



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
DE LOS LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**PROPUESTA DE INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA CONTROL DE
CARBONATOS EN LA SUB-ESTACIÓN DE FLUJO BORBURATA.**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar por el título
de: Ingeniero de Petróleo.

AUTORA:

Yolelvis Durán
C.I: 25.652.357

Barinas, Octubre de 2018.



**UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS
LLANOS OCCIDENTALES "EZEQUIEL ZAMORA"
VICERRECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**PROPUESTA DE INYECCIÓN DE SOLVENTES PARA CONTROL DE
CARBONATOS EN LA SUB-ESTACIÓN DE FLUJO BORBURATA.**

AUTORA: Yolelvis Durán
C.I: 25.652.357

Resumen

Desde mediados del siglo XX la producción de petróleo representa el principal sostén económico de la nación, por lo cual debe optimizarse cada una de las instalaciones relacionadas a la industria petrolera, entre las que destaca las estaciones de flujo, estas son grandes infraestructuras donde se ejecutan actividades de recolección, separación, almacenamiento, medición y bombeo de fluidos; a nivel del Distrito Barinas División Boyacá es de gran relevancia contar con estas instalaciones debido a que los cortes de agua de los pozos son muy altos y por lo cual se requiere un buen tratamiento de los fluidos que garantice la menor cantidad de problemas operacionales posibles así como el máximo recobro de crudo. El presente trabajo pretende la construcción de una propuestas permita el control de la formación de carbonatos a nivel de la sub-estación Borburata, la cual sirve para la recolección de los fluidos del Campo Borburata, es importante señalar que los carbonatos son generados principalmente por las características propias de las arenas productoras que en el área son de origen carbonáticas; la investigación es de tipo descriptiva siguiendo una metodología documental, la misma pretende dar solución a una necesidad en particular, como es los problemas operacionales y daños en los equipos ocasionados por la aparición de carbonatos a nivel de la Sub-estación del campo Borburata.

Palabras claves: Formación de carbonatos, problemas, carbonatos, daños, Campo borburata.

E-mail: yolelvis.18@gmail.com

AGRADECIMIENTO:

A Dios mi Señor de Señores y Rey de Reyes, por darme todo lo que tengo, lo que soy, la fortaleza y aliento para alcanzar mis metas. Gracias Padre por bendecirme tanto.

A Jesucristo y El Espíritu Santo, por acompañarme en todo momento y darme las oportunidades, abrirme las puertas para superar los obstáculos de esta vida.

A los forjadores de mi camino que siempre me han ayudado acompañado, a mis padres Gladys Gallardo y Duonoban Duran porque ellos han dado la razón de mi vida por sus consejos, su apoyo incondicional, todo lo que soy es gracias a ellos.

A mi hija Camila Hernández por ser un motivo más de seguir luchando para cumplir todas mis metas, por ser la persona que me ha impulsado para seguir hacia adelante

A mis queridos familiares que siempre me ha dado su apoyo, su granito de arena uno de ellos tan importante como mis abuelos Neida Duran y Martin Armas que en paz descanse.

A Danny Hernández mi compañero de lucha, que siempre me ha dado su apoyo.

A los hermanos que me regaló la vida a mis queridos compañeros (Los pingüinos) a todos aquellos que me brindó su mano amiga gracias.

A todos los que creyeron en mí y se sienten identificados con mi triunfo.

YOLELVIS DURAN

ÍNDICE GENERAL

	pp.
LISTA DE TABLAS	Ix
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE GRÁFICOS	Xi
RESUMEN.....	Xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL Problema.....	3
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos de la Investigación.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos.....	4
Justificación de la Investigación.....	5
Alcances y Limitaciones.....	6
Alcances.....	6
Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II: Marco Contextual	7
Área de la Investigación.....	7
Antecedentes del Estudio.....	7
Marco Teórico.....	9
Mapa de Variables.....	50
Normativa y Aspectos Legales.....	51
CAPÍTULO III: Marco Metodológico	54
Tipo de Investigación.....	54
Metodología.....	54
Población y Muestra.....	55
Técnicas, Instrumentos y Materiales aplicados en la recolección de datos.....	55
Instrumento Aplicado.....	57
CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados.....	58
Presentación.....	68
CAPÍTULO V: Conclusión y Recomendaciones.....	72
Conclusión.....	72
Recomendaciones.....	73
Referencias Bibliográficas.....	74

LISTA DE TABLAS

	pp.
1. Características del inhibidor Scalecheck LP-55	46
2. Mapa de variables.....	50
3. Componentes del compuesto	62
4. Tipos.....	65
5. Beneficios.....	66
6. Origen.....	67
6. Características.....	68
7. Completacion.....	69
8. Proceso.....	70
9. Premisas.....	71

LISTA DE FIGURAS

	pp.
1. Proceso de recolección de crudo en un campo petrolero.....	10
2. Equipo de producción.....	14
3. Estructura Organizativa PDVSA Distrito Barinas.....	17
4. Ubicación Geográfica del Campo Borburata.....	18
5. Diagrama de Subestación Borburata Distrito Barinas.....	23
6. Proceso de formación de incrustaciones.....	25
7. Incrustación en tubería de producción.....	25
8. Formación de incrustaciones por nucleación homogénea.....	26
9. Formación de incrustaciones por nucleación heterogénea.....	27
10. Ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH.....	29
11. Efecto de la presión parcial de CO ₂ y pH en el agua.....	30
12. Solubilidad de CaCO ₃ en el agua vs presión de CO ₂	32
13. Efecto del contenido de cloruro de sodio en la solubilidad del carbonato de calcio.....	32
14. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.....	33
15. Efecto del ión magnesio en la solubilidad del sulfato de calcio.....	34
16. Solubilidad del sulfato de calcio en agua destilada como función de la temperatura.....	35
17. Efecto de los cambios de presión en la solubilidad del sulfato de... calcio.	36
18. Efecto de varias sales en la solubilidad de sulfato de estroncio.....	38
19. Solubilidad del sulfato de bario y estroncio.....	38
20. Solubilidad de minerales en función de la presión y de..... la salinidad.	39
21. Mecanismo de acción utilizando el inhibidor de incrustación de polímeros ACCENT™.....	49
22. Procedimiento del compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías.....	63
23. Procedimiento del compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías.....	64

LISTA DE GRAFICAS

1. Tipos.....	65
2. Beneficios.....	66
3. Origen.....	67
4. Características.....	68
5. Completacion.....	69
6. Proceso.....	70
7. Premisas.....	71

INTRODUCCIÓN

La estaciones de flujo representan una de las infraestructuras más importantes a nivel de la industria petrolera, las mismas forman parte del tratamiento de los fluidos directamente extraídos de los pozos petroleros, a nivel del Distrito Barinas estas instalaciones cobran mayor relevancia debido a que se manejan altas fracciones de agua emulsionadas con crudo, las cuales deben tratarse y romperse para obtener el más alto recobro posible así como disminuir daños a equipos por efectos de la presencia de partículas de agua en el crudo.

Este trabajo contempla el desarrollo de una propuesta de implementación de técnicas de control de carbonatos a nivel de la Sub-estación Borburata Distrito Barinas División Boyacá, con la finalidad de preservar la vida útil de los equipos; es necesario precisar igualmente que este trabajo de grado presenta la siguiente estructura:

La presente investigación se encuentra estructurado en cinco capítulos, siendo el CAPITULO I llamado El Problema, el cual refleja cada uno de los aspectos vinculados con la problemática que da lugar al desarrollo de la investigación, igualmente se brinda una justificación de la misma, así como se presentan los objetivos a través de los cuales se pretende dar solución a una necesidad o alcanzar las metas planteadas.

CAPITULO II, denominado Marco Contextual es aquel que permite conocer al lector acerca de las bases teóricas en las que se soportó el desarrollo de la investigación, igualmente a través de este segmento se detalló las variables manejadas.

CAPITULO III, tiene por nombre Marco Metodológico, en éste se indica cada uno de los aspectos vinculados al tipo de investigación y metodología seleccionada para la ejecución del trabajo investigativo; igualmente, en este fragmento del trabajo de grado se expone las técnicas e instrumentos utilizados.

CAPÍTULO IV, denominado Análisis de Resultados, es extracto del trabajo donde se exponen los resultados obtenidos, posterior a la consecución de cada uno de los objetivos planteados para dar cumplimiento a la investigación.

CAPÍTULO V, este lleva por nombre Conclusiones y Recomendaciones, y tiene como premisa exponer cada una de las conclusiones y recomendaciones producto del desarrollo de la investigación.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A nivel mundial la producción de crudo representa uno de los medios de adquisición de ingresos más importantes a causa de los valores de mercado que posee el preciado hidrocarburo, a pesar de tal circunstancias existen diversos elementos externos que afectan la productividad del proceso; entre estos factores, destaca la formación de carbonatos en pozos productores influenciado principalmente por propiedades intrínsecas de las formaciones. En Venezuela este escenario es muy común en áreas de producción dentro de la División Boyacá, como es el caso particular de la Sub-Estación Borburata.

Los yacimientos productores de tipo carbonáticos es un escenario muy común a la formación de carbonatos, específicamente calizas como es el caso de arenas productoras explotadas por pozos de la región, concretamente en el área de producción Borburata se presenta tal situación. Donde este problema afecta desde la operatividad de los equipos de fondo de los sistemas de levantamiento artificial usados hasta la eficiencia de equipos dentro de la Subestación Borburata.

El daño en las completaciones generado por implementación tardías o no adecuadas supone pérdidas de gran magnitud para el Estado venezolano, ya que son activos de altos costos y la producción asociada a los pozos donde se utilizan son relevantes debido a la situación actual de la industria petrolera mundial. Por ello, este trabajo pretende abordar que técnicas se aplican a nivel mundial actualmente en aras de mejorar las condiciones de los equipos afectados a nivel de superficie por la formación de carbonatos;

cabe señalar que durante la ejecución de la actual investigación surgieron las siguientes interrogantes:

¿Qué técnicas se pueden proponer para el control de carbonatos dentro de las Estaciones de Flujo del Distrito Barinas?

¿Qué técnicas de control evitan la formación carbonatos dentro de las Estaciones de Flujo del Distrito Barinas?

¿Cuáles son las características de las Estaciones de Flujo ubicadas dentro del Distrito Barinas División Boyacá?

¿Cómo desarrollar una propuesta de aplicación de técnicas que eviten la aparición de carbonatos dentro de las Estaciones de Flujo del Distrito Barinas?

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

OBJETIVO GENERAL.

Proponer inyección de solventes para control de carbonatos dentro de la Sub Estación de Flujo Borburata del Distrito Barinas División Boyacá.

OBJETIVO ESPECÍFICOS.

1. Recopilar la información correspondiente acerca de los procesos llevados a cabo en una estación de flujo.
2. Explicar las características de las Estaciones de Flujo.
3. Conocer las técnicas de Inhibición Factibles a Nivel de la Sub-estación Borburata.
4. Generar propuesta de inyección de solventes para control de carbonatos que se presentan en la Sub Estación de Flujo Borburata del Distrito Barinas.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La extracción de hidrocarburos representa a nivel mundial una de las industrias más rentables, ya que a pesar de presentar un mercado muy cambiante, aún así los márgenes de ganancias son aceptables, de dicha realidad Venezuela no está exenta, ya que la actividad petrolera, es el principal mecanismo de generación de ingresos para la nación desde mediados del siglo XX. Por lo tanto la explotación petrolera depende de muchos factores, siendo uno de los resaltantes las propiedades que presenten las arenas productoras, que en muchos casos representan desafíos como la aparición de carbonatos o incrustaciones de los mismo; ante esta situación existen diversas medidas para contrarrestar los efectos negativos de esta reacción, siendo el proceso más aceptado el tratamiento con inhibidores químicos.

A nivel del Distrito Barinas, existen diversas sub-estaciones de flujo encargadas de distintos procesos como almacenamiento y separación de las fases, pero la constante operatividad provoca la aparición de problemas como la acumulación de carbonatos en equipos como tuberías y los separadores, lo que supone daños en las instalaciones. Por ello, este trabajo pretende la generación una propuesta que permita controlar la formación de carbonatos a nivel de la Sub-estación de Borburata.

Esta instalación es vital para el desarrollo productivo del Distrito Barinas, ya que recolecta la producción de un número de pozos superior a 25 en actividad pertenecientes al área de producción Borburata, esta instalación presenta ciertas complejidades en sus operaciones asociadas a que un yacimiento productor presenta características carbonáticas, por lo cual la mezcla de fluidos proveniente de esa formación es propensa a provocar la formación de carbonatos. Sin embargo, existen distintas técnicas como las que este trabajo propone que servirán en caso de aplicación para optimizar los procesos realizados dentro de la sub-estación, derivando tal situación en

un factor ventajoso para la producción de petróleo en la región. Como es el caso de los inhibidores de incrustaciones esta invención se refiere compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, en donde se presenta una formulación útil para la disolución de incrustantes como sulfato de bario, sulfato de calcio, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de bario y óxido férrico. La presente formulación está compuesta por un conjunto de ácidos orgánicos e inorgánicos estabilizada además de aminas o alcoholes de alto peso molecular que lo hacen un fluido de baja corrosividad y alta eficacia y aseguran el menor daño a las tuberías utilizadas para su transporte y es amigable con diversos materiales poliméricos. Atacan progresivamente incrustantes formados solubilizándolos en medio acuoso y descomponiendo el ion carbonato.

ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

La presente investigación contempla la construcción de una propuesta referente a técnicas de control de formación de carbonatos a nivel de la Subestación de Flujo Borburata ubicada dentro del Distrito Barinas División Boyacá. Este trabajo tiene como soporte teórico información documental y bibliográfica previamente existente, recopilada de investigaciones similares.

LIMITACIONES

1. Imposibilidad de realización de visitas de campo para conocer operaciones dentro de la Sub-estación de Flujo Borburata.
2. El período de ejecución de la investigación es de alrededor de tres meses de duración.

ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación se desarrolló tomando como área geográfica la Sub-estación Borburata Distrito Barinas División Boyacá.

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

CRABTREE ET AL. (1999); “PUBLICAN INVESTIGACIÓN SOBRE LA ACUMULACIÓN DE INCRUSTACIONES DENTRO DE LAS TUBERÍAS”; Nuevos hallazgos que permiten pronosticar la formación de los mismos, de forma tal que se pueda prevenir el desarrollo de condiciones operativas adversas utilizando nuevas técnicas de inhibición. Asimismo, informa de nuevas herramientas capaces de eliminar los depósitos de sedimentos de los revestidores y de las tuberías.

Esta investigación sirvió de gran relevancia para el desarrollo de este trabajo, ya que cumple los mismos objetivos de proponer el uso de nuevas técnicas para el control de incrustaciones o taponamientos en las tuberías por la presencia de sólidos.

Omaña (2005). “ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA MINIMIZAR EL ARRASTRE DE LÍQUIDOS EN SEPARADORES LIQUIDO-VAPOR EN UN PROCESO DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS”. Tomando en cuenta el estudio como referencia, el presente trabajo tuvo como objetivo recopilar la información disponibles sobre las tecnologías y tendencias actuales, con respecto a la disminución del arrastre de líquidos en el tope de los separadores liquido-vapor, diseñados en los procesos de acondicionamiento de gas, fue

necesario estudiar como inciden algunas variables de diseño, operación y propiedades de la mezcla a separar, así como también, comprender la influencia de la instrumentación normalmente instalado en estos equipos.

