



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE SISTEMAS DE ESTIMULACIÓN  
MATRICIAL EN LA FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR EN EL CAMPO SACHA”.**

**TESINA**

**AUTOR:**

**CRISTHIAN ALFONSO QUISHPE ARAUZ**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR MSC**

**SANTA ELENA – ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE SISTEMAS DE ESTIMULACIÓN  
MATRICIAL EN LA FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR EN EL CAMPO SACHA”.**

**TESINA**

**AUTOR:**

**CRISTHIAN ALFONSO QUISHPE ARAUZ**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC**

**SANTA ELENA – ECUADOR**

**2020**

**UPSE**

# CARTA DE ORIGINALIDAD



Santa Elena, 4 de marzo de 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.**  
**Director de la Carrera de Petróleo**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada **“EVALUACION DE LA PRODUCCION MEDIANTE SISTEMAS DE ESTIMULACION MATRICIAL EN LA FORMACION HOLLIN SUPERIOR EN EL CAMPO SACHA”**, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

**Autor:** Cristhian Alfonso Quishpe Arauz

**Firma:** 

**N° de Cedula:** 0705099547

**Correo:** cristhian\_220895@hotmail.com

**Tutor:** Ing. Fidel Chuchuca Aguilar

**Firma** 

**N° de Cedula:** 0704789502

**Correo:** fchuchuca@upse.edu.ec

## **DEDICATORIA**

Dedico el esfuerzo de este trabajo a Dios, y a quienes me dieron la vida: ALFONSO QUISHPE QUISANGA Y CLAUDIA DEL ROCÍO ARAUZ JARA, personas de buenos principios, ejemplos de esfuerzo y sacrificio por el bien de su familia, dignos de admirar.

A mis hermanos: Carlos Quishpe, Saray y Skarleth Camino, a mi pareja Katherine Suarez González y a mi familia en general para que sigan adelante y sepan que los sueños y propósitos en la vida se cumple con esfuerzo, pero sobre todo con perseverancia.

En especial a mi hija, JAMIE ISABEL QUISHPE SUAREZ, porque quiero ser su ejemplo a seguir siendo una persona de bien, porque, aunque a veces sienta que ya no tenga fuerzas para seguir con mi objetivo, ella es mi motor y por ella saco valor con la ayuda de Dios; ella es mi vida, mi razón de ser, por ella voy a luchar hasta la muerte.

**Cristhian Quishpe A.**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por darme valor, esfuerzo, coraje para poder cumplir con mis objetivos personales y profesionales; por ser siempre mi guía en el corto camino que tengo en la vida; por cuidarme siempre, bendecirme y nunca abandonarme.

A mi madre, CLAUDIA por darme la vida y a mi abuelita Josefina; por apoyarme siempre sin importar el esfuerzo que les toca hacer por mí; por sus buenos consejos; por los valores que me inculcaron para lograr ser una persona de buenos principios; gracias por darme hasta lo que no tienen solo por mi bienestar. No me alcanza esta vida para pagarles todo lo que han hecho por mí.

A mi pareja, Katherine por apoyarme moralmente en mi proceso educativo, por escucharme y entenderme; por estar siempre pendiente de mi bienestar, gracias de todo corazón.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haber aportado con los conocimientos adquiridos en mi etapa de pregrado, a mis profesores que me impartieron conocimiento y valores.

**Cristhian Quishpe A.**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**Tema:** Evaluación de la Producción mediante sistemas de estimulación matricial en la formación Hollín superior en el campo Sacha

**Autor:** Quishpe Arauz, Cristhian Alfonso

**Tutor:** Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, Mg.

## **RESUMEN**

El proyecto descrito a continuación se enfoca en el estudio de factibilidad mediante una propuesta de un tratamiento ácido en la formación Hollín Superior en el campo Sacha, a pozos que fueron seleccionados como candidatos ante un minucioso análisis de sus historiales, mineralógicos y de sensibilidad de núcleo.

El desarrollo se realizó mediante el análisis de historiales de producción e intervenciones mecánicas para la selección de los pozos candidatos, análisis mineralógicos y sensibilidad de núcleos para la determinación del fluido a inyectar. Una vez seleccionados los pozos y el fluido se realiza proyecciones de la producción antes y después de la acidificación y así poder determinar la producción final aplicando los sistemas de estimulaciones matriciales para cada escenario.

El Capítulo I, plantea la problemática, se define los objetivos que se pretende lograr en este trabajo y la justificación e importancia.

El Capítulo II, conceptualiza temas sobre daños de formación, mecanismos de los daños, estimulación matricial, consideraciones de diseño de la estimulación matricial y sus características principales. Se estudiará el campo Sach-1, en donde encontraremos el método para mejorar el índice de productividad.

En el Capítulo III, se muestra el procedimiento para calcular el índice de productividad del pozo Sach-1, el cual se necesita los parámetros petrofísicos de la arena y de los fluidos, compuestos mineralógicos de la formación, el sistema de estimulación matricial apropiada para cada escenario; volumen mínimo de ácido recomendado, caudal del petróleo y el caudal de petróleo al punto de burbuja.

En el Capítulo IV, consta una breve indagación del Campo Sach-1, información necesaria para realizar los respectivos cálculos y así poder analizar el incremento de producción en cada escenario propuesto.

En el Capítulo V, se obtienen conclusiones y recomendaciones, de acuerdo con los resultados obtenidos del trabajo de investigación desarrollado.

**Palabras Clave:** Producción/ Sistemas de Estimulación Matricial/ Daño de Formación/ campo Sach-Formación Hollín.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**Title:** Production evaluation using matrix stimulation systems in the upper Hollin formation in the Sacha field.

**Autor:** Quishpe Arauz, Cristhian Alfonso

**Tutor:** Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, Mg.

## **ABSTRACT**

The project described below focuses on the feasibility study through a proposal for an acid treatment in the Hollin formation in the Sasha field, to wells that were selected as candidates after a thorough analysis of their histories, mineralogics and core sensitivity.

The development was carried out through the analysis of production histories and mechanical interventions for the selection of candidate wells, mineralogical analysis and core sensitivity to determine the fluid to be injected. Once the wells and the fluid have been selected, production projections are made before and after acidification and thus be able to determine the final production by applying the matrix stimulation systems for each scenario.

Chapter I raises the problem, defines the objectives to be achieved in this work and the justification and importance.

Chapter II conceptualizes topics on formation damage, damage mechanisms, matrix stimulation, design considerations of matrix stimulation and its main characteristics. The Sach-1 field will be studied, where we will find the method to improve the productivity index.

In Chapter III, the procedure for calculating the productivity index of the Sach-1 well is shown, which requires the petrophysical parameters of the sand and the fluids, mineralogical compounds of the formation, the appropriate matrix stimulation system for each stage; Minimum recommended acid volume, oil flow rate, and oil flow to bubble point.

In Chapter IV, there is a brief investigation of the Sach-1 Field, information necessary to carry out the respective calculations and thus be able to analyze the increase in production in each proposed scenario.



In Chapter V, conclusions and recommendations are obtained, according to the results obtained from the research work developed.

**Keywords:** Production/ Matrix Stimulation Systems/ Formation Damage/ Sacha Field-Hollin Formation.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>CARTA DE ORIGINALIDAD</b> .....	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>IV</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>VI</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>VIII</b>
<b>INDICE DE GRÁFICOS</b> .....	<b>XI</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b> .....	<b>XII</b>
<b>INDICE DE ANEXOS</b> .....	<b>XIII</b>
1. INTRODUCCIÓN.....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>2</b>
1.1. Planteamiento del problema .....	2
1.2. Justificación e importancia .....	2
1.3. Objetivos del proyecto.....	3
OBJETIVO GENERAL .....	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
Metodología .....	3
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>4</b>
2. DAÑO DE FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL .....	4
2.1. Daño de formación.....	4
2.1.1. Causas y tipos de daños de formación.....	5
2.1.2. Otros factores que disminuyen la permeabilidad y causan daño en la formación.....	5
2.1.3. Indicadores de presencia de daño en la formación .....	5
2.1.4. Diagnóstico de un daño de formación .....	6
2.1.5. Pruebas de restauración de presión .....	6
2.2. Estimulación Matricial .....	7
2.2.1. Objetivos de un tratamiento matricial.....	7
2.2.2. Consideraciones del diseño de la estimulación matricial reactiva ..	8
2.3 PROCEDIMIENTO PARA APLICAR ACIDIFICACIÓN MATRICIAL .....	9
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>13</b>
3. INFORMACIÓN DEL CAMPO SACHA Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ACIDIFICACIÓN MATRICIAL .....	13
3.1. Información del Campo Sacha.....	13
3.1.1. Ubicación del Campo Sacha .....	13
3.1.2. Estratigrafía del Campo Sacha.....	14
3.1.3. Litología de los yacimientos de interés Campo Sacha .....	14
3.1.4. Parámetros del campo.....	15
3.1.5. Propiedades de los fluidos del Campo Sacha .....	16
3.1.6. Mineralogía de la Formación Hollín Superior del Campo Sacha ..	16

