



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

Estimulación matricial ácida del pozo Seb-10

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.
Mención: Producción de petróleo**

Autor: Ing. Yadier Rodríguez Sosa

Matanzas, 2018



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS FACULTAD
DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E
INGENIERÍA QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO
SEDE: LA HABANA**

Estimulación matricial ácida del pozo Seb-10

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Yadier Rodríguez Sosa

Tutor: MSc. Lourdes Lesmes Garrido

Matanzas, 2018

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Yadier Rodríguez Sosa declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Nombre y Apellidos. Firma

Le dedico este trabajo a Mis Abuelos Mario y Teresa por educarme en el buen camino de la virtud.

AGRADECIMIENTOS:

A mi novia Thais y su familia por estar ahí para mí siempre que los necesito, por aguantarme, comprenderme y alentarme a no rendirme jamás ante ningún obstáculo.

A mi madre Annia porque sin su apoyo no podría lograr nada en esta vida, por guiarme siempre y ser mi ejemplo a seguir.

A mi padre que desde el cielo se que está orgulloso de mí.

A mi tutora Lourdes Lesmes por apoyarme en todo momento en la realización este proyecto y por las enseñanzas transmitidas a lo largo de este trabajo.

A Ródica por confiar en mí al presentarle este proyecto y apoyarme siempre que lo necesité.

A Doramis y Yesica y Magdelis del Centro de Investigaciones del Petróleo por su aporte a la conclusión este trabajo.

A mis compañeros del Grupo de Supervisión de Reparaciones Captales y Subterráneas de Pozos de la EPEP Occidente por transmitirme sus conocimientos y ayudar a formarme como petrolero.

A mis amigos porque sé que sin ellos hubiera sido muy difícil llegar hasta aquí.

A todos muchas gracias.

RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos de la estimulación matricial ácida realizada al pozo Seb-10 entre los meses de noviembre y diciembre del 2017 con el objetivo de recuperar la producción del pozo. Para ello se caracterizó el pozo y se estudiaron los registros históricos de producción y de reparación, determinándose como causa de la pérdida de producción el daño presente en la formación por migración de finos durante el proceso de producción en el reservorio. Se diseñó una estimulación matricial con 160 m³ de ácido clorhídrico emulsionado en kerodiesel al 60% utilizando como productos: HCL al 15%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,25%, CEINPET -EB2 al 1%, HAc al 2% y kerodiesel. El tratamiento se distribuyó en 18 etapas para estimular la zona de 3720m a 4400m del reservorio el pozo y resultó ser técnica y económicamente factible pues se recuperó la producción y retornó la inversión en el primer año.

ABSTRACT

In this paper we present the results obtained from the acid matrix stimulation carried out at the Seb-10 well between the months of November and December 2017 with the aim of recovering the production of the well. To this end, the well was characterized and the historical records of production and repair were studied, determining as a cause of the loss of production the present damage in the formation by migration of fines during the production process in the reservoir. A matrix stimulation was designed with 160 m³ of hydrochloric acid emulsified in kerodiesel at 60% using as products: HCL at 15%, Solquisa 14 at 0.5%, Solquisa 8201 at 0.25%, CEINPET -EB2 at 1%, HAc at 2% and kerodiesel. The treatment was distributed in 18 stages to stimulate the 3720m to 4400m area of the well reservoir and turned out to be technically and economically feasible as the production was recovered and the investment returned in the first year

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	3
1.1 Propiedades físicas del petróleo.....	3
1.1.1 Composición	3
1.1.2 Densidad.....	3
1.1.3 Viscosidad.....	4
1.2 Propiedades de los reservorios de hidrocarburos.....	4
1.2.1 Características de los reservorios de hidrocarburos en Cuba	5
1.2.1.1 Yacimiento Seboruco	6
1.3 Estimulación de pozos de petróleo	7
1.3.1 Tipos de estimulaciones	7
1.3.1.1 Estimulación matricial no ácida	8
1.4 Estimulación matricial ácida	9
1.4.1 Tipos de ácido empleados	10
1.4.1.1 Ácido clorhídrico.....	10
1.4.1.2 Ácido acético.....	11
1.4.2 Aditivos utilizados en la formulación ácida.....	11
1.4.2.1 Inhibidor de corrosión.....	11
1.4.2.2 Sufactantes	12
1.4.2.3 Control del hierro.....	13
1.4.2.4 Control de acidez.	13
1.4.3 Medidas de seguridad a aplicar durante el tratamiento de estimulación ácida de un pozo de petróleo.....	11
1.4.3.1 Medidas de seguridad antes de comenzar el trabajo	11
1.4.3.2 Medidas de seguridad durante el trabajo	12
1.4.3.3 Medidas de seguridad después del trabajo.....	13
1.4.3.4 Medidas de seguridad durante la transportación del ácido	13
1.5 Conclusiones parciales.....	9
CAPITULO II: MATERIALES Y MÉTODOS	14
2.1 Caracterización del pozo.	14
2.2 Identificación de problemas que afectan la producción	14

2.3 Identificación del tipo de daño presente en el pozo	15
2.4 Selección y diseño del tratamiento a aplicar... ¡Error! Marcador no definido.	
2.4.1 Prueba de compatibilidad de la formulación ácida .. ¡Error! Marcador no definido.	
2.4.2 Cálculo del volumen de ácido a utilizar en el tratamiento	20
2.5 Evaluación técnico-económica de los resultados de la estimulación.....	22
CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIONES	26
3.1 Caracterización del pozo.....	26
3.2 Identificación de problemas que afectan la producción y del tipo de daño presente en el pozo	28
3.3 Selección y diseño del tratamiento a aplicar	30
3.3.1 Prueba de compatibilidad de la formulación ácida con el petróleo del pozo	32
3.3.2 Cálculo del volumen de ácido y diseño del tratamiento	35
3.4 Evaluación técnico-económica de los resultados del tratamiento.....	38
3.5 Conclusiones parciales.....	38
CONCLUSIONES.....	41
RECOMENDACIONES	42
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43
ANEXOS	45

INTRODUCCIÓN

El petróleo es el portador energético fundamental y ampliamente utilizado en la transportación, la industria, la petroquímica, la generación de electricidad, entre otros usos. Dada la importancia de este recurso natural la Unión Cuba Petróleo (CUPET) se plantea como estrategia incrementar la producción del crudo nacional y disminuir los gastos relacionados con su tratamiento.

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEP Occidente), ubicada en el Municipio de Santa Cruz de Norte, es la entidad responsabilizada de la extracción de petróleo (crudo nacional) y gas acompañante de los yacimientos ubicados en la región occidental de Cuba, constituyendo por su importancia económica un objetivo estratégico del país (Molina, 2010).

El yacimiento de mayor importancia en la franja norte de crudos pesados (FNCP) para la EPEP Occidente es el de Seboruco debido a sus volúmenes de producción de petróleo y a que parte del gas que produce es utilizado en la generación de electricidad para el sistema electroenergético nacional y el resto se destina para consumo de la población en La Habana, como gas manufacturado (Rodríguez, 2015).

A lo largo de la vida productiva de un yacimiento, el pozo es el medio de comunicación del yacimiento con la superficie y es el único medio de control que se tiene para gobernar la explotación de los hidrocarburos (Carballo, 2014). Entre los pozos con mayor acumulado de producción en el yacimiento Seboruco se encuentra el Seb-10 con 759 990 m³ de petróleo extraído y con un bajo porcentaje de agua y sedimentos (%BSW) promedio de 0,27%, hasta octubre del 2017 cuando dejó de producir.

Durante el largo período de producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores que pueden ocasionar fallas o deterioro de algunos de los accesorios del aparato de producción o pueden causar daño a la formación. Esta situación, puede disminuir la producción del pozo (Jara, 2015).

Para solucionar este problema se han desarrollado numerosas técnicas y operaciones donde se pueda incrementar la productividad del pozo, mediante la remoción del daño existente; a este proceso se le da el nombre de “estimulación” (Pizzarelli, 2015).

Problema científico:

La pérdida de producción del pozo Seb-10 aún cuando presenta reservas probadas de petróleo a extraer.

Objeto de investigación:

El pozo de petróleo Seboruco-10 (Seb-10)

Campo de acción:

Estimulación del pozo Seb-10.

Objetivo general:

Recuperar la producción del pozo Seb-10 aplicando estimulación matricial con ácido clorhídrico.

Objetivos específicos:

1. Determinar las causas de la pérdida de producción del pozo Seb-10 mediante el análisis de registros históricos de producción y reparación del pozo.
2. Diseñar el tratamiento a aplicar avalado en criterios técnico-económicos.

Hipótesis de trabajo:

Si se realiza una estimulación ácida al pozo Seb-10 se puede recuperar completamente la producción de petróleo de este pozo.

CAPÍTULO I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 Propiedades físicas del petróleo

1.1.1 Composición

Todos los tipos de petróleo se componen de una mezcla compleja de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural las cantidades de estos compuestos son mayores (Castro, 2011).

1.1.2 Densidad

La propiedad más importante que caracteriza los crudos es la gravedad API (American Petroleum Institute), la que constituye un indicador de la densidad y de la calidad del crudo. A mayor gravedad API, mayor será su calidad y por tanto su valor económico. Existen otros factores que inciden en su precio como el contenido de azufre, parafinas y metales pesados, pero el factor predominante es su gravedad API. En la ecuación 1.1 se muestra la fórmula para calcular la gravedad API:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{GE}} - 131,5 \quad (1.1)$$

Donde GE es la gravedad específica: magnitud adimensional, igual a la relación entre la densidad del crudo y la densidad de agua pura a una temperatura de 15°C.

En función de la gravedad API los crudos pueden clasificarse en livianos, medianos y pesados. Esta clasificación se muestra en la Tabla 1.1 (Forero,2009)

Tabla 1.1. Clasificación de los crudos en función de la gravedad API.

Clasificación	°API
Livianos	$^{\circ}\text{API} \geq 25$
Medianos	$15 \leq ^{\circ}\text{API} \leq 25$
Pesados	$^{\circ}\text{API} \leq 15$

1.1.3 Viscosidad

La viscosidad depende de la composición química del petróleo. Los crudos son fluidos newtonianos con valores de viscosidad entre 50 y 650 mm²/s, y los más densos son los más viscosos (Rodríguez, 2001).

1.2 Propiedades de los reservorios de hidrocarburos

Los reservorios son rocas que poseen la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella. Existen cuatro parámetros fundamentales que caracterizan un depósito petrolífero: La capacidad de almacenamiento (porosidad), la transmisibilidad de fluidos (permeabilidad), el volumen (área y espesor efectivo) y la cantidad de hidrocarburos (saturación de oil) (Valladares, 2016).

La porosidad es el volumen del espacio de los poros determina la capacidad de almacenamiento del yacimiento, esta puede ser primaria o secundaria, la porosidad primaria es la porosidad que se desarrolla durante la sedimentación de las rocas y la porosidad secundaria se desarrolla en una roca después de su deposición, debido a procesos como la disolución o el fracturamiento (De Antuñano, 2014). El tipo de sistema poroso define el tipo de reservorio: intergranular, fracturado, mixto. La porosidad se estima a través del análisis de núcleos en el laboratorio o a través de los registros eléctricos.

La permeabilidad es la capacidad de filtración de la roca, los factores que mayormente la afectan son: la textura de la roca (tamaño, ordenamiento y la angularidad de los granos), la litología (tipo y volumen de arcilla y de cementante) y el fracturamiento.