Rodríguez (2005). “INTEGRACIÓN DE UN SISTEMA AUTOMATIZADO PARA LA MEDICIÓN FISCAL Y DE REFERENCIA PARA LAS ESTACIONES DE FLUJO Y PATIO DE TANQUES DE PDVSA DIVISIÓN CENTRO-SUR”, esta investigación persigue la automatización de los procedimientos de medición de los fluidos a nivel de las instalaciones de una estación de flujo, con la finalidad de hacer el proceso más rápido y preciso, como en términos fiscales debe ser manejado.

Este trabajo guarda estrecha relación con este estudio, ya que contempla mejorar y hacer eficaz la medición de los volúmenes de fluidos producidos por un pozo, aunado a ello permite tener una visión en términos legales de la relevancia que posee tener una óptima cuantificación de los caudales.

Hernández (2008). “PROPUESTA DE MEJORAS EN EL PROCESO DE SEPARACIÓN DE CRUDO-GAS EN LA ESTACIÓN DE FLUJO AMANA DE LA U.P PIRITAL DEL DISTRITO NORTE, PDVSA”. Tomando en cuenta el estudio citado como referencia, la investigación, se basó en una propuesta para mejorar el proceso de separación crudo-gas en la estación de flujo AMANA, localizada en el Estado Monagas, el sistema de separación distribuyen su capacidad nominal a través de la operación de cuatro trenes de separación de producción y un tren de prueba, constituido por separadores horizontales bifásicos en serie.

Fernández (2013). “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA UN BANCO DE PRUEBAS DE FLUJO BIFÁSICO”, este estudio fue desarrollada para generar un banco de pruebas que permita simular las características de un medidor de flujo diferencial presente ante flujo bifásico, tomando en consideración cada uno de los parámetros eventuales que se presentan ante tal circunstancia.

Esta investigación es de gran relevancia ya que persigue el estudio y la optimización de las mediciones de caudales de flujo de fases líquida-gaseosa respectivamente, al igual que se pretende proponer con el desarrollo del actual trabajo a nivel de la producción en el Campo Borburata.

MARCO TEÓRICO

La ejecución de una investigación sugiere la necesidad de contar con fundamentos teóricos para tener una concepción clara de la temática a abordar, además de servir de soporte para el desarrollo del trabajo, por ello surge la construcción de un marco teórico formulado a partir de una revisión documental de investigaciones previas y antecedentes de similares características.

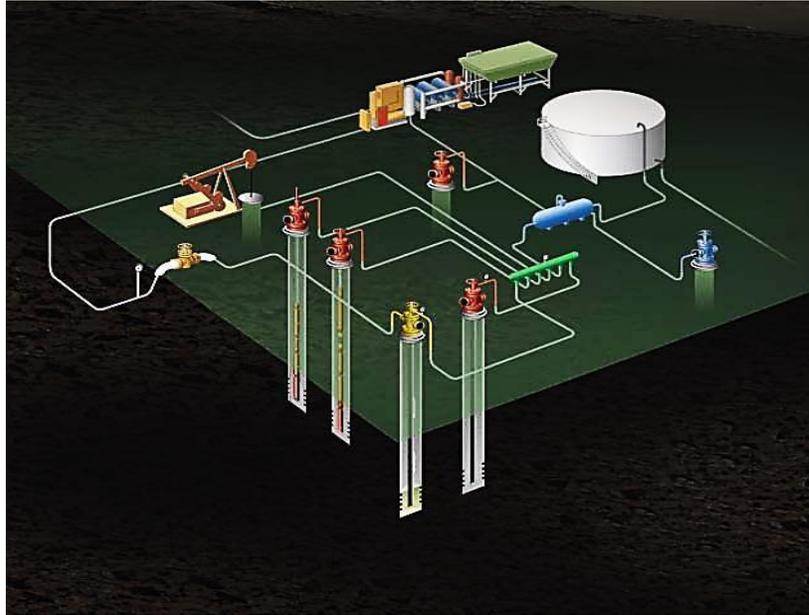
1. Estaciones de Flujo.

1.1 Definición:

Para Sierra (2017), “Se refiere al conjunto de equipo interrelacionados para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos proveniente de los pozos ubicados en su vecindad. El resto de los componente instalados en las estaciones de flujo, son considerados sistemas accesorios” pag.57

Una estación de flujo es donde se realiza el tratamiento del crudo que viene de las áreas o campos de explotación, para su posterior transferencia a la estación de descarga más cercana y de allí al patio de tanques principal de recepción y bombeo de crudo. El método más común para transportar el fluido desde el área de explotación a la estación es impulsarlo a través de un sistema de tuberías (Ver Fig. 1).

Figura. 1. Proceso de recolección de crudo en un campo petrolero.



Fuente: Tomo iv, 4ta. Edición colección: Maestría en gestión en la industria de los hidrocarburos.

1.2 Funcionamiento de una Estación de Flujo:

Los fluidos (petróleo y agua) y gas asociado, provenientes de los pozos llegan a la estación de flujo a un cabezal o múltiple de producción general y luego va a los separadores generales donde ocurre la separación gas-líquido. El gas sale por el top de los separadores y va al depurador donde quedan los residuos de crudo que pudieran haber quedado en la separación, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o mini plantas. En los sistemas de baja presión (alrededor de 70 lpc) el gas se suministra a la succión de las estaciones compresoras o también se supe como combustible. Cuando el gas proveniente de los separadores posee altas presiones (por ejemplo 1000 lpc) se puede suministrar directamente a las instalaciones de gas para levantamiento artificial o a las instalaciones para la inyección de gas a yacimientos. El Líquido que sale del separador va al sistema de deshidratación, donde los calentadores elevan su temperatura de entrada

con el fin de lograr una separación más efectiva entre el petróleo y el agua. De allí pasa al tanque de lavado para continuar con el proceso de separación crudo-agua. Por último el crudo va hacia los tanques de recolección, desde donde es succionado y enviado por las bombas a los patios de Tanques en tierra, a través del sistema de recolección de crudo (líneas de bombeo) correspondiente. Un modelo típico de una estación de flujo se muestra en la figura 3. Algunas estaciones de flujo, escogidas estratégicamente, son utilizadas como puntos de inyección de química deshidratante, cuya función es acelerar el proceso de separación crudo-agua y evitar la formación de emulsiones fuertes. También se utiliza, dependiendo del tipo de crudo, la inyección de química antiespumante (mezcla de silicone mas gasoil) en el cabezal de producción o en los separadores, con el propósito de minimizar la formación de espuma, que afecta el proceso de separación crudo-agua y crea problemas de alto nivel en los tanques de recolección e ineficiencia en las bombas de las estaciones de flujo.

1.3 Funciones de la Estación de Flujo

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de un determinado campo.
- Separar las fases líquida y gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores.
- Separar el gas del crudo y distribuirlo a las plantas compresoras.
- Medir la producción de petróleo y gas de cada pozo productor.
- Almacenamiento temporal del crudo.
- Bombear el petróleo al patio de tanques o terminal de almacenaje.

1.4 Componentes Básicos en una Estación de Flujo:

Toda estación de flujo para realizar cada una de sus funciones, necesita de la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como son:

- **Líneas de flujo:** Se denomina línea de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo. Las líneas de flujo son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo en forma bifásica, desde los pozos hasta un punto de convergencia denominado múltiple.
- **Múltiples o recolectores de entrada:** Son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Su función es recolectar la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo y distribuirla hacia los diferentes procesos del sistema.
- **Separadores:** se refiere a un recipiente presurizado utilizado para separar los fluidos producidos desde los pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos. Para que un separador de petróleo y gas pueda llevar a cabo sus funciones principales, la presión debe ser mantenida de manera tal que el líquido y el gas puedan ser descargados a su respectivo sistema de recolección o procesamiento.
- **Calentadores:** Se define como un equipo donde se genera calor que se obtiene de la combustión de combustibles, generalmente líquidos o gaseosos, con el oxígeno del aire; usualmente se suministra aire en exceso. En ellos los gases que resultan de la combustión ocupan la mayor parte del volumen de calentamiento. Este contiene varias cámaras formadas por una serie de tuberías con serpentines y por cuyo interior circula el fluido que se desea calentar con el calor que genera la combustión. Por el interior de la caja circula el fuego

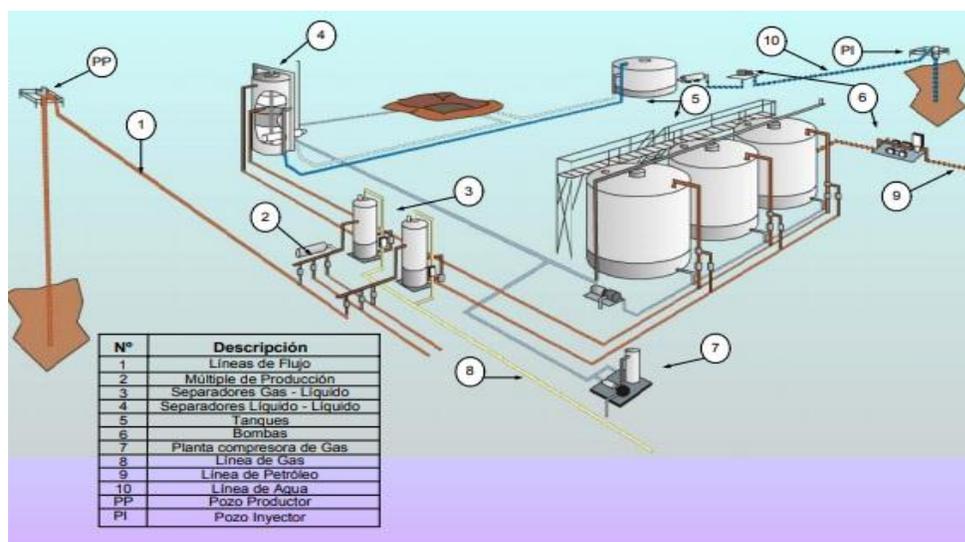
generado por los quemadores, el cual es transmitido al crudo que la rodea. Este proceso se realiza en dos o tres etapas. Luego el crudo con el agua caliente es desplazado hasta el tanque de lavado. Aquí también el gas que se suministra por la parte superior del calentador impulsa a la mezcla hasta el tanque de lavado. Este proceso se hace con la finalidad de facilitar la extracción del agua contenida en el petróleo.

- **Tanques de recolección:** Los tanques son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar.
- **Bombas de crudo:** Una bomba es un transformador de energía. Recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad. Las bombas pueden clasificarse sobre la base de las aplicaciones a que están destinadas, los materiales con que se construyen, o los líquidos que mueven.
- **Bomba de inyección de química:** Tiene la función de prevenir la formación y /o eliminar la espuma. Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar formación de espuma en los tanques de la estación. El sitio de inyección de la química varía de una instalación a otra, dependiendo de las características de los crudos. En algunos casos, la inyección se hace en el múltiple de producción, en otros, antes o después de los separadores de producción y en otros en las

tuberías de entrada de los fluidos a los tanques de almacenamiento temporal.

- **Separadores de medidas:** La función de separar los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua, y medir los líquidos puede ser llevada a cabo en un recipiente. Estos recipientes comúnmente son referidos como separadores de medición y están disponibles para operación bifásica y trifásica. Estas unidades están disponibles en modelos especiales que los hacen adecuados para la medición precisa de crudos espumosos y pesados.

Figura. 2. Equipos típicos de producción en superficie para manejar el crudo proveniente de los pozos.



Fuente: Gerencia UEY Liviano (2001) Elías Estación de Flujo EEF-15.

1.5 Procesos de una Estación de Flujo:

En una estación de flujo, los fluidos pasan por una serie de procesos desde el momento en que llegan al múltiple, hasta se enviados al patio de almacenaje. Los procesos son los siguientes:

- **Recolección:** Esta es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la Estación de Flujo respectiva, o a través de tuberías o líneas provenientes de los múltiples de petróleo encargados de recibir la producción de cierto número de pozos.
- **Separación:** Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido–gas dentro del separador. La separación ocurre a altas y bajas presiones que oscilan en el orden de 80 a 200 libras o dependiendo de las características de los pozos. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador.
- **Depuración:** Por esta etapa pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de líquido en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas. El líquido recuperado en esta etapa es insertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de lavado o de almacenamiento según sea el caso, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o miniplantas, y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas.
- **Medición de los fluidos:** El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo.

- **Calentamiento:** Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua–petróleo va al calentador u horno, en donde es sometido a un proceso de calentamiento. Este proceso es llevado a cabo únicamente en las estaciones en tierra debido a las limitaciones de espacio que existen en las estaciones que están costafuera (mar, lago, etc.), y para petróleos que requieran de calentamiento para su manejo y despacho.
- **Deshidratación del petróleo:** Después de pasar por la etapa de calentamiento, la emulsión de petróleo y agua es pasada por la etapa de deshidratación con la finalidad de separar la emulsión y extraer las arenas que vienen desde los pozos. Luego el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes.
- **Etapas de almacenamiento del petróleo:** Diariamente en las Estaciones de Flujo se recibe el petróleo crudo producido por los pozos asociados a las mismas, y es recolectado en los tanques de almacenamiento después de haber pasado por los procesos de separación y deshidratación, para luego, ser transferido a los patios de tanques para su tratamiento y/o despacho.
- **Bombeo del crudo:** Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la Estación de Flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a las refinerías o centros de despacho a través de bombas de transferencia.

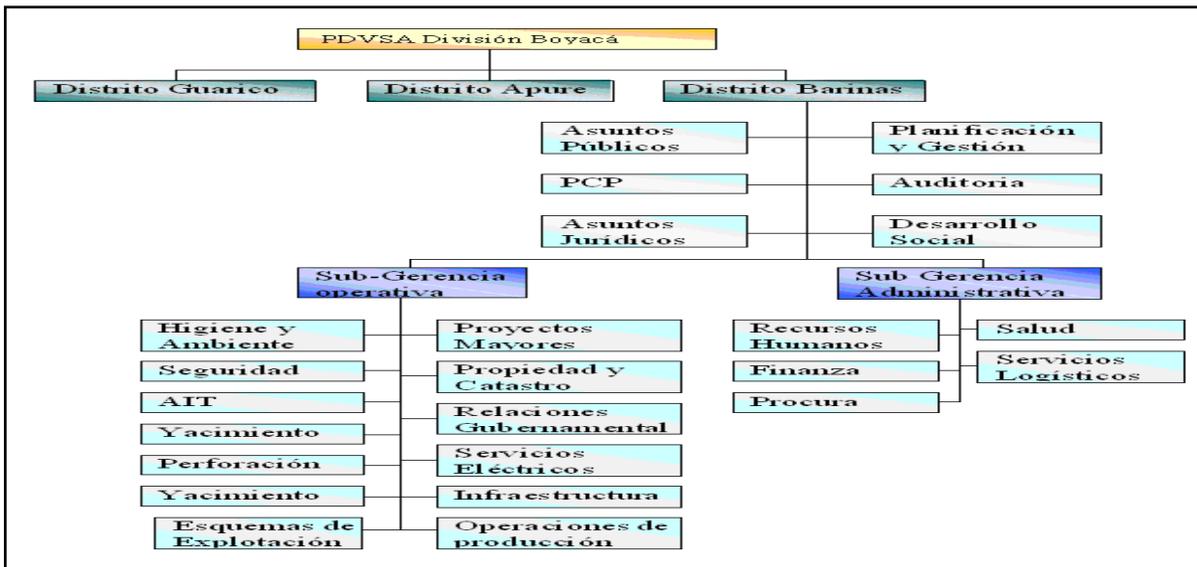
2. Distrito Barinas.

