



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**DISEÑO DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO EN LA ARENA “U” DEL  
POZO S40D, APLICANDO TECNOLOGÍA COILED TUBING Y  
QUÍMICOS ESPECIALIZADOS CLAY SAFE 5, SANDSTONE  
COMPLETION ACID Y FINES CONTROL ACID.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO EN PETRÓLEOS.**

**ESTEBAN FERNANDO ALARCÓN LUNA**

**DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS**

**QUITO, marzo, 2013**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2013  
Reservados todos los derechos de reproducción

## **DECLARACIÓN**

Yo **ESTEBAN FERNANDO ALARCÓN LUNA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

**ESTEBAN ALARCÓN LUNA**  
C.I.: 171511656-0

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “Diseño de un tratamiento ácido en la arena “U” del pozo S40D, aplicando tecnología Coiled Tubing y Químicos especializados Clay Safe 5, Sandstone Completion Acid y Fines Control Acid”, que, para aspirar al título de Ingeniero en Petróleos fue desarrollado por Esteban Alarcón Luna., bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.



---

Ing. Fausto Ramos  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**  
C.I. 1705134102

## **DEDICATORIA**

Dedico mi tesis a todas aquellas personas que han aportado con la culminación de este trabajo y en especial de este segundo paso importante en mi satisfacción personal, dedico con mucho cariño a mi padre Fernando, porque con su sabiduría ha sabido guiar cada paso de mi vida enseñándome a tomar las decisiones correctas y a luchar por alcanzar las metas, a mis hermanos Roberto y Estefanía, por su compañía, ayuda y motivación en cada paso han llegado a ser una parte importante en la finalización de esta meta, y en especial a mi madre Silvia, que ha sido el apoyo incondicional en cada momento de mi vida, de mi carrera y mi vida profesional.

Esteban Alarcón Luna.

## **AGRADECIMIENTO**

Un agradecimiento sincero a mis profesores por los conocimientos entregados para el desarrollo y culminación de mis estudios, a la Universidad Tecnológica Equinoccial ya que en ella encontré no solo mi formación profesional sino encontré grandes amigos: Sonia, Mercy, Caro, Karen, Byron, Marcelo, Johan, Johnny, Alex, Juan Carlos, Roberto, Luis, Daniel y César.

Un agradecimiento muy especial y afectuoso a un gran amigo Diego Medina que sin su ayuda no hubiese culminado este gran pasó en mi vida profesional y personal.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN</b>	<b>x</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>xi</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL	1
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>3</b>
2.1 TRATAMIENTO ÁCIDO DE UNA ARENA.	3
2.2 TIPOS DE ÁCIDOS.	4
2.2.1 ÁCIDO CLORHÍDRICO, HCL:	4
2.2.2 ÁCIDO FLUORHÍDRICO, HF:	5
2.3 ACIDIFICACIÓN EN FORMACIONES DE CALIZAS, DOLOMITAS Y ARENISCA.	6
2.3.1 ACIDIFICACIÓN DE CARBONATOS (CALIZAS Y DOLOMITAS)	6
2.3.1.1 Velocidad de reacción:	6
2.3.1.2 Porosidad y permeabilidad:	7
2.3.1.3 Temperatura:	7
2.3.2 - ACIDIFICACIÓN DE ARENISCA.	8
2.3.2.1 Velocidad de reacción:	8
2.3.2.2 Porosidad y permeabilidad:	8
2.3.2.3 Temperatura.	9
2.4 ADITIVOS PARA ACIDIFICACIÓN.	9
2.4.1 SURFACTANTES	9
2.4.1.1 Tensión superficial	10
2.4.1.2 La humectabilidad	11
2.4.2 AGENTES DE CONTROL DE PH	12
2.4.3 ESPUMAS Y EMULSIONES	13

2.4.4 REDUCTORES DE FRICCIÓN	14
2.4.5 ADITIVOS DE CONTROL DE PÉRDIDA DE FLUIDOS.	14
2.4.6 ALCOHOLES	15
2.4.7 BREAKERS Y ESTABILIZADORES	16
2.4.7.1 Breakers	16
2.4.7.2 Estabilizadores	16
2.4.8 BACTERICIDAS / BIOCIDAS	17
2.4.8.1 Tipos de bacterias	17
2.4.9 INHIBIDORES DE CORROSIÓN	18
2.5 DAÑO DEL POZO	19
2.6 PERMEABILIDAD Y LEY DE DARCY	21
2.6.1 ANÁLISIS DE LA ECUACIÓN DE FLUJO RADIAL	23
2.7 HIDRÁULICA Y LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN DE PRESIÓN	24
2.7.1 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LÍQUIDOS	28
2.7.2 LÍQUIDOS NEWTONIANOS	28
2.7.3 LÍQUIDOS NO NEWTONIANOS	30
2.8 TIPOS DE UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE	32
2.8.1 GRÚA DE LEVANTAMIENTO DE CARGA 15K	32
2.8.2 LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE 30K Y 38K	33
2.8.3 LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE 60K	34
2.8.4 LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE 80 K	35
2.9 COMPONENTES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	37
2.9.1 RADIOS VARIABLES DE ARCOS GUÍAS PARA TUBERÍA	37
2.9.2 INYECTORES	38
2.9.3 EMPACADORES STRIPPERS	39
2.9.4 ESLABONES SUJETADORES TIPO V	40
2.9.5 PREVENTORES (BOP)	41
2.9.6 CARRETES	41



2.9.7 UNIDAD DE POTENCIA (POWER PACK)	43
2.9.8 CABINA DE CONTROL	43
2.10 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS (DAS)	44
2.10.1 CT WIN	45
2.10.2 CERBERUS CT MODELING SOFTWARE SUITE	45
2.11 EQUIPO AUXILIAR DE TUBERÍA FLEXIBLE	46
2.11.1 CAMIÓN GRÚA	46
2.11.2 BOMBA HT 400	48
2.11.3 EQUIPO DE SENSORES	49
2.11.4 PRESIÓN DEL POZO Y LA TUBERÍA	49
2.11.5 LA PROFUNDIDAD Y TUBERÍA VELOCIDAD DE LA TUBERÍA	49
2.11.6 MEDICIÓN DEL PESO DE LA TUBERÍA	50
2.12 SISTEMA DE DIRECCIÓN UNIPRO II	50
2.13 CONECTARES DE TUBERÍA FLEXIBLE	51
2.13.1 VÁLVULAS DOBLE FLAPPER (ALETAS O CHARNELAS)	53
2.13.2 DESCONECTORES HIDRÁULICOS	53
2.13 ECUACIONES RELACIONADAS CON TUBERÍA FLEXIBLE	55
2.13.1 GRADIENTE DE PRESIÓN	55
2.13.2 CALCULANDO CAPACIDADES	55
2.13.3 CALCULANDO FACTORES DE FLOTACIÓN	56
2.13.4 PRESIÓN POR FRICCIÓN	59
2.13.5 POTENCIA HIDRÁULICA	61
2.13.6 TASA VOLUMÉTRICA	61
<b>3. METODOLOGÍA.</b>	<b>64</b>
3.1 PRUEBA BUILDUP POZO S40D ARENA “U”	64
3.1.1 DATOS ADICIONALES	64
3.1.2 PERIODO DE ALMACENAMIENTO:	65
3.1.3 PERIODO DE TRANSICIÓN:	65

3.1.4 PERIODO DE FLUJO RADIAL:	66
3.1.5 LIMITE EXTERNO:	66
3.2 ANÁLISIS DE DAÑO	69
3.3 SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO.	72
3.3.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	75
3.4 PROCEDIMIENTO	76
3.5 RECURSOS REQUERIDOS	79
3.6 CAPACIDAD ES DE TUBING Y COILED TUBING	79
3.7 ACIDIFICACIÓN DE ARENISCAS	79
3.7.1 ÁCIDO CLORHÍDRICO	80
3.7.2 ÁCIDO FLUORHÍDRICO	82
3.7.3 ELIMINACIÓN DE DAÑO	83
3.7.4 PROMEDIOS DE REACCIÓN	83
3.8 ACONDICIONAMIENTO DE LA FORMACIÓN	85
3.8.1 ARCILLAS	86
3.8.2 SENSIBILIDAD AL HCL	86
3.8.3 CARBONATOS	89
3.8.4 SANDSTONE COMPLETION ACID	90
3.9 FINES CONTROL ACID	92
<b>4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	<b>94</b>
4.1 ASPECTOS GENERALES CAMPO SACHA	94
4.2 ANÁLISIS DE OPERACIÓN EN EL POZO S40D	95
4.3 ADQUISICIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	95
4.4 REGISTRO ELÉCTRICO (U XSECTION)	97
4.4.1 ZONA “U” S40D	98
4.5 RESULTADOS PRUEBAS BUILDUP	99

4.6 COTIZACIÓN DE SERVICIO	108
4.7 PARÁMETRO POZO S40D ESTIMULADO CON SISTEMA ÁCIDO	111
4.8 ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO TRATAMIENTO IMPLEMENTADO.	112
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>115</b>
5.1 CONCLUSIONES.	115
5.2 RECOMENDACIONES	116
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>117</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>119</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>125</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1.</b> Movimiento de fluidos en estimulación ácida	3
<b>Figura 2.2.</b> Ácidos a emplear a diferentes temperaturas para carbonatos	7
<b>Figura 2.3.</b> Ácidos a emplear a diferentes temperaturas para areniscas	9
<b>Figura 2.4.</b> Interacción del surfactante	10
<b>Figura 2.5</b> Características de humectabilidad	12
<b>Figura 2.6.</b> Perdida de corrosión vs tiempo	19
<b>Figura 2.7</b> Distribución de presión en un reservorio con daño	20
<b>Figura 2.8.</b> Unidad Coiled Tubing 15K	32
<b>Figura 2.9.</b> Unidad Coiled Tubing 30K y 38K	33
<b>Figura 2.10.</b> Unidad Coiled Tubing 60K	34
<b>Figura 2.11.</b> Unidad Coiled Tubing 80K	35
<b>Figura 2.12.</b> Arco guía	38
<b>Figura 2.13.</b> Inyector unidad Coiled Tubing	39
<b>Figura 2.14.</b> Empacadores Strippers	40
<b>Figura 2.15.</b> Sujetadores tipo V	40
<b>Figura 2.16.</b> BOP	41
<b>Figura 2.17.</b> Carrete	42
<b>Figura 2.18.</b> Capacidad de carrete	42
<b>Figura 2.19.</b> Unidad de potencia	43
<b>Figura 2.20.</b> Cabina de Control	44
<b>Figura 2.21.</b> Modeling software suite	46
<b>Figura 2.22.</b> Grúa o pluma	47
<b>Figura 2.23.</b> Bomba HT-400	48
<b>Figura 2.24.</b> Tablero Unidad HT- 400 y Tablero UNIPRO II	50
<b>Figura 2.25.</b> Conector de una cuña fig. a) (single slip) y fig. b) conector roll-on	52
<b>Figura 2.26.</b> Válvula doble FLAPPER	53
<b>Figura 2.27.</b> Desconector hidráulico	54

<b>Figura 2.28.</b> La flotación cuando la fuerza de los fluidos empuja contra el peso de un objeto.	57
<b>Figura 2.29.</b> Stimwin Output	60
<b>Figura 2.30.</b> Ejemplo curva P-V	63
<b>Figura 3.1.</b> Condiciones de flujo de pozo S40D	67
<b>Figura 3.2.</b> Fluidos frentes a la formación al final del tratamiento	75
<b>Figura 3.3.</b> Invasión de fluidos	75
<b>Figura 3.4.</b> Estabilidad de minerales	76
<b>Figura 3.5.</b> Antes Sandstone Completion Acid	91
<b>Figura 3.6.</b> Después Sandstone Completion Acid	92
<b>Figura 4.1.</b> Ubicación geográfica campo Sacha	94
<b>Figura 4.2.</b> UX section	97
<b>Figura 4.3.</b> Zona “U” Pozo S40D	98
<b>Figura 4.4.</b> Data chart de pozo S40D	99
<b>Figura 4.5.</b> Derivada	100
<b>Figura 4.6.</b> Método de Horner	101
<b>Figura 4.7.</b> Tiempo equivalente	102
<b>Figura 4.8.</b> Simulación del modelo vertical penetración parcial.	104
<b>Figura 4.9.</b> Entrada relación rendimiento IPR	107

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> Clasificación de surfactantes	10
<b>Tabla 2.2.</b> Tensión superficial	11
<b>Tabla 2.3.</b> Escala pH	13
<b>Tabla 2.4</b> Tipos de reductores de fricción	14
<b>Tabla 2.5.</b> Especificaciones de inyectoros	36
<b>Tabla 2.6.</b> Características de conectores para tubería flexible.	52
<b>Tabla 2.7.</b> Especificaciones desconectores hidráulicos	54
<b>Tabla 2.8.</b> Factor de flotación conectada con la densidad del fluido expresado en lb/gal	58
<b>Tabla 3.1.</b> Datos pozo S40D	64
<b>Tabla 3.2.</b> Tabulación de resultados pozo S40D	67
<b>Tabla 3.3.</b> Presiones pozo S40D	68
<b>Tabla 3.4.</b> Formation Damage Advisor	70
<b>Tabla 3.5.</b> Mineralogía de la formación	71
<b>Tabla 3.6.</b> Cantidades apropiadas de ácido concentrado	74
<b>Tabla 3.7.</b> Químicos recomendados	78
<b>Tabla 3.8.</b> Proceso de estimulación de areniscas	88
<b>Tabla 4.1.</b> Topes corregidos pozo S40D	96
<b>Tabla 4.2.</b> Análisis flujo radial	103
<b>Tabla 4.3.</b> Penetración parcial 1	105
<b>Tabla 4.4.</b> Penetración parcial modelo pozo S40D	106
<b>Tabla 4.5.</b> Materiales tratamiento arena “U”	108
<b>Tabla 4.6.</b> Servicios de unidad de bombeo	109
<b>Tabla 4.7.</b> Servicios de unidad Coiled Tubing	110
<b>Tabla 4.8.</b> Datos de producción pozo S40D	111
<b>Tabla 4.9.</b> Pozo S40D estimulación arena “U”	112
<b>Tabla 4.10.</b> Costo beneficio estimulación acida 81 USD por barril	114

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>ANEXO 1</b>	
Surfactante Losurf 300	125
<b>ANEXO 2</b>	
Solvente Musol A	126
<b>ANEXO 3</b>	
Inhibidor MSA II	127
<b>ANEXO 4</b>	
Surfactante de alta temperatura Pen-88	128
<b>ANEXO 5</b>	
Ácido acético Fe-1A	129
<b>ANEXO 6</b>	
Aditivo Alchek	130
<b>ANEXO 7</b>	
Bifloruro de amonio	131
<b>ANEXO 8</b>	
Surfactante Pen-88	132
<b>ANEXO 9</b>	
Inhibidor de corrosión HAI-85M	133
<b>ANEXO 10</b>	
Aditivo control de finos Cla-Sta	134

# **RESUMEN**

## **“DISEÑO DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO EN LA ARENA “U” DEL POZO S40D, APLICANDO TECNOLOGÍA COILED TUBING Y QUÍMICOS ESPECIALIZADOS CLAY SAFE 5, SANDSTONE COMPLETION ACID Y FINES CONTROL ACID”.**

### **Introducción**

La idea de elaborar el diseño de un Tratamiento Ácido aplicando Tecnología Coiled Tubing como tema de Tesis de Grado, surge de la necesidad real de contar en el campo con una guía para los Ingenieros de Campo, que se ajuste al requerimiento de la operación y de esta manera solucionar los problemas más comunes que día a día se presentan, de forma oportuna y precisa.

Este es un trabajo de recopilación y tabulación de información, para así poder obtener finalmente el Diseño de un Tratamiento Ácido aplicando tecnología Coiled tubing, pueden contar con información clara, actualizada y organizada sobre este tema.

Se explica el estudio económico de la Completación Dual llegando a evaluar la rentabilidad del diseño propuesto, presentando las respectivas conclusiones y recomendaciones de una alternativa eficaz en la Completación de pozos en el Oriente Ecuatoriano. Por último describo la Bibliografía utilizada para la elaboración de esta tesis.



# **ABSTRACT**

**“DESING OF AN ACID TREATMENT IN THE ARENA “U” OF S40D,  
APPLYING COILED TUBING TECHNOLOGY AND SPECIALIZED  
CHEMICALS CLAY SAFE 5, SANDSTONE COMPLETION ACID Y FINES  
CONTROL ACID”**

## **Introduction**

The idea of elaborating a design of an Acid Treatment Applying Coiled Tubing as the topic of Degree Thesis, suggests the real necessity of having in the field a guide for the Field Engineers that is adjusted to the requirements of the operation and in this way be able to solve the common problems that are presented day by day, in an oportune and precise way.

On the other hand, this manual not only will be of great help for people that work in the Field with an Acid Treatment Applying Coiled Tubing, but it will also be of important help for the students of the Petroleum Schools who are getting ready and training for the operation of this equipment in the exercise of their careers.

It explains the Economic Study of the Dual Concentric Completion, becoming to evaluate the profitability of the design, presenting conclusions and recommendations of an efficient alternative in Completion in Ecuadorian Orient. Lastly, I describe the Bibliography used for the elaboration of this thesis.

# **INTRODUCCIÓN**

# **1. INTRODUCCIÓN**

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la ingeniería petrolera están los métodos de estimulación de pozos. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo en el que no se hayan aplicado uno o más de estos procedimientos; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debidos precisamente a la estimulación de su productividad.

La estimulación de pozos se define como la inyección de fluidos de tratamiento (ácidos en su mayoría), y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de la perforación y terminación de pozos o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

## **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseño de un tratamiento ácido en la arena "U" del pozo S40D, aplicando Tecnología Coiled Tubing y químicos especializados Clay Safe 5, Sandstone Completion Acid y fines control Acid los cuales son para mejorar la remoción de finos y sólidos que están taponando la cara de la formación, debiendo con esto incrementar la producción de fluidos.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las propiedades de la arena "U" por medio de las pruebas PVT.
- Diseñar receta química que se necesita para el tratamiento de estimulación.
- Analizar pruebas de Build Up por medio del método de Horner para determinar el comportamiento de las presiones y saber el tipo de daño en la arena y lograr saber que esta taponando a la cara de la formación.
- Revisar el cumplimiento de normas de seguridad industriales y ambientales aplicadas en las operaciones de tratamientos con ácidos.
- Analizar el costo beneficio antes y después del tratamiento ácido.

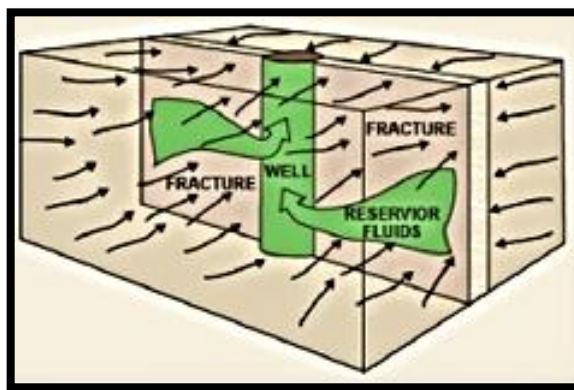
# MARCO TEÓRICO

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 TRATAMIENTO ÁCIDO DE UNA ARENA.

Este tipo de estimulaciones se caracterizan por las tasas y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido de tratamiento ácido en forma radial, y este reaccione químicamente disolviendo materiales q dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca.

El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca en la cara de la misma, la longitud de fractura depende del volumen de ácido, el ritmo de reacción de este y de la pérdidas de filtrado en la formación. Los pozos que presentan skin o daño a distancias cercanas a la cara de la formación son buenos candidatos para los tratamientos de estimulación de pozos.



**Figura 2.1.** Movimiento de fluidos en estimulación ácida

(Halliburton, 2012)

Seleccionar un tratamiento para un pozo se debe considerar la siguiente información:

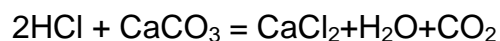
1. Tipo de formación y composición mineral de la formación.
2. Tipo de daño y magnitud.
3. Intervalo de tiempo de contacto disponible para el tratamiento químico.
4. Limitaciones físicas del equipo del pozo.
5. Presión y temperatura existentes en el fondo del pozo.
6. Contaminantes posibles: agua, lodo, bacterias, cemento.
7. Compatibilidad del fluido de tratamiento con los contaminantes.
8. Propiedades de la formación: solubilidad en ácido, permeabilidad, porosidad.

## **2.2 TIPOS DE ÁCIDOS.**

Se va hablar de los ácidos que más se utilizan en la industria petrolera los cuales son ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico.

### **2.2.1 ÁCIDO CLORHÍDRICO, HCL:**

Es un ácido inorgánico usado ampliamente en formaciones carbonáceas. Se emplea en solución de 15% (por peso) de gas. La reacción química está representada de la siguiente manera:



Concentraciones Máximas de grado comercial de HCl son de aproximadamente 36% por peso. Adicionalmente las concentraciones superiores a 15% pueden emplearse concentraciones inferiores en donde el poder de disolución del ácido no es el único factor a considerar

### **2.2.2 ÁCIDO FLUORHÍDRICO, HF:**

Es un ácido inorgánico usado en formaciones de areniscas. Se presenta en forma líquida, bien sea en forma anhídrida o en solución acuosa. Ataca la sílice y los silicatos, ciertos materiales como el hierro fundido y varios materiales orgánicos.

En la estimulación de pozos, el hf es comúnmente usado en combinación con el HCL. Las mezclas de los dos ácidos pueden ser preparadas diluyendo mezclas de los ácidos concentrados con agua, o agregando sales de flúor al ácido HCL.

El HF es muy efectivo en tratamientos de remoción de daños por taponamiento de la formación causado por lodos de perforación (excepto barita), arcillas y otros silicatos.

La mayoría de las formaciones de areniscas están compuestas de partículas de cuarzo ligadas conjuntamente por varias clases de materiales cementantes, principalmente carbonatos, sílice y arcillas. A pesar de que las reacciones químicas entre el HF y los minerales presentes en las areniscas son complejas y pueden en algunos casos resultar en precipitación de los productos de



reacción, esto puede ser evitado en su mayoría. Algunos productos comerciales que contienen  $Hf$  se presentan a continuación

## **2.3 ACIDIFICACIÓN EN FORMACIONES DE CALIZAS, DOLOMITAS Y ARENISCA.**

La acidificación de Formaciones se pueden dividir en dos grandes grupos, dependiendo de la litología y mineralogía de la formación: Areniscas y Carbonatos

### **2.3.1 ACIDIFICACIÓN DE CARBONATOS (CALIZAS Y DOLOMITAS)**

#### **2.3.1.1 Velocidad de Reacción:**

La roca reacciona muy rápidamente con HCL y Ácidos Orgánicos. La reacción total está gobernada por la difusión del ácido hacia la roca, causando la formación de grandes canales de flujos conductivos:

La longitud de los agujeros está limitado por la pérdida de filtrado del ácido y no por la velocidad de reacción. Mayor penetración se obtiene empleando ácidos más viscosos (ácidos emulsificados, gelificados o espumado)

### 2.3.1.2 Porosidad y Permeabilidad:

La mayoría presenta porosidad primaria (inter-granular) muy reducida, pero es frecuente que presenten porosidad secundaria importante (fisuras, oquedad, otras) originando un sistema de alta permeabilidad secundaria donde la invasión del ácido que penetra es considerable.

- Carbonatos con elevada permeabilidad puede haber sufrido invasiones de solidos requiriendo gran penetración de ácidos. Se recomienda ácidos viscosos.
- Carbonatos con permeabilidad media/baja no permite la inyección de un caudal aceptable de ácido viscosos. Se recomienda ácidos corrientes.

### 2.3.1.3 Temperatura:

La temperatura de la formación incrementa la velocidad de reacción sobre los carbonatos:

$T_{form} < 200^{\circ}F$	Emplear HCL 28%
$200^{\circ}F < T_{form} < 250^{\circ}F$	Emplear concentracion de HCL al 15% y mezcla de HCL+Acido Organico
$250^{\circ}F < T_{form} < 350^{\circ}F$	Emplear Acidos Organicos
$T_{form} > 350^{\circ}F$	Tratamientos No Acidos.

**Figura 2.2.** Ácidos a emplear a diferentes temperaturas para carbonatos

(Halliburton, 2012)

## **2.3.2 - ACIDIFICACIÓN DE ARENISCA.**

### 2.3.2.1 Velocidad de Reacción:

Los ácidos HF y HCL reaccionan mucho más lentamente con los principales minerales presentes en las areniscas. Los granos de cuarzo de las areniscas son insolubles en ácido, mientras que los minerales que cementan los granos y forman la matriz de la roca son atacados con distinta velocidad.

### 2.3.2.2 Porosidad y Permeabilidad:

Todas ellas exhiben porosidad y permeabilidad primaria importante y es excepcional la existencia de porosidades y permeabilidades secundarias significativas. Las partículas sólidas responsable del taponamiento de las gargantas interpolares suelen disolverse en el ácido, es decir los ácidos matriciales de areniscas remueven el daño según los siguientes mecanismos:

- El ácido disuelve los sólidos que taponan la permeabilidad.
- El ácido disuelve algunos de los componentes de la matriz y el cemento inter-granular. Agrandando los espacios porales y libera los sólidos que taponan la permeabilidad.

Pozos con permeabilidades muy bajas no son muy buenos candidatos para acidificación. Una buena acidificación debe permitir la inyección matricial de un

caudal mínimo de ¼ BPM luego que el ácido haya removido el daño (S=0). Cuando esto no es factible se debe recurrir a la Fracturamiento Hidráulico como método de estimulación

### 2.3.2.3 Temperatura.

La temperatura de la formación incrementa la velocidad de reacción sobre las areniscas:

T <sub>form</sub> < 200°F	Emplear HCL al 12 % y HF al 3% (areniscas con bajo contenido de feldespatos y arcillas)
200°F < T <sub>form</sub> < 300°F	Emplear HCL al 10% y HF al 0.5%.
300°F < T <sub>form</sub> < 350°F	Emplear Acidos Organicos
T <sub>form</sub> >350°F	Tratamientos reactivos No Acidos

**Figura 2.3.** Ácidos a emplear a diferentes temperaturas para areniscas

(Halliburton, 2012)

## 2.4 ADITIVOS PARA ACIDIFICACIÓN.

### 2.4.1 SURFACTANTES

Los surfactantes ("agentes activos de superficie") se han desarrollado para reducir la retención de líquidos en la formación. A través del uso racional de los tensioactivos, estos productos químicos pueden ayudar en la estimulación fluido de recuperación y reducir la posibilidad de emulsiones que se forman en la formación.

Un obstáculo importante para la producción de petróleo es la infiltración de agua en el aceite de soporte formaciones. El agua puede reducir la permeabilidad efectiva la arena de aceite, lo que resulta en un bloqueo parcial o completo.

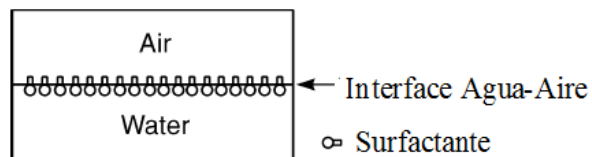
**Tabla 2.1.** Clasificación de surfactantes

<b>CLASIFICACIÓN</b>	
Por su solubilidad	Solubles al agua (hidrofílicos)  Solubles al petróleo (lipofílicos)
Por su naturaleza iónica	Catiónicos Aniónicos No Iónicos Anfotérico

(Halliburton, 2012)

#### 2.4.1.1 Tensión superficial

Debido a que los surfactantes se componen de grupos solubles en agua y solubles en aceite, que se absorben en las interfases entre un líquido y un gas, o dos líquidos inmiscibles. Figura 2.2 ilustra cómo surfactantes funcionar a la tensión superficial baja.



**Figura 2.4.** Interacción del surfactante

(Halliburton, 2012)

El grupo "hidrófilo" es más soluble en agua que el grupo "oleófilo" del. Por lo tanto, una molécula de agente tensioactivo se orienta en la interfase aire-agua con el grupo de aceite soluble en el aire y el grupo soluble en agua en el agua. Esto altera la naturaleza de la interfase aire-agua. Dependiendo de la eficacia

del tensioactivo, la interfaz actual es una combinación de un "aire-agua-aceite". El petróleo tiene una tensión superficial mucho menor que el agua (TABLA 3.8). Por lo tanto, la tensión superficial de una mezcla de agua / surfactante será menor que la tensión superficial del agua pura, quizás tan bajo como el aceite.