La Saturación de petróleo es el volumen de petróleo contenido en el volumen poroso del yacimiento.

1.2.1 Características de los reservorios de hidrocarburos en Cuba

Las principales rocas reservorio en Cuba son los carbonatos que constituyen el 80 % de estos. Aportan el 95 % de la producción de petróleo actual (Álvarez, 2016).

- Las ofiolitas y los volcánicos constituyen el 20 % y aportan el 5 % de la producción actual.
- El intervalo estratigráfico de las rocas reservorio es desde el kinmeridgiano hasta el paleoceno.
- Los procesos diagenéticos fundamentales que dieron lugar a los reservorios ocurrieron durante los periodos orogénico y post orogénico (post maestrichtiano)

En la Figura 1.1 se muestran diferentes yacimientos de petróleo existentes en la Franja Norte de Crudos Pesados.

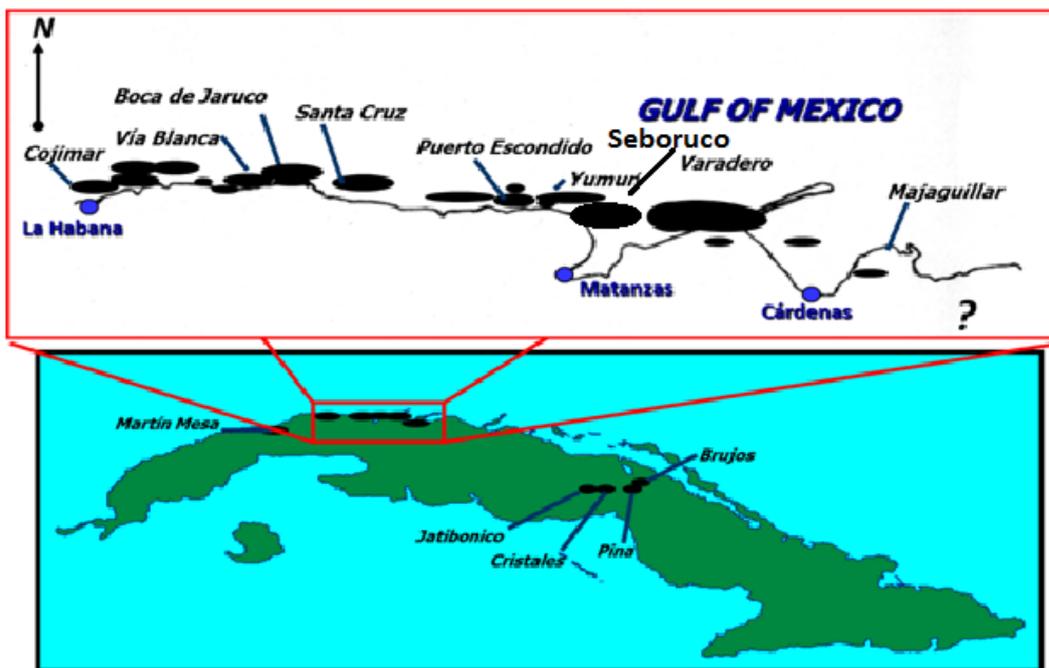


Figura.1.1 Representación de yacimientos existentes en la Franja Norte de Crudos Pesados

1.2.1.1 Características del Yacimiento Seboruco

El Yacimiento Seboruco es uno de los más importantes en la Franja Norte de Crudos Pesados por sus volúmenes de producción y la estabilidad de la misma. (Camacho, 2017).

Geológicamente el objetivo de explotación del yacimiento se corresponde con una tectónica alpina de mantos de sobrecorrimientos, superpuestos entre sí, constituidos por estructuras en forma de pliegues fuertemente falladas, sirviéndole como sello las rocas arcillosas de la formación Vega Alta. Estos pliegues están apilados unos con otros. Cada uno de ellos fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante Sur-Norte.

Los referidos pliegues se encuentran separados unos de otros por intercalaciones de Vega Alta, que son nombradas por el pliegue de Veloz que las subyace.

En la Figura 1.2 se presenta la columna tipo del yacimiento Seboruco donde se presentan los reservorios del yacimiento.

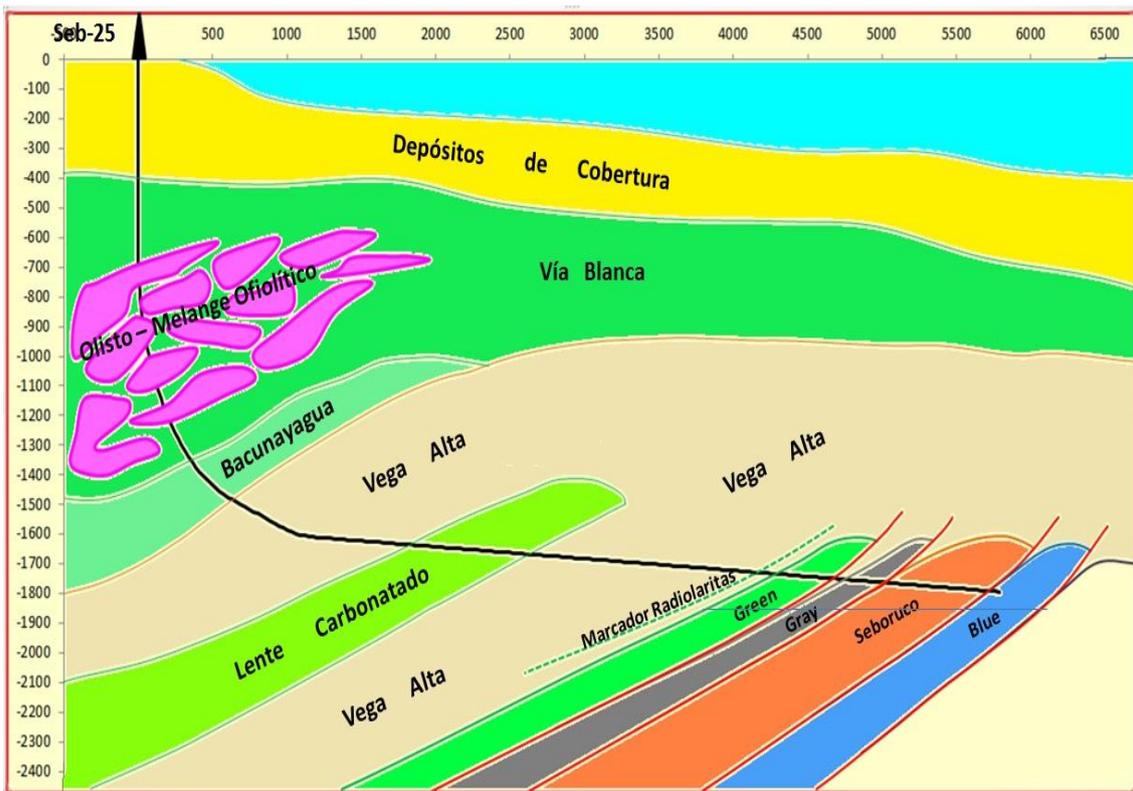


Figura 1.2. Columna tipo del yacimiento Seboruco tomada de (Camacho, 2017).

En esta columna geólogo- técnica se pueden apreciar los sobrecorrimientos Veloz I, Veloz Blue, Veloz Seboruco, Veloz Gray y Veloz Green con intercalaciones pequeñas

de la formación Vega Alta, se observan cuatro fallas, a la profundidad de 1646 m se encuentran las rocas de Veloz Blue sobre las rocas de Vega Alta I, a la profundidad de 1618m se observa otra falla ahora se superpone Veloz Seboruco sobre las rocas de Vega Alta Blue, a la profundidad de 1583 existe otra falla y se superponen las rocas de Veloz Gray sobre las rocas de Vega Alta Seboruco y a la profundidad de 1552 existe otra falla superponiéndose las rocas de Veloz Green sobre las rocas de Vega Alta Gray.

La formación Vega Alta constituye un sello regional que permite la formación de los depósitos de hidrocarburos, está constituida por arcillas, radiolarita cretosa, conglomerado y grauvaca polimíctica con matriz arcillosa y es una formación impermeable, con un espesor de cerca de 550 metros.

Existe otra falla visible en la columna geólogo-técnica y es a la profundidad de 983 m donde se puede observar la formación Vía Blanca del Cretácico Superior Campaniano Maestrichtiano sobre las rocas de la formación Vega Alta de una edad inferior Paleoceno Superior Thanetiano.

Sobre la formación Vía Blanca del Cretácico Superior Campaniano Maestrichtiano, yace la formación Tinguaro del Oligoceno, a esta profundidad de 350m existe una discordancia, faltarían unos 34 millones de años del Paleoceno y el Eoceno.

1.3 Estimulación de pozos de petróleo

Al concluir la terminación de un pozo o en el desarrollo de su vida productiva, generalmente se requiere restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor o inyector. Para lograr esto existen dos técnicas principales de estimulación de pozo: la estimulación matricial y por fracturamiento, diferenciándose en los gastos y presiones de inyección empleados en cada tipo.

1.3.1 Estimulación matricial

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por caudales de inyección a presiones por debajo de la presión de fractura, lo que permite una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo. El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varía

ampliamente como son: el tipo de severidad y localización del daño, y su compatibilidad con el sistema roca-fluido de la formación. (Coral, 2017).

Dependiendo del tipo de interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se dividen en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no ácida.
- Estimulación matricial ácida.

1.3.1.1 Estimulación matricial no ácida

En este tipo de estimulación los fluidos de tratamiento no reaccionan con los materiales de la roca y es utilizada para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión y pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos.

Entre los fluidos de tratamiento más utilizados se encuentran las soluciones oleosas o acuosas y los alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines, de los cuales depende grandemente el éxito de estos tratamientos (Xiong, 2006).

La acción de esta forma de estimulación se basa principalmente en la alteración de las fuerzas retentivas a la que están sometidos los fluidos en las rocas, que al fluir a través de medios porosos se encuentra gobernado por los fenómenos de superficie representados por dichas fuerzas y que pueden manifestarse en forma de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. Para una mayor comprensión a continuación se definen los siguientes conceptos.

Tensión superficial

La materia en sus diferentes estados está compuesta por moléculas, las cuales presentan una tracción mutua llamada fuerza de cohesión y es una combinación de fuerzas electrostáticas y de Van der Waals, el desbalance de estas fuerzas en la interfase crea energía libre de superficie y el trabajo por unidad de área equivalente para vencer dicha energía se conoce como tensión superficial.

Mojabilidad

En la interfase entre un líquido y un sólido también existen fuerzas intermoleculares en desequilibrio. El sólido causa una fuerza de adhesión por lo que el líquido es atraído al mismo. Al producto del ángulo de contacto en la interfase y la tensión superficial se define como mojabilidad. Este término es de suma importancia para el flujo de aceite en un medio poroso, ya que el valor de la permeabilidad depende del tipo de fluido con que se encuentra mojada la roca, aumentando para el caso de aceites y siendo mucho menor en presencia de agua en la roca.

Capilaridad

Si un tubo de vidrio capilar es sumergido en agua, el agua se eleva en el tubo de ahí que la presión capilar sea la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo, dividida entre el área del capilar.

Para lograr una estimulación matricial no ácida con éxito es de vital importancia seleccionar adecuadamente los agentes de superficie o surfactantes, ya que son los encargados de alterar los fenómenos de superficie definidos anteriormente. Este aditivo que es mezclado a los fluidos de tratamiento está compuesto de moléculas orgánicas formadas por un grupo hidrofílico (a fin al agua) y otro lipofílico (a fin al aceite) y debido a esta estructura tienden a orientarse en un líquido según la composición del mismo. Si se toma como ejemplo el sistema agua-aire, las moléculas del surfactante se orientarán con el grupo a fin al aceite, en este caso al aire y el grupo a fin al agua en el agua (Coral, 2017).