2.1 Estructura Organizativa:

PDVSA DIVISION BOYACA, Distrito Barinas, cuenta con una estructura organizativa de tipo vertical caracterizada principalmente por la definición de los principios básicos de una estructura jerárquica, siendo estos a saber la unidad de mando, definición precisa de los niveles jerárquicos y separación de funciones características.

Por otro lado PDVSA Distrito Barinas está conformado por tres (03) niveles jerárquicos principales: el nivel de Gerencia Distrital, el nivel de las unidades Básicas de Explotación (conformadas por las gerencias) y el nivel de Superintendencias Operacionales de Apoyo (las primeras están referidas a las unidades dependientes en cada una de las gerencias, mientras que las segundas son las unidades ubicadas al lado derecho del organigrama. Como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Estructura Organizativa PDVSA Distrito Barinas, División Boyacá.

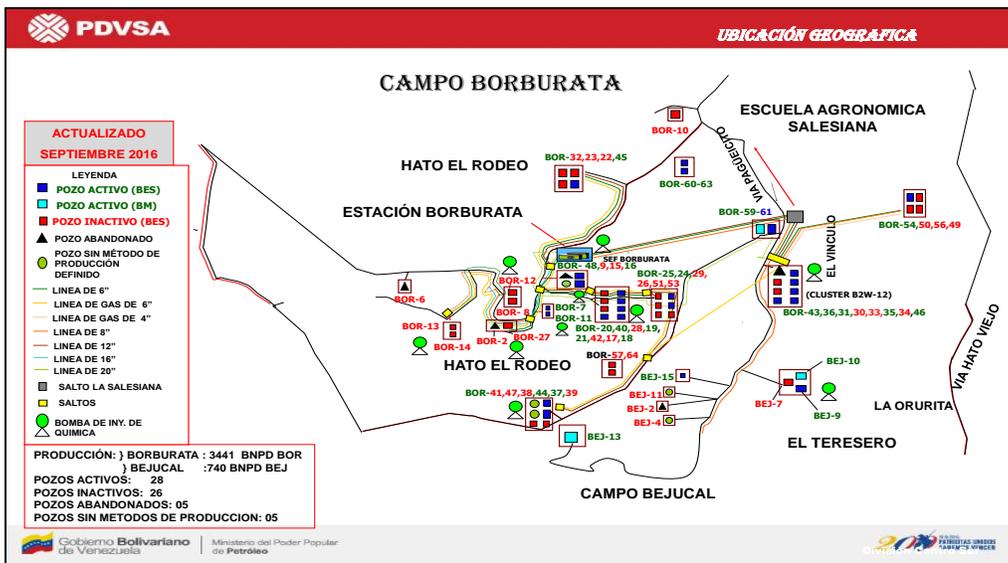


Fuente: PDVSA (2017)

1.2 Ubicación Geográfica:

El Campo Borburata está ubicado a 29 km al suroeste de la ciudad de Barinas. Geológicamente el área está conformada por varios segmentos limitados por fallas y ocupa la región porcentual de cuenca Barinas, con una extensión de área de 10 Km², limita con las trampas: al sur Bejucal-2, al Este con la trampa Torunos-3E, y al Noroeste con las trampas de las Lomas.

Figura 4. Ubicación Geográfica del Campo Borburata



Fuente: PDVSA (2017)

2.2 Descripción de la Sub-Estación de Flujo Borburata:

Su objetivo es describir cualitativa y cuantitativamente la funcionalidad, desde el punto de vista de procesos, desde la recepción de crudo hasta la transferencia de productos a su destino final, así como la seguridad y protección de personal, equipos y medio ambiente. La entrada del crudo a la sub-estación es por medio de los múltiples de tuberías, luego de la recolección se pasa a la etapa de separación, donde se disocia la parte gaseosa (gas natural) de la líquida (petróleo y agua).

Existen separadores para producción general y para prueba de pozos,

el gas separado, se envía al depurador que permite eliminar o reducir considerablemente las diminutas partículas en fase líquida presentes en el gas. De los separadores sale el crudo (petróleo y agua), luego se pasa a los calentadores o tratadores donde es aumentada su temperatura para disminuir la viscosidad y favorecer el proceso de deshidratación dejando el petróleo apto para su almacenamiento (en tanques de la estación), contabilización, manejo y comercialización.

2.3 Descripción del Proceso:

La Sub-Estación de flujo Borburata fue diseñada para recibir la producción proveniente del campo Borburata y Bejucal (Bej-2/7/9), una mezcla trifásica (gas-crudo-agua), con el fin de separar el gas presente, enfriarlo y recuperar líquidos condensados, y el exceso remanente quemarlo como disposición final. El fluido multifásico separado (crudo-agua, con un porcentaje menor de gas) bombearlo hacia la estación Silvan, para su posterior tratamiento y deshidratación para luego enviarlo al Patio de Tanque Silvestre (PTS).

La extracción de fluidos (gas-crudo-agua) provenientes de los pozos activos del campo Borburata y Bejucal es recibida en la Sub-Estación de flujo Borburata a través de un sistema recolector compuesto por una red de tuberías que recorren el campo y llegan a la Sub-Estación a través de una línea de 20". En este punto la corriente de fluido recibe inyección de tratamiento químico especificado para promover la separación de las fases, en las etapas posteriores. Esta corriente alimenta los Separadores verticales bifásicos (V-005-1-01 y V-005-1-02).

El gas separado es incorporado a la línea de gas de 6" con dirección a la entrada del fin-fan Cooler (E-005-2-02), en donde es enfriado para propiciar la condensación del vapor de agua y componentes más pesados, los cuales son recolectados en la siguiente etapa de separación en los depuradores (V-005-1-06 y V-005-1-07). El gas separado, con la mínima

cantidad de líquidos presentes, va hacia el depurador (V-005-1-03) para retirar los líquidos remanentes y pasar luego a la última etapa de separación en el recipiente (V-005-1-04) desde donde se alimenta el Quemador o Flair existente en la estación.

Los líquidos obtenidos en los recipientes (V-005-1-06 y V-005-1-07) son recirculados hacia el separador (V-005-1-04) a través de una válvula de control (V2-005-52-006) y drenado hacia la tanquilla recolectora del área. Así mismo, los líquidos recuperados en los separadores (V-005-1-03) y en el separador (V-005-1-04) son recirculados a la línea de salida de líquidos de los separadores (V-005-1-01 y V-005-1-02), línea de succión de las bombas de transferencias, a través de las bombas (P-005-3-01 A/B).

En los separadores verticales Bifásicos (V-005-1-01 y V-005-1-02), la interfase gas-liquido es medida y controlada continuamente a través de un sistema de control de nivel mecánico, formado por un flotante, un brazo mecánico y una válvula de control (V6-005-63-01/02) que debe mantener el nivel de líquido alrededor de 1500mm, para garantizar una presión de succión de las bombas de transferencia de 15-40 psi. De igual forma, la presión de los recipientes y del sistema de gas, es controlada continuamente con una válvula de control (V6-005-52-005) ubicadas aguas debajo de los separadores en la línea de salida (6"-GG-005-026-AA1) de los depuradores (V-005-1-06 y V-005-1-07), que mantiene la presión en los recipientes entre 25-30 psi. Las mediciones de presión, nivel y temperatura de operación de los separadores son monitoreadas localmente con los indicadores ubicados en los recipientes y en las líneas de salida de líquido y gas.

El fluido multifásico (gas-crudo-agua) de salida de los separadores verticales Bifásicos (V-005-1-01 y V-005-1-02) es conducido a través de una línea de succión de (16"-P-005-018-AA1) al sistema de bombas de transferencia compuesto por 4 bombas tornillo y una (1) bomba multifásica, con el objetivo de enviar la mezcla hacia la estación de flujo silvan para manejar, separar, tratar y bombear crudo hacia los patios de tanques, y

disponer el agua al medio ambiente, en cumplimiento con la normativa y estándares de calidad vigente.

2.4 Descripción del Proceso Operacional en la Sub-Estación de Flujo

Borburata:

La producción de crudo proveniente de los pozos activos de los campos Borburata y Bejucal (60.000 BFPD), llega a la SEF Borburata a través de dos líneas generales recolectoras, una de 16" y otra de 20", con una presión de 35 psi (libras pulgadas cuadradas). La mezcla recibe tratamiento químico desmulsificante que provee la separación de las fases, la corriente de fluido se trata a través de los separadores verticales (S1, S2, S8 Y S9), los cuales tienen como función la separación bifásica.

El gas separado se incorpora a la línea de 6" con una presión de 30 psi en dirección a los Fin-Fan Cooler el cual permite la condensación del vapor de agua y componentes más pesados del hidrocarburo (sistema de enfriamiento). Los líquidos obtenidos van a los depuradores S06 Y S07, el gas captado se dirige al separador S03, donde se mezcla con el gas proveniente del casing (línea de 6" que abarca todo el campo), luego esta mezcla de gas se dirige al separador S04 que posteriormente entrará al KOD (tambor de separación) por una tubería de 10", con la finalidad de eliminar pequeñas partículas de condensados presentes en el gas. Cuando las partículas llegan al KOD se transfieren mediante dos bombas centrifugas marca Emerson hacia el sistema de succión de la salida de las bombas, y en el caso del gas se envía al fiare (Mercurio) para así ser quemado.

Los líquidos extraídos de los depuradores (06 y 07), son recirculados a través de una válvula de control hacia el depurador (04) para luego drenarlo hacia la tanquilla recolectora de fluido. También los líquidos obtenidos de los depuradores (S03 y S04) son recirculados hacia la línea de succión de la salida de las bombas 16" o drenados hacia las tanquillas recolectoras del área.

En los separadores verticales bifásicos S1 y S2, el comportamiento de la interfase gas-líquido es medida y controlada continuamente a través de un sistema de control mecánico, conformado por un flotante, un brazo mecánico y una válvula de control que debe equilibrar el nivel de líquido alrededor de 1.5 m. El proceso en los separadores Verticales- Bifásicos S8 y S9 es controlado por medio de una válvula que regula la salida del líquido de los separadores a través de la medición de nivel de los mismos; todo este proceso tiene como objetivo garantizar una presión de succión entre 10-20 psi de las bombas de transferencia.

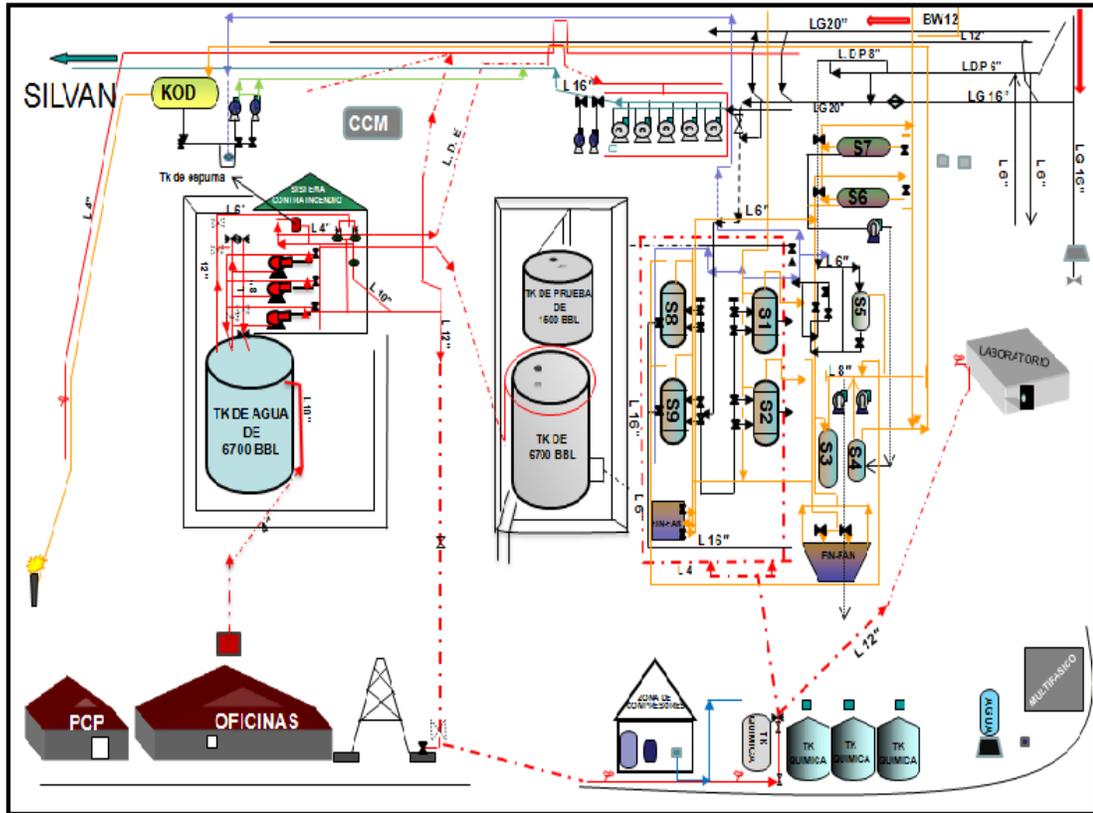
De igual forma, la presión de los separadores y del sistema de gas, es controlada continuamente con una válvula de control ubicada aguas debajo de los separadores S6 y S7, en la línea 6" de gas de los depuradores que sostienen la presión en los cilindros entre 25-30 psi. Los parámetros de operación presión, nivel y temperatura de los separadores serán observados especialmente con los indicadores ubicados en los equipos, y en las líneas de salida de líquido y gas.

El fluido crudo-agua en la salida de los separadores verticales (S1,S2,S8 y S9), es conducido a través de una línea de succión de 16" al sistema de bombas de transferencia que llega con una presión de 10-20 psi, conformada por 3 bombas tipo tornillo y 2 multifásica, con el propósito de bombear la mezcla, a una presión de salida entre 100-120 psi, hacia la Estación de Flujo Silvan a través de una línea de 16" que en cierto tramo incrementa su diámetro a 20", este se mantiene hasta llegar a Silvan este recorrido abarca 14.5 KM de oleoducto, donde se deberá tratar y bombear hacia PTS.

Al momento de realizar pruebas de pozos, la producción entra por la línea de 8" hacia el medidor multifásica donde se procede con el cálculo de los fluidos de forma individual posteriormente sale por una línea de 6" hasta el tanque de prueba de 1500BBL para realizar la medida con el objetivo de confirmar el cálculo emitido por el multifásico en referencia al líquido,

realizada la prueba, el crudo es bombeado al sistema de succión.

Figura 5. Diagrama de Subestación Borburata Distrito Barinas



Fuente: PDVSA (2017)

3. Técnicas de Control de Carbonatos.

3.1. Definición de Carbonatos:

Un carbonato es un compuesto químico, o sea una substancia formada por dos o más elementos, en una proporción fija por peso. De esto se deduce la definición de carbonato que se presenta a continuación: Compuesto químico que contiene los elementos carbono (C) y oxígeno (O) en forma del grupo CO_3 , conteniendo un átomo de carbono y tres átomos de oxígeno; por ejemplo el carbonato de calcio CaCO_3 .

Los carbonatos son las sales del ácido carbónico o ésteres con el grupo $R-O-C(=O)-O-R'$. Las sales tienen en común el anión CO_3^{2-} y se derivan del ácido carbónico H_2CO_3 . Según el pH (la acidez de la disolución) están en equilibrio químico con el bicarbonato y el dióxido de carbono.