**Tabla 2.2.** Tensión superficial

<b>Tensión Superficial</b>	
Agua	71.97 dinas/cm
Octano	21.77 dinas/cm
Benceno	28.90 dinas/cm
Tetracloruro	0.66 dinas/cm
0.1% Losurf-300 Agua fresca	31.76 dinas/cm

(Halliburton, 2012)

#### 2.4.1.2 La humectabilidad

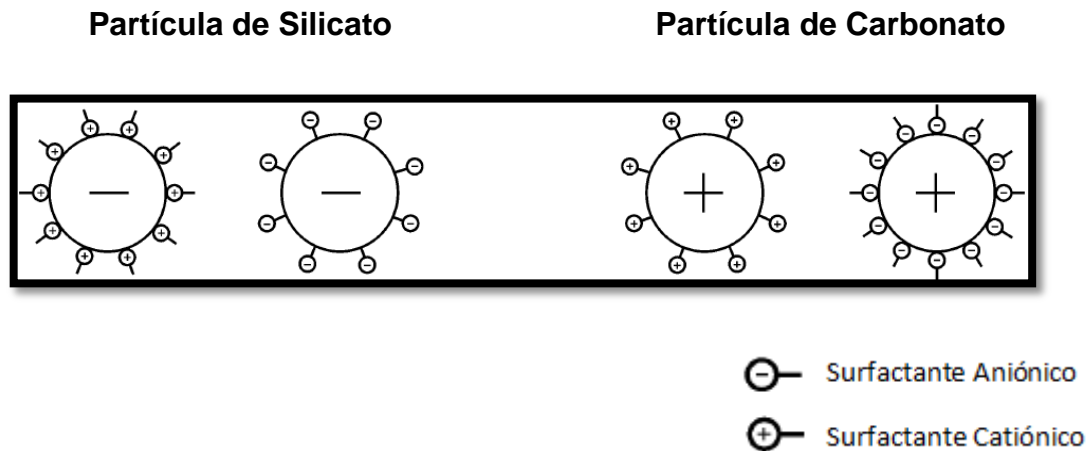
La capacidad de un surfactante para adsorber en las interfases entre líquidos y sólidos y para alterar la humectabilidad de sólidos se explica generalmente por un método electroquímico.

La humectabilidad indica si un sólido está cubierto por aceite o agua. La mayoría de las formaciones se componen principalmente de mezclas que contienen arena, arcilla, piedra caliza y dolomita.

La arena y la arcilla por lo general tienen una carga superficial negativa. Con los surfactantes catiónicos, el positivo soluble en agua grupo es adsorbido por la partícula de sílice negativo, dejando el grupo soluble en aceite para influir en la humectabilidad. Por lo tanto, catiónicos generalmente aceite húmedo arena.

Con los surfactantes aniónicos, el silicato negativo eléctricamente rechaza la negativa soluble en agua del grupo. Así, el tensioactivo no se absorbe generalmente por la arena.

Por lo tanto, aniónicos suelen dejar los minerales de sílice en un estado mojado natural.



**Figura 2.5** Características de humectabilidad

(Halliburton, 2012)

#### 2.4.2 AGENTES DE CONTROL DE PH

La mayoría de los fluidos de estimulación de base acuosa contienen una cantidad nominal de productos químicos (ácidos y bases comunes) con el único propósito de obtener el pH adecuado de los líquidos. Estos productos químicos se conocen como agentes de control de pH o buffers.

pH expresa el grado de acidez o basicidad de una solución. La escala de pH se extiende desde 0 hasta 14 como se muestra en la tabla 2.2. Un pH de 7 es neutro (ni ácido o básico). Una solución ácida tendrá un valor de pH inferior a 7. Si es básica (o alcalina) tendrá un valor pH superior a 7 (tabla 2.2).

**Tabla 2.3.** Escala pH

Ácido	Neutral	Básico
0	7	14

(Halliburton, 2012)

La escala de pH es útil en la evaluación de soluciones que son ligeramente ácidos o básicos. Una solución al 0,1% de HCL tendrá un pH de 1, mientras que una solución al 1% de sosa cáustica (NaOH) tendrá un pH de 14. La fuerza de mayores concentraciones de ácido clorhídrico (HCl) o cáustica se expresan como porcentaje en lugar de pH. De medición de pH se hace con papel estrecho rango de pH o medidor de pH.

### **2.4.3 ESPUMAS Y EMULSIONES**

Las espumas y emulsiones tienen excelentes propiedades de pérdida de fluido resultante en la reducción de contacto con el agua a la permeabilidad natural de la formación. Una emulsión es una suspensión de pequeños glóbulos de un líquido en un segundo líquido con el que el primero no se mezcla, como agua y aceite. La espuma es una suspensión de burbujas de gas dentro de un líquido,



como la crema de afeitar. Las espumas y emulsiones también pueden reducir el total de agua necesaria para formular un fluido de fracturación.

#### 2.4.4 REDUCTORES DE FRICCIÓN

Son polímeros de cadenas largas, naturales o sintéticas, utilizados para suprimir la turbulencia y reducir la presión por fricción en los fluidos que fluyen a través de la tubería. Lo anterior es particularmente útil, para reducir la potencia requerida o incrementar la tasa de tratamiento

**Tabla 2.4** Tipos de reductores de fricción

<b>Tipo de Fluido</b>	<b>Clasificación Genérica de los Aditivos</b>
Colchón Base Agua	Diferentes tipos de Guar Poliacrilamida Celulosa Sólidos inertes revestidos con material tipo guar
Colchón Base Aceite	Poli-isobutileno Ácidos grasos Polímeros orgánicos entrecruzados
Acido	Guar Goma Karaya Poliacrilamida Celulosa

(Halliburton, 2012)

#### 2.4.5 ADITIVOS DE CONTROL DE PÉRDIDA DE FLUIDOS.

En cualquier operación de fracturación, una porción del fluido en contacto con la formación penetra en los poros y se pierde como fugas-off. La cantidad de líquido perdida de esta manera y la velocidad a la que se pierde tiene un efecto

pronunciado sobre la forma de la fractura. La pérdida de líquido se reduce el tamaño de la fractura, así como la presión del fluido dentro de la fractura.

## **2.4.6 ALCOHOLES**

Son comúnmente utilizados en tratamientos ácidos para remover bloqueos por agua, mejorar la recuperación de fluidos, retardar la reactividad del ácido, y disminuir el contenido de agua en el tratamiento en formaciones sensibles al agua. Sin embargo, su efectividad es limitada. Remoción de Bloqueos por Agua: El Alcohol reduce las fuerzas capilares dentro del yacimiento, permitiendo una más fácil remoción de la fase líquida. Recuperación rápida del fluido: Los alcoholes usados en los fluidos de tratamientos también aumentan la velocidad de vaporización de la porción del agua, permitiendo una de saturación más rápida del agua en el yacimiento gasífero.

Reactividad del Ácido: es proporcionalmente reducida mediante el tipo y porcentaje del alcohol agregado.

Contenido de Agua: En aquellas formaciones que contienen arcillas sensibles al agua, se utiliza alcohol en el tratamiento en una porción o en toda el agua de disolución.

### **2.4.6.1 Tipos de Alcoholes**

- Metílico: 30% ó más por volumen
- Isopropílico: Máximo 20% por volumen

## 2.4.7 BREAKERS Y ESTABILIZADORES

### 2.4.7.1 Breakers

La viscosidad de los fluidos de fracturación se incrementa cuando los agentes gelificantes y agentes de crosslinkers se utilizan para ayudar a transportar y colocar el agente de sostén. Este aumento de la viscosidad es deseable durante los procedimientos de bombeo. Sin embargo, si esta viscosidad no se reduce el tratamiento no puede fluir. El fluido de estimulación debe tener la capacidad de disminución de la viscosidad (fractura) después de la colocación del agente de sostén. La disminución de la viscosidad del fluido es necesaria para

- reducir al mínimo el retorno del agente de sostén
- maximizar el retorno de fluidos de estimulación a superficie

### 2.4.7.2 Estabilizadores

Breakers de gel históricamente se han utilizado para acelerar la degradación del gel. Sin embargo, en temperaturas suficientemente altas, el pH o la temperatura o bien puede romper la viscosidad se gelifican prematuramente. A altas temperaturas, los extensores de gel puede ser necesario para aumentar la estabilidad de la temperatura de los fluidos gelificados, lo que resulta en una mayor viscosidad retenida a temperatura durante un período de tiempo más largo.

## **2.4.8 BACTERICIDAS / BIOCIDAS**

Bactericidas se utilizan para destruir o controlar las bacterias. Las bacterias pueden causar viscosidad inestabilidad en geles de lotes mixtos. Cuando las condiciones son favorables, el número suficiente de las bacterias pueden ser la causa principal de la degradación del gel.

### **2.4.8.1 Tipos de bacterias**

Debido a que están viviendo, tienen las mismas necesidades que las demás formas de vida: una fuente de energía, carbono, nitrógeno, azufre y fósforo, elementos metálicos, vitaminas y agua.

También pueden adaptarse a entornos cambiantes. Las bacterias pueden clasificarse por sus necesidades ambientales:

- Las bacterias aeróbicas crecen en presencia de oxígeno Bacterias anaerobias
- crecer en ausencia de oxígeno
- Algunas bacterias prosperan en temperaturas muy bajas, mientras que otros no lo hacen
- Diversas bacterias pueden prosperar en una variedad de rangos de pH.

## 2.4.9 INHIBIDORES DE CORROSIÓN

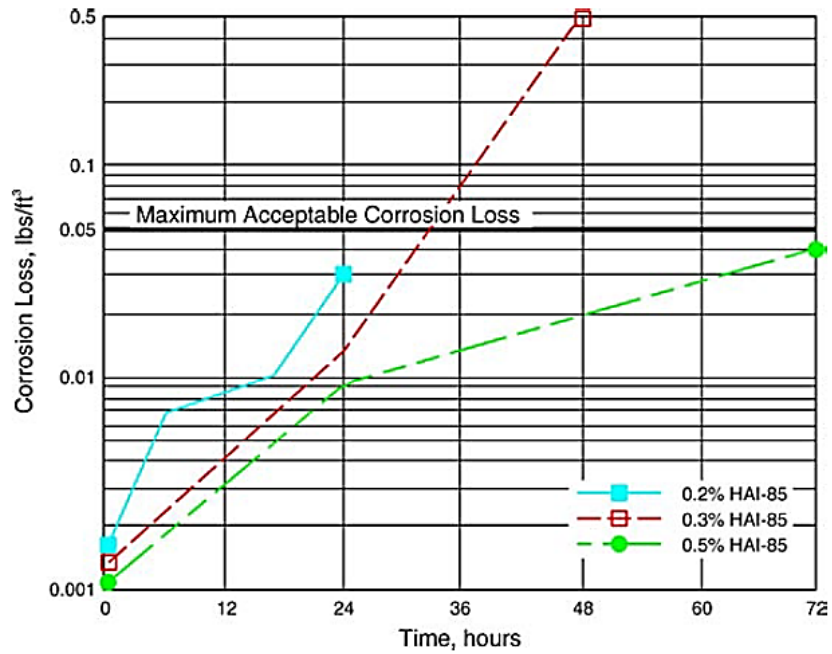
Corrosión se define como "la deterioración de una sustancia (generalmente un metal) debido a una reacción con el medio ambiente". En la estimulación de un pozo, la preocupación principal es la reacción de los ácidos en el equipo del pozo, incluyendo los tubulares, durante los tratamientos de acidificación. Esta reacción se puede disminuir con el uso de inhibidores de corrosión.

Existe un doble propósito para añadir inhibidores al ácido: (1) para proteger nuestro equipo y (2) para proteger el equipo del pozo del cliente. Existen diversos tipos de inhibidores para ser utilizados en el campo petrolero.

Diversos factores determinan el grado de ataque que el ácido sobre el hierro. Los principales factores son:

- Temperatura
- Tiempo de contacto
- Tipo de ácido
- Presión
- Relación del volumen de ácido a la superficie expuesta del hierro.

Entre más tiempo esté en contacto el ácido con el hierro mayor será la cantidad de hierro disuelto. El promedio de corrosión aumenta con el incremento de temperatura. Usted debe recordar que los inhibidores no paran la corrosión; ellos solamente disminuyen el promedio de corrosión.

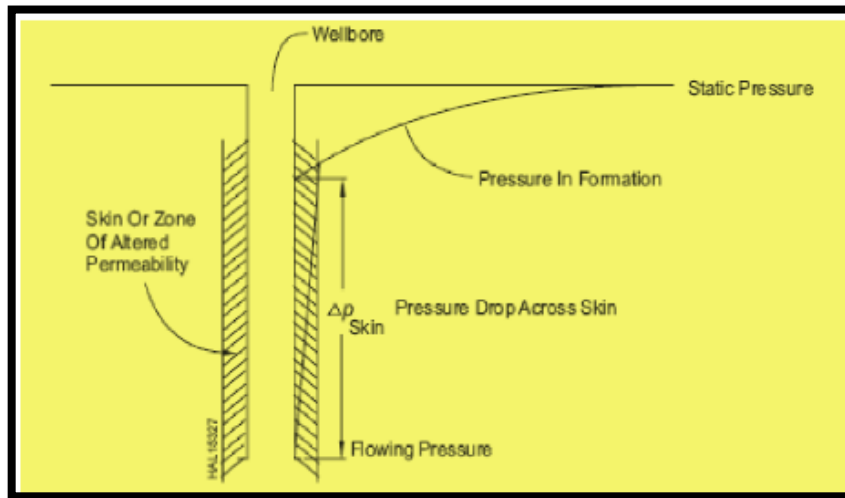


**Figura 2.6.** Perdida de corrosión vs tiempo

(Halliburton, 2012)

## 2.5 DAÑO DEL POZO

Cuando se perfora un pozo la invasión de los fluidos hacia la formación, utilizados para controlar el filtrado y la producción, causan disminución de la permeabilidad en la zona aledaña al pozo. Entre otros factores, esto hace que se genere una caída de presión adicional (ecuación 1) a la que se debería obtener en condiciones normales.



**Figura 2.7** Distribución de presión en un reservorio con daño  
(Fundamentos de Ingeniería de yacimientos, 2012)

$$\Delta P_r = \left[ \frac{141.2q\mu B_o}{kh} S \right] \quad [1]$$

Dónde:

$B_o$  = Factor volumétrico, RB/STB

$h$  = Espesor de la formación, ft

$k$  = Permeabilidad, md

$q$  = Caudal de producción, bl/día

$S$  = Daño, (Efecto Skin), adimensional

$\mu$  = Viscosidad del fluido, cp

$\Delta P_r$  = Caída de presión por daño. Con base a lo anterior, la ley de Darcy (ecuación 2) incluyendo efectos de daños resulta ser:

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_r - P_{wf} - \Delta P_r)}{\ln(r_e/r_w)} \quad [2]$$

Dónde:

$P_r$  = Presión del reservorio, psi

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluvente, psi

$r_e$  = Radio de drenaje, ft

$r_w$  = Radio del pozo, ft

$\Delta P_r$  = Caída de presión por daño

## 2.6 PERMEABILIDAD Y LEY DE DARCY

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. La ley de Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y el flujo sea homogéneo y laminar. La permeabilidad es la medida de la facilidad de fluir de un fluido a través de un medio poroso. La permeabilidad de un reservorio de petróleo es tan importante como la porosidad.

El ingeniero francés, Henry Darcy, desarrolló una Ecuación de flujo de fluido la cual se ha convertido en una de las herramientas matemáticas estándar para el ingeniero de petróleos (ecuación 3). Esta Ecuación, establecida en forma diferencial es:



$$V = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad [3]$$

Dónde:

V = velocidad aparente del fluido fluyente, cm/s

K = constante de proporcionalidad, o permeabilidad, darcy

$\mu$  = viscosidad del fluido fluyente, centipoises

$\frac{dp}{dL}$  =caída de presión por unidad de longitud, atmosferas/cm

Presiones estáticas en el pozo sin daño (ecuación 5) y con daño (ecuación 6):

$$P_r = P_{wf} + \frac{141.2q\mu B_o}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad [4]$$

Dónde:

$P_r$  = Presión de reservorio, psi

$$P_r = P_{wf} + \frac{141.2q\mu B_o}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} \right) S \quad [5]$$

Dónde:

$P_r$  = Presión de reservorio, psi

S = Daño, (Efecto Skin), adimensional

Cuando el pozo empieza a declinar su presión se utiliza ecuaciones para determinar el daño (ecuación 6):

$$S = \left\{ \frac{K}{K_s} - 1 \right\} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad [6]$$

Donde

S = Daño, (Efecto Skin), adimensional

ks = Permeabilidad de la zona dañada, md/ft

k= Permeabilidad, md

### 2.6.1 ANÁLISIS DE LA ECUACIÓN DE FLUJO RADIAL

El daño también se puede obtener de las siguientes Ecuaciones de flujo radial drawdown (ecuaciones 7):

$$S = \frac{0.00708kh}{qBo\mu} (P_i - P_r) \quad [7]$$

Dónde

S = Daño, (Efecto Skin), adimensional

Pr = Presión del reservorio, psi

Pi = Presión inicial, psi

## **2.7 HIDRÁULICA Y LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN DE PRESIÓN**

En la mayoría de tubería flexible (CT), tales como limpieza, descarga, acidificación, estimulación, perforación, etc, fluido (líquido, gas, o mezcla de múltiples fases de líquido y gas) se bombea a través de la CT a una profundidad deseada en el pozo, y retorna por el anular.

Las salmueras de agua, aire, nitrógeno, diésel, ácidos, geles y espumas son algunos de los muchos fluidos comúnmente bombea a través de Coiled Tubing en estas diversas aplicaciones. Por lo tanto, dependiendo del tipo de fluido y propiedades, la presión del sistema (presión de la bomba, la presión de cuello de cisne, la presión de cabeza de pozo, la presión de fondo fluyente) cambia y afectan a los requisitos del bombeo. Además, las presiones del sistema también se ven afectadas por muchos otros parámetros tales como la velocidad de la bomba, el tamaño de CT (longitud, diámetro), el diámetro de núcleo del carrete, la geometría del pozo, y rugosidad de la superficie.

Desde un punto de vista de mecánica de fluidos, los flujos que se producen durante cualquier aplicación CT se pueden clasificar como:

- Constante (flujo es independiente del tiempo) o inestable (flujo es dependiente del tiempo)

- Laminar (flujo se caracteriza por capas o líneas de corriente) o turbulento (flujo se caracteriza por la mezcla aleatoria y ya no está optimizada)
- Compresible (densidad del fluido es una función fuerte de la presión como en gases) o incompresibles (densidad del fluido es una función muy débil de la presión como para los líquidos)
- Una sola fase (sólo una fase fluida existe como líquido o gas) o multifase (por lo menos existen dos fases como en líquido y gas o de líquido, gas y sólido)
- Newtoniano (esfuerzo de corte está relacionado linealmente con velocidad de corte) o no newtoniano-(esfuerzo cortante no está linealmente relacionada con velocidad de corte).
- La dirección del flujo puede ser o bien hacia arriba o hacia abajo, el flujo puede ocurrir en los pozos verticales, inclinadas o horizontal, y en el tubing o anular formado entre la Coiled Tubing y la tubería de producción / casing.

Presiones del sistema puede ser estimado de manera apropiada que representa las pérdidas de presión total ( $\Delta P$ ) en la CT y el anillo. En general, la pérdida de presión total se compone de tres componentes, a saber:

- Pérdida de presión hidrostática ( $\Delta P_h$ )
- Fricción pérdida de presión ( $\Delta P_f$ ), y
- Aceleración de la pérdida de presión ( $\Delta P_a$ ).

Además, el componente de pérdida de presión por fricción en la tubería en espiral se pueden subdividir en dos partes: una parte que tiene en cuenta la pérdida de presión por fricción en el carrete ( $\Delta RT$ ) antes de entrar en el pozo, y una parte que tiene en cuenta las pérdidas de los tubos rectos ( $\Delta PST$ ) en el pozo. Los experimentos han demostrado que, en general, pérdidas de presión en tubo enrollado son mayores que las correspondientes pérdidas de presión en tubería recta.

Desde un balance de energía mecánica en estado estacionario, los componentes hidrostáticos (ecuación 89) y la pérdida de presión por fricción (ecuación 9) se puede escribir como

$$\Delta P_h = 0.052 \rho h \quad [8]$$

Dónde:

$\Delta P_h$  = Presión hidrostática perdida, psi

$\rho$  = Densidad, lb/gal

$$\Delta P_f = f \frac{\rho v^2 L}{25.8d} \quad [9]$$

Dónde:

$\Delta P_f$  = Presión pérdida por fricción, psi

$v$  = velocidad del fluido, (ft/s)

$d$  = Diámetro interior de CT, plg

$f$  = Factor de fricción de Fanning

La velocidad media del fluido (ecuación 10) se puede encontrar a partir de:

$$v = \frac{Q}{2.448 d^2} \quad [10]$$

Dónde:

$v$  = velocidad del fluido, ft/s

$Q$  = velocidad del flujo, gpm

$d$  = diámetro interno de CT, plg

El factor de fricción en la (ecuación 9) es una función del número de Reynolds (Re), definida físicamente como la relación de la fuerza de inercia a la fuerza viscosa. Matemáticamente, la definición de Re varía en función del tipo de fluido (por ejemplo, líquidos newtonianos y no newtonianos líquidos, gases, fluidos de fases múltiples). Además, la magnitud de Re distingue un flujo de estar en el laminar, los regímenes de flujo transitorias, o turbulento.

Por lo tanto, el factor de fricción se encuentra como una función de Re para todos estos regímenes de flujo en diversos tipos de fluidos. Del mismo modo, el cálculo de las propiedades del fluido (densidad, viscosidad) varía en función del tipo de fluido y se discutirán brevemente en separada subsecciones.

### 2.7.1 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LÍQUIDOS

Los líquidos son más a menudo bombea a través de CT en cualquier aplicación. Ejemplos de líquidos comúnmente bombeados son agua fresca, agua de mar, salmueras, ácidos, queroseno, petróleo crudo, diésel, geles de polímeros, y lodo de perforación. Estos fluidos pueden ser ampliamente clasificados como líquidos newtonianos y no newtonianos. Líquidos no newtonianos se puede subdividir en muchos categorías según el modelo reológico que mejor describa su comportamiento fluido.

Sólo el modelo newtoniano se discutirá en detalle y metodologías generales se presentará para otros tipos de fluidos.

### 2.7.2 LÍQUIDOS NEWTONIANOS

Los fluidos que exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de cizalla se denominan fluidos newtonianos. Agua, salmueras, ácidos y aceites ligeros son buenos ejemplos de líquidos newtonianos. El flujo se caracteriza generalmente por el número de Reynolds (ecuación 11), que para fluidos newtonianos se puede escribir como

$$Re = \frac{928\rho vd}{\mu} \quad [11]$$

Dónde:

Re = Numero de Reynolds, adimensional

$v$  = velocidad de fluido, ft/s

Para el flujo interno de fluidos newtonianos través de un tubo recto, el flujo puede ser clasificado como, ya sea laminar de transición, o turbulento dependiendo de la magnitud del número de Reynolds. El flujo es laminar si  $Re$  es menor o igual a un valor crítico de 2100. Un flujo transitorio se observa entre números de Reynolds de 2100 y 4000. Si  $Re$  es mayor que 4000, entonces el flujo es turbulento. El factor de fricción de tubería recta (ecuación 12) en flujo laminar está dada por

$$f_{ST} = \frac{16}{Re} \quad [12]$$

Dónde:

$f_{ST}$  = factor de fricción de tubería recta con flujo laminar, adimensional

En el flujo turbulento (ecuación 13),  $f_{ST}$  puede expresarse como

$$f_{ST} = 0.25 \left[ 4.781 - \frac{(A-4.781)^2}{B-2A+4.781} \right]^{-2} \quad [13]$$

Dónde:

$f_{ST}$  = factor de fricción de tubería recta con flujo turbulento, adimensional

$\varepsilon$  = rugosidad absoluta de la tubería, plg

$D_e$  = Diámetro externo, plg



$$A = -2.0 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.7 D_e} + \frac{12}{Re} \right)$$

$$B = -2.0 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.7 D_e} + \frac{2.51A}{Re} \right)$$

Sin embargo, en el caso de flujo a través de tubos de devanado (es decir, para la longitud de CT en el carrete), la presencia de un flujo secundario (comúnmente referido como vórtices de Dean) perpendicular al flujo principal hace que la caracterización algo complicado. En la mayoría de los casos, el flujo es turbulento en el Coiled Tubing. Para flujo turbulento, Sas-Jaworsky y Reed (1997) han proporcionado recientemente una correlación para determinar el factor de fricción en la tubería en el carrete (ecuación 14) como,

$$f_{RT} = f_{ST} + \frac{0.0075 \sqrt{d}}{\sqrt{D_{reel}}} \quad [14]$$

Dónde:

$D_{reel}$  = Diámetro del carrete, ft

$d$  = Diámetro interior de CT, plg

### 2.7.3 LÍQUIDOS NO NEWTONIANOS

Los líquidos que presentan una relación no lineal entre el esfuerzo cortante y velocidad de cizallamiento se dice que son no newtonianos. Los modelos no

newtonianos más utilizados en la industria del petróleo son la ley de potencia y modelos plástico de Bingham (muchos geles de polímero y los lodos de perforación puede ser descrito por estos dos modelos). Cálculos de pérdida de presión de fricción por la ley de potencia fluidos dependen de un número de Reynolds generalizado, y son algo diferentes de los cálculos newtonianos correspondientes. Por otro lado, cálculos plásticos de Bingham son similares a los cálculos de fricción newtoniana pérdida de presión, y sólo difieren en los criterios para determinar el inicio de la turbulencia.

En general, los procedimientos que se deben efectuar cuando se mezclan juntos el ácido clorhídrico y los inhibidores orgánicos para la corrosión son:

- El volumen requerido de agua es agregado primero al tanque
- El volumen medido adecuado del inhibidor es agregado a! agua y agitado
- El ácido concentrado que proviene del almacenamiento es mezclado completamente hasta que se obtenga una mezcla de fluido uniforme.

Si la mezcla de ácidos requiere aditivos, estos pueden ser agregados al agua antes de la última agitación.

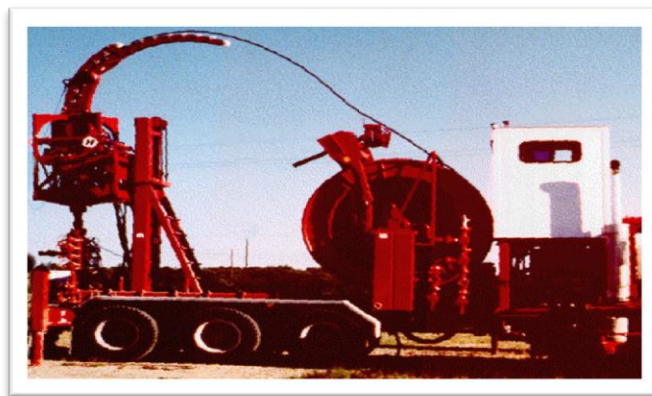
Es importante que se efectúen los pasos para agregar los materiales, la agitación y la mezcla. Aunque todas las sustancias químicas hayan sido vaciadas en el tanque, no suponga que la mezcla se volverá uniforme durante "el viaje" a la locación".

## 2.8 TIPOS DE UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE

Para aprender cualquier proceso de Tubería Flexible, usted necesita familiarizarse con las mismas Unidades de Tubería Flexible. Cada una de estas unidades puede operar a presiones específicas mientras permite la circulación continua cuando la tubería se baja en el pozo.

La unidad básica tiene todos los componentes que necesita llevar un proceso de tubería. Los carretes, guías arqueadas para la tubería, cabinas de control y unidades de potencia son simplemente algunos de los equipos montados al remolque.

### 2.8.1 GRÚA DE LEVANTAMIENTO DE CARGA 15K



**Figura 2.8.** Unidad Coiled Tubing 15K

(Halliburton, 2012)

Básicamente diseñada para un trabajo de servicio poco profundo, la Grúa de Levantamiento de Carga 15K se instala rápidamente en situaciones donde el tiempo es la clave del éxito operacional. Se llama 15K debido al Inyector 15K estándar montado atrás. El Ensamble del Inyector es capaz de moverse a tres

diferentes puntos del eje. La Grúa de levantamiento de Carga 15K es el equipo más pequeño de Tubería Flexible en la Flota de Halliburton.

## 2.8.2 LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE 30K Y 38K



**Figura 2.9.** Unidad Coiled Tubing 30K y 38K

(Halliburton, 2012)

Las Unidades de Tubería Flexible 30 K y 38K son “los siguientes equipos” de Tubería Flexible en la Flota de Halliburton. Los dos pueden llevar de 1 pulg., a 1½ pulg., de diámetro de tubería (más larga con modificaciones) y comúnmente el carrete lleva 17,000 pies cuando usan la tubería de 1 ¼ pulg.

Estas unidades usan un inyector estándar de 30K a 38K y tienen la habilidad de halar con mayor potencia con los motores a más baja velocidad. Cada uno tiene un camión grúa que acompaña al remolque con el carrete como parte de la unidad.

### 2.8.3 LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE 60K



**Figura 2.10.** Unidad Coiled Tubing 60K

(Halliburton, 2012)

La 60K es la unidad común que usted encontraría en la mayoría de los trabajos con Tubería Flexible de Halliburton. Su característica clave es el Inyector de capacidad de 60,000 lb. El Inyector trabaja la tubería, a velocidades hasta 220 pies/min., y puede micro descender a sólo 1 pie/min.

El Inyector también puede manejar diámetros de tubería desde 1/4 pulg., hasta 2 <sup>3/8</sup> pulg., y también halar con seguridad hasta 60,000 lb. a 50 pies/min. Mostrando su versatilidad "a través" de la tubería, puede pasar una herramienta con OD de 7 pulg., a través de la apertura del Inyector. La unidad de 60K también tiene equiparada una grúa para trabajar.

