

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad en Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**"ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA ESTIMULACIÓN
MATRICIAL CON COILED TUBING UNIT PARA EL POZO RM-
01 DEL CAMPO ESPOL"**

PROYECTO INTEGRADOR:

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Presentado por:

Ricardo Javier Ayala León

Marlon Patricio García Pazmiño

Director de Proyecto Integrador:

Ing. Xavier Vargas

Guayaquil- Ecuador

2016

AGRADECIMIENTO

Al director del proyecto **Ingeniero Xavier Vargas** por su esfuerzo y dedicación en servirnos de guía y saber orientarnos en este proceso para la correcta realización de este proyecto.

A nuestro compañero y gran amigo **Luis Adrián González Muro** por su apoyo incondicional durante este proceso.

A todas las personas que nos ayudaron de alguna u otra forma a la realización de este proyecto.

DEDICATORIA

A mis padres Sr. Galo Ayala y Sra. Dalia León quienes me apoyaron, me guiaron y respetaron mis decisiones a lo largo de todo este proceso y supieron animarme ante los problemas y adversidades.

A mis hermanas, Ing. Verónica Ayala, María Paula Ayala y María Gracia Ayala que supieron apoyarme siempre.

A mi tía Sra. Fanny Cadena que me supo apoyar en todo momento y creyó en mí.

Ricardo Javier Ayala León

DEDICATORIA

A mi madre Ing. Irma Pazmiño que estuvo conmigo a lo largo de mis estudios universitarios apoyándome con su esfuerzo y amor e inculcándome el valor del respeto y responsabilidad para poder salir adelante en mis metas.

A mi enamorada Gabriela Romero que estuvo pendiente de mí y apoyándome cuando la necesitaba.

Marlon Patricio García Pazmiño

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Xavier Vargas
DIRECTOR DEL PROYECTO INTEGRADOR

Ing. Danilo Arcentales
COORDINADOR DE CARRERA INGENIERIA DE PETROLEO

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

Ricardo Javier Ayala León

Marlon Patricio García Pazmiño

RESUMEN

El siguiente proyecto integrador se desarrolla un análisis técnico y económico de una estimulación matricial con coiled tubing unit en un pozo del oriente ecuatoriano, con el objetivo de recuperar las propiedades de la formación y así incrementar su tasa de producción.

Se realiza una breve introducción de la información geológica del campo Espol así como los datos específicos del pozo RM-01, dando a conocer cuál será nuestra formación de interés a la cual se le aplicara el método de estimulación así como un resumen de la completacion de dicho pozo.

Luego se describirá paso a paso el procedimiento específico del proyecto en el cual se tomara en cuenta las notas generales de operación, Pre-planificación general, una matriz de prueba de presión, el posicionamiento de equipos en superficie y la movilización de los equipos.

Finalmente se realizará el análisis técnico comparando los resultados de los parámetros a mejorar, considerando resultados previos a la estimulación matricial y posterior a dicho tratamiento. Seguido de un análisis costo-beneficio de toda la operación tomando aspectos económicos importantes como la inversión requerida para la realización de toda la operación y el tiempo que se puede recuperar dicha inversión.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VII
ABREVIATURAS.....	X
SIMBOLOGÍA.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE TABLAS.....	XIII
INTRODUCCION.....	XIV
CAPÍTULO 1.....	1
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Marco Teórico.....	6
CAPÍTULO 2.....	29
2. DATOS GENERALES DEL CAMPO ESPOL Y DEL POZO RM-01	29
2.1 Ubicación Geográfica del Campo ESPOL.....	29
2.2 Geología del Campo Espol.....	30
2.3 Litología del Campo Espol.....	32
2.4 Propiedades Petrofísicas del Campo Espol.....	33
2.5 Descripción de los productos de los Fluidos.....	33
2.6 Diagrama del Pozo.....	35

2.7 Información del Pozo, Reservorio y Tubería.....	36
CAPÍTULO 3.....	38
3. PROCEDIMIENTO ESPECÍFICO DEL PROYECTO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	38
3.1 Notas Generales de Operación.....	38
3.2 Matriz de prueba de Presión.....	40
3.3 Intervalos de Operación.....	42
3.4 Procedimiento-Posicionar equipos, vestida y pruebas de presión.....	44
3.5 Distribución de localización y Diagramas Esquemáticos.....	48
CAPÍTULO 4.....	52
4. ANÁLISIS DE INGENIERÍA.....	52
4.1 Análisis Técnico.....	52
4.2 Análisis Económico.....	75
CAPÍTULO 5.....	85
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	85
5.1 Conclusiones.....	85
5.2 Recomendaciones.....	87
ANEXO A.....	88
ANEXO B.....	89
BIBLIOGRAFIA.....	93

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
T	Arena Napo T
U	Arena Napo U
BT	Arena Basal Tena
CAP	Contacto Agua-Petróleo
ft	Pies
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
Km.	Kilómetros
m.	Metros
cm.	Centímetros
mm.	Milímetros
mg.	Miligramo
lb.	Libra
psi	Libras por pulgada cuadrada
scf	Pies cúbicos cuadrados
bbl	Barriles
cp	Centipoise
mD	Milidarcy
IP	Índice de Productividad
atm.	Atmosfera
GOR	Relación Gas – Petróleo
PPH	Bombeo Hidráulico
PPS	Bombeo Electrosumergible
PPF	Flujo Natural
°F	Grados Fahrenheit

SIMBOLOGÍA

Pc	Presión Capilar
ΔP	Diferencial de Presión
A	Área
L	Longitud
μ_{oil}	Viscosidad del petróleo
k	Permeabilidad
ks	Permeabilidad en la zona dañada
ko	Permeabilidad efectiva al petróleo
h_T	Espesor del reservorio
h	Espesor neto de la arena
pc	Presión en la cabeza del pozo
σ	Tensión Superficial
S	Daño de Formación
Ps	Presión estática del reservorio
pws	Presión de fondo
pwf	Presión de fondo fluyente
pb	Presión de burbuja
So	Saturación de petróleo
Sg	Saturación de gas
Sw	Saturación de agua
Swc	Saturación crítica de agua
θ	Ángulo de contacto
q	Tasa de producción
qo	Tasa de producción de petróleo
qw	Tasa de producción de agua
qt	Tasa de producción de fluido total
rs	Radio de la zona dañada
rw	Radio del pozo
re	Radio externo
S	Factor de daño de formación
Ty	Temperatura del yacimiento
Boil	Factor Volumétrico de formación del petróleo
\emptyset	Porosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Litología del Campo Espol	32
Figura 2.2 Diagrama del Pozo RM-01	35
Figura 3.3 Intervalo de Operación.....	42
Figura 3.4 Posicionamiento de la unidad de Coiled Tubing.....	48
Figura 3.5 Lay Out	49
Figura 3.6 Esquema de alta Presión de la Vestida.....	51
Figura 4.7 Historial de Producción previo a la Estimulación	54
Figura 4.8 Daño vs Tiempo de reacción del químico.....	57
Figura 4.9 Presión y Temperatura vs Tiempo	62
Figura 4.10 Estabilidad de Minerales en la Formación	63
Figura 4.11 IPR previo a la Estimulación.....	65
Figura 4.12 IPR después de la Estimulación.....	67
Figura 4.13 Histograma de Costos.....	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Propiedades Petrofísicas del Campo Espol	33
Tabla II Información del Pozo y del Yacimiento	36
Tabla III Información del Casing	37
Tabla IV Información de la tubería de Producción	37
Tabla V Matriz de Prueba de Presión	40
Tabla VI Químicos	50
Tabla VII Parámetros Petrofísicos de la formación Arena Hollín Superior	53
Tabla VIII Etapa en el fondo	59
Tabla IX Mineralogía	61
Tabla X Datos de Presión y Caudal antes de la estimulación	65
Tabla XI Datos de Presion y Caudal despues de la estimulación	69
Tabla XII Tabla de Resultados	73
Tabla XIII Distribución de Costos Operacionales	75
Tabla XIV Costos de Unidad de Coiled Tubing	78
Tabla XV Costos de la Unidad de Bombeo	79
Tabla XVI Análisis Costo-Beneficio de la operación	81

INTRODUCCIÓN

La estimulación matricial es una de las operaciones de campo que se ha aplicado en la industria petrolera para mantener, recuperar e incrementar la producción de un pozo, que ha declinado su producción debido al desgaste de energía natural que sufren los yacimientos por la pérdida de presión, por el manejo incorrecto en las operaciones de perforación, al utilizar un lodo inadecuado para atravesar las zonas productoras que son porosas y permeables y las cuales son gravemente dañadas, en las operaciones de terminación de pozos, pero en la operación donde más se puede provocar daños de formación es en la reparación de pozos, donde se produce la invasión de fluidos de matado a las arenas productoras, causando daño en las propiedades petrofísicas más importantes de la roca como lo son la porosidad efectiva y la permeabilidad, provocando un incremento de la presión en la cara de la arena por la acumulación de finos o bloqueos por agua y que reducen el caudal de petróleo hacia el fondo del pozo.

La estimulación matricial es un proceso de inyección de fluido en la formación, sea ácido o solvente, a presiones menores que la presión de fractura, para mejorar la producción o la capacidad de flujo de un pozo, la selección del sistema de fluidos dependen del tipo de daño, de la

composición mineralógica y de las condiciones del yacimiento, el éxito de la operación de estimulación va a depender del conocimiento de dichos factores.

