

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UTILIZAR EL  
AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA COMO FLUIDO BASE PARA  
LA PREPARACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN**

**ALBERTA BEATRIZ BARBOSA CHARRIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UTILIZAR EL  
AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA COMO FLUIDO BASE PARA  
LA PREPARACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN.**

**ALBERTA BEATRIZ BARBOSA CHARRIS  
TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:  
JAIME ALBERTO LOZA CASTILLO  
DOCENTE UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

El más eterno agradecimiento para mis padres, William y Almamarina por el apoyo, paciencia y amor que siempre me han brindado. Por creer en mí y no desfallecer en el intento de verme convertida en una profesional.

A mis hermanas, Gwendollyne, Indirha y Victoria quienes siempre han estado preocupadas por mí, y por el desarrollo de cada una de las etapas de mi vida.

A Jorge Luis, por estar a mi lado en todos los momentos, por su amor incondicional y por planear una vida juntos llena de felicidad.

Al pequeño amor de mi vida Francisco José, por ser el motor que me impulsa día tras día a forjar un hermoso futuro para ti.

Al Ingeniero Jaime Alberto Loza, por darme la oportunidad de trabajar a su lado, por corregirme cada vez que fue necesario y por toda la paciencia que requirió ver concluido este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por brindarme el espacio para culminar exitosamente cada una de las etapas que este proyecto requirió. En especial a Luz Karime, Erik y Jaime por su valiosa colaboración.

A todos los que de una u otra manera hicieron posible la culminación de este proyecto. Mil gracias.

## DEDICATORIA

**Gwendollyne Milena Barbosa Charris**

*Te fuiste de este mundo sin decir adiós a tus seres queridos, dejando un vacío inmenso en el corazón de muchas personas.*

*Hoy, desde donde estés, sé que el cielo es tu morada eterna. La muerte es así, intempestiva, espontánea, certera. La vida es así, bella, mágica, efímera.*

*Tu sonrisa será la compañía ideal para Dios, tu encanto la llave al paraíso, tu mirada la luz que alumbra en medio de la oscuridad.*

*Descansa en paz en medio de jazmines, claveles y rosas. Espera que lleguemos a hacerte compañía, porque está demostrado que la vida es pasajera, pero la recompensa después de esta vida es infinita.*

*Disfruta tu estadía rodeada de ángeles, nubes blancas como la nieve y la inigualable compañía del Dios todopoderoso... Algún día, muy pronto, estaremos todos juntos.*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	15
1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCION.....	17
1.1 COMPONENTES PRIMARIOS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	20
1.2 IMPACTO AMBIENTAL DE LOS VERTIDOS INCONTROLADOS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	23
1.3 CONTAMINACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	24
1.4 VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA.....	25
2. ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	27
2.1 PROCEDIMIENTO DE MUESTREO.....	27
2.2 ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS.....	28
3. NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE AGUAS RESIDUALES.....	35
3.1 NORMATIVIDAD APLICABLE A RESIDUOS LÍQUIDOS.....	35
3.2 PARÀMETROS QUE DEBEN CUMPLIR LOS VERTIMIENTOS.....	37
4. SISTEMAS DE TRATAMIENTOS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	42
4.1 SEPARACIÓN BÁSICA.....	42
4.2 TRATADORES.....	42
4.3 REMOCIÓN DEL PETRÓLEO DISPERSO.....	43
4.4 REMOCIÓN DEL GAS DISUELTO.....	43
4.5 REMOCIÓN DE SÓLIDOS EN SUSPENSION.....	43
4.6 BIOCIDAS.....	44
4.7 SEPARACIÓN POR MEMBRANAS.....	44
5. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	45
5.1 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	45
5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	47
5.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA.....	51
5.4 PRUEBAS AL LODO DE PERFORACIÓN.....	52

6. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA.....	53
6.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.....	54
6.2 PROPIEDADES DE FLUIDOS Y ROCAS.....	55
6.3 PRODUCCIÓN DE AGUA EN CASTILLA.....	56
7. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA.....	60
7.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	63
8. PREPARACIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN.....	67
8.1 METODOLOGIA.....	68
8.2 RESULTADOS.....	70
9. ANÁLISIS FINANCIERO.....	80
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
BIBLIOGRAFIA.....	88
ANEXOS.....	90

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.Ciclo del agua de producción.....	18
Figura 2. Localización geográfica del Campo Castilla.....	53
Figura 3.Descripción geológica del Campo Castilla. ....	54
Figura 4. Producción de crudo y agua en el Campo Castilla.....	56
Figura 5. Facilidades de superficie de la Estación Castilla I.....	57
Figura 6. Facilidades de superficie de la Estación Castilla II.....	58
Figura 7. Facilidades de superficie de la Estación Acacias. ....	58
Figura 8. Sistema de tratamiento de agua. Estación Castilla. ....	59
Figura 9. Facilidades del sistema de tratamiento. ....	59
Figura 10. Esquema Estación Castilla II. ....	60
Figura 11. Esquema Estación Acacias.....	61
Figura 12. Toma de Muestras Estación Castilla II y Acacias.....	62
Figura.13. Productos Utilizados en la preparación del fluido de perforación. ....	68
Figura 14. Preparación de los lodos de perforación. ....	69
Figura 15. a) Seguimiento pH. Lodo Baradril + Gemacid. b) Cantidad de Gotas de NaOH usadas para ajuste del pH. ....	71
Figura 16. a) Seguimiento pH Lodo Baradril + LA 3539C. b) Cantidad de Gotas de NaOH usadas para ajuste del pH. ....	72
Figura 17. a) Seguimiento pH Lodo Baradril Blanco. b) Cantidad de Gotas de NaOH usadas para ajuste del pH. ....	72
Figura 18. Comparativa de seguimiento de pH para cada una de las muestras. La línea roja indica el pH final. ....	73
Figura 19. Comparativa de Cantidad de NaOH utilizados para cada una de las muestras.....	73
Figura 20. Comportamiento reológico de todas las muestras a los 15 días. ....	76
Figura 21. Comportamiento reológico de todas las muestras a los 30 días. ....	76
Figura 22. Comportamiento reológico. Muestra Lodo Blanco.....	77

Figura 23. Comportamiento reológico. Muestra Lodo + Gemacid. ....	77
Figura 24. Comportamiento reológico. Muestra Lodo + LA3539C.....	78
Figura 25. Prueba de Filtrado del lodo. ....	79
Figura 26. Comparativo costos incrementales. ....	83

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Componentes del agua de producción.....	21
Tabla 2. Parámetros que deben cumplir los vertimientos.....	37
Tabla 3. Parámetros a monitorear del agua según la actividad económica.....	38
Tabla 4. Normatividad Colombiana para vertimientos. Comparación entre el Decreto 3930 de 2012 y 1594 de 1984. ....	39
Tabla 5. Tipos de fluidos de perforación. ....	45
Tabla 6. Propiedades petrofísicas del Campo Castilla. ....	55
Tabla 7. Caracterización fisicoquímica del agua de producción del Campo Castilla.....	63
Tabla 8. Resultados Análisis Bacteriológico.....	65
Tabla 9. Tratamiento con bactericida. ....	66
Tabla 10. Formulación del Lodo Baradril N de Halliburton. ....	67
Tabla 11. Seguimiento de pH para cada una de las muestras. ....	70
Tabla 12. Reología día 1 a 120°F. Lodo Baradril Blanco. ....	74
Tabla 13. Reología día 15 a 120°F. Todas las muestras. ....	75
Tabla 14. Reología día 30 a 120°F. Todas las muestras. ....	75
Tabla 15. Estado Mecánico pozo Castilla X. ....	80
Tabla 16. Costo total de fluidos estimado para el pozo Castilla X. ....	80

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. PRUEBAS RECOMENDADAS API.	90

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UTILIZAR EL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA COMO FLUIDO BASE PARA LA PREPARACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN\*

**AUTOR:** Alberta Beatriz Barbosa Charris\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Aguas de Producción, Fluidos de perforación, Normatividad, Tratamiento, Usos alternativos.

**DESCRIPCIÓN:**

A nivel nacional y global se presenta una gran problemática en cuanto a la disposición de las aguas asociadas a la producción de campos petroleros, a causa del impacto ambiental negativo que esto genera en las fuentes hídricas del mundo. Al mismo tiempo, existe la preocupación por la disminución acelerada de las fuentes de agua dulce disponibles y el aumento de la demanda de este recurso, que se renueva lentamente, lo que impulsa a la industria de los hidrocarburos a buscar nuevas alternativas de utilización para sus aguas de producción.

El Campo Castilla no es la excepción a este inconveniente, el campo está produciendo aproximadamente 800.000 barriles de agua por día, sin embargo, éstas aguas presentan altos niveles de contaminantes, por lo que se envían a las estaciones Castilla I, Castilla II y Acacias para su tratamiento y disposición final, la cual consta de inyección a pozos disposal, uso agroindustrial y vertimiento al Río Guayuriba.

En el presente trabajo se encuentra un estudio técnico y financiero del uso del agua de producción del Campo Castilla como base para un fluido de perforación, además de la información relacionada con el muestreo, caracterización y los tratamientos previos para lograr implementar su uso.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Jaime Alberto Loza Castillo

## ABSTRACT

**TITLE:** FEASIBILITY ASSESSMENT OF TECHNICAL-ECONOMIC USE WATER PRODUCTION FIELD CASTILLA AS BASIS FOR PREPARATION FLUID MUD DRILLING\*.

**AUTHOR:** Alberta Beatriz Barbosa Charris\*\*.

**KEY WORDS:** Water production, Drilling fluids, Standars, Treatment, Alternative uses.

**DESCRIPTION:**

A nationally and globally a problem arises as to the provision of water associated with the production of oil fields, because of the negative environmental impact it generates in the water sources of the world. At the same time, there is concern about the rapid decline of freshwater sources available and the increasing demand of this resource, which is renewed slowly, which drives the hydrocarbon industry to seek new alternative uses for their produced water.

Field Castilla is no exception to this drawback, the field is producing about 800,000 barrels of water per day, however, these waters have high levels of pollutants, which are sent to the Castilla I, Castilla II and Acacias stations for treatment and disposal, which consists of injection disposal wells, agricultural use and dumping the River Guayuriba.

This paper show a technical and financial study of use Field Castilla water production as the basis for a drilling fluid is in addition to the information related to sampling, characterization and pretreatments to successfully implement its use.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Jaime Alberto Loza Castillo

## INTRODUCCION

Los temas ambientales prestan especial relevancia a nivel mundial debido a una creciente conciencia pública y a preocupaciones y presiones gubernamentales. Esto ha hecho que se brinde mayor atención al gremio industrial debido a que este es uno de los sectores que mayores impactos negativos ha causado al ambiente en general. Uno de estos sectores es el dedicado a las labores exploratorias y productoras de las empresas petroleras. El clamor ambiental pide a estas compañías un compromiso mediante la adopción de políticas ambientales que procuren entre otras cosas por el manejo ambientalmente sostenible de sus residuos y que estos a su vez cumplan con los parámetros mínimos de disposición final de los mismos.

Uno de los residuos más grandes, en cuanto a volumen se refiere, en la producción de petróleo y gas, es el agua. Este subproducto es conocido como aguas de producción. La producción de agua siempre se ha promediado entre tres y seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados (algunos radioactivos) e hidrocarburos dispersos y disueltos. La eliminación indebida de estas aguas es notoria fácilmente en zonas continentales, ya que solo se hacen vertimientos si cumplen con los parámetros ambientales exigidos por la entidad ambiental competente.

Muchas empresas le apuestan a la reutilización de las aguas de producción debido a que con esto estarían convirtiendo las aguas de residuo a un recurso que podrían emplear en sus procesos de manufactura o producción o ser utilizadas en labores ajenas al proceso de la industria y ser empleadas en labores agrícolas y para consumo humano. Para alcanzar este objetivo es necesario emplear técnicas y

tecnologías que permitan tratar estas aguas eliminando todos sus componentes perjudiciales y hacerlas aptas para ser descargada sin problema alguno o ser utilizadas en labores domésticas, agrícolas, industriales, potable, entre otras. Las tecnologías que podrían aplicarse al tratamiento de las aguas de producción pueden ser varias, sin embargo, lo indispensable de estos procesos es poder manejar las aguas de producción en superficie y permitir que las mismas puedan ser reutilizadas y servir como sustento en labores y funciones industriales, agrícolas y de abastecimiento.

El presente trabajo busca evaluar la factibilidad de utilizar el agua de producción del Campo Castilla para que sea utilizada al preparar un lodo de perforación, teniendo en cuenta los tratamientos previos al fluido base, los aditivos que deben ser utilizados para garantizar las propiedades reológicas y finalmente un análisis económico que demuestre la viabilidad del proyecto.

## 1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCION

El agua de producción es el agua contenida en superficie, a través de pozos de petróleo y/o gas, desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada).

En las formaciones del subsuelo, naturalmente las rocas están impregnadas de fluidos tales como agua, aceite o gas (o alguna combinación de éstos fluidos). Se cree que la roca en la mayoría de las formaciones que contienen petróleo, se saturó completamente con agua antes de la invasión y entrapamiento del petróleo. Los hidrocarburos más densos migraron hacia las trampas, desplazando una parte del agua de la formación hasta convertirse en yacimientos de hidrocarburos.

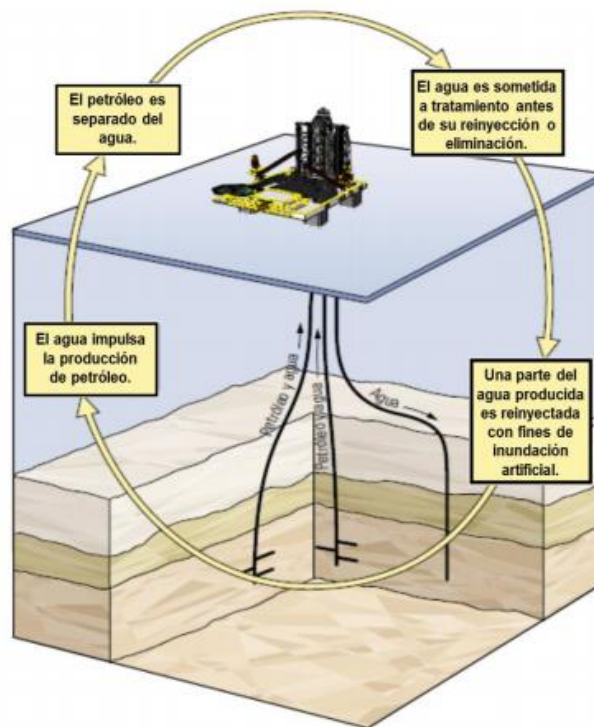
Por lo tanto, las rocas del yacimiento contienen normalmente hidrocarburos (líquido y gas) y agua. Las fuentes de esta agua incluyen flujo por encima o por debajo de la zona de hidrocarburo, flujo desde la zona de hidrocarburo o flujo de los fluidos inyectados y aditivos derivados de las actividades de producción. Esta agua es llamada frecuentemente “agua connata” o “agua de formación” y se convierte en “agua de producción” cuando el yacimiento se produce y estos fluidos se llevan a la superficie.

El agua de producción está presente en el yacimiento con el hidrocarburo, y es producida a superficie con el aceite crudo o gas natural. Cuando los hidrocarburos son producidos, son llevados a la superficie como una mezcla de fluidos producidos. La composición de este fluido producido varía si se produce gas natural o crudo, y generalmente incluye una mezcla de hidrocarburo líquido o gaseoso, agua producida, sólidos suspendidos o disueltos, sólidos producidos como arena o limo y fluidos inyectados y aditivos que pueden haber sido colocados en la formación

como resultado de las actividades de exploración y producción. El agua producida es el subproducto de mayor volumen asociado a la producción de petróleo y gas.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se realiza la extracción de petróleo de un yacimiento en cualquier momento, el agua proveniente de un acuífero subyacente, o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el crudo.

Figura 1. Ciclo del agua de producción.



Fuente: Manejo de la producción del agua: De residuo a recurso. Oilfield review Schlumberger.

El agua y el petróleo son los componentes que deben recibir la mayor atención tanto en las operaciones de tratamiento en tierra como en aguas marítimas, donde interesa en especial el contenido de sal (expresado como salinidad), la conductividad y los sólidos disueltos totales (TDS), esto es uno de los problemas

principales a la hora de tratar estas aguas para su reutilización, reinyección o vertimiento. Además se deben añadir las partículas que se encuentran en diferentes estados físicos como: soluciones, suspensiones y emulsiones.

Las propiedades químicas, físicas y biológicas de las aguas producidas depende de dos factores: la formación geológica y la ubicación geográfica del yacimiento. La formación geológica con la cual el agua de formación ha estado en contacto por miles de años dando un tipo de producto de hidrocarburo específico, así como las propiedades del agua de producción y su volumen pueden variar hasta en los diferentes sitios de un mismo embalse. Estos dos factores (formación geológica y ubicación) determinan los tipos y concentraciones de especies inorgánicas en el agua de formación (sílice, sales, sales incrustantes, metales, materiales radiactivos) y sustancias orgánicas. Algunas bacterias también pueden estar presentes. Además de estos contaminantes, el agua producida contiene trazas de productos químicos posiblemente utilizados para la producción de petróleo, tales como demulsificante y los inhibidores de la corrosión.

La viabilidad de la reutilización del agua producida depende de la eliminación de todos estos contaminantes que puedan interferir con el destino del agua.