3.2. Procedimiento para la acidificación matricial .....	17
3.2.1. Compatibilidad y retorno de permeabilidades.....	19
3.2.2. Capacidad de disolución y reacciones de los ácidos.....	20
3.2.3. Volumen recomendado de ácido. ....	21
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>23</b>
4.1 ESCENARIO I: DAÑO SOMERO.....	23
4.1.1 Daño de formación.....	25
4.1.2 Aumento de producción .....	26
4.2 ESCENARIO II: DAÑO PROFUNDO.....	29
4.2.1 Daño de formación.....	31
4.2.2 Aumento de producción .....	32
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>2</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>2</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>3</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>4</b>

## INDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. RADIO DE PENETRACIÓN DE UN FLUIDO.....	11
GRÁFICO 2. MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	13
GRÁFICO 3. COLUMNA TECTONO-ESTRATIGRÁFICA Y EVENTOS GEODINÁMICOS QUE CONTROLARON EL DESARROLLO DE LA CUENCA ORIENTE Y DE SUS SISTEMAS PETROLÍFEROS. ....	14
GRÁFICO 4. PERMEABILIDAD DE RETORNO DE LOS SISTEMAS .....	20
GRÁFICO 5. VOLUMENES MÍNIMOS POR PIE DE PENETRACIÓN.....	22
<i>GRÁFICO 6. VARIACIÓN DEL DAÑO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO .....</i>	<i>25</i>
GRÁFICO 7. IP ACTUAL.....	29
GRÁFICO 8. IP ESTIMADA .....	29
GRÁFICO 9. VARIACIÓN DEL DAÑO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. ....	31

## INDICE DE TABLAS

TABLA 1. VALORES PARA IDENTIFICAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN.....	4
TABLA 2. PARÁMETROS PROMEDIO DEL CAMPO SACHA .....	15
TABLA 3. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN .....	16
TABLA 4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	16
TABLA 5. COMPOSICIÓN MINERALÓGICA HOLLÍN SUPERIOR .....	17
TABLA 6. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PERMEABILIDADES DENTRO DEL NÚCLEO .....	19
TABLA 7. REACCIONES DE LOS ÁCIDOS EN DIFERENTES PORCENTAJES .....	20
TABLA 8. VOLÚMENES MÍNIMOS DE SISTEMA .....	22
TABLA 9. SISTEMA DEL PRIMER ESCENARIO .....	23
TABLA 10. PRESIONES Y CAUDALES SEGÚN VOGEL CON DAÑO 5 .....	27
TABLA 11. PRESIONES Y CAUDALES SEGÚN VOGEL CON DAÑO 2.69 ...	28
TABLA 12. SISTEMAS RECOMENDADOS CON DAÑO 10.....	30
TABLA 13. TABLA DE COMPARACIÓN.....	30
TABLA 14. COMPARACIÓN DE VOLÚMENES USADOS EN LOS ESCENARIOS.....	32
TABLA 15. PWF VS QO.....	33
TABLA 16. AUMENTO DE PRODUCCIÓN.....	33

## **INDICE DE ANEXOS**

<i>ANEXO I. MUESTRA DEL CORE DEL CAMPO SACH-1- SATURACIÓN EN AGUA DE FORMACIÓN .....</i>	<i>4</i>
<i>ANEXO II EQUIPO DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN .....</i>	<i>4</i>
<i>ANEXO III. POROSIDAD DE LA MATRIZ DE LA FORMACION DEL CAMPO SACH-1 .....</i>	<i>5</i>

## **INTRODUCCIÓN**

El presente estudio se desarrolló con el objetivo de caracterizar el daño de formación presente en los pozos que producen del yacimiento Hollín del campo Sacha para proponer las mejores opciones de solución que permitan evaluar el incremento de producción. Además, se puede identificar los principales problemas que causan una disminución en la producción de los pozos para preparar una estrategia específica referente a la producción del yacimiento en el campo.

El petróleo es el principal producto de exportación del país, por esta razón es de gran importancia el estudio de nuevas tecnologías que permitan mantener o incrementar la producción del petróleo a fin de evitar su caída drástica ya sea por daños de formación, problemas mecánicos, etc., que se presentan durante la vida productiva de los pozos y de esta forma lograr una mejor recuperación de petróleo.

A medida que pasa el tiempo de producción de un pozo petrolero, diversos problemas se van generando, entre los que más afectan el factor de recobro se tiene: daño de formación, pérdida de energía del propio yacimiento, conificación, problemas mecánicos, etc., los cuales causan una declinación o caída drástica en la producción generando gastos y pérdidas no deseados.

En el presente proyecto se procederá a analizar: la optimización de producción mediante el estudio del historial de producción, el daño de formación que causa la declinación de la producción y el método tecnológico a utilizarse en un pozo del campo Sacha pudiendo ser acidificación acida o acidificación orgánica.

# CAPÍTULO I

## 1.1. Planteamiento del problema

¿De qué modo el método de la estimulación ácida permite optimizar la producción en campos maduros, los cuales presentan pozos afectados el factor de recobro?

Durante la vida productiva de los pozos, estos pueden sufrir alteraciones de las características originales de la formación productiva que se conoce como daño de formación. El daño de formación es una de las principales razones por las cuales se pueden ver afectados parámetros como la porosidad y la permeabilidad y, consecuentemente la producción de petróleo. De esta manera, la producción de un campo se puede ver alterada como se observa en el campo Sacha en el yacimiento Hollín que, al disminuir la producción conjunta de fluido, petróleo y agua, se atribuye a daños de formación después de trabajos de reacondicionamiento o al inicio de la vida productiva del pozo. Así, se hace indispensable conocer el tipo de daño de formación presente en cada pozo productor del yacimiento Hollín para generalizar el problema en la zona norte y determinar con certeza las principales causas de una disminución de la producción debido a daños de formación presentados en cualquier fase de producción del pozo.

## 1.2. Justificación e importancia

Un estudio de caracterización del daño de formación del campo Sacha constituye una fuente importante y útil para optimizar la producción del yacimiento Hollín. Por tanto, es necesario conocer las causas por las cuales se genera una disminución de la producción para que este pueda ser caracterizado y se proporcione una solución adecuada al enfocarse en un daño de formación específico o a su vez en el daño de formación más relevante a nivel de yacimiento, y poder plantear posibles soluciones.

La presencia de finos y arcillas, sólidos de los lodos de perforación y completación, bloqueos por agua, entre otros, inducen el daño y por ende la

reducción de la capacidad que tiene el pozo para producir los fluidos. Este procedimiento ha sido observado en el yacimiento Hollín del campo Sacha y con el fin de contrarrestar dichos efectos, una opción efectiva es la aplicación de tratamientos de estimulación ácido matricial, diseñados en base a un sistema de fluidos adecuado y enfocado a un tipo de daño específico, para de este modo optimizar la producción.

### **1.3. Objetivos del proyecto**

#### **Objetivo general**

Evaluar los resultados de una acidificación matricial en la formación “Hollín Superior” del Campo Sacha mediante un análisis de su daño de formación y aplicando ecuaciones de Vogel, para la comprobación del aumento o disminución de la producción.

#### **Objetivos específicos**

- Obtener datos relevantes del campo para así tener una selección adecuada del pozo a estimular.
- Determinar el daño de formación en el yacimiento Hollín del campo Sacha
- Sugerir el diseño de tratamiento ácido más apropiado según las características de la arena Hollín y el tipo de daño asociado
- Comparar los resultados obtenidos del tratamiento de estimulación ácida u orgánica con datos del incremento de producción.

#### **Metodología**

- *Método Analítico.* - Se adquiere conocimiento del tema con la recopilación de datos de manuales, normativas y casos de estudios.
- *Método científico.* - Se debe elaborar cálculos matemáticos, para un análisis de acidificación matricial.



## CAPÍTULO II

### 2. DAÑO DE FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL

#### 2.1. Daño de formación.

Se conoce como daño de formación a la restricción que se presenta en la formación para permitir el flujo de fluidos, es decir, es la disminución en la permeabilidad de la zona productora en la vecindad del pozo, este daño generalmente es originado por la perforación, completación y producción de los pozos. Una vez realizadas las actividades operacionales descritas antes, el daño pudo ser ocasionado por la deposición de las parafinas, invasión de lodo de la perforación a la zona productora, hinchamiento de arcillas, bloqueos por agua y emulsiones, etc.

El daño de la formación viene expresado en unidades de daño, por lo tanto, tenemos que:

- $S < 0$ , pozo estimulado.
- $S = 0$ , pozo no está dañado ni estimulado.
- $S > 0$ , pozo dañado.