Por otra parte, dado que las rocas de formaciones productoras son sílicas o calcáreas, los surfactantes actúan de acuerdo al carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

1.4 Estimulación matricial ácida

En este tipo de estimulación los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca, utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos (arcillas),

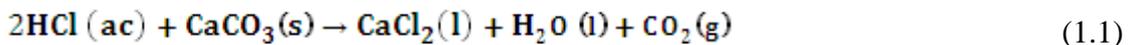
precipitaciones inorgánicas. Los fluidos más empleados son los sistemas ácidos, que se descomponen en ión hidrógeno y un anión cuando se encuentran disueltos en agua. Los más aplicados son los ácidos inorgánicos, aunque existen también ácidos orgánicos como el acético y el fórmico y que cumplen con una determinada función según los requerimientos de los trabajos a realizar en las formaciones (Coral, 2017).

1.4.1 Tipos de ácidos empleados

1.4.1.1 Ácido clorhídrico

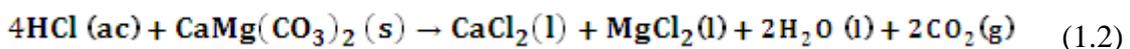
Entre los ácidos más eficientes que se utilizan en la industria petrolera para realizar estimulaciones en yacimientos carbonatados se encuentra el ácido clorhídrico, que se encuentra en una solución de hidrócloro en forma de gas y agua y se disocia rápido y completamente en agua hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar, por lo que se dice que presenta una condición de ácido fuerte. Actualmente en el mercado internacional puede encontrarse hasta en una concentración del 32% en peso y es conocido también como ácido muriático.

En Cuba como la mayoría de los reservorios se encuentran en rocas carbonatadas resulta muy eficiente su empleo, lo que se evidencia a través de la siguiente reacción química:



Como se puede apreciar en la reacción anterior la acción del ácido clorhídrico sobre el carbonato de calcio provoca la obtención de cloruro de calcio (sal), agua y dióxido de carbono, lo que permite la limpieza de las rocas que se encuentran obstruidas por las impurezas de los fluidos de perforación (si es un pozo en completación) o producto de las sustancias manipuladas en los trabajos de mantenimiento del pozo (si es un pozo en producción) que pudieran haber causado daños a la formación (Islas, 1991).

En el caso de algunos reservorios que presentan rocas dolomíticas también puede ser utilizado este ácido, aunque la composición química es ligeramente diferente.



En este tipo de rocas la reacción química ocurre similarmente a la anterior, provocando el mismo efecto de limpieza lo que ayuda a generar porosidad y aumentar la

permeabilidad de la formación, con lo que se garantiza un incremento de caudal de fluido a través de las rocas.

1.4.1.2 Ácido acético:

El ácido acético en la historia de la estimulación ácida fue el primer ácido orgánico en ser usado, este ácido es de excelente aplicación en calizas debido a que se logra mayores penetraciones, típicamente las concentraciones usadas son menores al 10% por peso, logrando una disolución equivalente al 6% de HCl (al 10%).

Con este ácido podemos conseguir mayor tiempo de contacto y bajas corrosiones pueden ser alcanzadas, se lo considera un ácido retardado por motivo de la incompleta reacción en presencia de sus productos, los productos de su reacción son solubles en el ácido gastado (Islas,1991).

En la ecuación 1.2 se muestra la reacción del ácido acético en carbonatos de calcio:



1.4.2 Aditivos utilizados en la formulación ácida.

Cada ácido que es inyectado al pozo para una acidificación, necesita ser acondicionado para que el uso sea seguro y poder evitar reacciones indeseables. Los aditivos representan un alto costo en la estimulación de pozos, es por eso que la selección y los análisis deben realizarse cuidadosamente en laboratorios.

Existen cantidades de aditivos que se emplean al momento de realizar una estimulación ácida, pero los más indispensables son los inhibidores de corrosión, surfactantes y los agentes para el control de hierro, a continuación se describieran estos y otros aditivos que se pueden emplear (Ríos, 1991).

1.4.2.1 Inhibidores de corrosión.

Los inhibidores de corrosión son aplicados para retardar la acción corrosiva de los ácidos del tratamiento y es que, mientras mayor sea el contacto del ácido con la tubería

de acero, mayor cantidad del mismo sufrirá corrosión, la función de los inhibidores de corrosión es adherirse a la superficie del acero formando una película protectora entre el ácido y el acero, este proceso de absorción es llamado quimio-absorción, los inhibidores de corrosión que son aplicados deben ser añadidos antes de cualquier otro aditivo.

1.4.2.2 Surfactantes

Los surfactantes en la industria petrolera, son muy usados debido a que son sustancias que actúan como detergente (refinación), emulsionante o humectante y para reducir la tensión superficial en los fluidos.

A continuación se muestra la clasificación de los surfactantes (Smith, 1987):

Tabla 1.2 Clasificación de los surfactantes.

Tipo	Carga soluble en agua	Grupo químico	Aplicaciones
Aniónico	Negativa	Sulfatos Fosfatos Sulfonatos Fosfonatos	No emulsificantes Retardadores No emulsificantes Limpiadores
Catiónico	Positiva	Compuestos de amina	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Bactericidas
No iónico	Sin carga	Polímeros	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Espumantes
Anfotérico	Depende del pH del sistema	Sulfato de amina Fosfato de amina	Viscosificantes Inhibidores de corrosión

Para la adecuada selección de este tipo de sustancia es preciso destacar que debe cumplir con una serie de requisitos, los cuales son enumeran a continuación:

1. Reducir la tensión superficial e interfacial.
2. Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes.
3. Mojar de agua a la roca del yacimiento considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
4. No hinchar o dispersar las arcillas de la formación.
5. Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
6. Ser compatible con los fluidos de tratamiento y los fluidos de la formación.
7. Ser solubles en el fluido de tratamiento a la temperatura del yacimiento [7].

1.4.2.3 Aditivos para control de hierro.

El hierro se presenta en dos etapas de oxidación y la solubilidad de ellos en una solución ácida depende del pH, por lo tanto tenemos que el ión ferroso (Fe^{+2}) se precipita a un pH de 7 y el férrico (Fe^{+3}) empieza a precipitarse a un pH de 2.5 y termina en un pH de 3.5. (Kalfayan, 2008).

Los aditivos para el control de hierro tienen como objetivo prevenir la precipitación de los compuestos de hierro, más no reducir la reacción provocada por el ácido, tampoco reduce la cantidad de hierro contenido. Los aditivos tienen como finalidad mantener los cationes del hierro en la solución.

En el proceso de acidificación se pueden producir daños irreversibles si no se controla el efecto de precipitación del hierro, en solución la forma ferrosa puede ser oxidada y pasar a férrico en presencia de oxígeno, este último produce un riesgo mayor que el primero, si esto llegara a ocurrir se podría dañar definitivamente la permeabilidad de la roca que se estaba buscando regenerar.

1.4.2.4 Control de acidez.

Se logra mediante el uso de un ácido débil (acético) como aditivo o en mezcla con el HCl para lograr mantener el pH bajo, es aplicado en carbonatos, incrustaciones entre otros materiales solubles.

1.4.3 Medidas de seguridad a aplicar durante el tratamiento de estimulación ácida de un pozo de petróleo (Guerra, 2008)

1.4.3.1 Medidas de seguridad antes de comenzar el trabajo.

1. Los fluidos de inyección deben pasar por tanques en la superficie, líneas de bombeo, tubería del pozo y zona punzada antes de entrar a la formación y reaccionar con el daño presente.
2. Cada uno de estos componentes debe haberse limpiado antes de bombear ácido a la formación, nunca deben desecharse productos químicos en el lugar de trabajo cumpliendo las regulaciones de protección al medioambiente. También debe probarse el cabezal del pozo y corregir cualquier filtración antes de comenzar el tratamiento.
3. Con el objetivo de reducir el número de problemas durante la operación, evitar pérdidas del equipo y minimizar las heridas y los daños, antes de comenzar el trabajo debe reunirse todo el personal en la reunión de seguridad, la cual es dirigida por el supervisor del pozo. En la misma deben tratarse los siguientes aspectos:
 - Repasar los procedimientos paso a paso y definir las responsabilidades de todas las personas involucradas en el trabajo.
 - Hablar de los procedimientos en caso de fallo o cierre de emergencia.
 - Comentar acerca de los fluidos a manipular y de la máxima presión en superficie, así como recordar la prohibición de no fumar.
 - Señalar los lugares donde va a estar ubicados los extintores, las duchas, los lavados de ojos y la estación de primeros auxilios.
Hablar de la prueba de presión y recomendar al personal que se aleje de las líneas y de la región durante la misma.
 - Hacer comprender a todos sobre los peligros del ácido y del H₂S.
 - Contar el número de personas en el sitio
 - Asegurar que todo el personal use sus medios de protección.

Posterior a la reunión de seguridad se deben inspeccionar los siguientes aspectos:

4. Inspeccionar todos los tanques que vayan a usarse para contener ácido, agua o cualquier otro fluido a bombearse en el pozo. Los tanques destinados a mezclas de solventes y surfactantes deben estar libres de agua.
5. Comprobar que todo el equipo necesario esté en el sitio para realizar el trabajo.
6. Asegurarse de que se puedan circular los tanques de almacenamiento antes de comenzar al trabajo, ya que los inhibidores de corrosión y otros aditivos pueden separarse y flotar en la superficie si el fluido se mantiene en reposo por más de dos horas.
7. La línea de flujo del pozo debe estar lista para producir inmediatamente después de terminado el trabajo.
8. Debe instalarse una válvula unidireccional (choque) en la línea principal de bombeo.
9. Antes de comenzar el trabajo debe realizarse una reunión con el personal involucrado donde se asignen las responsabilidades a cada persona, se discutan planes de contingencia y se definan los riesgos de la operación y las medidas de seguridad.
10. Debe hacerse una prueba a todas las líneas de bombeo con una presión superior a la máxima esperada durante el trabajo.
11. Las duchas de emergencia deben tener una capacidad para regar a cada persona por 20 minutos en el área inmediata.
12. Debe existir una lista con los teléfonos de emergencia a la vista cerca del área.

1.4.3.2 Medidas de seguridad durante el trabajo.

1. Calcular las capacidades de las tuberías para tener control del momento en que cada fluido inyectado alcanza la formación.
2. Si la presión baja al llegar el ácido a la formación, debe incrementarse la tasa de inyección para mantener la presión constante u obligar al ácido a abrirse nuevos caminos a través del daño.
3. Debe vigilarse que no se llegue a la presión de fractura por el peligro de comunicar la zona tratada con otras que puedan contener gas o agua.
4. No acercarse a las líneas de alta presión cuando se esté bombeando.

5. En caso de que exista algún escape de ácido. Colocar un cubo plástico debajo. Es necesario tener presente que se debe bombear el ácido al agua, nunca en orden inverso, pues causará una reacción violenta pudiendo producir quemaduras por salpicaduras.
6. Tomar lecturas frecuentes de los tanques para asegurar que los mismos no excedan su volumen.
7. Neutralizar cualquier derrame de ácido y limpiar antes de dejar el área.