Los límites máximos de contaminantes en el agua para su reutilización son estipuladas por las leyes de cada país y varían con el propósito del fin de la reutilización sea para riego, depuración, generación de vapor u otro fin.

En los últimos 10 años, la reutilización de agua de producción se ha estudiado a fin de eliminar su disposición, y el agua destinada a fines sostenibles, por ejemplo, la generación de vapor, el uso industrial, riego e incluso destinos más osados como agua potable de consumo humano. La desalación térmica del agua de producción es una de las soluciones más comunes para permitir su reutilización.

Dependiendo del uso final que se le vaya a dar al agua de producción se debe elegir el tratamiento adecuado para remover los contaminantes que pueda contener. Existen diferentes tipos de métodos de disposición final para estas aguas, sin embargo, el más usado hoy en día en la industria petrolera es el vertimiento a las fuentes hídricas. El vertimiento de aguas de producción al ambiente está regulado por los organismos ambientales competentes que verifican si las descargas cumplen con los parámetros exigidos con el fin de minimizar el impacto ambiental negativo.

A nivel mundial la producción de agua asciende a 270 millones de barriles por día, que son separados de los 83 millones de barriles por día de petróleo, de ahí se fundamenta la importancia de implementar un sistema óptimo de tratamiento para contrarrestar el aumento en los costos por barril de crudo y una posible reducción en la producción de hidrocarburos.

En este contexto, se tiene que el agua residual generada en la producción de un campo petrolero, con frecuencia solo es tratada mediante procesos físicos, aunque en algunas ocasiones se hace necesaria la implementación de métodos químicos y biológicos.

Para efectos de esta investigación, se evaluarán diferentes tratamientos de tipo físico, químicos y biológicos que permitan la remoción de los contaminantes que se encuentren en las aguas de producción del Campo Castilla, escogiendo el que de mejores resultados a fin de que el agua tratada pueda ser usada para la preparación de un lodo de perforación.

## **1.1 COMPONENTES PRIMARIOS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Los componentes primarios de las aguas de producción dependen del agua específica que se produce, y los componentes que se muestran en un análisis, a

menudo dependen de la razón por la cual se realiza el análisis del agua. La mayoría de los componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por muchas razones. Los componentes normales y las propiedades que se miden en el laboratorio, son las siguientes:

Tabla 1. Componentes del agua de producción.

CATIONES	ANIONES	OTRAS PROPIEDADES
Calcio		pH
Magnesio		Sólidos en suspensión
Sodio	Cloruro	Turbidez
Hierro	Carbonato	Temperatura
Bario	Bicarbonato	Peso específico
Estroncio	Sulfato	Oxígeno disuelto
Radio		H <sub>2</sub> S
		Conteo de bacterias
		Contenido de petróleo

Fuente: Guía Ambiental de ARPEL No 1.

- **Calcio:** Los iones son un componente principal de las salmueras en los yacimientos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.
- **Magnesio:** los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.
- **Sodio:** es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35.000 ppm. El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para consumo humano o de animal, y es a menudo fatal para la vida vegetal.

- **Hierro:** naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro.
- **Bario:** es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aun en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar su descarga en superficie. Todos los metales tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina.
- **Estroncio y Radio:** pueden ser radioactivos y pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente se encuentran como trazas en productos de calcio.
- **Cloruros:** son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruros. Además el contenido de cloruros generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizada como agua potable para los seres humanos o el ganado, y es muchas veces lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación.
- **Carbonatos y Bicarbonatos:** pueden formar costras insolubles.
- **Sulfatos:** también forman costras pero además son la fuente alimenticia para las bacterias sulfato reductoras que pueden llevar a la formación de H<sub>2</sub>S en el yacimiento.

- **pH:** es una medida de la acidez o alcalinidad. Este es importante en la formación de costras y en el efecto del agua sobre la flora y fauna. El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra, por lo tanto, de ser posible deberá medirse en el lugar.
- **Contenido de sólidos en suspensión:** es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento en los sistemas de inyección.
- **Sólidos disueltos totales:** es simplemente el residuo de la evaporación, o la suma de los aniones y cationes del análisis.
- **Contenido de petróleo:** es la cantidad de petróleo disperso en el agua de producción. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos. Estos incluyen toxicidad para los peces, la reducción de aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua.

El propósito de la caracterización de estas aguas de producción es determinar si las propiedades de las mismas son lo suficientemente buenas para la realización de un lodo de perforación. Si el agua llega a presentar algún tipo de contaminante que afecte la preparación del lodo se debe escoger el tipo de tratamiento adecuado para su reutilización.

## **1.2 IMPACTO AMBIENTAL DE LOS VERTIDOS INCONTROLADOS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN**

El agua de producción contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S). Puede haber algunos sólidos en suspensión que pueden contener trazas de metales pesados y, posiblemente, niveles excesivos de radiación en el

estroncio y el radio. Generalmente, antes del tratamiento, el agua producida contiene niveles demasiado altos de gotitas de petróleo suspendidas y emulsificadas. Generalmente las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales. El agua producida también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras aguas.

El vertimiento de aguas de producción al ambiente está regulado por los organismos ambientales competentes que norma en mano verifican sin las descargas cumplen con los parámetros exigidos. Cualquiera que sea el destino final de esas aguas debe pasar por algún tipo de tratamiento a modo de adecuarse a los parámetros legales de vertimiento y minimizar el impacto ambiental negativo.

### **1.3 CONTAMINACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Uno de los mayores problemas potenciales del agua salada de producción es la contaminación de las fuentes de aguas. La mayoría de las aguas potables mundiales se hallan bajo tierra pero a pocos metros de la superficie, o corrientes superficiales. La mayoría de estos acuíferos son alimentados por filtración desde la superficie, y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos.

El agua producida es un contaminante ideal y potencial fuente de alimentación de la capa freática, con una movilidad equivalente y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa freática. Si una capa freática con un nivel de cloruro de, por ejemplo, 100 ppm fuese contaminada por agua de producción con 180.000 ppm de cloruros, se requeriría un nivel de dilución de 1200 para volver el agua a un nivel aceptable de cloruros de 250 ppm.

La preocupación por las fuentes de agua ha enfocado la atención de los organismos de control ambientales sobre la forma en que compañías productoras de petróleo

eliminan sus aguas de producción. En la actualidad la eliminación de las aguas genera un costo como es de esperarse. Si antes no se tenía en cuenta y simplemente se vertía sin control alguno, ahora las empresas petroleras deben disponer de dinero para el tratamiento o manejo de las mismas.

#### **1.4 VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA**

Al comenzar la producción, los volúmenes iniciales de agua generalmente son bajos, y muchas veces se descarga el fluido en las cercanías sin ejercer ningún control. Esto es totalmente inaceptable desde el punto de vista ambiental y normativo. Es extremadamente improbable que los volúmenes disminuyan, excepto bajo circunstancias poco comunes. Si se está produciendo en varias zonas es posible que una reconstrucción de pozo pueda demorar o postergar la producción de agua, pero en la mayoría de las zonas la permeabilidad relativa de la roca al agua asegura que una vez que ocurre la irrupción la producción de agua no solo continuará sino que aumentará.

Es bastante normal que la relación agua/petróleo aumente muy rápidamente inicialmente, una o más veces. Después de esta producción inicial la relación agua/petróleo aumenta en forma cada vez más paulatina, a medida que la saturación de agua en la vecindad al pozo continúa aumentando. Eventualmente el costo de sacar, manejar, procesar y eliminar el agua, adicionado al bajo nivel de producción de petróleo, hace que la operación de un pozo deje de ser económica. No obstante, se producen volúmenes considerables de agua durante la vida de un pozo. Por ejemplo en el caso de Ohio, en 1988 donde se produjeron 350,000 barriles de agua, en Louisiana 1.2 mil millones de barriles y 1.65 mil millones de barriles en Wyoming. La producción total en los Estados Unidos fue estimada en más de 25 millones de barriles por día, unos 10 mil millones de barriles por año.

Este nivel de producción de agua es enorme, y el potencial de contaminación por tales volúmenes se está volviendo una preocupación mayor. Por ello las entidades ambientales de los países donde se da la explotación de petróleo están siendo más restrictivas en cuanto al manejo de esas aguas.

## **2. ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Al agua se le ha llamado el solvente universal, ya que hasta cierto punto disolverá a casi todos los compuestos inorgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se originan en este hecho. Las aguas producidas han estado presentes en la capa freática asociado al petróleo y al gas que se producen, durante cientos de millones de años. Ha tenido amplio contacto con las varias formaciones rocosas y ha disuelto exitosamente a ciertos compuestos. Para determinar el tratamiento óptimo, previo al método de eliminación elegido y, ciertamente, para determinar el método de eliminación a emplear, se requiere un análisis preciso del agua producida. El análisis es nuestro medio primario para detectar problemas actuales y potenciales, por lo que debería realizarse en forma rutinaria para todas las aguas producidas.

### **2.1 PROCEDIMIENTO DE MUESTREO**

Un buen análisis carece de valor si el agua que se analiza no es representativa del agua del sistema. No sobra recalcar la importancia de un muestreo representativo, y deberían seguirse las guías que se presentan a continuación:

- **BOTELLAS DE MUESTRAS**

Si el análisis es para el contenido mineral disuelto o para sólidos, use únicamente botellas plásticas nuevas con tapa plástica bien ajustada. Las botellas de 500ml son las más comúnmente usadas. Existen varios modelos con combinaciones distintas de diseño de botella y tapa. Las botellas de boca ancha o grande son más fáciles de llenar, pero el sello de la tapa es menos confiable.

Si el análisis es para el contenido de petróleo u otros constituyentes orgánicos, se deberá emplear una botella de vidrio, los aceites y otras materias orgánicas se adherirán a las paredes de una botella plástica, y hasta podrán ser absorbidos por ésta, lo que resultaría en mediciones bajas.

Nunca se debe emplear recipientes metálicos: el agua producida los corroerá (disolviéndolos) y se contaminará.

- **VOLUMEN DE LA MUESTRA**

El volumen mínimo de una muestra es de 500ml, es una buena práctica enviar varias muestras para asegurar que el análisis sea representativo, especialmente si el laboratorio se encuentra a gran distancia.

- **PRÁCTICAS DE MUESTREO**

Se debe contar con el material y los equipos adecuados para realizar la toma de muestras, así como también definir con anterioridad los parámetros a mostrar, ya que algunos de ellos deben realizarse in situ, y para otros, las muestras deben ser debidamente preservadas con aditivos para que los resultados del laboratorio sean los correctos.

Es necesario determinar eficazmente el lugar en el cual se realizará el procedimiento para obtener una muestra representativa del sistema. Todos los datos deben ser anotados, con el fin de realizar un reporte de resultados detallado.

## **2.2 ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS**

Los análisis de aguas se llevan a cabo en un laboratorio en forma rutinaria por químicos analíticos expertos. Estos tienen la capacidad de realizar mediciones muy

exactas en las muestras recibidas. Lamentablemente, algunas propiedades del agua pueden cambiar muy rápidamente después del muestreo; típicamente el pH, la temperatura, el contenido de gas disuelto, los sólidos en suspensión y la población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de mayor preocupación solo pueden determinarse con mediciones “in situ” (en el campo). Un análisis completo por lo tanto, involucra mediciones tanto “in situ” como en el laboratorio.

Es importante que cualquiera que esté involucrado en proyectos de aguas de producción tenga conocimiento de:

- Los componentes del sistema de agua de producción de mayor importancia para los métodos de disposición en uso.
- La importancia de cada uno de ellos.
- Los métodos analíticos que típicamente se utilizan para medir las concentraciones de cada componente, y las ventajas y desventajas de cada método.

Los componentes primarios de las aguas de producción dependen del agua específica que se produce, y los componentes que se muestran en un análisis, a menudo dependen de la razón por la cual se realiza el análisis del agua. La mayoría de los componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por muchas razones. Estos estudios han sido resumidos y son descritos con bastante detalle. Por ejemplo, la preocupación con aguas de inyección tiende a realzar aquellos cationes que tienden a formar sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de aceite y grasa.

El agua producida contiene una gran variedad de sales disueltas, sólidos suspendidos y gases. Algunos son simplemente objetables mientras otros son

tóxicos. Los efectos de varios de los compuestos e iones más comunes sobre las aguas dulces de superficie se indican a continuación:

- **SODIO Y CLORUROS:** El sodio en particular es perjudicial para la calidad del agua, sobre todo cuando se la usa para la irrigación, ya que su evaporación conduce a una acumulación severa y dañina de sal. Cuando el sodio se combina con sulfatos también causa problemas de salud (diarrea) y espumas de aspecto poco estético. El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve el agua no apta para consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal.

El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o el ganado, y es muchas veces lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación.

- **CALCIO:** Los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados.
- **MAGNESIO:** Los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones, normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.
- **HIERRO:** Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión, el hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

- **METALES PESADOS:** El principal metal pesado primario en el agua producida es el bario, pero pueden presentarse vestigios de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos son extremadamente tóxicos para los seres humanos aún en cantidades pequeñas, y son concentrados por varios organismos, los crustáceos particularmente.
- **BARIO:** Es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aun en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar la descarga en superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas y tienden a concentrarse en la población marina.
- **ESTRONCIO Y RADIO:** Pueden ser radioactivos y pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio.
- **SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN:** Esta es una medida del material que excede el tamaño coloidal. Estos sólidos interfieren con la autopurificación, conducen a los depósitos de lodos y dan mal aspecto, por lo que debe someterse a procesos de coagulación.
- **SULFATOS:** También forman costras pero además son la “fuente alimenticia” para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H<sub>2</sub>S en el yacimiento.
- **SULFUROS:** Los sulfuros matan a los peces, producen sabor, olor y son perjudiciales para el uso en procesos industriales.

- **ACEITES Y GRASAS:** Los aceites y grasas son tóxicos para los peces, reducen la aireación, producen sabor y son estéticamente inaceptables. Los límites para la descarga en el océano abierto varían desde 30 mg/l en Australia hasta 40 mg/l (promedio) en aguas del Mar del Norte y de los Estados Unidos; en Colombia no se acepta descargas de grasas ni de aceites flotantes en fuentes de aguas superficiales.
- **CONCENTRACIÓN SALINA:** La mayoría de las aguas producidas contienen concentraciones salinas muy altas. Se encuentran niveles de cloruros de 150,000 a 180,000 ppm. A estos niveles el agua producida es tóxica para casi todas las formas de vida. A menos que el agua producida se reinyecte a la formación productiva, ésta deberá diluirse para reducir el contenido de sal a un nivel aceptable de menos de 3% de contenido en peso.
- **TEMPERATURA:** La temperatura de los yacimientos es una función de la profundidad. Las temperaturas de las aguas producidas reflejan la temperatura del yacimiento, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas producidas tienen todavía temperaturas elevadas. Las descargas en aguas de superficie elevará su temperatura y este cambio disminuirá los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad de peces, interferirá con la procreación y propagación de las especies, aumentará las tasas de crecimiento de las bacterias, de organismos benéficos y perjudiciales, acelerará las reacciones químicas y conducirá a la eutrofización.

Se recomienda que todo vertimiento a un cuerpo de agua deba cumplir con una temperatura menor de 40°C (104°F). La norma modificatoria en discusión establece que no podrá tener una variación mayor de 3°C en relación con la temperatura de la fuente superficial que recibe el vertimiento, al momento de realizar el vertimiento.

- **pH:** Es una medida de acidez o alcalinidad. Este es importante en la formación de costras (la tendencia de formar costras disminuye con pH más bajos) y en el efecto del agua sobre la fauna y la flora. Un pH neutro es de 7.0, con un rango entre 6.5 y 7.5 para las aguas naturales. Los pH fuera de esta escala conducen a la degradación de la vegetación y a la mortandad de los peces, aunque se informa que hay especies que sobreviven a pH entre 5 a 8.5.  
El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra, y de ser posible, deberá medirse en el lugar.
- **CONTENIDO DE PETRÓLEO:** Es la cantidad de petróleo disperso en el agua de producción. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos. Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. Si se descarga el agua en la superficie estético y, a menudo, tóxico para los mamíferos y para las aves.
- **OXIGENO DISUELTO:** Los niveles de oxígeno disuelto deben ser mantenidos en 5mg/L o más para proteger las pesquerías y la vida vegetal, para prevenir la aparición de condiciones sépticas y para permitir que el cuerpo de agua asimile el material orgánico en forma adecuada. Los niveles de oxígeno disuelto son afectados por la temperatura, los niveles de materia orgánica disuelta y en suspensión y la presencia de sedimentos o lodos en el fondo, los organismos naturales y compuestos inorgánicos oxidantes.

Si se incrementa la temperatura se reduce la solubilidad del oxígeno en el agua para una presión y una concentración de sólidos disueltos dadas. Las temperaturas más altas generalmente incrementan la velocidad de utilización del oxígeno por los organismos. La disponibilidad de nutrientes incrementará la velocidad de consumo de oxígeno producido por las plantas y los organismos.

Los depósitos de lodos también ejercen una demanda de oxígeno a medida que el material se estabiliza; esta demanda resulta de una descomposición bacteriana del material del lodo y una reacción química de especies químicas orgánicas e inorgánicas para formar compuestos oxidados estables. La presencia de altas concentraciones de sólidos en suspensión, así como también la presencia de películas aceitosas y color, interfieren con las reacciones de fotosíntesis y la aireación de la superficie, reduciendo de esta manera la reaeración de los cuerpos de agua.