CAPÍTULO 1

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Introducción

El Oriente Ecuatoriano comprende un área de 120.000 km^2 y sus límites están marcados por la cordillera de los Andes en la parte occidental de esta región, mientras que en el límite meridional y oriental se encuentra Perú y Colombia.

En el oriente Ecuatoriano se encuentra constituido por una secuencia estratigráfica como se describe a continuación:

FORMACION CHALCANA.- (MioCh) Compuesta por capas de lutitas abigarradas, con yeso. Alcanza un espesor desde 650-800m hasta 1100 m.

FORMACIÓN ORTEGUAZA.- (OliOr) La formación Orteguaza está constituida por lutitas y arcillas verdosas endurecidas intercaladas con areniscas medias a gruesas y areniscas conglomeráticas de color gris a gris verdoso, con fisilidad y presencia de nódulos piríticos al tope.

FORMACIÓN TIYUYACU.- (PaTy) Esta formación comprende una serie de 250 m de conglomerado de guijarros y cantos de cuarzo, lutita y cherts redondeados hasta angulares en una matriz arenolimososa; y areniscas de grano variable con intercalaciones de lutitas rojas, grises y verdes. Hacia el SE desde la localidad tipo, se presenta una arcilla bentonítica en la mitad de la Formación y separa una parte inferior conglomerática arenosa de una superior mucho más arcillosa.

FORMACIÓN TENA.- (K3Te) Esta formación alcanza una potencia de más de 1000 m en la parte central y disminuye hasta 270 m hacia los bordes. La litología principal corresponde a arcillas abigarradas pardo rojizas. La coloración roja se acentúa en la superficie. Las arcillas son margosas a arenosas y varían desde macizas a laminadas.

¹ (Bazurto Litardo & Fernández Chica, 2015).Pag.2,3

FORMACIÓN NAPO.- (KNp) Esta formación contiene una serie variable de calizas fosilíferas, grises a negras, entremezcladas con areniscas calcáreas y lutitas negras. Muchos componentes son bituminosos (se la podría considerar roca madre del petróleo). Se ha subdividido en 3 litologías: Napo Inferior (areniscas y lutitas con calizas subordinadas), Napo medio (caliza principal, maciza, gris, fosilífera, de espesor constante entre 70 y 90 m) y Napo Superior 4 (lutitas verde grises hasta negras interestratificadas con escasas calizas grises parcialmente fosilíferas).

FORMACIÓN HOLLÍN.- (K2Ho) Es una arenisca de grano medio a grueso, maciza o con estratificación cruzada, con intercalaciones escasas de lutitas arenosas, localmente micáceas o carbonatadas. Alcanza desde 35 m hasta 200m de espesor.

² (Bazurto Litardo & Fernández Chica, 2015) Pag.3, 4

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Analizar técnicamente un trabajo de estimulación matricial con CTU para recuperar las propiedades de la formación y así incrementar la tasa de producción de Arena Hollin (10716 ft – 10736 ft).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un tratamiento de estimulación matricial ácida a la formación de interés hollín superior, donde los parámetros medibles serán el daño de formación, caída de presión y el caudal a medida que el daño sea removido para aumentar la tasa de producción del pozo RM-01.

- Analizar la permeabilidad en la zona cercana al pozo RM-01 luego de haber realizado la estimulación matricial ácida.
- Reducir el daño de formación mediante un tratamiento de estimulación matricial ácida para incrementar la producción del pozo RM-01.
- Realizar un análisis costo-beneficio del tratamiento de una estimulación matricial con Coiled Tubing Unit para verificar la rentabilidad del proyecto.

1.3 Marco Teórico

1.3.1 Descripción del Yacimiento

Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: porosidad, permeabilidad, salinidad y distribución de los fluidos; dichas propiedades son las que determinan y nos indican si el yacimiento que se va a analizar contiene petróleo.

Porosidad y Permeabilidad

1.3.1.1 Porosidad

Representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se la expresa como porcentaje o decimal. Existen dos clases de porosidades:

Porosidad Absoluta.- Es aquella porosidad que considera el volumen poroso esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

³ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 16, 17 y 18

Porosidad Efectiva.- Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca, es una indicación de la⁴ habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.

1.3.1.2 Permeabilidad

Es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Si los poros de la roca no están interconectados entre si no existe permeabilidad.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

q = caudal, cm^3/seg

μ = viscosidad, cp

L = Longitud, cm

A = Área, cm^2

ΔP = diferencial de presión, atm

Permeabilidad Absoluta.- Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Por lo general, el fluido de prueba es aire o agua.

Permeabilidad Efectiva.- Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso.

Permeabilidad Relativa.- Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, nos da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

1.3.2 Presión Capilar

Es la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante, se observa que las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos se extiende sobre toda la interfase.⁵

⁵ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 19-23

1.3.3 Propiedades de los Fluidos y Presiones

Las características del fluido que se consideran son: temperatura del yacimiento (T_y), presión del reservorio (P_r), presión de burbuja (P_b), relación gas petróleo (GOR), grados API, saturaciones, compresibilidad del petróleo, factor volumétrico del petróleo (β_{oil}), factor de compresibilidad, viscosidad, mojabilidad. A continuación se detalle algunas de estas propiedades consideradas las más importantes;

1.3.3.1 Presión del Reservorio

Es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido por un suficiente lapso de tiempo para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo, resultante de la columna de gas y líquido.

⁶ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 25

1.3.3.2 Temperatura del Reservorio

Es definido como la variación de temperatura existente bajo la superficie terrestre cuando la temperatura en superficie es tomada como promedio de la temperatura ambiente. Esta temperatura está controlada por el gradiente geotérmico existente en el área y permanece constante durante la vida del reservorio, lo que indica que todos los procesos son isotérmicos.

1.3.3.3 Saturación

Es la fracción del espacio poroso ocupado por el fluido. Por definición, la suma de la saturación es 100%.

$$\mathbf{S_o + S_g + S_w = 100\%}$$

S_o= saturación de petróleo, %.

S_g= saturación de gas libre, %.

S_w= saturación de agua, %.

⁷ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 26

1.3.3.4 Mojabilidad

Tendencia de un fluido en presencia de otro inmiscible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad, si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por petróleo.

1.3.3.5 Densidad

Es el peso específico tomando como unidad de medida el agua, geológicamente la densidad del petróleo varía con la profundidad del yacimiento, así es mayor la densidad a mayor profundidad y a mayor densidad menor °API.

El API es una relación empírica y se tiene que realmente estos son:

$$S. Goil = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

⁸ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 27, 28 y 29

1.3.3.6 Viscosidad

Es la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Usualmente es medida en centipoises (cp). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras.

Esta propiedad está en función directa de la densidad, es así que a mayor densidad menor °API y mayor viscosidad. La viscosidad varía de acuerdo a las características físicas del yacimiento:

- Disminuya cuando la temperatura aumenta cuando la proporción del gas disuelto se incrementa. Aumenta con la presión y la temperatura y por el gas disuelto presente en la roca reservorio.

1.3.3.7 Daño de Formación

Es la reducción del flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo debido a la disminución de la permeabilidad

⁹ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 89

original de la formación, este daño puede ocurrir de manera natural o puede ser provocado artificialmente; normalmente una formación sufre daños por la migración de finos, la acumulación de incrustaciones, la acumulación de parafinas, asfaltenos y otros materiales orgánicos.

El daño de formación es un factor adimensional, cuyo valor cuantifica el nivel de daño producido en la formación. A seguir se detalla la siguiente ecuación que nos permite calcular dicho factor:

$$S = \frac{k h}{141.2 q \beta \mu} P_s$$

Origen del daño de formación

Los daños de formación se pueden originar durante varias etapas de la vida de un pozo.

1.3.3.7.1 Perforación

Muchas formaciones pueden ser dañadas en la etapa de perforación debido al lodo de perforación ya que este tiende a filtrarse en mayores proporciones en las zonas de mayor porosidad y permeabilidad,

¹⁰ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 92-95

originando gruesos revoques, la migración de finos del lodo como la bentonita taponan los espacios porales reduciendo la permeabilidad es decir la comunicación que existe originalmente entre los poros de la formación.

1.3.3.7.2 Cementación

Debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas se puede producir serios daños a las formaciones productoras intervenidas en estas operaciones, ya que estas por ser porosas y permeables permiten la filtración de ciertos productos químicos de la lechada de cemento que pueden influir en la composición de las aguas de formación.

¹¹ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 95, 96

1.3.3.7.3 Cañoneo

Debido a que las formaciones productoras son porosas, permeables y además no consolidadas, en la operación de cañoneo se pueden producir serios daños en la formación, debido a que si se realizan los disparos cuando la presión

hidrostática es mayor que la presión del yacimiento, se puede reducir la permeabilidad de la roca por el taponamiento de los poros con finos triturados de la misma formación, por residuos del cañoneo y contaminantes del fluido de matado utilizado durante el cañoneo, pues demasiada presión hidrostática haría ingresar los residuos.

1.3.3.7.4 Producción

En la etapa de producción de un pozo, se producen también daños a la formación, puesto que la arena productora es débil y sus granos se desmoronan por el flujo de los fluidos hacia el pozo, provocando

¹² (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 97, 98

migración de finos, los que se mueven a través de los poros del yacimiento y van taponando los espacios porales.

1.3.3.7.5 Daños por acidificación

Para un eficiente tratamiento de acidificación se debe conocer la mineralogía de la formación y el tipo de daño que la afecta, pues si se inyectan los ácidos de tratamiento sin conocer estos parámetros, pueden provocarse daños más severos a la formación intervenida.