En la industria la formación se considera: Dañada, estimuladas y sin daño, cuando presentan los valores mostrados en la tabla:

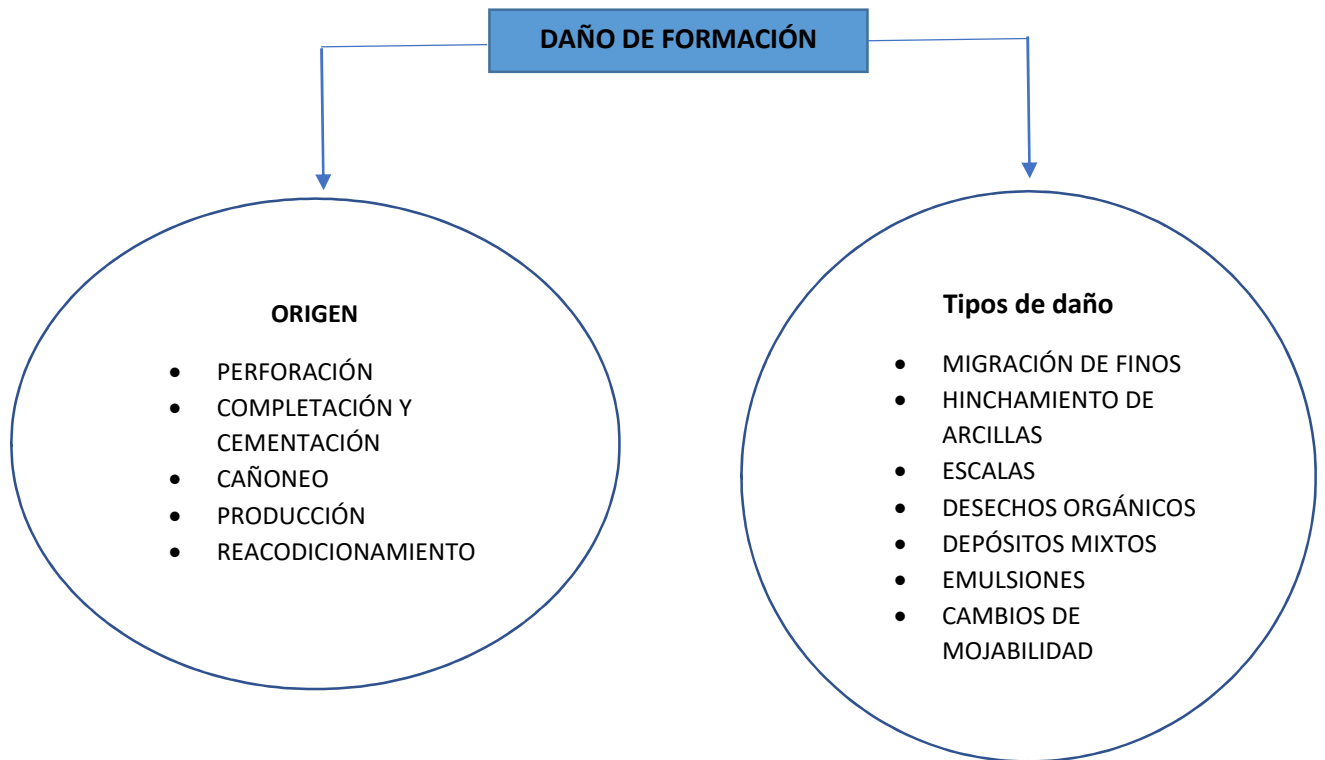
**Tabla 1. Valores para identificar el daño a la formación**

Condiciones de pozo	Valor del daño verdadero a la formación "S"
---------------------	---

Condiciones de pozo	Valor del daño verdadero a la formación "S"
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Fuente: Manuel de Estimulación Matricial Para Pozos Petroleros

### 2.1.1. Causas y tipos de daños de formación



### 2.1.2. Otros factores que disminuyen la permeabilidad y causan daño en la formación.

- *Bloqueo de agua:* esta genera una disminución en la permeabilidad relativa del petróleo en una formación acompañada por un incremento en la saturación de agua en los yacimientos de baja a mediana permeabilidad.
- *Bloqueo de emulsiones:* Se forman emulsiones de alta viscosidad que disminuyen la productividad de los pozos.
- *Taponamiento de la garganta poral:* Los ácidos utilizados generan disolución de elementos como cuarzo y el fedelpasto que una vez que se desprenden de la matriz, son más efectivos para taponar los canales porales.

### 2.1.3. Indicadores de presencia de daño en la formación

Cuando se requiera de manera rápida y exacta solo con datos de producción es necesario tomar en cuenta los siguientes indicadores:

- Presencia de arcilla susceptible de migración.

- Durante la perforación mezcla de fluidos de lodo.
- Los espacios porosos han aumentado pero la producción ha disminuido
- Aumento de saturación de agua.
- Llegar a una óptima presión de fondo, pero sin aumento de productividad.
- Problemas de fluidos de cementación durante la producción.
- Baja resistividad, permeabilidad, taponamiento de poros.

#### ***2.1.4. Diagnóstico de un daño de formación***

Es importante evaluar y diagnosticar el pozo si posee daño, permitiendo reducir los efectos nocivos en la producción. En la actualidad existen varios métodos para verificar presencia de daño entre ellos son: Revisión histórica de terminación, perforación, cementación, reparación del pozo.

- Comparación con pozos aledaños.
- Registros de producción.
- Análisis de núcleos.
- Registro de resistividad
- Pruebas Build up

#### ***2.1.5. Pruebas de restauración de presión***

La restauración de presión consiste en realizar diversas mediciones de presión de fondo, después de cerrar el pozo, con el objetivo de restaurar la presión a su valor cercano a lo original con la condición de que el caudal debe ser constante hasta antes del cierre.

Esta prueba permite el cálculo de la presión estática de un yacimiento las cuales intervienen los siguientes factores:

- Permeabilidad
- Capacidad de flujo
- Existencia de daño de formación

- Índice de productividad

## **2.2. Estimulación Matricial**

El éxito de una estimulación matricial depende del conocimiento del daño de la formación y los efectos que causa para que el pozo no produzca su potencial (Ahmed et. al., 2014), por tanto, el diseño de estimulación es un procedimiento complejo que debe cumplir requerimientos y enfoques diferentes para areniscas o carbonatos (Tardy, Chang, & Qiu, 2011).

Escoger el químico indicado para cada tratamiento resulta una tarea complicada, además de un trabajo delicado que en lugar de remediar el daño se puede incrementar y en muchos casos se puede generar nuevo daño irreparable (Mininni, Cherri, & Cosenza, 1994). Sin embargo, un tratamiento matricial exitoso restaura la permeabilidad eliminando el daño, por lo que mejora la productividad (Ji, Zhou, & Nasr-El-Din, 2014). Aunque los sistemas de ácidos son diferentes para cada uno de estos tipos de roca, los principales que rigen son los mismos (Morsy, Sheng, Hetherington, Soliman, & Ezewu, 2013).

### **2.2.1. Objetivos de un tratamiento matricial**

La estimulación con ácidos por lo general tiene los siguientes objetivos (Williams, Gidley, & Schechter, 1979):

- Remover la escala presente en las cercanías del pozo o limpiar los disparos abiertos.
- Disolver partículas finas generadas en la perforación o con una migración de finos.
- Romper las emulsiones en el yacimiento cuando estas son sensibles a la reducción de pH o cuando son formadas al momento que el ácido disuelve las partículas finas.
- Como inyección previa a una cementación forzada

Usualmente un tratamiento de estimulación matricial es utilizado cuando un fracturamiento hidráulico puede ser un trabajo peligroso y arriesgado debido a que en el reservorio no se cuenta con los límites apropiados de roca sello, esto

hace imposible minimizar o prevenir la producción de agua o gas (Morsy et. al., 2013). El ácido más común empleado para remediar el daño a la formación y estimular a la producción es el ácido clorhídrico (HCl) (Morsy et. al., 2013), el cual es muy usado para remover los carbonatos de un reservorio (Williams et. al., 1979), sin embargo, este ácido suele estar combinado con el ácido fluorhídrico (HF) el cual disuelve los silicatos de las rocas reservorio (Carpenter, 2014a).

Cabe recalcar que los objetivos de un tratamiento matricial para areniscas y carbonatos son diferentes:

- *En Areniscas*, el tratamiento matricial llega a restaurar o mejorar la permeabilidad natural de la formación alrededor del pozo, mediante la remoción del daño de la formación, la disolución del material que obstruye los poros o aumentar el tamaño de los espacios porosos.
- *En Carbonatos*, el tratamiento matricial permite la creación de nuevos canales (túneles) altamente conductores que esquivan los daños.

### **2.2.2. Consideraciones del diseño de la estimulación matricial reactiva**

*Etapas del tratamiento:*

- Pre fluido
- Fluido de tratamiento
- Fluido de desplazamiento

*Parámetros de operación*

- Presión de operación: se determina mediante pruebas de inyectabilidad
- Tasa de bombeo: Consiste en determinar mediante una prueba de inyectabilidad, la tasa o caudal de bombeo ( $Q_b$ ) óptimo de operación.