### **3. NORMATIVIDAD AMBIENTAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE AGUAS RESIDUALES**

Colombia maneja una de las legislaciones más completas y exigentes en el panorama mundial en lo que se refiere a la parte ambiental. La Constitución Política de 1991 dio un paso definitivo hacia la modernización del régimen del medio ambiente, consagrando derechos individuales y colectivos, así como también en cuanto a obligaciones de los ciudadanos y de las empresas, relacionadas con la protección de los recursos naturales y creando las acciones correspondientes para lograrlo. Adicionalmente, se asignaron competencias a diferentes entes estatales para adelantar las tareas de planeación, prevención y defensa del medio ambiente.

A continuación se presenta un breve resumen de la legislación que regula el manejo de los recursos renovables naturales y establece los límites permisibles para la disposición de los residuos. Además se indican las autoridades que rigen los asuntos ambientales y las sanciones que ameritan el incumplimiento de la legislación ambiental.

#### **3.1 NORMATIVIDAD APLICABLE A RESIDUOS LÍQUIDOS**

La normatividad aplicable a residuos líquidos es la misma que estipula el cuidado y preservación del recurso hídrico. A continuación se realizará un breve resumen de la legislación que regula el manejo del mismo.

- **Decreto 1594 de 1984: Vertimientos Líquidos**

El tema de los vertimientos es un problema de ordenación de los recursos hídricos y, por lo tanto, va mucho más allá del control ambiental. Ordenar los recursos hídricos implica garantizar el acceso al recurso por parte de los diferentes usuarios

y que el recurso esté disponible en cantidades y calidades mínimas para satisfacer su demanda.

El Decreto 1594 de 1984 establece, que se debe desarrollar un plan de ordenamiento del recurso para la destinación genérica del agua, reconociendo que el problema no está centrado únicamente en la calidad de los vertimientos, sino también, en la conservación de la calidad de los cuerpos de agua.

En la Legislación Ambiental Colombiana vigente, específicamente el decreto 1594 de 1984, se establecen las normas de los usos de agua y residuos líquidos, así como también, la resolución del decreto 3930 de octubre del 2010, la cual modifica el decreto 1594/84 en cuanto a límites permisibles de parámetros en vertimientos puntuales a sistemas de alcantarillado público y a cuerpos de aguas continentales superficiales.

El manejo de vertimientos está ligado a la obligación del Estado a garantizar un ambiente sano a todos los colombianos. Un vertimiento es una descarga de residuo líquido, a un cuerpo de agua o a una red de alcantarillado. El Decreto 1594 de 1984 lo definió de esa manera y estableció que las autoridades ambientales tienen la obligación de ejercer control sobre dichos vertimientos. Dentro de este Decreto se destaca el hecho de considerar al agua como un recurso, en el que, el alcance de los posibles controles se extiende al aprovechamiento del recurso y de su afectación, tal como se estableció en los criterios de calidad para su destinación a diferentes usos y a las cargas máximas permisibles para vertimientos, tanto de aguas residuales municipales como de aguas residuales industriales.

El ministerio de agricultura mediante el Decreto 1541 de 1978 artículo 211, prohibió a toda persona natural o jurídica verter sin tratamiento, residuos sólidos, líquidos o gaseosos, que puedan contaminar aguas, causando daño o poner en peligro la

salud humana o el normal desarrollo de la flora o de la fauna o impedir su empleo para otros usos.

### 3.2 PARÀMETROS QUE DEBEN CUMPLIR LOS VERTIMIENTOS

Conforme al artículo 72 de 1984 del Ministerio de Salud, todo vertimiento deberá cumplir como mínimo con los parámetros consignados a continuación, así mismo se presentan los valores de las concentraciones para el control de la carga de sustancias de interés.

Tabla 2. Parámetros que deben cumplir los vertimientos.

Referencia	Usuario Existente	Usuario Nuevo
pH	5.0 a 9.0 unidades	5.0 a 9.0 unidades
Temperatura	< 40°C	< 40°C
Material flotante	Ausente	Ausente
Grasas y aceites	Remoción > 80% en carga	Remoción > 80% en carga
Sólidos suspendidos, domésticos o industriales	Remoción > 50% en carga	Remoción > 80% en carga
Demanda bioquímica de Oxígeno:		
Para desechos domésticos	Remoción > 30% en carga	Remoción > 80% en carga
Para desechos industriales	Remoción > 20% en carga	Remoción > 80% en carga

Fuente: Artículo 72 de 1984 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

- **Decreto 3930 de 2010:**

Por medio de esta resolución, se modifican los límites permisibles establecidos en el decreto 1594 de 1984. A continuación se encuentran los parámetros a monitorear según la actividad industrial, Comercial o de servicios, específicamente, extracción

de petróleo crudo y de gas natural, estipulados en el artículo 4 de la resolución en estudio del decreto 3930.

Tabla 3. Parámetros a monitorear del agua según la actividad económica.

Sección	Clase	Actividad Industrial, Comercial o de Servicio	Parámetros a monitorear
Explotación de minas y canteras	1110	Extracción de petróleo crudo y de gas natural	DBO5, DQO, SST, SSED, Grasas y Aceites, Fenoles, SAAM, Hidrocarburos Totales del Petróleo (HTP), BTEX, Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP), PCB, Cloruros (Cl-), Sulfatos (SO42-), Sulfuros (S2-), Compuestos Nitrogenados (Nitrógeno Total, Nitrógeno Amoniacal (N-NH3), Nitratos (N-NO3-), Nitritos (N-NO2-)), Arsénico (As), Bario (Ba), Cadmio (Cd), Cromo (Cr), Cromo Hexavalente (Cr6+), Mercurio (Hg), Plomo (Pb), Selenio (Se), Vanadio (V).

Fuente: Artículo 4. Decreto 3930 de 2010. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

Anteriormente era permitido realizar vertimiento de las aguas tratadas en las piscinas hacia las quebradas o simplemente se bombeaba a los canales de aguas lluvias. En la actualidad el vertimiento directo a una quebrada o río no está autorizado para aguas industriales procedente de la perforación de pozos petroleros, implementándose una serie de condiciones y sistemas para su disposición final.

La compañía operadora se encarga de gestionar directamente ante el Ministerio del Medio Ambiente y las Corporaciones Autónomas Regionales los respectivos permisos para poder captar agua potable y disponer el agua tratada, por ejemplo, en forma de riego, para uso agrícola o para su disposición en un cuerpo de agua.

A continuación se encuentra el comparativo de límites permisibles de la norma vigente (Decreto 1594 y 3930) donde se contemplan los límites permisibles de parámetros en vertimientos industriales, comercial y o servicio a cuerpos de agua continentales superficiales; ésta compilación permite realizar la evaluación general de todos los parámetros analizados.

Tabla 4. Normatividad Colombiana para vertimientos. Comparación entre el Decreto 3930 de 2012 y 1594 de 1984.

Parámetro	Unidad	Resolución/Dec. 3930		Decreto 1594/84 Art. 72-74
		Instalación Existente	Instalación Nueva	
Aluminio (Al)	mg/L	3.0	2.0	NR
Arsénico (As)	mg/L	0.3	0.1	0.5
Bario (Ba)	mg/L	2.0	1.0	5.0
BifenilosPoliclorados (PCB)	µg/L	1.0		ND
Boro (B)	mg/L	2.0	1.0	NR
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno)	µg/L	20.0		NR
Cadmio (Cd)	mg/L	0.04	0.01	0.1
Calcio (Ca)	mg/L	80.0	30.0	NR
Cianuro (CN-)	mg/L	0.5	0.1	1.0
Cloruros (Cl-)	mg/L	500.0	200.0	NR
Cobalto (Co)	mg/L	0.5	0.1	NR
Cobre (Cu)	mg/L	1.5	0.5	3.0
Color	Platino-Cobalto (Pt-Co)	50.0		NR
Cromo (Cr)	mg/L	0.5	0.2	NR
Cromo hexavalente (Cr+6)	mg/L	0.2	0.1	0.5
Compuestos Orgánicos Halogenados Absorbibles (AOX)	mg/L	0.1	0.05	NR
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L	400.0	200.0	NR

Parámetro	Unidad	Resolución/Dec. 3930		Decreto 1594/84 Art. 72-74
		Instalación Existente	Instalación Nueva	
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)	mg/L	200.0	50.0	Remoción ≥ 20% en carga
Dicloroetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub> )	mg/L	1.0		
Estaño (Sn)	mg/L	2.0	1.0	NR
Fenoles	mg/L	0.2	0.1	0.2
Fósforo Total (P)	mg/L	5.0	2.0	NR
Formaldehído (CH <sub>2</sub> O)	mg/L	5.0		NR
Fluoruros (F)	mg/L	10.0	5.0	NR
Grasas y Aceites	mg/L	20.0		Remoción ≥ 80% en carga
Hierro (Fe)	mg/L	3.0		NR
Manganeso (Mn)	mg/L	2.0		NR
Material Flotante	mg/L	0.5		AUSENTE
Mercurio (Hg)	mg/L	0.01		0.02
Mercurio (R-Hg)	mg/L	ND		
Molibdeno (Mo)	mg/L	0.5		NR
Níquel (Ni)	mg/L	0.5	0.1	2.0
Nitratos (N-NO <sub>3</sub> )	mg/L	2.0	2.0	NR
Nitritos (N-NO <sub>2</sub> )	mg/L	2.0	2.0	NR
Nitrógeno Amoniacal (N-NH <sub>3</sub> )	mg/L	10.0	5.0	NR
Nitrógeno Total (N)	mg/L	20.0	10.0	NR
Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (HAP)	mg/L	0.1	0.05	NR
Hidrocarburos totales del Petróleo (HTP)	mg/L	5.0	2.0	NR
Plata (Ag)	mg/L	0.1	0.05	0.5
pH	Unidad de pH	6 a 8		5 a 9
Plomo (Pb)	mg/L	0.2	0.1	0.5
Selenio (Se)	mg/L	0.2	0.1	0.5
Sodio (Na)	mg/L	35.0	20.0	NR
Sólidos sedimentables (SSED)	mg/L	2.0	1.0	NR

Parámetro	Unidad	Resolución/Dec. 3930		Decreto 1594/84 Art. 72-74
		Instalación Existente	Instalación Nueva	
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	200.0	50.0	Remoción ≥ 50% en carga
Sulfatos (SO <sub>4</sub> )	mg/L	300.0	200.0	NR
Sulfuros (S=)	mg/L	2.0	1.0	NR
Sulfuro de Carbono (CS <sub>2</sub> )	mg/L	0.5		1.0
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	5.0	4.0	NR
Temperatura	No podrá tener una variación mayor de 3°C en relación con la temperatura del cuerpo de agua continental superficial que recibe el vertimiento puntual al momento y en el sitio de efectuarse el mismo.			≤40%
Tetracloruro de Carbono (CCl <sub>4</sub> )	mg/L	1.0		
Tricloroetileno (C <sub>2</sub> HCl <sub>3</sub> )	mg/L	1.0		
Vanadio (V)	mg/L	1.0	0.05	NR
Zinc (Zn)	mg/L	1.0		NR
<b>NR:</b> No Reporta <b>ND:</b> No Detectable <b>RC:</b> Remoción en carga				

## **4. SISTEMAS DE TRATAMIENTOS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Los requerimientos para el tratamiento de estas aguas dependen de su condición y la disposición de la misma. Los tratamientos convencionales incluyen separadores de agua libre, separadores de tres fases, tratadores para quitar el agua del aceite y establecer una corriente primaria.

### **4.1 SEPARACIÓN BÁSICA**

Para los pozos que producen cantidades moderadas de agua, pueden ser tratados con un separador trifásico debido a que se presenta una mezcla de fluidos que está compuesta con aceite, gas, agua de producción y algunas veces sólidos. Este tipo de separación es aplicable donde las caídas de presión en el pozo no han emulsionado el agua.

### **4.2 TRATADORES**

Las emulsiones deben ser tratadas debido a que pueden contener desde muy poco hasta un 90% de agua. Lo que se requiere es romper la película que rodea la gota de agua y hacerla coalescer para formar gotas de mayor tamaño dejando que se precipiten y de esta forma ser removidas. Los principios básicos del tratamiento van desde reposo, aplicación de calor, productos químicos, electricidad, dispositivos mecánicos y diluyentes para reducir la viscosidad.

### **4.3 REMOCIÓN DEL PETRÓLEO DISPERSO**

El aceite que está presente en el agua de descarga es un factor importante para cumplir con la normatividad establecida en cada país. El aceite puede causar problemas en los sistemas de inyección y efectos negativos sobre el medio ambiente. Si el agua que sale de los separadores está cargada con mucho aceite se puede considerar el uso de tratadores tales como: tanques desnatadores, separadores de placas paralelas, tanques de flotación, coalescedores o hidrociclones.

### **4.4 REMOCIÓN DEL GAS DISUELTO**

Las plantas de tratamiento de aguas se clasifican como sistemas abiertos o cerrados. En los sistemas cerrados no se permite el contacto del agua con el aire, por lo cual los gases disueltos permanecen en solución. Los equipos son costosos y los gases disueltos como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> generan corrosión, mientras que los sistemas abiertos permiten usar grandes estanques para la estabilización del agua, sin embargo, producen corrosión y problemas de incrustaciones.

### **4.5 REMOCIÓN DE SÓLIDOS EN SUSPENSION**

Este tratamiento debe realizarse en cualquier agua que se vaya a reutilizar, debido a que pueden generar taponamientos. Esta actividad se realiza mediante la utilización de diferentes tipos de filtros.

## **4.6 BIOCIDAS**

Se deben agregar al agua que se reutilizará en caso de existir bacterias presentes en el agua, debido a que las bacterias pueden conducir a problemas en el yacimiento tales como taponamiento y corrosión.

Las bacterias son extremadamente pequeñas y pueden configurarse como bastones, esferas o curvas. Algunas pueden duplicar su población en menos de 20 minutos, soportar variaciones de temperaturas desde -1 hasta 100°C y variaciones de pH entre 0 y 10,5.

## **4.7 SEPARACIÓN POR MEMBRANAS**

La tecnología de membrana se ha convertido en una parte importante de la separación. Su fuerza radica en el hecho de que trabaja sin la adición de productos químicos y con un uso relativamente bajo de energía. Las membranas se utilizan cada vez más en el tratamiento de aguas subterráneas, superficiales o residuales. Actualmente las membranas son competitivas para las técnicas convencionales.

El proceso de separación de membranas se basa en la utilización de membranas semipermeables que retienen los sólidos suspendidos y otras sustancias.

## 5. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de una formación a perforar. En el lenguaje de campo, también es llamado barro o lodo de perforación, según la terminología más común. Sus principales funciones son: remover los recortes de perforación, controlar las presiones de la formación, suspender y descargar los recortes, obturar las formaciones permeables y mantener la estabilidad del pozo.

### 5.1 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

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

Tabla 5. Tipos de fluidos de perforación.

<b>FASE CONTINUA (Mayor Volumen de Líquidos)</b>	<b>FASE DISCONTINUA (Menor Volumen de Sólidos o Líquidos)</b>	<b>TIPO DE FLUIDO</b>
El agua integra el 60 al 90% del volumen, como base en la formulación de un sistema (tipo) de fluido.	Bentonita, barita, dispersantes y ciertos polímeros, integran del 7 al 27% de sólidos y el 3% de lubricantes fluidos como volumen.	La fórmula de estos tipos de fluido se conoce como base agua.

<b>FASE CONTINUA (Mayor Volumen de Líquidos)</b>	<b>FASE DISCONTINUA (Menor Volumen de Sólidos o Líquidos)</b>	<b>TIPO DE FLUIDO</b>
El aceite integra el 40 al 70% del volumen, como base en la formulación de un sistema (tipo) de fluido.	Las salmueras de diversas sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 al 20% como volumen, los emulsificantes el 5% y de un 15 a 35% los sólidos.	La fórmula de estos tipos de fluido se conocen como base aceite.

Fuente: Curso Básico Fluidos de Perforación. Qmax.

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales:

- La parte líquida.
- La parte sólido, compuesta por material soluble que le imprimen las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso.
- Materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

El tipo de fluido utilizado en la perforación 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 recortes, núcleos, registros de litología, de presión o de temperatura.

Para el desarrollo del presente trabajo solo nos vamos a referir a los fluidos de perforación base agua.

## 5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de una perforación satisfactoria. Hay que asegurarse que las propiedades del lodo sean las correctas para el ambiente de perforación específico y minimizar anticipadamente los problemas en el pozo. Estos fluidos se diseñan con aditivos químicos que proporcionan propiedades fisicoquímicas satisfactorias a las condiciones operativas y a las características de la formación.

Los aditivos deben reunir varios requisitos para la formación de un fluido eficiente, para ello son necesarias pruebas de laboratorio que ayudan a determinar la calidad del aditivo. Los principales parámetros que deben controlarse en cuanto a aditivos son básicamente: propiedades reológicas bajo condiciones de presión y temperatura del pozo, así como también humedad, granulometría, capacidad de intercambio catiónico, densidad, pureza, metales alcalinotérreos, alcalinidad total, entre otras; dichas pruebas permiten comprobar la eficiencia de cada aditivo.

- **Densidad**

El requerimiento primario de desempeño para un fluido de perforación es el control de presiones. La densidad de cualquier lodo está directamente relacionada con la cantidad y gravedad específica promedio de los sólidos en el sistema. El control de densidad es importante ya que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido se requiere para contener la presión de la formación y para ayudar a mantener el agujero abierto.