La mayoría de los carbonatos, aparte de los carbonatos de los metales alcalinos, son poco solubles en agua. Debido a esta característica son importantes en geoquímica y forman parte de muchos minerales y rocas.

El carbonato más abundante es el carbonato cálcico ($CaCO_3$), que se halla en diferentes formas minerales (calcita, aragonito), formando rocas sedimentarias (calizas, margas) o metamórficas (mármol) y es a menudo el cemento natural de algunas areniscas.

Sustituyendo una parte del calcio por magnesio se obtiene la dolomita $CaMg(CO_3)_2$.

Muchos carbonatos son inestables a altas temperaturas y pierden dióxido de carbono mientras se transforman en óxidos.

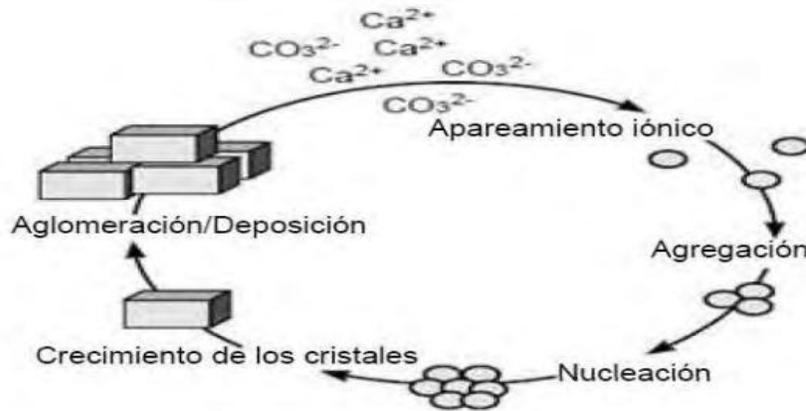
3.2. Inhibidor de Incrustación:

Son productos químicos los cuales retardan, reducen o previenen la formación de incrustaciones.

3.2.1 Formación de las incrustaciones:

“La formación de incrustaciones comienza cuando es perturbado el estado de cualquier fluido natural de forma tal que exceda el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes” (Crabtree, 1999, pag 32).

Figura .6. Proceso de formación de incrustaciones.



Fuente: Nalco, 2004.

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobreesatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

Figura .7. Incrustación en tubería de producción



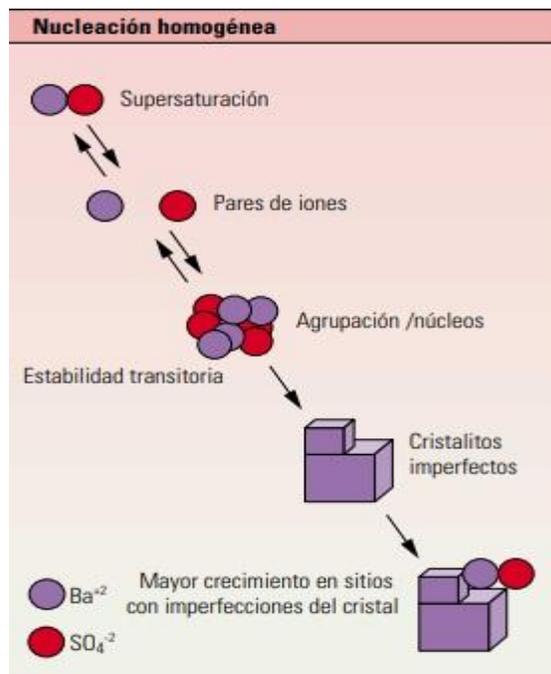
Fuente: Brown M. (Technology Magazine 1998).

3.2.2. Mecanismo de nucleación

✓ Nucleación homogénea:

“El primer desarrollo de incrustaciones dentro de un fluido iónicamente saturado se denomina nucleación homogénea” (Crabtree, M. 1999, pag 32), este proceso consiste en la formación de grupos de átomos inestables que forman pequeños cristales, provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. Luego de esto, los cristales aumentan de tamaño debido a la adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de estos.

Figura .8. Formación de incrustaciones por nucleación homogénea.

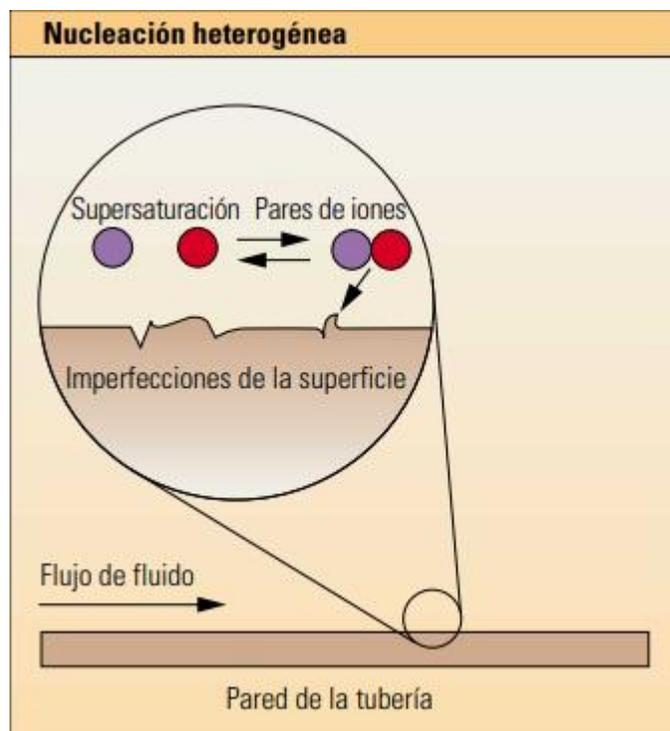


Fuente: Crabtree, M.1999.

✓ **Nucleación heterogénea:**

“El crecimiento cristalino también puede iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, lo cual se denomina nucleación heterogénea; Los sitios en los cuales se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos de superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañones en las tuberías de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos” (Crabtree, M. 199, pag 32).

Figura .9. Formación de incrustaciones por nucleación heterogénea



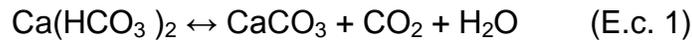
Fuente: Crabtree, M.1999.

3.2.3. Incrustaciones más comunes

❖ Carbonato de calcio (CaCO₃):

“Las incrustaciones de carbonato de calcio, o calcita es una de las más frecuentes. Los cristales formados por el carbonato de calcio son largos, de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas, son concentrados en forma de finos cristales dividido, con apariencia uniforme. Estas pueden ser identificadas cualitativamente por la adición de ácidos minerales” (Castro, H, 2009, pag 28).

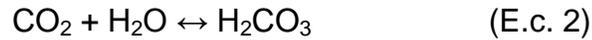
El proceso más probable para la formación del CaCO₃ es a partir de la descomposición del bicarbonato de calcio el cual existe en cantidades sustanciales en las aguas de producción.



El principio de Le Chatelier dice que: “Cualquier cambio en las variables de un sistema en equilibrio, produce una evolución en dicho sistema tendiente a contrarrestar el cambio impuesto”. Por este principio vemos en la ecuación 1, que si se aumenta la concentración de CO₂, la reacción se desplaza hacia la izquierda, disminuyendo la concentración de CaCO₃ por formación de más bicarbonato de calcio y por lo tanto, si disminuimos la concentración de CO₂, el sistema reaccionará aumentando la cantidad de CaCO₃ precipitado por desplazamiento de la reacción a la derecha. Como podemos apreciar la solubilidad del carbonato de calcio, está muy influenciada por el contenido de CO₂ y el pH del agua.

- **Reacciones:**

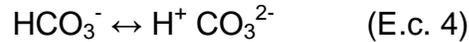
El dióxido de carbono reacciona con el agua para formar ácido carbónico:



El ácido carbónico se disocia en el agua para formar hidrógenos libres e iones bicarbonatos:

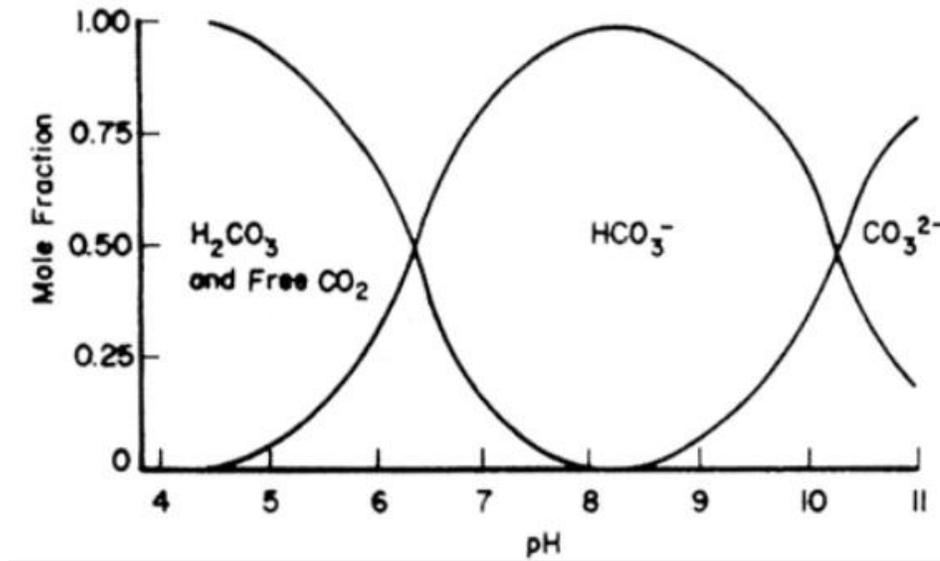


Los bicarbonatos pueden posteriormente reaccionar para formar iones carbonatos:



- **Efecto de ionización:**

Figura .10. Ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH.



Fuente: FAO Corporate Document Repository (s.f.).

La ionización del ácido carbónico a diferentes valores de pH se observa en la Figura .10.; Donde la cantidad relativa de ácido carbónico, bicarbonatos y carbonatos depende del pH del agua. En el rango de pH entre 5.5 y 8.0

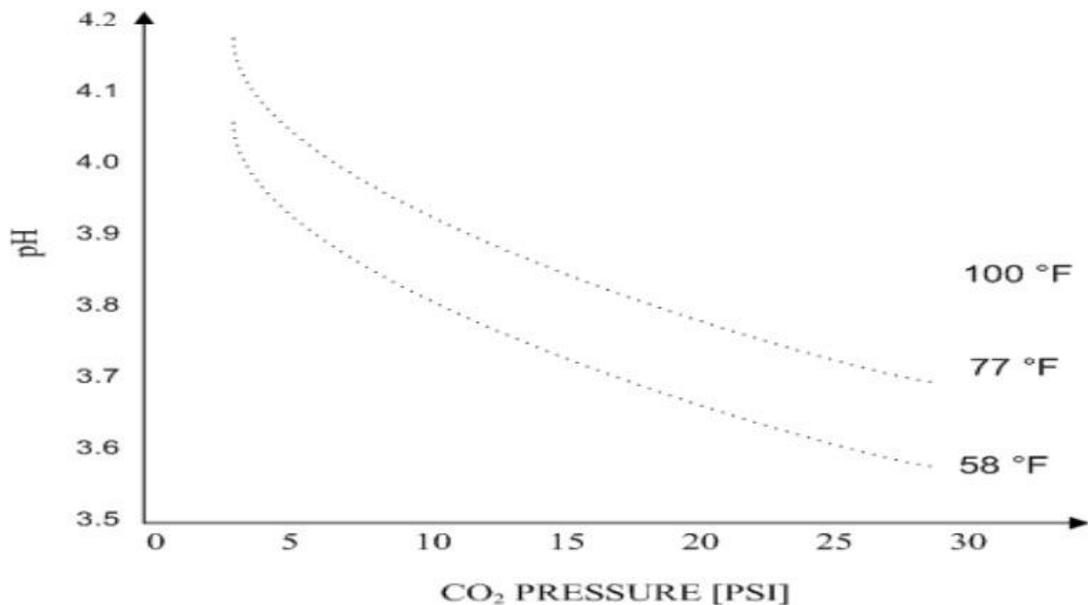
predominan los iones bicarbonatos. Las cantidades combinadas de ácido carbónico, bicarbonatos y carbonatos dependen de la cantidad de CO₂ disuelto en el agua (a mayor presión parcial de CO₂, mayor CO₂ es disuelto).

- **Presión parcial de CO₂ y pH:**

La cantidad de CO₂ presente en el agua afecta directamente el pH aumentando o disminuyendo la solubilidad del CaCO₃, según sea el caso. En general, la pérdida de CO₂ de las aguas, ejerce mayor influencia sobre la solubilidad del CaCO₃ y así éste precipita.

Un incremento en la presión del sistema, incrementa la presión parcial de CO₂ en el gas, lo que aumenta el CO₂ disuelto en el agua, descendiendo el valor del pH. A su vez, un descenso en la presión, disminuye la presión parcial de CO₂, produciendo un incremento en el valor de pH. (Al disolverse el CO₂ se forman iones de H⁺ (ecuaciones 3 y 4) y disminuye el pH).

Figura .11. Efecto de la presión parcial de CO₂ y pH en el agua.



Fuente: Baker Petrolite (1999).

- **Efecto de la temperatura:**

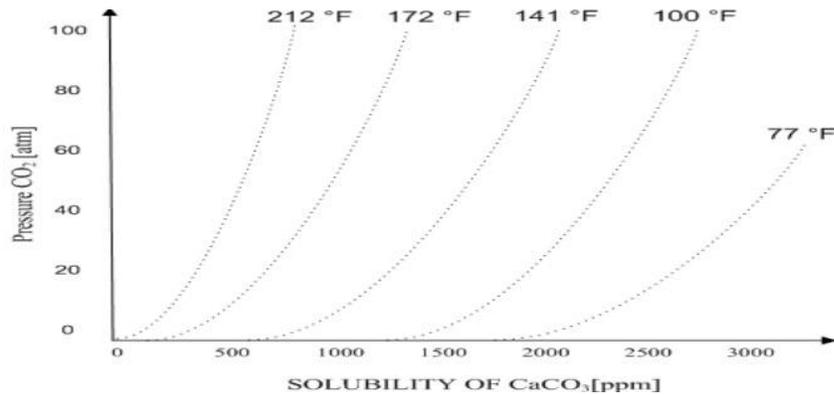
De la Figura 11, se puede observar que al incrementarse la temperatura, la solubilidad del CO₂ disminuye, lo cual produce un aumento en el valor del pH; Que a su vez, incrementa los iones HCO₃⁻, lo cual favorece positivamente la formación de incrustaciones (para la mayoría de las aguas de producción ocurre en el rango de pH entre 5.5 y 8.0).

- **Presión y temperatura combinados:**

En general, a menor temperatura, cerca de la superficie del pozo, se incrementa la solubilidad de CaCO₃ y la caída de presión, produce una pérdida de CO₂ disuelto en agua. Éste último factor anula en gran parte la ganancia de solubilidad del CaCO₃ por menor temperatura. La caída de presión del sistema puede producirse debido a restricciones en la tubería como: dispositivo de control de flujo (reductor) que puede originar la precipitación de CaCO₃ por expansión y/o pérdida de CO₂. Podemos apreciar en la Figura 7, la influencia de la temperatura y presión parcial de CO₂, en la solubilidad del CaCO₃.

Se observa que al crecer la presión parcial del CO₂ (desciende el pH) se incrementa la solubilidad del CaCO₃. A su vez, al incrementarse la temperatura (decrece la solubilidad del CO₂ y se incrementa el pH del agua) disminuye la solubilidad del CaCO₃.