1.4.3.3 Medidas de seguridad después del trabajo.

1. No debe llenarse el pozo al terminar la inyección a menos que sea un tratamiento que requiera de residencia. Debe ponerse el pozo a producir lo antes posible.
2. Asegurarse de que el terreno quede limpio.
3. Tomar al menos tres muestras de los efluentes del pozo para su análisis.
4. Controlar los depósitos ya vacíos.

1.4.3.4 Medidas de seguridad durante la transportación del ácido.

1. Permita que solo los conductores entrenados en conducir productos peligrosos operen las unidades de transporte de ácido. En caso de que esta especificación no pueda ser cumplida, se debe proveer entrenamiento de los peligros de transportar productos peligrosos.
2. Debe planificarse una ruta en la cual se eviten áreas densamente pobladas.
3. En caso de que existan grandes distancias, se deben planear varias paradas para verificar que no haya derrames.

1.5 Conclusiones parciales

1. El yacimiento de hidrocarburos Seboruco constituye uno de los más importantes de la Franja Norte de Crudos Pesados por sus volúmenes de producción de petróleo y gas.

2. El reservorio de este yacimiento está constituido por carbonatos fracturados.
3. Durante el proceso de perforación, producción o reparación de un pozo de petróleo pueden ocurrir daños a la formación que disminuyen la producción del pozo.
4. Para restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor en el pozo se emplea la estimulación del pozo.
5. En yacimientos carbonatados fracturados la estimulación matricial ácida con ácido clorhídrico es la más empleada pues disuelve y remueve el daño de la formación e incrementa la producción del pozo.
6. Los aditivos fundamentales a emplear en la estimulación matricial con ácido clorhídrico son los inhibidores de corrosión, los surfactantes y los agentes para el control de hierro.

CAPÍTULO II: MATERIALES Y MÉTODOS

Para recuperar la producción del pozo Seboruco-10 mediante estimulación ácida se sigue la metodología que consta de los siguientes pasos:

- Caracterización del pozo.
- Identificación de problemas que afectan la producción.
- Identificación del tipo de daño presente
- Selección y diseño del tratamiento a aplicar
- Evaluación técnico-económica de los resultados de la estimulación

2.1 Caracterización del pozo.

La caracterización del pozo Seb-10 se basa en el análisis de la construcción del pozo y en las características geológicas del reservorio. Se actualiza el esquemático del pozo donde se refleja los diferentes diámetros de camisas utilizadas, el tipo de terminación del pozo y el sistema de levantamiento artificial instalado. Se construye el perfil geológico del pozo donde se reflejan las diferentes formaciones cortadas durante la perforación en función de su longitud.

2.2 Identificación de problemas que afectan la producción.

La identificación de los problemas que afectan la producción del pozo se realiza mediante el análisis de los datos históricos de producción para ello se grafica el comportamiento en el tiempo de la relación gas petróleo RGP $\left(\frac{Sm^3_{gas}}{m^3_{petróleo}}\right)$, de la cantidad de fluido total Q_f (m^3/d) y de petróleo Q_p (m^3/d) extraídos así como del porcentaje de agua y sedimentos BSW (%). Se recogen además los parámetros de bombeo del pozo donde se relacionan además el flujo de gas Q_{gas} (m^3/d), la presión en el tubing del pozo P_{tbg} (atm) y la presión en el casing P_{csg} (atm) así como el nivel dinámico del pozo (m), siendo este último el nivel medido desde la boca del pozo hasta

la profundidad donde se encuentra el líquido en el espacio anular con la bomba trabajando.

Se realiza prueba de bombeo al pozo, esta consiste en cerrar el tubing con la bomba de cavidades progresivas trabajando, si el pozo bombea la presión que se registra en el tubing aumentará ya que la bomba está elevando el fluido a la superficie, si no se registra variación el sistema de elevación artificial no trabaja.

Para identificar los problemas se analiza además el acta de reparación del cambio de bomba efectuado en octubre del 2017 y los niveles dinámicos realizados al pozo durante este período.

2.3 Identificación del tipo de daño presente en el pozo

Una vez determinado que el pozo presenta daños en la formación se toma como referencia para identificar el tipo de daño la Tabla 2.2 desarrollada por (Kalfayan, 2008) en la cual se muestran los mecanismos de daño que pueden afectar a la formación. Para el caso del pozo Seb-10 se estudian los referentes bibliográficos de los daños que pueden ocurrir durante la producción.

Tabla 2.2 Mecanismos de daño de la formación

Origen	Mecanismos de daños
Perforación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Invasión de sólidos de lodo 2. Invasión de Filtrado de lodo
Cementación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Invasión de Filtrado (Efecto de alto pH)
Producción	<ol style="list-style-type: none"> 1. Taponamiento por Incrustaciones Inorgánicas (Removibles con HCl): <ul style="list-style-type: none"> • Carbonato de Calcio • Óxidos de Hierro • Sulfato de Hierro • Sulfuro de Hierro • Sulfuro de Zinc 2. Migración de finos

Reparación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Invasión de Sólidos 2. Hinchamiento o migración de Arcillas
Estimulación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Migración de Finos y Relacionados 2. Precipitación de sólidos formados por: <ul style="list-style-type: none"> • Reacción de los fluidos de estimulación con los minerales de la formación o los fluidos por incompatibilidad. • Daño por polímeros 3. Cambios de la mojabilidad.

2.4 Selección y diseño del tratamiento a aplicar

La formación productora del Seb-10 está constituida por carbonatos fracturados por lo que se propone para recuperar su producción y eliminar el daño realizar una acidificación matricial con HCL, se toma en cuenta además que en el pozo se han realizado con anterioridad dos estimulaciones ácidas con ácidos emulsionados con resultados positivos.

El empleo de ácidos minerales convencionales como el HCl conduce a velocidades de reacción que son demasiado rápidas. Estas reacciones rápidas hacen que el ácido se consuma demasiado rápido, reduciendo su efectividad por lo que se utiliza un ácido emulsionado. Se trabaja con una emulsión de ácido en aceite donde el solvente que se emplea es el kerodiesel.

Las emulsiones de ácido en aceite para el tratamiento de la matriz en formaciones carbonatadas, consta de una fase interna de HCL y una fase externa de aceite como se muestra en la Figura 2.2. El transporte de los iones hidrogeno desde las pequeñas gotas de ácido hasta la superficie de la roca retarda sustancialmente la velocidad de reacción del ácido por lo que aumenta el tiempo de contacto del ácido con la formación carbonatada (Smith, 1987). La emulsión acida se constituye por un 40% de solvente y un 60% de ácido.

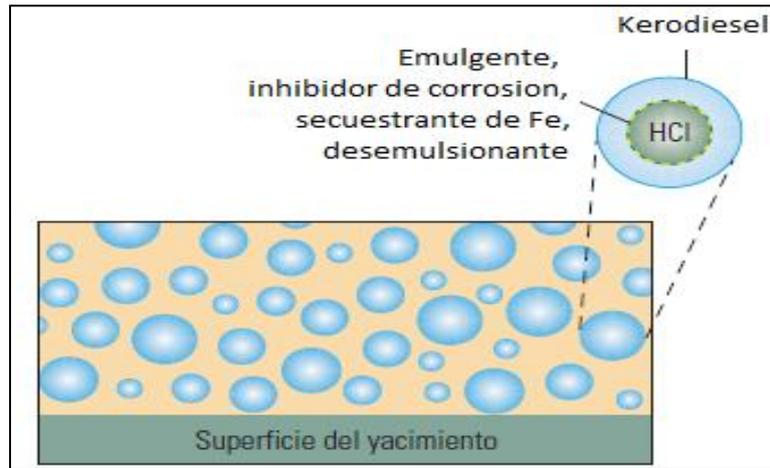


Figura 2.2 Esquema del ácido clorhídrico emulsionado

El diseño del tratamiento a aplicar se relaciona en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Etapas del tratamiento ácido a aplicar

Etapa	Tratamiento
Pre flujo	Solvente+ Tensoactivo
Tratamiento acido	Ácido clorhídrico+ inhibidor de corrosión+ secuestrante de hierro+ solvente+ surfactantes (desemulsionante y emulgente)
Post Flujo	Solvente+ Tensoactivo

2.4.1 Prueba de compatibilidad de la formulación ácida

Un paso imprescindible en el diseño del tratamiento ácido es la prueba de compatibilidad del petróleo de la formación con el ácido emulsionado y con los diferentes aditivos. El ensayo de compatibilidad es una evaluación cualitativa del daño que podría formarse cuando se pone en contacto la formulación con el crudo de la formación, este se realiza a la temperatura del yacimiento. La prueba de compatibilidad se realiza para todas las etapas del tratamiento, primeramente para el tratamiento ácido solamente, luego para el tratamiento ácido con pre flujo y por último para el tratamiento con pre flujo y post flujo.

Para ello se ponen a reaccionar las formulaciones propuestas con el crudo del pozo y se determina y grafica el porcentaje de separación del ácido con el crudo durante 90 minutos.

Como segunda prueba se pone a reaccionar las formulaciones con roca de la formación (carbonato de calcio) y luego el ácido gastado se hace reaccionar con el petróleo del pozo simulando su comportamiento en la formación y se grafica el porcentaje de separación del ácido con el crudo durante 60 minutos.

Se debe seleccionar la formulación que obtenga la mayor separación en el menor tiempo posible y no puede existir presencia de precipitados ni de emulsiones.

Adicionalmente se realizan análisis de laboratorio al crudo antes y después de reaccionar con el tratamiento ácido para determinar la viscosidad (mPa.s) a 30°C y 50°C y el contenido de asfaltenos (%).

2.4.2 Cálculo del volumen de ácido a utilizar en el tratamiento.

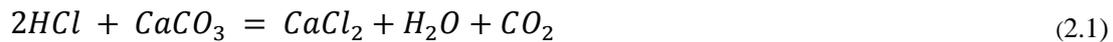
Otro paso importante en el diseño de la estimulación es el cálculo del volumen de ácido necesario para el tratamiento. Para ello se deben conocer los datos presentados en la Tabla 2.6

Tabla 2.6: Datos necesarios para calcular el volumen de ácido a utilizar en el tratamiento.

Datos	Unidad de medida
Tipo de ácido utilizado	%
moles de roca	
moles de ácido	
Peso molecular de la roca	
Peso molecular del ácido	
masa del ácido	%
Masa de ácido en solución	%
Densidad del ácido	Kg/m ³
Densidad de la roca	Kg/m ³
Porosidad inicial de la formación	Fracción
Longitud de la formación	m

Radio de penetración	m
Radio del pozo	m
Permeabilidad inicial k_i	mDa
Permeabilidad Final k_f	mDa
Carbonatosidad de la formación	%

La reacción química del HCL con el $CaCO_3$ está representada por la Ecuación 2.1:



Como se muestra en la Ecuación 2.1 tienen que reaccionar 2 moles de ácido clorhídrico con 1 mol de carbonato de calcio para formar 1 mol de cloruro de calcio, 1 mol de agua y un mol de dióxido de carbono.

El poder de disolución del ácido en función de la estequiometria de la reacción se presenta en la Ecuación 2.2 [(Economides, 1987), (Bert, 1979), (Xiong, 2006)].

$$\beta_{100\%} = \frac{Y_{CaCO_3} * MM_{CO_3}}{Y_{HCL} * MM_{HCL}} \quad (2.2)$$

Donde: $\beta_{100\%}$ representa la masa de roca disuelta por unida de masa del ácido consumido para una concentración de ácido del 100% ($\frac{Kg_{CaCO_3}}{Kg_{HCL}}$), Y_{CaCO_3} y Y_{HCL} representan los coeficientes estequimetricos de la reacción química presentada en la Ecuación 2.1 y MM_{CO_3} y MM_{HCL} las masas molares del $CaCO_3$ y del HCL en g/mol.