La densidad de los fluidos de perforación debe ser dictada por las presiones de la formación, la presión ejercida por la columna de fluido debe ser igual o ligeramente mayor que la presión de la formación.

- **Viscosidad**

La viscosidad se define como la resistencia de un fluido al flujo. Se mide rutinariamente en el campo utilizando el embudo Marsh y se mide el tiempo en segundos que le toma un cuarto de galón del fluido pasar a través del embudo.

Conforme aumenta la penetración, los sólidos inertes y los contaminantes entran al sistema de lodo y pueden hacer que la viscosidad aumente.

- **Reología**

Es la ciencia de la deformación de los materiales (si son sólidos) o de su flujo (si son líquidos) bajo un esfuerzo aplicado. En caso de fluidos de perforación la reología es el estudio de las características que definen el flujo y las propiedades gelatinizantes del mismo.

- **Viscosidad Plástica y Punto de Cedencia**

Las mediciones de la viscosidad plástica y del punto de cedencia son extremadamente útiles para determinar la causa de viscosidades anormales en los fluidos de perforación.

La viscosidad plástica es la parte de resistencia al flujo causada por la fricción mecánica. Altas concentraciones de sólidos llevan a una alta fricción que aumentará la viscosidad plástica. El disminuir el tamaño de los sólidos a volumen constante también aumenta la viscosidad plástica debido a que hay un aumento en el área de contacto entre las partículas, lo cual aumenta la fricción.

El punto de cedencia, el segundo componente de resistencia al flujo de un fluido de perforación, es la medida de una fuerza electro-químicas o de atracción en el lodo. Estas fuerzas son el resultado de cargas positivas o negativas localizadas cerca de la superficie de las partículas.

- **Resistencia o Fuerza de Gel**

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo). Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado. Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

- **Filtrado API y a HP-HT (Alta Presión- Alta Temperatura)**

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 los siguientes factores:

- Presión
- Dispersión
- Temperatura
- 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 prehidratada para controlar el filtrado API.

- **pH**

El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.

- **% Arena**

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.

- **% Sólidos y Líquidos**

El porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT.

- **Dureza**

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base de agua.

- **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  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$  y  $\text{HCO}_3^-$ , presentes en el fluido.

- **MBT (Methylene Blue Test)**

Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

### **5.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA**

El agua es uno de los mejores líquidos para perforar por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener como el calcio, magnesio y cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas.

Por esto, es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación. El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal.

Durante la perforación puede darse la oportunidad de que el contenido coloidal de ciertos estratos sirva para hacer el fluido, pero hay estratos tan carentes de material coloidal que su contribución es nula. Por lo tanto, es preferible utilizar bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente del componente coloidal del fluido.

Los sistemas de fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados.

#### **5.4 PRUEBAS AL LODO DE PERFORACIÓN**

Los fluidos de perforación se miden continua y adecuadamente en el sitio del pozo. Las pruebas químicas y físicas básicas sirven para controlar las condiciones de fluido de perforación.

El Instituto Americano del Petróleo (API), emite prácticas recomendadas para procedimientos de prueba y equipos. Para efectos de este trabajo se revisará la norma API RP 13B-1 la cual es para lodos base agua.

Las pruebas estándares API son comunes para lodos base agua y aceite, tales como densidad del lodo, tasa de filtración, porcentajes de agua, aceite y sólidos, viscosidad y resistencia de gel.

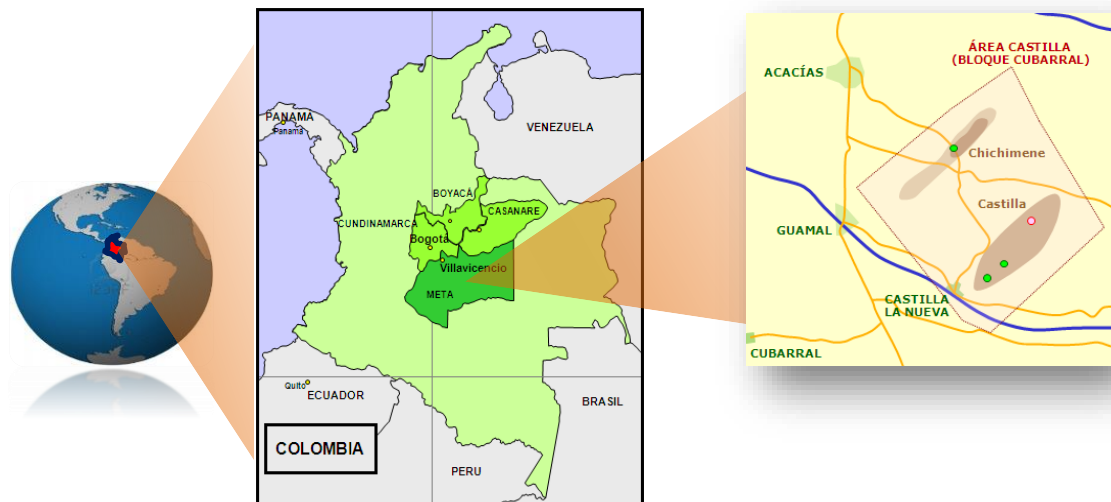
Para efectos de este trabajo se realizaron pruebas de pH, filtración, viscosidad y resistencia al gel. Ver anexos.

## 6. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla, administrado desde enero del 2000 y operado desde julio del mismo año por la Superintendencia de Operaciones Apiay de Ecopetrol S.A, se encuentra ubicado en el departamento del Meta, aproximadamente a 30Km al sur de Villavicencio, esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacias y Castilla La Nueva. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95Km por la vía al Llano hasta la capital del Departamento del Meta, Villavicencio y posteriormente 60Km por la vía Villavicencio - Acacias – Guamal - Castilla La Nueva.

El Campo Castilla localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, fue descubierto en 1969 por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla 1 y en 1988 Ecopetrol perforó el pozo Castilla Norte 1, comprobando la extensión del campo hacia el extremo nororiental de la estructura.

Figura 2. Localización geográfica del Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL.

Castilla cuenta con 500 pozos, y una producción promedio de 120 mil barriles de petróleo por día, y 800.000 barriles de agua por día. Es decir, por cada barril de petróleo se extraen aproximadamente 5 barriles de agua.

## 6.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

La formación productora es la Formación Guadalupe correspondiente al cretáceo. Se divide en dos unidades: Guadalupe superior K1 y Guadalupe Masivo K2, siendo esta segunda el principal intervalo productor.

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación de N60°E, de 4km de ancho y 10km de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado tanto por fallas inversas como por fallas normales, las cuales modifican su estructura, pero mantiene la misma inclinación a lo largo del campo debido a que no son de carácter saliente. Esto es evidenciado con el contacto agua-aceite que no presenta abruptos al lado y lado de las fallas.

Figura 3.Descripción geológica del Campo Castilla.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACIONES	
CENOZOICO	Cuaternario	Pleistoceno	Tardío	Guayabo	
		Plioceno	Temprano		
	Terciario	Mioceno	Tardío, Medio	Shale León	
		Oligoceno	Temprano Tardío	Formación Carbonera	Aréniscas superiores
					Lutita E
					Unidad C
Areniscas Carbonera					
Unidad C2					
Eoceno Tardío	Temprano Tardío	Formación Mirador	Lutita E3		
			Unidad T1		
				Unidad E4	
MESOZOICO	Cretáceo	Paleoceno	Priaboniano	Hiato	
				Unidad T2	

		Tardío	Mastrichtiano Champaniano Santoniano Coniaciano Turoniano Cenomamiano	Formación Guadalupe	K1 K2
		Temprano	Albiano Aptiano	Hiato	

Fuente: ECOPELROL.

## 6.2 PROPIEDADES DE FLUIDOS Y ROCAS

Los fluidos y propiedades petrofísicas básicas del Campo Castilla tienen las siguientes características:

Tabla 6. Propiedades petrofísicas del Campo Castilla.

PARÁMETRO	UNIDAD K1	UNIDAD K2
Litofacies	Arena laminada	Arena homogénea
Tipo de crudo	Aceite negro	Aceite negro
Mecanismo de empuje	Gas en solución	Acuífero activo
Fracturas naturales	No	Si
Permeabilidad (mD)	1-1667	465-2413
Porosidad (%)	10,8-28	13,9-23,4
Saturación de agua inicial (%)	20	20
Espesor neto (ft)	39-109	203-528
Presión actual promedio (psi)	2691	2691
Temperatura (°F)	193	198
Gravedad específica del gas	0,906	0,906
Viscosidad a Py	41,2	41,2
Gravedad API a 60°F	13,7	12,1
GOR (scf/STB)	100-300	100-300
Presión de burbuja (psi)	90	148

Fuente: ECOPELROL.

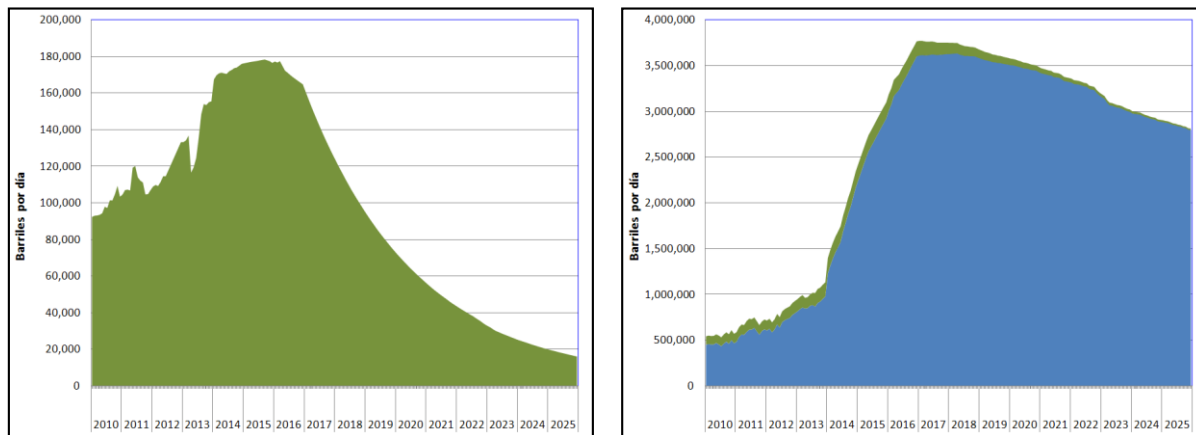
### 6.3 PRODUCCIÓN DE AGUA EN CASTILLA

Desde el año 2000 fecha en la que Ecopetrol asumió el control directo de este Campo, la producción de crudo ha aumentado de 21.200 kbpd, a 120.000 kbpd en el 2013.

La producción actual del agua en Castilla es de 800.000 barriles diarios aproximadamente, y el BSW del campo es 83%. El volumen de agua asociada a la producción llegará a valores superiores de 3.500 KBWPD y el BSW del campo al 98%.

Actualmente la relación de producción de petróleo – agua es 1:5; en el año 2018 la relación llegará de 1:35.

Figura 4. Producción de crudo y agua en el Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL.

La caracterización de las aguas residuales de la Estación Castilla II y Acacias se hace teniendo en cuenta los muestreos puntuales correspondientes a la salida del Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción (STAP) - Estación Acacias al Río Guayuriba.

Aunque cada Estación cuenta con su propio sistema de tratamiento, el agua de producción de la Estación Castilla II una vez finaliza el tren de tratamiento pasa a la última etapa (piscinas de estabilización) del sistema de tratamiento de la Estación Acacias.

En esta etapa se hace una mezcla de los dos tipos de agua de producción y posteriormente se hace el vertimiento al Río Guayuriba.

Figura 5. Facilidades de superficie de la Estación Castilla I.



Capacidad de tratamiento: 7500 BOPD, 30000 BWPD; Capacidad de Almacenamiento: 15000 Bbls

Fuente: ECOPETROL.

Figura 6. Facilidades de superficie de la Estación Castilla II.



Capacidad de tratamiento: 70000 BOPD, 280000 BWPD; Capacidad de almacenamiento: 14000 Bbls

Fuente: ECOPETROL.

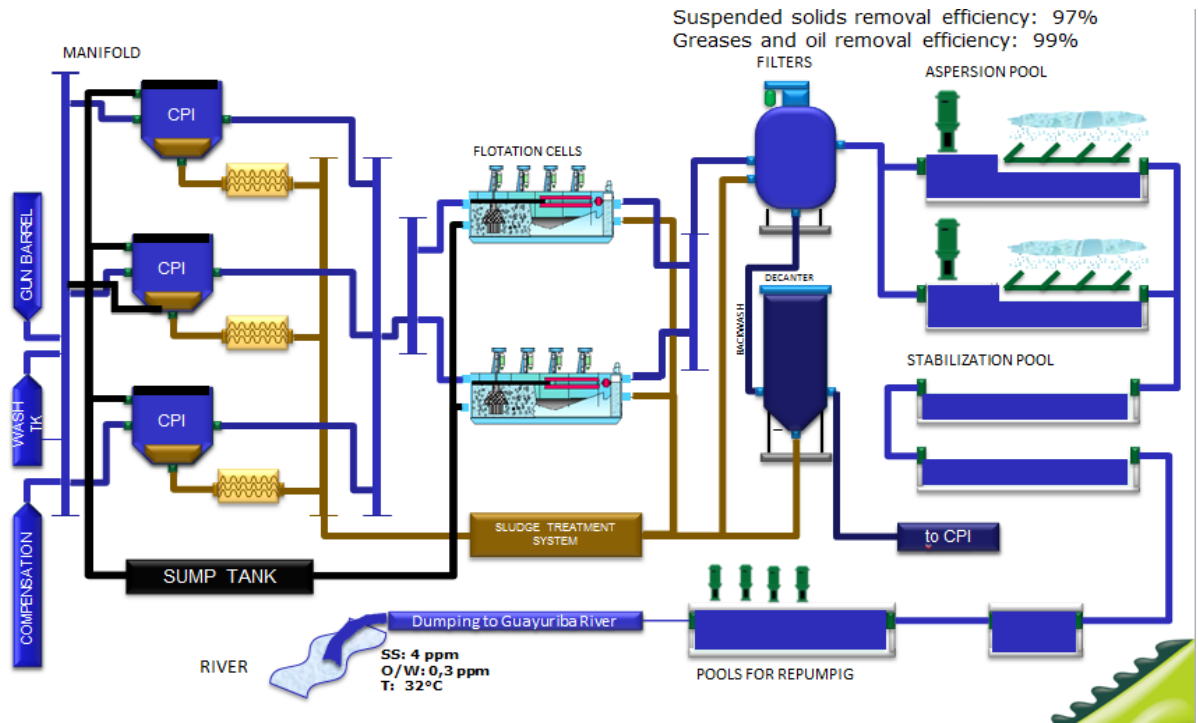
Figura 7. Facilidades de superficie de la Estación Acacias.



Capacidad de almacenamiento (primera etapa): 40000 BOPD, 240000 BWPD  
Capacidad de almacenamiento (segunda etapa): 90000 BOPD, 960000 BWPD

Fuente: ECOPETROL.

Figura 8. Sistema de tratamiento de agua. Estación Castilla.



Fuente: ECOPETROL.

Figura 9. Facilidades del sistema de tratamiento.



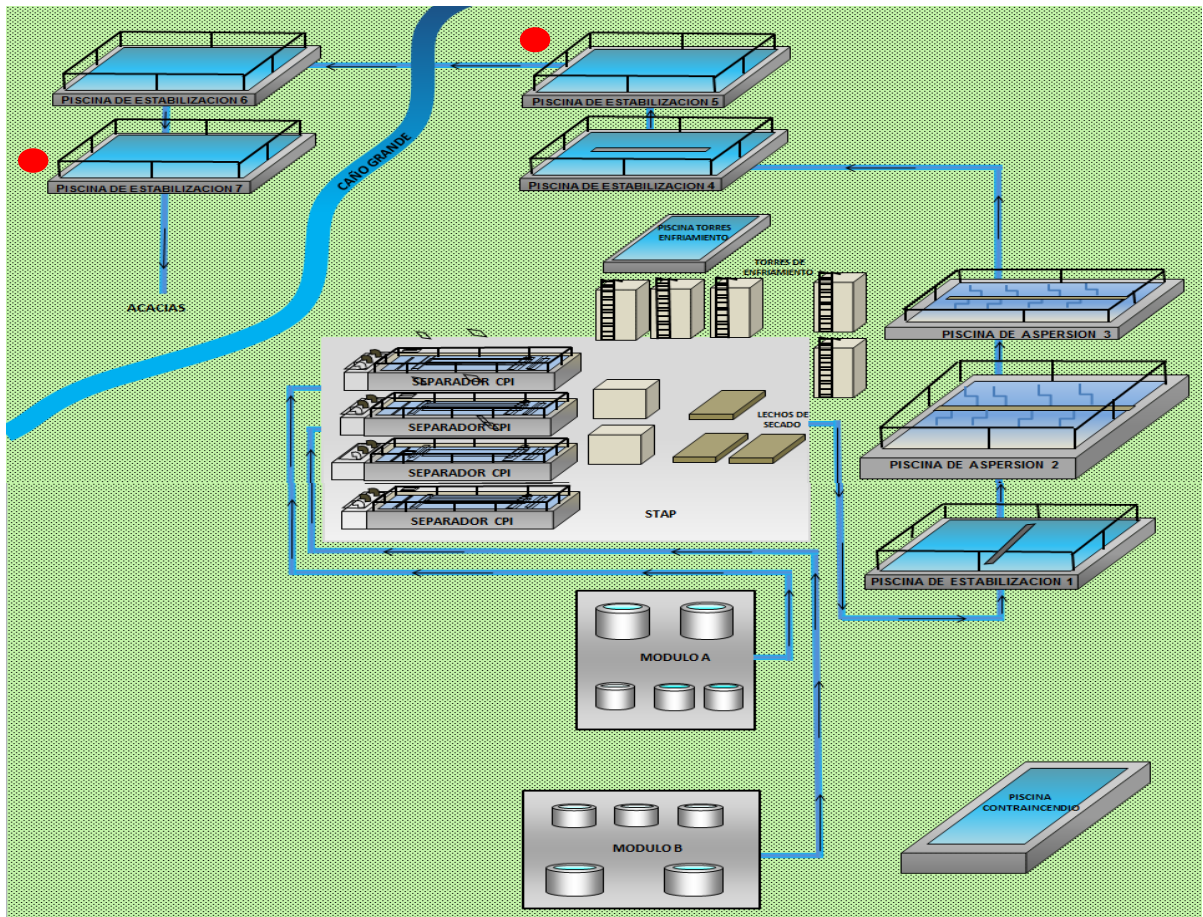
Fuente: ECOPETROL.