Figura .12. Solubilidad de CaCO₃ en el agua vs presión de CO₂.

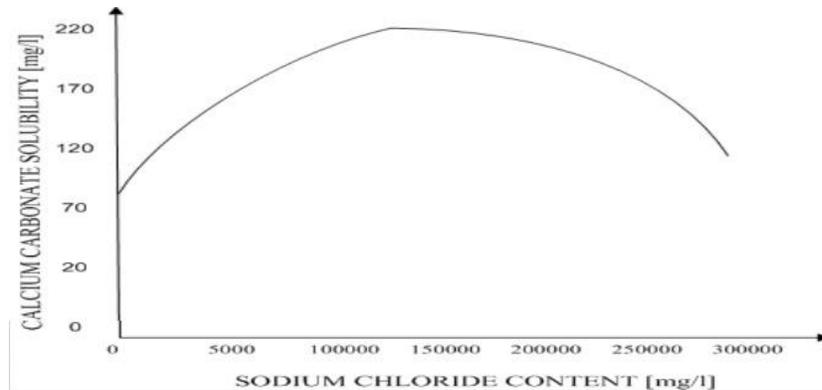


Fuente: Baker Petrolite (1999)

- **Efecto del TDS del agua:**

En la Figura 13, se observa el efecto del contenido de cloruro de sodio en la solubilidad del carbonato de calcio. La solubilidad del CaCO₃ crece rápidamente con el incremento de NaCl, hasta el valor límite de 120,000 mg/l aproximadamente; Según la Figura 8. Por otro lado, valores por encima de 120,000 mg/l NaCl la solubilidad del CaCO₃ decrece. (En Latinoamérica, la concentración del NaCl se encuentra en el rango de 10,000 a 60,000 mg/l).

Figura .13. Efecto del contenido de cloruro de sodio en la solubilidad del carbonato de calcio.



Fuente: Baker Petrolite (1999).

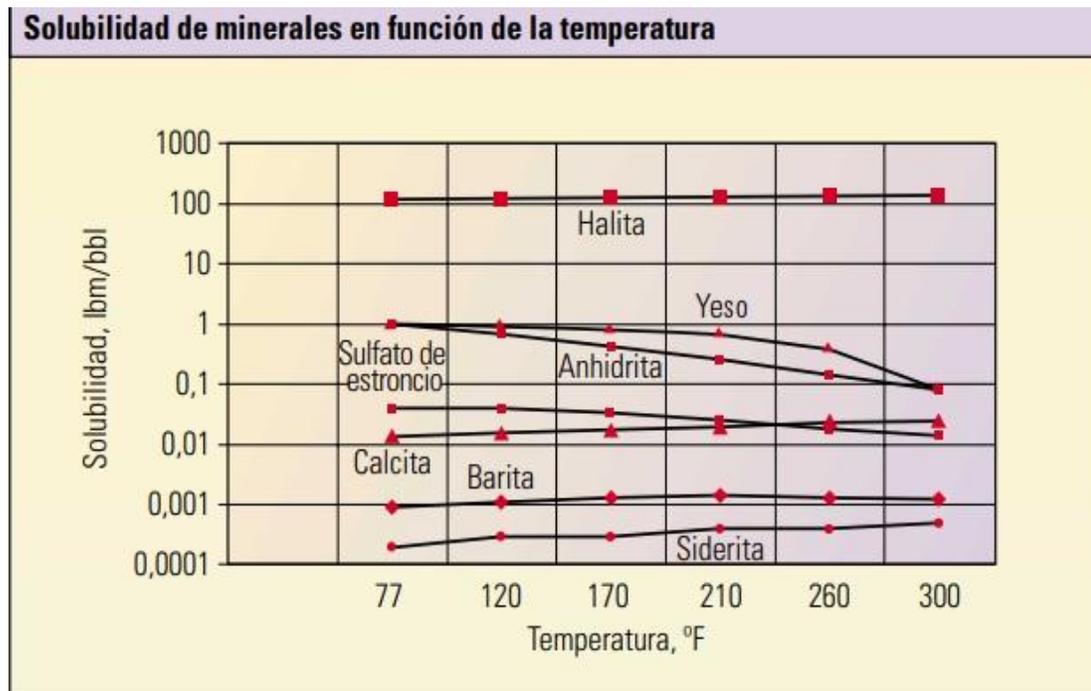
❖ Incrustaciones de sulfato de calcio (CaSO₄):

Las incrustaciones de sulfato de calcio se encuentran bajo la forma de:

- Yeso: CaSO₄ · 2H₂O
- Anhidrita: CaSO₄.
- Hemihidrita: CaSO₄ · ½H₂O.

La solubilidad de los minerales tiene una compleja dependencia bajo ciertas condiciones. Como se puede observar en la Figura 14, la tendencia de los minerales yeso y anhidrita es similar, debido a que al aumentar la temperatura, la solubilidad de los minerales disminuye. Siendo el mineral yeso más soluble que la anhidrita.

Figura .14. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.



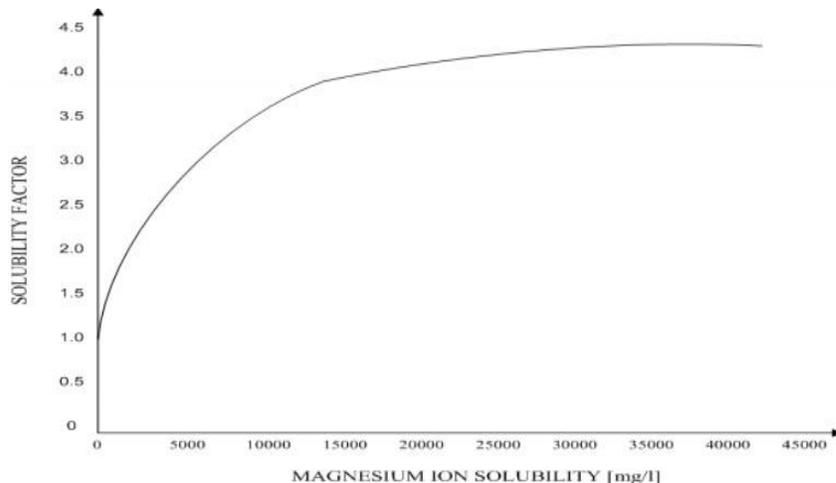
Fuente: Crabtree et al. (1999).

- **Efecto del TDS del agua:**

La solubilidad del CaSO_4 se incrementa rápidamente con el incremento del contenido de iones magnesio (Mg^{2+}) hasta 25,000 mg/l. Por encima de 25,000 mg/l de iones magnesio (Mg^{2+}) la solubilidad del CaSO_4 varía muy poco.

La Figura 15, muestra el efecto del ión magnesio en la solubilidad del sulfato de calcio; Es importante destacar, que el factor de solubilidad es la relación entre la solubilidad del CaSO_4 en presencia de los iones magnesio y la solubilidad del sulfato de calcio en agua destilada.

Figura .15. Efecto del ión magnesio en la solubilidad del sulfato de calcio.



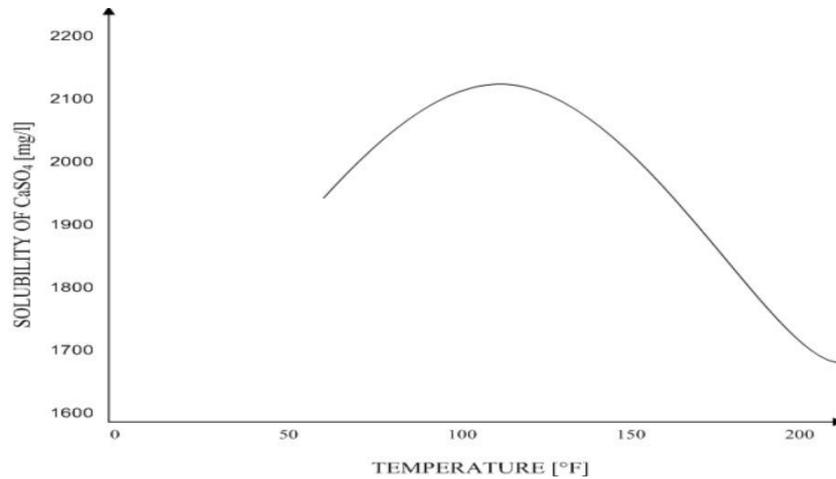
Fuente: Baker Petrolite (1999).

- **Efecto de la temperatura:**

La temperatura afecta el tipo de sulfato de calcio (yeso, anhidrita o hemihidrita) precipitado, así como también su solubilidad. En la Figura 16, se observa el comportamiento de esta solubilidad en función de la temperatura, se deduce que la solubilidad del CaSO_4 se incrementa con el aumento de la

temperatura, hasta un valor máximo de 104 °F. Por encima de este valor, la solubilidad del sulfato de calcio decrece.

Figura .16. Solubilidad del sulfato de calcio en agua destilada como función de la temperatura.



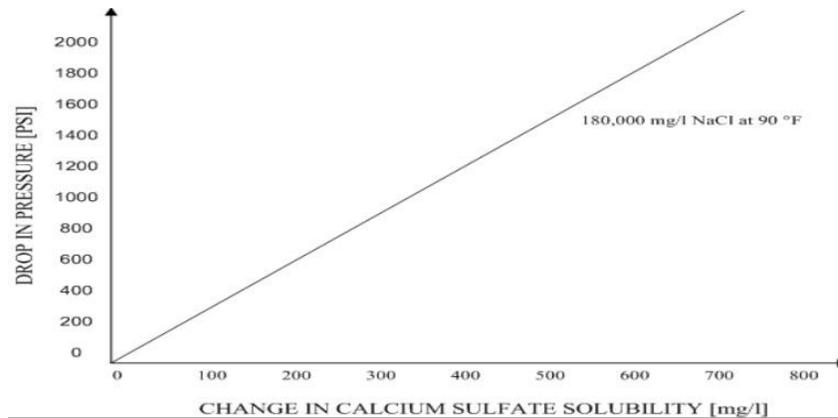
Fuente: Baker Petrolite (1999).

- **Efecto de la presión:**

Los mayores efectos debidos a cambios de presión se producen en aguas de bajo contenido de TDS. En la Figura 17, se presenta la influencia de la caída de presión en la solubilidad del sulfato de calcio en aguas que poseen 180,000 mg/l de NaCl a 90°F.

Para aguas de producción con TDS hasta 250,000 mg/l, al incrementarse la presión, se incrementa la solubilidad del sulfato de calcio; Por lo que, la reducción en la presión reduce la solubilidad del CaSO₄.

Figura .17. Efecto de los cambios de presión en la solubilidad del sulfato de calcio.



Fuente: Baker Petrolite (1999).

❖ Incrustaciones de sulfato de bario y estroncio:

“Son incrustaciones duras, sumamente resistentes tanto al tratamiento químico como mecánico. En ocasiones se tiene que, además de suspender la producción, movilizar taladros de completación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en superficie, o bien reemplazar la tubería directamente”. (Crabtree, et al. 1999).

- **Sulfato de bario ($BaSO_4$):**

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combina el ion bario con los iones de sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. “La solubilidad del $BaSO_4$ es tan baja, que una vez que se combinan los iones de bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua” (Castro, H, 2009, pág. 31).

Cuando ambos iones están presentes, esto normalmente es el resultado

de la mezcla de dos o más agua debido a fugas o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

- ✓ Es el menos soluble de las incrustaciones.
- ✓ La precipitación se puede incrementar con la disminución de la temperatura, la disminución de sales disueltas, La disminución de presión total, aumento de pH.

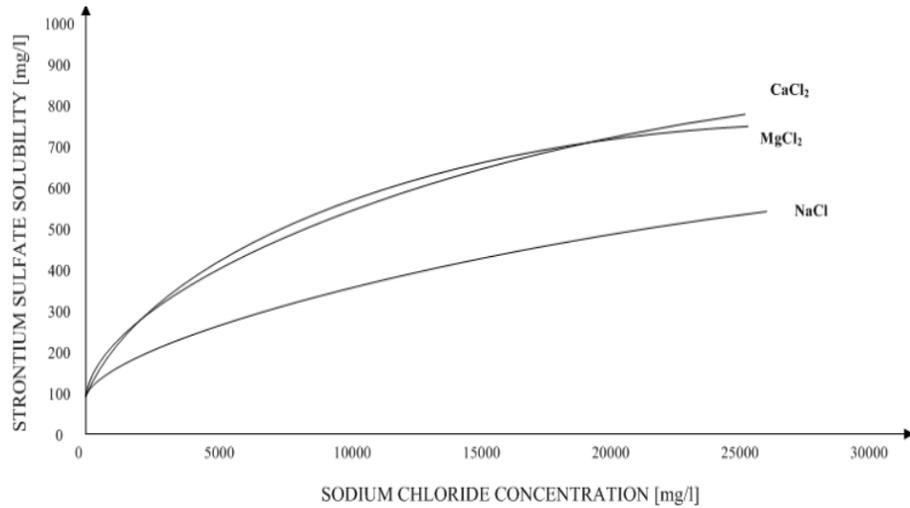
- **Sulfato de estroncio (SrSO_4):**

“El sulfato de estroncio se forma de la creación del ion estroncio con los iones de sulfato. El comportamiento de la solubilidad del SrSO_4 es muy similar al del sulfato de bario, excepto el sulfato de estroncio es mucho mas soluble. Tiene una solubilidad de 144mg/l en agua pura a una temperatura de 25°C. La solubilidad aumenta con la temperatura y contenido de sales disueltas. En resumen la posibilidad de formación de deposito de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000mg/l” (Castro, H, 2009, pág. 32).

- **Efectos de los iones Mg e iones Ca:**

En la Figura 18, se observa el efecto de varias sales en la solubilidad de sulfato de estroncio. La presencia del calcio y el magnesio divalente tiene un efecto mayor en la solubilidad del sulfato de estroncio que el sodio monovalente. Según la Figura 18, al aumentar el contenido de TDS en el agua, aumenta la solubilidad del sulfato de estroncio (el aumento más significativo se da en presencia de iones calcio y magnesio).

Figura .18. Efecto de varias sales en la solubilidad de sulfato de estroncio

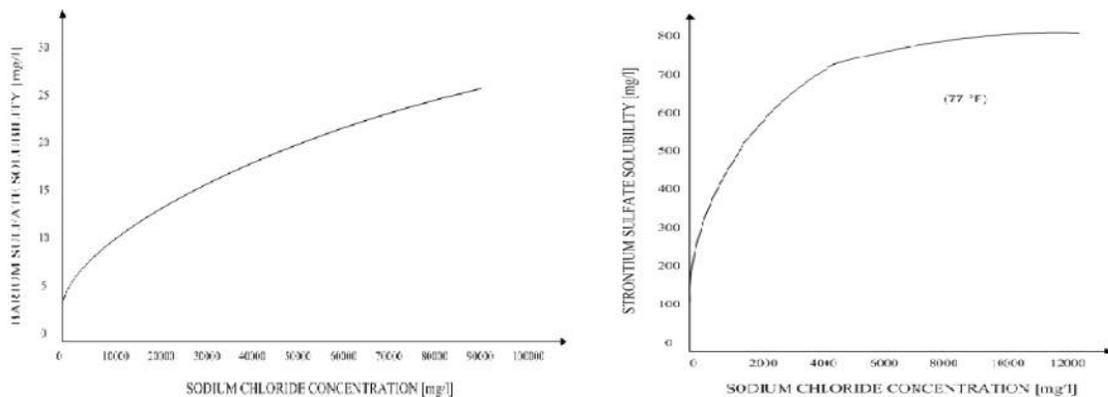


Fuente: Baker Petrolite (1999).