Si se inyecta el tratamiento por una tubería de producción sucia, los ácidos irán lavando la tubería, liberando las partículas de óxido de hierro, éstas partículas ingresarán en la formación taponando el espacio poral.

¹³ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 98

1.3.4 Reacondicionamiento de pozos

Cuando se repara o se reacondiciona un pozo se puede dañarse la formación productora debido al uso inadecuado de aguas de matado, las mismas que sirven para controlar la presión en el pozo, si este fluido no está acondicionado, puede contener partículas en suspensión, las cuales pueden ocasionar taponamiento en la comunicación de los poros de la roca reservorio. Además, los residuos de productos químicos anteriores, pueden cambiar la mojabilidad. En operaciones con cable también se liberan partículas taponantes de óxido de hierro de la tubería y el bombeo de aguas frías precipita indeseadas parafinas y/o asfaltenos.

1.3.5 Tratamientos químicos

El uso inadecuado de productos químicos como demulsificantes, antiparafínicos, antiescala, tienen también su nivel de daño a la formación, estos productos pueden afectar la mojabilidad que tiene originalmente la roca cambiándola de mojabilidad al agua a petróleo

¹⁴ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 99

humectarla, dando como resultado el incremento de la producción de agua, debido a que el fluido humectante de la roca es ahora el petróleo y la fase que fluye con mayor saturación es el agua.

1.3.6 Tipos de Estimulación Ácidas y Bombeo de Ácidos

Los tratamientos de estimulación requieren de una selección apropiada tanto del ácido como de la técnica de acidificación, para lo cual debemos considerar 3 factores químicos correlacionados al seleccionar el ácido apropiado: La estequiometría, el equilibrio termodinámico y la velocidad de reacción.

La estequiometría de una reacción ácida con los materiales de la formación relaciona la proporción molecular entre los reactivos y productos de reacción, y una vez conocida se puede calcular fácilmente la cantidad de formación disuelta por un volumen del ácido.

Se establece un equilibrio termodinámico en muchas reacciones ácidas antes que el ácido haya reaccionado totalmente. En partículas en el equilibrio alcanzado en la reacción de ácidos orgánicos (tal como el ácido acético o fórmico) con formaciones de piedra caliza o dolomitas.¹⁵

La velocidad de reacción entre un determinado ácido y el material de la formación fija el tiempo requerido para que el ácido reaccione. Al

¹⁵ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) pag.99, 100

evaluarlo junto con la geometría dentro de cual ocurre la reacción, se puede estimar la distancia que el ácido penetra lejos del pozo (y con ello la estimulación esperada).

1.3.7 Tipos de Estimulaciones Ácidas

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo o en el mejor de los casos incrementarla por encima de su capacidad natural de producción.

Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a las necesarias para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de fracturamiento.

1.3.7.1 Estimulación Matricial

Consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción.

¹⁶ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 120, 121 y 122

Se lleva acabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original.

1.3.7.2 Fracturamiento ácido

Consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción. Eliminando el daño y parte de la matriz de roca calcárea. En el fracturamiento ácido, los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación.

1.3.7.3 Tipos de ácidos

La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonatos o areniscas.

¹⁷ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 121-124

Durante la etapa de perforación o completación diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado provocando daños que resultan en una caída de presión y por lo consiguiente una disminución de la producción de hidrocarburos. El tratamiento en general para este tipo de formaciones puede clasificarse en la siguiente forma: Reactivas y No reactivas, así mismo, se usan combinaciones de ellos, y el uso de aditivos, para diversas aplicaciones.

REACTIVAS

Ácido Clorhídrico, HCl

Ácido Fluorhídrico, HF

Ácido acético, CH₃-COOH

Ácido fórmico, HCOOH

NO REACTIVAS

Solvente Mutuos

Solventes Aromáticos

¹⁸ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 124, 125

El ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico son ácidos minerales mientras que el ácido acético y el ácido fórmico son ácidos orgánicos. También encontramos sistemas de ácidos retardados como ácido gelificado, ácido químicamente retardado y ácido emulsionado.

1.3.8 Tratamientos de estimulación por combinaciones de ácidos (Reactivas)

Se utilizan combinaciones de estos ácidos mezclados con aditivos para diferentes aplicaciones. Entre las combinaciones más utilizadas en la industria petrolera tenemos:

1.3.8.1 Mud Acid

Se usa para eliminar el daño causado por lodos de perforación. Consiste en una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico. Esta clase de ácido reacciona rápidamente con los minerales arcillosos y lentamente con los feldespáticos

¹⁹ (Pontón Tomaselli & Pambabay Calero, 2008) Pag. 125

y cuarzo. Las reacciones pueden dar lugar a la precipitación de productos insolubles y a la pérdida de la resistencia mecánica de la matriz de la arenisca, por lo que se recomienda hacer pruebas previas de laboratorio para determinar la concentración óptima del HF.

1.3.8.2 Ácido Clorhídrico (HCl)

Aunque el gas seco ácido clorhídrico no es corrosivo, la solución acuosa del mismo reacciona con todos los metales comunes y la mayoría de los compuestos de tales metales, incluyendo los carbonatos de calcio y magnesio que comprende la mayor proporción de las formaciones productivas de gas y petróleo en el mundo. El ácido clorhídrico puro es líquido incoloro, pero toma tinte amarillento cuando se contamina con hierro o sustancias orgánicas.

²⁰ (Quiroga, 1991) Pag. 257

Debido a sus cualidades más deseables, el HCL es usado en mayores volúmenes que cualquier otro ácido en la industria petrolera. Posee una excelente velocidad de reacción en formaciones de calizas y dolomitas, y comúnmente no forma precipitados insolubles.

1.3.8.3 Ácido Fluorhídrico (HF)

Es el único ácido que permite la disolución de minerales silicios como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo. También reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la propia salmuera de la formación.

1.3.8.4 Ácido Acético ($\text{CH}_3\text{-COOH}$)

Es un ácido débil debido a que su ionización con el agua es parcial y ocurre lentamente. Reacciona con los carbonatos lentamente y con el acero por lo que es utilizado como ácido retardado y es indicado en la remoción de las incrustaciones

²¹ (Quiroga, 1991) Pag. 258, 259

calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomitas con altas temperaturas. Fácil y seguro de inhibir (fluido de limpieza), también es utilizado como agente secuestrante de hierro y como controlador de arcillas y se puede presentar como ácido acuoso y no acuoso (glacial).

1.3.8.5 Ácido Fórmico (HCOOH)

Su empleo principal es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura con concentración del 10%.

1.3.9 Penetración del Ácido

La distancia que penetra el ácido en formaciones de dolomitas y calizas, está determinada por la velocidad de ácido, el régimen de pérdida de fluido en la formación y el régimen de reacción del ácido con la formación. La mayoría de los expertos coinciden en cuando el primer incremento de ácido inyectado ha sido completamente neutralizado (deja de reaccionar). A medida que posteriores incrementos de ácidos

²² (Quiroga, 1991) Pag. 257

activo cumplen con la tarea de reaccionar con las caras de la fractura, no penetran más allá, desde el borde del pozo, que el primer incremento ácido.

Después de acidificar, un flujo limpio y sin taponamiento debe existir entre el borde del pozo y los puntos más lejanos de la fractura en la formación. Por lo tanto, es muy importante que los productos solubles de la reacción ácida con la formación y las arenas insolubles, arcillas y esquistos o lutitas e incluso residuos acumulados por oxidación, aflojados por la acción química del ácido, sean completamente eliminados de la formación después de acidificar. Con este propósito se recurre al pistoneo o achicamiento del pozo inmediatamente después de concluido el tratamiento ácido.

²³ (Quiroga, 1991) Pag. 257

1.3.10 Unidad de Coiled Tubing

Es un sistema portátil que funciona con energía hidráulica, de fácil transportación que sirve para inyectar fluido al pozo o para recuperar tubería de diámetro pequeño dentro del pozo. Presente una tubería que puede enrollarse en una bobina especial, desde la cual se puede desplegar hacia el interior de pozo para realizar las labores mencionadas.

1.3.10.1 Equipos Principales de Superficie

- **Cabeza de inyección.**- Es el componente usado para agarrar la tubería de longitud continúa y proveer las fuerzas necesarias para desplegar y recuperar la tubería dentro y fuera de la boca del pozo

²⁴ (Tamayo, 2011) Pag. 5, 15

- **Carreto o rollo de tubería.-** Sirve como mecanismo de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como el dispositivo bobinado durante las operaciones con tubería flexible, el carrito tiene por lo general 6 pies (1.81 m) de diámetro, usada para enrollar hasta 26000 pies (7930 m) de tubería. Este diámetro se escoge con el fin de minimizar el diámetro de enrollado.
- **Válvulas de Seguridad (Stack BOP's):** Las BOP para tubería enrollada permiten que la tubería sea enrollada con presiones hasta 10000 psi (68,940 Kpa).
- **Unidad de Potencia Hidráulica (Hydraulic Power Pack):** Consiste de un motor diésel, bombas hidráulicas, y control de presión hidráulica, con esto se mueve el carrito, el inyector, las bombas de fluido y demás equipo del taladro.
- **Consola de Controles:** Contiene todo los indicadores y controles necesarios para operar y monitorear el taladro, levantar o bajar la sarta, cambiar la velocidad y controlar la presión.
- **Cuello de Ganso (Goose Neck):** Contiene una serie de rodillos montados a 90° sobre el armazón arqueado, el cual tiene el mismo radio-curvatura de la bobina o carrito de servicio.