## 7. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

Para efectos del presente trabajo se tomaron tres muestras de aguas de producción del Campo Castilla, las cuales fueron:

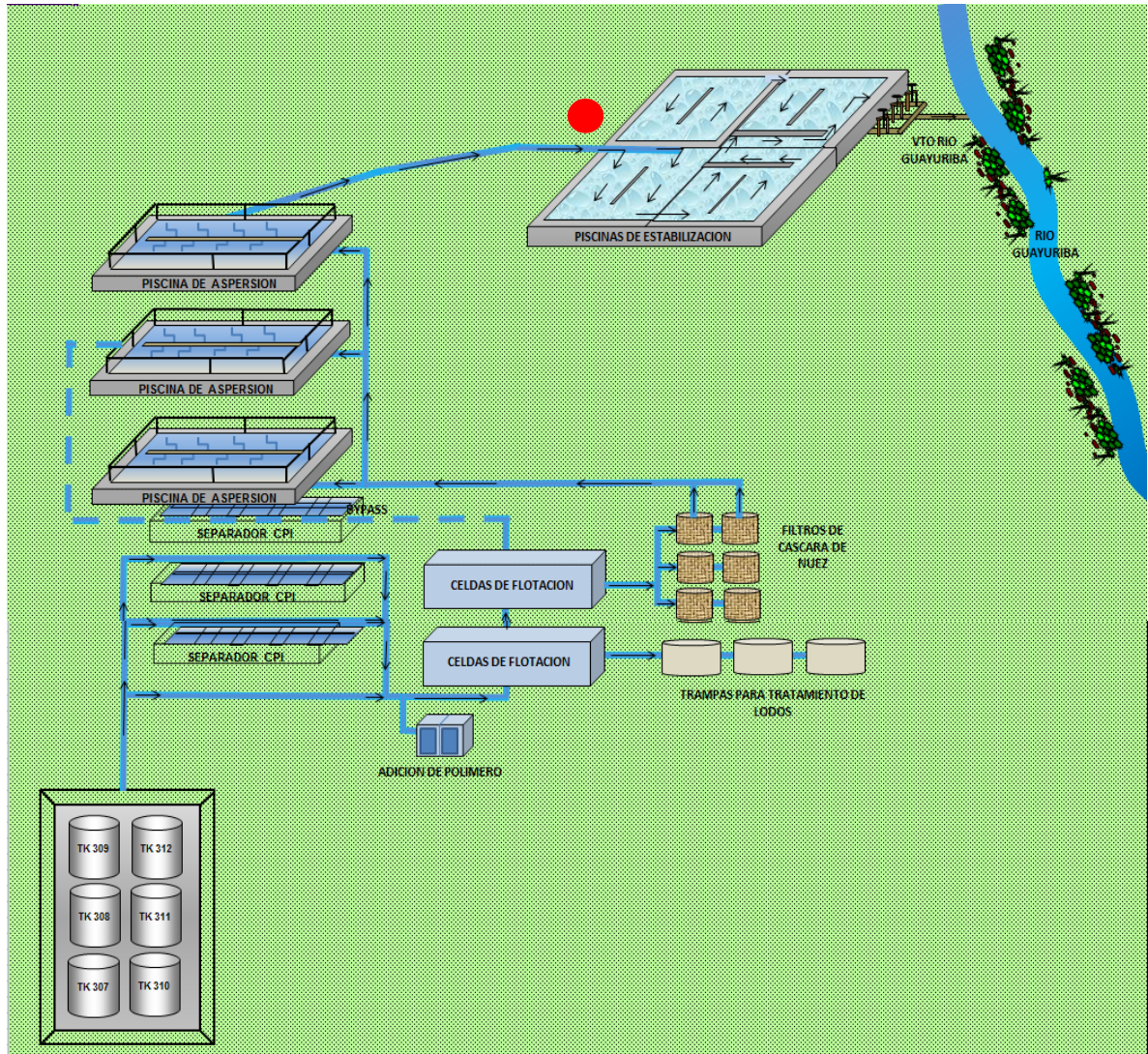
- Estación Castilla II. Piscina de Estabilización 7.
- Estación Castilla II. Piscina de Estabilización 5.
- Estación Acacias. Piscina de Estabilización.

Figura 10. Esquema Estación Castilla II.



Fuente: ECOPETROL.

Figura 11. Esquema Estación Acacias.



Fuente: ECOPETROL.

Las muestras fueron tomadas de acuerdo al protocolo establecido por el Instructivo para el Monitoreo de Agua Potable, Superficial, Subterránea, Residual Industrial y Residual Doméstica. UST-CRM-I-014. Versión 15 de Ecopetrol, preservadas y refrigeradas a una temperatura menor de 4°C, para su respectivo análisis posterior en los Laboratorios ICP.

Figura 12. Toma de Muestras Estación Castilla II y Acacias.



## 7.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Las propiedades analizadas fueron las siguientes:

Tabla 7. Caracterización fisicoquímica del agua de producción del Campo Castilla.

Componente	Unidad	Piscina 5. Estación Castilla II	Piscina 7. Estación Castilla II	Estación Acacias
<b>ANÁLISIS IN SITU</b>				
CAUDAL	L/s	275	267	287
OXIGENO DISUELTO	mg O <sub>2</sub> /L	5,8	4,7	5,7
SATURACION DE OD (ODS)	mgO <sub>2</sub> /L	7,1	7,38	7,1
SATURACION DE OD CALC (ODSc)	mgO <sub>2</sub> /L	6,9	7,01	6,9
% SATURACION DE OXIGENO	%	85	67,0	83
TEMPERATURA AMBIENTE	°C	31,4	27,3	32,0
TEMPERATURA DEL AGUA	°C	32,3	30,4	32,1
PH / T (GR C) EN AGUAS	Uni. pH	8.37/32.3	7.93/30.4	7.95/32.1
<b>ANÁLISIS DE LABORATORIO</b>				
<b>ANALISIS FISICOQUÍMICOS</b>				
CONDUCTIVIDAD / T	uS/cm/°C	838/25.0	871/25.0	597/25.0
PH / T (GR C) EN AGUAS	Uni. pH	7.39/23.4	7.41/23.5	7.40/23.4
ALCALINIDAD TOTAL	mg CaCO <sub>3</sub> /L	88,2	88	76,6
CARBONATOS	mg CO <sub>3</sub> /L	0,0	0,0	0,0
BICARBONATOS	mg HCO <sub>3</sub> /L	79,1	87,0	76,4
DUREZA TOTAL	mg CaCO <sub>3</sub> /L	90,6	89,6	63
TURBIEDAD	NTU	5,20	3,15	3,75
DQO	mg O <sub>2</sub> /L	32,5	31,9	49,1
DBO <sub>5</sub>	mg O <sub>2</sub> /L	7,64	6,21	18,2
GRASAS Y ACEITES	mg/L	11,6	8,74	19,8
HIDROCARBUROS NO POLARES	mg/L	2,24	2,77	4,73
SOLIDOS SUSPENDIDOS	mg/L	<5.00	<5.00	<5.00
SOLIDOS DISUELTOS	mg/L	367	360	207
SOLIDOS SEDIMENTABLES	ml/L	<0.10	<0.10	<0.10
SOLIDOS TOTALES	mg/L	376	382	211
CIANURO DISUELTO	mg/L	<0.010	<0.010	<0.010
SURFACTANTES	mg SAAM/L	<0.28	<0.28	<0.28
SULFUROS	mg S-2/L	<1.00	<1.00	<1.00
CLORUROS	mg/L	161	195	65,7

Componente	Unidad	Piscina 5. Estación Castilla II	Piscina 7. Estación Castilla II	Estación Acacias
SULFATOS	mg SO4=/L	9,60	10,5	8,72
NITRATOS	mg NO3-N/L	0,11	0,096	0,095
NITRITOS	mg NO2-N/L	<0.011	<0.070	<0.011
NITROGENO AMONIACAL	mg NH3-N/L	<0.49	<0.49	<0.49
NITROGENO ORGANICO KJELDAHL	mg N/L	<1.00	1,15	<1.00
NITROGENO TOTAL	mg N/L	1,61	1,81	1,60
RELACIÓN DE ABSORCIÓN DE SODIO	NA	4,88	5,14	3,89
CALCIO	meq/L	1,28	1,34	0,58
MAGNESIO	meq/L	0,21	0,21	0,15
SODIO	meq/L	4,03	4,52	2,34
PORCENTAJE DE SODIO POSIBLE	%	89,7	91,9	90,4
SALINIDAD EFECTIVA	meq/L	4,50	4,92	2,59
<b>ANÁLISIS DE METALES</b>				
CALCIO	mg/L	25,53	26,81	11,57
MAGNESIO	mg/L	2,520	2,511	1,743
SODIO	mg/L	92,74	104,0	53,84
MANGANESO	mg/L	0,132	0,126	0,107
HIERRO	mg/L	0,441	0,408	0,402
ALUMINIO	mg/L	<0.214	0,134	<0.214
POTASIO	mg/L	7,876	8,214	6,76
CADMIO	µg/L	<0.200	<0.020	<0.200
CROMO TOTAL	µg/L	<1.53	<0.153	<1.53
CROMO +6	mg Cr+6/L	<0.015	<0.015	<0.015
COBRE	µg/L	<2.98	0,573	<2.98
PLOMO	µg/L	0,385	0,511	1,19
NIQUEL	µg/L	3,01	0,706	1,08
VANADIO	µg/L	0,723	0,0440	0,638
PLATA	µg/L	<11.9	<1.19	<11.9
ZINC	µg/L	<152	<15.2	<152
BARIO	µg/L	1272	1097	1481
COBALTO	µg/L	<0.120	0,0510	<0.120
ARSENICO	µg/L	<2.22	0,945	<2.22
SELENIO	µg/L	<3.89	1,54	<3.89
BERILIO	µg/L	<0.620	<0.062	<0.620
LITIO	µg/L	176	231	168
MOLIBDENO	µg/L	0,419	<0.029	0,546
BORO	µg/L	159	167	121

Componente	Unidad	Piscina 5. Estación Castilla II	Piscina 7. Estación Castilla II	Estación Acacias
MERCURIO	µg/L	<0.423	<0.441	<0.423
<b>ANÁLISIS BACTERIOLÓGICO</b>				
RECUENTO DE COLIFORMES TOTALES	UFC/100 mL	110	37000	150
RECUENTO DE ESCHERICHIA COLI	UFC/100 mL	17	4	7
RECUENTO DE MESOFILOS TOTALES	UFC/100 mL	120000	160000	120000
RECUENTO DE BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS	Bacterias/mL	1000	1000	100

Según la normatividad, podemos identificar que los parámetros medidos se encuentran cumpliendo los límites permisibles para vertimientos, sin embargo, el análisis bacteriológico de estas aguas arrojó valores elevados, lo cual es un claro indicio de que dichas aguas están siendo mezcladas con las aguas residuales, provocando una alta proliferación de bacterias las cuales pueden ocasionar no solo problemas ambientales sino también daños en el yacimiento y en las tuberías.

Tabla 8. Resultados Análisis Bacteriológico.

PARÁMETRO	UNIDAD	PISCINA 5. ESTACIÓN CASTILLA II	PISCINA 7. ESTACIÓN CASTILLA II	ESTACIÓN ACACIAS	LIMITE PERMISIBLE PARA VERTIMIENTO	TAPONAMIENTO A LA FORMACION Y CORROSION DE TUBERIAS
COLIFORMES TOTALES	UFC/100mL	110	37000	150	5000	100
MESOFILOS TOTALES	UFC/100mL	120000	160000	120000	1000	100
RECUENTO DE BSR	Bacterias/mL	1000	1000	100	No Reporta	100

Se realizaron pruebas de laboratorio con una muestra de cada una de estas aguas y una muestra del agua adicionando un Biocida. En este caso el biocida utilizado fue el GEMACID de Petrocaribe, en una concentración de 200ppm para muestras de 250mL de agua. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 9. Tratamiento con bactericida.

PARÁMETRO	UNIDAD	PISCINA 5. ESTACIÓN CASTILLA II +Biocida	PISCINA 7. ESTACIÓN CASTILLA II + Biocida	ESTACIÓN ACACIAS + Biocida
COLIFORMES TOTALES	UFC/100mL	0	0	0
MESOFILOS TOTALES	UFC/100mL	10	10	10
RECuento DE BSR	Bacterias/mL	<10	<10	<10

## 8. PREPARACIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN

El lodo utilizado en el campo es el Lodo Baradril N de Halliburton, por lo tanto, se solicitaron muestras de todos los productos de esta empresa para preparar el lodo que vamos a estudiar.

Tabla 10. Formulación del Lodo Baradril N de Halliburton.

<b>PRODUCTO</b>	<b>CONCENTRACION (lpb)</b>
Glutaraldehído	0,75
Barazan D-Plus	0,75
Clay seal plus	4,0
Filter-Chek	10,0
Pac L	0,75
Baracarb 5	12
Baracarb DF 25	14
Baracarb DF 50	16
Barolube G.S	4,0
Baracor 100	0,75% V/V
Barascav L	0,5

Fuente: Halliburton.

Figura.13. Productos Utilizados en la preparación del fluido de perforación.



## 8.1 METODOLOGIA

Se tomaron tres muestras de agua de la Estación Acacias, debido a que es allí donde llegan todas las aguas de las estaciones de Castilla luego de ser debidamente tratadas, y es el punto previo a ser vertidas al Río Guayuriba.

Se prepararon tres lodos base agua, de la siguiente manera:

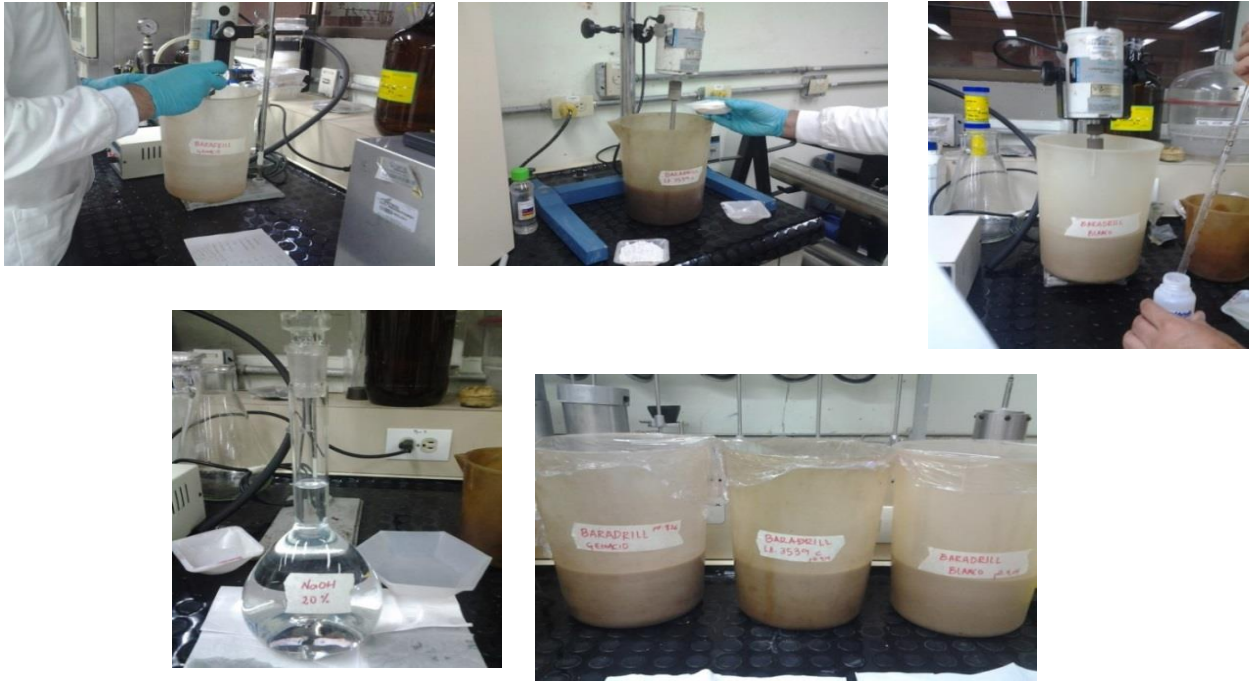
Muestra1: Lodo Baradril (Blanco)

Muestra 2: Lodo Baradril + Bactericida Petrocaribe (Gemacid)

Muestra 3: Lodo Baradril + Bactericida Nalco (LA-3539C).