## 2.8.4 LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE 80 K



**Figura 2.11.** Unidad Coiled Tubing 80K

(Halliburton, 2012)

La Unidad de Tubería Flexible 80K es el equipo C/T más grande de Halliburton usado en los Estados Unidos. El 80K es grande en todos los sentidos, teniendo la habilidad de elevar la tubería en diámetros de 3 <sup>1/2</sup> pulg. Comúnmente, uno de sus carretes más grandes puede llevar aproximadamente 15,000 pies de tubería de 2 pulg., y aproximadamente 10,750 de 2 7/8 pulg.

Debido a que el Inyector tiene ligeramente una velocidad más baja que los 60K, puede halar intermitentemente a una valuación de carga arriba de 100 K. Una grúa también trabaja en conjunto de esta Unidad.

**Tabla 2.5.** Especificaciones de inyectores

<b>ESPECIFICACIONES DE INYECTORES</b>					
<b>CTU</b>	<b>15K</b>	<b>30K</b>	<b>38K</b>	<b>60K</b>	<b>80K</b>
<b>Diámetro de la Tubería</b>	3/4 pulg., a 1 1/4 pulg.	1 pulgadas a 1 1/5 pulgadas	1 pulg., a 1 3/4 pulg.	1 1/4 pulg, a 2 3/8 pulg.	1 1/4 pulg., a 3 1/2 pulg.
<b>Valuación de la velocidad</b>	192 pies/min.	112 pies/min; En baja 224 pies/mín. En alta	82 pie/min. En baja; 164 pie/min. En alta	12 pulg/min a 230 pies/min	12 pulg./min a 188 pies/min
<b>Valuación de la carga Instantánea</b>	-	30,000 lb para halar; 15,000 Punto de rechazo (snub)	38.000 lb. Para halar; 19,000 lb. Punto de rechazo (snub)	60.000 lb para halar; 30,000 Punto de rechazo (snub)	80,000 lb para halar; 40,000 Punto de rechazo (snub)
<b>Valuación de la carga Continua</b>	19,300 lb Para halar; 9,650 Punto de rechazo (snub)	24,000 lb para halar; 12,000 lb Punto de rechazo (snub)	30,400 lb. Para halar; 15,200 lb. Punto de rechazo snub	48,000 lb para halar; 247000 lb. Punto de rechazo (snub)	71,000 lb para halar; 35,800 Punto de rechazo (snub)
<b>Peso w/Guía de Tubería</b>	4.200 lb	5,500 lb	5,500 lb.	10,200 lb	16,000 lb
<b>Dimensiones</b>	42 3/4 pulg * 42 3/4 pulg. * 136 1/2 pulg.	50 pulg. * 50 pulg. * 196 pulg.	50 pulg. * 50 pulg. * 196 pulg.	50 pulg. * 50 pulg. * 196 Pulg.	75 pulg. * 76 pulg. * 145 pulg.
<b>Radio de Guía de la Tubería</b>	48 pulg.	72 pulg.	96 pulgadas a 120 pulgadas	96 pulg.	94 pulg.
<b>El motor</b>	Sencillo 9.5 pulg. Cu. Aspa del motor	Doble 9.5 pulg. Cu. Asna de motores	Doble 13 pulg. Cu. Aspa de motores	Doble 4.88 pulg. Cu. Pistón de motores variables	Doble 7.25 pulg. Cu. Pistones de motores variables
<b>Proporción de Engranate</b>	21.4 8 a 1	21.48 a 1	21.48 a 1	50.43 a 1	50.47 a 1
<b>Longitud de Contacto cadena</b>	<b>20 PULG.</b>	22 pulg.	22 pulg.	36 pulg.	32 1/4 pulg.

(Halliburton, 2012)

## **2.9 COMPONENTES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE**

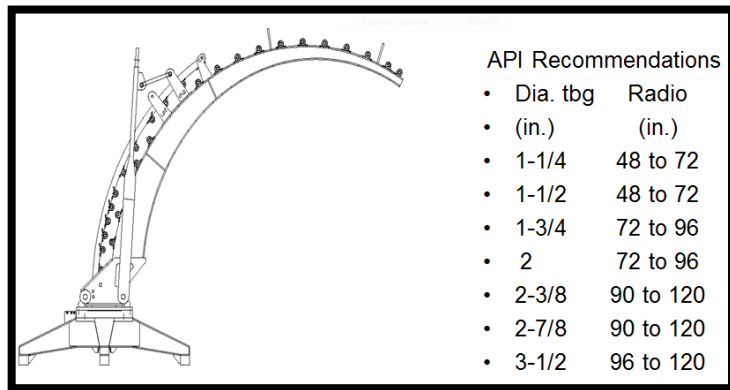
Con la excepción del equipo auxiliar utilizado para aplicaciones específicas, los componentes que constituyen cada unidad de tubería flexible son más o menos los mismos. Las únicas diferencias están relacionadas con operaciones a diferentes presiones y diámetros de tubería.

Específicamente, una unidad de tubería flexible incluye un carrete para contener la tubería flexible, un inyector para empujar la tubería abajo del pozo, un conjunto de preventores., una guía de tubería, una unidad de potencia,- (generalmente un motor diésel y bombas hidráulicas) y una cabina de control.

### **2.9.1 RADIOS VARIABLES DE ARCOS GUÍAS PARA TUBERÍA**

Los Arcos Guías para Tubería se montan arriba del Inyector y su función es guiar la tubería en el pozo. El diseño y radio de cada arco son comunes para todas las configuraciones de trabajo, Los arcos con un radio más grande se han diseñado para trabajar mejor, al extender la vida de la tubería pero nuevos diseños incluyen una característica "radio progresivo" y algunos proporcionan un diseño de "rodillos".





**Figura 2.12. Arco guía**

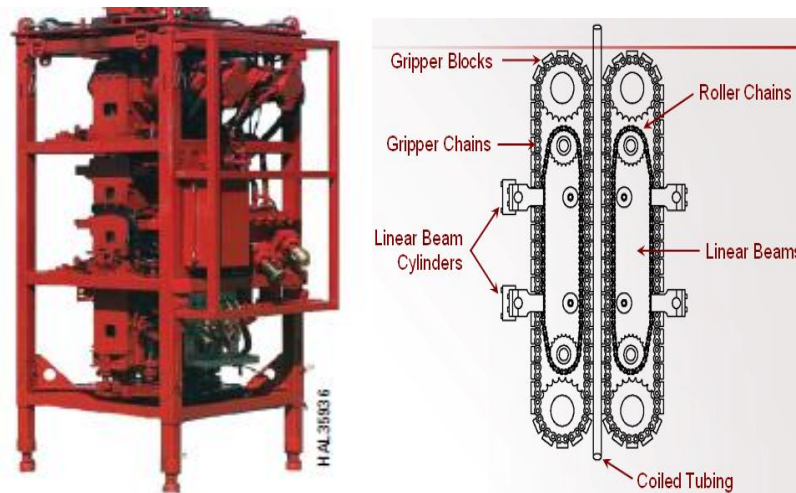
(Halliburton, 2012)

## 2.9.2 INYECTORES

Un inyector mueve la tubería flexible dentro del pozo y, al mismo tiempo, sella la tubería, haciendo una conexión firme sellada a presión. Las presiones dentro del pozo ejercen presiones aún mayores cuando se inserta o se baja la tubería.

Los inyectores pueden trabajar contra estas presiones mientras se mantiene la presión existente dentro del pozo.

Los inyectores tienen cadenas y eslabones que ruedan sobre rodillos y sostienen la tubería en su lugar y ayuda a "inyectar" la tubería a través del preventor que está montado arriba del cabezal del pozo. El tamaño de un inyector está basado de acuerdo a su capacidad máxima de halar Ej., 30K puede halar 30.000 lb. 60K puede halar 60.000, etc.



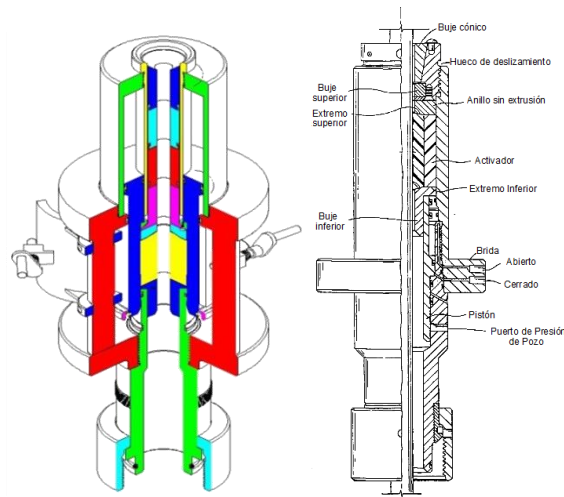
**Figura 2.13.** Inyector unidad Coiled Tubing

(Halliburton, 2012)

### 2.9.3 EMPACADORES STRIPPERS

Los empacadores strippers son el primer dispositivo para el control del pozo en las operaciones de Tubería Flexible y son montados en el conjunto de preventores BOPs. Los empacadores trabajan en conjunto con elementos de elastómero que sellan alrededor de la tubería para prevenir fugas de presión en el anular.

Los empaques strippers vienen en dos tipos: el strippers de carga para unidades 38K y el de puerta lateral (sidedoor) para unidades 60K.



**Figura 2.14.** Empacadores Strippers

(Halliburton, 2012)

#### 2.9.4 ESLABONES SUJETADORES TIPO V

Los eslabones son diseños exclusivos de Halliburton que permiten el uso de sartas tipo ahusada (tapered) O.D. Los eslabones están montados dentro del ensamble del inyector y reducen el riesgo de que la tubería se salga debido al estrechamiento "necking."



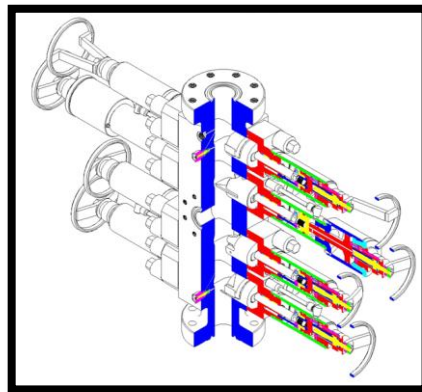
**Figura 2.15.** Sujetadores tipo V

(Halliburton, 2012)

Estos eslabones particulares también habilitan el uso de tamaños múltiples de tubería que son corridas dentro de los mismos eslabones reduciendo la necesidad de cambiarlos cuando se trabaja con diferentes diámetros de tubería.

### 2.9.5 PREVENTORES (BOP)

Los Preventores trabajan como el sistema de seguridad para la inyección dentro de un pozo vivo y es controlado desde la estación del operador en la cabina de control. El BOP es colocado abajo del stripper/empacador y por encima del cabezal del pozo. La tubería flexible se guía por el arco, se corre a través del inyector y entra por encima del conjunto de preventores BOPs.



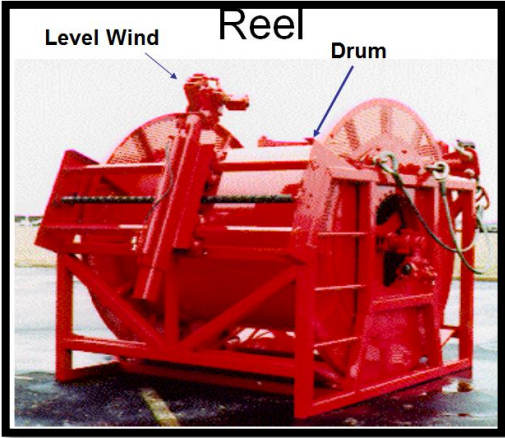
**Figura 2.16. BOP**

(Halliburton, 2012)

### 2.9.6 CARRETES

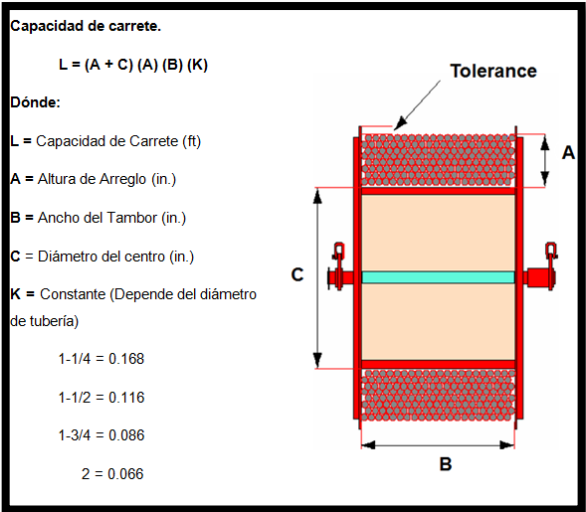
Esencialmente, los carretes se usan para enrollar y desenrollar la tubería flexible; almacenan la tubería para el transporte; y mantienen la tubería en

buenas condiciones de trabajo. Disponibles en diseños básicos costa afuera y en tierra, los carretes también proporcionan tensión durante las operaciones con tubería flexible. El tamaño máximo de un carrete es determinado por el diámetro máximo de la tubería que pueda transportar.



**Figura 2.17. Carrete**

(Halliburton, 2012)

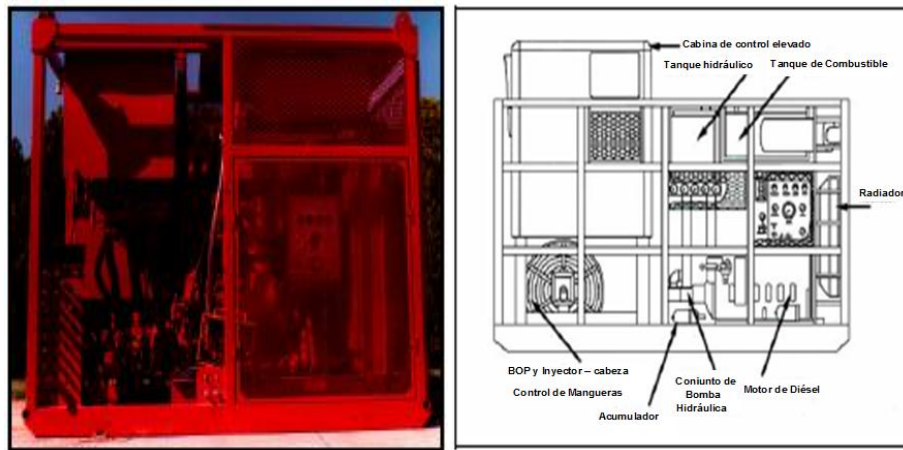


**Figura 2.18. Capacidad de carrete**

(Halliburton, 2012)

### 2.9.7 UNIDAD DE POTENCIA (POWER PACK)

La Unidad de Potencia (hidráulica) proporciona toda la potencia y controles de fluidos necesarios para operar la Unidad de Tubería Flexible. Dependiendo de su tamaño, una unidad de potencia puede ser de una sola pieza con motor montado sobre un Patín o directamente a la unidad de tubería flexible.



**Figura 2.19.** Unidad de potencia

(Halliburton, 2012)

### 2.9.8 CABINA DE CONTROL

Como su nombre lo indica, la Cabina de Control es el centro del nervio operacional de cualquier Unidad de Tubería Flexible. Montada en la parte de atrás de la unidad, justo atrás del carrete, la cabina de control puede elevarse sobre el carrete para ver mejor la operación continua de la tubería flexible.

Desde la consola de la cabina de control, el monitoreo crítico de presiones del pozo, volúmenes de los fluidos, velocidad, peso son los parámetros mínimos necesarias para una exitosa operación de tubería flexible. Para procesar toda esta información, se requiere el uso de un software de adquisición de Datos (DAS).



**Figura 2.20.** Cabina de Control

(Halliburton, 2012)

## **2.10 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS (DAS)**

El recolectar y monitorear información son vitales para cualquiera trabajo de tubería flexible. Seguir todas estas variables complicadas toma un software sofisticado específicamente diseñado para hacer este aspecto fácil de entender y entregar la información crítica necesaria para mantener las operaciones de trabajo de tubería flexible con seguridad y de manera eficaz. Trabajando con el equipo de sensores localizado a lo largo de la unidad de tubería flexible, estos sensores transmiten la información necesaria a la cabina de control para hacer correcciones y ajustes al equipo con respecto a las presiones, vida de la tubería, mezclas de los fluidos y así sucesivamente.

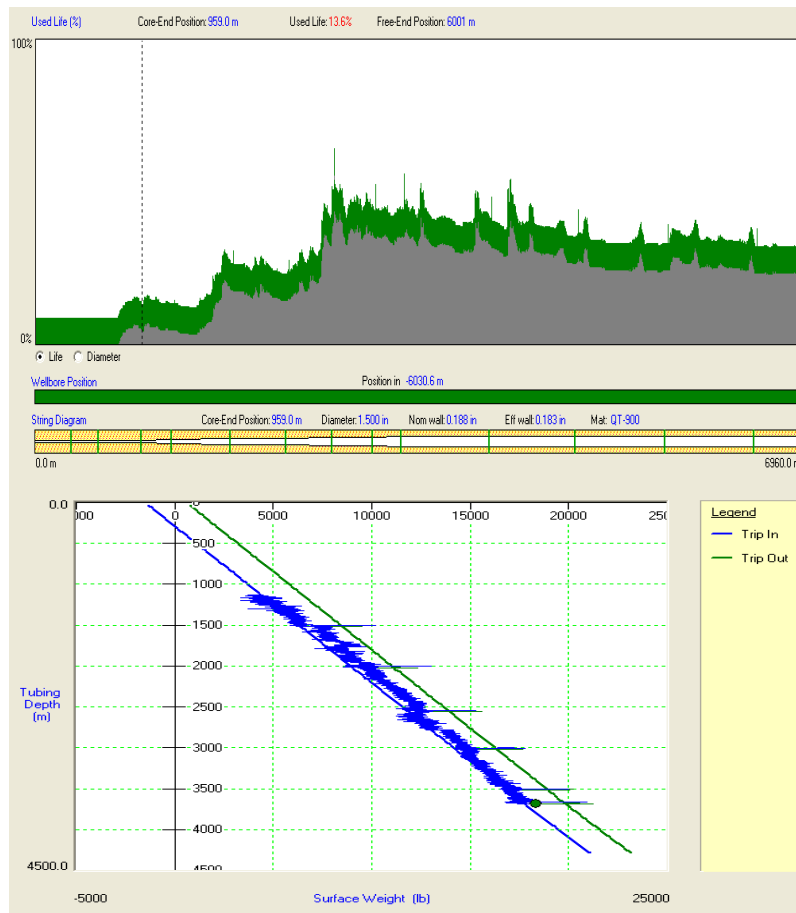
### **2.10.1 CT WIN**

CT Win es parte de la colección del software de Halliburton diseñados para medir la información en tiempo real acerca de las presiones, gastos en una variedad de unidades volumétricas.

### **2.10.2 CERBERUS CT MODELING SOFTWARE SUITE**

Cerberus proporciona una serie completa del software modelo diseñado para realizar una variedad de cálculos y simulaciones de trabajos previos. También puede localizar la vida usada de la tubería flexible calculando la fatiga de la tubería durante el tiempo real o situaciones de trabajos posteriores. Trabajando en conjunto con CT Win. Cerberus tiene un simulador hidráulico y la capacidad para también trabajar juntos los parámetros (fatiga) de la tubería.





**Figura 2.21.** Modeling software suite

(Halliburton, 2012)

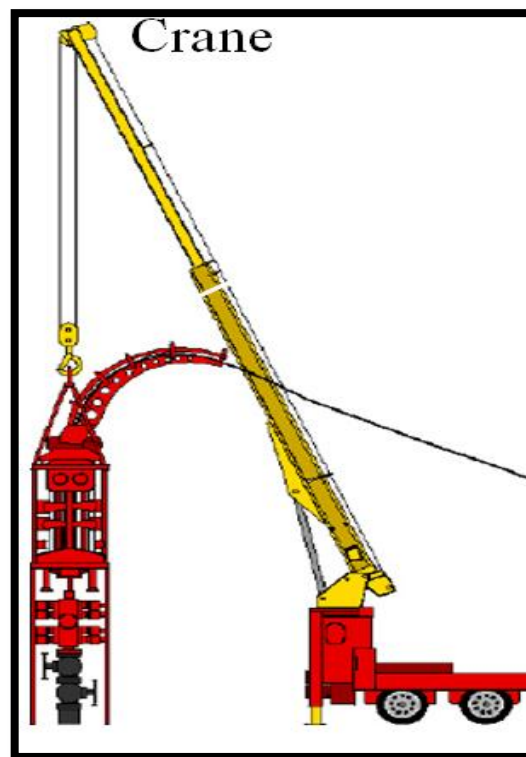
## 2.11 EQUIPO AUXILIAR DE TUBERÍA FLEXIBLE

### 2.11.1 CAMIÓN GRÚA

El equipo auxiliar usado para completar una Unidad de Tubería Flexible no es la excepción. Dependiendo de la aplicación involucrada, estos equipos son diseñados para completar la Tubería Flexible y permitirle ejecutar cualquier trabajo de una manera eficiente y segura.

El camión grúa es una parte esencial de grandes trabajos de tubería flexible. Con la excepción de la Unidad 15K, la grúa se usa para transportar equipos pesados, como el inyector, junto con otros accesorios de tubería flexible según lo que se requiera.

La pluma de la grúa está montada atrás de la unidad para una mejor capacidad de levantamiento y mantener todos los componentes en su lugar, desde el inyector hasta el conjunto de BOP's, para permitir a la tubería flexible entrar al pozo con seguridad.



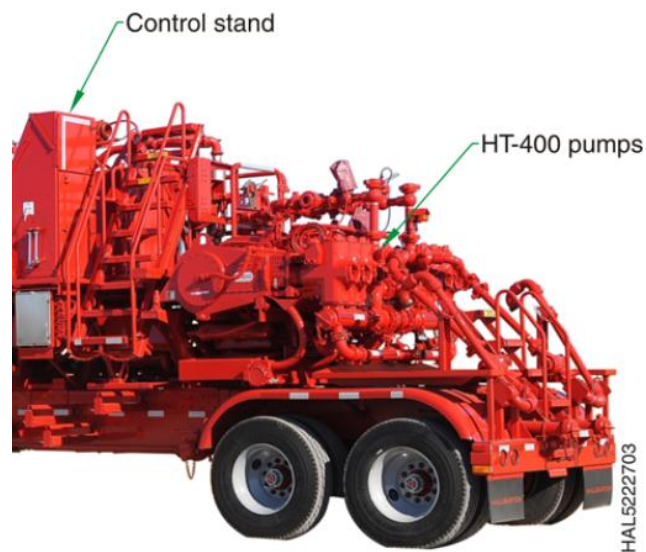
**Figura 2.22.** Grúa o pluma

(Halliburton, 2012)

### 2.11.2 BOMBA HT 400

La bomba HT 400 se usa para enviar los fluidos al pozo. Esta bomba se utiliza para una diversidad de trabajos que van desde una cementación hasta una fractura, así como en las aplicaciones de tubería Flexible.

Capaz de ejecutar presiones de bombeo de hasta 20,000 psi, la unidad funciona con un motor diésel V-8 de 230 a 280 hhp. Como un ejemplo extenso de su versatilidad, se pueden usar una variedad de diámetros de émbolos que van desde 3 <sup>3/8</sup> pulg., hasta 6 pulg. Cada unidad tiene un rendimiento máximo de 5 barriles por minuto (con un embolo de 4 pulg, x 8 pulg. De carrera).



**Figura 2.23.** Bomba HT-400

(Halliburton, 2012)

### **2.11.3 EQUIPO DE SENSORES**

Sin los sensores para supervisar los componentes vitales, el trabajo de una tubería flexible obviamente se interrumpiría. Estos componentes juegan una parte importante debido a que proporcionan la información necesaria al Operador para hacer los ajustes al equipo durante una operación de tubería flexible.

### **2.11.4 PRESIÓN DEL POZO Y LA TUBERÍA**

Esta información se recoge por los Transductores de Presión y retransmitida al sistema UniPro II. Este sensor está monitoreando el uso de los sistemas hidráulicos y se localiza directamente abajo de la consola del operador dentro de la cabina de control.

### **2.11.5 LA PROFUNDIDAD Y TUBERÍA VELOCIDAD DE LA TUBERÍA**

El sensor de Rueda del Codificador Óptico es responsable de medir la proporción a la cual la tubería entra en el pozo y proporciona la información de qué tan profundo la tubería ha bajado en el agujero del pozo. Este sensor está comúnmente montado abajo de las cadenas en el inyector pero puede montarse directamente en el carrete cuando se usa un ensamble del nivelador de enrollado.

### 2.11.6 MEDICIÓN DEL PESO DE LA TUBERÍA

Debido a que no es un sensor, el Indicador de Carga electrónicamente mide la tensión del peso en la tubería relativo al cabezal del pozo. Aísla esta información y envía su señal al sistema de UniPro II.

### 2.12 SISTEMA DE DIRECCIÓN UNIPRO II

Esencial para la dirección exacta de la tubería, UniPro II proporciona información de tiempo real al operador que monitorea los parámetros como el peso, profundidad, presiones y flujo. Puede registrar eventos significantes del trabajo y ayuda en la documentación del trabajo. UniPro II aventaja en calcular las tensiones de la tubería así como los factores de colapso de la tubería y la fatiga.



**Figura 2.24.** Tablero Unidad HT- 400 y Tablero UNIPRO II

(Halliburton, 2012)

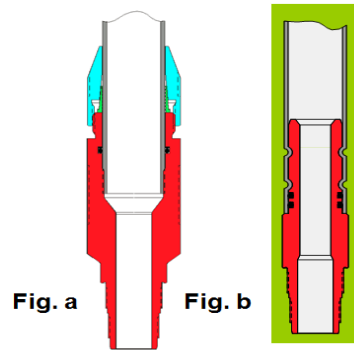
## 2.13 CONECTARES DE TUBERÍA FLEXIBLE

**Los Conectores Double Slip (doble cuña)** utilizan (los anillos de cierre de férula y no tienen rosca en el extremo de la tubería flexible. Estos conectores son utilizados principalmente en la superficie para trabajo de colgado. Pueden ser empleados para trabajo de servicio.

**Los Conectores Roll-On** son los conectores de servicio que son rápidos para preparar y fácil de instalar. Usados en una gran variedad de aplicaciones de tipo de servicio, los conectores roll-on encajan dentro de la tubería flexible, reduciendo las dimensiones internas de la tubería. Los Conectores Roll-On también pueden usarse en trabajos que no requieren el uso de sellos O-Rings.

**Los Conectores Single Slip (una cuña)** usan anillos de cierre de mando sencillos y tienen una rosca en el extremo de la tubería flexible. Ellos son los conectores principales usados para trabajos de servicios estándar en tubería flexible.

**Los Conectores Multi-Slip (multicuñas)** usan segmentos de cuña individuales para conectarse con la tubería flexible, reduciendo la necesidad de roscas en el extremo de la tubería flexible. Estos conectores son bastante versátiles para ser usados en la terminación y el trabajo de servicio.



**Figura 2.25.** Conector de una cuña fig. a) (single slip) y fig. b) conector roll-on  
(Halliburton, 2012)

**Tabla 2.6.** Características de conectores para tubería flexible.

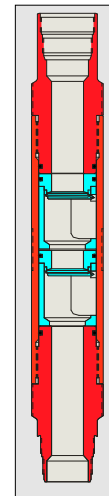
<b>Característica</b>	<b>Beneficios</b>	<b>Aplicaciones</b>
Conexiones de Cierre de Férula/Rosca	Capacidad de Carga máxima	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A través del Servicio de Tubería</li> <li>• Terminaciones del Trabajo de Reparación</li> </ul>
1 pulg. CS Roscas de Hydril	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatible con las Herramientas de Tubería Flexible</li> <li>• Compatible con las Herramientas de Tubería Articuladas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A través de Servicios Tubería</li> <li>• Terminaciones del Trabajo de Reparación</li> </ul>
Tubería Flexible Recíprocamente Operacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fiable</li> <li>• Procedimientos que operan normales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A través del Servicio de Tubería</li> <li>• Terminaciones del Trabajo de Reparación</li> </ul>
Sello Dual único	• Rendimiento a alta presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A través del Servicio de Tubería</li> <li>• Terminaciones del Trabajo de Reparación</li> </ul>
Disponible en Diámetros OD de 1 pulg., a 2 pulg.	• Cosible Campo preparado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A través del Servicio de Tubería</li> <li>• Terminaciones del Trabajo de Reparación</li> </ul>

(Halliburton, 2012)

### 2.13.1 VÁLVULAS DOBLE FLAPPER (ALETAS O CHARNELAS)

La Válvula Doble Flapper está diseñada para evitar el contra flujo ascendente a través de la tubería flexible. La válvula es normalmente usada en los Ensamblajes en el Fondo (BHA) como un elemento de seguridad. La válvula opera como una válvula de una sola vía de re tensión que permite el movimiento libre de fluidos hacia las herramientas abajo de la válvula. Las aletas o charnelas actúan automáticamente por medio de resortes, parando el flujo del fluido (cerrando el paso).