²⁵ (Tamayo, 2011) Pag. 14-20

CAPÍTULO 2

2. DATOS GENERALES DEL CAMPO ESPOL Y DEL POZO RM-01

2.1 Ubicación Geográfica del Campo ESPOL

En el oriente ecuatoriano se encuentra ubicado el Campo ESPOL específicamente en la provincia de Orellana, el campo Espol se encuentra en las coordenadas geográficas $00^{\circ}11'00''$ y $00^{\circ}24'30''$ Latitud Sur y $76^{\circ}49'40''$ a $79^{\circ}54'16''$ Longitud Oeste, de 356 km^2 de área, el campo Espol se encuentra a 50 km al Sur del cantón Lago Agrio, este campo se encuentra limitado por las siguientes estructuras.

- Al Norte: Ron, Palo Rojo, Visita y Eno
- Al Sur: Campo Culebra-Yulebra.
- Al Este con los campos Limoncocha, Mauro Dávalos Cordero, Pacay, Shushufindi-Aguarico.

2.2 Geología del Campo Espol

2.2.1 Geología Estructural

La trampa hidrocarburífera Espol, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NNE-SSO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca, se encuentra conectada al sur con la cuenca Marañón y al norte con la cuenca Putumayo, la cual está ubicada al Este del Cinturón Andino.

Tiene una longitud de 31.5 Km de longitud, un ancho que varía de 4 Km al norte, 8.5 Km al centro y 6 Km al Sur, tiene un área de 41000 acres bajo un cierre estructural de 200 ft, los principales reservorios del campo son: Hollín, Napo T, Napo U,

²⁶ (Ramírez Chiles, 2014) Pag. 2,3

Basal Tena que tienen una profundidad promedio de 8975, 8765, 8530 y 7800 respectivamente.

2.2.2 Geología Estratigráfica

La Cuenca Sedimentaria Oriental Ecuatoriana, donde se localiza el área del Campo Auca, a nivel regional, está constituida por una estratigrafía que va desde el Precámbrico al Cuaternario representado por rocas de origen metamórfico, ígneo, sedimentario, depósitos superficiales fluviales.

2.3 Litología del Campo Espol

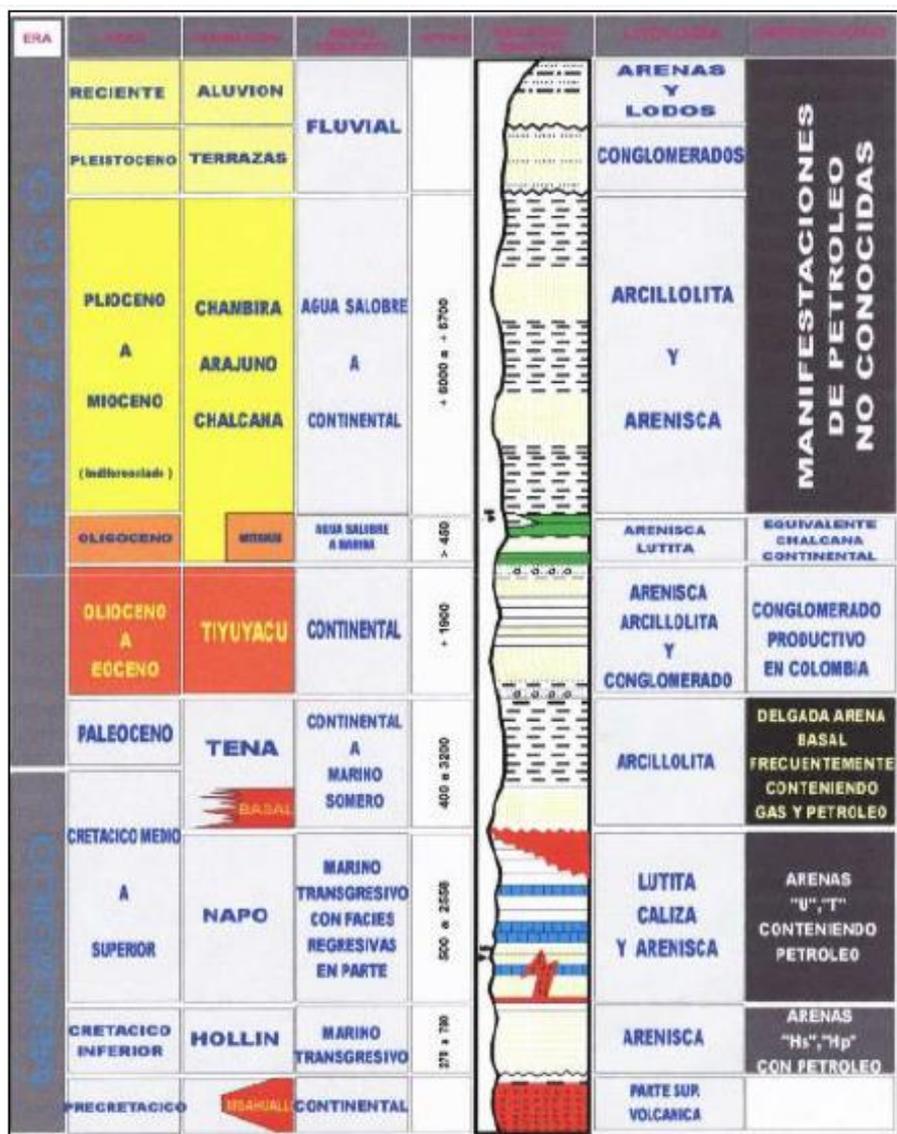


Figura 2.1 Litología del Campo Espol

2.4 Propiedades Petrofísicas del Campo Espol

Tabla I Propiedades Petrofísicas del Campo Espol

Parámetro	valores en Hollín
Saturación Inicial de Agua (%)	30-40
Espesor Neto Promedio (ft)	60
Porosidad (%)	17,1
Permeabilidad (mD)	100-350
Salinidad (ppm NaCl)	1000-1500

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

2.5 Descripción de los productos de los Fluidos

Se considera en el bombeo de los fluidos los siguientes productos:

- **SOLVENTE RM.-** Sirve para remover cualquier incrustación proveniente de hidrocarburo pesado como parafinas y asfáltenos.
- **ACONDICIONADOR RM.-** El cloruro de amonio es necesario para el intercambio de iones y el movimiento de los fluidos de formación lejos

del borde del pozo para evitar incompatibilidades con los fluidos ácidos.

- **ACONDICIONADOR RM2.-** Es un ácido orgánico que se utiliza como preflujos para remover carbonatos o trazas de los mismos con el fin de acondicionar a la roca previo al tratamiento principal.
- **VOLCANIC RM.-** El cual contiene ácido fluorhídrico el mismo que diluirá todos los finos de la formación, presentes en la zona productora.
- **CLAY FIX RM.-** Contiene cloruro de amonio + surfactantes + agente oligómero, el cual es un agente estabilizador de arcillas e impedirá que la formación se vuelva a tapar por arcillas, este bache de fluidos devolverá las propiedades químicas naturales de la roca luego de que el tren de ácidos haya reaccionado en la formación.

2.6 Diagrama del Pozo

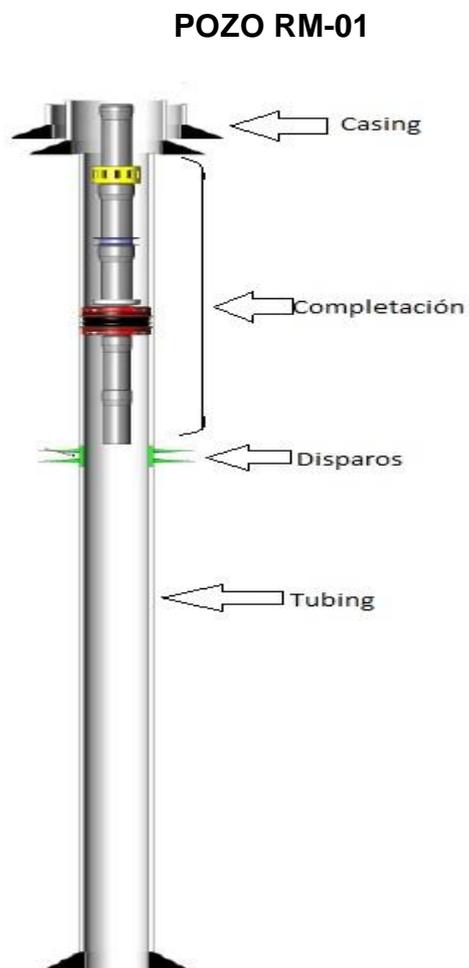


Figura 2.2 Diagrama del Pozo RM-01

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

2.7 Información del Pozo, Reservorio y Tubería

Tabla II Información del Pozo y del Yacimiento

Información pozo-arena Hollin (10716 ft- 10736 ft)	VALOR
Formación de Interés	Estimulación Matricial 1.5 "
Intervalo de Interés	10716 ft – 10736 ft
Litología	Hollin
Estado mecánico Formación de Interés	Si
Espesor neto	20 ft
Temperatura del Yacimiento	217 °F
Presión inicial del Yacimiento	3500 Psi aprox.
Pwf	945
Mecanismo primario de producción	Productor
Rango de permeabilidad	150 md
Porosidad promedio de la formación	14%
Daño	16

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

- **Información del Casing**

Tabla III Información del Casing

Casing				
Tamaño	Peso	Grado	Puesto Hasta	Observaciones
9 5/8"	68		7619 ft	Superficial
7"	47		9946"	Producción

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

- **Información de la tubería de Producción**

Tabla IV Información de la tubería de Producción

Tubería de Producción					
Tamaño	Peso	Grado	# de tubos	Puesto Hasta	Observaciones
-	-	-	-	16´	Elevación Mesa Rotatoria
3-12"	-	-	-	10650	PUP Joint

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

CAPÍTULO 3

3. PROCEDIMIENTO ESPECÍFICO DEL PROYECTO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR.

3.1 Notas Generales de Operación

- Antes de comenzar cualquier tarea, el JSA deberá ser revisado por el equipo de trabajo.
- Se tendrá en cuenta que el máximo número de personas que puede haber en la cabina de Coiled Tubing será de 4, incluyendo al supervisor y operador.