*Formación para estimular:*

- Areniscas y formaciones calcáreas

*Parámetros del yacimiento:*

- Presión de poro

- Presión de fractura: la presión de operación debe ser menor a la presión de fractura.
- Propiedades de los fluidos
- Temperatura: Puede disminuir o aumentar la velocidad de reacción del ácido

#### *Ácidos Utilizados*

- Ácido clorhídrico: En concentraciones menores ( 5 al 8%) se utiliza para desplazar el agua congénita, delante de las mezclas de HCL-HF ∪ Acido fluorhídrico
- Ácido acético: Se dispone generalmente en soluciones de agua al 10% en peso.
- Acido fórmico: Es más fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el HCL

#### *Aditivos Utilizados*

- Inhibidores de corrosión: Son compuestos que se absorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y esta superficie
- Agente desmulsificantes: Se emplea para evitar bloqueos por emulsiones. ∪ Agentes en suspensión: Se emplea para asegurar la remoción de finos con el ácido.
- Agentes de mojabilidad: Favorecen que la roca se moje con agua. ∪ Reductores de fricción: Se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos consiguiendo reducciones de fricción del orden del 65 al 85%.

### **2.3 PROCEDIMIENTO PARA APLICAR ACIDIFICACIÓN MATRICIAL**

Cuando se obtuvieron los resultados suministrados por el simulador se procede a determinar el volumen mínimo teórico de ácido a utilizar como un método de comprobación de resultados, para lo cual se utiliza la fórmula:

#### **Ecuación 1.- Volumen mínimo de ácido a utilizar**

$$v = \pi * r^2 * h * \phi \text{ para } h = 1$$

DONDE:

- v= volumen del tratamiento (Gal)
- r= radio de la zona de investigación (ft)
- h= espesor de la arena productora (ft)
- $\phi$ = porosidad de la arena (%)

De la ecuación, se adecua a los requerimientos del pozo cambiando el radio de la zona de investigación por los datos del estudio siendo estos el radio de penetración para llenar de manera lineal un volumen poroso y el diámetro externo del casing, aparte se usa el espesor neto, y porosidad simulando un llenado de forma radial, obteniendo la siguiente:

### ECUACIÓN 2.- Volumen mínimo de ácido

$$V = 42 * \pi * \frac{\left(\frac{R_{pe_{total}}^2 - OD_{csg}^2}{4}\right)(H_{total})\phi}{5.615} [gal]$$

DONDE:

- V= volumen del tratamiento (Gal)
- $R_{pe_{total}}$  = radio de penetración (ft)
- $OD_{csg}$  = diámetro externo del casing (ft)
- Htotal= espesor de la arena productora (ft)
- $\phi$ = porosidad de la arena (%)

De esta manera se estima el volumen mínimo de ácido que debe ser utilizado en la formación, pero existen consideraciones como el daño de formación, volúmenes de desplazamiento, perdidas de volumen en la tubería de producción, condición de la tubería, presencia de incrustaciones entre otras que obliga a considerar volúmenes semejantes o superiores al calculado teóricamente.

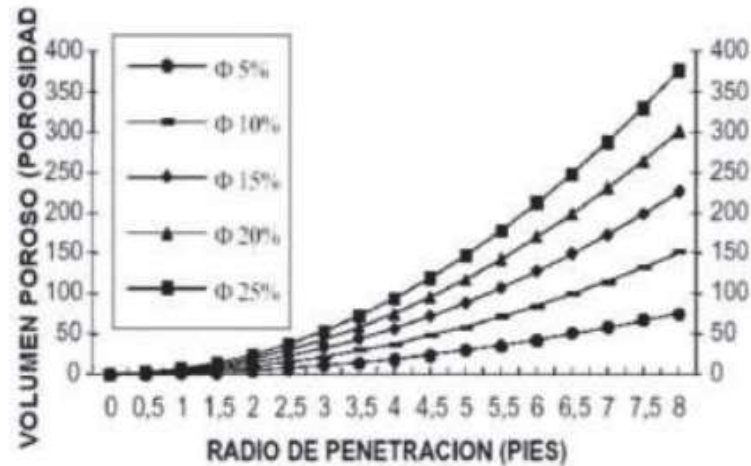


Gráfico 1. Radio de penetración de un fluido

Fuente: Petrobras,2017

El cálculo de la mejora de producción se pronostica en base a índices de productividad para el cual se utilizara el método de Vogel en donde al ser un pozo productor se comparan los resultados con un daño original y con el daño reducido postratamiento; para la evaluación de productividad se utiliza la ecuación 2.4, en donde la presión del fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) es mayor a la presión de burbuja ( $P_b$ ). El caudal calculado que se utilizó para determinar el índice de productividad es el siguiente:

### Ecuación 3.- Índice de Productividad

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$$

El caudal se lo calcula con la fórmula:

### Ecuación 4.- Caudal

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} K_o h (P_r - P_{wf})}{U_o B_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)}$$

Para el cálculo del caudal de petróleo producido en el punto de burbuja (550 psi) se utiliza la siguiente formula:



**Ecuación 5.- Caudal de petróleo producido en el punto de burbuja**

$$Q_{Ob} = J (P_r - P_b)$$

Pero este modelo necesita el uso de correcciones para los valores que se encuentran por debajo del punto de burbuja y así obtener una proyección más acertada, en el cual se utiliza la fórmula:

**Ecuación 6.- Caudal corregido**

$$Q_o = Q_{Ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

## CAPÍTULO III

### 3. INFORMACIÓN DEL CAMPO SACHA Y PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ACIDIFICACIÓN MATRICIAL

#### 3.1. Información del Campo Sacha

El campo Sacha se localiza en el Oriente ecuatoriano específicamente en la provincia de Orellana, en la zona del Cantón “La Joya de los Sachas”, dentro del bloque 60, entre las coordenadas: 296 410 Este y 9 971 926 Norte a unos 50 km al Sur de Lago Agrio, cubriendo un área desarrollada de 250 Km<sup>2</sup>, aproximadamente. El área total no está definida, puede cubrir aproximadamente 350 Km<sup>2</sup>. (Baby, 2004)

Actualmente el bloque 60 (Sacha) es operado por la Cía. Rio Napo CEM, constituido por las empresas Petroamazonas EP y PDVSA Ecuador SA, constituyéndose en el segundo campo que aporta con mayor cantidad de producción de todo el Distrito Amazónico y el segundo más grande de todo el país. Geológicamente está ubicado en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur. El campo Sacha está limitado por: · Al Norte, las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista · Al Sur, los campos Culebra y Yulebra · Al Este, los campos Shushufindi-Aguarico, Limoncocha, Pacay y MDC; · Al Oeste, por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

#### 3.1.1. Ubicación del Campo Sacha



Gráfico 2. Mapa de Ubicación del Campo Sacha

Fuente: Ingeniería de petróleos Sacha, PETROPRODUCCIÓN



Debido a la diferencia en características petrofísicas y de los fluidos que la saturan, además de una capa de lutita de pequeño espesor, se subdivide en:

*Hollín Inferior.* - Es una arenisca cuarzosa que va de gris clara a blanca, de grano medio a grueso con niveles limosos y arcillosos por lo que tiene una porosidad de alrededor de 18%, una  $k$  de 500 mD, una salinidad de 500 a 1000 ppm de Cl. Su espesor varía de 30 a 110 pies. Una presión de saturación de 78 psi, un GOR de producción de 35 scf/STB, un API promedio de 27. 1º, una viscosidad de 2.9 cP. a condiciones de saturación de presión y 225º F de temperatura de yacimiento.

*Hollín Superior.* - Esta compuesta por una arenisca cuarzosa glauconítica, con cemento silíceo, de grano fino a medio con una porosidad de alrededor de 14%, una permeabilidad de 70 mD, una salinidad de 700 a 3 900 ppm de Cl-. Su espesor varía de 30 a 70 pies. Una presión de saturación de 550 psi, un GOR de producción de 124 scf/STB, un API promedio de 27º, una viscosidad de 1.6 cP. a condiciones de presión de burbuja y 225º F de temperatura de yacimiento.

### 3.1.4. Parámetros del campo

Es conveniente trabajar con un conocimiento claro de las propiedades campo, debido a que estas describen la zona de interés de manera básica, para lo cual se cita a continuación los parámetros principales.