<b>Diámetro exterior (OD)</b>	1 <sup>3/4</sup> pulg a 3 <sup>1/2</sup> pulg.
<b>Diámetro interior (ID)</b>	0.719 pulg., a 1.31 pulg.
<b>Longitud de Empalme (pulg)</b>	17.69 pulg., a 21.71 pulg.
<b>Conexión Superior</b>	1 pulg. CS Roscas de Hydril 1.315 pulg., a 2.375 pulg.
<b>Conexión Inferior</b>	1 pulg. CS Roscas de Hydril 1.315 pulg., a 2.375 pulg.
<b>Capacidad de Presión (psi)</b>	10.000 a 13.000 psi
<b>Rango de servicio</b>	Sulfuro de Hidrogeno (H <sub>2</sub> S)
<b>Capacidad de Tensión (lb)</b>	39,000 a 88,000



**Figura 2.26.** Válvula doble FLAPPER

(Halliburton, 2012)

### 2.13.2 DESCONECTORES HIDRÁULICOS

El Desconector Hidráulico a través de la tubería flexible es utilizado como una unión de seguridad de emergencia en el Ensamble de Fondo (BHA). El Desconector Hidráulico es activado circulando una canica a través de la tubería flexible y por presión en la tubería, rompe una serie de pines. Cuando los pines

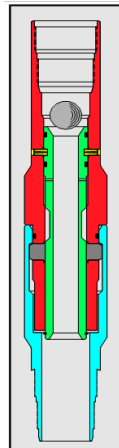


se rompen, un pistón (camisa) se corre hacia abajo y permite a una serie de cuñas retractarse hasta el cuello en el sub inferior.

**Tabla 2.7.** Especificaciones desconectores hidráulicos

<b>Diámetro exterior (OD)</b>	1.81 pulg.	2.37 pulg.
<b>Diámetro interior (ID)</b>	0.49 pulg. 12.32 pulg.	0.43 pulg. 13.01 pulg.
<b>Longitud (pulg.)</b>	12.32 pulg.	13.01 pulg.
<b>Conexión de Superior</b>	CS Roscas de Hydril 1.315 pulg.	CS Roscas de Hydril 1.66 pulg.
<b>Capacidad de presión (psi)</b>	8,000 psi	9,600 psi
<b>Capacidad de tensión (lb)</b>	34,000	53,000
<b>Presión de liberación (psi)</b>	3,000 psi	3,000 psi

(Halliburton, 2012)



**Figura 2.27.** Desconector hidráulico

(Halliburton, 2012)

## 2.13 ECUACIONES RELACIONADAS CON TUBERÍA FLEXIBLE

### 2.13.1 GRADIENTE DE PRESIÓN

Para aplicar esta constante, nosotros ahora calcularemos el gradiente de presión de un fluido (ecuación 1), multiplicando la densidad del fluido por 0.05195 usando la fórmula de abajo.

$$\text{Gradiente de Presión} = \rho * 0.05195 \quad [1]$$

Dónde:

Gradiente Presión= Medición del cambio de presión, psi/ft

$\rho$  = Densidad del fluido, lb/gal

Una vez que usted entienda cómo la constante 0.05195 trabaja, le permite encontrar el gradiente de presión sobre cualquier fluido que tome el espacio dentro de un área.

### 2.13.2 CALCULANDO CAPACIDADES

Cuando esté haciendo el trabajo de Tubería Flexible, usted necesitará saber cómo determinar las capacidades (volumen) de un pozo y tuberías, junto con el espacio (anular) entre la tubería y la tubería de revestimiento (casing). Usted normalmente encuentra la capacidad en galones o barriles. Preste atención en particular a la relación entre la tubería flexible, tubería, casing y espacio anular. Después, en esta sección a usted se le llamará para calcular factores como:

- ¿Cuántos barriles pueden llenar una longitud de tubería flexible en un carrete?
- ¿Cuántos barriles pueden llenar el espacio anular entre la tubería y la T.R?
- ¿Cuántos barriles usted necesitará para llenar el espacio anular de la tubería, T.R y la Tubería Flexible a una cierta profundidad?

Para determinar cuánto de un barril (42 galones) se tomaría para llenar un pie de cualquier tamaño de tubería (ecuación 2) dado, usted puede usar la fórmula siguiente:

$$q = DI^2 * 0.0009714 \quad [2]$$

Dónde:

q = Caudal de producción, bbl/día

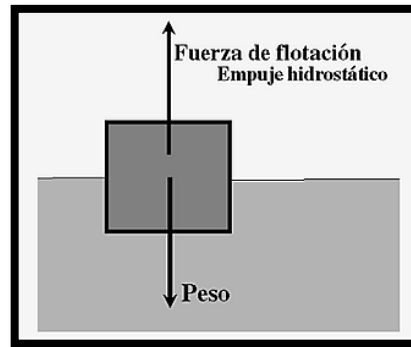
DI = Diámetro interior de tubería, pulgadas

0.0009714 es otro factor de conversión (constante) y representa la cantidad de fluido que tomaría de un barril para llenar una 1 pulg. por 1 pulg por 0.7854 por 12 pulg. por 0.0009714 Volumen de altura.

### 2.13.3 CALCULANDO FACTORES DE FLOTACIÓN

Cuando se dice que un objeto es flotante, esto significa que cuando un objeto es sumergido en fluido este flota (o se mantiene a flote) debido a la fuerza creada cuando el objeto reemplaza (conocido como desplazamiento) una

cantidad de fluido que es igual al peso de los objetos. El objeto flota como resultado de la fuerza del fluido empuja hacia arriba el objeto mientras la fuerza del peso de los objetos empuja hacia abajo en el fluido. Esta fuerza puede medirse como presión.



**Figura 2.28.** La flotación cuando la fuerza de los fluidos empuja contra el peso de un objeto.

(Halliburton, 2012)

La tabla 2.8 muestra cómo identificar el factor de flotación para un fluido determinado. Esta le provee a usted con la primera parte crítica de información que necesita saber para encontrar el peso de la tubería en un líquido. El factor de flotación puede ser calculado si se conocen las densidades del acero y del fluido.

**Tabla 2.8.** Factor de flotación conectada con la densidad del fluido expresado en lb/gal

TABLE NO. 132 BUOYANCY FACTORS FOR STEEL PIPE IN VARIOUS WEIGHT FLUIDS (Fluid Density — lb./gal.)					
Lb./Gal.	Buoyancy Factor	Lb./Gal.	Buoyancy Factor	Lb./Gal.	Buoyancy Factor
6.0	.9083	11.0	.8319	16.0	.7555
6.1	.9068	11.1	.8304	16.1	.7540
6.2	.9053	11.2	.8289	16.2	.7524
6.3	.9037	11.3	.8273	16.3	.7509
6.4	.9022	11.4	.8258	16.4	.7494
6.5	.9007	11.5	.8243	16.5	.7479
6.6	.8991	11.6	.8227	16.6	.7463
6.7	.8976	11.7	.8212	16.7	.7448
6.8	.8961	11.8	.8197	16.8	.7433
6.9	.8946	11.9	.8182	16.9	.7417
7.0	.8930	12.0	.8166	17.0	.7402
7.1	.8915	12.1	.8151	17.1	.7387
7.2	.8900	12.2	.8136	17.2	.7372
7.3	.8884	12.3	.8120	17.3	.7356
7.4	.8869	12.4	.8105	17.4	.7341
7.5	.8854	12.5	.8090	17.5	.7326
7.6	.8839	12.6	.8075	17.6	.7311
7.7	.8823	12.7	.8059	17.7	.7295
7.8	.8808	12.8	.8044	17.8	.7280
7.9	.8793	12.9	.8029	17.9	.7265
8.0	.8778	13.0	.8013	18.0	.7249
8.1	.8762	13.1	.7998	18.1	.7234
8.2	.8747	13.2	.7983	18.2	.7219
8.3	.8732	13.3	.7968	18.3	.7204
8.33*	.8727	13.4	.7952	18.4	.7188
8.4	.8716	13.5	.7937	18.5	.7173
8.5	.8701	13.6	.7922	18.6	.7158
8.6	.8686	13.7	.7906	18.7	.7142
8.7	.8671	13.8	.7891	18.8	.7127
8.8	.8655	13.9	.7876	18.9	.7112
8.9	.8640	14.0	.7861	19.0	.7097
9.0	.8625	14.1	.7845	19.1	.7081
9.1	.8609	14.2	.7830	19.2	.7066
9.2	.8594	14.3	.7815	19.3	.7051
9.3	.8579	14.4	.7800	19.4	.7035
9.4	.8564	14.5	.7784	19.5	.7020
9.5	.8548	14.6	.7769	19.6	.7005
9.6	.8533	14.7	.7754	19.7	.6990
9.7	.8518	14.8	.7738	19.8	.6974
9.8	.8502	14.9	.7723	19.9	.6959
9.9	.8487	15.0	.7708	20.0	.6944
10.0	.8472	15.1	.7693		
10.1	.8457	15.2	.7677		
10.2	.8441	15.3	.7662		
10.3	.8426	15.4	.7647		
10.4	.8411	15.5	.7631		
10.5	.8395	15.6	.7616		
10.6	.8380	15.7	.7601		
10.7	.8365	15.8	.7586		
10.8	.8350	15.9	.7570		
10.9	.8334				

FOR OPEN ENDED PIPE  
Pipe Wt. (In Fluid) = Pipe Wt. (In Air) x Buoyancy Factor  
\*Weight of Water at 68°F (20°C)

(Halliburton, 2012)

El factor de flotación puede calcularse si se conocen la densidad o peso por volumen de la unidad del fluido y tubería.

Sabemos que debemos tener la densidad del líquido y el libraje de la tubería y usara la siguiente formula.

El factor de flotación (ecuación 15) se calcula de la manera siguiente:

$$B = \frac{(D_s - D_f)}{D_s} \quad [15]$$

Dónde:

$D_s$  = Densidad del acero, lb/gal

$D_f$  = Densidad del fluido, lb/gal

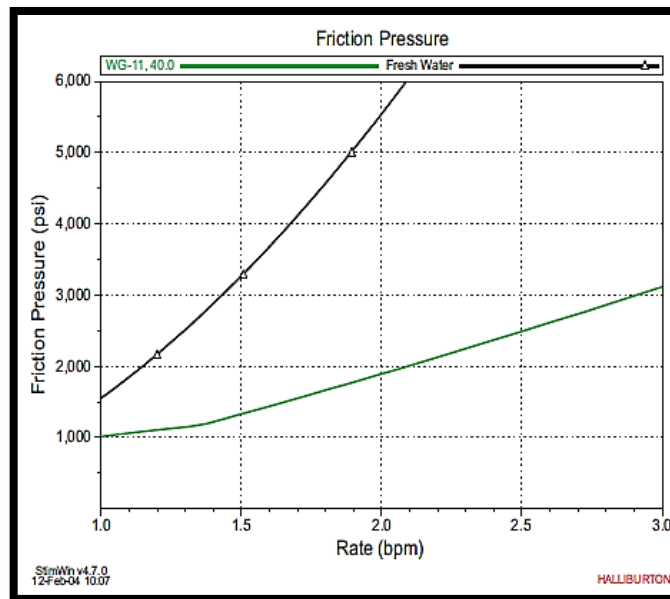
$B$  = Factor de Flotación, adimensional

#### **2.13.4 PRESIÓN POR FRICCIÓN**

Como un líquido se bombea a través del tubo o carcasa, una cierta cantidad de fricción se crea. Esto es debido al fluido que se mueve más allá de la pared de la tubería (corte). La fricción se ve afectada principalmente por la tasa, diámetro de la tubería, rugosidad de la tubería, la longitud del tubo, la viscosidad y la densidad. A medida que el caudal aumenta para un fluido, la presión aumenta la fricción. Como el líquido se mueve en un flujo turbulento, la presión también aumenta la fricción. A medida que aumenta el diámetro de un tubo, la presión de fricción disminuye debido a la disminución de la velocidad.

Para determinar las presiones de fricción de un fluido, utilice el Halwin \ StimWin programa de "fricción". Para utilizar este programa, usted tendrá que seleccionar el fluido que está interesado en y la entrada de los tubulares que usted tiene.

A continuación se muestra la salida gráfica que compara la presión de la fricción de agua dulce y el GT-11 (40 lb / ML) bombea a través de 10.000 pies de 1.5-in. TC con 0.109-in. Pared.



**Figura 2.29.** Stimwin Output

(Halliburton, 2012)

Al final de esta sección no son los métodos de cálculo y gráficos que muestren las presiones de fricción esperados cuando se bombean algunos fluidos newtonianos (ver sección3) comunes a través de los diferentes tamaños de tubería flexible.

### 2.13.5 POTENCIA HIDRÁULICA

Dos Ecuaciones se pueden utilizar para determinar la presión hidráulica (Ecuación 16).

El valor de 1713,6 es 40,8 x 42 gal / bbl.

$$HHP = \frac{P_w(\text{psi}) * \text{tasa} \left( \frac{\text{bbl}}{\text{min}} \right)}{40.8}$$

Ó

[16]

$$HPP = \frac{P_w(\text{psi}) * \text{tasa} \left( \frac{\text{gal}}{\text{min}} \right)}{1731.6}$$

Dónde:

HPP = Potencia hidráulica

$P_w$  = Presión de fondo

Tasa = Caudal de la bomba

El valor de 40.8 es una constante para conseguir caballos de fuerza

### 2.13.6 TASA VOLUMÉTRICA

Volumen por revolución bomba de émbolo (ecuación 18) veces igual al área de longitud de carrera, pero también se multiplican por el número de pistones, así como la eficiencia volumétrica. El número de émbolos para un HT-400 es siempre tres ya que es una bomba triplex. La eficiencia volumétrica es en el intervalo de 94 a 98%. Si conoce el volumen desplazado durante una revolución



de la bomba (ecuación 17), se puede calcular el caudal volumétrico total (ecuación 19) multiplicando este valor por la velocidad de la bomba. Las fórmulas siguientes se muestran cómo funciona esto:

$$\text{Volumen} = (AE) \times (LC) \quad [17]$$

$$\text{VPRB} = (AE) \times (LC) \times (N) \times (RV) \quad [18]$$

$$\text{Tasa volumétrica} = (\text{VPRB}) \times (VB) \quad [19]$$

Dónde:

AE= área de embolo,  $\text{plg}^2$

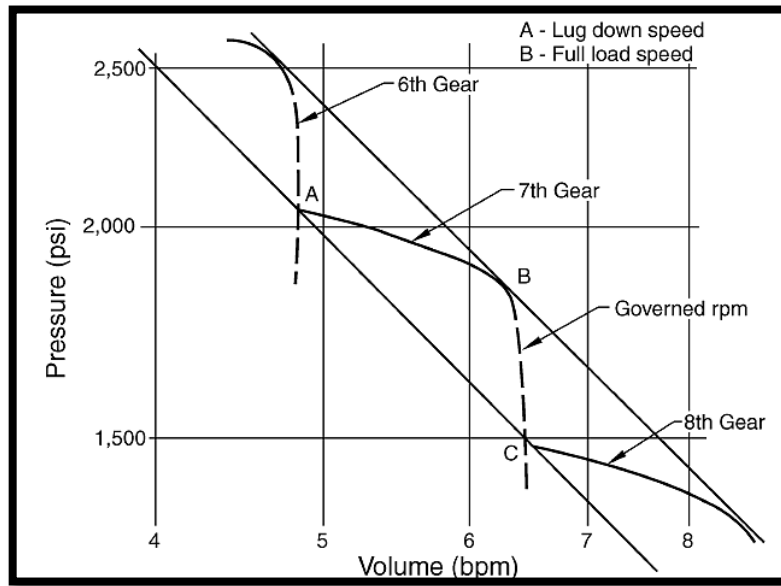
LC= longitud de carrera, plg

RV= rendimiento volumétrico, %

VPRB = volumen por revolución de bomba,  $\text{plg}^3$

N = número de émbolos

VB =V velocidad de la bomba, RPM



**Figura 2.30.** Ejemplo curva P-V

(Halliburton, 2012)

Nota: una revolución de la bomba se refiere a una vuelta completa del cigüeñal.

# **METODOLOGÍA**

### 3. METODOLOGÍA.

#### 3.1 PRUEBA BUILDUP POZO S40D ARENA “U”

La secuencia de la prueba de restauración de presión tomada en el Pozo S40D, Arena “U”, el 22 de enero de 2011, se encuentra indicada en el Figura 4.4 “Data Chart”, en el cual se observa: el flujo principal y el cierre principal.

Determinar: la presión de reservorio y de fondo fluyente, la permeabilidad, el daño, el índice de productividad e investigar sobre la existencia de límites con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arena “U”. Se pretende también determinar el I.P.R del sistema yacimiento- pozo para calcular el caudal máximo de fluido.

##### 3.1.1 DATOS ADICIONALES

Información adicional del pozo proporcionada por Río Napo, se presentan a continuación:

**Tabla 3.1.** Datos pozo S40D

<b>TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO</b>	48.00 BPPD
<b>TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA</b>	144.00 BAPD
<b>API</b>	26.7 °
<b>GRAVEDAD DEL GAS</b>	1.1324
<b>PRESIÓN DE BURBUJA</b>	1052 PSI
<b>ESPESOR DE LA FORMACIÓN</b>	159 PIES (9744'-9903')
<b>POROSIDAD</b>	15 %
<b>BSW</b>	75 %

Continuación tabla 3.1	
<b>INTERVALO PERFORADO</b>	9793'- 9798'= 5 PIES
<b>RADIO DEL POZO (rw)</b>	0.29 PIES
<b>PROFUNDIDAD DE UBICACIÓN DE LAS ELECTRÓNICAS</b>	9383 PIES
<b>GOR</b>	270
<b>FACTOR VOLUMÉTRICO DEL CRUDO (Bo)</b>	1.28

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

Analizando la curva derivada, se observa el período de almacenamiento (3.1.2), el de transición (3.1.3), pasando posteriormente al período de flujo radial (3.1.4).

Finalmente tenemos el límite externo del yacimiento (3.1.5). Igualmente con los métodos de análisis semilogarítmicos de Horner y del Tiempo Equivalente se obtiene la pendiente correspondiente al período de flujo radial.

### **3.1.2 PERIODO DE ALMACENAMIENTO:**

El comportamiento de este periodo corresponde al de un almacenamiento constante de acuerdo a la forma de la curva de la derivada Figura 4.5. El valor del coeficiente de almacenamiento C es de 0.0056, valor bajo por ser un cierre de fondo. Y va desde  $Dt = 0.01$  horas hasta  $Dt = 0.16$  horas

### **3.1.3 PERIODO DE TRANSICIÓN:**

El comportamiento de este periodo corresponde al de una transición de aproximadamente un ciclo desde que finaliza el almacenamiento ( $Dt = 0.16$  horas) hasta el inicio del periodo de flujo radial ( $Dt = 1.25$  horas), como se puede apreciar en la curva de la derivada. (Gráfico 4.5).

### 3.1.4 PERIODO DE FLUJO RADIAL:

La derivada presenta un periodo de estabilización ( $dp/dt = 0$ ) de la presión, lo cual indica que el periodo de flujo radial (ecuación 20) fue alcanzado luego en aproximadamente 1.25 horas de cierre hasta 5.35 horas, como se observa en la curva de la derivada. (Figura 4.5).

$$S = \frac{0.00708kh}{qBo\mu} (P_r - P_{wf}) \quad [20]$$

Dónde:

S = Daño, (Efecto Skin), adimensional

Pr = Presión del reservorio, psi

Pwf = Presión de fondo fluyente, psi

Q = Caudal de producción, bl/día

Bo = Factor volumétrico del petróleo,

$\mu$  = viscosidad del fluido, cp

### 3.1.5 LIMITE EXTERNO:

Es un yacimiento cerrado por la tendencia de la curva hacia arriba desde Dt = 5.35 horas, donde finaliza el periodo de flujo radial, de acuerdo al Figura 4.5 de la derivada, y se ratifica con métodos de Horner y Tiempo Equivalente (Gráficos 4.6 y 4.7).

Los resultados obtenidos por todos los métodos de análisis se encuentran en las figuras 4.5, 4.6 y 4.7.

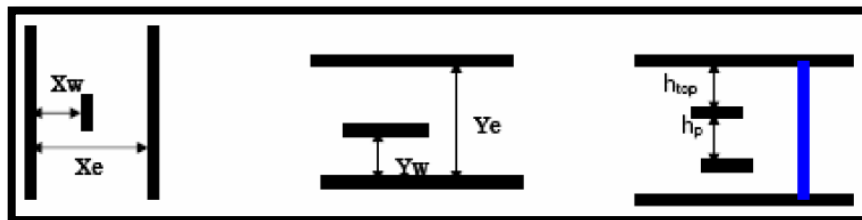
**Tabla 3.2.** Tabulación de resultados pozo S40D

	DERIVADA	HORNER	TIEMPO EQUIVALENTE
Permeabilidad, md	1.39	1.39	1.39
Capacidad de flujo, md-pie	222.46	222.46	221.64
Daño total	9.60	9.60	9.55

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

El modelo que se ajusta a esta prueba corresponde a un pozo produciendo de un Yacimiento Vertical con Penetración Parcial (Figura 4.8 Simulación del Modelo Vertical- Penetración Parcial)

Para comprobar los cálculos realizados se procedió a simular las condiciones de flujo de este pozo. Se consideró un yacimiento de 10000 pies por cada lado, y a 100 pies de los ejes coordenados como se puede observar en la figura 3.1:



**Figura 3.1.** Condiciones de flujo de pozo S40D

(Río Napo, 2012)

Dónde:

$X_e = 10000$  pies

$X_w = 100$  pies  
 $Y_e = 10000$  pies  
 $Y_w = 100$  pies  
 $h$  (Net pay) = 159 pies  
 $h_p = 5$  pies  
 $h_{top} = 0$  pies

El empate alcanzado en esta simulación con el método semilogarítmico y curva tipo/ derivada son sumamente aceptables como se puede ver en los gráficos correspondientes (Figura 4.8), lo cual da confianza en el cálculo de los parámetros obtenidos.

Se procedió a calcular el I.P.R y los resultados en la figura 4.9, corrigiendo las presiones a la profundidad media vertical de la formación a 9795.50 pies, obteniéndose:

**Tabla 3.3.** Presiones pozo S40D

	<b>Profundidad de las Electrónicas (@ 9383')</b>	<b>Profundidad Media de la Formación (@ 9795.50')</b>
<b>Presión de Reservorio, psi</b>	1169.01	1342.67
<b>Presión de Fondo Fluyente, psi</b>	480.14	653.80

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

Se calculó el índice de productividad actual (I.P ecuación 21):

$$IP = \frac{Q_T}{P_R - P_{wf}} \quad [21]$$



Dónde:

$Q_T$  = Caudal total de producción, BFPD

$P_R$  = Presión de reservorio, psi

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluente, psi

$$I.P = \frac{Q_T}{P_R - P_{wf}}$$

$$I.P = \frac{(48 + 144.00)}{(1342.67 - 653.80)}$$

$$I.P = \frac{192.00}{688.87}$$

$$I.P = 0.28 \text{ (BF/D/PSI)}$$

La herramienta que nos ayudará a determinar los beneficios de un tratamiento ácido es el programa STIMTUBE2001.

### 3.2 ANÁLISIS DE DAÑO

De acuerdo a los datos de las características del fluido de inyección y trabajos de Reparaciones previas, el programa STIM2001, mediante el módulo Formation Damage Advisor presenta un resultado probabilístico, sobre la posible causa del daño presente. Estos valores fueron finalmente utilizados el programa STIM2001 para el diseño del tratamiento de estimulación. De igual manera el empleo del módulo "Damage Advisor" del STIM2001 nos permitió evaluar los mecanismos de daño de una manera probabilística principalmente influenciado las características del comportamiento y tipos de fluido de producción.

**Tabla 3.4. Formation Damage Advisor**

Type of Well	Producing Well	Interval Length	5.0	ft
Completion Type	Perforated Casing	Temperature	218	°F
Clay Type	Non-Swelling	Permeability	50.0	md
Total Clay Content	1-5%	API Gravity of Oil	26.7	°API
Reservoir Type	Sandstone	H2S Present	<input type="checkbox"/>	
Rate of Decline	Gradual Steeper Dec	CO2 Present	<input type="checkbox"/>	
Reservoir Fluid Gradient	Less than water	Mud Lost?	None/Remov	
Age of Well	0-1 year	Completion Brines Lost?	None/Remov	
Tubular Conditions	New	Reservoir Fluid	Oil	
Damage Depth	Medium	Damage Skin	>2	
Salinity	<10%	Water/Oil Ratio	>=10%	

Past Activities:

- Acid-Induced Emulsions
- Condensate Breakout
- Corrosion or Scale Inhibitors
- GOR Increase
- HF Acid Treatment
- Hot Oil Used
- Hydrochloric Acid Treatment
- Iron-Induced Acid Sludging

Ions Present in Water:

- Barium (Ba +2)
- Bicarbonate (HCO3 -1)
- Calcium (Ca +2)
- Carbonate (CO3 -2)
- Chloride (Cl -1)
- Ferric Iron (Fe +3)
- Ferrous Iron (Fe +2)
- Hydroxide (OH -1)

Damage Name	Score	Score %	Selected
Fines Migration	48.83	48.83	<input checked="" type="checkbox"/>
CaCO3 Deposition	8.06	8.06	<input checked="" type="checkbox"/>
CaSO4 Deposition	6.45	6.45	<input type="checkbox"/>
SrSO4 Deposition	5.86	5.86	<input type="checkbox"/>
Wettability Change	5.34	5.34	<input type="checkbox"/>
BaSO4 Deposition	3.96	3.96	<input type="checkbox"/>
NaCl	2.42	2.42	<input type="checkbox"/>
Not Damaged	2.40	2.40	<input type="checkbox"/>
Water Block	2.34	2.34	<input type="checkbox"/>
Solids/Plugging	2.20	2.20	<input checked="" type="checkbox"/>
Emulsion	2.06	2.06	<input type="checkbox"/>
Iron Oxides Deposition	2.01	2.01	<input type="checkbox"/>
FeCO3 Deposition	1.98	1.98	<input type="checkbox"/>
Paraffin Deposition	1.65	1.65	<input type="checkbox"/>
Clay Swelling	1.46	1.46	<input checked="" type="checkbox"/>
Asphaltene	1.10	1.10	<input type="checkbox"/>
Bacteria Present	1.07	1.07	<input type="checkbox"/>

(Halliburton, 2012)

De acuerdo a lo anterior el programa nos indica el posible tipo principal de daño:

- **Sólidos taponando: 49%.**
- **Migración de finos: 28%**

**Tabla 3.5. Mineralogía de la formación**

Mineral	Problema
FELDESPATO	Los feldespatos contienen sodio y potasio. Su mayor efecto es la precipitación de fluosilicatos, el material k-spar de Halliburton causa la mayoría de los problemas de precipitación.
CARBONATOS	Este consume el HCl y puede causar precipitación de fluosilicatos y aluminio del ácido gastado.
ILLITAS	Las Illitas causan problemas de migración de finos y presentan intercambio iónico. Estas contienen potasio, el cual causa precipitación de fluosilicato.
KAOLINITA	Causa problemas de migración de finos. Éstos se dispersan en agua dulce y causan taponamiento.
ESMECTITA	Presenta intercambio iónico y se hincha en presencia de agua dulce.
MEZCLA DE LAMINAS DE ARCILLAS	Presentan intercambio iónico y se hinchan en presencia de agua dulce. A menudo contienen potasio.
CLORITA	Presenta intercambio iónico y es inestable en HCl.
MICA	Es el intercambio de iones, es inestable en HCl, y contiene potasio que puede causar la precipitación de fluosilicato del ácido gastado
ZEOLITA	Es el intercambio de iones, es inestable en HCl, y en ocasiones contiene sodio que puede causar la precipitación de fluosilicato.

(Halliburton, 2012)

Debido a las características de alto contenido de arcilla presente de Kaolinita y Glauconita y por el alto BSW presente en esta formación, es altamente recomendable bombear ácido orgánico para procurar mejorar la remoción de finos y los sólidos que están taponando la cara de la formación, debiendo con esto incrementar la producción de fluidos.

### **3.3 SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRATAMIENTO.**

De la información obtenida, los mecanismos de daño existentes y considerando el reporte de la calidad del agua de formación, se presentan los siguientes sistemas y volúmenes a utilizar:

1. Preflujo 1: Se propone el Clay Fix 5 para acondicionar la cara de la arena para favorecer el efecto de los ácidos a bombearse.
2. Preflujo 2: Se propone el uso Acido de Clay Safe-5, para mejorar la admisión inicial antes del bombeo del sistema divergente. Este Acido permitirá remover la presencia de carbonatos.
3. Tratamiento 1: Se propone el uso del sistema Sandstone Completion Acid, el cual posee un alto poder de disolución de precipitación secundaria, previene la precipitación de aluminio; además es el sistema usado en la mayoría de estimulaciones en formaciones de arena.

4. Tratamiento 2: Se propone el uso del sistema Fines Control Acid, para la remoción del daño profundo producido por la producción de finos y arcillas, adicionalmente este sistema previene la producción de finos.
  