El poder de disolución volumétrico del ácido (X) en ($\frac{m^3 CaCO_3}{m^3 HCL}$) se muestra en la Ecuación 2.3:

$$X = \beta * \frac{\rho_{HCL}}{\rho_{CaCO_3}} \quad (2.3)$$

Donde: ρ_{HCL} y ρ_{CaCO_3} son las densidades en ($\frac{Kg}{m^3}$)

El volumen de roca disuelta V_{CaCO_3} expresado en $\left(\frac{m^3_{CaCO_3}}{m_{CaCO_3}}\right)$ se determina mediante la Ecuación 2.4 [(Economides, 1987), (Bert, 1979)]:

$$V_{CaCO_3} = \pi * (r_{HCL}^2 - r_p^2) * \phi_0 * \left[\left(\frac{k_f}{k_i}\right)^{\frac{1}{10}} - 1\right] \quad (2.4)$$

Donde: r_{HCL} es el radio de penetración del ácido (m), r_p es el radio del pozo (m), ϕ_0 porosidad inicial de la formación (%), k_i y k_f permeabilidades inicial y final del reservorio respectivamente (mDa).

El volumen de ácido necesario para realizar la estimulación V_{HCL} (m^3_{HCL}) se determina mediante la Ecuación 2.5:

$$V_{HCL} = \frac{V_{CaCO_3}}{X} * S * \frac{\%C}{100} * 1,4 \quad (2.5)$$

Donde: El volumen de roca disuelta V_{CaCO_3} y el poder de disolución volumétrica del ácido (X) son calculados mediante las Ecuación 2.4 y 2.3 respectivamente, S es la longitud de la formación a estimular (m) y %C es la carbonatosidad de la formación (%). Para formaciones carbonatadas heterogéneas que no presenten la misma porosidad a lo largo del intervalo a estimular se asume un factor de seguridad de 1,4.

2.5 Evaluación técnico-económica de los resultados de la estimulación

Para realizar la evaluación económica de la estimulación se sigue la estrategia general de análisis económico. El primer paso de esta estrategia consiste en determinar el **flujo de caja anual neto**. Para realizar la determinación del flujo de caja no se tienen en cuenta los impuestos sobre las ganancias y se consideraron como ingresos (As) y

egresos (Ate) los componentes que se ilustran en la Figura 2.3, los cuales se determinan de la siguiente forma:

Cálculo de los ingresos:

Los ingresos por concepto de la venta del crudo recuperado del pozo luego del tratamiento ácido se calculan a través de la Ecuación 2.6:

$$IPV = Pr \cdot PCV \cdot 6,29 \frac{B}{m^3} \quad (2.6)$$

Donde: IPV: Ingresos por concepto de venta del petróleo recuperado (\$/año), Pr: Petróleo recuperado ($m^3/año$) y Pcv: Precio del crudo de venta (\$/B).



Figura 2.3 Componentes del flujo de caja

Cálculo de los egresos:

Los egresos se consideran por concepto de costo de producción según la Ecuación 2.7

$$Ecp = Pr \cdot Ccp \cdot 6,29 \frac{B}{m^3} \quad (2.7)$$

Donde: Ecp: Egresos por concepto de costo de producción (\$/año), Pr: Petróleo recuperado ($m^3/año$) y Pcv: Costo de producción del petróleo recuperado (\$/B).

El cálculo del flujo de caja Acf (\$/año) se realiza de acuerdo a la Ecuación 2.8:

$$Acf = FC = Ingresos - Egresos \quad (2.8)$$

A los efectos contables de la EPEP Occidente la estimulación ácida del pozo Seb-10 se considera como un gasto por inversión por lo que es necesario utilizar otros indicadores

en los que se debe considerar la variación del valor del dinero con el tiempo como son el Valor Actual Neto (VAN), el Plazo de Recuperación del Capital al Descuento (PRCD) y la Tasa Interna de Rendimiento (TIR). En la Figura 2.4 se relacionan los componentes del costo de inversión (A_{TC}).

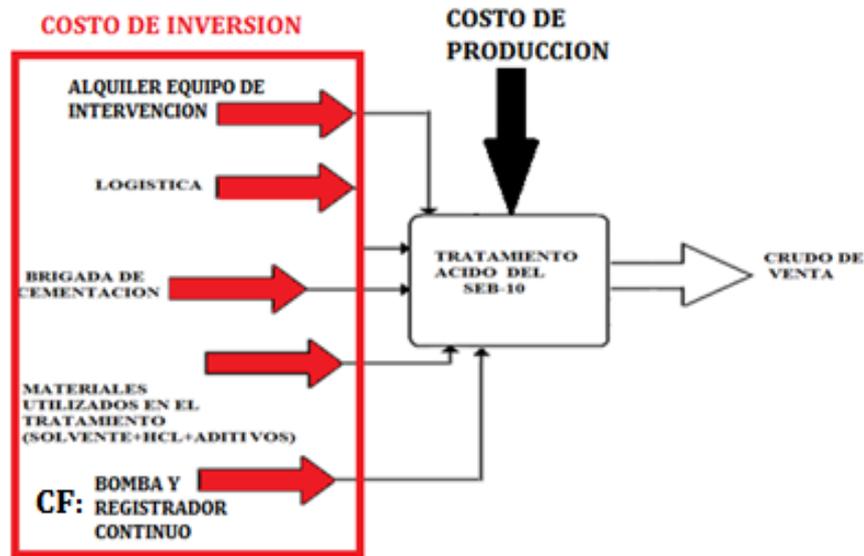


Figura 2.4: Componentes del costo de inversión (A_{TC})

El costo de inversión se determina mediante la Ecuación 2.9:

$$A_{TC} = C_{mat} + E_{cem} + E_{log} + E_{Sr\#5} + CF \tag{2.9}$$

Donde: A_{TC} : Costo de inversión (\$), C_{mat} : Costo de los materiales utilizados (\$), E_{cem} : Egreso por concepto de alquiler de la brigada de cementación (\$), E_{log} : Egreso por concepto de alquiler de la logística necesaria (\$), en estos egresos se incluyen el alquiler de grúas, rastras, pailas, camiones plancha y winches; $E_{Sr\#5}$: Egreso por concepto de alquiler del equipo de reparación (\$), CF : Capital fijo de inversión (\$)

El capital fijo de inversión se calcula utilizando la Ecuación 2.10, este se determina mediante el método de Hand pues para poner el pozo en producción se realiza la compra de una nueva bomba y la instalación de un registrador continuo en el pozo.

$$CF = \sum \Omega_i \cdot CAET \tag{2.10}$$

Donde: Ω_i : Factor de Hand y CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico (\$)

El VAN se determina mediante la Ecuación 2.11:

$$VAN = -A_{TC} + \sum_{j=1}^n \frac{ACF_j}{(i+1)^j} \quad (2.11)$$

Donde: n: Tiempo de vida económica, i: Tasa de interés compuesto, A_{TC} : Costo de inversión, ACF_j : Variación del flujo de caja.

La Tasa Interna de Rendimiento (TIR) de la alternativa de inversión es la tasa de interés que hace que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero. Algebraicamente se calcula mediante la Ecuación 2.12.

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{ACF_j}{(i+1)^j} = 0 \quad i = \text{TIR} \quad (2.12)$$

El plazo de recuperación del capital descontado (PRCD) se determina como el cociente de la inversión entre el flujo de caja descontado (A_{cf}) promedio, para un tiempo de vida económica n, es determinado mediante la Ecuación 2.13.

$$PRCD = \frac{\sum A_{TC}}{(ACF_1 + ACF_2 + \dots + ACF_n)} \quad (2.13)$$

Los cálculos económicos fueron programados en Microsoft Excel obteniéndose como resultado el libro de trabajo Seb-10.xls cuya estructura se muestra en el Anexo 1.

CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIONES

3.1 Caracterización del pozo.

En la Figura 3.1 se muestra el perfil geológico del pozo Seb-10 se puede observar que es un pozo horizontal de alcance extendido pues culmina su perforación con un ángulo de $89,5^\circ$ y tiene como reservorios las formaciones Veloz Green y Veloz Seboruco. Durante su perforación corta las formaciones Vía Blanca y Vega Alta que constituye el sello del reservorio.

Las formaciones Veloz están constituidas por estructura en forma de apilados de pliegues fallados, sistemas duplex, sellados por arcillas no permeables entre pliegues y conformados por carbonatos fracturados de las Formaciones Cretácico Inferior (Neocomiano) al Jurásico Superior Titoniano de las Formaciones Ronda y Cifuentes [12].

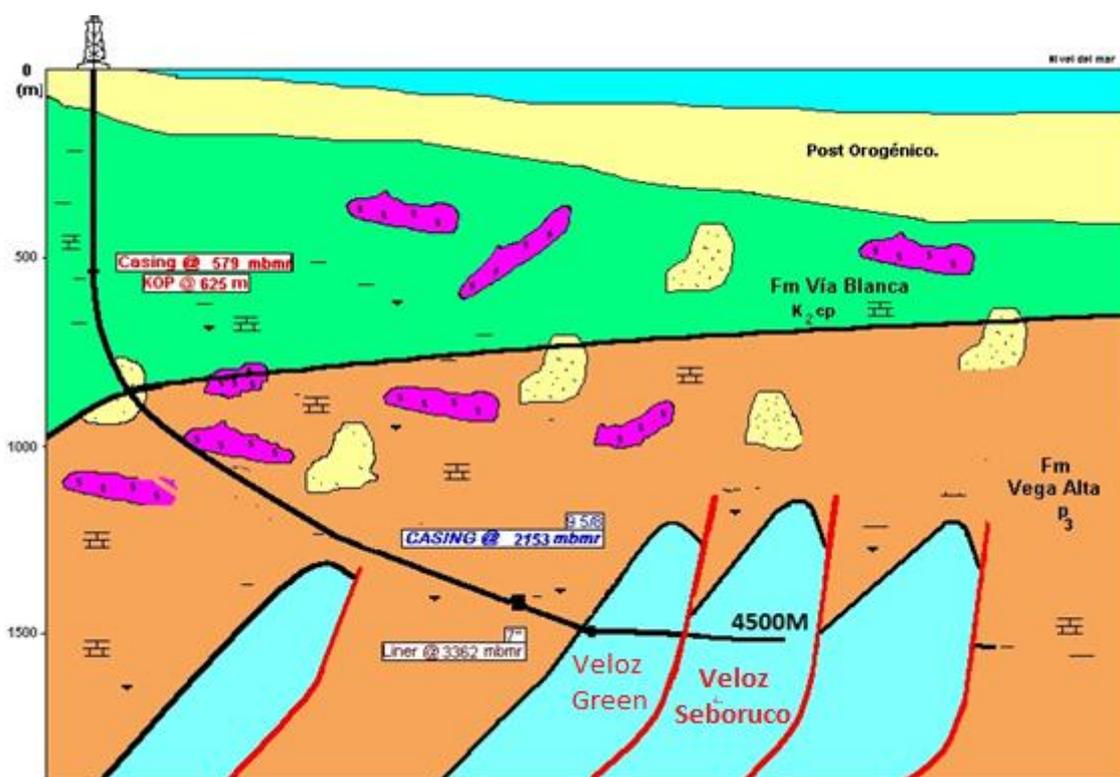


Figura 3.1 Perfil geológico del pozo Seb-10

La perforación del pozo Seb-10 concluye el 10 de noviembre del 2004 con una profundidad total por el largo del instrumento (MD) de 4500m y por la vertical (TVD)

de 1657,50m .Fue completado con camisa ranurada de 114,3mm de 3313-4200 y con caño desnudo de 152.4 mm de 4200m hasta 4500m.La construcción del pozo se relaciona en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Construcción del pozo