**Tabla 2. Parámetros promedio del campo sacha**

RESERVORIO	VALORES PROMEDIOS					
	Ø (%)	°API	Espesor (ft)	Sw (%)	So (%)	K mD
BT	18	24.1	9	34.3	65.7	300
U	17	27-29	20-60	12.8	67.2	100
Ts		27-29				
Ti	15.6	27-28	20-44	20	80	200
Hs	14	27-29	30-70	33.3	66.7	70
Hi	18	27-28	30-110	29.4	70.6	500

FUENTE: Ingeniería de Petróleo Petroproducción

**Tabla 3. Principales características petrofísicas de la Formación Hollín**

Parámetro	Yacimiento
	HOLLÍN
Espesor neto promedio, (ft)	32
Radio de drenaje, (ft)	800
Gradiente de fractura, (psi/ft)	0.707
Permeabilidad, (darcys)	70
Porosidad, $\phi$ (%)	14.2
Saturación de agua, $s_w$ (%)	33
Factor de recobro, $Fr$ (%)	32%

FUENTE: Ingeniería de Petróleo Petroproducción  
Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

### **3.1.5. Propiedades de los fluidos del Campo Sacha**

Se describe las propiedades de los fluidos del campo Sach-1 a continuación

**Tabla 4. Propiedades de los fluidos**

Parámetro	SACH-1
Presión inicial, $P_r$ (psi)	4450
Presión de burbuja, $P_b$ , (psi)	550
Temperatura de la formación, $T_f$ , (°F)	180
Factor volumétrico del petróleo, $B_o$ , (BY/BF)	1.0978
Viscosidad del petróleo, $\mu_o$ , (cp)	4.5929
Compresibilidad del petróleo, $C_o$ , (psi <sup>-1</sup> )	9.2
Gravedad específica del gas	1.3511
Gravedad específica del petróleo, (°API)	27
Salinidad (ppm-Cl)	3400-8000

FUENTE: Ingeniería de Petróleo Petroproducción  
Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

### **3.1.6. Mineralogía de la Formación Hollín Superior del Campo Sacha**

Se describe las principales características referentes a la mineralogía de la Formación Hollin Superior.

**Tabla 5. composición mineralógica hollín superior**

Componente Mineral	Descripción	[%]
Cuarzo	Monocristalinos y ocasionalmente policristalinos.	93
Feldespatos	Muy pocos se presentan en estado de disolución.	1
Carbonatos	Parches de calcita.	1
Arcillas	Caolinita.	Tr
Matriz	Material fino de color café oscuro.	Tr
Accesorios	Mineral opaco (pirita).	4

FUENTE: Ingeniería de Petróleo Petroproducción

### **3.2. Procedimiento para la acidificación matricial**

El estudio presentado a continuación es de carácter descriptivo, práctico, bibliográfico y documental, debido a que realiza una evaluación de la efectividad de un sistema ácido óptimo aplicable a la formación “Hollín” del campo “SACH-1”, en base a los datos mineralógicos y de compatibilidad, además, es prospectivo ya que la propuesta planteada servirá para efectivizar toma de decisiones en futuros estudios.

Este estudio se ha realizado con una muestra “core” tomada a 10040 ft perteneciente a la arena productora del pozo Sacha-1, pues dispone de información mineralógica, datos de producción, características de reservorio y datos de fluido suficientes para efectuar correctos cálculos de efectividad de la aplicación y posterior análisis del sistema óptimo a utilizar. La información fue suministrada por la empresa Halliburton.

Se utilizó el software Stim 2001 V2.0.0 para integrar la información de la arena “Hollín”, en el cual se ingresa: mineralogía, presiones, caracterización de fluido y producción promedia de crudo de la arena; este entrega de manera personalizada un conjunto de fluidos que conforman el sistema de estimulación óptimo y los volúmenes requeridos para dos posibles escenarios: un valor de daño de la formación correspondiente a 5 (daño relativamente somero) y un valor de daño referente a valores elevados para asimilar un pozo con daño considerable de 10 (daño profundo) reservorio. (Mata, G. 2017).

Para la selección del sistema se consideró principalmente la caracterización mineralógica del “core” que se analizó en los laboratorios de la empresa usando microscopios para facilitar una descripción cualitativa de los minerales presentes

en la matriz. Para la prueba de compatibilidad de fluidos se mezclan en iguales volúmenes en un recipiente (50% de del sistema a utilizar con el fluido de la formación), para luego agitarlos, colocarlos a la temperatura de superficie (80 °F) y de condiciones del reservorio (180 °F) para observar la separación de sus fases o posibles limitantes con la finalidad de haber verificado que el uso de los sistemas en este tipo de formaciones no genere algún tipo de daño al contacto con la formación, como puede ser bloqueos por emulsión o taponamientos por agua, todo esto realizado con ayuda de las buenas prácticas de laboratorio recomendadas por A.P.I. De esta manera se evaluó la reacción de los posibles sistemas ácidos pertenecientes al grupo XYZ de Halliburton y las reacciones generadas. (Orozco, P. 2017)

También se realizan pruebas de retorno de permeabilidad en el cual se realiza la saturación del “core” con agua de formación del pozo “Sacha-1” de acuerdo con el procedimiento del laboratorio de la empresa por 5 días previo al inicio de los ensayos. Posteriormente se determina la permeabilidad inicial de circulación del crudo del pozo “Sacha-1” en la arena “Hollin” a través del “plug”. Luego se procede a realizar la invasión del “core” con el lodo de perforación utilizado en el pozo a condiciones dinámicas (6 horas) y estáticas (12 horas), recreando el daño por el lodo durante la perforación del pozo. Posteriormente se realiza la determinación de la primera permeabilidad de retorno una vez que el núcleo se encuentra contaminado con lodo de perforación.

Una vez obtenida la primera permeabilidad de retorno se procede con la invasión de salmuera preparada con KCl de la empresa (12 horas) y cada uno de los posibles fluidos de control recomendados, para posteriormente obtener las permeabilidades de retorno simulando el fluido que se utilizó en el campo para el control del pozo. En donde se selecciona el de mejor resultados. Luego se procede a realizar la invasión de los sistemas ácidos recomendados por el software para obtener las permeabilidades directas, y así concluir con los ensayos, determinando la permeabilidad de retorno con crudo del pozo. Adicionalmente se realiza la evaluación de los preflujos ácidos recomendados y de un posible segundo sistema (Orozco, P., 2017).

### 3.2.1. Compatibilidad y retorno de permeabilidades.

Dado un resultado de contenido de minerales presentes en el “core” se pudo evaluar las pruebas de compatibilidad de fluido regidas en la norma API-RP42, en donde se observó de acuerdo con los resultados obtenidos los sistemas presentan apariencia homogénea, sin presencia de separación en su formulación, coloración de acuerdo a su mezcla y no se presentan sólidos en suspensión y/o precipitados, además en las pruebas de compatibilidad de los fluidos se evidencia una correcta separación de fases tanto con fluido de control, como con sistemas ácidos y solventes por lo cual no se tiene reacciones de incompatibilidad. Se observa los resultados de las pruebas de retorno de permeabilidad de los sistemas.

**Tabla 6. Resultados de las pruebas de permeabilidades dentro del núcleo**

N	TIPO	Permeabilidad	Fluido/sistema
1	K inicial	334	Crudo Sac-1 Hollín
2	K retorno	270	Fluido de Perforación
3	K retorno	288	Salmuera KCl 2%
4	K retorno	307	Fluido de control I
5	K retorno	280	Fluido de control II
6	K retorno	294	Fluido de control III
7	K retorno	317	Fluido de control IV
	K retorno	334	Fluido de control II
9	K retorno	367	Solvente de crudo
10	K Directa	180	Preflujo acido
11	K Directa	177	Tratamiento principal I
12	K Directa	331	Post flujo acido
13	K Directa	357	Pre-flujo salmuera
14	K retorno	400	Sac1 Hollín
15	K Directa	193	Pre flujo salmuera
16	K Directa	264	HCl 15%
17	K retorno	316	Tratamiento secundario



Fuente: Datos no publicados Halliburton, Production  
Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz.

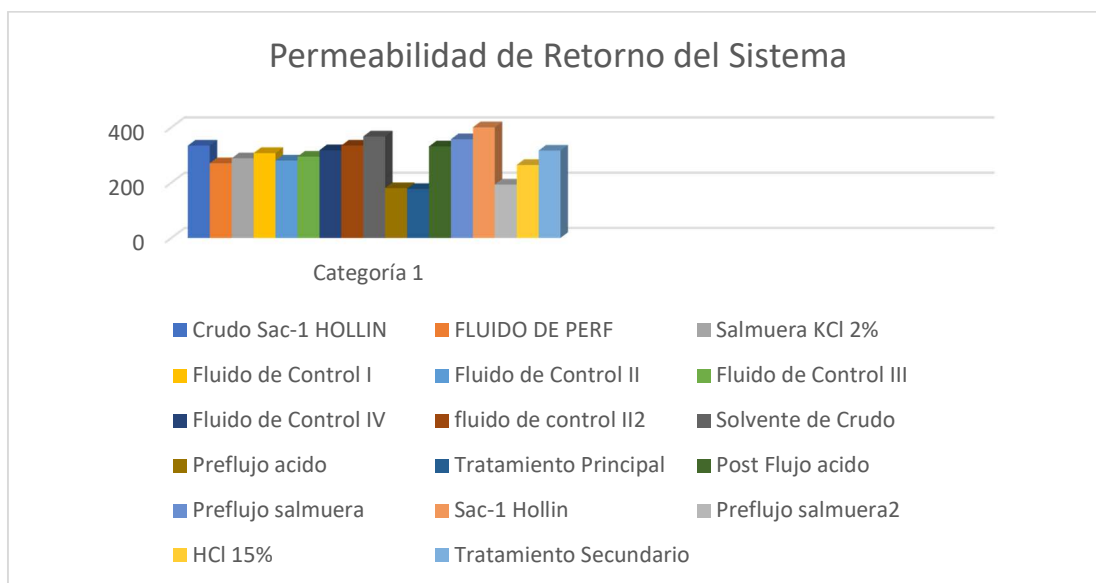


Gráfico 4. Permeabilidad de retorno de los sistemas

Fuente: Datos no publicados Halliburton, Production  
Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz.