5. Post flujo 1: Se propone del uso del sistema Clay Safe 5, para reacondicionar la cara de la formación.
  
6. Post flujo 2: El uso del sistema Clay Fix 5 para restaurar el PH de la arena.
  
7. Desplazamiento: Con agua de matado tratada.

Para calcular el volumen de ácido diluido que se pueden preparar a partir de un cierto volumen de ácido fuerte (ecuación 22), utilizar la fórmula siguiente:

$$\text{Volumen De fuerza(gal)} = \frac{(\text{vol.d diluido})(\%HCL \text{ diluido})(SG \text{ diluido})}{(\% \text{ de Fuerza de HCL})(Fuerza de SG)} \quad [22]$$

Puede ser necesario para calcular el volumen de ácido diluido (ecuación 23) que se puede preparar a partir de un cierto volumen de ácido concentrado.

Utilice la siguiente fórmula para calcular el volumen de ácido diluido.

$$\text{Volumen Diluido(gal)} = \frac{(\text{vol.de fuerza})(\% \text{ de Fuerza de HCL})(Fuerza de SG)}{(\%HCL \text{ diluido})(SG \text{ diluido})} \quad [23]$$

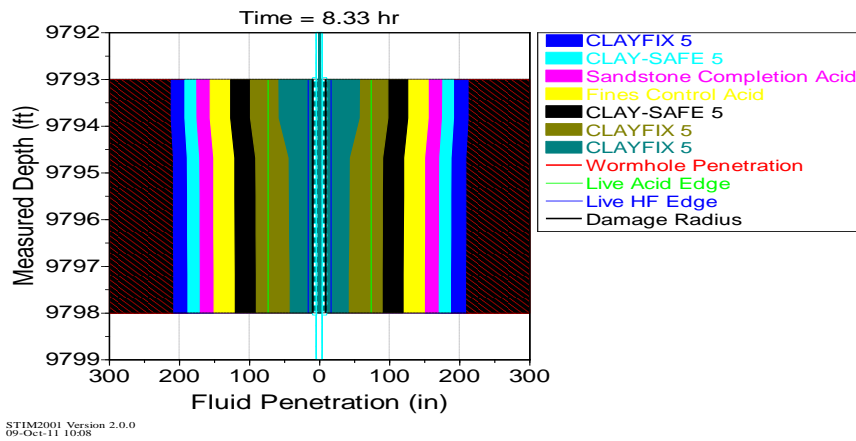
**Tabla 3.6.** Cantidades apropiadas de ácido concentrado

HCl %	Specific Gravity	gal 22% Bé Acid and Water to make 1,000 gal Acid		gal 20% Bé Acid and Water to make 1,000 gal Acid		Solution Weight		Hydrostatic Pressure		Equivalent gal of 15% HCl per 1,000 gal
		Acid	Water	Acid	Water	lb/gal	kg/m <sup>3</sup>	psi/ft depth	kPa/m depth	
1	1.005	24	976	28	972	8.37	1002.95	0.435	9.84	62
2	1.010	49	951	55	945	8.42	1008.94	0.437	9.89	125
3	1.015	73	927	83	917	8.46	1013.73	0.439	9.93	189
4	1.020	98	902	112	888	8.50	1018.52	0.442	10.00	253
5	1.025	124	876	140	860	8.54	1023.32	0.444	10.04	318
6	1.030	149	851	169	831	8.59	1029.31	0.446	10.09	383
7	1.035	175	825	199	801	8.63	1034.10	0.448	10.13	449
8	1.040	201	799	228	772	8.67	1038.89	0.450	10.18	516
9	1.045	227	773	258	742	8.71	1043.69	0.452	10.22	583
10	1.050	253	747	288	712	8.75	1048.48	0.454	10.27	651
11	1.055	280	720	318	682	8.79	1053.27	0.457	10.34	723
12	1.060	307	693	349	651	8.84	1059.27	0.459	10.38	788
13	1.065	334	666	379	621	8.88	1064.06	0.461	10.43	858
14	1.070	362	638	410	590	8.92	1068.85	0.463	10.47	929
15	1.075	389	611	442	558	8.96	1073.64	0.465	10.52	1000
16	1.080	417	583	473	527	9.00	1078.44	0.468	10.59	1072
17	1.085	445	555	505	495	9.05	1084.43	0.470	10.63	1144
18	1.090	473	527	538	462	9.08	1088.02	0.472	10.68	1217
19	1.095	502	498	570	430	9.13	1094.02	0.474	10.72	1290
20	1.100	531	469	603	397	9.17	1098.81	0.476	10.77	1364
21	1.105	560	440	636	364	9.21	1103.60	0.478	10.81	1439
22	1.110	589	411	669	331	9.25	1108.39	0.481	10.88	1514
23	1.116	619	381	703	297	9.30	1114.39	0.484	10.95	1592
24	1.122	650	350	738	262	9.35	1120.38	0.486	10.99	1670
25	1.127	680	320	772	228	9.39	1125.17	0.488	11.04	1747
26	1.132	710	290	806	194	9.43	1129.96	0.490	11.08	1825
27	1.136	740	260	840	160	9.46	1133.56	0.492	11.13	1902
28	1.141	771	229	875	125	9.50	1138.35	0.494	11.17	1981
29	1.146	802	198	910	90	9.55	1144.34	0.497	11.24	2061
30	1.153	835	165	948	52	9.60	1150.33	0.499	11.29	2145
31	1.158	866	134	983	17	9.65	1156.32	0.502	11.36	2226
31.45	1.160	880	120	1000	0	9.66	1157.52	0.503	11.38	2262
32	1.163	898	102	—	—	9.69	1161.12	0.504	11.40	2308
33	1.168	930	70	—	—	9.74	1167.11	0.506	11.45	2398
34	1.173	962	38	—	—	9.78	1171.90	0.508	11.49	2481
35	1.178	990	10	—	—	9.82	1176.70	0.510	11.54	2558
35.2	1.179	1000	—	—	—	9.83	1177.89	0.510	11.54	2573

<sup>a</sup>Based on temperature of 60°F (15.6°C)

(Halliburton, 2012)

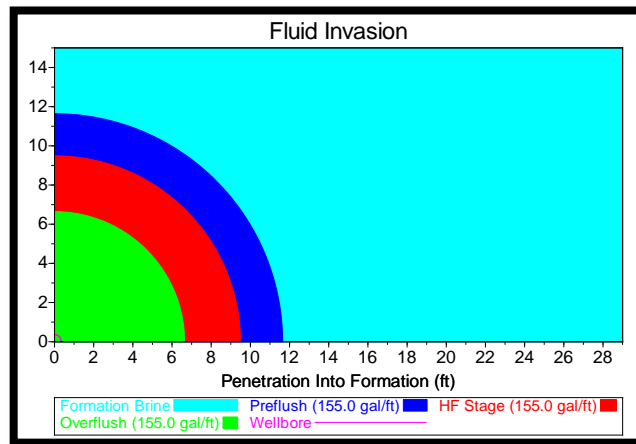
### 3.3.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN



**Figura 3.2.** Fluidos frentes a la formación al final del tratamiento

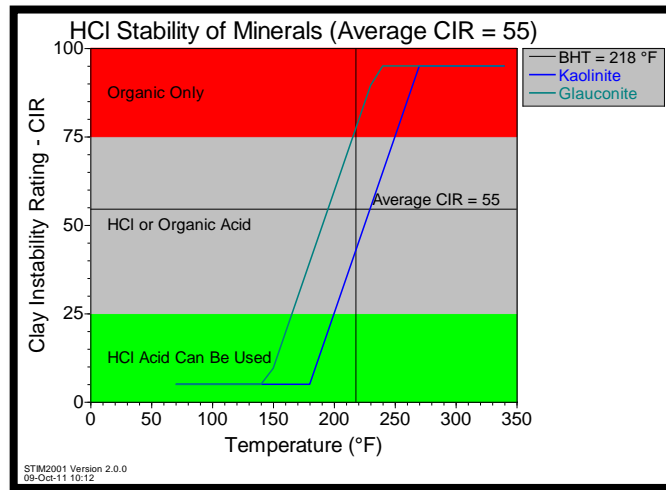
(Halliburton, 2012)

De acuerdo a los resultados obtenidos a partir del simulador STIM2001, luego de construido el modelo del pozo S40D con los datos suministrados, se obtuvo que después de realizar el tratamiento de estimulación se obtendría una penetración aproximada de: ~ 17 pies en el intervalo abierto.



**Figura 3.3.** Invasión de fluidos

(Halliburton, 2012)



**Figura 3.4.** Estabilidad de minerales

(Halliburton, 2012)

La presente figura (3.4) muestra la factibilidad del uso de HCL o ácidos orgánicos, para evitar la desestabilización de las arcillas presentes. Esta es función de la Temperatura. Para la Temperatura dato y las arcillas presentes se muestra que el uso de ácidos orgánicos-inorgánicos no muestran inestabilidad de las arcillas presentes.

### 3.4 PROCEDIMIENTO

1. Colocar el contador de tubería de CT en cero.
2. Realizar reunión de seguridad antes de comenzar a bajar el CT
3. Abrir válvula de retorno y válvula maestra.



4. Bajar tubería continua de 1 1/2" a 50 ft/min con Pulsonix acoplado, bombear y desplazar tratamiento hasta punta de Coiled Tubing (Capacidad del CT = 23 Bls) cerrar anular Tubing – CT y forzar tratamiento a la formación. Según el siguiente esquema de bombeo:

- 24 bbl de Clay Fix 5 para acondicionar la cara de la arena
- 20 bbls de Sistema Acido Clay Safe-5, para favorecer la limpieza del carbonato de calcio.
- 20 bbls de Sistema Acido Sandstone Completion Acid, reduce el daño por la producción de finos y arcillas
- 24 bbls del sistema Fines Control Acid para favorecer la remoción de finos.
- 20 bbls de Clay Safe 5, reacondicionar la cara de formación
- 20 bbls de Clay Fix 5 para restaurar el PH de la formación
- 23 bbl de agua + anticorrosivo

5.- Sacar tubería de CT a superficie. Desarmar equipos 100%.

6.-. Abrir pozo a la brevedad posible, por estranguladores reducidos.

Notas:

Los retornos de crudo deben enviarse hacia los equipos de separadores de la empresa contratada (Solo si aplica) caso contrario irán a la estación de flujo.

La velocidad de bajada de Tubería durante la limpieza debe ser en promedio de 50 ft/min.

Tabla 3.7. Químicos recomendados

**HALLIBURTON**

Tratamiento Estimulación arenisca "U"  
9793' - 9798'

<b>Clay Fix 5</b>	Volume:	1008 gal 24 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua			24 bbls
Cloruro Amonio	5%		421 lbs
Musol A	25 gal/Mgal		26 gal
Losurf	0.30%		3 gal
<b>Clay Safe 5</b>	Volume:	20 bbls 840 gls	Cantidad a Mezclar
Agua			17 bbls
Losurf	0.20%		2 gal
Musol A	50 gal/Mgal		42 gal
MSA II	0.10%		1 gal
Pen 88	0.20%		2 gal
Cloruro Amonio	5%		351 lbs
FE-1A (Acido Acetico)	10%		85 gal
<b>Tratamiento 1</b>			
<b>Sandstone Completion Acid</b>	Volume:	840 gals 20 bbls	Cantidad a Mezclar
HCL	438 gal/Mgal		377 gal
Agua			10 bbls
ABF	200 lb/Mgal		168 lbs
Alcheck	43 gal/Mgal		36 gal
Pen 88	2 lb/Mgal		2 gal
Hai 85	4 gal/Mgal		3 gal
Losurf	3 gal/Mgal		3 gal
<b>Tratamiento 2</b>			
<b>FINES CONTROL ACID</b>	Volume:	1008 gals 24 bbls	Cantidad a Mezclar
Agua fresca limpia			10 bbl
ABF	200 lb/Mgal		202 lbs
HAI 85M	7 gal/Mgal		7 gal
HCL	436 gal/Mgal		448 gal
ClaSta	6 gal/Mgal		6 gal
FE-1A (Acido Acetico)	30 gal/Mgal		30 gal
Losurf 300	8 gal/Mgal		8 gal
Pen-88	3 g/mgl		3 gal
<b>Postflujo</b>			
<b>Clay Safe 5</b>	Volume:	20 bbls 840 gls	Cantidad a Mezclar
Agua			17 bbls
Losurf	0.20%		3 gal
Musol A	50 gal/Mgal		42 gal
MSA II	0.10%		1 gal
Pen 88	0.20%		2 gal
Cloruro Amonio	2%	50 1000	351 lbs
FE-1A (Acido Acetico)	5%		85 gal
<b>Clay Fix 5</b>	Volume:	840 gal 20 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua			20 bbls
Cloruro Amonio	5%		351 lbs
Losurf	0.30%		3 gal
<b>Desplazamiento</b>			
<b>Agua tratada</b>	Volume:	966 gal 23 bbl	Cantidad a Mezclar
Agua tratada	Hai-85	5 gal	23 bbl 5 gal

(Halliburton, 2012)

### **3.5 RECURSOS REQUERIDOS**

- Unidad de Coiled Tubing 38K 1 1/2 ”
- Unidad de Bombeo
- 2 Acid Tanks
- 160 bbl agua fresca filtrada por parte del cliente
- Grúa CT 50 TON y BOP para 10000 lppc.
- Químicos para Limpieza

### **3.6 CAPACIDAD ES DE TUBING Y COILED TUBING**

Capacidad del tubing de 3-1/2”, 9.3 lb/ft, 2.992”: 0.0087 bbl/ft x 9727 ft = 85 bbls

Capacidad del Coiled Tubing de 1 1/2” = 23 bbl

### **3.7 ACIDIFICACIÓN DE ARENISCAS**

Básicamente, se utilizan dos tipos de ácidos en la acidificación de arenisca: ácido clorhídrico solo y mezcla de ácidos fluorhídricos-clorhídricos. Normalmente, estos tratamientos son utilizados para estimulación cerca del pozo (máximo 5 a 6 pies desde la pared del agujero en el pozo).

Estos tratamientos generalmente se efectúan con promedios que no fracturan la formación. Estos pueden ser muy efectivos en la eliminación de daños cerca del pozo.

### 3.7.1 ÁCIDO CLORHÍDRICO

Aunque el ácido clorhídrico no disuelve arenas o arcillas, es de utilidad en la acidificación de formaciones de areniscas. Disuelve cualquier carbonato presente en la formación y también deshidrata parcialmente las arcillas expandidas por el agua. Cuando la bentonita hidratada entra en contacto con el ácido clorhídrico, se produce un cambio de iones donde la bentonita de sodio se cambia por la bentonita de hidrógeno. Esto teóricamente da como resultado un 80% de pérdida de agua y una contracción de las partículas de arcilla.

#### 4.7.1.1 Reacciones del HCL

Cuando una solución de 1,000 galones de ácido clorhídrico al 15% reacciona con carbonato de calcio (caliza), este disuelve 10.9 pies cúbicos (1843 libras) de caliza. Los productos que resultan por "gastar" el 15% de la solución de HCL sobre la caliza son:

- 2050 lb de cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ )
- 40 galones de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ )
- 6620 pies cúbicos de gas de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) en condiciones normales.

El volumen total ocupado por 1,000 galones de ácido clorhídrico al 15% después de la reacción es:

- 912 galones de agua que se bombearon adentro de la formación
- 40 galones de agua producto de la reacción química
- 68 galones del volumen ocupado por 2050 lb de cloruro de calcio ya disuelto
- 1020 galones totales, asumiendo que no ocupan ningún volumen el gas de bióxido de carbono o la disolución de salmuera de la formación.

15% de ácido clorhídrico gastado en la caliza se convierte en una solución del 20.0% de cloruro de calcio teniendo una gravedad específica de 1.175 y un peso de 9.79 lb/gal.

Las concentraciones de soluciones de HCL pueden variar del 1% hasta aproximadamente 35% dependiendo del uso y requerimientos del tratamiento.

Puede ser su responsabilidad mezclar varias combinaciones de ácidos en la aplicación de un tratamiento de estimulación. Las tablas como la que se presenta a continuación se han desarrollado para ayudarlo a determinar las cantidades apropiadas de ácido concentrado y agua que debe utilizar cuando mezcle una solución de ácido (ver tabla 3.6). Estas tablas están generalmente ubicadas en las terminales de los ácidos.

La información para los ácidos 22°be y 20°be se muestran en la tabla 3.6. Antes de usar la tabla 3.6, investigue cuál de las dos concentraciones de ácidos está almacenada en el centro de servicio.

para ilustrar el uso de la tabla 3.6, suponga que el ácido al 20°be está almacenado en los tanques y que usted necesita mezclar una solución de 1000 galones al 15% de HCl. Usted necesita calcular qué cantidad de agua debe agregar al transporte de ácido y cuánto ácido concentrado debe agregar al agua para obtener la solución.

En la tabla 3.6 localice el título "Gals 20°Be Ácido & Agua para Preparar 1000 Gals de Ácido." Abajo de este título observe que las cantidades de ácido y agua se presentan en columnas separadas. En el extremo izquierdo, está dada la columna de "Ácido HCL%". Bajo esta columna localice el 15% y muévase horizontalmente a través de la tabla 3.6. Usted encontrará 442 galones de ácido 20DBe y 558 galones de agua requeridos para mezclar 1000 galones de 15% de solución de HCL.

### **3.7.2 ÁCIDO FLUORHÍDRICO**

En contraste con el ácido clorhídrico, el ácido fluorhídrico tiene la capacidad para disolver sílice (arena) o silicato, tales como arcillas, barro, arcilla esquistosa y feldespatos. Como la bentonita es un silicato, también puede ser disuelta por ácido fluorhídrico. Las formaciones de areniscas que tienen daños en su permeabilidad debido a la emigración de arcilla o bentonita del lodo de perforación, pueden ser usualmente ayudadas por tratamientos con ácido fluorhídrico.

El ácido fluorhídrico es comúnmente bombeado como una mezcla de ácido clorhídrico-fluorhídrico (Ácido HF) con el ácido fluorhídrico obtenido de la reacción del ácido clorhídrico con bifloruro de amonio. El ácido clorhídrico

parece aumentar la solubilidad de algunos productos de reacción secundaria y también tiene un efecto significativo sobre el promedio de la reacción.

### **3.7.3 ELIMINACIÓN DE DAÑO**

La mezcla de ácido clorhídrico-fluorhídrico (Acido HF) tiene aplicación en formaciones de areniscas dañadas por lodo o arcilla. Existen dos tipos fundamentales de daños por arcilla en las areniscas. Uno es el daño del lodo donde las partículas de bentonita del lodo de perforación han cubierto la superficie de la formación o han invadido la formación. Este tipo de daño es considerado de poca profundidad, posiblemente de alrededor de una pulgada de profundidad.

El segundo tipo proviene de las arcillas que se forman naturalmente las cuales han emigrado hacia el agujero del pozo y están taponando los canales de flujo o se han hidratado y dilatado debido al contacto con el agua dulce. Este tipo de daño es más profundo dentro de la formación que el daño del lodo.

### **3.7.4 PROMEDIOS DE REACCIÓN**

La velocidad con la cual el ácido fluorhídrico reacciona sobre la arena, es afectada por:

- La composición física y química de la formación.
- La temperatura
- El área superficial de la roca expuesta a un volumen particular de ácido.
- La concentración del exceso del ácido clorhídrico.

Las formaciones de areniscas son básicamente compuestas de cuarzo, con algunos minerales tales como: caliza, feldespato, y mucha arcilla. La mezcla de ácido clorhídrico-fluorhídrico reacciona con estos materiales a promedios variados. Por lo tanto, los promedios de reacción de la mezcla de ácido HF varían considerablemente con la composición de la formación. La distribución física del material soluble del ácido a lo largo de la formación también influye en el promedio de reacción.

Otro factor que influye en gran forma sobre el promedio de reacción es la temperatura del fondo del pozo. Entre más alta sea la temperatura, más rápida será la reacción. Por ejemplo, los datos de laboratorio tomados de las pruebas que hacen reaccionar 25ml de ácido en 4.0 gm de arena, revelan que 33.6 lb de arena de malla 20-40, se disuelven en 1,000 galones de una mezcla de ácido HCL-al 12% mas 3% de HF en ocho horas a 75°F. Sin embargo, a 200°F, 1,000 galones de la misma mezcla de ácido disuelven 43.1 lb de la misma arena en solamente una hora.

El promedio de reacción es también influenciado por el área de superficie del material expuesto al ácido. Esta es probablemente la razón principal por la cual el ácido fluorhídrico disuelve los minerales de arcilla más rápidamente que los de cuarzo. Como se demostró anteriormente, 1,000 galones de HCL al 12% mas 3% de HF disuelven 33.6 lb de arena de malla 2040 en ocho horas a 75°F. Sin embargo, bajo las mismas condiciones de prueba, 1,000 galones del mismo ácido disuelven 50.7 lb de harina de sílice en solamente 30 minutos.

Los datos muestran que 72.6 lb de harina de sílice con 5% de bentonita son disueltos con 1,000 galones de HCL al 12% mas 3% de HF en 30 minutos a



75°F. Estos ejemplos ilustran la influencia del área de superficie expuesta sobre el promedio de la reacción. Bajo condiciones del yacimiento, la relación del área superficial a volumen será mucho más grande que la de cualquiera de estos ejemplos. Como resultado, la reacción de la formación será más rápida.

Por lo tanto, la influencia del área de superficie expuesta de la roca sobre la relación del promedio de reacción no puede ser enfatizada en exceso.

La importancia de la concentración en exceso del ácido clorhídrico, puede ser ilustrada con los siguientes ejemplos. Usando cálculos de las pruebas realizadas en el laboratorio haciendo reaccionar 25 ml de ácido sobre 4.0 gm de arena durante 30 minutos a 75°F, 1,000 galones de 3% de HF y 0% de HCL disuelven 27.1 lb de harina de sílice conteniendo 5% de arcilla. El mismo volumen de 3% HF-12% HCL y 3% HF-20% HCL disuelven 72.6 lb y 90.8 lb respectivamente.

### **3.8 ACONDICIONAMIENTO DE LA FORMACIÓN**

El tratamiento de un pozo antes de la acidificación de areniscas puede en gran parte incrementar el índice de éxito de este tipo de tratamiento. El diseño del acondicionamiento de la formación depende en la presencia de los minerales claves. El uso correcto de un acondicionador para la formación o de una combinación de acondicionadores antes del tratamiento con los ácidos HF es importante para el éxito del tratamiento.

### **3.8.1 ARCILLAS**

El intercambio de iones en las arcillas previamente se pensaba que era de consecuencia poco importante. Sin embargo, trabajos recientes han mostrado que el impacto del intercambio de iones puede ser dramático para las salmueras que se someten a la invasión profunda de la matriz en areniscas con ciertos tipos de arcillas. La tabla 3.5 muestra algunas mineralogías que podrían causar problemas.

### **3.8.2 SENSIBILIDAD AL HCL**

Muchas formaciones son "sensibles al HCL", los minerales de la formación se descomponen cuando entran en contacto con HCL. Durante este proceso, los iones metálicos tales como hierro, aluminio, calcio, y magnesio se disuelven del mineral, dejando una masa insoluble de gel de sílice que puede ser extremadamente perjudicial. Dentro de los minerales sensibles al HCL se incluyen las zeolitas y el clorito. Sin embargo, investigaciones han demostrado que todas las arcillas tienen una temperatura por encima de la cual ellas son inestables. Cuando las condiciones hacen que los minerales de la formación sean muy inestables, sólo se deben utilizar sistemas orgánicos a base de ácidos.

#### **3.8.2.1 CLAYFIX**

Cuando ocurre un intercambio de iones, los cationes naturalmente presentes sobre las superficies de las arcillas se substituyen o se intercambian con los iones de la salmuera invasora. Por ejemplo, una salmuera con 7% de cloruro de

potasio (KC1), después de intercambiar los iones con la formación, se convierte aproximadamente en 5% de cloruro de sodio (sal). Debido a este intercambio es importante que la salmuera transformada deba también ser compatible con la formación.

La salmuera más eficaz para la acidificación de areniscas es el cloruro de amonio (NH<sub>4</sub>Cl, CLAYFIX) CLAYFIX 5 (5% NH<sub>4</sub>Cl) proporciona suficiente intercambio de iones y mantiene suficiente concentración de la sal para prevenir la dilatación de la arcilla antes y después del intercambio de iones.

Los aditivos CLA-STA pueden también utilizar para mejorar la estabilización de la arcilla.

### 3.8.2.2 CLAY-SAFE

A pesar de la sensibilidad de las arcillas al HCl, ellas son estables en ácido acético y bastante estable en ácido fórmico. Desafortunadamente, estos ácidos son similares al agua potable en la presencia de arcillas sensibles al agua. Sustituir el ácido acético (MSA) para CLAYFIX no es una buena alternativa, puesto que MSA no intercambia los iones con las arcillas ni evita la dilatación de la arcilla. MSA no es un sustituto equivalente para HC1 porque no disuelve las escalas de hierro y es lento para disolver los carbonatos. Sin embargo, el uso de los acondicionadores CLAY-SAFE debe proporcionar suficiente intercambio de iones para ayudar:

- A evitar precipitados en el proceso HF/HCL

- Controlar la dilatación de las arcillas, y
- Estabilizar las arcillas para las acidificaciones de areniscas.

CLAY-SAFE 5 y CLAY-SAFE F son mezclas de ácidos orgánicos con cloruro de amonio.

CLAY-SAFE H es una mezcla orgánica con HCL. Sus usos recomendados se proporcionan en la tabla 3.8., pero se debe consultar en el Hal World la sección el Proceso de Estimulación de Areniscas para el uso correcto de estos fluidos.

**Tabla 3.8.** Proceso de estimulación de areniscas

<b>Sistema de Fluidos</b>	<b>Cuando Utilizar</b>
<b>Limpieza de Lodo</b>	
Mud - Flush	Todo el lodo perdido (base-agua)
N-Ver-Sperse	Todo el lodo perdido (base-aceite)
<b>Acondicionamiento del pozo</b>	
Paragón u otros disolventes orgánicos	Problemas de Asfáltenos / parafina, aceites pesados, compuesto para tuberías
HCL para decapado.	Extracción de escalas de hierro y evita que penetren en la formación
<b>Acondicionamiento Matriz</b>	
CLAYFIX 5	Alto intercambio iónico de arcillas
5-15% HCl	Eliminación de carbonatos, intercambio iónico, eliminación de polímero.
CLAY-SAFE 5 *Ver nota abajo.	Eliminación de carbonato, intercambio de iones para mineralogía sensible a HCl
CLAY-SAFE H	Mineralogía sensible a HCl, pero requiere la eliminación de polímero (K-Max, HEC, etc) o niveles elevados de carbonato.
CLAY-SAFE F *Ver nota abajo.	Mineralogía sensible a HCl, pero se requiere aumento en la potencia de carbonato disolviendo sin aumento de volumen. Véase la nota a continuación.
• Nota: MSA Inhibidor II y NH4Cl al 5% no son compatibles cuando la concentración	

del inhibidor MSA II es superior al 1%. A continuación de MSA inhibidor II al 1%, agente de dispersión puede ser requerido.

(Halliburton, 2012)

**Nota** CLAYFIX II no puede ser mezclado con los concentrados de LGC. Este aditivo también no es un sustituto de los aditivos de control de arcilla permanentes, tales como las sales.

### 3.8.2.3 Cla-Sta® FS

Cla-Sta FS minerales finos y aditivos estabilizante de arcilla es un nuevo polímero diseñado para estabilizar finos comúnmente producidos a partir de una variedad de formaciones. Cla-Sta FS estabiliza eficazmente finos minerales que no responden al tratamiento de los estabilizantes de arcilla convencionales. Es fácilmente adsorbido en las superficies de formación, reduciendo su desalojo o movimiento cuando se expone a altas tasas de flujo de fluido. Pero sustancialmente es la estabilización de las partículas minerales finas, la producción de sólidos, y el deterioro causado por la permeabilidad de finos, la migración puede ser muy reducida. Esta estabilización de finos es de larga duración.

### 3.8.3 CARBONATOS

Las formaciones de areniscas que contienen más del 5% de carbonatos están propensas a la precipitación de fluoruros de aluminio complejos en la matriz debido a que el HF gastado fluye a través de los carbonatos. La solución a este problema requiere:

- Eliminación profunda de los carbonatos con pre-flujos de HC1, o

- El uso de un aditivo que evite la precipitación.

Por ejemplo, un pre-flujo 50 gal/pie de 15% KCl en una arenisca que contiene solamente 5% calcita eliminará la calcita en un radio de aproximadamente 2 pies de la pared del pozo. Si el HF gastado sigue, la precipitación de fluoruro de aluminio comenzará a 2 pies de la pared del pozo. Debido a que 150 gal/pie del HF gastado penetrarían 5 pies desde la pared del pozo en una roca con porosidad del 20%, varios pies de la matriz estarían propensos a la precipitación de estos y al taponamiento. Para eliminar el carbonato a una distancia de 5 pies, se requerirá un pre-flujo 300 gal/pie de 15% HCL.