- Se asegurara que todas las conexiones hidráulicas estén propiamente hechas, ajustadas y aseguradas.
- Las pruebas de presión y la matriz de prueba de presión deberán ser ejecutadas según lo señalado en los procedimientos.
- Las pruebas de presión serán grabadas en el DAS o el MARTIN DECKER.
- Se utilizara agua o glicol en las pruebas de presión.
- Se verificara y asegurara que antes de toda operación el equipo esté en condiciones de acuerdo a los procedimientos y que todos los repuestos hayan sido identificados y estén disponibles.

3.2 Matriz de prueba de Presión

Tabla V Matriz de Prueba de Presión

Prueba	descripción	presión (psi)	tiempo (min)	Punto de Purga	Comentarios
1	Prueba de Línea	500/6500	10	Bleed Off Line	Probar hasta válvulas Lo-Torc
2	Prueba de Blind Rams	5000	10	Bleed Off Line	Cerrar Blind Rams
3	Prueba de Pipe Rams- Slip Rams**	5000	10	Bleed Off Line	Instalar barra de 1.5 cerrar pipe rams y slip rams
4	Prueba de Coiled Tubing Connector	5000	10	Válvula del Plato de pruebas	Relajar a contra pozo. Verificar torque del plato de pruebas
5	Prueba de integridad de todo el sistema	6500	10	Bleed Off Line	Probar todo el sistema instalado en cabeza

6	Prueba de Flapper Valve	2000	10	Bleed Off Line	Relajar presión hasta 1500 psi y relajar presión de CT a 0 psi
7	Stripper 1	500	5	W/T choke	
8	BHA Válvula Check**	2000	5	CT reel	Prueba de presión interna

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

- Indica que la prueba no se requiere si ya fue previamente aprobada.
- Para evitar el colapso del CT no exceder el máximo de 2000 psi de diferencial de presión.
- Barra de prueba requiere de las restricciones del NO-GO.
- Todas las pruebas a realizarse serán registradas, graficadas y firmadas con la descripción completa de la prueba, número de pruebas, hora, fecha y localización.
- Fluidos apropiados (glicol, agua) deberán ser usados para todas las pruebas.

3.3 Intervalos de Operación

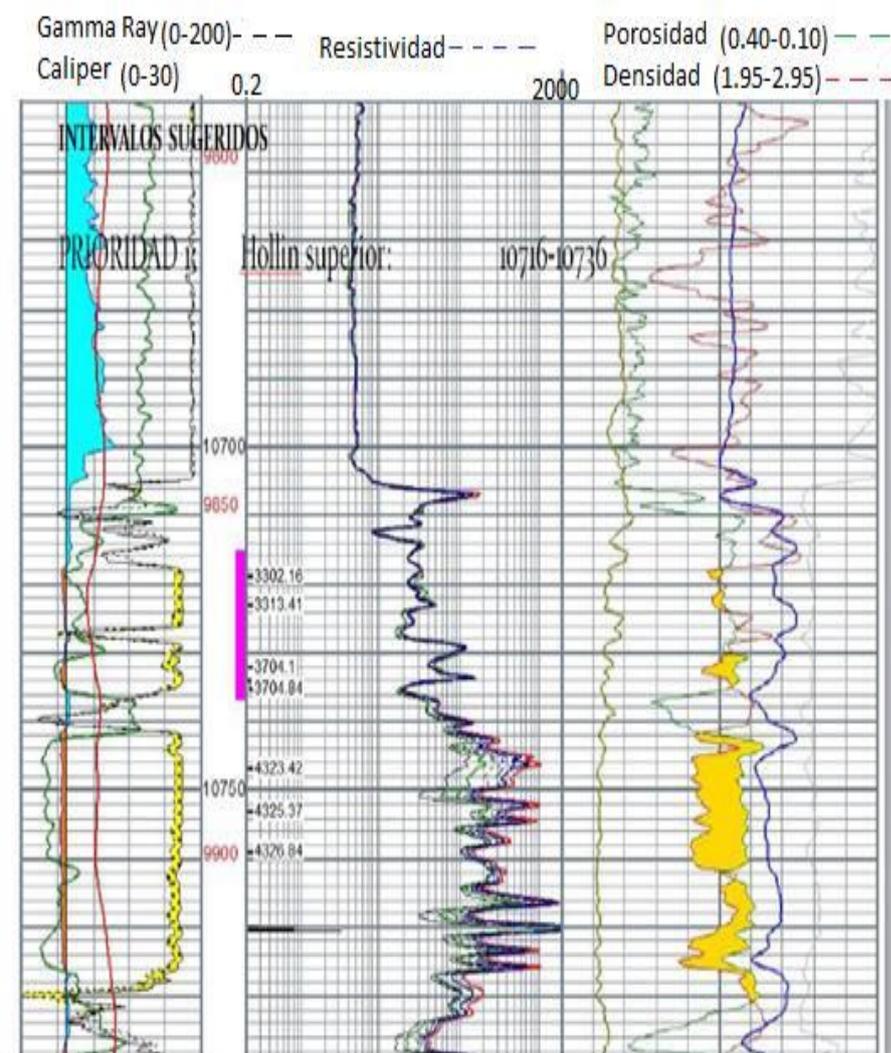


Figura 3.3 Intervalo de Operación

En la figura 3 se presentan las curvas de los registros eléctricos del pozo RM-01, se observan registros de resistividad y el registro de Gamma Ray natural. Se puede ubicar el intervalo de interés que comprende entre los 10716 fts a los 10736 fts, es decir 20 fts en los cuales se procederá a realizar

la estimulación matricial. De la formación de interés se puede observar que aproximadamente a la mitad del intervalo de interés (a 10726 fts) se encuentra una capa de arcillas (lutitas), las cuales dividen la formación de interés en areniscas compuestas aproximadamente de un 97% cuarzo tanto en la parte superior e inferior de dicha división.

El registro del caliper nos indica que justo por encima de la formación de interés se ha formado una caverna, la formación de interés se encuentra con presencia de arcilla lo cual hace que el registro de Gamma Ray tome valores bajos cosa que no sucede en la formación inferior que se encuentra más limpia por este motivo en dicha formación el registro de Gamma Ray toma valores altos.

Se puede corroborar mediante el registro de resistividad en el intervalo de interés, una lectura alta del mismo la cual nos indica la presencia de petróleo. Justo por debajo de la zona de interés, el registro Gamma Ray nos indica lecturas bajas debido a que disminuye el contenido de arcillas y se conoce que por debajo de la zona de interés existe un acuífero de fondo razón por la cual se prefiere producir en el intervalo superior para evitar una conificación temprana.

3.4 Procedimiento-Posicionar equipos, vestida y pruebas de presión

- Previamente se requiere que ingrese la unidad de slick line para retirar la standing valve y calibrar el pozo con un diámetro mayor al BHA a utilizar en el trabajo (desconector hidráulico 1.81 pulgadas).
- Ubicar la unidad de CT, unidad de bombeo, tanques para fluidos ácidos y solventes, tanques según el Layout preestablecidos. Cada cisterna y tanque debe tener su sistema de contención con diques que impidan los derrames de fluidos de tratamiento.
- Realizar el ring up hacia los tanques de ácidos y tanques de retorno tanto para la línea de tratamiento como para la bomba de fluidos. Instalar filtros y sensores de flujo y presión en línea de tratamiento.
- Armar equipo de la forma estándar para trabajos con alta presión.
- Instalar sistema hidráulico de CT desde el power pack hasta el inyector y BOP.
- Probar funcionamiento de BOP
 - RAM ciego
 - RAM cortador
 - RAM cuñas
 - RAM sellos

- Realizar pruebas de presión a RAM ciego y anulares al BOP siguiendo la matriz de prueba de presión.
- Instalar Coiled Tubing Conector y realizar pull test con 15000 lbf. Durante la prueba se debe verificar la calibración del indicador electrónico del peso, utilizando la presión hidráulica de las bombas del inyector (relación 12lb/psi).
- Bombear una esfera de 1 pulgada a través del CT y registrar el volumen de CT una vez que salga la esfera.
- Conectar BHA #1.
- Realizar un ring up de la cabeza inyectora sobre cabezal del pozo, asegurándolo con cadenas y anclada.
- Hacer el ring up del equipo de control del pozo (BOP) con sus conexiones hidráulicas y ejecutar pruebas de funcionamiento de RAMS de los preventores. Conectar las mangueras hidráulicas desde la cabina del CT/acumulador skid hasta las BOPs. Realizar inspección y pruebas de funcionamiento a las BOPs.
- Realizar flage sobre Tree Cap del árbol de producción. Armar válvula master y flow tee sobre crossover previamente instalado.
- Asegurar que todos los medidores de flujo, transductores (revisar) de presión y DAS están trabajando correctamente.
- Realizar prueba de presión según las especificaciones de la matriz de prueba de presión.