Ambos bactericidas se usaron en una concentración de 200 ppm, para fines de comparar cual era el mas adecuado. Adicionalmente, se preparó una solución de NaOH al 20% el cual fue usado para controlar el pH de cada uno de los lodos.

Figura 14. Preparación de los lodos de perforación.



Durante un período de 30 días se realizó la medición y ajuste del pH, y se determinaron las propiedades reológicas de los lodos. Las mediciones se realizaron los días Lunes, Miércoles y Viernes, dejando agitar durante 10 minutos cada una de las muestras antes de las respectivas mediciones.

Inicialmente se midió la reología de uno de los lodos (Blanco), asumiendo que para el día 1 todos tendrían el mismo comportamiento, y se determinó el pH de cada una de las muestras. En los días subsiguientes se midió nuevamente el pH y se ajustó con NaOH hasta llegar a 9 (valor promedio de alcalinidad de un lodo de perforación), y se contabilizaron el número de gotas de soda necesarias para llegar a este valor, con el fin de determinar cual de las tres muestras requería mayor adición de soda para que no se dañara el lodo.

La reología y filtrado se midieron al inicio, durante y al final del tiempo evaluado, con el fin de observar el comportamiento de cada uno lo de los lodos.

## 8.2 RESULTADOS

- **Seguimiento pH:**

Se utilizó un pH-metro electrónico, el cual fue debidamente calibrado. Las muestras fueron agitadas durante 10 minutos antes de cada medición.

En la tabla 11 se observa cada una de las mediciones realizadas para los tres lodos, indicando el pH inicial, la cantidad de soda (en gotas) usadas para ajustar el pH y el pH final de cada muestra.

Se debe tener en cuenta que los lodos de perforación deben ser alcalinos con valores de pH entre 8 y 13 para prevenir corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y para mantener sus propiedades reológicas.

El valor escogido para efectos de este trabajo para el pH de los lodos preparados fue de 9.

Tabla 11. Seguimiento de pH para cada una de las muestras.

Mediciones	GEMACID			LA 3539C			BLANCO		
	pH inicial	Gotas NaOH	pH final	pH inicial	Gotas NaOH	pH final	pH inicial	Gotas NaOH	pH final
1	9,26	0	9,26	9,14	0	9,14	9,04	0	9,04
2	8,84	11	9,03	8,72	21	9	8,65	17	9
3	8,77	10	9	8,87	12	9,04	8,76	11	9,05
4	8,71	9	9	8,76	13	9,01	8,67	10	9,04
5	8,83	7	9,03	8,85	8	9	8,79	8	9,01
6	8,99	1	9,02	8,98	2	9,01	8,92	3	9,02
7	8,83	6	9,01	8,89	6	9	8,81	6	9
8	8,96	1	9,01	8,96	2	9	8,98	1	9
9	8,85	6	9	8,96	6	9	8,79	6	9

10	9	0	9	9	0	9	9	0	9
11	8,95	4	9	8,87	6	9	8,89	6	9
12	9	0	9	9	0	9	8,98	2	9
13	8,53	10	9	8,6	12	9,01	8,59	8	9
14	8,83	3	9	8,88	3	9	8,83	3	9
15	8,98	1	9,01	8,92	2	9	8,87	3	9
Número gotas totales NaOH		69			93			84	

Figura 15. a) Seguimiento pH. Lodo Baradril + Gemacid. b) Cantidad de Gotas de NaOH usadas para ajuste del pH.

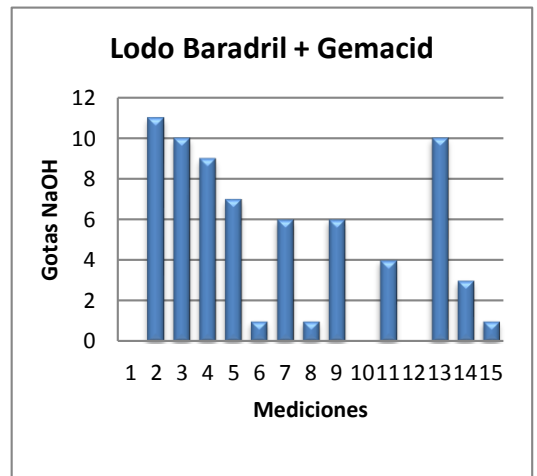
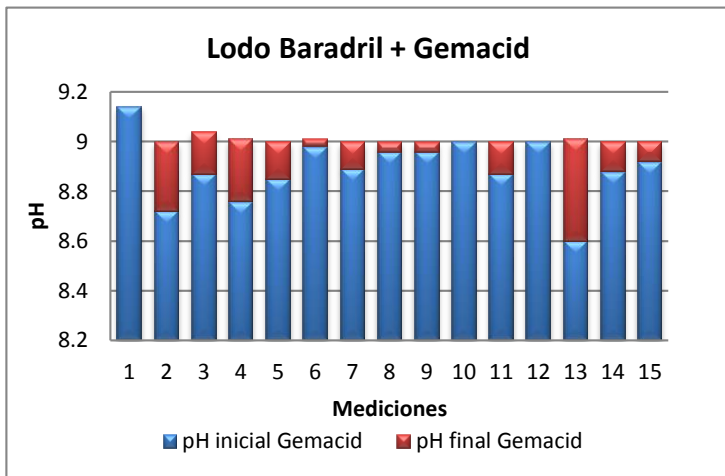


Figura 16. a) Seguimiento pH Lodo Baradril + LA 3539C. b) Cantidad de Gotas de NaOH usadas para ajuste del pH.

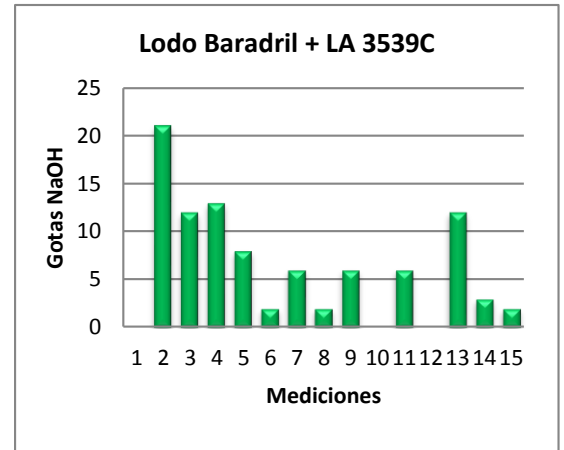
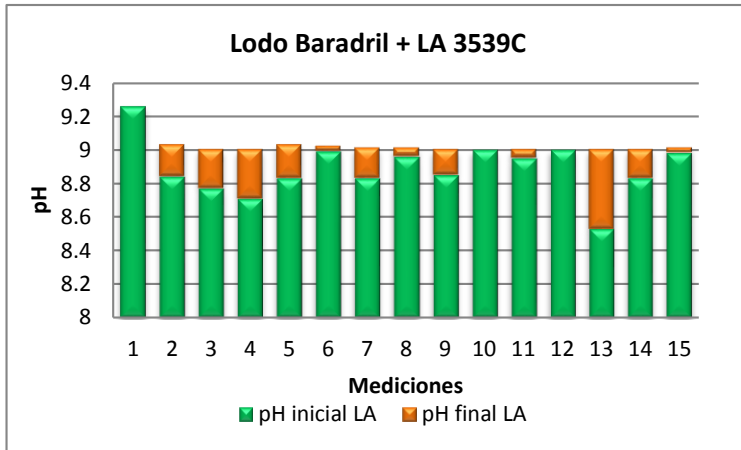


Figura 17. a) Seguimiento pH Lodo Baradril Blanco. b) Cantidad de Gotas de NaOH usadas para ajuste del pH.

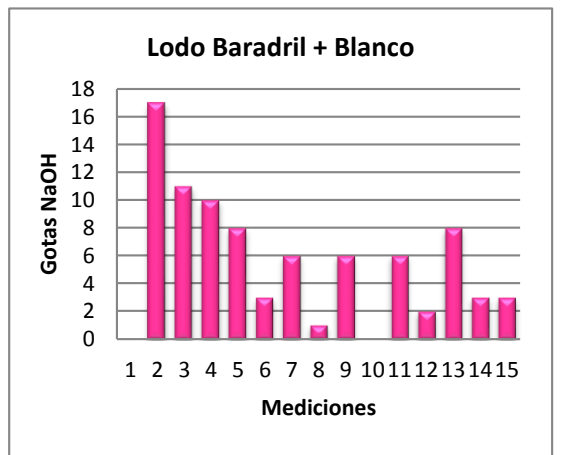
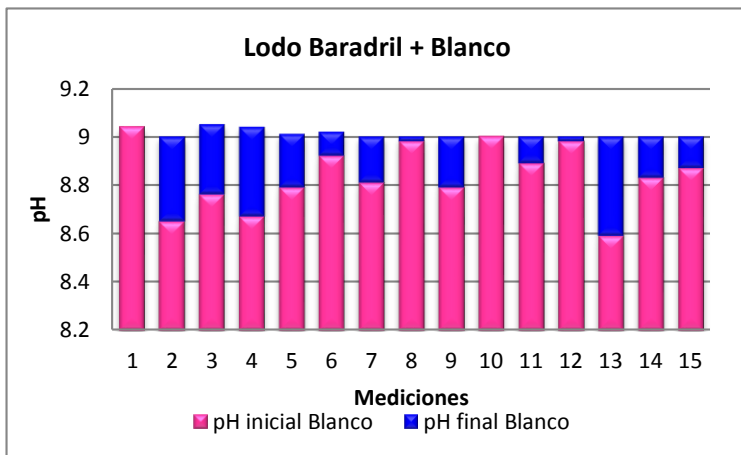


Figura 18. Comparativa de seguimiento de pH para cada una de las muestras. La línea roja indica el pH final.

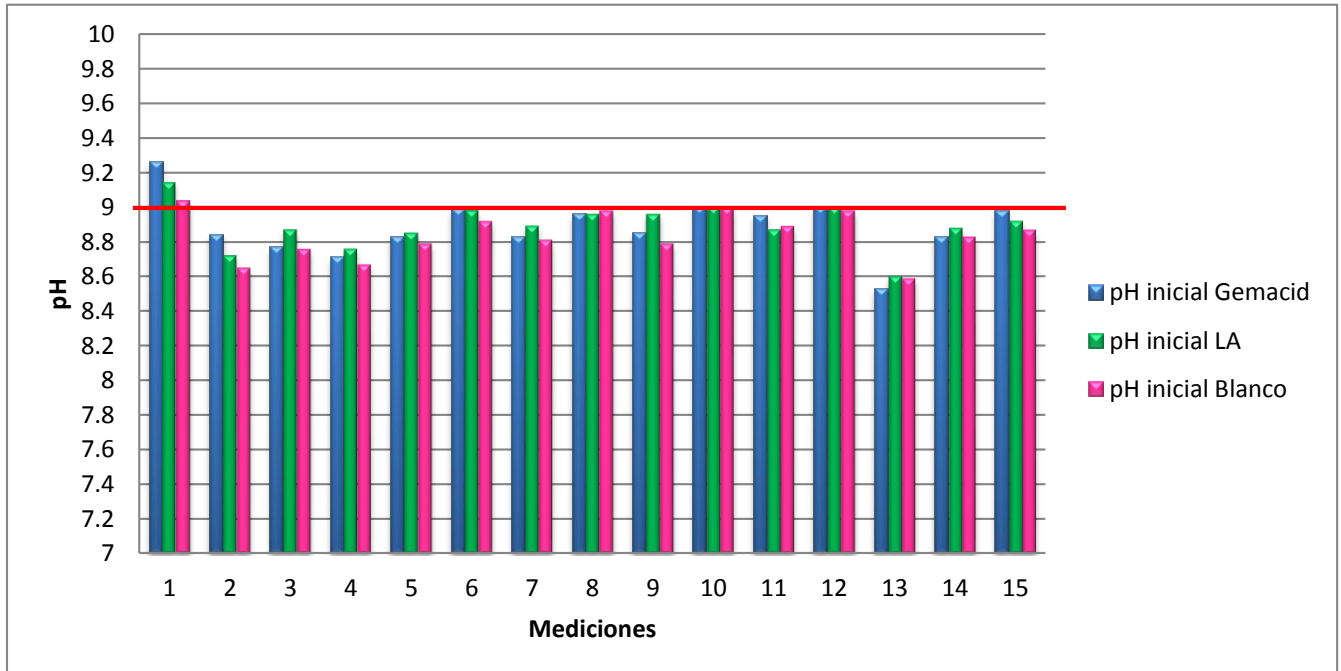
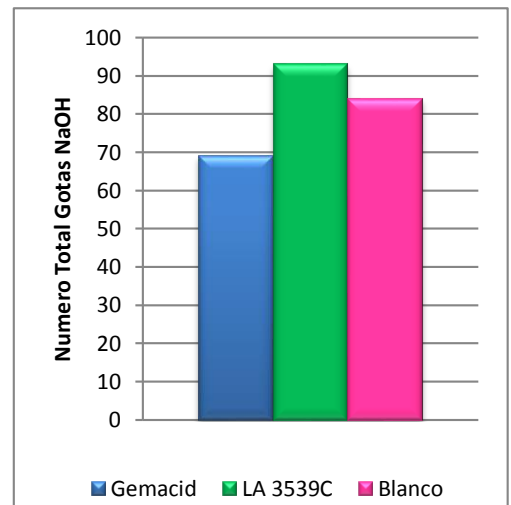
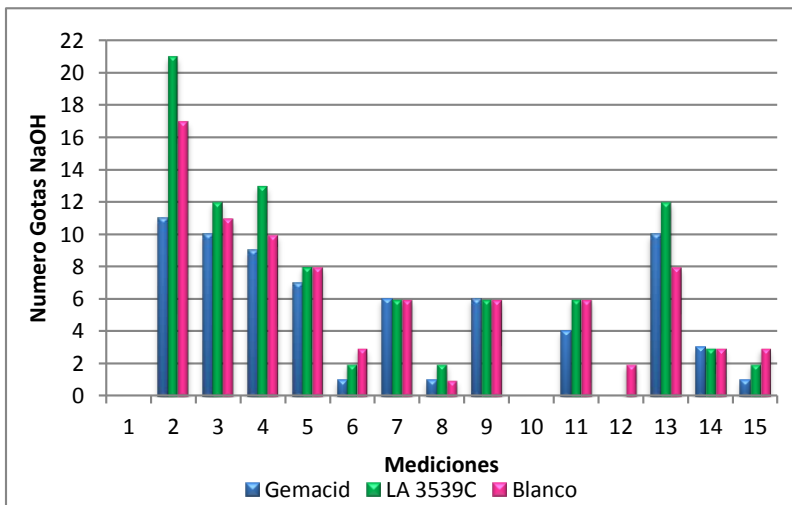


Figura 19. Comparativa de Cantidad de NaOH utilizados para cada una de las muestras.



**Comentarios:** Se observó que los pH iniciales del lodo blanco fueron un poco mas bajos que los lodos tratados con bactericidas, lo cual era de esperarse. Sin embargo, la variación de pH para todas las muestras tuvo un comportamiento similar. En cuanto a las cantidades de soda, se notó una fuerte diferencia en cada una de las muestras, arrojando como resultado que el lodo+LA3539C fue el que más cantidad de soda requirió para ajustar el pH a el valor establecido. Esta diferencia nos indica que puede haber algun componente del biocida que causa este efecto en el lodo, es decir, que no permite que su pH se reestablezca con mayor facilidad, tal como es el caso del Gemacid.

- **Reología:**

Se utilizó un viscosímetro rotacional para indicar la viscosidad plástica, punto de cedencia y los esfuerzos del gel.

Día 1:

Tabla 12. Reología día 1 a 120°F. Lodo Baradril Blanco.

Lodo Baradril Blanco	
Θ600	59cp
Θ300	40cp
Θ200	34cp
Θ100	25cp
Θ6	9cp
Θ3	7cp
Gel 10 seg	11
Gel 10 min	12
Gel 30 min	13
Vp	19cp
Yp	21lb/100ft <sup>2</sup>

Solo se realizó reología al lodo blanco, es decir, al lodo sin ningún biocida, con el fin de determinar con el paso del tiempo la variación de sus propiedades con respecto a los lodos tratados.

Día 15:

Tabla 13. Reología día 15 a 120°F. Todas las muestras.

Lodo Baradril + Gemacid	
Θ600	54cp
Θ300	37cp
Θ200	30cp
Θ100	20cp
Θ6	5cp
Θ3	3cp
Gel 10 seg	6
Gel 10 min	5
Gel 30 min	5
Vp	17cp
Yp	20lb/100ft <sup>2</sup>

Lodo Baradril + LA3539C	
Θ600	54cp
Θ300	36cp
Θ200	32cp
Θ100	21cp
Θ6	6cp
Θ3	4cp
Gel 10 seg	6
Gel 10 min	7
Gel 30 min	7
Vp	20cp
Yp	16lb/100ft <sup>2</sup>

Lodo Baradril + Blanco	
Θ600	40cp
Θ300	30cp
Θ200	24cp
Θ100	17cp
Θ6	5cp
Θ3	3cp
Gel 10 seg	7
Gel 10 min	8
Gel 30 min	8
Vp	10cp
Yp	20lb/ft <sup>2</sup>

Día 30:

Tabla 14. Reología día 30 a 120°F. Todas las muestras.