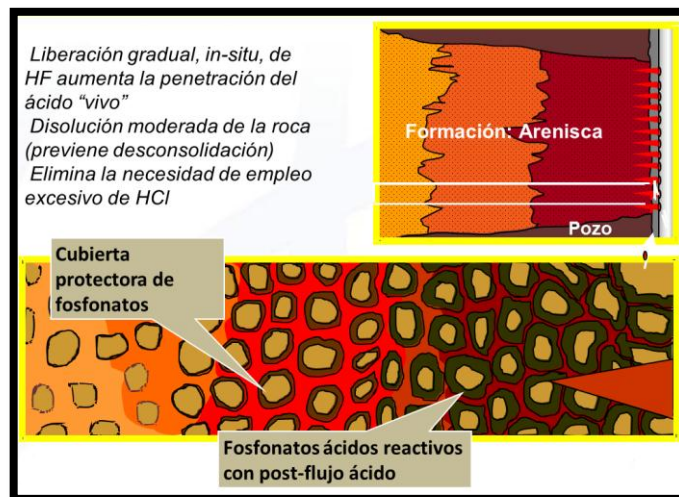
#### **3.8.4 SANDSTONE COMPLETION ACID**

Sandstone Completion Acid consiste en 13.5% HCL-1.5% HF, Pen-88 como agente penetrante, y 5% ALCHEK para evitar la precipitación del aluminio en la formación y en el pozo (escala silicato-aluminio). Este fluido es compatible con la mayoría de las formaciones y fue diseñado particularmente para los casos donde la mineralogía de la formación es incierta o desconocida. Será probablemente usado para acidificar la mayor parte de las formaciones de areniscas. Las ventajas principales del sandstone completion acid son:

- Contiene alta proporción de HCL-HF para mantener la compatibilidad con la mayoría de las mineralogías de la formación. Algunas excepciones incluyen las formaciones altas en feldespatos, particularmente a temperaturas por abajo de 200°F y formaciones que contienen minerales "sensibles al HCL.

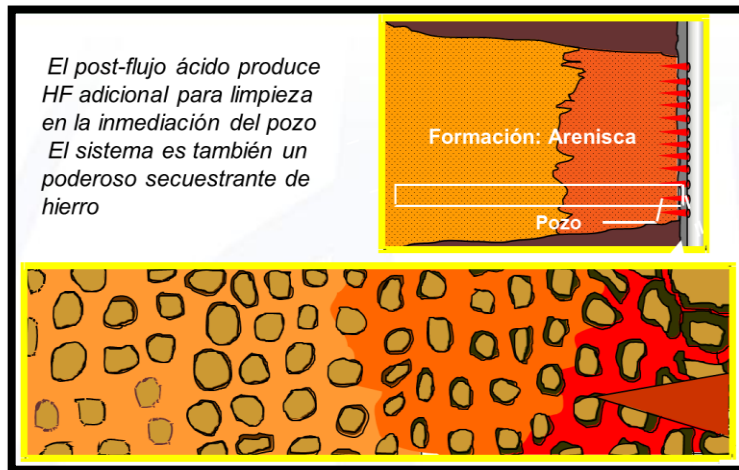
- Contiene ALCHEK para evita ir la precipitación secundaria del aluminio. Esto es particularmente importante cuando se desconoce la mineralogía o la formación contiene altos veteados de carbonato o más del 5% de carbonatos.
- Ayuda en el control de hierro, en la mayoría de los casos elimina la necesidad de otros aditivos para el control de hierro tales como Fe-2 (ácido cítrico) y Fe-IA (ácido acético). Si Fe<sup>3+</sup> debe ser reducido, entonces serán requeridos Ferchek, Ferchek A, o Ferchek SC.
- Contiene un agente penetrante para ayudar que el ácido entre en contacto con el daño.

La ventaja general del Sandstone Completion Acid es que satisface al cliente con su máxima capacidad de disolución mientras se mantiene la compatibilidad que es particularmente importante cuando se desconoce la mineralogía. El 15% de HF es la concentración máxima de HF recomendada en la mayoría de los tratamientos de acidificación matricial de areniscas.



**Figura 3.5.** Antes Sandstone Completion Acid

(Halliburton 2012)



**Figura 3.6.** Después Sandstone Completion Acid

(Halliburton 2012)

### 3.9 FINES CONTROL ACID

RHF (Ácido HF Retardado) es un buen sistema de ácido que ha sido probado con éxito. El sistema patentado ha sido modificado levemente y renombrado Fines Control Acid. El sistema nuevamente nombrado contiene FE-1<sup>a</sup> (ácido acético) para el control la escala de aluminio y la precipitación del hierro, Pen-88 como un agente penetrante, y Cla-Sta® FS como un estabilizador de arcillas y finos.

La acidificación matricial convencional con ácido fluorhídrico solamente es efectiva para la eliminación de daño poco profundo de la arcilla de 1 o 2 pulgadas desde el pozo. Fines Control Acid es un sistema de ácido fluorhídrico retardado diseñado para el tratamiento de formaciones de areniscas que han sido dañadas por la migración y/o dilatación de sílice, feldespatos, y arcillas



(desde 2 hasta 6 pulgadas desde el pozo). Las formaciones con una cantidad significativa de Kaolinita y/o illita son particularmente sensibles a este tipo de daño. El contenido de fluoruro de Fines Control Acid es equivalente al contenido de 1.5% HF, pero su capacidad efectiva de disolución es equivalente a 1.1% HF. Sin embargo, debido a su naturaleza retardada en sus reacciones con arena, es tan efectivo o incluso más efectivo en la eliminación de daño de arcilla que 1.5% HF.

Fines Control Acid también puede ser efectivo en formaciones que parecen ser sensibles al HCl. En estos casos el acondicionador CLAY-SAFE 5 puede ser usado seguido por Fines Control Acid. Los minerales de la formación no muestran la sensibilidad del ácido cuando se hace el tratamiento de esta manera, como se mencionó anteriormente sobre la sensibilidad al HCL.

# **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

## 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1 ASPECTOS GENERALES CAMPO SACHA

El campo Sacha se encuentra ubicado en la en el Cantón “La Joya de los Sachas”, provincia Francisco de Orellana, a 50 Km al Sur de Lago Agrio. (Figura 4.1) Está situado dentro de las coordenadas: 00°11'00" a 00°24'30" Latitud Sur y 76°49'40" a 76°54'16" Longitud Oeste; teniendo una extensión real alrededor de 124 Km<sup>2</sup>. Está delimitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al Sur por los campos Culebra-Yulebra; al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero.

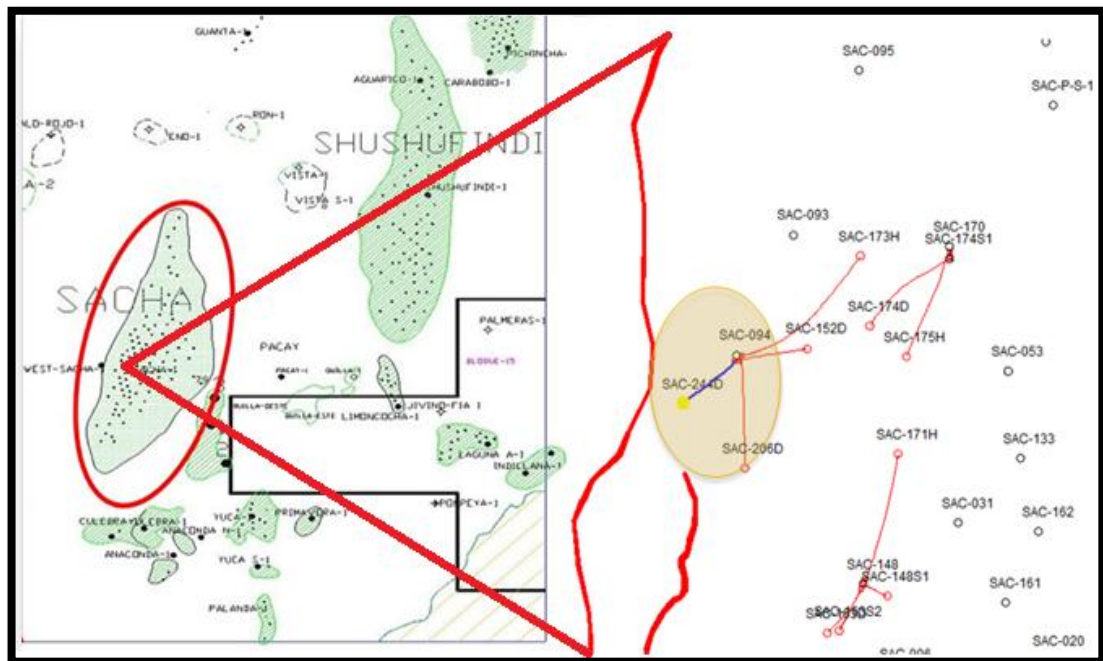


Figura 4.1. Ubicación geográfica campo Sacha

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

Bajo la estructura Sacha, se desarrolla el anticlinal "Sacha Profundo" de posible edad Jurásico Inferior a medio, que se plegó a los depósitos paleozoicos y triásicos-jurásicos de la formación Sacha (Santiago) el mismo que fue probado con la perforación del pozo Sacha profundo a 16 317 pies sin resultados positivos.

Tiene aproximadamente 31,5 Km. de longitud, un ancho que varía de 4 Km. al Norte, 8,5 Km. al centro y 6 Km. al Sur, con un cierre vertical de 100 pies.

Los principales reservorios del campo son: Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena; que se encuentran a profundidades promedio de 8975, 8765, 8530 y 7800 respectivamente.

## **4.2 ANÁLISIS DE OPERACIÓN EN EL POZO S40D**

El pozo S40D, asignado para aplicar el tratamiento ácido en la arena "U" con tecnología Coiled tubing, fue un pozo tipo J que tuvo una producción por flujo natural y la última producción fue de 48 barriles total de petróleo por día antes de tratamiento.

## **4.3 ADQUISICIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS**

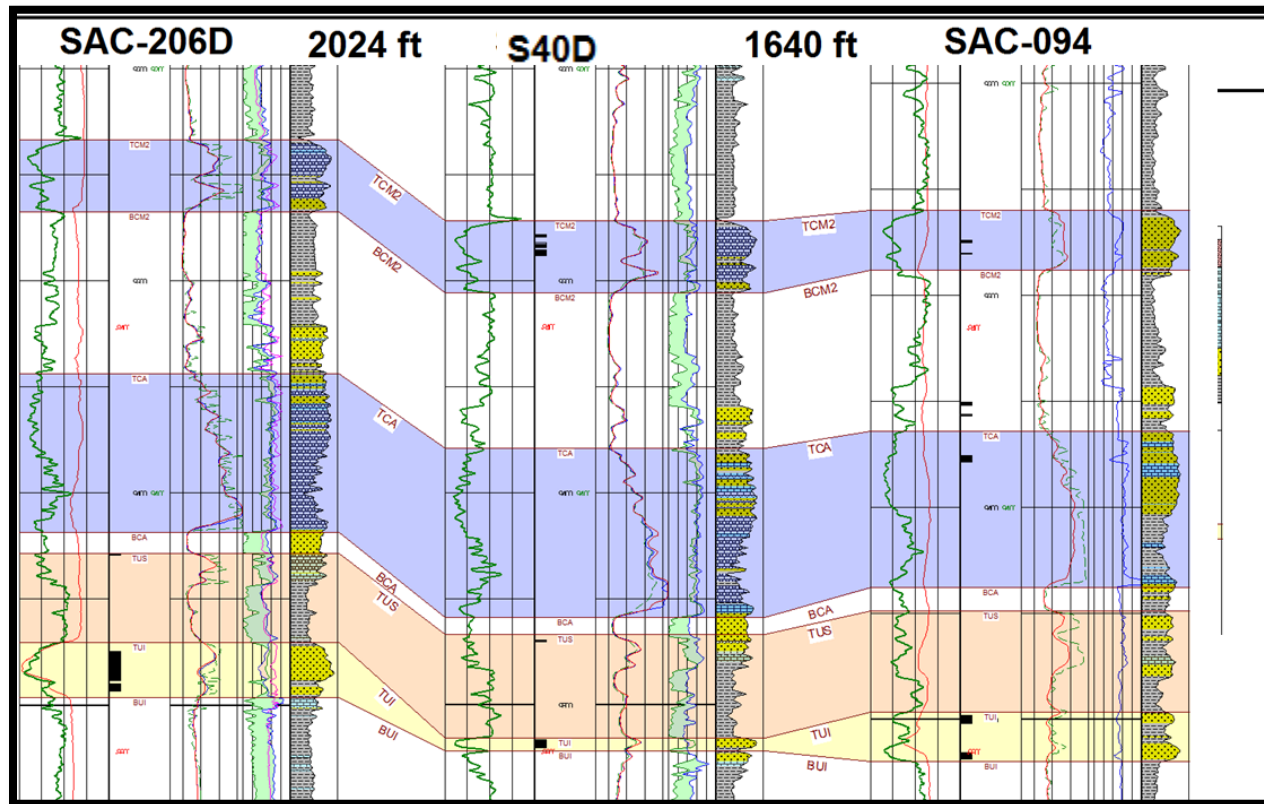
El pozo S40D un pozo tipo "J" alcanza profundidad total a 10377 pies el día 28 de noviembre del 2010 a las 5 am y a las 23:30 horas se adquiere el registro LAS para la interpretación petrofísica. Estos serían los topes una vez calibrado el registro a hueco abierto:

**Tabla 4.1.** Topes corregidos pozo S40D

<b>NOMBRE</b>	<b>MD</b>	<b>TVD</b>	<b>SSTVD</b>
TBT	9024	8746.75	-7825.08
TNP	9041	8763.74	-7842.07
MCM1	9331	9053.69	-8132.02
TCM2	9549	9271.65	-8349.98
BCM2	9583	9305.65	-8383.98
TCA	9656	9378.63	-8456.96
BCA	9736	9458.62	-8536.95
TUS	9744	9466.62	-8544.95
TUI	9793	9515.61	-8593.94
BUI	9799	9521.61	-8599.94
TCB	9903	9625.59	-8703.92
BCB	9923	9645.58	-8723.91
TTI	9969	9691.57	-8769.9
BTI	10049	9771.56	-8849.89
TCC	10153	9875.55	-8953.88
THS	10164	9886.55	-8964.88
BHS	10190	9912.55	-8990.88
THI	10203	9925.54	-9003.87

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

#### 4.4 REGISTRO ELÉCTRICO (U XSECTION)



**Figura 4.2. UX section**

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

#### 4.4.1 ZONA "U" S40D

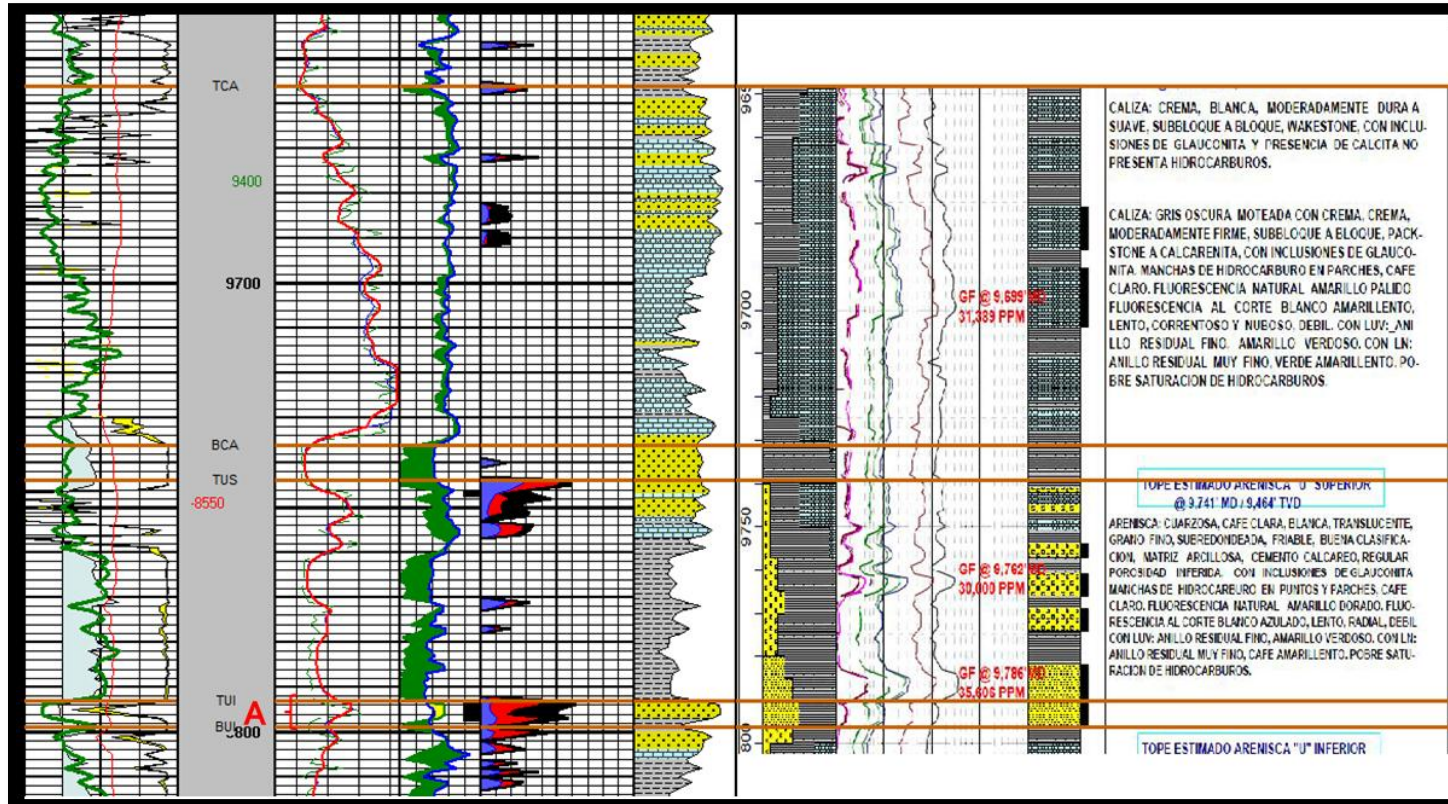


Figura 4.3. Zona "U" Pozo S40D

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

## 4.5 RESULTADOS PRUEBAS BUILDUP

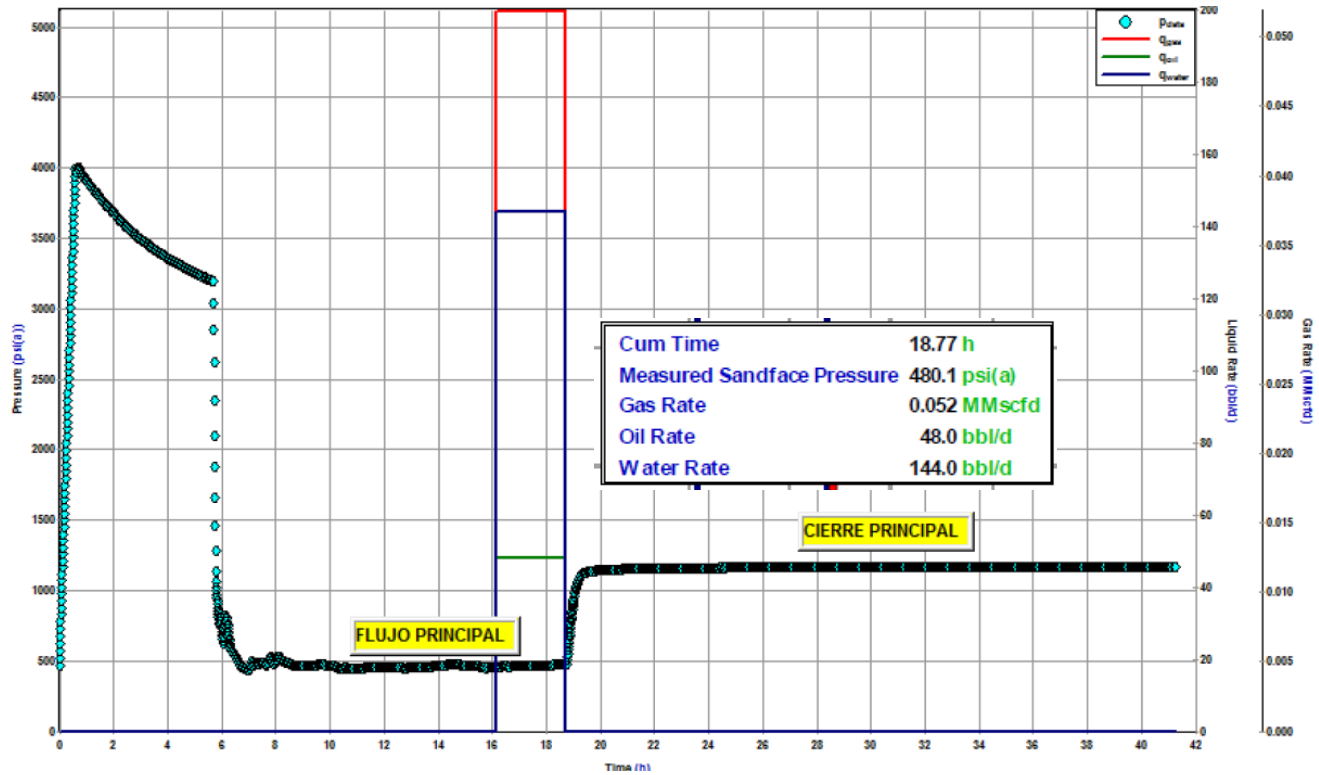
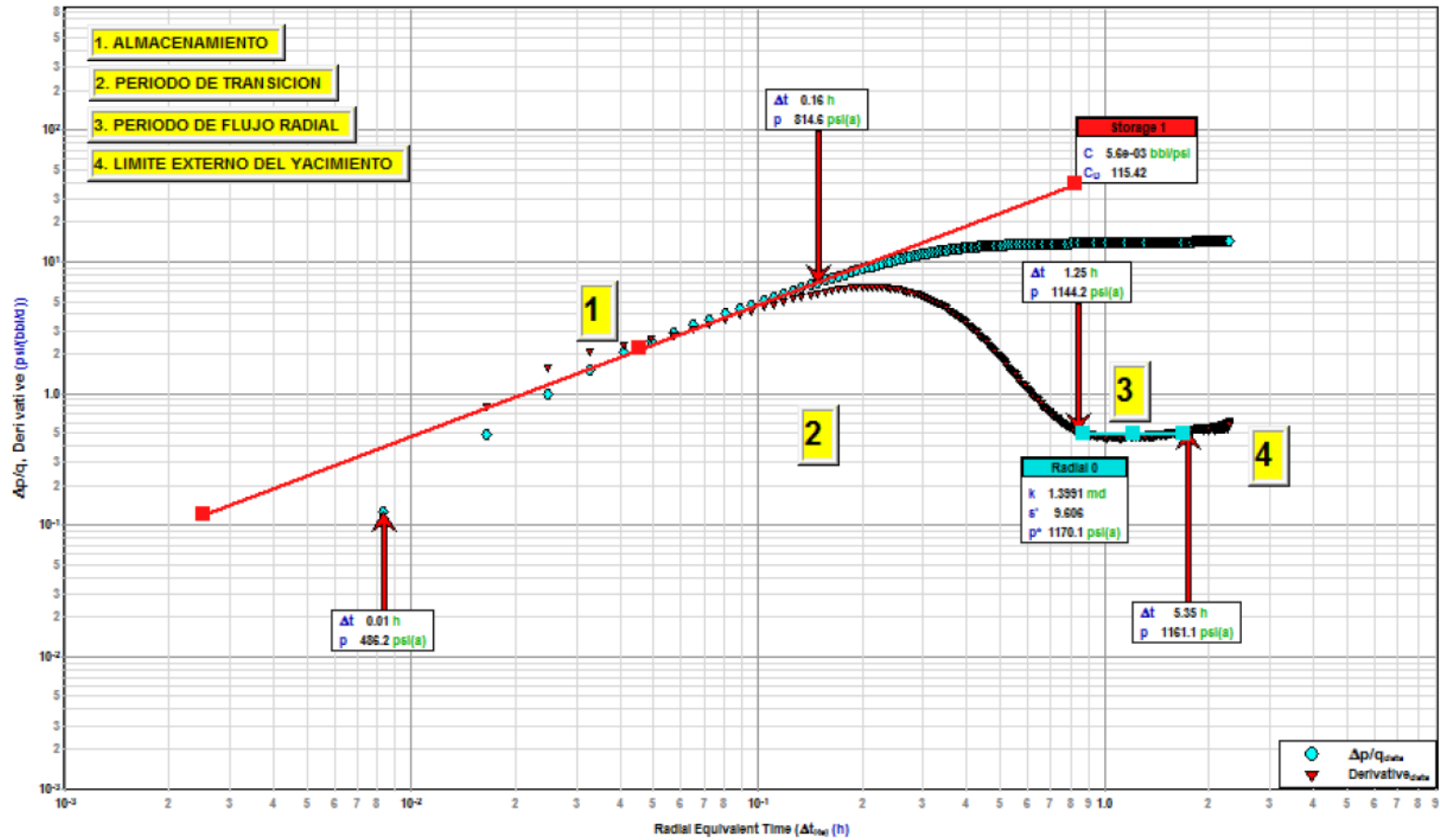


Figura 4.4. Data chart de pozo S40D

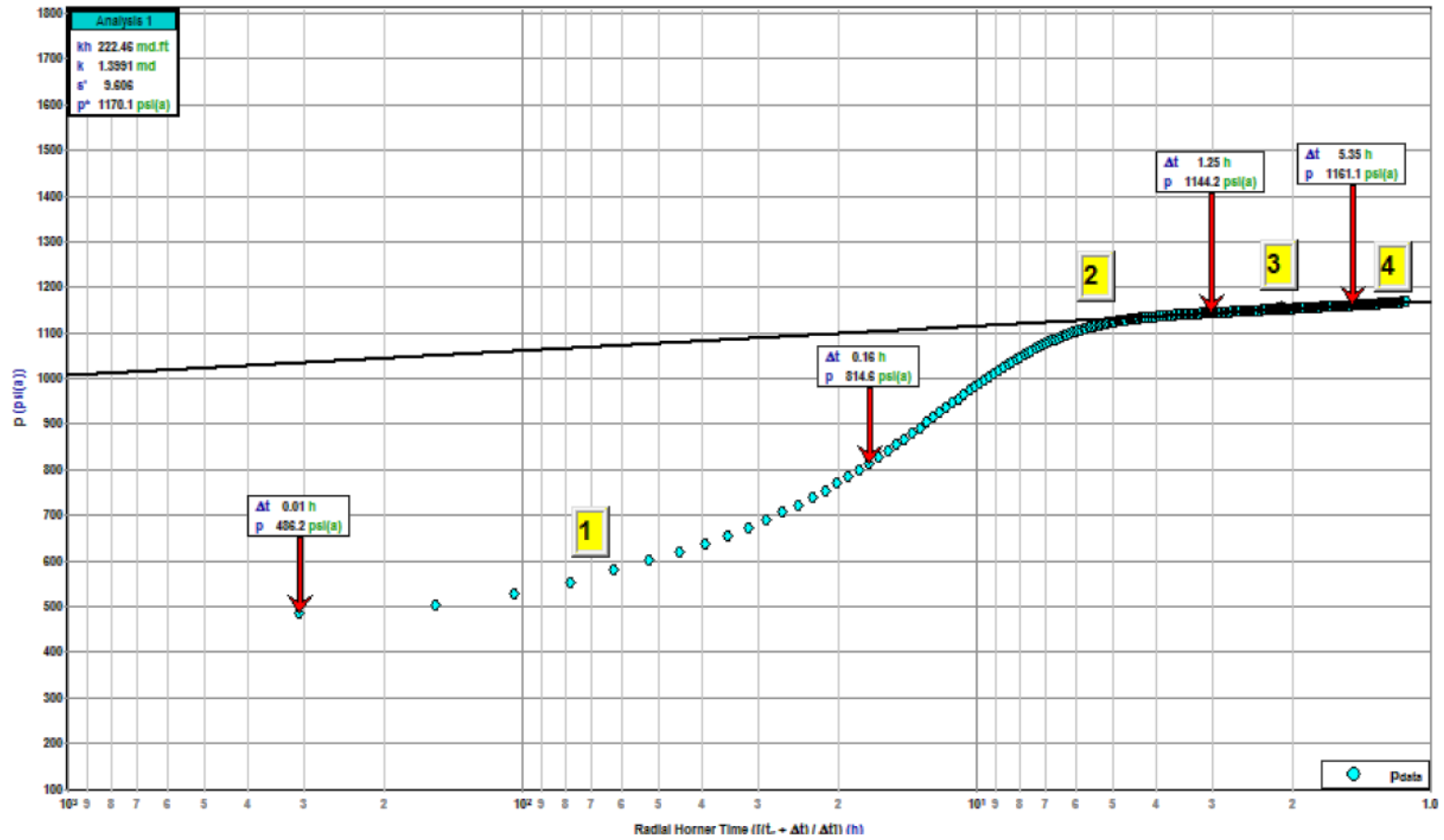
(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)