- **Efecto del TDS del agua:**

En la figura 19, se observa la solubilidad del sulfato de bario y estroncio en función de la concentración de NaCl; en ambos casos la solubilidad se incrementa al crecer el contenido de TDS.

Figura 19. a). Solubilidad del sulfato de bario al variar la concentración del cloruro de sodio **b)** Efecto del cloruro de sodio en la solubilidad del sulfato de estroncio.



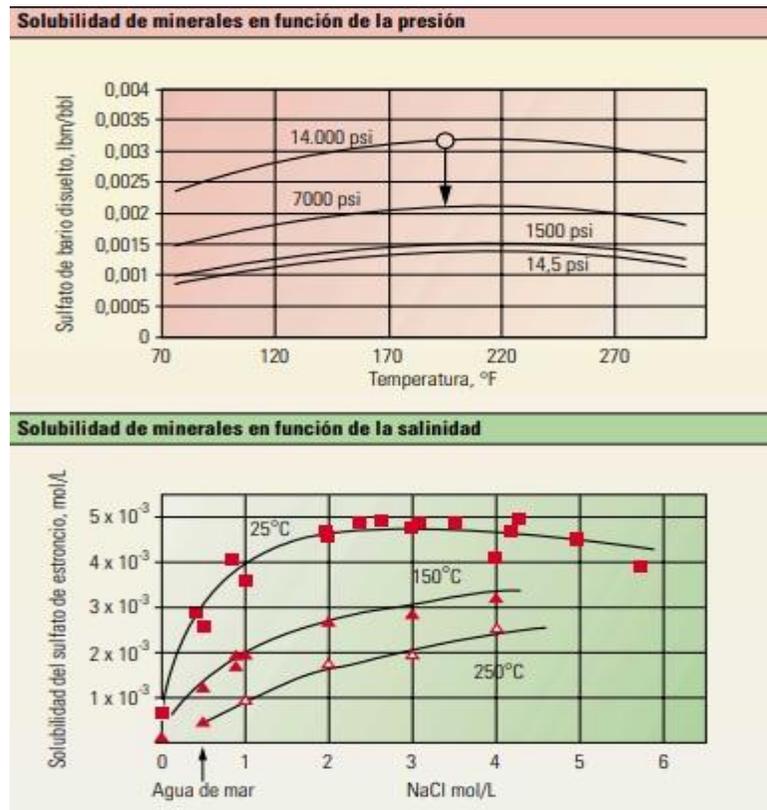
Fuente: Baker Petrolite (1999).

- **Efectos de la temperatura y presión:**

En la figura 20, se muestra el efecto de la temperatura y presión en la solubilidad de algunos minerales (sulfato de bario y estroncio). se deduce que:

- ✓ La solubilidad del BaSO₄ se incrementa al aumentar la temperatura.
- ✓ La solubilidad del SrSO₄ decrece (lentamente) al decrecer la temperatura.
- ✓ La solubilidad del BaSO₄/SrSO₄ se incrementa al aumentar la presión.
- ✓ La solubilidad del BaSO₄/SrSO₄ decrece al disminuir la presión.

Figura .20. Solubilidad de minerales en función de la presión y de la salinidad.



Fuente: Crabtree et al. (1999).

❖ **Compuestos de hierro:**

Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y la otra el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas. Las aguas de formación contienen unos pocos de ppm de hierro natural (máximo 100ppm) en forma de ion ferroso (Fe^{++}) o férrico (Fe^{+++}).

- **Compuesto de hierro ocasionados por el CO_2 :**

Debido a que muchas aguas de formación contienen considerables cantidades de dióxido de carbono disuelto, las aguas con hierro soluble con frecuencia forman depósitos de carbonato de hierro. “En estos casos el hierro soluble está presente como bicarbonato de hierro y precipitará principalmente en lugares donde se presente una caída de presión drástica” (Castro, H., 2009, pág. 33).

- **Compuesto de hierro ocasionados por la acción bacteriana y el H_2S :**

Las incrustaciones de sulfuro de hierro pueden ser: Kansita (Fe_9S_8), Piratita ($\text{Fe}_{0,875}\text{S}$) y la Pirita (FeS_2):

- ✓ Pueden estar naturalmente presentes o ser el resultado de la corrosión.
- ✓ CO_2 , puede reaccionar con el Fe y formar Carbonato ferroso FeCO_3 .
- ✓ Arriba de pH igual a 7, es más probable su formación.
- ✓ H_2S , forma sulfuro de hierro, el cual es bastante insoluble.

3.3. Inhibición del fenómeno incrustante:

La solución ideal ante la problemática que se origina a raíz de la presencia de incrustaciones es identificar la posibilidad de que ocurra el fenómeno y evitarlo. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de disolución, hasta los más efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso incrustante.

“Otro tratamiento químico está representado por el uso de inhibidores de incrustación, los cuales bloquean el desarrollo de las partículas minerales presentes en el agua, atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones” (Sosa, 2012. Pág. 39).

La mayoría de los inhibidores están compuestos a partir de fosfatos, fosfonatos, ácido maleico y polimeleico, así como ácido y poliacrílico.

3.4. Tratamiento inhibidor:

Prevenir y mantener los equipos e instalaciones de producción en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para conservar la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones o taponamientos.

Los inhibidores de incrustaciones se diseñan para cumplir tres funciones:

- ✓ Retardar o bloquear el proceso de precipitación.
- ✓ Modificar la forma y propiedades de los cristales.
- ✓ Prevenir la adherencia de los sólidos a las paredes y no permitir que viajen en el flujo hasta su disposición final.

3.5. Remoción de incrustaciones:

Operación común de intervención en pozos que involucra una amplia variedad de tratamientos mecánicos inhibidores de las incrustaciones y opciones químicas. La remoción mecánica se hace por medio de un diablo o mediante un chorro abrasivo que corta las incrustaciones pero deja intacta la tubería. Los tratamientos de inhibición de las incrustaciones involucran la inyección forzada de un inhibidor químico en una zona de producción de agua para la subsiguiente mezcla con fluidos producidos, evitando la precipitación adicional de incrustaciones.

La remoción química se ejecuta con diferentes solventes de acuerdo con el tipo de incrustación:

- ✓ Las incrustaciones de carbonatos tales como el carbonato de calcio o la calcita $[\text{CaCO}_3]$ pueden disolverse fácilmente con ácido clorhídrico $[\text{HCl}]$ a temperaturas menores de 250°F $[121^\circ\text{C}]$.
- ✓ Las incrustaciones de sulfato tales como el yeso $[\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}]$ o la anhidrita $[\text{CaSO}_4]$ pueden disolverse fácilmente usando ácido etilendiaminatetraacético (EDTA).
- ✓ La disolución de la baritina $[\text{BaSO}_4]$ o de la estroncianita $[\text{SrSO}_4]$ es mucho más difícil.
- ✓ Las incrustaciones de cloruros tales como el cloruro de sodio $[\text{NaCl}]$ se disuelven fácilmente con agua dulce o soluciones ácidas débiles que incluyen el HCl o el ácido acético.
- ✓ Las incrustaciones de hierro tales como el sulfuro de hierro $[\text{FeS}]$ o el óxido de hierro $[\text{Fe}_2\text{O}_3]$ pueden disolverse usando HCl con agentes captadores o de reducción para evitar la

precipitación de subproductos, por ejemplo, hidróxido de hierro y azufre.

- ✓ Las incrustaciones de sílice tales como depósitos cristalizados de calcedonia u ópalo amorfo asociadas normalmente con proyectos de inyección de vapor pueden disolverse con ácido fluorhídrico [HF].

4. Técnicas de Inhibición Factibles a Nivel de la Sub-estación Borburata

4.1. Técnicas químicas:

Remoción de incrustaciones con productos químicos. Se utiliza HCl para remover los carbonatos que se pueden disolver con facilidad en este ácido. Las incrustaciones duras de sulfatos se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes (compuestos que rompen la incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo). El ácido ethylenediaminetetraacetic (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química, disuelve y quelatiza el CaCO_3 y además es capaz de romper el ciclo de reprecipitación. Aunque son más costosos y más lentos comparados con el HCl se han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio y bario.

Schlumberger acaba de desarrollar un disolvente mejorado basado en el EDTA, denominado U105. Fue diseñado específicamente para el CaCO_3 , si bien también resulta efectivo para eliminar incrustaciones de carbonato de hierro y óxido de hierro.

El U104, es otro agente quelatizante basado en un disolvente EDTA; Especial para remover incrustaciones de sulfato de bario y estroncio;

También ha resultado efectivo para eliminación de incrustaciones de sulfato y carbonato de calcio.

4.1.2. Compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías:

Esta invención se refiere compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, en donde se presenta una formulación útil para la disolución de incrustantes como sulfato de bario, sulfato de calcio, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de bario y óxido férrico. La presente formulación está compuesta por un conjunto de ácidos orgánicos e inorgánicos estabilizada además de aminas o alcoholes de alto peso molecular que lo hacen un fluido de baja corrosividad y alta eficacia. Aseguran el menor daño a las tuberías utilizadas para su transporte y es amigable con diversos materiales poliméricos.

Atacan progresivamente incrustantes formados solubilizándolos en medio acuoso y descomponiendo el ion carbonato. Tiene su utilidad en la industria petrolera como inhibidor de incrustantes, inhibidor de escamas inorgánicas, o inhibidor de formación de incrustantes (cuando se aplica en solución). Cuando se emplea para disolver incrustaciones, produce una descomposición gradual que permite el ingreso del fluido a mayores distancias con mejor acción, a lo largo del sólido que en contacto.

El producto interfiere por interacción anión-cación en iones de potencial precipitación, inhibiéndolos, produciendo un conjunto de aglomeraciones de bajo peso molecular y alta estabilidad, lo que permiten su estadía en el seno de la solución en la que se encuentra sin formar aglomerados insolubles.

4.1.2.1. Componentes

Un compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, caracterizado porque puede incluir en su volumen la combinación de sal inorgánica entre un 0 a 12 %, ácido orgánico monocarboxílico entre un 0 a 45 %, ácido orgánico di o tricarboxílico entre un 0 a 45 %, ácido inorgánico entre un 0 y 15 %, sal derivada de un ácido orgánico carboxílico entre un 0 a 15 %, un inhibidor de corrosión compuesto por una mezcla de aminas o alcoholes de alto peso molecular entre un 0 a 15 % y agua potable o de mar entre un 0 a 92 %

4.1.3. Principales tipos de inhibidores poliméricos que se ofrecen en el mercado:

“Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas de inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo. Puede asegurarse esta condición solo si el inhibidor es retenido en la formación y desorbido gradualmente junto al fluido producido” (Jines, 2010, pág. 37).

Los inhibidores poliméricos que existen en el mercado son los policarboxilatos, sulfonatos polivinílicos o copolímeros sulfonados. Se estabilizan a 170°C y soportan demandas superiores a los 250°C. Se necesita realizar ensayos de compatibilidad y rendimiento en el agua de formación para cualquier campo o pozo. Tres son los tipos de inhibidores de incrustaciones, que poseen la propiedad común de no permitir la formación de incrustaciones:

- ✓ Ester fosfatos.
- ✓ Polímeros (poliacrilamidas).

- ✓ Fosfatos.

El inhibidor comúnmente utilizado en la industria petrolera es el poliacrilato (Scalecheck LP-55), este es un polímero orgánico que ayuda a prevenir la formación de incrustaciones tales como calcita, yeso y barita. Scalecheck LP-55 puede ser utilizado con salmueras como 7% KCL, 6% NaCL o NH₄CL para prevenir problemas de incompatibilidad de las arcillas y es recomendado en concentraciones de 55gal por cada 100bbl/día de agua producida. El tiempo de cierre para que el químico sea adsorbido en la formación es de 4 a 6 horas.

Tabla 1. Características del inhibidor Scalecheck LP-55.

Nombre o Descripción del producto	Scalechek LP-55
Función	Inhibidor de escala mineral
Descripción química genérica	Poli acrilato
Forma	Líquida
Color	Rojo Oscuro
Rango de temperatura limite (°F/°C)	>400/>204
Punto de congelamiento (°F/°C)	No determinado
Punto de inflamación (°F/°C)	>212/>100
Gravedad específica	1.2
Densidad (lbm/gal)	9.99
Viscosidad (centipoises)	No determinado
Carga iónica	aniónica
pH	4 ó 5
Tensión superficial	No determinado
Vida en almacenamiento	60 meses

Fuente: José Muñoz, 2010.

- **Ventajas:**

- ✓ Es efectivo en prevenir la formación de incrustaciones de sulfatos de calcio, estroncio y bario, como también de carbonatos de calcio.
- ✓ El inhibidor soporta una temperatura superior al límite más alto que el de otros inhibidores de incrustaciones disponibles, ideado para ser químicamente estable y efectivo a temperaturas superiores de 400°F.
- ✓ Resulta efectivo en la inhibición de incrustaciones durante un proceso de recuperación mejorada por su capacidad se soportar altas temperaturas sin degradarse.

- **Desventajas:**

- ✓ No previene la formación de escalas de sulfuro o cloruros de sodio.
- ✓ No es compatible con algunos aditivos químicos.
- ✓ Es sensible a altos niveles de iones de calcio en solución, salmueras de cloruro calcio.
- ✓ No es usado en formaciones con alto contenido de carbonato mineral que tienen una temperatura de fondo superior a 225°F.

- ✓ Debido a su carácter ácido débil, un agente de control de pH será requerido para ajustar el pH del fluido a altos niveles, por ejemplo NaOH.

4.1.4. Inhibidor de incrustación ACCENT™:

Los dispersantes poliméricos ACCENT™ ayudan a prevenir las incrustaciones de los poros de la roca por partículas inorgánicas insolubles y minimizan el taponamiento inhibiendo el crecimiento y la agregación de cristales, ayudando a mantener una eficiente producción del pozo y contribuyendo a evitar costos indeseables asociados a la inactividad del pozo debido a la necesidad de limpieza.

Las tecnologías de la empresa Dow Oil & Gas para inhibición de incrustaciones contribuyen a eliminar las acumulaciones de carbonato de calcio que se forman en el yacimiento, debido a los cambios de presión y temperatura a medida que el petróleo es producido. Dow Oil & Gas, también ofrece soluciones químicas innovadoras para el control de incrustaciones más raras, tales como sílice generado por operaciones de recuperación mejorada (EOR) e incrustaciones sulfurosas producidas a mayores temperaturas y bajo condiciones ácidas del pozo.