Tipo de camisa del pozo	Diámetro (mm)	Profundidad(m)	Características
Tranque de. Agua	339.7	508	39-JTS K55, 90.7kg/m
Camisa Intermedia	244.5	2153	153-JTS L80, 69.84kg/m
Liner intermedio	177.8	2001-3358	98-JTS L80, 43.16kg/m
Liner filtro intermedio	114.3	3313-4200	75-JTS L80, 17.26kg/m
Caño abierto	152.4	4200-4500	

En la Figura 3.2 se presenta el esquemático del pozo, en el mismo además de la construcción del pozo se muestra la bomba de cavidades progresivas **NTZ 550* 150 STM 100** instalada a una profundidad de **1132,84 m MD.**

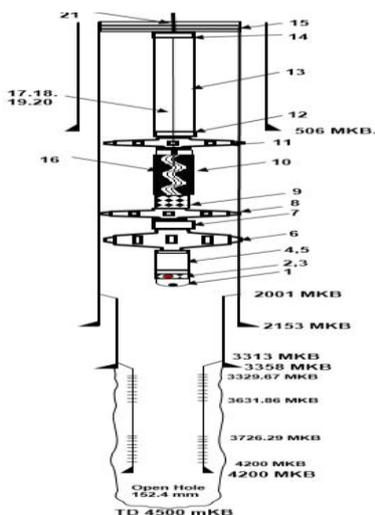


Figura 3.2 Esquemático del pozo Seb-10

3.2 Identificación de problemas que afectan la producción y del tipo de daño presente en el pozo.

El pozo Seb-10 fue cerrado en febrero del 2015 por alta RGP como se observa en la Figura 3.3 por lo que se le realizó una estimulación matricial ácida dando resultados positivos pues la RGP disminuyó desde 3712 Sm³ de gas/ m³ de petróleo producido hasta 1569 m³ de gas/ m³ de petróleo producido.

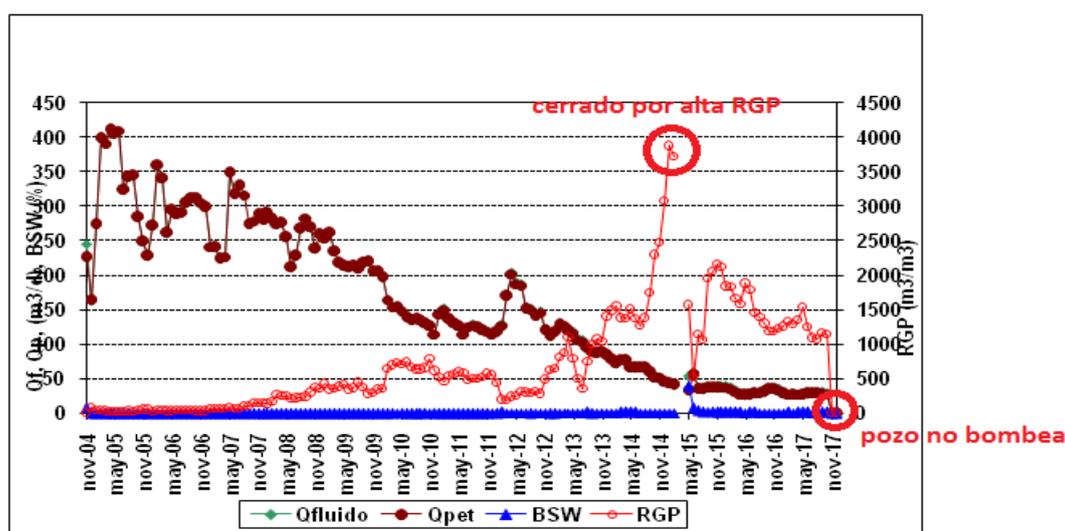


Figura 3.3 Historial de producción del pozo Seb-10

Se encontraba produciendo con una bomba de cavidades progresivas NTZ 500*150 STM140 con dos años y tres meses de trabajo a una profundidad de 1132,84m MD hasta octubre del 2017.

En la Tabla 3.2 se relacionan los parámetros de bombeo del pozo constituidos por el flujo de petróleo (Qp), de gas (Qgas), el porcentaje de agua y sedimentos (BSW), la presión en el tubing (P_{tbg}) y en el casing (P_{csg}) así como la relación gas petróleo. Se puede observar que el pozo antes de dejar de bombear presenta una alta relación gas petróleo.

Tabla 3.2 Parámetros de bombeo del pozo.

Qp (m ³ /d)	Qgas (Sm ³ /d)	BSW (%)	RGP (Sm ³ /m ³)	P tbg (atm)	Pcsg (atm)	Nivel Dinámico (m)
28,70	31659,20	1,80	1139,00	5,00	7,00	538,00

En el mes de octubre del 2017 se detecta por parte de los compañeros de investigaciones hidrodinámicas de la EPEP Occidente que el pozo presentaba problemas de bombeo al incrementarse los niveles dinámicos a 859,95m en el espacio anular, a raíz de esto se realizan pruebas de bombeo con resultados negativos, se determina la necesidad de un cambio de bomba.

Se realiza el cambio de bomba detectándose el estator de la bomba partido por el cuerpo, se recupera y se baja al pozo una nueva bomba de cavidades progresivas NTZ 550*150 STM100 a la profundidad de 1039,88m pero la misma no bombea. Se le realiza un nivel dinámico al pozo arrojando que el nivel del líquido se encuentra a 841,05 m, por lo que la bomba tiene 152,92m TVD de sumergencia y no bombea.

Se decide bajar la profundidad de anclaje de la bomba hasta 1282,94m y la bomba solo bombea cuando se inyecta petróleo de tubing a casing. Al realizarse diferentes niveles dinámico al espacio anular se determina que el nivel de líquido disminuye hasta 1020m demostrando que no se incorpora fluido del pozo, esto sumado a que no se aprecian presiones en el casing que indiquen presencia de gas siendo este un pozo con antecedentes de alta RGP son criterios para pensar en obstrucciones o daños en la formación que impiden el flujo de fluidos al interior del pozo.

El daño a la formación es una condición que ocurre cuando se desarrollan barreras o impedimentos que reducen el flujo en la vecindad del pozo, reduciendo la permeabilidad del mismo.

Entre los diferentes daños que se manifiestan durante la producción del pozo se encuentra como el más importante la migración de finos (Coral, 2017).

El daño por migración de finos ocurre cuando los fluidos de yacimiento al fluir a través del medio poroso desprenden el material sólido fino y se depositan en los poros de la formación. El material fino se acumula y obstruye el paso de los fluidos, la porosidad de la roca disminuye y la capacidad de flujo de la roca se deteriora.

Varios autores [(Kalfayan, 2008), (Ríos, 1991), (Islas,1991), (Coral, 2017)] coinciden en afirmar que el daño de la formación por finos representa uno de los daños más severos y puede causar la pérdida total de producción del pozo.

3.3 Selección y diseño del tratamiento a aplicar

Los aditivos utilizados para el tratamiento ácido así como las concentraciones de los mismos han sido estudiados por especialistas del centro de investigaciones del petróleo (Lesmes, 2008). Como secuestrante de hierro se propone utilizar el ácido acético, como desemulsionante el solquisa 8201, como inhibidor de corrosión el solquisa 14, como emulgente el CEINPET EB-2 y como solvente el kerodiesel.

Como se explica en el capítulo anterior el tratamiento se realiza con ácido emulsionado utilizando un 40% de solvente y un 60% de solución ácida, las concentraciones volumétricas de los aditivos propuestos a utilizar así como sus cantidades para la preparación de 1 m³ del ácido emulsionado se listan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Aditivos para la preparación de 1 m³ de ácido emulsionado.

ADITIVOS		PARA	60% de soluciónácida			
			40% de solvente			
Acido	HCL	30	%	=	280.253	Litros
Secuestrante de hierro.	HAc	2	%	=	11.622	Litros
Desemulsionante	Solquisa 8201	0.25	%	=	0.600	Litros
Inhibidor de corrosión	Solquisa 14	0.5	%	=	3	Litros
Emulgente	CEINPET EB-2	1	%	=	9	Litros
Agua	H ₂ O		m ³	=	295.53	Litros
Solvente	Kerodiesel		m ³	=	400.00	Litros
	SUMA TOTAL				1000.00	Litros

De manera general el tratamiento a aplicar se conforma por un preflujo de kerodiesel con desemulsionante seguido por el ácido emulsionado y por ultimo por un post flujo

para desplazar el ácido a la formación formado también por kerodiesel y desemulsionante como se relaciona en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Etapas del tratamiento ácido a aplicar

Etapa	Tratamiento
Pre flujo	Kerodiesel + solquisa 8201 al 0,3%
Tratamiento acido	HCL al 15%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,25%, CEINPET -EB2 al 1%, HAc al 2%, kerodiesel.
Post Flujo	Kerodiesel + solquisa 8201 al 0,3%

Para esta formulación propuesta el orden de adición, recomendando por los estudios de laboratorio es el siguiente:

1. Agua.
2. Inhibidor de corrosión: Solquisa 14 al 0,5%
3. Desemulsionante: Solquisa 8201 al 0,25%.
4. Emulgente: CEINPET -EB2 al 1%.
5. Secuestrante de hierro: HAc al 2%.
6. Ácido clorhídrico, HCl al 15%.
7. Solvente: kerodiesel.

3.3.1 Prueba de compatibilidad de la formulación ácida con el petróleo del pozo.

Se estudia el comportamiento de todas las etapas del tratamiento ácido al ponerse en contacto con el petróleo del pozo directamente y luego de reaccionar con la roca de la formación con respecto al tiempo. Las formulaciones estudiadas se listan a continuación:

Formulación 1: Tratamiento ácido: HCL al 15%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,25%, CEINPET -EB2 al 1%, HAc al 2%, kerodiesel.

Formulación 2: Preflujo + tratamiento ácido: kerodiesel, solquisa 8201 al 0,3% + HCL al 15%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,25%, CEINPET -EB2 al 1%, HAc al 2%, kerodiesel.

Formulación 3: Preflujo + tratamiento ácido+ post flujo: kerodiesel, solquisa 8201 al 0,3% + HCL al 15%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,25%, CEINPET -EB2 al 1%, HAc al 2%, kerodiesel. + kerodiesel, solquisa 8201 al 0,3%.

En las Figuras 3.4 y 3.5 se muestran los resultados de las pruebas de compatibilidad para las formulaciones propuestas al reaccionar directamente con el petróleo y luego de reaccionar con la roca de la formación y gastarse respectivamente.