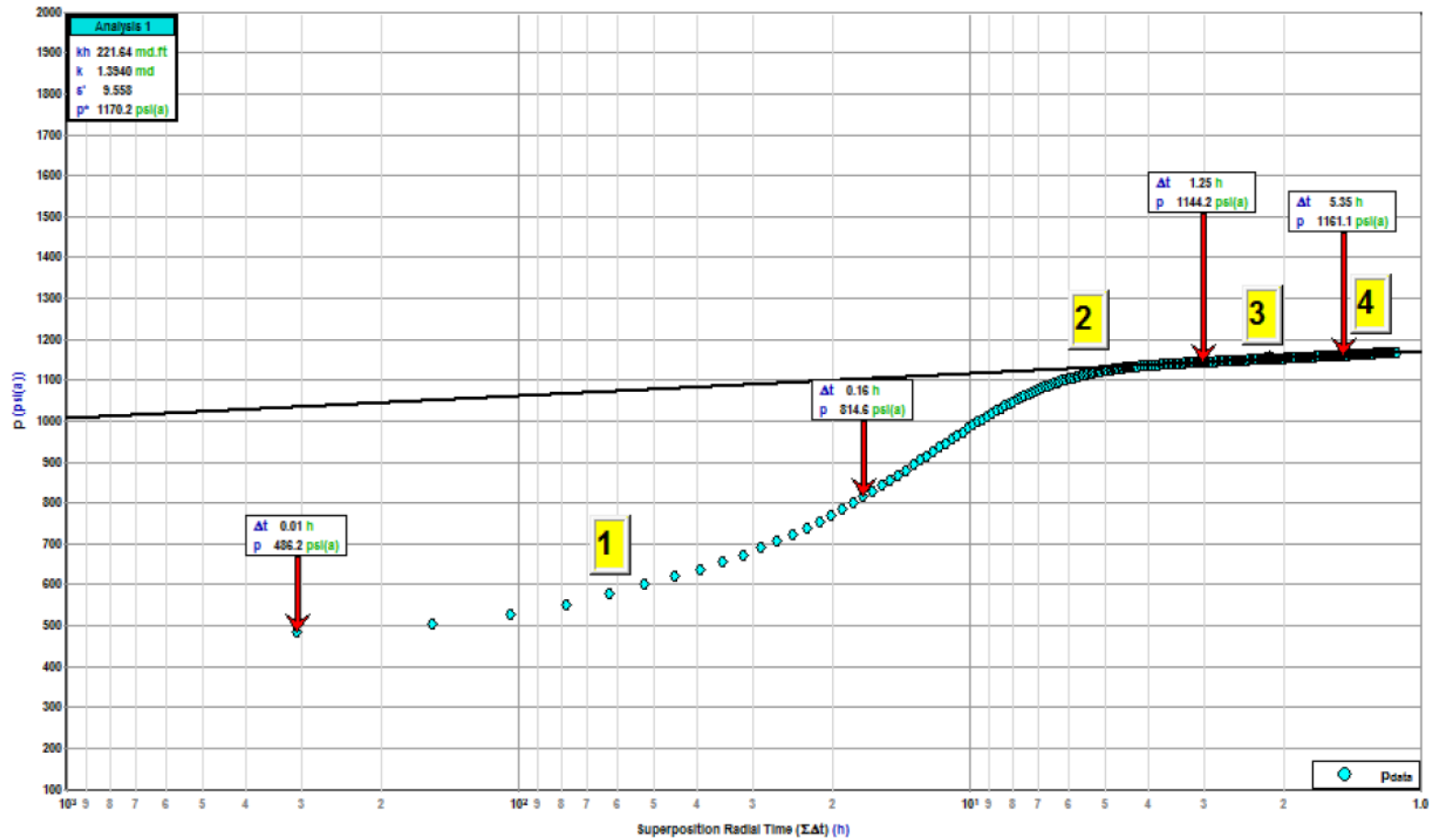
**Figura 4.5. Derivada**

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)



**Figura 4.6. Método de Horner**

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)



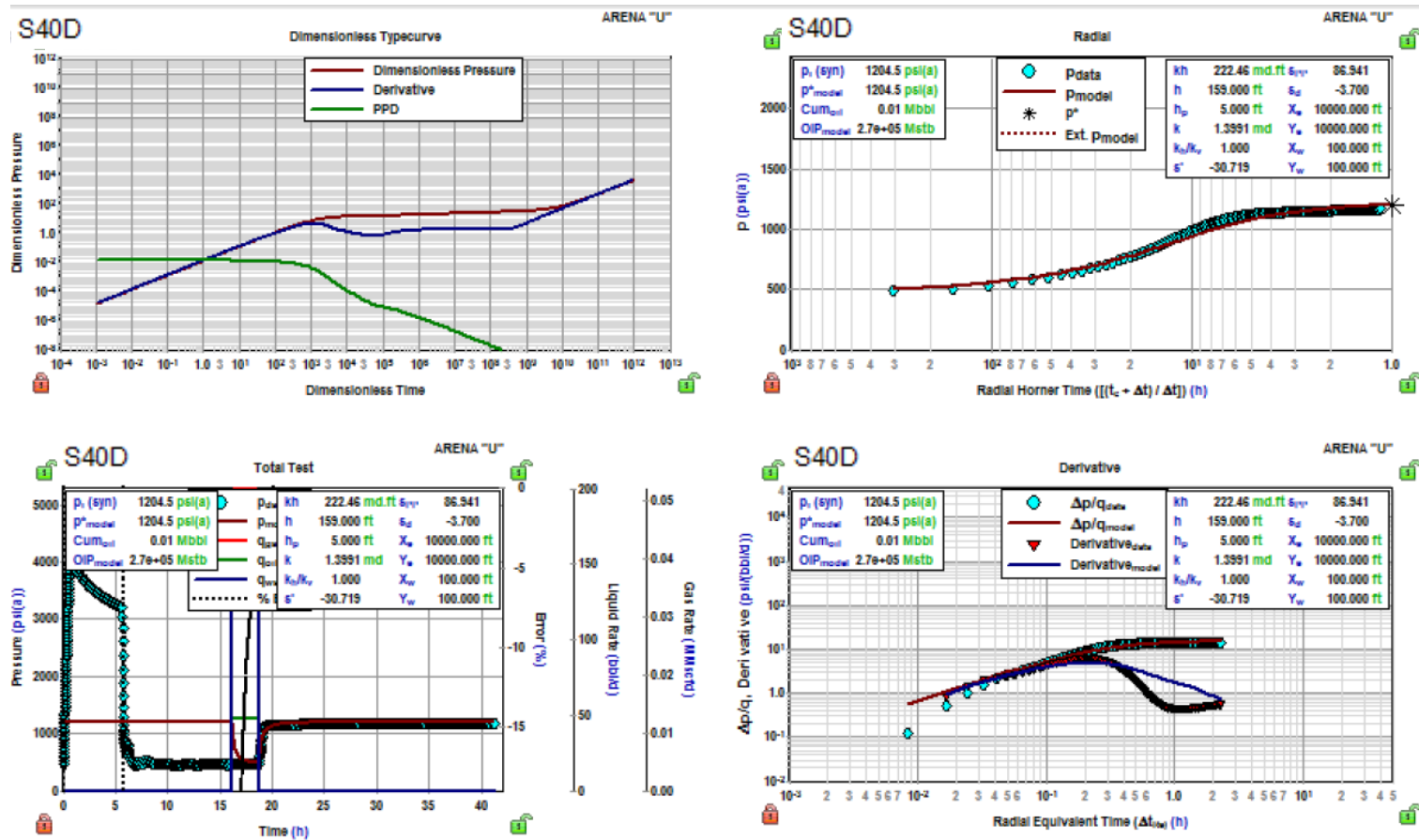
**Figura 4.7.** Tiempo equivalente

Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012

Tabla 4.2. Análisis flujo radial

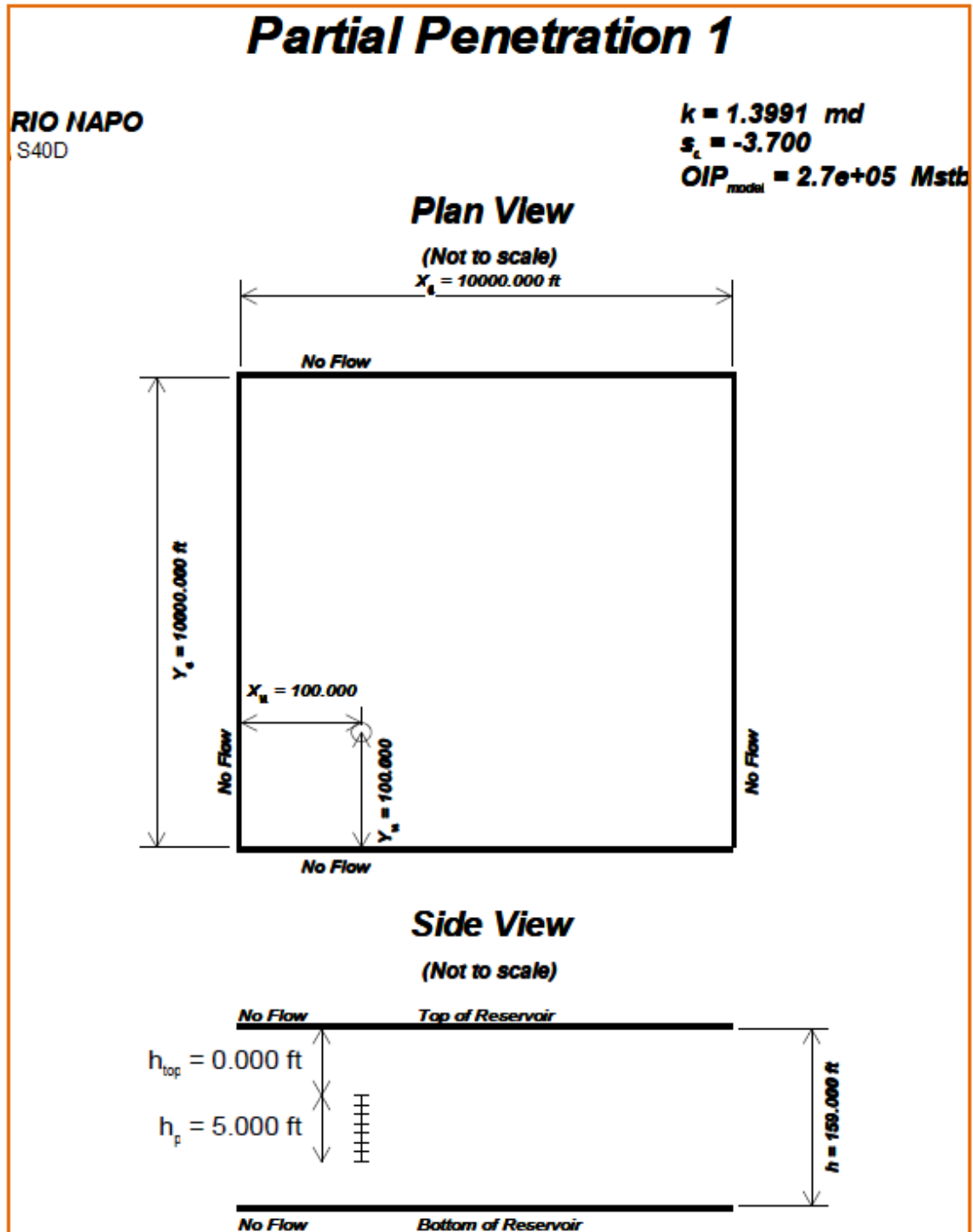
Oil Well Test - Buildup Radial Flow Analysis				
RÍO NAPO				
S40D				
Analysis Results				
Total Sandface Rate ( $q_{tBt}$ )	302.572	bbl/d	Apparent Skin ( $s'$ )	9.606
Semilog Slope (m)	53.70		Skin - Damage	9.603
Gas Permeability ( $k_g$ )	0.024	md	Skin - Inclination	
Oil Permeability ( $k_o$ )	1.399	md	Skin - Partial Penetration	
Water Permeability ( $k_w$ )	0.765	md	Pressure Drop Due to Skin ( $-\Delta p_s$ )	448.11 psi
Flow Capacity (kh)	222.459	md.ft	Damage Ratio (DR)	2.861
Total Mobility ( $k_{fL,t}$ )	5.76	md/cp	Flow Efficiency (FE)	0.349
Total Transmissivity ( $kh/\mu L_t$ )	916.16	md.ft/cp		
Reservoir Parameters		Pressures		
Net Pay (h)	159.000	ft	Initial Pressure ( $p_i$ )	1169.01 psi
Total Porosity ( $\phi_t$ )	15.00	%	Extrapolated Pressure ( $p^*$ )	1170.07 psi
Water Saturation ( $S_{w0}$ )	20.00	%	Final Flowing Pressure ( $p_{wf0}$ )	480.14 psi
Oil Saturation ( $S_o$ )	80.00	%		
Gas Saturation ( $S_g$ )	0.00	%		
Wellbore Radius ( $r_w$ )	0.29	ft	Production and Times	
Formation Temperature (T)	218.7	$^{\circ}F$	Corrected Flow Time ( $t_c$ )	2.5583 hr
Formation Compressibility ( $c_f$ )	4.109e-5	psi $^{-1}$	Cumulative Oil Production	5.117 bbl
Total Compressibility ( $c_t$ )	2.167e-5	psi $^{-1}$	Final Oil Rate	48.000 bbl/d
Fluid Properties				
Oil Compressibility ( $c_o$ )	2.11194e-5	psi $^{-1}$		
Oil Formation Volume Factor ( $B_o$ )	1.280			
Oil Viscosity ( $\mu_{o0}$ )	1.196	cp		
Solution Gas Ratio ( $R_s$ )	270	scf/bbl		
Oil Gravity ( $\gamma_o$ )	26.70	$^{\circ} API$		
Gas Gravity (G)	1.132			
PVT Reference Pressure ( $p_{pvt}$ )	1169.01	psi		

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)



**Figura 4.8.** Simulación del modelo vertical penetración parcial.  
 (Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

Tabla 4.3. Penetración parcial 1



(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

Tabla 4.4. Penetración parcial modelo pozo S40D

<b>Partial Penetration Oil Well Model</b>			
Case Name : Partial Penetration 1			
RIG NAPO			
S40D			
<b>Model Parameters</b>			
Permeability (k)	1.399 md	Perforated Interval (h <sub>p</sub> )	5.000 ft
Skin (s)	-3.700	Top of Zone to Top of Perfs (h <sub>t</sub> )	0.000 ft
Total Mobility (k/h <sub>p</sub> ) <sub>t</sub>	5.76 md/cp	Reservoir Length (X <sub>e</sub> )	10000.000 ft
Total Transmissivity (kh <sub>p</sub> ) <sub>t</sub>	916.16 md.ft/cp	Reservoir Width (Y <sub>e</sub> )	10000.000 ft
Horizontal to Vertical Permeability Ratio (k <sub>h</sub> /k <sub>v</sub> )	1.000	Active Well At (X <sub>w</sub> )	100.000 ft
Wellbore Storage Constant Dim. (C <sub>D</sub> )	70.00	Active Well At (Y <sub>w</sub> )	100.000 ft
<b>Formation Parameters</b>		<b>Production and Pressure</b>	
Net Pay (h)	159.000 ft	Q <sub>i</sub> B <sub>i</sub>	302.572 bbl/d
Total Porosity (φ <sub>T</sub> )	15.00 %	Final Oil Rate	48.000 bbl/d
Oil Saturation (S <sub>O</sub> )	80.00 %	Final Gas Rate	0.052 MMCF/D
Gas Saturation (S <sub>G</sub> )	0.00 %	Final Water Rate	144.000 bbl/d
Water Saturation (S <sub>w</sub> )	20.00 %	Final Flowing Pressure (p <sub>wfo</sub> )	480.14 psi
Wellbore Radius (r <sub>w</sub> )	0.29 ft	Final Measured Pressure	1169.01 psi
Formation Temperature (T)	218.7 °F	Cumulative Oil Production	5.117 bbl
Formation Compressibility (c <sub>f</sub> )	4.109e-6 psi <sup>-1</sup>		
Total Compressibility (c <sub>t</sub> )	2.167e-5 psi <sup>-1</sup>		
<b>Fluid Properties</b>		<b>Synthesis Results</b>	
Oil Compressibility (c <sub>o</sub> )	2.11194e-5 psi <sup>-1</sup>	Average Error	50.68 %
Gas Compressibility (c <sub>g</sub> )	1.02236e-3 psi <sup>-1</sup>	Synthetic Initial Pressure (p <sub>i</sub> )	1204.54 psi
Water Compressibility (c <sub>w</sub> )	3.34840e-6 psi <sup>-1</sup>	Extrapolated Pressure at Specified Time	1204.52 psi
Oil Formation Volume Factor (B <sub>o</sub> )	1.280	Pressure Drop Due To Skin (Δp <sub>s</sub> )	psi
Gas Formation Volume Factor (B <sub>g</sub> )	0.002347 bbl/scf	Flow Efficiency (FE)	5.214
Water Formation Volume Factor (B <sub>w</sub> )	1.041	Damage Ratio (DR)	0.192
Oil Viscosity (μ <sub>o</sub> )	1.196 cp		
Gas Viscosity (μ <sub>g</sub> )	0.0140 cp		
Water Viscosity (μ <sub>w</sub> )	0.268 cp		
Solution Gas Ratio (R <sub>s</sub> )	270 scf/bbl		
Oil Gravity (γ <sub>o</sub> )	26.70 ° API		
Gas Gravity (γ <sub>g</sub> )	1.132		
PVT Reference Pressure (p <sub>PVT</sub> )	1169.01 psi		
Bubble Point Pressure (P <sub>BP</sub> )	1052.00 psi		
		<b>Forecasts</b>	
		Forecast Flowing Pressure (P <sub>f</sub> ) <sub>w</sub>	480.14 psi
		3 - Month Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	29.654 bbl/d
		6 - Month Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	28.115 bbl/d
		Forecast Flow Duration (t <sub>f</sub> ) <sub>w</sub>	12.00 month
		Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	26.727 bbl/d
		PI / II (Total Liquids - Actual)	0.155 bbl/d/psi
		Constant Rate Forecast @ Skin=0	7.211 bbl/d
		PI / II (Total Liquids - Ideal)	0.040 bbl/d/psi
		Constant Rate Forecast @ Skin=-4	30.074 bbl/d

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

## Inflow Performance Relationship

### IPR

RIO NAPO  
S40D

ARENA "U"  
2011-01-22

#### Test Data

Reservoir Pressure ( $P_R$ )	1342.7	psi(a)
Bubble Point Pressure ( $P_{bp}$ )	1052.0	psi(a)
Test Pressure ( $P_{wf}$ )	653.8	psi(a)
Oil Test Rate ( $q_o$ )	44.0	bb/d
Water Test Rate ( $q_w$ )	144.0	bb/d

Flowing Pressure	Oil Rate	Water Rate	Total Rate
------------------	----------	------------	------------

psi(a)	bb/d	bb/d	bb/d
0.0	81.9	280.7	342.6
100.0	60.8	259.8	320.6
200.0	59.1	238.9	298.0
300.0	56.9	218.0	274.8
400.0	54.0	197.1	251.0
500.0	50.5	176.2	226.7
600.0	46.4	155.2	201.7
653.8*	44.0	144.0	188.0
700.0	41.8	134.3	176.1
800.0	36.5	113.4	149.9
900.0	30.6	92.5	123.2
1000.0	24.2	71.6	95.8
1052.0**	20.6	60.8	81.3

#### Results

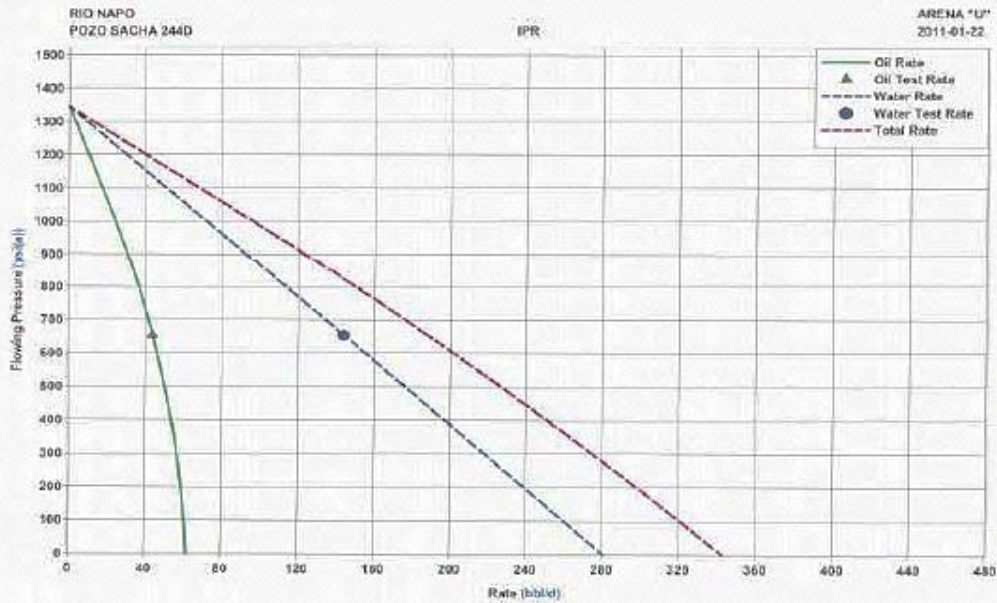
Maximum Oil Rate	61.9	bb/d
Maximum Water Rate	280.7	bb/d
Maximum Total Rate	342.6	bb/d

Note: \* Test Point

\*\* Bubble Point

Oil IPR based on Vogel's Equation

(Quadratic Curve Factor = 0.2)



ast WinTee32™ Ver 7.4.1.58  
K:\Discos\_EU\PETRO-TECH GROUP\PETRO-TECH GROUP 2011\ANÁLISIS DE BUILD UP-2011\TRABAJOS CON EL FEXETTE-2011\1. EMERGENCIAS DE BUILD UP-POZO SACHA 244-ARENA U-RIO NAPO

**Figura 4.9.** Entrada relación rendimiento IPR

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)



## 4.6 COTIZACIÓN DE SERVICIO

**Tabla 4.5. Materiales tratamiento arena "U"**

			PSL	Estimación	FECHA		
CLIENTE:	RÍO NAPO		No CONTRATO	L/P 2009008			
POZO:	S40D		PROVINCIA	Orellana	CIUDAD	La joya de los sachas	
CAMPO	S40D						
TALADRO	S/T						
DESCRIPCION DEL SERVICIO:			Materiales para tratamiento en arenisca "U"				
No.	No. PAG.	No	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO
Item	CONTRATO	Parte				UNITARIO	TOTAL
	56	21178	CLAY FIX	LB	1474	1.68	2476.32
	57	21197	FE-1A	GAL	170	18.47	3139.90
	57	21193	MUSOLA	GAL	110	39.44	4338.40
	56	21186	LOSURF 300	GAL	22	46.59	1024.98
	56	21181	HAI-85	GAL	15	87.33	1346.28
	57	21218	PEN 88	GAL	4	72.11	288.44
	56	21180	MSA II	GAL	2	68.20	136.40
	57	21238	FINES CONTROL ACID	GAL	1008	15.63	15755.04
	57	21240	SANDSTONE COMPLETION ACID	GAL	840	10.03	8425.20
				<b>SUBTOTAL MATERIALES</b>			<b>36,930.96</b>
				<b>IVA 12%</b>			<b>4,431.72</b>
				<b>TOTAL</b>	<b>US \$</b>	<b>41,362.67</b>	

(Halliburton, 2012)

Tabla 4.6. Servicios de unidad de bombeo

		PSL	Estimulación	FECHA INICIO		
				FECHA FINAL		
CUENTE:	RÍO NAPO	No CONTRATO	L/P 2009-006	Solicitud Materiales No		
POZO:	S40D	PROVINCIA	Orellana	CIUDAD	La joya de los sachas	
CAMPO:	S40D					
TALADRO:	ST					
Servicios Unidad de Bombeo para estimulación en arenisca "U"						
No. PAG.	No	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO
CONTRATO	Parte				UNITARIO	TOTAL
51	02-202	Cargo por unidad, Primeras 4 horas o fracción	UND	1	2,495.44	2495.44
51	02-201	Viaje de ida por unidad de bombeo por km	KMT	38.08	4.99	190.02
51	02-206	Mezcla de Materiales suministrados por la contratista	GLN	1267	0.13	164.71
51	02-208	Cargo por bombeo de acido mas agua - Primeros 2000 GLN	GLN	2000	0.88	1760.00
51	02-209	Cargo por bombeo de acido mas agua - 2001 a 4000 GLN	GLN	1528	0.93	1421.04
51	02-211	Cargo por bombeo de fluidos no corrosivos Primeros 2000 GLN	GLN	2000	0.69	1380.00
51	02-212	Cargo por bombeo de fluidos no corrosivos de 2001 a 4000 GLN	GLN	478	0.69	329.82
51	02-214	Tanque para tratamiento de 100 bbls	UND	2	967.54	1935.08
51	02-217	Substituto de 2 7/8" hasta 7" (swage) por trabajo	UND	1	64.69	64.69
51	02-216	Registrador de presión, rata y densidad	UND	1	462.92	462.92
51	02-220	Kilometraje transporte tanques, solo de ida	KMT	76.16	2.50	190.40
51	02-221	Operador por trabajo	DIA	1.00	807.50	807.50
					TOTAL SERVICIOS	\$ 11,201.62

(Halliburton, 2012)

**Tabla 4.7. Servicios de unidad Coiled Tubing**

		PSL	Estimulación	FECHA INICIAL		
				FECHA FINAL		
CLIENTE:	RIO NAPO	No CONTRATO	L/P 2009008	Solicitud Servicio No		
POZO:	S40D	PROVINCIA	Orellana	CIUDAD	La joya de los Sachas	
CAMPO:	S40D					
TALADRO:	S/T					
DESCRIPCION DEL SERVICIO:		Servicios Unidad de Coiled Tubing para estimulación en arenaisca "U"				
No. PAG.	No	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO
CONTRATO	Parte				UNITARIO	TOTAL
52	04-101	Viaje de ida por unidad de tubería continual por Km	KMT	38.08	5.02	191.16
52	04-103	Cargo básico, primeras 8 horas o fracción	UND	1	3706.50	3,706.50
53	04-104	Cada hora adicional o fracción	HORA		210.27	
53	04-105	Cargo por Profundidad - Por pie	PIE	9727	0.43	4,182.61
53	04-126	Por bombeo de fluidos corrosivos inyectados por GLN	GAL	3528	0.16	564.48
53	04-107	Enjuagador de caucho (sreipper rubber)	UND	1	137.14	137.14
53	04-114	Herramienta a chorro (sistema jet tool), diferentes medidas por trabajo	UND	1	175.23	175.23
53	04-113	Cabeza de control de flujo por trabajo	UND	1	429.66	429.66
53	04-118	Tubing disconnect por corrida	UND	1	227.79	227.79
53	04-124	Operador por trabajo	DIA	1	1049.75	1,049.75
			<b>TOTAL SERVICIOS</b>		<b>\$</b>	<b>10,664.32</b>

(Halliburton, 2012)

## 4.7 PARÁMETRO DEL POZO S40D ESTIMULADO CON SISTEMA ÁCIDO

**Tabla 4.8.** Datos de producción pozo S40D

FECHA	Presiones (psi)				Producción Real				Petróleo Inyectado			Petróleo Total		PI
	P. op	Pc	Pm	Ps	BFD	BPPD	BAPD	BSW	BFPD	BSW	API	BFPD	API	
21-01-11	2400	200	25	22	192	42	144	75	650	0.2	26.9	842	26.7	0.26
22-01-11	PRUEBA BUILD UP													
23-01-11														
24-01-11	2400	200	25	22	192	42	144	75	654	0.3	26.6	846	26.7	0.28
25-01-11	2400	200	25	22	194	39	155	80	658	0.2	26.7	852	26.4	0.26
26-01-11	2600	210	30	22	191	41	150	78.5	649	0.4	26.6	840	26.4	0.26
27-01-11	2500	206	28	22	199	35	164	82.4	642	0.2	27	841	25.9	0.24
28-01-11	TRATAMIENTO ÁCIDO CLAY SAFE 5, SANDSTONE COMPLETION ACID Y FINES CONTROL ACID													
29-01-11														
30-01-11	3100	225	32	26	233	109	124	53.21	1250	0.2	25.8	1523	25.5	0.42
31-01-11	3050	222	32	25	236	105	134	56.77	1241	0.3	25.3	1527	25.1	0.48
01-02-11	3100	225	32	26	249	111	138	55.42	1248	0.2	25.2	1517	25	0.46

(Departamento de Ingeniería Río Napo Operadora del campo Sacha, 2012)

En el pozo S40D de la empresa Río Napo, se obtuvieron los siguientes datos que se muestra en la TABLA 5.11, el costo de la estimulación fue de 63,229.21 USD y el incremento de producción fue de 170 % operación que se realizó con Coiled tubing y sistemas Clay Safe 5, Sandstone Completion Acid y Fines Control Acid.