- Realizar un ring up de la cabeza inyectora sobre cabezal del pozo, asegurándolo con cadenas y anclada a muertos del CT.
- Abrir master valve y contar el número de vueltas; dejarlo reportado en el reporte de cabina (job log) y realizar el RIH del CT a una velocidad no mayor de 50 ft/min. Aplicando una lubricación apropiada sobre la tubería mientras se baja dentro del pozo (disminuir a 10-20 ft/min cuando se esté pasando restricciones según el estado mecánico y durante los primeros 50 fts de descenso). Realizar pull test cada 3000 fts dependiendo de los puntos de soldadura y o fatiga de la tubería; y verificar circulación bombeando intermitentemente salmuera ACONDICIONADOR RM a 1 bpm.
- Bajar CT hasta la profundidad de los disparos y realizar correlación hasta posicionar en la base de los perforados.
- Realizar mezcla de 10 bbl de CLAY FIX RM para proceder con prueba de inyektividad.
- Bombear 10 bbl de CLAY FIX RM y desplazar con 13 bbls de ACONDICIONADOR RM, con química en punta cerrar anular tubing-CTU y proceder con forzamiento a caudal mínimo. Ir aumentando el caudal de bombeo siempre y cuando la presión de cabezal se estabilice por lo menos 1000 psi por debajo de los límites operativos.

- Con la prueba de inyektividad realizada proceder con mezcla de tratamiento según lo pautado.
- Realizar bombeo de tratamiento a caudal mínimo e ir aumento sin exceder la presión de caudal máximo de 3500 psi.
- Realizar POOH de CT a superficie a no más de 50 ft/min (disminuir a 10-20 ft/min) cuando se esté pasando por restricciones según el estado mecánico y a 100 fts de llegar a superficie.
- Desconectar y desmontar cabeza inyectora

3.5 Distribución de localización y Diagramas Esquemáticos

- **CT Posicionamiento**

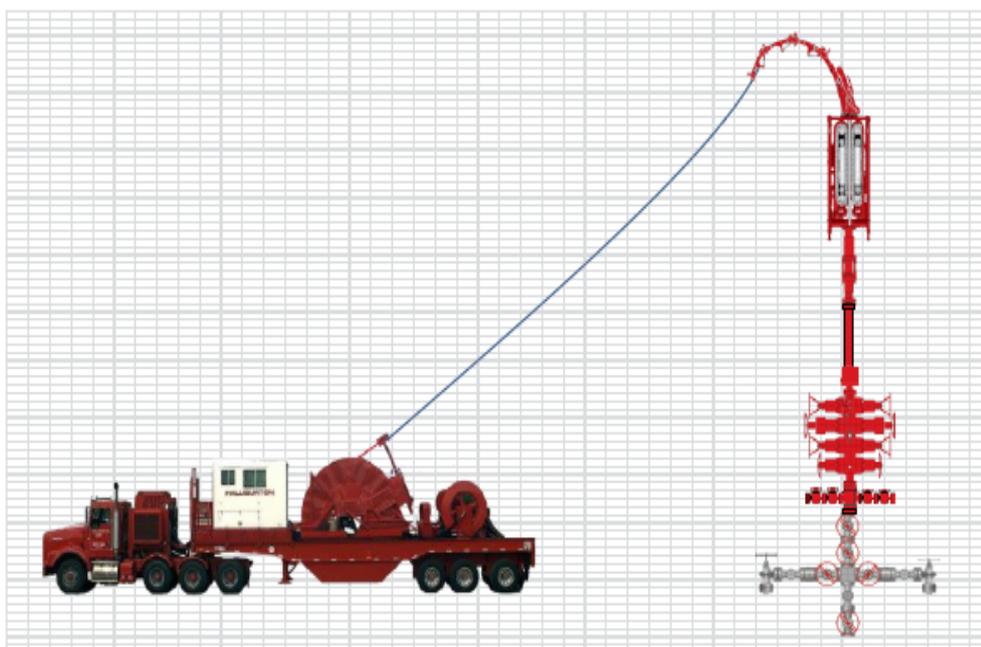


Figura 3.4 Posicionamiento de la unidad de Coiled Tubing

En la figura 4 observamos la unidad de Coiled Tubing cuando se posiciona a la cabeza del pozo justo por encima de la misma observamos el BOP (Blowout Preventor) del Coiled Tubing, seguido por la cabeza inyectora la cual cumple la función de introducir el Coiled Tubing dentro del pozo. Estas dos unidades (BOP y cabeza inyectora) son unidas mediante poleas al camión en el cual se encuentra un carrete de tubería flexible, justo al lado del carrete se encuentra la cabina de Coiled Tubing.

- Lay Out

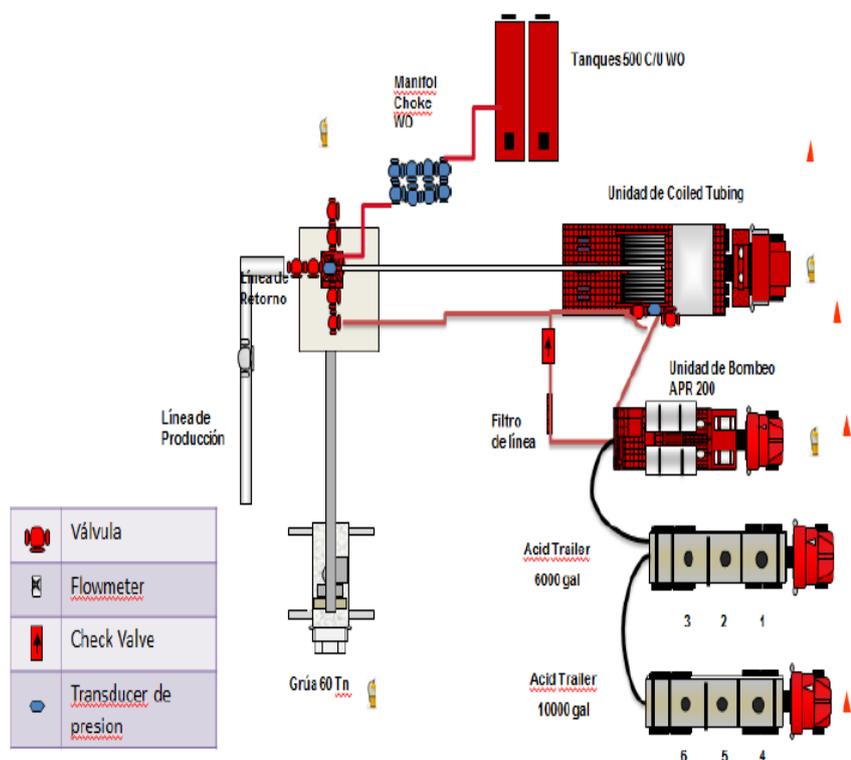


Figura 3.5 Lay Out

En la figura 5 se encuentra el diseño general de la disposición de las diferentes unidades como la Unidad de Coiled Tubing, Unidad de Bombeo, Tanques de ácidos y Grúas, así como de las facilidades de superficie como las líneas de producción, líneas de retorno, manifolds, choques y tanques dentro de la locación para realizar un trabajo de estimulación eficiente.

Tabla VI Químicos

COMPORTAMIENTO ACCID TANK	FLUIDO	VOLUMEN BBL
1	CLAYFIX RM	50
2	CLAYFIX RM	50
3	ACID	50
4	SCA	50
5	SOLVENTE RM	50

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

La tabla 6. Se observa las cantidades de ácidos que se usaran a lo largo de la estimulación matricial con la unidad de coiled tubing tomando como unidad de medida de volumen los barriles, cada uno de los fluidos se utilizaran cantidades iguales de 50 barriles.

- **Esquema de alta Presión de la vestida**

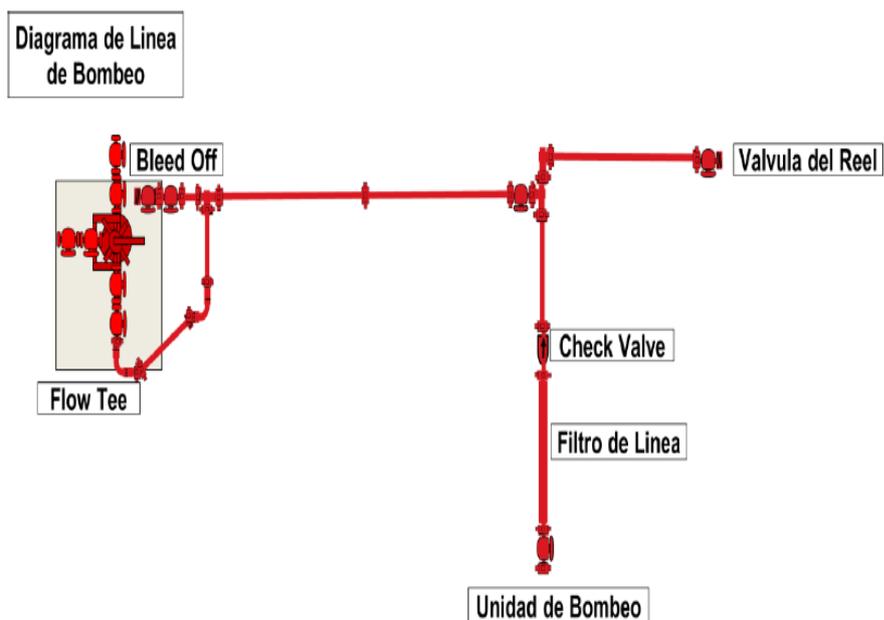


Figura 3.6 Esquema de alta Presión de la Vestida

En la figura 6. Se muestra un esquema general de la línea de bombeo cuando se maneja altas presiones, en dicho esquema se encuentran diferentes unidades como la unidad de Bombeo la cual se conecta a las facilidades de superficie tales como el filtro de línea, válvula check, válvula del Reel, flow tee (T de flujo), para así poder bombear los ácidos al pozo RM-01 y realizar el tratamiento.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE INGENIERÍA