### 3.2.2. Capacidad de disolución y reacciones de los ácidos

Un parámetro de alta importancia en el uso de sistemas ácidos es la estabilidad del ácido, que es entregada por el simulador, que a la temperatura de 180 °F se observa que el uso de HCl es recomendable ya que las arcillas presentes en la matriz no se verán afectadas de manera significativa por lo cual en la tabla 7 se muestra la capacidad de disolución evaluando a varias concentraciones, analizando la cantidad de libras por galón de carbonato de calcio disuelto, de cloruro de calcio formado y la cantidad de pies cúbicos por galón formados de dióxido de carbono:

Tabla 7. Reacciones de los ácidos en diferentes porcentajes

ACIDO	CONCENTRACIÓN	CARBONATO DE CALCIO DISUELTO	DIÓXIDO DE CARBONO FORMADO	CLORURO DE CALCIO FORMADO
	%	(ppg)	(cfpg)	(ppg)
CLORHÍDRICO	15	1.84	6.99	2.04
	20	2.5	9.47	2.75
	25	3.22	12.2	3.57

Fuente: Petrobras,2017

### 3.2.3. Volumen recomendado de ácido.

Para el pozo "SAC-1 Hollin" el volumen mínimo de sistema ácido con una porosidad del 14.2% el radio de penetración del sistema se buscará tener un radio de penetración de 2,5 ft obtenido de la figura 1.

$$V = 42 * \pi * \frac{\left(\frac{2.5^2 - 0.5833^2}{4}\right) (32)14.2}{5.615} [gal]$$

$$V = 157,7602 \text{ gal}$$

En el caso ideal de que el sistema no pierda gasto en el viaje de superficie a el punto objetivo el valor del radio de penetración del sistema va a tener la medida de 2.5 ft pero por medidas de seguridad y al ver que el daño planteado en los próximos escenarios es considerable se utilizar un pie más obteniéndose la medida de 3,5 ft.

Para el pozo "SAC-1 Hollín" el volumen mínimo de sistema ácido será:

$$V = 42 * \pi * \frac{\left(\frac{3.5^2 - 0.5833^2}{4}\right) (32)14.2}{5.615} [gal]$$

$$V = 317.9294 \text{ gal}$$

En el caso de querer tener un radio de penetración de 4,5 ft se repetirá el procedimiento previo, tomando la medida de seguridad.

Para el pozo "SAC-1 Hollín" el volumen mínimo de sistema ácido será con un radio de penetración de 4.5 ft.

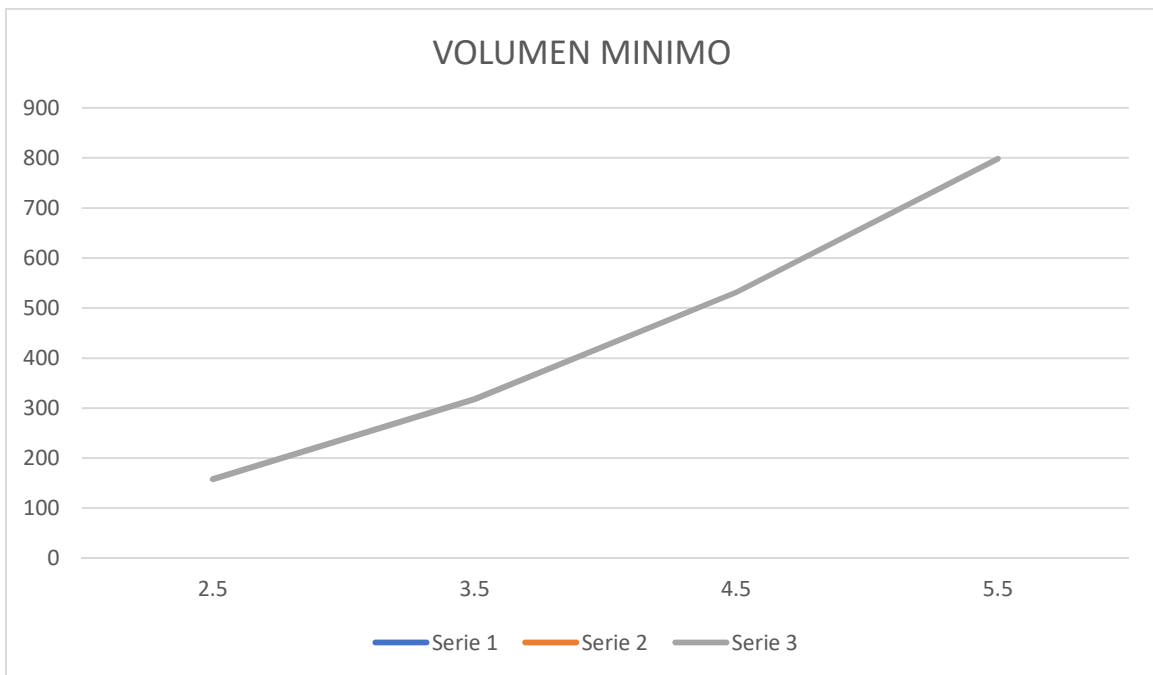
$$V = 42 * \pi * \frac{\left(\frac{4.5^2 - 0.5833^2}{4}\right) (32)14.2}{5.615} [gal]$$

$$V = 531.4883 \text{ gal}$$

**Tabla 8. Volúmenes mínimos de sistema**

VOLÚMENES MÍNIMOS DE SISTEMA POR PIE DE PENETRACIÓN				
Penetración (ft)	2.5	3.5	4.5	5.5
Volumen mínimo (gal)	157,7002	317,9294	531,4883	798,4370

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz



**Gráfico 5. Volúmenes mínimos por pie de penetración**

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

Se observa que el crecimiento del volumen de ácido requerido acorde a la penetración del daño es directamente proporcional y creciente, mediante este criterio se determina que al aumentar el volumen de tratamiento se obtiene una mayor penetración del sistema y por ende una mayor remoción de daño en la formación.

## CAPÍTULO IV

### 4.1 Escenario I: Daño Somero.

En este primer escenario el software recomienda el volumen a utilizar de los sistemas y una vez validados la compatibilidad con la formación se obtuvo el siguiente sistema:

**Tabla 9. sistema del Primer Escenario**

No.	Descripcion	Nombre del fluido	Volumen total (gal)	Cobertura promedio (gal/ft)
1	Preflujo orgánico no ácido	Solvente	1080	36.0
2	Preflujo acuoso no ácido	Salmuera	1080	36.0
3	Preflujo ácido	15% HCl	2190	73.0
4	Primer sistema ácido	Tratamiento principal I	1080	36.0
5	Segundo sistema ácido	Tratamiento secundario I	2190	73.0
6	Acondicionador ácido	15% HCl	1080	36.0
7	Limpiador no ácido	Diesel	1080	36.0
8	Desplazamiento	Diesel	2770	
	Volumen total de fluido		12550	

Fuente: Datos no Publicados, Halliburton, 2017  
Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

La selección de estos sistemas ha sido planteada debido a la caracterización del daño, en donde principalmente se reconoce: migración de finos, bloqueo por

emulsiones, taponamiento de poros e hinchamiento de arcillas, estos han sido los principales, debido a que el estudio de compatibilidad había previamente descartado incompatibilidades de los fluidos y bloqueos por agua, para esto se había considerado el uso de un solvente orgánico no ácido, con la finalidad de poder remover la mayor cantidad de presencia de asfáltenos y parafinas presentes en la tubería de producción y la cara del pozo. El siguiente fluido recomendado se plantea en base a la presencia de arcillas, que son un aspecto principal para obtener un debido acondicionamiento de la cara del pozo utilizando un sistema inhibidor de intercambio iónico y evitar posibles reacciones no deseadas, principalmente compuesto por Cloruro de Amonio y adicionado con un surfactante penetrante.

