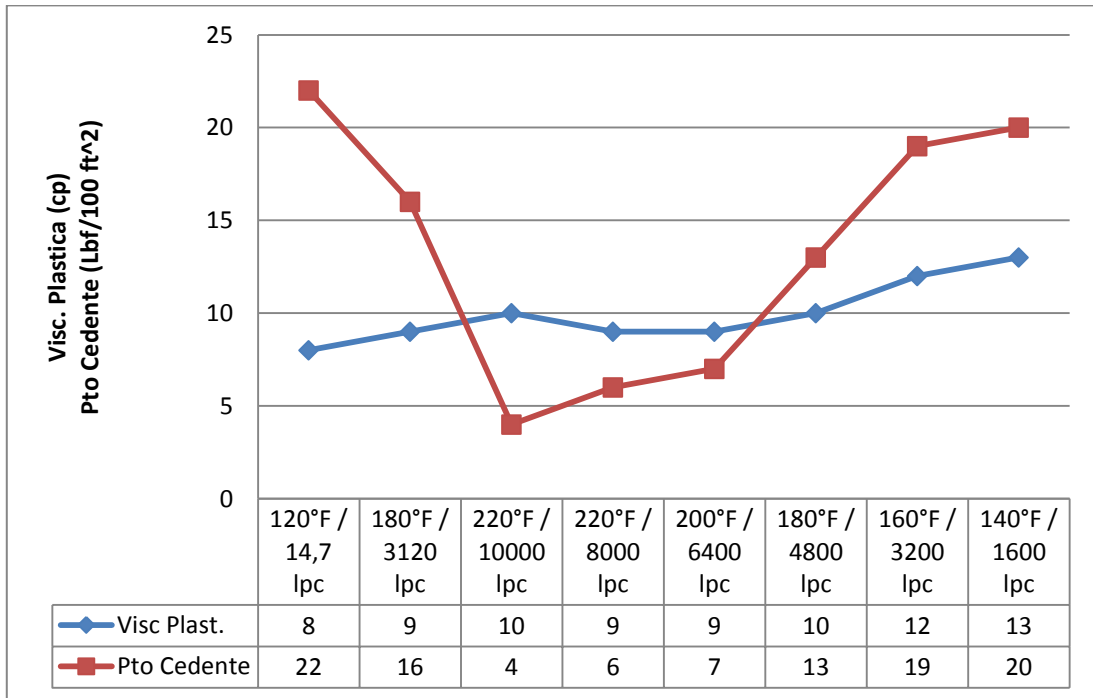


Figura 4.4 Comportamiento del punto cedente y viscosidad plástica del Master Xan.

Tabla 4.13. Resultados de las pruebas físicas realizadas al fluido viscoelástico y convencional

	Fluido viscoelástico	Fluido convencional
Densidad	8.6 lpg	9 lpg
Gel 10''	26	14
Gel 10'	32	17
Filtrado API	4,5 cc	6 cc
pH	10,3	9,5
% solidos	2	12
% agua	98	88

De los resultados de las pruebas se obtienen las siguientes comparaciones.

El fluido viscoelástico es estable hasta 300°F, mientras que el convencional hasta 220°F. Los fluidos viscoelásticos son ideales para perforar zonas agotadas, fracturadas o falladas, mientras que el fluido convencional no cumple con los requerimientos para perforar estas zonas como ser puenteante, buen controlador de filtrado, etc. El fluido viscoelástico presenta puntos cedentes bastantes altos, sobre todo en el proceso de calentamiento, mientras que el fluido convencional presenta estos valores altos en el proceso de enfriamiento. El fluido viscoelástico propicia alta capacidad de acarreo de ripios, debido a sus propiedades altamente viscosas, mientras que en el fluido convencional el punto cedente decayó (figura 4.3), la viscosidad plástica no se mantuvo, lo que indica que de ser utilizado no permitirá buen arrastre. El fluido viscoelástico obtuvo excelentes valores en las diferentes lecturas como controlador de reología, mientras que en el fluido convencional las lecturas son muy inferiores a los obtenidos con el fluido viscoelástico, no es buen controlador de reología. En los fluidos viscoelásticos la utilización de lubricante es opcional, depende de los requerimientos del pozo, mientras que en el convencional forma parte de su formulación y su uso puede producir mayor daño a la formación. El fluido convencional es más sensible a las contaminaciones a alta temperatura, por la utilidad

del aceite, mientras que el fluido viscoelástico es inerte a los ambientes contaminantes que aportan las formaciones.