4.5.1. Mecanismo de acción de los inhibidores poliméricos de incrustación ACCENT™:

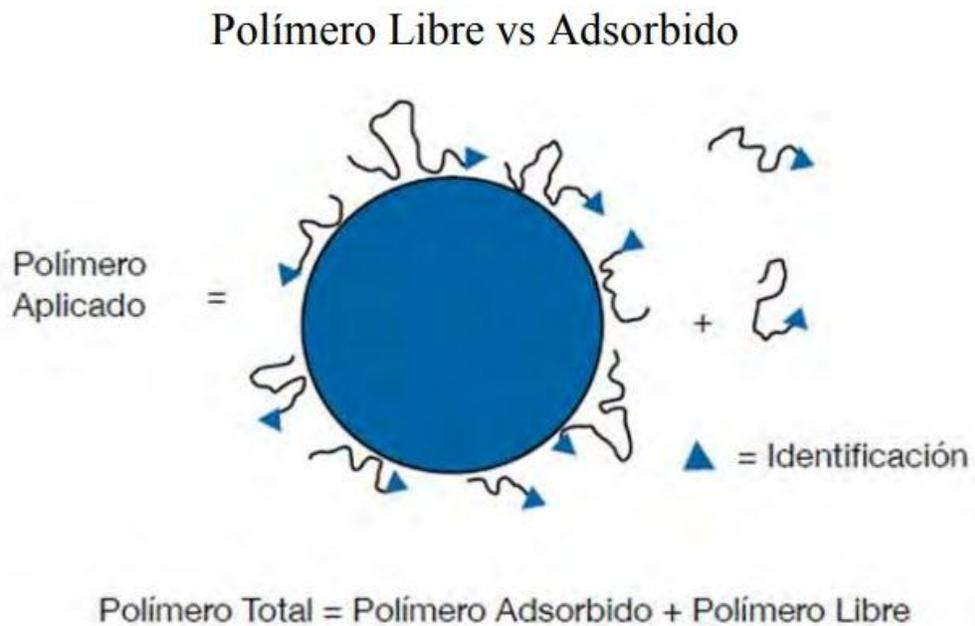
Operan mediante dos mecanismos para prevenir la contaminación:

- a) Dispersión de partículas inorgánicas insolubles.
- b) Inhibición del crecimiento y la agregación de cristales.

El polímero se adsorbe en las partículas para dispersarlas o en los cristales para prevenir su crecimiento. Cuando el polímero es adsorbido, no está más libre para ser adsorbido en potenciales de nuevas incrustaciones y entonces es consumido.

El kit de prueba para inhibidores de incrustaciones ACCENT™ detecta solo el polímero libre en el sistema, señalando el polímero que es susceptible de inhibición.

Figura .21. Mecanismo de acción utilizando el inhibidor de incrustación de polímeros ACCENT™.



Fuente: Guía general de productos Dow Oil & Gas, México, 2010.

MAPA DE VARIABLES

Objetivo General: Proponer inyección de solventes para control de carbonatos dentro de las Estaciones de Flujo del Distrito Barinas División Boyacá

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Indicadores	Ítems
Conocer técnicas para control de carbonatos dentro de las Estaciones de Flujo del Distrito Barinas	Técnicas para Control de Carbonatos	Son procesos que se implementan para contrarrestar la presencia de carbonatos.	Tipos Beneficios	1 2
Estudiar las características de las Estaciones de Flujo ubicadas dentro del Distrito Barinas División Boyacá.	Estaciones de Flujo	Conjunto de instalaciones que tienen como función recolectar, separar, almacenar y bombear los volúmenes de crudo extraídos de pozos.	Origen Características Completación	3 4 5
Realizar propuesta de inyección de solventes para control de carbonatos dentro de las Estaciones de Flujo del Distrito Barinas División	Inyección de Solventes	Son procesos en la que se inyecta volúmenes de solventes en determinados puntos estratégicos de los procesos ejecutados dentro de una estación de flujo, con la premisa de diluir los carbonatos para evitar	Proceso Premisas	6 7

Fuente: Durán Y. (2018)

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES

La presente consiste en desarrollar una propuesta de implementación de técnicas de control de carbonatos en equipos de la Sub-estación Borburata Distrito Barinas División Boyacá, la cual estuvo soportada en los siguientes estatutos legales:

Constitución Bolivariana de Venezuela (Gaceta Oficial N° 39.457 del 1 de julio de 2010)

Artículo 113: "...Cuando se trate de explotación de recursos naturales propiedad de la Nación o de la prestación de servicios de naturaleza pública con exclusividad o sin ella, el Estado podrá otorgar concesiones por tiempo determinado, asegurando siempre la existencia de contraprestaciones o contrapartidas adecuadas al interés público".

Este artículo guarda relación con la presente investigación, debido a que las actividades de mantenimiento dentro de algunas estaciones de flujo son a cargo de empresas operarias.

Artículo 302: "El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo".

El artículo anteriormente citado guarda relación directa sobre la presente investigación debido a que el Estado Nacional, es el encargado de regir el conjunto de actividades relacionadas a la industria petrolera a través principalmente de la empresa estatal Petróleos de Venezuela C.A, destacando entre estas las actividades ejecutas dentro de la Sub-estación Borburata.

Ley Orgánica de Hidrocarburos
(Gaceta Oficial Nº 38.493 del 4 de agosto de 2006)

Artículo 1: “Todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera, se rige por esta Ley”.

Este artículo guarda vinculación con el actual trabajo, ya que establece que las actividades de manejo de hidrocarburos están completamente regidas por esta ley, tales procesos son de gran relevancia y su factibilidad depende de una adecuada aplicación de técnicas de desarrollo como el que propone la investigación.

Artículo 5: “Las actividades reguladas por esta Ley estarán dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente. A tal fin se promoverá el fortalecimiento del sector productivo nacional y la transformación en el país de materias primas provenientes de los hidrocarburos, así como la incorporación de tecnologías avanzadas. Los ingresos que en razón de los hidrocarburos reciba la Nación propenderán a financiar la salud, la educación, la formación de fondos de estabilización macroeconómica y la inversión productiva, de manera que se logre una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional, todo ello en función del bienestar del pueblo”.

Este artículo guarda relación directa con la investigación debido a que expresa la importancia de la generación de ingresos por concepto de la extracción de hidrocarburos y manejo de los mismos, en donde las estaciones de flujo son vitales para la posterior comercialización del petróleo.

Artículo 9: “Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de los hidrocarburos comprendidos en esta Ley, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y

almacenamiento inicial, se denominan actividades primarias a los efectos de esta Ley...”.

Este artículo establece que cada una de las actividades vinculadas al proceso productivo que representan los hidrocarburos, serán denominadas actividades primarias; esto guarda íntima relación con el presente trabajo debido a que éste pretende la optimización de los equipos de la Sub-estación Borburata.

Artículo 19. “Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta Ley, deberán hacerlo en forma continua y eficiente, conforme a las normas aplicables y a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental y aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos, la conservación de la energía de los mismos y el máximo recobro final de los yacimientos”.

Este artículo se vincula con el trabajo actual, ya que establece que al momento de ejecutar actividades como el mantenimiento de estaciones de flujo, debe ejecutarse con las mejores prestaciones que asegure una larga vida útil para las maquinarias.

TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación pretende generar una propuesta de control de formación de carbonatos en las estaciones de flujo ubicadas dentro del Distrito Barinas División Boyacá, igualmente este trabajo pretende prolongar la vida productiva de los equipos para disminuir así los costos operacionales por manejo de fluidos, esto asegurará que el transporte de los volúmenes de crudo lleguen a los complejos petroquímicos.

De igual forma, es necesario resaltar que este trabajo está basado en un tipo de investigación descriptiva, que para Arias (2004:28) son “que permiten obtener minuciosos datos sobre los fenómenos que se investigan, usando técnicas e instrumentos predeterminados para ofrecer una visión aproximada de la realidad”. Este estudio se ajusta a este tipo de estudio debido a que la misma tiene como premisa proponer alternativas de control de formaciones de carbonatos en la Sub-Estación de flujo Borburata del Distrito Barinas División Boyacá.

METODOLOGÍA

La metodología es el estudio de los modos o maneras de llevar a cabo algo, es decir, el estudio de los métodos, en el campo de la investigación, la metodología es el área del conocimiento que estudia los métodos generales de las disciplinas científicas. Igualmente, es necesario indicar que este trabajo sigue una metodología de Diseño Documental, Arias (2002) la define “Es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documento” (p. 47), se está en presencia de una investigación documental cuando la fuente principal de información está integrada por

documentos que representan la población y cuando el interés del investigador es analizarlos como hechos en sí mismo.

POBLACIÓN Y MUESTRA.

Chávez (1999), la define como “el universo de la investigación sobre el cual se pretende generalizar los resultados” (p. 162), la presente investigación tiene como población, las 4 estaciones de flujo del Distrito Barinas. Esta población es considerada finita, que para Hurtado (2000:153), “es aquella que todos sus integrantes son conocidos y pueden ser listados por el investigador en su totalidad”.

Igualmente, cabe resaltar que dentro de la población de esta investigación, se seleccionó como muestra la Subestación de Flujo Borburata; este trabajo utilizó una muestra seleccionada de forma no probabilística, ya que el autor no utilizó ningún método que aplique probabilidades para obtener los elementos.

TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS.

Para Arias (1997), los instrumentos de recolección son: “las distintas formas o maneras de obtener la información.” Durante la ejecución del presente trabajo cuya premisa central es el desarrollo de una propuesta a base de técnicas de control de carbonatos dirigido a la Subestación Borburata Distrito Barinas, se utilizaron diversos instrumentos, entre los que destacan: Grabadoras, computadores, cuadernos, artículos de investigación, trabajos especiales de grado, informe de pasantías, libros; entre otros.

Igualmente, cabe señalar que para la recolección de la información se implementaron diferentes métodos utilizados para obtener un resultado exitoso, entre las técnicas usadas destaca:

1. Análisis Documental: Se realizaron continuas revisiones bibliográficas por medio de archivos digitales y en físico que sirvieron como base para la elaboración del trabajo final, destacándose entre estos: Artículos, programas de pozos, manuales, revistas, tesis e informes de pasantías; entre otros. El análisis crítico documental también fue utilizado para la visualización de los documentos y para comprender distintos aspectos de esta técnica de recobro adicional.

2. Cuestionarios: Se desarrollaron formatos tipo cuestionarios con la finalidad de recoger el punto de vista de un conjunto de personas capacitada sobre la temática, donde el investigador se sitúa frente al investigado y le formula preguntas, a partir de cuyas respuestas habrán de surgir los datos de interés. Tal instrumento fue implementado en el desarrollo de este trabajo investigativo al personal de PDVSA División Boyacá.

3. Registro de Información: Este instrumento pretende conocer cada una de las características o procedimientos contemplados en un proceso, destaca por su estructura sencilla y entendible para la persona que lo implemente.

**Instrumento Aplicado a Trabajadores de la Empresa Que Laboran en
el Departamento de Yacimientos Barinas División Boyacá**

N°	ÍTEMS	SI	NO
1	¿Entre los tipos de inhibidores químicos para el control de carbonatos será más adecuado el Compuesto Estabilizador Eliminador e Inhibidor de incrustaciones en Tuberías?		
2	¿Considera que la inyección de este compuesto tendrá beneficios en el Campo Borburata?		
3	¿Cree usted que la presencia de carbonatos en la formación es el origen para que se formen taponamientos e incrustaciones en las tuberías?		
4	¿Considera que las características de las incrustaciones de carbonatos tienen que ver por la presencia de los minerales presentes en el agua de formación?		
5	¿Cree usted que la completación o terminación de un pozo puede presentar grandes fallas por la presencia de carbonatos?		
6	¿Considera que para el proceso de inyección del solvente se debe conocer bien las características del yacimiento?		
7	¿Cree usted que la aplicación de este Compuesto Estabilizado Eliminador e Inhibidor de Incrustaciones en Tuberías mejorara las condiciones en la Sub Estación del Campo Borburata.		

Malavé (2011); comenta: "...para recolectar datos es necesario procesar la información suministrada a través de los mismos. Para facilitar el análisis se puede recurrir a la clasificación, registro, tabulación, codificación, entre otros" (p.83). En relación a esto, el análisis de resultados permite comprobar el alcance de los objetivos trazados durante la investigación.

Según Palella y Martins (2006), la interpretación de los resultados consiste en: "inferir conclusiones sobre los datos codificados, basándose en operaciones intelectuales de razonamiento lógico e imaginación, ubicando tales datos en un contexto teórico" (p.196). En tal sentido, los datos procesados durante la investigación se considera de un valor incalculable, ya que, de ella depende que puedan o no darse respuestas a las preguntas iniciales formuladas por el investigador; pero no obstante, esa información no habla por sí misma, por lo tanto, se efectúa sobre ella un trabajo de análisis e interpretación que permitirá una mayor comprensión sobre los resultados de cada uno de los ítems del instrumento aplicado a los trabajadores de la empresa que laboran en el Departamento de Yacimientos Barinas División Boyacá, en estudio una vez tabulados y graficados bajo un diseño del tipo "barra".

1. Describir Los Procedimientos De Inhibición Química

La acumulación de sedimentos minerales o incrustaciones, pueden formarse en tuberías tanto en superficie como en el fondo del pozo, o inclusive dentro del mismo medio poroso de la formación del yacimiento petrolero, lo que llega a ocasionar problemas serios de represionamiento o incluso taponamiento total de tuberías. Las técnicas dentro de la industria petrolera para eliminar estas incrustaciones deben de ser rápidas, no dañinas con la formación y el medio ambiente. Las técnicas

con el uso de químicos son las más comunes por ser más económicas; cuando la composición de las incrustaciones son carbonatos, el ácido clorhídrico (HCl) es el más usado para disolverlos y remover estas incrustaciones, pero este ácido pierde efectividad ante el sulfato de calcio precipitado u otros incrustantes, además de presentar cuidados exclusivos para su uso

El proceso de inhibición química involucra la adsorción preferencial de las moléculas del inhibidor en estos lugares de crecimiento. En consecuencia, el cristal dejará de desarrollarse cuando las moléculas del inhibidor hayan ocupado todas estas zonas activas. Los inhibidores actúan controlando la depositación de escala cuando interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de estos, alterando sus superficies, conociéndosele a estos con el nombre de inhibidores de iniciación. También actúan secuestrando los iones que precipitan y forman escala.

2. Condiciones Para Tener Una Utilidad Prolongada, Del Inhibidor:

- ✓ Ser compatible (no formar productos de reacción con otros químicos del sistema lo que conduce a su inactivación).
- ✓ Ser estable térmicamente (en especial a las condiciones de fondo de pozo) e hidrolíticamente para plazos largos.
- ✓ Bacteriológicamente no sensible.
- ✓ Modificar el tamaño de los cristales (formar tendencia a dispersarse).
- ✓ Retrasar o bloquear los procesos de precipitación de escala a una baja concentración.
- ✓ No debe promover emulsiones.
- ✓ En los fluidos de retorno debe ser monitoreable.

Por otra parte, atentan contra la eficiencia máxima del inhibidor:

- ✓ La salinidad y pH del agua que entra en contacto con el inhibidor.
- ✓ La composición química del agua, el contenido de magnesio del agua y hierro disuelto deben ser bajos.
- ✓ La presencia y el tipo de sólidos en suspensión (el inhibidor, todavía no es "inteligente" y actúa en todo insoluble que viaje en el medio).
- ✓ La temperatura del sistema.

3. Proponer la Alternativa más Viable para el control de carbonato dentro de la Sub-estación de Flujo Borburata.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañones, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de completación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos.

Cuando un pozo de petróleo o de gas produce agua (generalmente con gran contenido de sales disueltas), existe la posibilidad de formación de incrustantes. Esto también puede ocurrir en yacimientos donde se emplea la inyección de agua como sistema de recuperación mejorada, o al utilizar gas con alto contenido de CO₂ y otros contaminantes. Las incrustaciones más comunes que se forman son sulfato de bario o carbonato de calcio.