Después de haber controlado la presencia de arcillas se recomienda el uso de un preflujos acondicionador ácido, que en este caso es ácido Clorhídrico al 15%, con la finalidad de generar un desgaste primario en la roca. Después del uso de los preflujos, se continuará con la recomendación del sistema principal, que ayuda a tener un máximo poder de disolución en la matriz debido a su composición carbonácea este es en base de HCl y cuenta con inhibidores de corrosión, surfactantes para el cambio de mojabilidad de la roca, surfactantes penetrantes y estabilizadores de arcillas ya que así se controlando las emulsiones, mitigando la posible generación de reacciones secundarias y el sistema secundario que principalmente a base de HF, debido a que se el manejo de este ácido en superficie es peligroso se lo utiliza en forma de Bifloruro de Amonio que al momento de combinarse con Agua se genera HF, a la par cuenta con ácido acético e inhibidores de corrosión para evitar dañar la tubería por la cual se envía el sistema. Este segundo sistema se utiliza por la presencia de arcillas, controlándolas y evitando la migración de finos en el momento de realizar la estimulación matricial ácida, una de las características de este sistema es que el tiempo de contacto con la formación debe ser el mínimo requerido para un tratamiento de estimulación ácida debido a que la presencia de ácido fluorhídrico en la formación produce precipitados que podrían generar un daño en la formación debido al trabajo de estimulación. Terminado el proceso principal de acidificación se utiliza nuevamente ácido clorhídrico al 15% para acondicionar la zona donde se realizó el trabajo, y para terminar limpiar el pozo con Diesel,

para recuperar la mojabilidad de la cara al aceite y facilitar la producción del mismo. En el siguiente gráfico se muestra la presencia de los fluidos en la vecindad del pozo, viéndose jerarquizado por la secuencia de inyección del mismo.

#### 4.1.1 Daño de formación.

Principalmente, el daño de la formación es el factor que se quiere reducir, y, para el diseño y la selección del sistema se ha enfocado netamente en la presencia de solventes y ácidos que reaccionen de mejor manera garantizando una alta eficiencia de reducción de daño. Tomando en consideración cada uno de los factores, se ha obtenido una reducción de 5 a 2,69 lo que representa el 52%, alcanzando un valor aceptable para tener una mejora de producción.

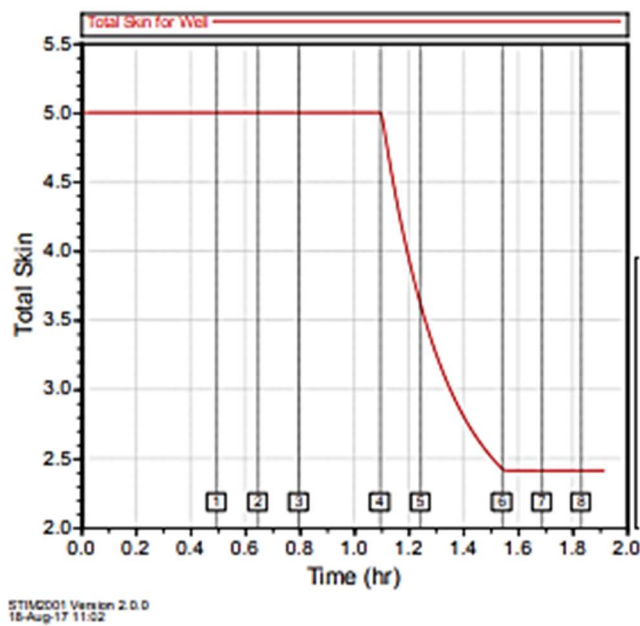


Gráfico 6. Variación del daño en función del tiempo.

Fuente: Stim, 2001

#### 4.1.2 Aumento de producción

Como se explicó en metodología, a continuación, se realizarán los cálculos pertinentes para obtener las curvas de productividad con un daño de 5, utilizando el método de Vogel.

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} K_o h (P_r - P_{wf})}{U_o B_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)}$$

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 70 * 32 (4450 - 3629)}{4.5929 * 1.0978 \left( \ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 5 \right)}$$

$$Q_o = 214.4 \text{ BPPD}$$

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$$

$$J = \frac{214.4}{4450 - 3629}$$

$$J = 0.261 \text{ BPPD/psi}$$

$$Q_{Ob} = J (P_r - P_b)$$

$$Q_{Ob} = 0.261 (4450 - 550)$$

$$Q_{Ob} = 1018.46 \text{ BPPD}$$

$$Q_o = 1018.46 + \frac{0.261 * 550}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{550}{550} \right) - 0.8 \left( \frac{550}{550} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 1018.46 \text{ BPPD}$$

La curva de productividad del pozo se la realiza con valores de presión que varían desde la presión de reservorio hasta la una presión de depletación del reservorio relativamente 0, (se señala en amarillo la presión de burbuja) como se plantea en la siguiente tabla.

**Tabla 10. Presiones y Caudales según Vogel con daño 5**

<b>Pwf (psi)</b>	<b>Qo (BPPD)</b>
4450	0
3000	378.45
2600	482.85
2400	535.05
2000	639.45
1800	691.65
1400	796.05
1000	900.45
800	952.65
600	1004.85
550	1018.46
300	1083.15
200	1109.25
100	1135.35
0	1161.45

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

Y una vez reducido el daño a 2,69 se obtiene el caudal del pozo Sach-1 con la siguiente fórmula, en donde también consideramos el daño

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 70 * 32 (4450 - 3629)}{4.5929 * 1.0978 \left( \ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 2.69 \right)}$$

$$Q_o = 265.3 \text{ BPPD}$$



$$J = \frac{265.3}{4450 - 3629}$$

$$J = 0.323 \text{ BPPD/psi}$$

$$Q_{Ob} = J (P_r - P_b)$$

$$Q_{Ob} = 0.323 (4450 - 550)$$

$$Q_{Ob} = 1259.7 \text{ BPPD}$$

Y al igual que en el anterior escenario se procedió a calcular con presiones para obtener la siguiente tabla:

**Tabla 11. Presiones y Caudales según Vogel con daño 2.69**

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
4450	0
3000	468.35
2600	597.55
2400	662.15
2000	791.35
1800	855.95
1400	985.15
1000	1114.35
800	1178.95
600	1243.55
550	1259.7
300	1340.45
200	1372.75
100	1405.05
0	1437.35

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

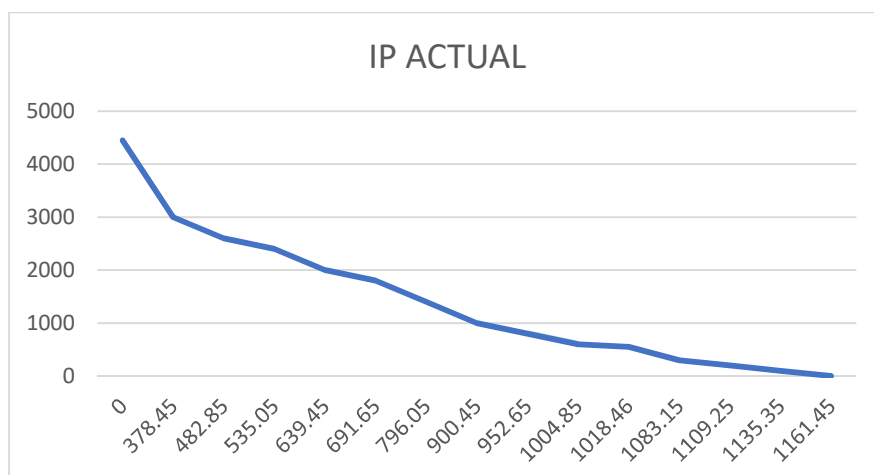


Gráfico 7. IP actual

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

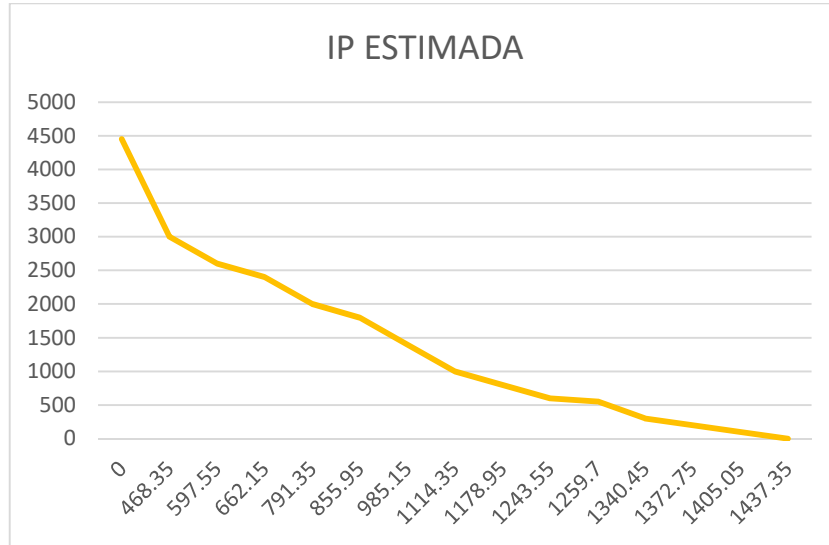


Gráfico 8. IP estimada

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

En base a los cálculos de los volúmenes mínimos aplicables al reservorio se determinó que es directamente proporcional por lo cual, mediante el incremento de volúmenes y consideraciones de operación, se plantea lo que sería el mejor escenario (teóricamente posible), debido a que la reducción de daño debería ser la mayor posible se encuentra con limitantes, que sería recuperar condiciones iniciales de reservorio.

#### 4.2 Escenario II: Daño Profundo.

Para simular el caso de un pozo sumamente dañado se tomó en consideración 10 de restricción, y la entrega de sistemas recomendados de nuestro simulador nos dio los siguientes resultados.