Lodo Baradril + Gemacid	
Θ600	55cp
Θ300	36cp
Θ200	31cp
Θ100	21cp
Θ6	5cp
Θ3	4cp
Gel 10 seg	5
Gel 10 min	7
Gel 30 min	7
Vp	19cp
Yp	17lb/100ft <sup>2</sup>

Lodo Baradril + LA3539C	
Θ600	56cp
Θ300	36cp
Θ200	32cp
Θ100	21cp
Θ6	6cp
Θ3	4cp
Gel 10 seg	6
Gel 10 min	6
Gel 30 min	6
Vp	20cp
Yp	16lb/100ft <sup>2</sup>

Lodo Baradril + Blanco	
Θ600	40cp
Θ300	28cp
Θ200	24cp
Θ100	17cp
Θ6	5cp
Θ3	3cp
Gel 10 seg	5
Gel 10 min	6
Gel 30 min	6
Vp	12cp
Yp	16lb/100ft <sup>2</sup>

Figura 20. Comportamiento reológico de todas las muestras a los 15 días.

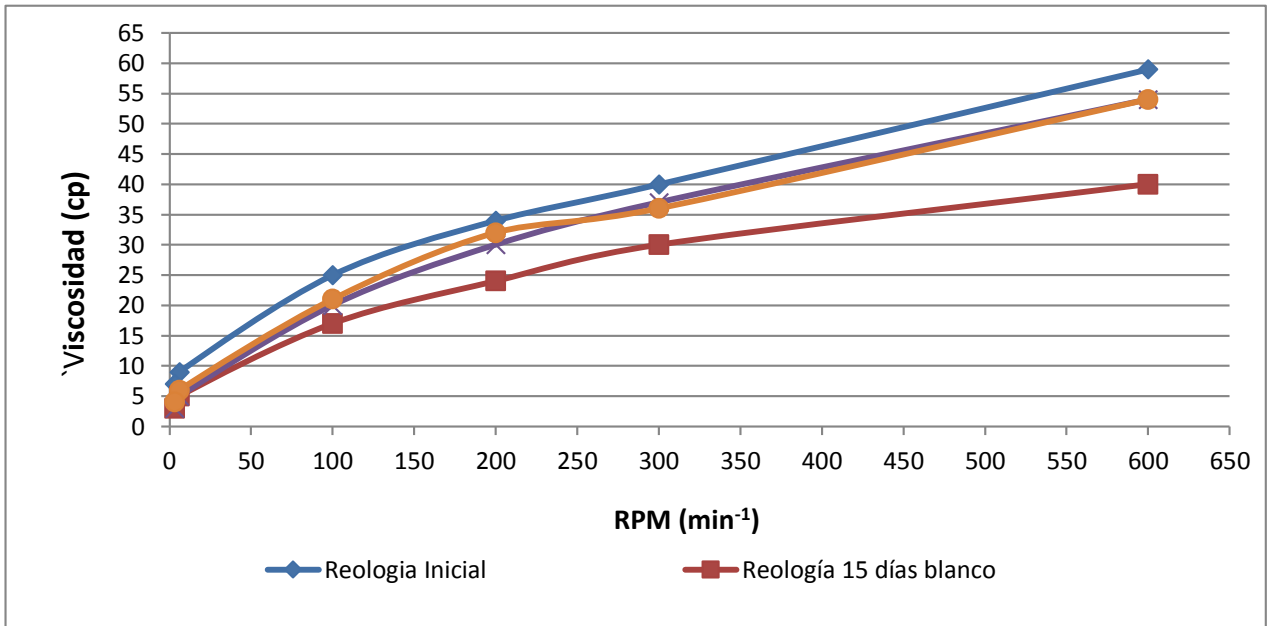


Figura 21. Comportamiento reológico de todas las muestras a los 30 días.

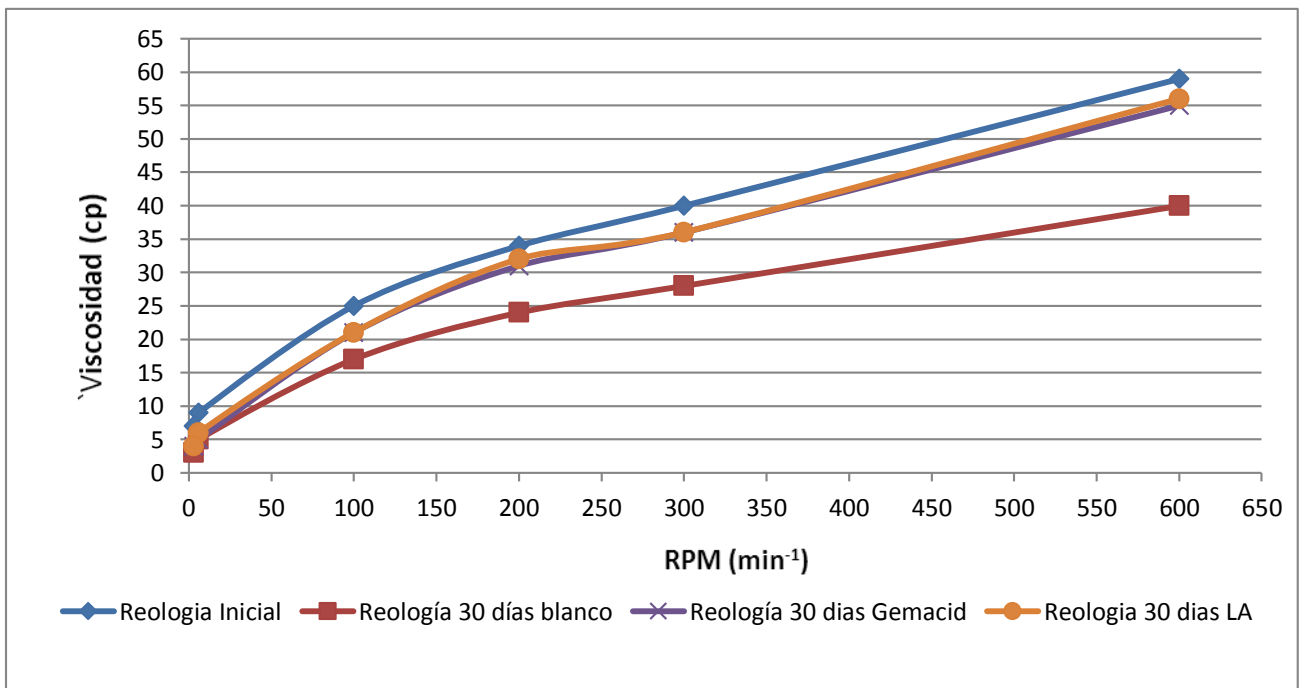


Figura 22. Comportamiento reológico. Muestra Lodo Blanco.

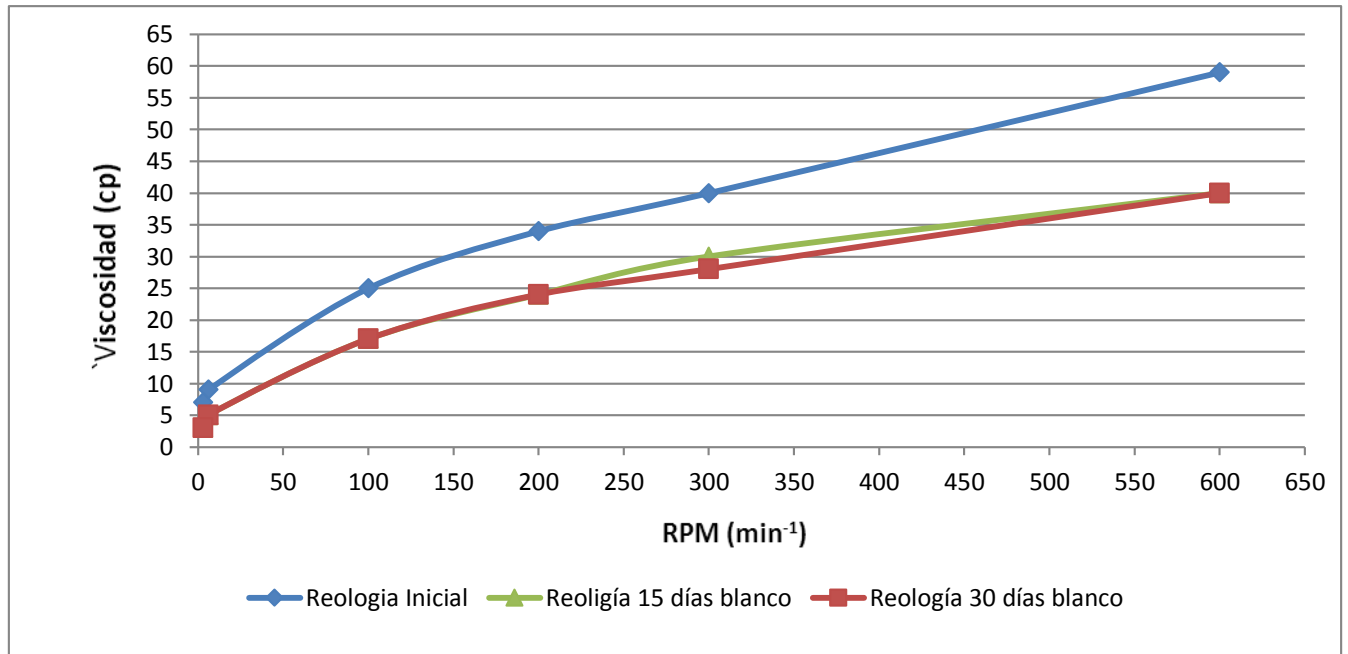


Figura 23. Comportamiento reológico. Muestra Lodo + Gemacid.

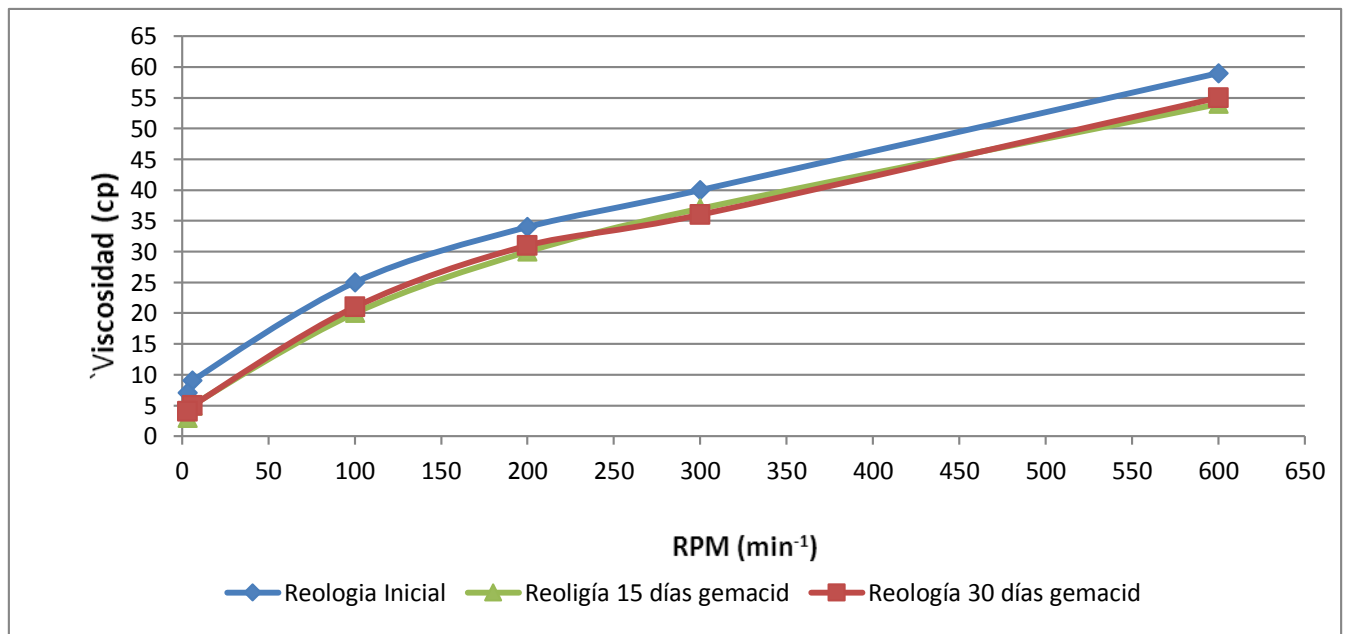
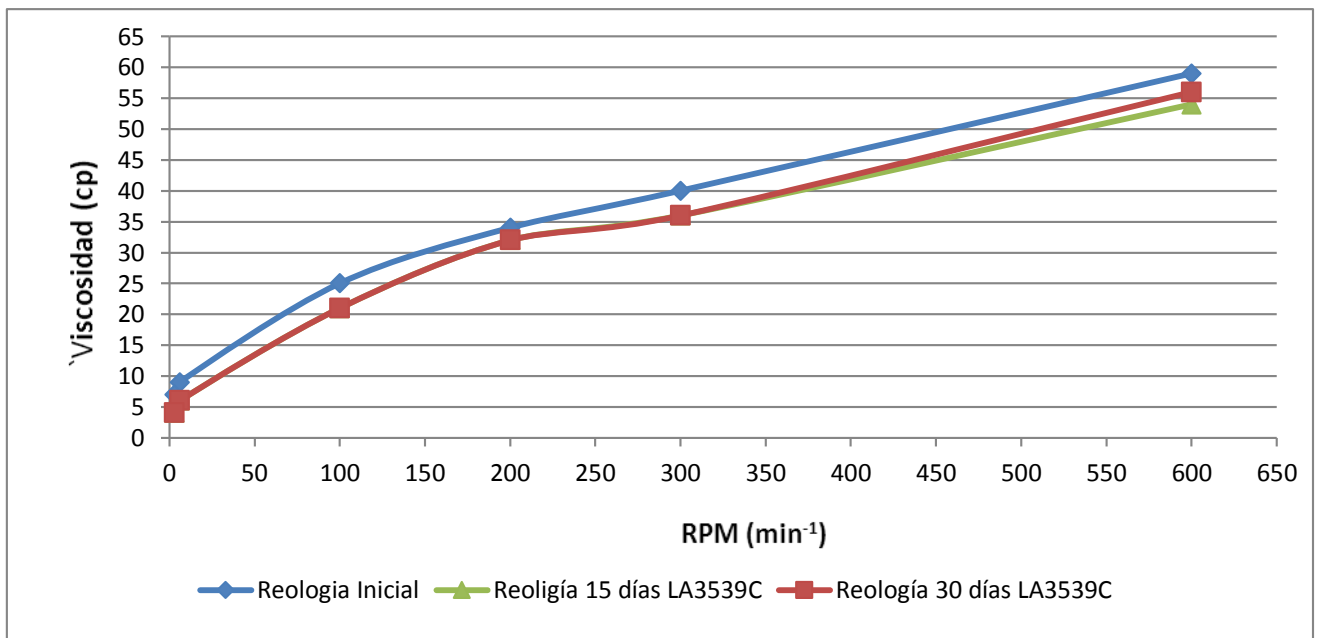


Figura 24. Comportamiento reológico. Muestra Lodo + LA3539C



**Comentarios:** Se compararon los resultados obtenidos con el lodo blanco inicial con las tres muestras en un período de 15 y 30 días. Como se pudo observar, el lodo blanco perdió aproximadamente el 30% de sus propiedades reológicas originales, mientras que los lodos tratados solo perdieron un aproximado del 10% de sus propiedades reológicas durante los 30 días que duraron las pruebas.

- **Seguimiento Filtrado:**

Las propiedades de filtración fueron determinadas con un filtro prensa.

Figura 25. Prueba de Filtrado del lodo.



Tabla 31. Seguimiento de filtrado de los lodos.

Filtrado	Día 1	Día 15	Día 30
Lodo Blanco	6ml	6,8ml	7,2ml
Lodo + Gemacid	---	5,4ml	5,5ml
Lodo+ LA3539C	---	4,8ml	5ml

**Comentarios:** Para el día 1 solo se filtró el lodo blanco, con el fin de comparar sus propiedades con respecto a los lodos tratados con respecto al tiempo. Como se puede observar, el lodo sin tratar tuvo mayor volumen de filtrado que los lodos tratados con biocidas, es decir, el efecto bacteriano del lodo blanco genera mayores cantidades de perdidas de filtrado en el lodo, aproximadamente de un 20%.

## 9. ANÁLISIS FINANCIERO

Para efectos de esta investigación se tomó un pozo del Campo Castilla, para evaluar los costos de los fluidos de perforación.

El pozo a evaluar lo llamaremos Castilla X. El estado mecánico del pozo es el siguiente:

Tabla 15. Estado Mecánico pozo Castilla X.

<b>Diámetro de la sección</b>	<b>Top MD (ft)</b>	<b>End MD (ft)</b>	<b>Bit Size (in)</b>	<b>Longitud (ft)</b>
17 ½"	0	1000	17.40	1000
12 ¼"	1000	7021	12.25	6021
8 ½"	7021	9639	8.50	2618

Fuente: Halliburton.