4.6 RESULTADOS DE SU APLICACIÓN

De acuerdo a los resultados obtenidos durante la perforación del pozo BOR-48 y BOR-35, se puede decir que el sistema de fluido de perforación es técnicamente factible debido a.

- Fluido de propiedades estables probadas hasta 300 °F.
- Excelente comportamiento durante la perforación del pozo BOR-48 y BOR-35, como demuestran los resultados obtenidos.
- Presentó bajo porcentaje de invasión debido a su alta viscosidad a bajas tasas de corte (baja movilidad).
- Se mantuvo un bajo filtrado, reduciendo así el daño a la formación.
- Excelentes propiedades reológicas del sistema.
- Perforó de forma continua con un mismo fluido en todos los prospectos de la zona productora (Gobernador “A” y “B”, escandalosa “O”, “P” Y “R”) del pozo BOR-48.
- Se logró un sello efectivo en el miembro “O” de la formación Escandalosa, con la adecuada selección de tamaños de carbonato de calcio y la proporción, minimizando las pérdidas dinámicas y estáticas de fluido.
- Puede utilizarse para cambios en la arquitectura del pozo.
- El sistema de fluido viscoelástico inhibió satisfactoriamente las intercalaciones de lutitas de las Formaciones Gobernador y Escandalosa (Esta formación objetivo está compuesta por roca caliza que tiene una presión de poro muy baja de 1900 lpc a una profundidad de 11700 pies, caracterizada por poseer sistemas vugulares y microfracturas), y evitó la desestabilización del pozo, debido al bajo filtrado API y HPHT en conjunto con la baja movilidad presentada por el sistema.

- Ahorros por la sustitución total de los equipos de generación de nitrógeno en sitio como compresores, generadores, entre otros.
- Se corroboró la estabilidad del sistema durante las operaciones de perforación del pozo BOR-48 y BOR-35
- Se logró operar el sistema con efectividad a la salida y a la entrada del pozo.
- Se garantizó un efectivo acarreo de sólidos y excelente limpieza durante la perforación.
- Se realizaron operaciones exitosas de limpieza, sin evidencia de desestabilización del Sistema.
- Se atravesaron 30' de lutitas intercalada sin evidencia de desestabilización del hoyo.
- Se mantuvieron en control las propiedades del fluido, con el uso de equipos básicos de control de sólidos.
- Presencia de influjos de crudo en superficie, sin evidencia de desestabilización del Sistema.
- Se minimizó el daño a la formación por baja invasión de fluido durante la perforación (pérdida de circulación).
- El volumen y tamaño de los recortes se corresponden de acuerdo a la tasas de penetración.
- No se presentó aumento o salto de presión, torque, arrastre, lo cual es evidencia una buena limpieza del hoyo.

CONCLUSIONES

- De acuerdo a lo presentado, según la litología del Campo Borburata, se ha definido como un ambiente transicional con desarrollo de complejos canales y barras. Las características sedimentarias de las secuencias de Gobernador A/B corresponden a depósitos de arenas proximales a la plataforma conformadas por extensas sábanas de canales distributarios y frente deltaico, la mayor parte del almacenamiento de hidrocarburo, está ubicado en los niveles dolomitizados con porosidad intercrystalina, móldica, vugas (principal causante de las pérdidas de circulación en estos pozos) y fracturas.
- Mediante los análisis de los resultados de las pruebas realizadas en el laboratorio de PROAMSA, se demostró que el sistema de fluido viscoelástico arrojó mejores resultados que el fluido convencional base agua y que sus características, son las más representativas para utilizar en los pozos del Campo Borburata.
- El sistema de fluido viscoelástico formulado y preparado para la perforación del pozo BOR-48 y BOR-35 del Campo Borburata, permitió la perforación de todas las arenas productoras del intervalo de producción compuesto por las Formaciones Gobernador y Escandalosa, incluyendo el corte de núcleos en los miembros “O” y “P” de la formación Escandalosa.
- El sistema de fluidos viscoelásticos resulta una gran alternativa, ya que proporciona un puenteo o sello efectivo en el miembro “O” de la formación Escandalosa, a la concentración y los tamaños de carbonato de calcio, minimizando las pérdidas dinámicas y estáticas de fluido.
- El sistema de fluido viscoelástico inhibió satisfactoriamente las intercalaciones de lutitas de las Formaciones Gobernador y Escandalosa en el pozo BOR-48. Se evitó la desestabilización del pozo debido al bajo filtrado API y HPHT en conjunto con la baja movilidad presentada por el sistema.