**Tabla 12. Sistemas Recomendados con daño 10**

No.	Descripción	Nombre del fluido	Volumen total (gal)	Cobertura promedio (gal/ft)
1	Preflujo orgánico no ácido	Solvente	2520	84.0
2	Preflujo acuoso no ácido	Salmuera	2520	84.0
3	Preflujo ácido	15% HCl	6720	224.0
4	Primer sistema ácido	Tratamiento principal I	2520	84.0
5	Segundo sistema ácido	Tratamiento secundario I	5040	168.0
6	Acondicionador ácido	15% HCl	6720	224.0
7	Acondicionador no ácido	Diesel	6130	205.0
8	Desplazamiento	Diesel	2770	
	Volumen total de fluido		28220	

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

Las descripciones de la selección de los sistemas utilizados son semejantes a los del caso anterior, pero mantienen una diferencia que son los volúmenes del sistema que se los compara en la siguiente tabla:

**Tabla 13. Tabla de Comparación**

No.	Descripción	Volumen total daño 5 (gal)	Volumen total daño 10 (gal)
1	Preflujo orgánico no ácido	1080	2520
2	Preflujo acuoso no ácido	1080	2520
3	Preflujo ácido	2190	6720

4	Primer sistema acido	1080	2520
5	Segundo sistema acido	2190	5040
6	Acondicionador acido	1080	6720
7	Acondicionador no acido	1080	6130
8	Desplazamiento	2770	2770

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

#### 4.2.1 Daño de formación.

En este caso también se enfoca en la reducción del daño que se tiene en el trabajo de reacondicionamiento de pozo, cabe recalcar que los tipos de daño que se plantearon en el análisis de la selección del ácido que el pozo tiene presente son:

Con el uso del sistema recomendado se procedió a observar que la reducción del daño en el pozo va a ser de 10 a 3.79 lo que representa un decremento porcentual de 64.9% que se ploteo en la figura:

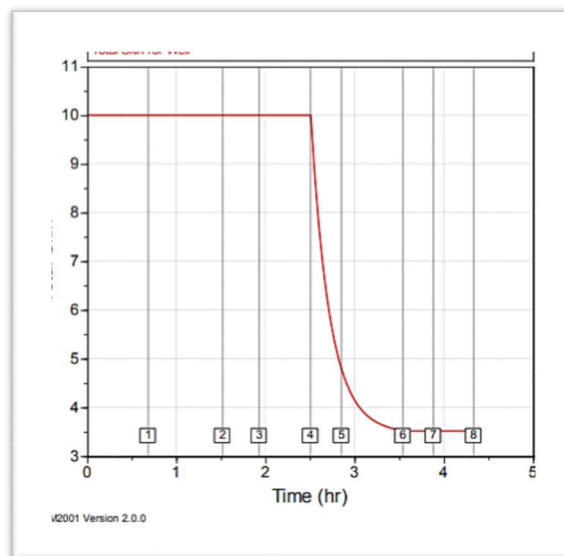


Gráfico 9. Variación del daño en función del tiempo.

Fuente: Stim, 2001

#### 4.2.2 Aumento de producción

Para simular el aumento de producción en este caso también se ha aplicado el método de Vogel el cual, se detalló en el escenario anterior y se los describe en la siguiente tabla.

**Tabla 14. Comparación de volúmenes usados en los escenarios**

**ANTES DE LA ESTIMULACIÓN (10)**

**DESPUÉS DE LA ESTIMULACIÓN ( 3,79)**

$$Q_{o=} = \frac{7.08 * 10^{-3} * 70 * 32 (4450 - 3629)}{4.5929 * 1.0978 \left( \ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 10 \right)}$$

$$Q_{o=} = \frac{7.08 * 10^{-3} * 70 * 32 (4450 - 3629)}{4.5929 * 1.0978 \left( \ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 3.79 \right)}$$

$$Q_{o=} = 151.5 \text{ BPPD}$$

$$Q_{o=} = 238.4 \text{ BPPD}$$

$$J = \frac{151.5}{4450 - 3629}$$

$$J = \frac{238.4}{4450 - 3629}$$

$$J = 0.185 \text{ BPPD/psi}$$

$$J = 0.290 \text{ BPPD/psi}$$

$$Q_{Ob} = J (P_r - P_h)$$

$$Q_{Ob} = J (P_r - P_h)$$

$$Q_{Ob} = 0.185 (4450 - 550)$$

$$Q_{Ob} = 0.290 (4450 - 550)$$

$$Q_{Ob} = 721.5 \text{ BPPD}$$

$$Q_{Ob} = 1131 \text{ BPPD}$$

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

**Tabla 15. Pwf vs Qo**

10		3,79	
Pwf (psi)	Qo (BPPD)	Pwf (psi)	Qo (BPPD)
4450	0	4450	0
3000	268.25	3000	420.5
2600	342.25	2600	536.5
2400	379.25	2400	594.5
2000	453.25	2000	710.5
1800	490.25	1800	768.5
1400	564.25	1400	884.5
1000	638.25	1000	1000.5
800	675.25	800	1058.5
600	712.25	600	1116.5
550	721.25	550	1131
300	767.75	300	1203.5
200	786.25	200	1232.5
100	804.75	100	1261.5
0	823.25	0	1290.5

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

**Tabla 16. Aumento de Producción.**

DAÑO SOMERO (5)			
ESTADO	Pwf (psi)	S	AUMENTO DE PRODUCCIÓN (BPPD)
ANTES	3629	5	275.9
DESPUÉS	3629	2.69	
DAÑO PROFUNDO (10)			
ANTES	3629	10	467.25
DESPUÉS	3629	2.69	

Elaborado por: Cristhian Quishpe Arauz

## CONCLUSIONES

Para el pozo con un valor de daño igual a 5, la utilización de un preflujó de 1080 Gal y un tratamiento ácido HCl/HF de 1/2 (1080/2190) dio como resultado una reducción a 2,69 (-46.2%) del daño de la formación cercana a la cara del pozo, con un recobro de producción de 275.6 BPPD

Para el pozo con un valor de daño igual a 10, la utilización de un preflujó de 2520 Gal, tratamiento ácido y no ácido de 6720/6130 Gal y un tratamiento ácido de HCl/HF de 1/2 (2520/5040) dio como resultado una reducción de 3,79(-62,1%) del daño de la formación cercana a la cara del pozo, con un recobro de producción 467,25 BPPD

Al ser la mineralogía de la matriz un modelo con excesivo cuarzo se aconseja el uso de un sistema que sea en base de ácido Clorhídrico, con el objetivo de obtener una alta mejora en el trabajo de mejora del índice de productividad.

El volumen mínimo recomendado será en base a los pies de penetración que se quiere adquirir en el pozo para la remoción del daño, siendo el  $V_{min}$  de 157.02 Gal.

## Recomendaciones

- Diagnosticar el pozo mediante pruebas de presión BUP para conseguir indagación de alta confiabilidad como valor de daño de formación, permeabilidad, y presión inicial del reservorio previo a realizar la evaluación para mejorar el índice de productividad.
- La inyección de los fluidos debe guiarse a caudales por debajo del gradiente de fractura (0.707 psi/ft) y firmes para descartar posibles inconvenientes de tortuosidad al momento de ejecutar la estimulación acida.
- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión después del trabajo de reacondicionamiento para examinar que la intervención ha tenido éxito.
- Se recomienda el empleo de un solvente preliminar al bombeo de píldoras acidas para pickling aprobara disolver residuos de crudo pesado, parafinas, asfáltenos presentes en la tubería.
- Se aconseja usar preflujos orgánicos que reemplacen al acido clorhidrico en el caso de poseer presencia de materiales blandos durante la intervención para impedir ocasionar daños a la cara del pozo y tener una considerable penetración del sistema principal en la formación.



## BIBLIOGRAFÍA

- A.P.I., (2017), *“Prácticas Recomendadas para las pruebas de laboratorio de los agentes activos de superficie para la estimulación de pozos”*.
- Halliburton, (2017), *Production Enhancement & Production Solutions*, Quito, Ecuador.
- Cabrera Bello, L. J. (2013). *Caracterización de mecanismos de daño y métodos de remoción en los pozos completados del campo boquerón del estado monagas, mediante métodos analíticos.*
- Haro Buñay, G. B. (2016). *“Optimización de la producción en pozos con daños de formación utilizando estimulación ácida u orgánica en los campos maduros del oriente ecuatoriano.”*
- Jara Cobos, C.F. (2015) *“Estudio de factibilidad para la acidificación matricial en las arenas productoras del campo Gustavo Galindo Velasco, Provincia de Santa Elena”*.
- Pucha Severino, T. G. (2017) *“Evaluación de los resultados de la aplicación de estimulaciones matriciales en el reservorio del campo x”*

## ANEXOS

**ANEXO I.** Muestra del core del campo Sach-1- Saturación en agua de formación



**ANEXO II** Equipo de simulación de daño de formación



**ANEXO III.** Porosidad de la Matriz de la formación del campo Sach-1