**Tabla 4.9.** Pozo S40D estimulación arena “U”

Parámetro	S	API	Porosidad	K	P <sub>wf</sub>	P <sub>r</sub>	T	H
Valor	9.6	26.7	15%	1.39 md	653.8 psi	1342.7 psi	218.7 F	5 ft
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANTES DE ESTIMULACIÓN						40 BPPD		
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DESPUES DE ESTIMULACIÓN						108 BPPD		
% DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN						170 %		
COSTO ESTIMULACIÓN						63,229.21 USD		

(Halliburton, 2012)

#### **4.8 ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO DEL TRATAMIENTO IMPLEMENTADO.**

El presente análisis es la viabilidad de la técnica Clay Safe 5, Sandstone Completion Acid y Fines Control Acid, incluyendo algunas técnicas operacionales como Build up, que serán opcionales para su aplicación.

Demostrando el incremento de 68 barriles de petróleo por día, la inversión de la técnica aplicada tomando en cuenta el costo de barril de los meses de Agosto a Diciembre del 2010 y en los meses de Enero a Marzo de 2011 con un precio de 81USD, se recuperó en 11.48 días de producción.

### **Relación Costo Beneficio (RCB)**

La relación Costo-Beneficio (ecuación 24), en un método de evaluación de proyectos, la cual nos da una visión clara de la rentabilidad de un proyecto, considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión. Todos los calculados en el periodo de la inversión tienen los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos(actualizados)}}{\text{Costos(actualizados) + Inversión}} \quad [24]$$

- Si  $RCB > 1$  Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)
- Si  $RCB = 1$  Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)
- Si  $RCB < 1$  Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

**Tabla 4.10.** Costo beneficio estimulación acida 81 USD por barril

Descripción técnica	Costo	Resultados	Ingreso Mensual	Ingreso Neto
Build up	8500 USD	68 BPPD	165,240 USD	
Tratamiento Ácido	63,229.21 USD			
1 ½ día tiempo muerto 40 BPPD	4860 USD			
<b>TOTAL COSTOS</b>	76,659.21 USD	<b>BENEFICIO/MES TOTAL</b>	165,240 USD	
		Relación Beneficio/Costo	2.15	88,580.79 USD
		Promedio costo de barril Agosto de 2010 a Marzo de 2011	81 USD	
		Días de recuperación de inversión de tratamiento ácido		13.92 días

(Halliburton, 2012)

En los beneficios se tomó en cuenta los 68 BPPD de aumento por el tratamiento ácido y la utilidad que genera en un mes de producción, que se refleja de la diferencia de 165,240 USD de ingreso mensual a 68 BPPD y costos totales que son de 76,659.21 USD, quedando de beneficio total de 88,580.79 USD en un mes de producción.

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**



## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 CONCLUSIONES.

- Intervenciones en la vida del pozo que pueden realizarse sin necesidad de matar el pozo, reduciendo daños adicionales a la formación.
- La principal razón para estimular una formación de arenisca, es remover el daño causado por invasión de partículas sólidas, dispersión, migración de finos.
- Los trabajos de reacondicionamiento con tubería flexible son generalmente de bajo costo y reducido tiempo de trabajo en comparación con los realizados con una torre de workover.
- El tiempo de recuperación de la inversión con Coiled tubing es sumamente corto esto debido principalmente al precio actual del petróleo a nivel mundial y a la recuperación de producción. Siendo la utilidad alta como en toda inversión hidrocarburífera.
- El incremento de producción del pozo S40D fue de 108 BPPD o 170% debido al tratamiento ácido.
- Cuando se utiliza esta técnica se obtiene una utilidad que paga los costos de la aplicación de este método de estimulación matricial en 11.48 días, tomando en cuenta el aumento de 68 BPPD de producción.
- Al realizar un trabajo de estimulación matricial (ácida) se puede bloquear la producción de agua de formación disminuyendo el porcentaje de BSW

e incrementar la producción de crudo, este parámetro mejora el índice de productividad (IP).

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Después de realizado un tratamiento ácido, y de haber evaluado su comportamiento de admisión y resultados, debe realizarse un análisis que incluya los aspectos siguientes:
  - Procurar información más confiable de los pozos.
  - Uso de mayor o menor volumen de tratamiento.
  - Desechar o incluir aditivos.
  - Modificar concentraciones de productos.
  - Modificar los procedimientos de inyección.
- Se recomienda correr un Build up para obtener información actualizada de parámetros del yacimiento, daño de formación, presiones estáticas, fluyentes, permeabilidad etc. Ya que con los datos resultantes podemos saber si es un pozo apto para una estimulación ácida.
- Se recomienda siempre hacer una prueba de inyectividad para conocer exactamente la tasa de admisibilidad de fluidos al pozo, de esta manera sabremos como comenzar el bombeo de los tratamientos hacia la arena y no correr riesgos de fracturar la formación.
- Se recomienda realizar estimulación ácida para mejorar la producción, partiendo del dato de 170% de aumento en una arena de 1.39 md.

## BIBLIOGRAFÍA

- Halliburton Company, (2003) Coiled tubing I. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, (2005). Estimulation and Fluids data. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, (2001). Estimulación Química. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, (2006). Sistema de acidificación SANDSTONE 2000. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, (1999), Spent Acid Preparation. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, (2008). Coiled Tubing Presentation Petroleum Technology part I. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, (2008). Coiled Tubing Presentation Petroleum Technology part II. Houston: Institucional.
- Halliburton Company, Recuperado 18 de enero del 2013, de [http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books\\_and\\_Catalogs/web/SandControl/Section7\\_Appendix.pdf](http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/SandControl/Section7_Appendix.pdf)
- Halliburton Company, Recuperado 18 de enero del 2013, de [http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books\\_and\\_Catalogs/web/SandControl/Section4\\_Screens.pdf](http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/SandControl/Section4_Screens.pdf)
- Halliburton Company. (1997), Minerals handbook. Houston: Institucional.

- Oil Production, (2010), Optimización de Sistemas de Producción basado en el análisis nodal. Bogotá: Institucional.
- Freddy, H, Escobar, (2010). Fundamento de ingeniería de yacimientos primera edición. Neiva – Huila: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Dennis, Escobar, M, (2011). Análisis del desarrollo de operaciones combinadas de estimulación y cañoneo mediante la herramienta stimtube. Quito: Institucional.

## GLOSARIO

**Acidificación** - La práctica de aplicar los ácidos a las paredes de pozos de gas y aceite para remover cualquier material que obstruya la entrada de fluidos. También utilizado en formaciones de carbonato, por ejemplo piedra caliza, y para aumentar porosidad.

**Antiespumante** - Una sustancia usada para evitar la espuma haciendo que disminuya grandemente la tensión superficial.

**Bactericida** - Un agente capaz de destruir bacterias.

**BHTP**-El tratamiento de la presión de fondo de pozo, o BHTP, es la cantidad de presión requerida en las perforaciones para causar extensión de la fractura. Muchas veces este valor se registra como el "gradiente frac". El gradiente se calcula dividiendo el BHTP por la profundidad hasta el centro de las perforaciones.

**Corrosión** - la alteración química adversa a un metal o el desgaste del metal por el aire, la humedad, o químicos; por lo general se forma un óxido. La deterioración de un metal debido a una reacción con su medioambiente.

**Densidad**-La densidad de un cuerpo es su masa por unidad de volumen. La densidad del agua es de 8.33 libras por galón a 70 ° F.

**Emulsión-** Es una mezcla estable y homogénea de dos líquidos que normalmente no pueden mezclarse, pero que pueden hacerlo por suspensión o dispersión por una agitación mecánica o, más con frecuencia, agregando cantidades pequeñas de sustancias conocidas como emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas, o una combinación de las dos.

**Factor de volumen absoluto-** factores de volumen se refieren típicamente a unidades de libras por galón (litros por kilogramo). Este es el volumen absoluto de un sólido que se recogió en agua. Una libra de arena de Ottawa se ocupará de 0,0452 litros de espacio en un medio líquido. Un kilogramo de arena de Ottawa se ocupará de 0,3774 litros de espacio en un medio líquido. Por ejemplo, en verter una libra de arena en un frasco de un galón de agua, 0,0452 gal de agua serán desplazadas de la jarra.

**Fracturación-** Aplicación de presión hidráulica en el yacimiento para crear fracturas a través de las cuales el aceite o el gas pueden moverse hacia el pozo.

**Gradiente de fractura** - (presión hidrostática en la perforación punto medio + CIMI), dividido por la profundidad de perforación punto medio.

**Gradiente de temperatura** –Temperatura gradiente define una relación lineal de la temperatura a la profundidad. Gradiente de temperatura de un pozo de 10.000 pies a 200 ° F y la temperatura superficial de 68 ° F sería  $(200-68) / 10 = 13,21$  ° F por cada 1.000.

**Gravedad Específica-**Peso específico es una relación de proporción sin unidades entre una sustancia y una sustancia base. Para líquidos, la base es el

agua, por lo que la gravedad específica del agua es 1,0 (8.33/8.33). Para un 10 lb / gal de salmuera de la gravedad específica será  $10.0/8.33 = 1,2$ . Para los gases, el aire es la sustancia base.

**HHP**-caballos de fuerza hidráulica es una unidad de medida de la cantidad de trabajo que es o puede ser hecho por el equipo hidráulico. HHP puede calcular (presión x velocidad) / 40,8.

**Permeabilidad efectiva**– La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de un fluido en un sistema multi-líquido y es una función de la saturación de fluido.

**Punto de Inflamación**– El Punto de inflamación se refiere a la temperatura más baja a la cual los vapores por encima de una sustancia combustible volátil encender en aire cuando se expone a chispas o llamas.

**Presión Hidrostática**-Presión hidrostática refleja la presión ejercida por una columna vertical de fluido. Esta presión se calcula a partir de la altura vertical verdadera y densidad del fluido. La presión hidrostática no es sensible zona.

**Preventor (BOP)**- Un dispositivo unido directamente sobre la T.R (casing), que puede cerrarse y controlar el pozo si ocurre una fuga.

**Mgal**-La M es el número romano para un millar. Por lo tanto, esto se refiere a miles de gal. Se utiliza en las declaraciones de concentración.

**Presión-Neta** presión se define como la diferencia en la presión Éstas y presión de cierre.

**Permeabilidad** – Permeabilidades una función de las dimensiones de geometría, configuración y escalares de los huecos o poros y no es como tal una propiedad física derivada de un sistema dinámico.

**Porosidad**-A valor fraccional o porcentaje Haciendo referencia a los espacios vacíos dentro de una roca o la parte de la roca que no es de roca.

**Permeabilidad relativa**-permeabilidad relativa es la relación de la permeabilidad efectiva de la permeabilidad absoluta del medio poroso.

**Suspensión de volumen** de la lechada de volumen es el volumen total de fluido, aditivos, y agentes de sostén. Esto refleja el volumen total de fluido que se bombea también se conoce como volumen sucio.

**Volumen de limpieza** se refiere al volumen del fluido de tratamiento sin tener en cuenta apuntalante.



# **ANEXOS**

# ANEXOS

## ANEXO 1 Surfactante Losurf 300

STIMULATION

### LoSurf-300™ Surfactant

LoSurf-300™ nonionic liquid surfactant can be used as a nonemulsifier for application in acid and aqueous fracturing fluids.

#### Applications

LoSurf-300 surfactant can be added to stimulation fluids for treatment of either sandstone or limestone formations. The performance of a nonemulsifier can be influenced by the release of fines, concentration and type of other additives, and dilution of the treating fluid with formation water. Properly conducting tests before the job will help prevent many of these problems.

#### Compatibilities

LoSurf-300 surfactant is nonionic and is compatible with most other acid additives. It is incompatible with strong oxidizers.

#### Benefits

LoSurf-300 surfactant can provide the following benefits:

- It is effective at low concentration (as little as 0.5 gal/Mgal in fracturing fluids).
- It maintains surface-tension reduction at concentrations as low as 0.001%.

#### LoSurf-300™ Surfactant - Product Specifications

Part No. (5-gal Can)	100064149	Specific Gravity	0.910
Part No. (55-gal Drum)	100003651	Bulk Density	7.59 lb/gal
Part No. (Bulk)	100003655	Pour Point	<-40°F
Form	Amber Liquid	Flash Point	63°F (17°C)

© 2010 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale. H02274 7/10

[www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

**HALLIBURTON**  
Production  
Enhancement

## ANEXO 2 Solvente Musol A

### Stimulation

## Musol® A Mutual Solvent

**M**usol® A solvent reduces surfactant adsorption as effectively as Musol® solvent but uses only half the normal concentration.

### Applications

Musol A solvent is primarily used during acidizing operations in silicate formations to help reduce or prevent the adsorption of surfactants from the acid to the formation. For sandstone acidizing treatments, Musol A solvent should be present in the HCl preflush pumped ahead of the HF acid and in the HF acid stage.

### Benefits

Because Musol A solvent reduces surfactant adsorption from acid fluids to the formation, it provides several additional benefits.

**Emulsifier Prevention.** Because Musol A solvent helps fluids maintain their surface compatibility even while in the formation, emulsions cannot form. In addition, Musol A has nonemulsifying properties with some crude oils.

**Formation Cleanup.** Musol A solvent cleans the formation and reduces water saturation around the wellbore, thus increasing the permeability of the formation adjacent to the wellbore.

Musol A solvent also enhances cleanup in gas wells. When surfactants adsorb on the formation rock, the acid that most deeply penetrates the formation exhibits high surface and interfacial tension, making fluids difficult to remove. Preflushing with Musol A solvent will help prevent this phenomenon.

**Water-Wetting.** When combined with anionic surfactants, Musol A solvent water-wets sandstone formations. When combined with cationic surfactants, the solvent reduces oil-wetting tendencies and improves the overall wetted condition of the formation, preventing oil-wet fines from stabilizing emulsions.

**Terminal Upsets.** When spent acid loses surfactants to the formation, emulsions can create terminal upsets. By holding surfactants in the spent acid, Musol A solvent helps prevent these terminal upsets.

Musol® A—Product Specifications			
Part No.	100001636	Boiling Point	340°F (171°C)
Form	Clear, colorless liquid	Pour Point	-40°F (-40°C)
Specific Gravity	0.906	Flash Point	152°F (66°C)
Bulk Density	7.55 lb/gal	Packaging	55-gal drum

**HALLIBURTON**

## ANEXO 3 Inhibidor MSA II

### Stimulation

## MSA II™ Corrosion Inhibitor

**M**SA II™ inhibitor is used to inhibit organic acids, such as formic or acetic acids. It is not recommended for use in hydrochloric acid (HCl).

### Applications

MSA II inhibitor provides high-temperature corrosion protection for tubing-grade steel in formic or acetic acid. These acid solutions are weaker than HCl and are, therefore, easier to inhibit. If additional corrosion protection is required, MSA II inhibitor can be enhanced with HII-124B™ intensifier.

### Benefits

MSA II corrosion inhibitor can effectively inhibit Hot Rock™ acid, an acidizing treatment that is part of Halliburton's Carbonate 20/20™ system.

**MSA II™ Inhibitor—Product Specifications**

Part No.	100003759	Flash Point	120°F (48°C)
Form	Dark red liquid	Pour Point	-5°F (-15°C)
Specific Gravity	1.09	Packaging	55-gal drum
Bulk Density	9.08 lb/gal		

**HALLIBURTON**

## ANEXO 4 Surfactante de alta temperatura Pen-88

### Stimulation

## Pen-88 HT™ High-Temperature Surfactant

**P**en-88 HT™ high-temperature surfactant forms a microemulsion, a stable dispersion that will not separate into mutually insoluble phases, when added to an acid or non-acid fluid. As a microemulsion additive, Pen-88 HT enables aqueous stimulation fluids, such as acids, to penetrate the formation by increasing the formation's relative permeability.

### Features

Pen-88 HT forms a microemulsion of dispersed spherical droplets less than 0.14 µm, creating a translucent solution. The maximum temperature recommended for Pen-88 HT applications is 325°F (162.8°C). It is used at concentrations between 1 and 5 gal/Mgal of inhibited acid; a concentration of 2 gal/Mgal is most common when it is being used as a penetrating aid. Pen-88 HT will waterwet both sand and limestone.

### Applications

Pen-88 HT can be used with or without conventional nonemulsifiers like Losurf-259™, Losurf-300™, and Losurf-357™ and can be used in the following applications:

- as a penetrating aid for HCl and organic acids in systems up to 325°F (162.8°C)
- in breakdown acid before a fracture-acidizing treatment or a hydraulic fracturing treatment (Pen-88 HT can also be used in the treatment fluids, although a fluid-loss additive may be required.)
- as a treatment to increase near-wellbore permeability in wells damaged by acid-soluble mineral scales
- as a mud-penetrating agent for both oil and water-based mud systems

### Benefits

Pen-88 HT surfactant has the following benefits:

- It enables acid to penetrate into the formation and displace oil at lower pump pressures.
- It increases matrix penetration of breakdown acids used before fracture-acidizing and hydraulic fracturing treatments, allowing energy to be transmitted more readily from the wellbore to the formation rock.
- In two-phase flow systems containing oil and aqueous treating fluids, it improves regain permeabilities.
- It increases acid penetration into wells with low bottomhole temperature and low-gravity crude oil.
- It disperses both oil- and water-based muds.

**Pen-88 HT™ Surfactant—Product Specifications**

Part No. (55-gal drum)	100003810	Boiling Point	278°F (136°C)
Form	Clear liquid	Pour Point	<-20°F (-28.9°C)
Specific Gravity	0.922	Flash Point	175°F (79°C)
Bulk Density	7.68 lb/gal	Packaging	55-gal drum

**HALLIBURTON**

## Fe-1A™ Acidizing Composition

Iron hydroxides tend to precipitate from spent acid following an acidizing treatment, resulting in flow restrictions. Fe-1A™ is one of two additives in Halliburton's Fe Acid that together help prevent the precipitation of hydrated oxides of iron as the hydrochloric acid (HCl) spends. Fe-1A is the pH-control agent, while Fe-2 is an iron-chelating agent.

pH control is based on the action of a weak acid that reacts much more slowly on limestone, scale, and other acid-soluble materials than the HCl. While the pH remains low, the iron will not precipitate. Sequestering is accomplished when the ions of iron are complexed with the additive so that they remain in solution, thus reducing the formation of plugging precipitates. The synergistic blend of the two conditioners functions more effectively than either of the components alone.

### Features

Fe-1A is a clear liquid packaged in a 54-gal drum. Fe-1A is used with Fe-2 and HCl to form Halliburton's Fe Acid. Because of Fe-1A, Fe Acid maintains a low pH for an extended period.

### Benefits

As a conditioning agent in Fe Acid, Fe-1A has the following benefits:

- It maintains a low pH for an extended time and reduces clay swelling.
- As part of an effective and economical iron control system, it can be used for acidizing treatments on disposal and injection wells that have iron deposits.
- It can be used in stimulating oil- and gas-producing wells.

Product Specifications		
Part No.	Bulk	100001601
	54 gal Reusable Drum	101565291
	7.5 gal	340399
	1-pt Sample	100064284
Form	Clear liquid	
Specific Gravity at 76 °F	1.0753	
Bulk Density	8.962 lb/gal	
pH	<2	
Boiling Point	245°F (118°C)	
Pour Point	not determined	
Flash Point	103°F (39°C)	
Packaging	54-gal drum	

© 2010 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale. H01303 06/10

[www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

**HALLIBURTON**  
Production  
Enhancement

## ANEXO 6 Aditivo Alchek

STIMULATION

### Alchek™ Agent

Alchek™ agent is an additive that helps prevent aluminum precipitation from spent HF fluids and from within the formation.

#### Applications

For sandstone acidizing, Alchek agent is normally used in Sandstone Completion™ acid and in the organic acid used as part of the Volcanic™ Acid II system. It is also effective with other acid systems for formations that contain more than 5% carbonates.

When used in ZCA™ zonal coverage acid for carbonates, Alchek agent is called BF-1™ buffering agent.

#### Features

Alchek agent must be used with an appropriate volume of corrosion inhibitor. Inhibitor concentrations will depend on acid concentrations, well temperatures, tubing metallurgy, and anticipated acid/tubing contact time.

#### Benefits

Alchek agent provides the following benefits:

- Unlike acetic acid, Alchek agent can prevent aluminum precipitation within the formation.
- Alchek agent can be used in a variety of acid systems.
- Alchek agent eliminates the need for additional citric or acetic acid to control iron.

Alchek™ Agent - Product Specifications			
Part No.	100003873	pH	0.5
Form	Amber liquid	Boiling Point	240°F (115°C)
Specific Gravity	1.3	Pour Point	50°F (10°C)
Bulk Density	10.83 lb/gal	Packaging	52-gal drum

© 2011 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale. H01295 06/11

[www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

**HALLIBURTON**  
Production  
Enhancement

## ANEXO 7 Bifloruro de amonio

STIMULATION

### ABF (Ammonium Bifluoride)

ABF is a solid flake material that is used as a source for HF acid when preparing all HF acid blends. ABF is also known as ammonium bifluoride.

#### Compatibility

ABF must be stored and handled so that none of the material will come into contact with water or otherwise become wet until added to the acid blend. ABF when dissolved in water will produce HF acid. The HF acid produced is extremely hazardous if it comes into contact with anyone handling the material.

#### Benefits

ABF, provided in 50 lb or 50 kg containers, provides a source of HF acid that is much safer to handle than concentrated HF acid. The solid material also makes it easier to add the correct amount of material to an acid blend when compared to a liquid additive.

Technical Specifications	
SAP Number	101596398: 50 kg 101240680: 50 lb (non-USA source) 100001620: 50 lb drum (USA source)
Form	Solid white flake
Specific Gravity	1.5
Bulk Density	43.7 lb/ft <sup>3</sup>
pH	1

© 2010 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale. H07538 03/10

[www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)

**HALLIBURTON**  
Production  
Enhancement



## ANEXO 8 Surfactante Pen-88

### Pen-88M™ Surfactant

Pen-88M™ surfactant is a highly effective nonionic penetrating surfactant for use in aqueous treatment fluids. The reduced surface tension imparted by Pen-88M surfactant will allow fluids to penetrate into the formation more easily, allowing less pumping pressure to inject a fluid into a formation compared to the same fluid without this surfactant.

#### Applications

**Penetrating Aid for Treatment Fluids:** When added to a treatment fluid, Pen-88M surfactant can lower the pressure required to inject the fluid into the formation.

**Breakdown Fluid Ahead of a Fracturing Treatment:** Pen-88M surfactant can be used in most breakdown acid stages ahead of a fracture-acidizing or propped-fracturing treatment. Normally, lower breakdown pressures will be observed when using Pen-88M surfactant in the breakdown fluid. This reduction in pressure is achieved by increased matrix penetration of the acid containing the Pen-88M surfactant, which allows for transmission of energy from the wellbore to the formation rock.

#### Matrix Acidizing for Removal of Near-Wellbore Damage:

Pen-88M surfactant can be used in many different applications where the near-wellbore permeability has been damaged by scale or other solids. The penetrating properties of Pen-88M surfactant help the treatment fluid contact the solid material that is to be dissolved or otherwise removed.

**For Removal of Water Blocks:** Water blocks can be removed by using a solution of water containing the appropriate clay-control additive (6% NaCl or 7% KCl when water-swelling clay minerals are present), methanol or mutual solvent (Musol® solvent, Musol A mutual solvent, or Musol E mutual solvent), nonemulsifier if liquid hydrocarbons are present, and Pen-88M surfactant. The Pen-88M surfactant concentration should be 0.5% in such an application. For maximum benefit, the treatment fluid should be commingled with CO<sub>2</sub>.

#### Features

Pen-88M surfactant is a nonionic microemulsion blend of solvents and surfactants. A microemulsion is the stable dispersion of one immiscible liquid in another in the form of spherical droplets that

have diameters of less than 0.14 microns. Dispersed droplets of this size allow light to pass through, forming a translucent solution (appearing clear). One essential property of a microemulsion is that it spontaneously disperses and will not separate into mutually insoluble phases.

Properly formulated microemulsion additives, such as Pen-88M surfactant, have the ability to penetrate into a tight or damaged formation. Once a fluid containing Pen-88M surfactant enters the formation, its unique properties enable the aqueous treatment fluid to penetrate the formation, displace oil, and increase the relative permeability to aqueous stimulation fluids.

#### Compatibility

The nonionic character of Pen-88M surfactant allows it to be used with most other stimulation chemicals. Pen-88M surfactant leaves both sandstone and carbonate formations in a water-wet condition.

Pen-88M surfactant has an upper temperature limit of 225°F (107°C). Above this temperature Pen-88 HT™ surfactant should be used.

Pen-88M surfactant use in foamed or emulsified fluids can destabilize those fluids. Its use in such systems should be avoided unless testing has shown no compatibility issues exist.

#### Benefits

Pen-88M surfactant can provide the following benefits:

- Acts as a penetrating aid for all types of acid allowing reduced pressure for injection of the fluid into the formation.
- Its use in acid stages before fracturing treatments allows more effective breakdown of formations.
- Water wets both sandstone and carbonate formations. Its water-wetting properties also enable fluids that contain Pen-88M surfactant to be more effective in removing scale deposits and other types of near-wellbore damage that must be contacted by an aqueous treatment fluid to be dissolved.

Pen-88M Surfactant-Product Specifications				
SAP No.	101325319	Bulk	Specific Gravity	0.94
	101325318	Tote Tank	Bulk Density	7.90 lb/gal
	100003718	55-gallon drum	ph	5 to 7
	100009537	5-gallon bucket	Flash Point	156°F (68°C)
Form	Colorless liquid			

## ANEXO 9 Inhibidor de corrosión HAI-85M

### Stimulation

## HAI-85M™ Acid-Corrosion Inhibitor

**H**AI-85M™ inhibitor is high-temperature, acid corrosion inhibitor used to protect low alloys and corrosion-resistant alloys (CRA).

### Applications

Corrosion-resistant alloyed tubing is increasingly being used in aggressive production environments (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, and brines). Some CRAs are more susceptible to inhibited HCl (hydrochloric acid) than low alloy tubing. Inhibitor concentrations that protect N-80 steel under a specific set of conditions may not adequately protect alloys, such as 13Cr or 22% Cr duplex steel, under the same conditions. However, when used with HII-500M™, HAI-85M inhibitor can provide low corrosion losses for high alloy metals at high temperatures.

### Features

HAI-85M inhibitor is effective in all HCl solutions. It can be used in 5 to 28% HCl-mixed acid systems, such as HCl-HF, HCl-acetic, and HCl-formic acids. It is effective at temperatures between 60° to 500°F.

### Benefits

HAI-85M inhibitor provides the following benefits:

- It is especially effective on high-alloy steels, such as chrome and duplex steel.
- HAI-85M inhibitor is more compatible with additives than many other inhibitors.
- HAI-85M inhibitor is effective in concentrated acid and provides good dispersibility in acid solutions.

HAI-85M™ Inhibitor—Product Specifications			
Part No.	100003744	Boiling Point	181°F (82°C)
Form	Black or dark red liquid	Pour Point	-50°F (-45°C)
Specific Gravity	1.020	Flash Point	77°F (25°C)
Bulk Density	8.50 lb/gal	Packaging	54-gal drum
pH	3 to 4		

**HALLIBURTON**

## ANEXO 10 Aditivo control de finos Cla-Sta

### Stimulation

## Cla-Sta® FS Additive

### Mineral Fines and Clay-Stabilizing Additive

**C**la-Sta® FS additive is a polymer that stabilizes mineral fine particles by adsorbing on formation surfaces, altering the surface properties of the fine particles, and reducing their interaction with flowing fluids even at high flow rates. Cla-Sta FS additive can provide substantial, long-term stabilization of mineral fines, such as silica, carbonates, hematite, magnetite, siderite, and migrating clays. When the concentration of swelling clays in the formation is less than 2 to 5%, the preferred stabilizing additive is Cla-Sta FS.

#### Features

Cla-Sta FS additive is supplied as a concentrated water solution. It is not shear-sensitive and can be mixed continuously in concentrations of about 1 to 10 gal/Mgal of injected fluid.

#### Applications

Cla-Sta FS additive minimizes permeability damage caused by fines migration in several situations occurring in oil, gas, and water injection wells. Specifically, it has the following uses:

- a preflush before gravel packing
- part of a sand-consolidation treatment to stabilize fines beyond the radius of the consolidated sand
- a treatment to prevent water production and reduce the possibility of future acidizing
- a treatment to prevent permeability damage caused by fines migration around the injection wellbore
- part of the ungelled prepad during fracturing treatments.

#### Benefits

Cla-Sta FS additive has the following benefits:

- It stabilizes a variety of mineral fines including silica, migrating clays, carbonate materials, hematite, magnetite, and siderite, as well as water-swelling clays.
- It is applied as a low-concentration, low-viscosity solution (less than 1.5 cp).
- It can be applied by itself or in conjunction with other well treatments such as fracturing, acidizing, sand control, polymer flooding, caustic flooding, and steam injection.
- It is compatible with Halliburton's K-Trol™ service and Polyflood™ service.
- It helps provide a long-term solution to fines migration.
- It is not oil-wetting and is not dissolved by most organic fluids.
- It is usable in cold climates; it has a freezing point of 0°F.

Cla-Sta® FS Additive—Product Specifications			
Part No.	100003637	Boiling Point	212°F (100°C)
Form	Clear, pale-brown liquid	Freeze Point	-1°F (-18°C)
Specific Gravity	1.062	Flash Point	>200°F (>93°C)
Bulk Density	8.85 lb/gal	Packaging	28-gal plastic drum
pH	6.5 to 7.5		

**HALLIBURTON**