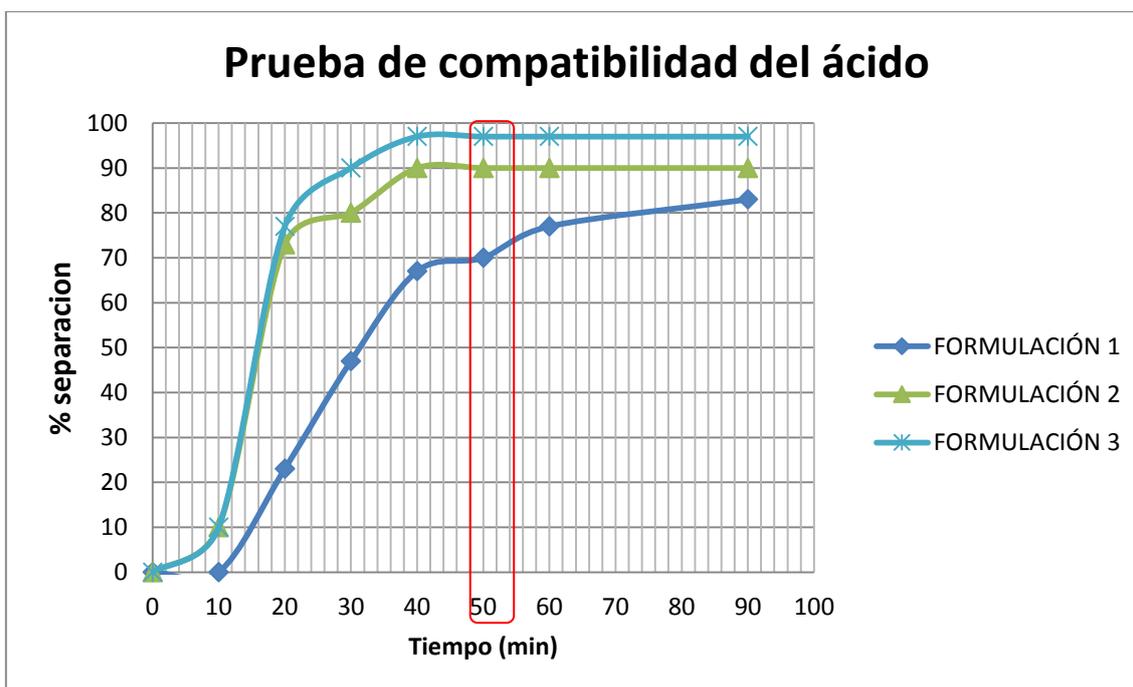


Figura 3.4 Prueba de compatibilidad de las formulaciones sin interacción con la roca.



Figura 3.5 Prueba de compatibilidad de las formulaciones luego de reaccionar con la roca.

En ambos casos se puede observar que con la formulación 3 se obtiene la mayor separación con el petróleo en el menor tiempo posible. En el laboratorio no hay presencia de precipitados ni formación de emulsiones como se observa en la Figura 3.6 por lo que se considera que el tratamiento debe realizarse con todas las etapas propuestas acorde a la formulación 3 y el tratamiento no presenta incompatibilidad con el petróleo de la formación.



Figura 3.6 Prueba de compatibilidad realizada en el laboratorio.

Adicionalmente se le realizan otros análisis de laboratorio al crudo antes y después del reaccionar con el tratamiento ácido propuesto en la formulación 3 con el ácido gastado, como se muestra en la Tabla 3.5

Tabla 3.5 Análisis de laboratorio realizados al crudo del pozo Seb-10

Muestras de crudo	Viscosidad (mPa.s)		% de Asfaltenos
	30°C	50°C	
Crudo del pozo	6210	1200	16,76
Crudo luego de compatibilizar con formulación 3.	80,20	32,90	9,99

Es importante resaltar en la Tabla 3.5 que el contenido de asfaltenos luego del tratamiento disminuyó descartando así que pueda ocurrir daño a la formación por precipitación de asfaltenos, la viscosidad disminuyó también pues en el tratamiento se utiliza como solvente el kerodiesel que actúa como reductor de viscosidad.

3.3.2 Cálculo del volumen de ácido y diseño del tratamiento

Se decide realizar con ayuda de niples de flujo, la estimulación ácida de los intervalos 4400-4200m (hueco abierto) y 4200-3726m de filtro, correspondientes ambos a Veloz Seboruco, estimulando de esta forma 674m de formación.

Es importante destacar que con el tratamiento se quiere lograr restituir la permeabilidad inicial del reservorio y mejorar la porosidad eliminando el daño que presenta la formación para ello asume un radio de penetración del ácido clorhídrico al 15% en la formación carbonatada en el intervalo recomendado por la literatura de 0,3048m a 0,9148m (Economides, 1987). Los datos utilizados para el cálculo del volumen del ácido se muestran en la Tabla 3.4

Tabla 3.4: Datos utilizados para calcular el volumen de ácido en el Seb-10

Tipo de formación	Carbonatos	
Tipo de ácido utilizado	HCL: 15	%
Moles de CaCO ₃	1	
Moles de HCL	2	
Peso molecular del CaCO ₃	100.09	
Peso molecular del HCL	36.47	
Masa del HCL	15	%
Masa del HCL en solución	100	%
Densidad del HCL	1074.500	Kg/m ³
Densidad del CaCO ₃	2480	Kg/m ³
Porosidad inicial de la formación	0.2	%
Longitud de la formación	674	m
Radio de penetración	0.35	m
Radio del pozo	0.09	m
Permeabilidad inicial del reservorio	100	mD
Permeabilidad Final	1000	mD
Carbonatosidad de la formación	80	%

En la Tabla 3.5 se presentan los resultados del cálculo del volumen de ácido necesario para realizar la estimulación y eliminar el daño presente en la formación.

Tabla 3.5 Resultados obtenidos para el cálculo del volumen de ácido.

Poder de disolución del ácido, $\beta \left(\frac{Kg_{CaCO_3}}{Kg_{HCL}} \right)$	0.206
Poder de disolución volumétrico del ácido, $X \left(\frac{m^3_{CaCO_3}}{m^3_{HCL}} \right)$	0.0892
El volumen de roca disuelta, $V_{CaCO_3} \left(\frac{m^3_{HCL}}{m_{CaCO_3}} \right)$	0.019
Volumen de ácido necesario, $V_{HCL} (m^3_{HCL})$	160

En la Tabla 3.6 se muestran los productos necesarios para la formulación de 160 m³ de ácido emulsionado.

Tabla 3.6 Productos para la formulación de 160 m³ de ácido emulsionado.

Productos	Volúmenes	Unidades
HCL	45	m ³
HAC	2	m ³
Solquisa 8201	96	Litros
Solquisa 14	480	Litros
CEINPET EB-2	1.440	m ³
Agua Técnica	50	m ³
Kerodiesel	64	m ³
Agua de capa Batería Yumuri	20	m ³

Se diseña el tratamiento en 18 etapas en cada una de las cuales se inyectan a la formación 20 m³ de Kerodiesel con solquisa 8201 al 0,3% seguidos por 9 m³ de ácido emulsionado y se desplazan con 20 m³ de post flujo de kerodiesel con solquisa 8201 al 0,3%. El post flujo de cada etapa corresponde con el preflujo de la etapa posterior. La presión de fractura del pozo fue suministrada por el departamento de Ingeniería de yacimientos de la EPEP Occidente y tiene un valor de 160atm por lo que la presión de inyección del tratamiento es inferior a este valor.

El programa general del tratamiento con el ácido emulsionado se presenta en la Tabla 3.7:

Tabla 3.7 Programa general del tratamiento con el ácido emulsionado

1. Situar tubería con filtro a 4400m			
2. Realizar prueba de hermeticidad de las líneas de superficie a 20MPa			
ETAPA	DEL	OPERACIONES A REALIZAR	INTERVALO ESTIMULADO
ETAPA I		1. Inyectar 20 m ³ de kerodiesel con solquisa al 0,3% de preflujo 2. Inyectar 9m ³ del ácido emulsionado 3. Inyectar 20 m ³ de kerodiesel con solquisa al 0,3% como post flujo 4. Sacar 4 tubos	4362,60m -4400m

ETAPA II	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inyectar 9 m³ del ácido emulsionado 2. Inyectar 20 m³ de kerodiesel con solquisa al 0,3% como post flujo. 3. Sacar 4 tubos 	4325,20m-4362,60m
ETAPA III	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inyectar 9 m³ del ácido emulsionado 2. Inyectar 20 m³ de kerodiesel con solquisa al 0,3% como post flujo 3. Sacar 4 tubos 	4287,80m-4325,20m
Se realizan estas mismas operaciones durante las 17 primeras etapas estimulando las zonas de 3764,20m a 4400m		
ETAPA XVIII	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inyectar 7m³ del ácido emulsionado 2. Inyectar 20 m³ de kerodiesel con solquisa al 0,3% como post flujo 3. Desplazar con 20 m³ de agua de capa de la batería Cansí 4. Cerrar el pozo y esperar tiempo de reacción de 3 horas. 	3726m-3764,20m

En la Tabla 3.8 se completan los productos necesarios para realizar el tratamiento

Tabla 3.8 Kerodiesel y solquisa 8201 necesarios para el tratamiento

Productos	Preflujo y posflujo	Total (Pre y Pos flujo +formulación)
Kerodiesel	380 m ³	444 m ³
Solquisa 8201	1,140 m ³	1,236 m ³

3.4 Evaluación técnico-económica de los resultados de la estimulación

La estimulación matricial con el HCL emulsionado se llevó a cabo entre los meses de noviembre y diciembre del 2017. En la Figura 3.7 se recoge un histórico de la producción del pozo antes y después de realizado el tratamiento.



Figura 3.7 Histórico de producción del pozo Seb-10 luego del tratamiento.

Como se muestra en la Figura 3.7 la acidificación matricial realizada al pozo Seb-10 fue factible técnicamente pues el pozo recuperó su producción luego de realizarse el tratamiento.

Se determina la factibilidad económica del tratamiento siguiendo el procedimiento descrito en el capítulo II (epígrafe 2.5). Se consideran un tiempo de vida económica de cinco años y una tasa de interés de 12%.

Se consideraron como valores unitarios (información suministrada por el departamento económico de la EPEP Occidente),

- Precio de venta del crudo (\$/B)= 28.12
- Costo de producción del crudo (\$/B)= 16.8
- Egreso por concepto de alquiler de la brigada de cementación (\$) = 49051.43
- Egreso por concepto de alquiler de la logística necesaria (\$) = 26176,43
- Egreso por concepto de alquiler del equipo de reparación (\$) = 274800,01
- Costo de la bomba PCP (\$) = 43890,32
- Costo del registrador continuo (\$) = 17960,77.
- Costo de los materiales utilizados (\$) = 117678,14

Los factores de Hand para los equipos evaluados fueron tomados de (Couper, 2003) y se relacionan en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Factores de Hand para los equipos evaluados

Equipo	Factor de Hand
Bomba	4
registrador continuo	4

Considerando la producción actual del pozo Seb-10 de 41,30 m³/d de petróleo se recuperan 10961 m³/año de petróleo.

En la Tabla 3.10 se presentan los resultados de la evaluación económica del tratamiento aplicado al pozo.

Tabla 3.10 Evaluación económica de la acidificación realizada al Seb-10

Alternativa	IPV(\$/año)	E_{cp} (\$/año)	A_{cf} (\$/año)	A_{tc} (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRCD(años)
Acidificación matricial al pozo Seb-10	1938862,57	1157581,00	781281,00	554297,54	2.262.046,44	139%	0,98

Donde IPV: Ingresos por concepto de venta del petróleo recuperado (\$/año), E_{cp} : Egresos por concepto de costo de producción (\$/año), A_{cf} : flujo de caja (\$/año), A_{tc} : Costo de inversión (\$), VAN: Valor Actual Neto (\$), TIR: Tasa Interna de Rendimiento (%), PRCD: Plazo de Recuperación del Capital al Descontado (años).