Descripción De La Invención

Los detalles característicos de este novedoso compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, se describen claramente en la siguiente manera:

El agua natural contiene sales disueltas que difieren en concentración y variedad de iones, las formaciones de carbonato de calcio presentes en las tuberías generalmente está presente en este tipo de agua en su forma ionizada, formado por iones calcio (Ca^{2+}) e iones carbonato (CO_3^{2-}) generándose la reacción ($\text{Ca}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \leftrightarrow \text{CaCO}_3$).

El carbonato de calcio puede precipitarse de la solución por causas como:

- Saturación de la solución por alguno de los iones.
- Incremento de la temperatura

Los iones carbonato pueden provenir del CO_2 atmosférico o proveniente en mezcla con otros gases, reaccionando con los iones Ca^{2+} formando carbonato de calcio que precipita. De esta manera la reacción ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_3^{2-} + 2\text{H}^+$), explica la formación del ácido carbónico, la cual es posible en pH alto; y a pesar de que éste es muy inestable, los carbonatos que se llegan a formar debido a su presencia resultan ser muy estables, permaneciendo en la solución mientras que las condiciones sean las adecuadas.

El pH de la solución influye también en la solubilidad del carbonato cálcico, ya que un pH ácido destruye los iones de carbonato, llevándose a cabo la reacción ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_3^{2-} + 2\text{H}^+$) de forma inversa. La presencia de CO_2 aumenta la solubilidad de esta sal.

Al agregar una mezcla estabilizada de ácidos, compuesto de la presente invención, se obtienen compuestos altamente solubles en agua, eliminando así los precipitados de carbonato de calcio.

La interacción existente entre los iones de calcio y los iones de carbonato, llevan a la formación del precipitado de carbonato de calcio, pero al añadir el compuesto estabilizante objeto de la presente invención, se logra la inhibición de interacción anión-catión precipitable.

Se puede evaluar la influencia del pH si se conoce la temperatura y la dureza del agua mediante el índice de Langelier:

$$IL = pH - pH_s$$

Donde pH es el pH calculado para una concentración de Ca^{2+} para llegar a la saturación. Con el análisis de Stiff-Davis se interpreta el índice de Langelier: valores negativos indican que no habrá precipitación; y si por el contrario, resultara positiva, se tendrá un agua incrustante.

Otro ion altamente precipitable es el Sulfato de calcio, presente generalmente al encontrar ion sulfato disuelto e ion calcio, de la siguiente manera:

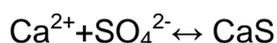


Tabla 2. Componentes de las formulaciones del compuesto de la presente invención

Porcentaje	Descripción del elemento
0 a 12 %	Sal inorgánica
0 a 45 %	Ácido orgánico monocarboxílico
0 a 45 %	Ácido orgánico di o tricarboxílico
0 a 15 %	Ácido inorgánico
0 a 15 %	Sal derivada de un ácido orgánico carboxílico
0 a 15 %	Inhibidor de corrosión
0 a 92 %	Agua potable o de mar

Fuente: Inventor: GONZALEZ DAVILA 2012.

El ácido orgánico mono carboxílico puede ser ácido fórmico (HCOOH) o acético (CH₃COOH) o una combinación de ambos. El ácido orgánico di o tricarboxílico está constituido por cualquier ácido orgánico que cuente con dos, tres o más grupos carbonilos unidos a un radical

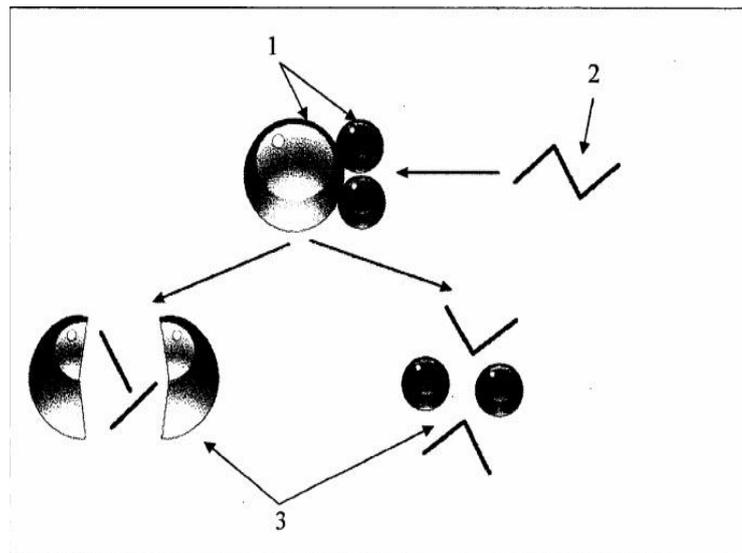
hidroxilo (-COOH) como es el ácido cítrico o ácido oxálico o una combinación de ambos. El ácido inorgánico se refiere a ácido clorhídrico (HCl) o ácido Nítrico (HN03). La sal derivada de un ácido orgánico carboxílico es cualquiera con la fórmula:



En donde R es un radical cualquiera que puede contener también uno o más grupos carboxilo y Me es cualquier metal alcalino o alcalinotérreo. El inhibidor de corrosión está compuesto por una mezcla de aminas o alcoholes de alto peso molecular.

Un compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, caracterizado porque tal como se describió dicho compuesto funciona como disolvente de compuestos inorgánicos ya formados como sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de calcio, carbonato de bario y óxido férrico

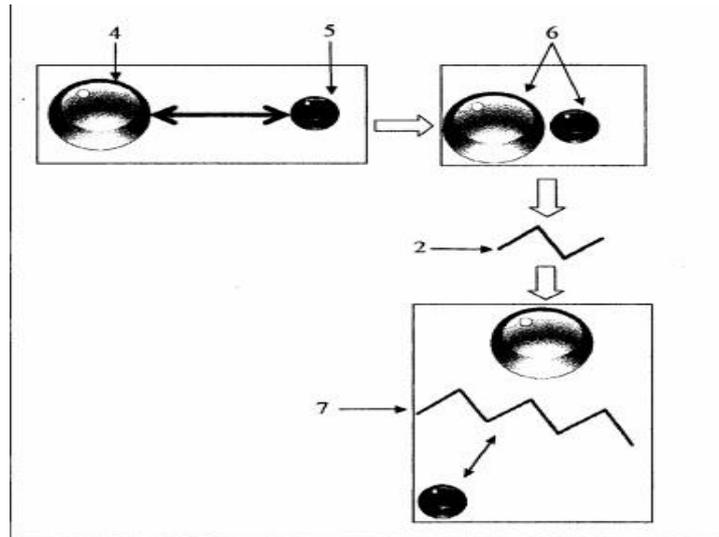
Figura. 22. Procedimiento del compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías



Fuente: Inventor: GONZALEZ DAVILA 2012.

En la figura 22 se observa de manera ilustrativa la forma en que trabaja el compuesto objeto de la presente invención, en la eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio.

Figura 23. Procedimiento del compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías



Fuente: Inventor: GONZALEZ DAVILA 2012.

En la figura 23 se observa de manera ilustrativa la forma en que trabaja el compuesto objeto de la presente invención, en la inhibición de la formación de incrustaciones es posible observar la forma en que se pueden inhibir la formación de incrustantes.

Resultados del Instrumento Aplicado

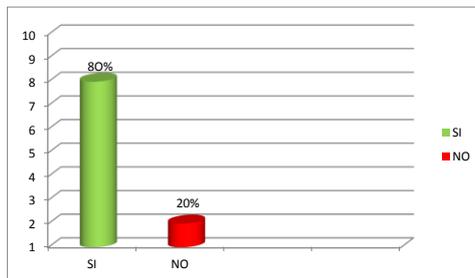
Item 1: ¿Entre los tipos de inhibidores químicos para el control de carbonatos será más adecuado el Compuesto Estabilizador Eliminador e Inhibidor de incrustaciones en Tuberías?

Tabla 3. Tipos

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	8	80
NO	2	20
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Grafico 1. Tipos



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 80% de los encuestados expresaron que consideran que entre los tipos de inhibidores químicos el compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías es el más adecuado, mientras que un 20 % de los encuestados expresó que no ya que, no conocían del tema.

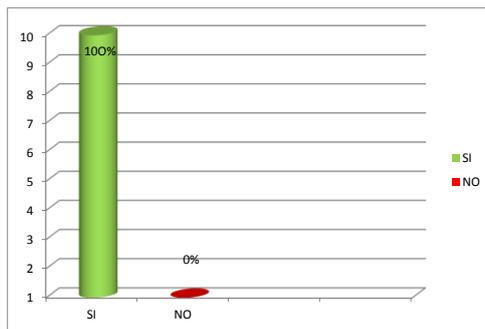
Item 2: ¿Considera que la inyección de este compuesto tendrá beneficios en el Campo Borburata?

Tabla 4. Beneficios

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	10	100
NO	0	0
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Grafico 2. Beneficios



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 100% de los encuestados expresaron que generaría beneficios sustantivos la inyección de este compuesto para el control de carbonatos.

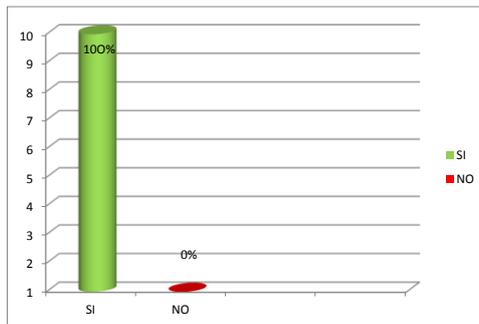
Item 3: ¿Cree usted que la presencia de carbonatos en la formación es el origen para que se formen taponamientos e incrustaciones en las tuberías?

Tabla 5. Origen

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	10	100
NO	0	0
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Gráfico 3. Origen



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 100% de los encuestados expresaron que la presencia de carbonatos en la formación es el origen para que se formen taponamientos e incrustaciones en las tuberías.

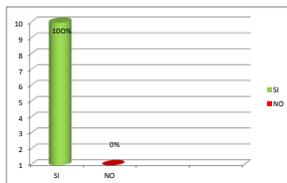
Item 4: ¿Considera que las características de las incrustaciones de carbonatos tienen que ver por la presencia de los minerales presentes en el agua de formación?

Tabla 6. Características

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	10	100
NO	0	0
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Gráfico 4. Características



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 100% de los encuestados expresaron que las características de las incrustaciones de carbonatos tienen que ver por la presencia de los minerales presentes en el agua de formación.

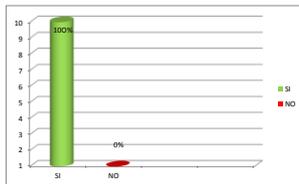
Item 5: ¿Cree usted que la completación o terminación de un pozo puede presentar grandes fallas por la presencia de carbonatos?

Tabla 7. Completacion

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	10	100
NO	0	0
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Grafico 5. Completacion



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 100% de los encuestados expresaron que la completación o terminación de un pozo presentan grandes fallas por la presencia de carbonatos como taponamiento total de las tuberías y pérdidas de las mismas.

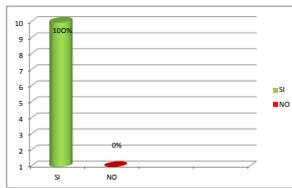
Item 6: ¿Considera que para el proceso de inyección del solvente se debe conocer bien las características del yacimiento?

Tabla 8. Proceso

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	10	100
NO	0	0
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Grafico 6. Proceso



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 100% de los encuestados expresaron que para el proceso de inyección del solvente se debe conocer bien las características del yacimiento.

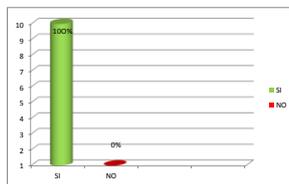
Item 7: ¿Cree usted que la aplicación de este Compuesto Estabilizado Eliminador e Inhibidor de Incrustaciones en Tuberías mejorara las condiciones en la Sub Estación del Campo Borburata

Tabla 9. Premisas

Respuestas	Frecuencia simple	Porcentaje (%)
SI	10	100
NO	0	0
TOTAL	10	100

Fuente: Duran Y. (2018).

Gráfico 7. Premisas



Fuente: Duran Y. (2018).

Análisis: De acuerdo a la gráfica porcentual se observa que el 100% de los encuestados expresaron que la aplicación de este Compuesto Estabilizado Eliminador e Inhibidor de Incrustaciones en Tuberías mejorara las condiciones en la Sub Estación del Campo Borburata.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La presente investigación persiguió la ejecución de una propuesta de aplicación para el control de carbonatos a nivel de los pozos del Campo Borburata Distrito Barinas Distrito Barinas División Boyacá, tal labor pretende la reducción de las formaciones de incrustaciones por la presencia de carbonatos, ya que estos provocan problemas que afecta desde la operatividad de los equipos de fondo de los sistemas de levantamiento artificial usados hasta la eficiencia de equipos dentro de la Subestación Borburata; para de tal forma disminuir los costos por conceptos de los mismos. Cabe señalar que entre las conclusiones más resaltantes obtenidas, destaca:

1. Se estudiaron las técnicas de incrustaciones químicas para el control de carbonatos, resaltando que la nueva invención del compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tubería resulta más viable para el control de carbonatos.
2. Se determinó que este compuesto ataca progresivamente incrustantes formados solubilizándolos en medio acuoso y descomponiendo el ion carbonato. Tiene su utilidad en la industria petrolera como inhibidor de incrustantes, inhibidor de escamas inorgánicas, o inhibidor de formación de incrustantes.
3. Se conoció el funcionamiento de este compuesto, para la disolución de incrustantes como sulfato de bario, sulfato de calcio, carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de bario y óxido férrico.
4. Se realizó propuesta de la aplicación de este compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías para la Sub Estación de Flujo del Campo Borburata del Distrito Barinas División Boyacá, en aras de disminuir los costos operacionales en el área, además de permitir una mejor estabilidad en los procesos de producción.

RECOMENDACIONES

1. Que se brindé un desarrollo posterior con mayor alcance a la temática tratada en la presente investigación.
2. Evaluar las alternativas disponibles para que se ejecuten trabajos de similares características pero referentes a otros procesos productivos dentro de la industria petrolera.
3. Permitir visitas periódicas a la Subestación de Flujo Borburata Distrito Barinas por parte de los estudiantes de la carrera Ingeniería de Petróleo de la UNELLEZ, para así generar una capacitación óptima en la etapa formativa de los futuros profesionales del área y relacionarlos a procesos como la separación de fluidos a nivel de una instalación de estas características.
4. Facilitar a futuros tesisistas la oportunidad de ejecutar pruebas de caracterización de los fluidos de la Subestación de Flujo Borburata Distrito Barinas División Boyacá, para así constatar la influencia negativa por parte de los carbonatos sobre los equipos.

Referencias Bibliográficas

- Arias, F. (2004). El proyecto de investigación. (4ed.). Caracas, Venezuela: Episteme.
- Arias, F. (2006). El proyecto de Investigación. (5ed.) Caracas, Venezuela: Episteme.
- Cepet, 1992. Ingeniería de Manejo y Procesamiento de Crudo.
- Constitución Bolivariana de Venezuela. Gaceta Oficial N° 39.457 del 1 de julio de 2010.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, 38.493, Agosto, 04, 2006.
- Baker Petrolite. (1999, Febrero). Formación e inhibición de las incrustaciones. El Tigre, Venezuela: Autor.
- Crabtree, M., (1999). La lucha contra las incrustaciones: Remoción y prevención.
- Dow, (2010). "Guía general de productos Dow Oil & Gas", Mexico.
- Gonzalez D, (2012). Compuesto Estabilizado Eliminador e Inhibidor de Incrustaciones en tuberías.