- En general los fluidos viscoelásticos presentan poco impacto al ambiente, y es por ello su eficiencia al contribuir a evitar la contaminación ambiental.
- Este Trabajo Especial de Grado demuestra la factibilidad de usar fluido viscoelástico como controlador de pérdida de circulación en los pozos del Campo Borburata.

RECOMENDACIONES

- Usar la prueba de viscoelasticidad cuando se realicen investigaciones con fluidos viscoelásticos, esta permite conocer más sobre el fluido estudiado.
- Incorporar al Pensum de estudio de Ingeniería de Petróleo objetivos sobre fluidos viscoelásticos, ya que en la industria son muy usados en los últimos años.
- Aplicar al menos una práctica de fluidos viscoelásticos en el laboratorio de fluidos de perforación y cementación, con el fin de familiarizar al estudiante con este tipo de fluidos.

GLOSARIO

- Aditivos: término genérico usado para referirse a las sustancias que se agregan al lodo de perforación o a determinado producto (por ejemplo gasolina), para darle ciertas características.
- Agotamiento: acción y efecto de consumirse un depósito de hidrocarburos, conforme la producción avanza. El agotamiento es un proceso natural, normal; en la medida que se agotan, la capacidad de producción de los yacimientos disminuye inexorablemente.
- Anular: espacio comprendido entre dos conductos concéntricos.
- Arcilla: tierra plástica, suave y de varios colores, formada por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.
- Arenisca: roca sedimentaria compuesta por granos de arena cementados por sílica, carbonato de calcio, óxido de hierro, etc. Roca común en las acumulaciones de petróleo y agua.
- Calizas: roca sedimentaria de naturaleza calcárea. En Venezuela constituyen importantes secciones de rocas-madre y de rocas reservorio de depósitos gigantescos de hidrocarburos.
- Circulación: operación de la perforación que consiste en bombear el lodo por todo el sistema durante un tiempo prudencial, con el fin de acondicionarlo de manera conveniente.
- Contenido de Arena: porcentaje en volumen de arena contenida en el fluido de perforación. El contenido de arena debe mantenerse lo más bajo posible para evitar alteraciones en las propiedades del fluido de perforación y daños a los equipos de circulación.

- Contenido de Sólidos: porcentaje en volumen de sólidos contenidos en el fluido de perforación. Incluye arcillas, barita y cualquier sólido no deseable que haya entrado al sistema.
- Daño a la Formación: reducción de la permeabilidad de las rocas de formación causada por la invasión del filtrado del fluido de perforación, de la lechada de cemento, o de las partículas provenientes de la perforación.
- Demulsificantes: sustancias que ayudan a la separación del petróleo crudo, cuando se produce en forma de emulsión estable de agua en petróleo.
- Derrumbe: desprendimiento de las paredes del hoyo. El derrumbe puede ocasionar atascamiento de la tubería de perforación.
- Esfuerzo: fuerza aplicada a un cuerpo que puede llegar a deformarlo o quebrarlo. Usualmente descrita en términos de magnitud por unidad de área o intensidad.
- Fluido: en general, sustancia cuyas moléculas pueden moverse unas respecto a otras. El petróleo es un fluido y su comportamiento físico en los yacimientos es predecible. El gas natural también es un fluido.
- Formación: grupo de rocas diversas que constituyen una unidad característica dentro de una sección estratigráfica; ocasionalmente, la clasificación de los mantos en un campo se hace en base casuística (por ejemplo, denominación de arenas con nombre de colores o de letras griegas: naranja, eta).
- Formación Cavernosa: formación rocosa que contiene espacios abiertos generalmente formados por disolución por aguas innatas en la formación.
- Hoyo: conducto que comunica al subsuelo con la superficie. Abrir ese conducto es el objetivo de la perforación.
- Invasión: volumen de filtrado del fluido de perforación o de la lechada de cemento que invade a la formación. La invasión causa daño a la formación y aleja los hidrocarburos de las cercanías del hoyo.
- Lodo: fluido que se hace circular durante la perforación de un pozo con el fin de retirar los ripios del fondo del hoyo y enfriar la mecha y la tubería de

perforación. Así mismo, el lodo evita el derrumbe de las paredes del pozo. El examen del lodo en la superficie permite hacer un primer análisis de los fluidos encontrados por la perforación. Al lodo se le llama usualmente “barro”. La preparación del lodo es una actividad especializada muy importante, en la medida que la industria petrolera se adentra a operaciones más riesgosas en un ambiente hostil (muy altas temperaturas, áreas nuevas, profundidades de más de 6.000 metros). El lodo se compone de una base líquida (petróleo o agua), una parte coloidal y otra parte inerte (arena, materiales pesados).