La acidificación matricial del pozo Seb-10 fue factible económicamente pues la inversión es recuperada en el primer año (PRCD= 0,98 años) con un TIR muy atractivo (139%) obteniéndose un VAN de \$2262046,44.

3.5 Conclusiones parciales

CONCLUSIONES

1. Mediante la estimulación matricial con ácido clorhídrico realizada al pozo Seb-10 se recuperó e incrementó la producción de petróleo del pozo ($37,5 \text{ m}^3/\text{d}$) con respecto a la producción antes del tratamiento ($27,8 \text{ m}^3/\text{d}$).
2. El pozo Seb-10 pierde su producción por la presencia de daños en la formación por migración de finos debido a la interacción matriz fluido durante el proceso de producción.
3. Para recuperar la producción se diseñó una estimulación matricial con 160 m^3 de ácido clorhídrico emulsionado en kerodiesel al 60% utilizando como productos: HCL al 15%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,25%, CEINPET -EB2 al 1%, HAc al 2% y kerodiesel. El tratamiento está conformada por 18 etapas cada una de las cuales está antecedida y precedida por la inyección de 20 m^3 de kerodiesel con solquisa 8201 al 0,3%.
4. El tratamiento resultó ser económicamente ventajoso pues retornó la inversión el primer año con un VAN de \$2262046,44 y un TIR muy atractivo de 139% para un tiempo de vida económica de cinco años y una tasa de interés de 12%.

RECOMENDACIONES

1. Empezar el estudio de otros aditivos de producción nacional a emplear en las estimulaciones matriciales de los pozos para sustituir los aditivos importados.
2. Realizar la evaluación de la elevación artificial con la bomba de cavidades progresivas instalada en el pozo con vistas a obtener una mayor producción de petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Álvarez C.J., Clases de geología general y estratigrafía. Actividad 1, Presentaciones ppt. Centro Politécnico del petróleo, La Habana.2016.
2. Bert, B. W., Guidley J.L, and Schechter, R.S. Azidizing Fundamentals. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1979.
3. Camacho C. L., and López T.M. Informe Anual de Explotación e Ingeniería de Yacimiento del campo Seboruco EPEPO. Archivo EPEPO. 2017
4. Carballo, A. D., and Granados A. J. Reparaciones mayores y menores en pozos petroleros. T e s i s para obtener el Título de: Ingeniero Petrolero. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México D.F. 2014
5. Castro, C.M., Simulación de la planta de tratamiento de crudo de Canasí con fines energéticos, 2011, Trabajo de Diploma para optar por el Título de Ingeniero Químico. Facultad Ingeniería Química. Cujae.
6. Coral, R. D., Metodología de Elección y Modelo de Diseño de Tratamientos Ácidos para Remediar Daño de Formación por Finos en Areniscas. Tesis presentada como requisito parcial para optar por el título de: Maestría en Ingeniería - Ingeniería Química. Universidad Nacional de Colombia .Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía, Medellín, Colombia , 2017.
7. Couper, R.J., Process Engineering Economics. 2003
8. De Antuñano, M.Y., et al., Pruebas de laboratorio, una fuente elemental en el diagnóstico y éxito de la estimulación de pozos”. p.p.154-172. Revista Ingeniería Petrolera, VOL. 54 No. No. 3, MARZO 2014 · ISSN 0185-3899.

9. Economides, M.J. and NOLTE, K.G., Reservoir Stimulation. Houston, Texas. Schlumberger Educational Services, 1987 3^a Edition.
10. Forero, J.E., et al., Design and development of a high efficiency tank for crude oil dehydration (I). Ciencia, Tecnología y Futuro, 2008. **3(4)**.
11. Islas, S.C., Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.1991
12. Jara, C.C., Estudio de factibilidad para la acidificación matricial en las arenas productoras del campo Gustavo Galindo Velasco, provincia de Santa Elena. Tesis de grado previo a la obtención del Título de: Ingeniero en Petróleo. Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, carrera de Ingeniería en Petróleo. Ecuador 2015
13. Kalfayan, Leonard. Production Enhancement Whit Acid Stimulation. United States: PennwellsCorp, 2008.262p
14. Lesmes G.L., Evaluación de propiedades química - física del sistema acido espumado para la estimulación de pozos de petróleo. Tesis de Master en Ciencias Químicas. Universidad de La Habana, La Habana 2008.
15. Molina, R., Evaluación energética de la planta de tratamiento de crudos de Canasí, 2010 Trabajo de Diploma para optar por el Título de Ingeniero Químico. Facultad Ingeniería Química. Cujae. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. Cuba, 2010
16. Pizzarelli P.S, Estimulación matricial para el mejoramiento del factor de recobro de producción en pozos de crudo pesado con inyección alterna de vapor combinadas con químicos térmicos en el campo bachaquero lago del lago de maracaibo, venezuela”. Research Article TAU e-Journal of

- Multidisciplinary Research. <http://www.journal.tauniversity.org>
17. Ríos. E., Daño a la formación y estimulación de pozos. PDVSA Edición 1.0. 1991.
 18. Rodríguez, A.D., L.B. Rosabal, and P.B. Martínez, Introducción a la Ingeniería de la Combustión 2001: Ministerio de la Industria Básica, Cuba.
 19. Rodríguez, S.Y, Evaluación Energética de la planta de tratamiento de petróleo de Puerto Escondido. Trabajo de Diploma para optar por el Título de Ingeniero Químico. Facultad Ingeniería Química. Cujae. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. Cuba, 2015.
 20. Smith, H.V. and E.A. Kenneth, Crude oil emulsions. 1987
 21. Valladares,A.S., Clases de geología del petróleo. Actividad 2, Presentaciones ppt. Centro Politécnico del petróleo, La Habana, junio, 2016.
 22. Xiong H. J. Prediction of Effective Acid Penetration and Acid Volume for Matrix Acidizing Treatments in Naturally Fractured Carbonates. SPE, S.A, 2006.

ANEXO 1: Hojas de cálculo del Libro de Trabajo Excel Seb-10.xls para los cálculos económicos

Ingreso por ventas																											
		Resultados																									
Flujo de petroleo recuperado (m3/año)	10961	Ingreso Por Ventas (CUC/año)	1938862,57																								
Precio de venta del crudo (\$/B)	28,122																										
EGRESOS																											
Costo de produccion (\$/B)	16,79																										
Egreso por concepto de costo de produccion	1157581,345																										
Egreso Total (CUC/año)			1157581																								
Variación del Flujo de caja (CUC/año)																											
		Variación del Flujo de caja (CUC/año)	781281																								
Costo Total de Inversión (ATC)																											
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Método de Hand: Equipos</th> </tr> <tr> <th style="width: 80%;"></th> <th style="text-align: center;">Factor de Hand</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Bomba PCP</td> <td style="text-align: center;">4</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Registrador continuo</td> <td style="text-align: center;">4</td> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Equipamiento</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">CAET (CUC)</th> <th></th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Bomba PCP</td> <td style="text-align: center;">43890,32</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Registrador continuo</td> <td style="text-align: center;">17960,77</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Costo de los materiales utilizados (\$)</td> <td style="text-align: center;">117678,14</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Egreso por concepto de alquiler de la brigada de cementación (\$)</td> <td style="text-align: center;">49051,43</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Egreso por concepto de alquiler de la logística necesaria (\$)</td> <td style="text-align: center;">26176,43</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Egreso por concepto de alquiler del equipo de reparación</td> <td style="text-align: center;">274800,01</td> </tr> </tbody> </table>		Método de Hand: Equipos			Factor de Hand	Bomba PCP	4	Registrador continuo	4	Equipamiento		CAET (CUC)		Bomba PCP	43890,32	Registrador continuo	17960,77	Costo de los materiales utilizados (\$)	117678,14	Egreso por concepto de alquiler de la brigada de cementación (\$)	49051,43	Egreso por concepto de alquiler de la logística necesaria (\$)	26176,43	Egreso por concepto de alquiler del equipo de reparación	274800,01
Método de Hand: Equipos																											
	Factor de Hand																										
Bomba PCP	4																										
Registrador continuo	4																										
Equipamiento																											
CAET (CUC)																											
Bomba PCP	43890,32																										
Registrador continuo	17960,77																										
Costo de los materiales utilizados (\$)	117678,14																										
Egreso por concepto de alquiler de la brigada de cementación (\$)	49051,43																										
Egreso por concepto de alquiler de la logística necesaria (\$)	26176,43																										
Egreso por concepto de alquiler del equipo de reparación	274800,01																										
Costo Total de Inversión(ATC)			554297,54																								

Figura 1: Cálculo del flujo de caja y del costo de inversión

Año	A _{Cl}	A _{NCI}	A _{TC} : Gastos anuales de capital	A _{CF} : Flujo de caja anual neto	F _d	A _{dcf}	VAN																								
0	0	0	554298	-554297,536	1	-554297,536	-554297,536																								
1	781281,23	781281,2271	0	781281,2271	0,892857143	697572,5242	143274,9882																								
2	781281,23	781281,2271	0	781281,2271	0,797193878	622832,6109	766107,5991																								
3	781281,23	781281,2271	0	781281,2271	0,711780248	556100,5454	1322208,144																								
4	781281,23	781281,2271	0	781281,2271	0,635518078	496518,3441	1818726,489																								
5	781281,23	781281,2271	0	781281,2271	0,567426856	443319,9501	2262046,44																								
					PRCD	0,98 años																									
					Plazo de recuperación del capital al descuento (PRCD)																										
					$PRCD = \frac{\sum Atc}{(A_{dcf}_1 + A_{dcf}_2 + \dots + A_{dcf}_n)}$																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Funciones Financieras de Excel</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inversion (Atc: Annual Total Capital)</td> <td>554298</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de vida economica</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Acf Año 0</td> <td>-554297,536</td> </tr> <tr> <td>Acf Año 1</td> <td>781281,23</td> </tr> <tr> <td>Acf Año 2</td> <td>781281,23</td> </tr> <tr> <td>Acf Año 3</td> <td>781281,23</td> </tr> <tr> <td>Acf Año 4</td> <td>781281,23</td> </tr> <tr> <td>Acf Año 5</td> <td>781281,23</td> </tr> <tr> <td>Tasa interés</td> <td>12%</td> </tr> <tr> <td>Valor Actual Neto (VAN)</td> <td>2.262.046,44 €</td> </tr> <tr> <td>Tasa Interna de Rendimiento (TIR)</td> <td>139%</td> </tr> </tbody> </table>								Funciones Financieras de Excel		Inversion (Atc: Annual Total Capital)	554298	Tiempo de vida economica	5	Acf Año 0	-554297,536	Acf Año 1	781281,23	Acf Año 2	781281,23	Acf Año 3	781281,23	Acf Año 4	781281,23	Acf Año 5	781281,23	Tasa interés	12%	Valor Actual Neto (VAN)	2.262.046,44 €	Tasa Interna de Rendimiento (TIR)	139%
Funciones Financieras de Excel																															
Inversion (Atc: Annual Total Capital)	554298																														
Tiempo de vida economica	5																														
Acf Año 0	-554297,536																														
Acf Año 1	781281,23																														
Acf Año 2	781281,23																														
Acf Año 3	781281,23																														
Acf Año 4	781281,23																														
Acf Año 5	781281,23																														
Tasa interés	12%																														
Valor Actual Neto (VAN)	2.262.046,44 €																														
Tasa Interna de Rendimiento (TIR)	139%																														

Figura 2: Cálculo del Valor Actual Neto, Tasa Interna de Rendimiento y del Plazo de Recuperación del Capital al Descuento.