El intervalo I (17 ½"), se perforó durante 3 días, el lodo fue un Spud Mud y el volumen utilizado fue de 1423bbbls. Para el intervalo II (12 ¼") se utilizó un lodo Boremax durante 11 días y el volumen requerido fue de 3319bbbls. Por último, el intervalo III (8 ½") se perforó durante 5 días un volumen de 1702bbbls.

Los costos estimados para el programa de fluidos de este pozo son de U\$466.953.88, distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 16. Costo total de fluidos estimado para el pozo Castilla X.

<b>INTERVALO</b>	<b>PRODUCTOS</b>	<b>INGENIERIA</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
Intervalo I (17 ½")	\$38,186.57	\$3,312.00	\$41,498.57
Intervalo II (12 ¼")	\$306,352.64	\$12,144.00	\$318,496.64
Intervalo III (8 ½")	\$96,053.67	\$4,416.00	\$100,469.67
Completamiento	\$5,937.00	\$552.00	\$6,489.00
Costos total	\$446,529.88	\$20,424.00	\$466,953.88

Fuente: Halliburton.

El volumen total de lodo utilizado fue de 6444 bbls durante los 19 días de perforación del pozo.

Si asumimos que el 95% del lodo esta compuesto de agua (en este caso agua de producción), deberíamos tratar aproximadamente 6100bbls de agua.

La concentración de biocida utilizado por Halliburton (Aldacide, base Glutaraldehido) es de 0.75 lb/bbl, es decir, para 6100 bbls de agua se necesitarían 3050 lbs de biocida. El Aldacide viene en presentación de 55 galones, aproximadamente 460 lbs.

$$6100bbls * \frac{0,75lb}{bbl} = 4575lbs$$

$$4575lbs * \frac{1unidad}{460lbs} = 9,94 unidades$$

Se necesitan 9,94 unidades de Aldacide para tratar el agua.

El costo del Aldacide es de US\$5 por galon, es decir, 55 galones costarían alrededor de US\$275. Ya que se necesitan 9,94 unidades, el costo total de tratar el agua de producción para este pozo en específico, sería de US\$2735,05

Ahora bien, si se utiliza el biocida LA3539C la concentración necesaria es de 200ppm, es decir 0,0016lb/gal. Para los 6100bbls de agua, se necesitarían 536,8lbs de biocida. El LA3539C viene en presentación de 55 galones, aproximandamente 460lbs.

$$\frac{0,0016lbs}{gal} * \frac{55gal}{1bbl} * 6100bbls = 536,8lbs$$

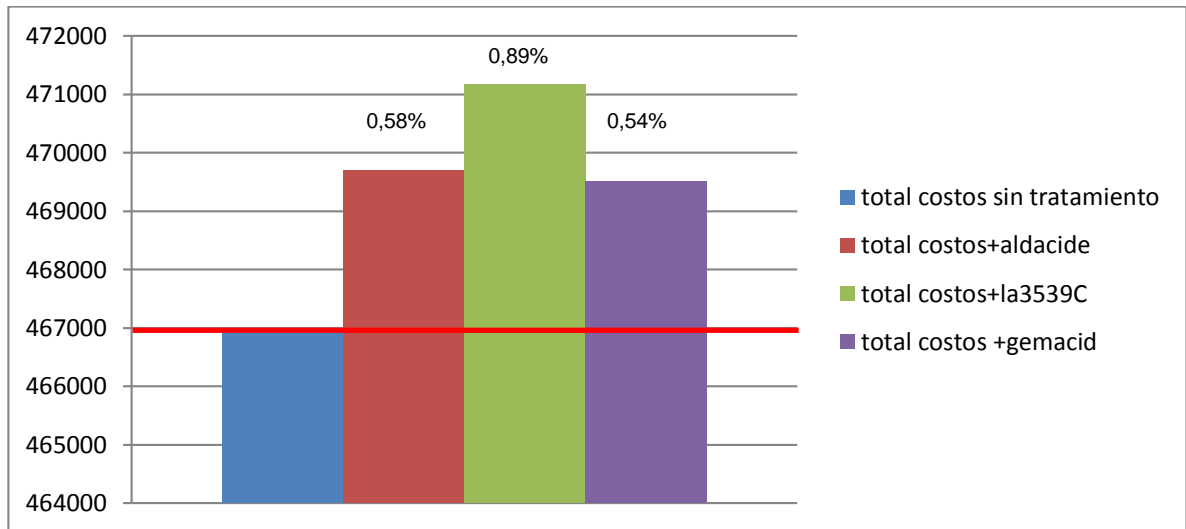
$$536,8lbs * \frac{1unidad}{460lbs} = 1,16 unidades$$

Se necesita 1,16 unidades de LA3539C para tratar el agua. El costo de este producto es de U\$66 por galón, es decir, para 55 galones costaría alrededor de US\$3671, ya que solo se necesitará una unidad de biocida, el costo total para tratar el agua de producción de este pozo en específico, sería de aproximadamente US\$4210,8.

De igual manera, si se utiliza el Gemacid, la concentración necesaria es de 200ppm, es decir 536,8lbs de biocida, en este caso sólo cambiaría el costo del producto el cual es de US\$40 por galón, el costo total para tratar el agua de producción para este pozo en específico, sería de aproximadamente US\$2552.

Es decir, a los costos totales estimados para los fluidos de este pozo, se le adicionaria el tratamiento previo al agua de producción. Para el caso del Aldacide de Halliburton, el incremento en los costos sería de un 0,58%, para el LA3539C de 0,89% y para el Gemacid un 0,54%. Cabe destacar, que si no se realiza el tratamiento a base de biocida, los costos de los aditivos incrementarían de manera significativa, puesto que se debe adicionar mas cantidad de productos para que el lodo no se degrade, así mismo, se corre el riesgo de implicaciones de corrosión en las tuberías y daño en la formación causados por el efecto bacteriano del agua sin tratar.

Figura 26. Comparativo costos incrementales.



Como se puede notar, no se realizaron calculos del incremento de costos por la adición de la soda para estabilizar el pH, ya que una libra de soda cuesta aproximadamente US\$0.5, generando un incremento muy bajo en los calculos finales.

## 10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De acuerdo a la caracterización fisicoquímica realizada en las Estaciones Castilla II y Acacias, se puede observar que los parámetros medidos a las aguas de producción cumplen los límites permisibles establecidos para su vertimiento según el Decreto 3930, sin embargo, los parámetros microbiológicos se encuentran por encima de la normatividad vigente.
- La presencia de E. Coli y coliformes, determinan la influencia o contaminación por parte de aguas residuales o domésticas del Campo, la acumulación de estas bacterias puede causar depósitos de biomasa, lo cual puede ocasionar corrosión bajo depósito.
- Así mismo, se determinó presencia de Bacterias Sulfato Reductoras (BSR), productoras de  $H_2S$ , el cual es un elemento corrosivo y peligroso para la salud que poco a poco va desgastando las superficies metálicas y tuberías. Las BSR también son contaminantes potenciales para el combustible, generando incumplimiento de especificaciones por ensuciamiento, acidificación y reducción de estabilidad. Además que pueden taponar los filtros.
- El tratamiento recomendado para la eliminación del conteo bacteriano fue aplicar un Biocida, en este caso, se escogieron el GEMACID de Petrocaribe por recomendación del Laboratorio de Química de Producción-ICP, quienes previamente habían realizado pruebas en aguas de producción en las que la aplicación del biocida resultó exitosa y el biocida LA3539C de Nalco, por recomendación del personal de la empresa Nalco, ya que ellos son los encargados del tratamiento de este tipo de aguas en la estación Castilla II.

- Se puede evidenciar claramente que el lodo Baradril Blanco, es el que se va degradando más rápidamente con el paso de los días, puesto que los valores de pH iniciales son los más bajos, este resultado era de esperarse puesto que a esta muestra no se le adicionó ningún tipo de biocida que contrarrestara el efecto bacteriano en el lodo.
- El lodo Baradril + LA-3539C es el que requiere mayor cantidad de soda para restablecer su pH original, es decir, a pesar de que el lodo no se degrada rápidamente, fue necesario adicionarle mayor cantidad de NaOH para que el pH llegara nuevamente al valor requerido.
- Caso contrario sucedió con el lodo Baradril + Gemacid, éste tuvo un comportamiento similar de degradación al del lodo LA-3539C, sin embargo, la cantidad de NaOH requerida para restablecer su pH original fue significativamente más baja comparada con las otras dos muestras.
- La reología de las muestras tuvo el comportamiento esperado, mientras que el lodo Blanco la tendencia fue a disminuir drásticamente con respecto al inicial, el lodo LA3539C y el lodo Gemacid se mantuvieron dentro de un rango no muy por debajo del lodo inicial.
- El volumen de filtrado fue mayor en el lodo blanco con el paso del tiempo, esto quiere decir, que el efecto bacteriano genera un aumento considerable en las pérdidas de filtrado del lodo, concluyendo que la degradación rompe los polímeros encargados de controlar el filtrado.
- Es de extrema importancia escoger un Biocida adecuado de acuerdo al uso que se le vaya a dar a las aguas de producción del Campo y discriminar si esta va a ser usada para vertimiento o para preparar lodo de perforación. En el caso del agua para vertimiento se debe tener en cuenta no sólo cual es el más efectivo,

sino también otros factores tales como su nivel de toxicidad y biodegradabilidad. Esto fue precisamente lo que se pudo observar en los resultados obtenidos al comparar los biocidas Aldacide y Gemacid que son base Glutaraldehido, con el Biocida LA3539C el cual es base Formaldehido; este último aunque mostró un desempeño inferior en cuanto a adición de soda para ajuste de pH y conservación del comportamiento reológico, tiene un nivel de ecotoxicidad inferior a los biocidas anteriores.

- Se utilizó como referencia el biocida usado por la empresa Halliburton para la preparación de lodo de perforación, (Aldacide), para realizar los cálculos en el análisis financiero. Sin embargo, no se realizaron pruebas de degradación del lodo con este producto para evaluar su eficiencia.
- Para la concentración utilizada de Gemacid de Petrocaribe, se necesitó menor cantidad de soda para ajustar el pH del lodo en el tiempo en el que se realizaron las pruebas a cada muestra y su comportamiento reológico se mantuvo estable. Sin embargo, se recomiendan hacer pruebas de ecotoxicidad, puesto que este biocida al ser base glutaraldehido puede ser altamente perjudicial en caso de liberación al medio ambiente.
- A pesar de que el Biocida LA3539C es el más costoso, se debe tener en cuenta que su principio activo es el formaldehído y está hecho a base de una tecnología verde, lo cual le permite ser utilizado como el tratamiento más idóneo para ser liberado al ambiente en las aguas de vertimiento.
- La concentración de uso del biocida utilizado oscila entre 25 ppm y 200 ppm. Sin embargo esta puede variar de acuerdo a la naturaleza de los microorganismos existentes en cada sistema. Para efectos de esta investigación, no se realizaron pruebas de concentraciones de los productos aplicados. Se recomienda probar el producto a diferentes concentraciones y seleccionar la que más se ajuste a

las condiciones de campo; optimizar la concentración de Biocida a la baja permitiría disminuir los costos del tratamiento.

- En el programa de perforación, en la sección 8 ½ y en la preparación de la salmuera de completamiento, es necesario aplicar un biocida de alta capacidad de eliminación bacteriana. En este caso se recomienda utilizar el Gemacid, ya que si llega a haber proliferación de bacterias en estas secciones puede incurrir en un alto daño de formación.
- Actualmente, se está implementando la reutilización del agua de producción del campo para la preparación del lodo de perforación, sin embargo, es el agua tomada de una de las piscinas sin previo tratamiento microbiológico, lo cual obliga a cada una de las empresa de lodos que se encuentran presentes en el campo a tratarla según su criterio.
- Se recomienda realizar una revisión al tratamiento del agua de producción que cada empresa de lodos está efectuando, puesto que cada una de ellas manejan diferentes productos y aditivos a la hora de preparar el lodo. Esto con el fin de evaluar cual genera un mejor rendimiento, mayor vida útil al lodo y a los costos asociados al tratamiento.

## BIBLIOGRAFIA

BLANCO Sayda. “Herramienta Informática para el seguimiento del control de producción del Campo Castilla”. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

DECRETO 1594 DE 1984: “Usos del agua y residuos Líquidos”. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

DECRETO 3930 DE 2010: “Normas y valores máximos permisibles de parámetros en vertimientos”. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

E.D. WALLACE, Alberta Research Council; J. Zhou, Alberta Research Council; C. Matthews, C-FER Technologies Limited; E. Hoffman, Consultan. “Water Manangement in the Oil Production Industry”.

Informe de Vigilancia Tecnológica.: “Tratamientos avanzados de aguas residuales industriales”.

Instructivo para el Monitoreo de Agua Potable, Superficial, Subterránea, Residual Industrial y Residual Doméstica. UST-CRM-I-014. Versión 15. Ecopetrol.

LONDOÑO C., PARRA Y.: “Manejo de Vertimientos y Desechos en Colombia. Una Visión General”. Universidad de La Salle, 2007.

M.E. Lyngbaek and L.H. Blidegn, Maersk Olie & Gas AS. SPE 23312. “Produced Water Management”.

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE: “Guía Básica Ambiental para la Perforación de Pozos de Petróleo y Gas”. 1999.

MONROY Maribel, TRIANA Raúl, BURGOS Juan Carlos. “Evaluación de tecnologías de tratamiento de agua de producción y propuesta del proceso de tratamiento para libre uso y disposición en la SCC”. Informe Final. Ecopetrol. 2012.

PRIETO Alejandra, GRAJALES Natalia. “Análisis de la normatividad aplicada al vertimiento de aguas de producción en la explotación de recursos hidrocarburos en Colombia. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2012.

VIANA J.: “Guía para el Tratamiento y la Eliminación de Desperdicios de Perforación, de Exploración y Producción”. Guía Ambiental de ARPEL No. 4.

VIANA J.: “Guía para la disposición y tratamientos de aguas de producción”. Guía Ambiental de ARPEL No.1.

## **ANEXOS. PRUEBAS RECOMENDADAS API.**

### **CONCENTRACIÓN IONICA DE HIDRÓGENO PH**

La medición en el campo del pH del fluido de perforación, y los ajustes del pH son operaciones críticas para el control de fluidos de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que el control de los procesos de corrosión causadas por el ácido y el sulfuro. Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio. Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que esta esencialmente libre de interferencias. Las medidas se pueden tomar rápida y fácilmente, ajustando automáticamente la pendiente y la compensación termostática.

#### **Procedimiento:**

- ✓ Obtener la muestra de fluido a probar.
- ✓ Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente solo es para 75°F. Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura.
- ✓ Limpiar los electrodos (lavar con agua destilada y secar).
- ✓ Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.
- ✓ Activar el medidor y esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
- ✓ Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7,0.

- ✓ Fijar esta temperatura sobre el botón de temperatura.
- ✓ Fijar la indicación del medidor a 7,0, usando el botón de calibración.
- ✓ Enjuagar y secar la sonda.
- ✓ Repetir este procedimiento usando una solución amortiguadora de pH 4,0 y 10.
- ✓ Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice.
- ✓ Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada.
- ✓ Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 para almacenar el electrodo. Si se almacena el medidor sin usar mucho tiempo, quitar las pilas.
- ✓ Desactivar el medidor y cerrar la tapa para proteger el instrumento.

## **VISCOSIDAD**

El viscosímetro rotacional puede indicar la viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el punto de cedencia y los esfuerzos de gel.

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación esta contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica, y el punto de cedencia usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito rotor de 600 y 300RPM.

### **Procedimiento:**

- ✓ Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito rotor.

- ✓ Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F. Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
- ✓ Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor este en marcha.
- ✓ Ajustar el conmutador a la velocidad de 300RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor para 300RPM.
- ✓ La viscosidad plástica, en cp, es igual a la indicación de 6RPM menos la indicación de 300RPM.
- ✓ El punto de cedencia, en lb/100ft<sup>2</sup>, es igual a la indicación de 300RPM menos la viscosidad plástica en cp.

**Procedimiento para la determinación del esfuerzo de gel:**

- ✓ Agitar la muestra durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
- ✓ Apagar el motor y esperar 10 segundos.
- ✓ Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100ft<sup>2</sup> como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse en cero con el motor apagado, no se debe re posicionar el conmutador.
- ✓ Repetir las etapas 1 y 2, pero esperar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en baja velocidad, registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos.

**FILTRADO API**

Las propiedades de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través de papel filtro. La prueba es realizada bajo condiciones de tiempo, temperatura y presión. El filtro prensa consta de una celda de lodo, un

regulador de presión y un medidor montado encima de la caja transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho dentro de la celda, dentro del emplame hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda de cierre en la parte inferior provista de una tela metálica, colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y haciendo girar hacia la derecha hasta que quede apretada. Esto empuja la hoja de papel filtro que fue previamente introducido en la base de la celda.

**Procedimiento:**

- ✓ Mantener disponible una presión de 100psi.
- ✓ Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta teórica en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla.
- ✓ Llenar la celda con lodo hasta (1/4) de la ranura de la junta teórica. Colocar el papel filtro encima de la junta teórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, girar en sentido horario hasta que queden apretadas. Invertir la celda, introducir el emplame macho de la celda dentro del emplame hembra del filtro prensa y girar para bloquear.
- ✓ Colocar un cilindro graduado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
- ✓ Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda.
- ✓ La prueba API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba cerrar la válvula, después de desconectar la fuente de presión, la presión se purga automáticamente. Retirar la celda.
- ✓ Registrar el filtrado en mililitros.
- ✓ Desmontar la celda y desechar el lodo.