- Lutita: roca sedimentaria impermeable, producto de la compactación de arcillas, con estratificación muy delgada. Las lutitas se consideran las mejores rocas-madres, generadoras de hidrocarburos.
- Mecha: pieza que se coloca atornillada en el extremo de la tubería de perforación para que al girar corte y atraviese los estratos de la corteza terrestre, cuando se perfora un pozo.
- Núcleos: testigo cilíndrico de las rocas que se atraviesan en un pozo, muestras estratigráficas especialmente cortadas para análisis de laboratorio y estudios geológicos detallados específicos.
- pH: unidad de medida de la condición ácida o alcalina de una sustancia. El valor del ph varía de 1 a 14. De 1 a 6 indica acidez, el 7 es valor neutro y de 8 a 14 indica alcalinidad.
- Píldora: volumen de fluido de perforación que tiene una utilidad específica. Por ejemplo de fluido alta densidad que se bombea al pozo antes de empezar a sacar la mecha con el objeto de ir desplazando el fluido de perforación dentro de la tubería de perforación para que no cause problemas al desenroscar en cada parada. También es un volumen de fluido de baja densidad que se utiliza para liberar un atascamiento diferencial.
- Reología: mecánica de los cuerpos deformables, en la cual están incluidos los problemas de elasticidad, viscosidad y fluidez.

- Retorta: equipo de destilación que se usa para determinar el porcentaje de los componentes líquidos y sólidos de un fluido de perforación.
- Revoque: capa de lodo de perforación que cubre las paredes de un pozo, evitando el derrumbe.
- Ripios: los fragmentos de roca cortada por la mecha durante la perforación de un pozo. Los ripios se sacan del hoyo por la circulación del lodo para su estudio por los geólogos.
- Viscosidad: es la propiedad de los fluidos que se manifiesta como una resistencia disipativa a fluir. La viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido al movimiento relativo de sus moléculas.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Sierra, B. (2003), Universidad del Zulia “Evaluación de los tratamientos de pérdidas de circulación en pozos perforados en la U.E Barinas”.
- [2] PDVSA INTEVEP, Kakadjian, S; Blanco, J, 2004 “Metodología para evaluar fluidos de perforación viscoelásticos”.
- [3] PDVSA-CIED. (2002). Manual de fluidos de perforación.
- [4] Aguilar, Mario (2008) Introducción a los fluidos de perforación. Obtenida el 15 de agosto de 2011, de <http://es.scribd.com/doc/7904671/Introduccion-a-Fluidos-de-Perforacion>.
- [5] Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV. (2010). Guía de perforación.
- [6] Instituto Americano del Petróleo. (sf). Manual de fluidos de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas.
- [7] BAKER HUGHES INTEQ “Manual de Especificaciones y Procedimientos para los Productos de Fluidos de perforación”. (1999).
- [8] Society of Petroleum Engineers. (2007). Viscoelastic System as an Alternative to UBD for Drilling a Severely Fractured Limestone Reservoir. J. Blanco, D. Ocando, A. Lanza, R. Rendon, F. Rodríguez, A. Caligiore, J. Acosta, y N. Carrero.
- [9] BAKER HUGHES INTEQ “Procedimiento estándar para las pruebas de laboratorio con fluidos de perforación.” (1998).
- [10] Schlumberger. WEC. Evaluación de pozos. (1997).
- [11] Código geológico de Venezuela. (sf). Consultado el 5 de septiembre de 2011. PDVSA-Intevep. <http://www.pdv.com/lexico/>.
- [12] MILPARK DRILLING FLUIDS “Introducción a los fluidos de perforación” (2000).

- [13] Tamayo y Tamayo (2003). El proceso de investigación científica. México: Editorial Limusa.
- [14] Boscán, Laura (2007) Universidad del Zulia “diseño de un fluido de perforación viscoelástico con sales de formiato para la perforación en el área de altos de ceuta”.
- [15] Hernández, Fernández y Baptista, (Metodología de la Investigación, 1997).
- [16] Chávez, Nilda (2004). Introducción a la Investigación Educativa. Venezuela: Editorial Graficas, S.A.
- [17] Dankhe, G. L. (1986) Investigación y Comunicación. Editorial McGraw
- [18] Bavaresco de Prieto, Aura, (2000) Proceso Metodológico en la Investigación: como hacer un Diseño de Investigación. Maracaibo: Editorial Ediluz.
- [19] Arias, F. (2006) El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología científica. Quinta edición. Caracas: Editorial Episteme.
- [20] Zorrilla, S. (1985). Introducción a la Metodología de la Investigación, 2ª. ed., Ed. Océano, México.