4.1 Análisis Técnico

Parámetros Petrofísicos de la formación Arena Hollín Superior (10716 - 10736) ft

Tabla VII Parámetros Petrofísicos de la formación Arena Hollín Superior

Parámetros	Arena Hollín Superior
Presión del yacimiento (Pr)	3500 psi
Presión del fondo fluyente (Pwf)	945 psi
Factor volumétrico del Petróleo (β)	1.1334 rb/Stb
Viscosidad del Petróleo (μ)	7.07 cp
Permeabilidad de la formación (K)	150 md
Espesor de la arena (h)	20 ft
Radio del Pozo (rw)	0.29 ft
Radio de drenaje (re)	1050 ft
daño de la formación previo a la estimulación (s)	16
daño de la formación después de la estimulación (s)	3
Caudal previo a la estimulación (q1)	280 bbl/d
Caudal después de la estimulación (q2)	605.16 bbl/d

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

4.1.1 Simulación de Tratamiento de Ácidos

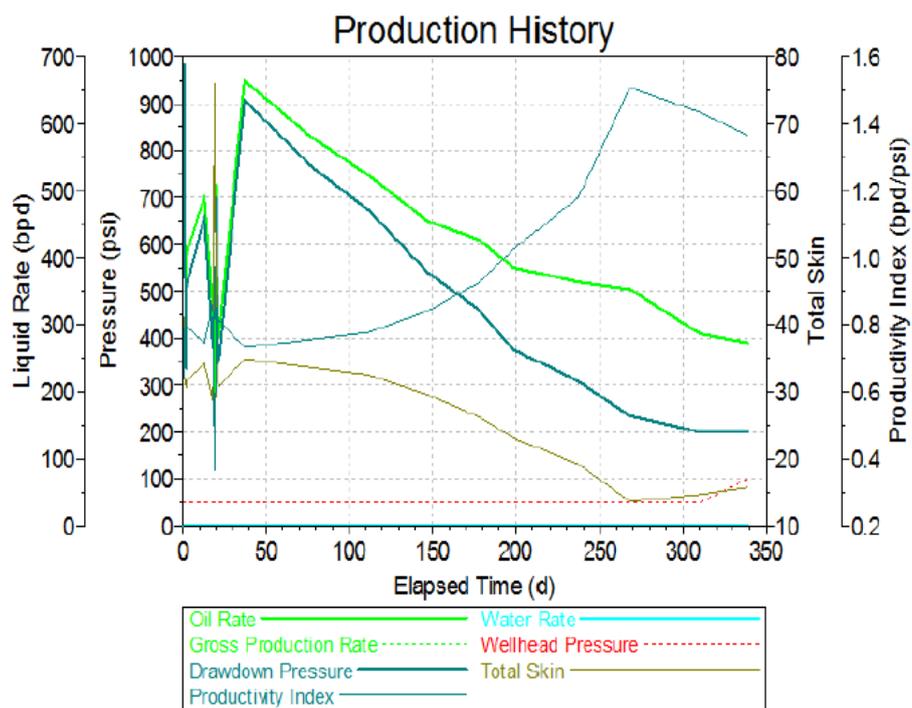


Figura 4.7 Historial de Producción previo a la Estimulación

En la siguiente figura se presenta el historial de producción registrado durante 350 días antes de la estimulación matricial, se muestra los siguientes parámetros:

- **Factor de piel total (skin factor):** Se puede apreciar en la figura 12 que el skin factor es altamente positivo indicando presencia de daño

de formación, inicialmente el daño era de 30 y justo antes de realizar la estimulación matricial tuvo un valor de 16. Para lograr bajar el daño inicial a 16 la operadora realizó una estimulación ácida. El daño puede ser causado por migración de finos durante la producción y también se cree que puede ser atribuido a operaciones de reacondicionamientos anteriores donde el fluido de control pudo haber invadido la formación el cual fue uno de los causantes del daño (el fluido de control pudo reaccionar con la formación o la turbidez no fue menor a 10 NTU).

El objetivo de este trabajo es reducir el daño de formación de 16 a 3, con ello aumentar la producción o disminuir la caída de presión para producir la misma tasa anterior.

- **Caudales de producción:** En la figura 12 se muestra que el caudal total inicial es de 395 bpd y el caudal total al momento antes de iniciar la estimulación matricial era de 275 bpd. para analizar este comportamiento debemos considerar que si el yacimiento es subsaturado entonces $Q=IP*\Delta P$. Si observamos la curva de producción de petróleo esta disminuirá con el tiempo debido a la disminución del Drawdown (en mayor proporción al aumento del IP).
- **Caudal de Agua:** En el campo espol el corte de agua oscila entre un 30 a 35% promedio de la producción total de líquido del yacimiento.

- **Presión de Cabeza:** Se observó en la figura 12 que la presión de cabeza aumentó debido a un estrangulamiento que realizaron en la cabeza del pozo con el fin de disminuir la velocidad de fluido a producir para evitar que el daño aumente debido a la erosión de la formación causada por la turbulencia de una alta velocidad de flujo de fluido.
- **Índice de Productividad:** el IP está relacionado directamente con las propiedades petrofísicas de la formación, es proporcional a la permeabilidad absoluta de la formación, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, por ende si la viscosidad del fluido no cambia sustancialmente en el yacimiento, el IP va a variar en función de la permeabilidad que aumentará cuando se limpie en la formación luego de la estimulación y finos migren hacia las gargantas porales. En la figura 12. se puede apreciar que el índice de productividad aumenta debido a que la caída de presión disminuye, dicha caída es causada por la estrangulación en la cabeza del pozo con el fin de limpiar al pozo después del tratamiento que se le ha realizado, y para evitar la excesiva migración de finos causadas por las altas tasas de producciones que ocasionan un flujo turbulento.

4.1.2 Análisis de SKIN vs. TIEMPO

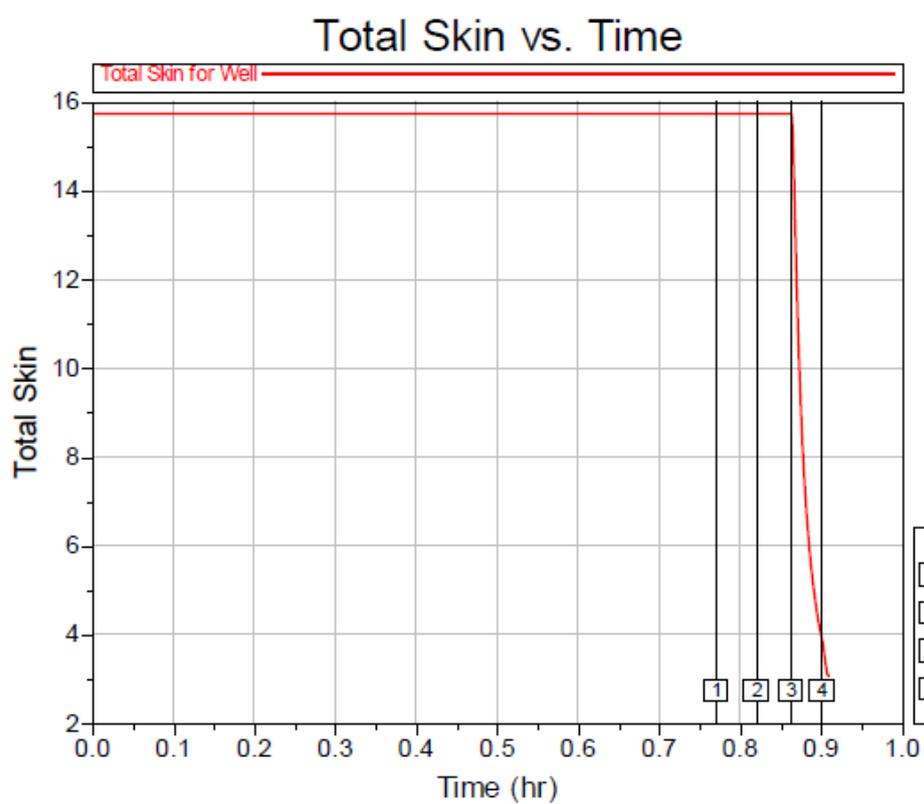


Figura 4.8 Daño vs Tiempo de reacción del químico

De acuerdo a las propiedades de los fluidos que se utilizan en la acidificación, la penetración del ácido como la velocidad de reacción del ácido son factores determinantes al momento de realizar una correcta estimulación matricial.

Al momento de realizar una correcta penetración del ácido en formaciones de dolomitas y calizas deberemos tener en cuenta el régimen de reacción del ácido con la formación, el régimen de pérdida de fluido con la formación y la velocidad del ácido al momento de penetrar. La mayoría de los expertos coinciden en cuando el primer incremento de ácido inyectado ha sido completamente neutralizado (deja de reaccionar). A medida que posteriores incrementos de ácidos activo cumplen con la tarea de reaccionar con las caras de la fractura, no penetran más allá, desde el borde del pozo, que el primer incremento ácido.

Otro factor importante para una correcta estimulación, es la velocidad de reacción del ácido con la formación, esta reacción va a depender de la temperatura de la formación, de la presión, tipo y concentración del ácido y el tipo de formación. Cabe recalcar que altas velocidades de reacción son empleadas para eliminar daños en el borde o cercanos del pozo.

El tratamiento con ácido puede reducir varias clases de resistencias al flujo, tales como:

- Baja permeabilidad natural
- Conductividad limitada de fracturas
- Daños de formación por fluidos de perforación
- Daños por arcillas hinchadas
- Permeabilidad reducida en las cercanías del pozo
- Reducción del diámetro efectivo del tubing

En el figura 13. Observamos la representación gráfica de cómo evoluciona el daño con respecto al tiempo en horas, antes de iniciar la operación de estimulación observamos que el daño en la formación (S) es de 16, conforme el ácido penetra en la formación y va reaccionando químicamente con la misma se observa como el skin factor disminuye hasta un valor de 3.

4.1.3 Químicos de Fondo

Tabla VIII Etapa en el fondo

ETAPA EN EL FONDO		T(H)
1	SOLVENTE RM	0.77
2	ACONDICIONADOR RM	0.82
3	ACONDICIONADOR RM2	0.66
4	VOLCANIC RM	0.90

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

- **SOLVENTE RM.-** Este solvente nos ayuda a remover las incrustaciones que provienen de los hidrocarburos pesado como parafinas y asfaltenos, en la tabla 8. Nos muestra el tiempo en el cual el agente reacciona a medida que se inyecta el tratamiento en la formación es de 0.77 horas, este disminuirá el daño a 3.

- **ACONDICIONADOR RM.-** El acondicionador que se describe a continuación tomado de la tabla 8 es un ácido orgánico que se utiliza como prefluo para remover todos los carbonatos o trazas de los mismos de la formación con el objetivo de acondicionar a la roca antes de realizar el tratamiento principal. En la tabla 8. Nos indica el tiempo de reacción en el cual actúa el acondicionador con la formación es de 0.88 horas, y así mismo junto con los otros ácidos actuarán para reducir el daño de formación a 3.
- **Acondicionador RM2.-** este acondicionador es un agente químico compuesto por cloruro de amonio y surfactantes el cual nos ayudara a estabilizar las arcillas e impedirá que la formación se vuelva a taponar con arcillas, este bache de fluido devolverá las propiedades químicas naturales de la roca luego de que el tren de ácidos haya reaccionado con la formación. En la tabla 8 nos indica que el acondicionar RM2 tiene un tiempo de reacción con la formación de 0.66 horas.
- **Volcanic RM.-** Este agente está compuesto por ácido fluorhídrico el mismo que diluirá todos los finos de formación presentes en la zona productora. En la tabla 8 nos indica que este ácido tiene un tiempo de reacción de 0.90 horas.

4.1.4 MINERALOGÍA

Tabla IX Mineralogía

Mineral	Hollin superior a 10716 ft	Contenido Promedio % para pozo
Caolinita	1.0	1.0
Feldespato	1.0	1.0
Pirita	1.0	1.0
Cuarzo	97.0	97.0

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

Por teoría, sabemos que la mayoría de las formaciones productoras en el oriente ecuatoriano son formaciones de areniscas que están compuestas principalmente de partículas de cuarzo, ligadas entre sí por varias clases de materiales cementantes, carbonatos, sílice y arcilla.

En la tabla 9 nos indica la mineralogía de la zona hollín inferior aproximadamente a 9878 ft con una participación mayor del Cuarzo en un 97% del contenido promedio para el pozo. El ácido fluorhídrico reacciona con areniscas, sedimentos, arcillas y la mayoría de los lodos de perforación, ha sido hallado efectivo para eliminar daños de formaciones en la estimulación de yacimientos de areniscas (cuarzo).

4.1.5 GRÁFICO PRESIÓN VS. TIEMPO

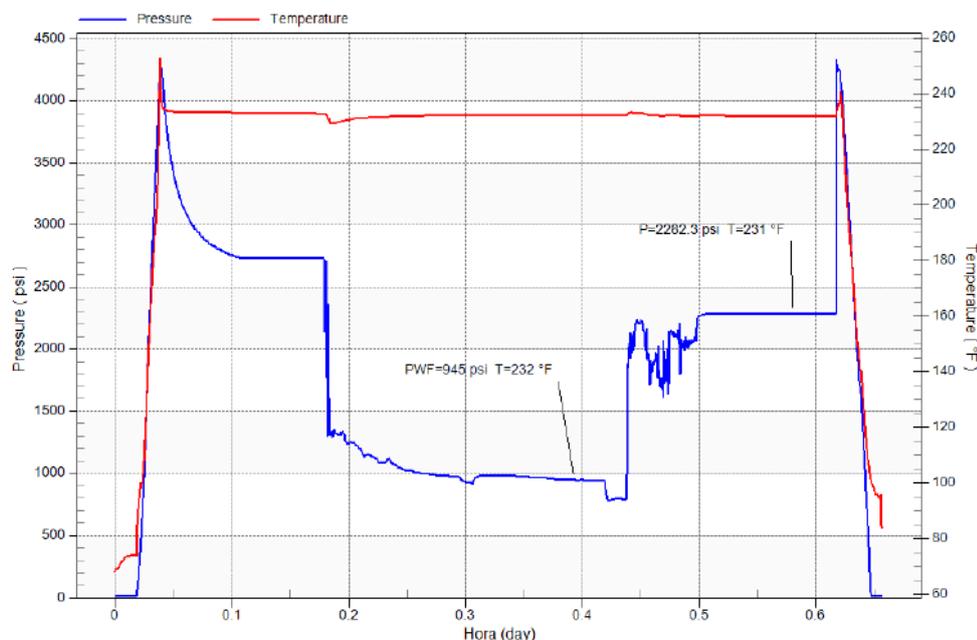


Figura 4.9 Presión y Temperatura vs Tiempo

En la figura 14. Se observa el gráfico del historial de presiones y temperatura registrado durante una prueba de Build up para cuantificar el daño en el sistema pozo-yacimiento. En el gráfico, la línea azul nos indica la presión a través del tiempo que dura la estimulación y la línea roja nos indica la temperatura durante el proceso el cual se denota que en su mayoría se mantiene constante a 232 °F.

La caída de presión necesaria para producir 280 bbl de fluido es de 1400 psi indicando que existe un alto daño de formación. Otro indicio del alto skin

factor es la restauración repentina de la presión justo después de que el pozo se cierre.

4.1.6 Estabilidad de Minerales en la formación

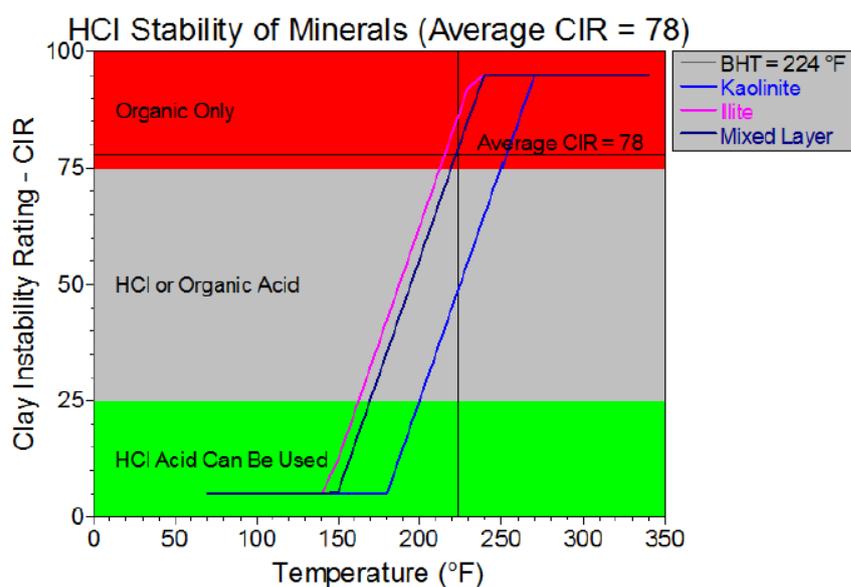


Figura 4.10 Estabilidad de Minerales en la Formación

En la figura 15. Encontramos un gráfico que nos muestra la clasificación de la estabilidad de las arcillas(CIR), nos muestra cómo está consolidada las arcillas con respecto a la temperatura, tomando en cuenta minerales como la caolinita, illita y una capa compuesta(homogénea), la línea azul claro nos indica la caolinita, la línea rosada nos indica la illita, la línea azul oscura nos indica una capa compuesta y la línea negra nos indica el BHT(Bottom Hole Temperature) en este caso nos da un BHT de 224°F, también nos indica que

el promedio de estabilidad de las arcillas luego de realizado el tratamiento ácido es aproximadamente 78%. El objetivo de realizar este gráfico es mediante la clasificación decidir qué tipo de ácido se debería usar con respecto al valor del CIR y teniendo en cuenta el tipo de mineral, en este caso se clasifican en 3 sectores, el primer sector se puede usar solo ácido orgánico si el CIR es mayor a 75% para los 3 diferentes minerales tomando en cuenta el BHT en este caso solo encontramos illita y una capa compuesta ya que nuestro yacimiento contamos con un CIR de 78%, la segunda sección se puede usar HCL(ácido clorhídrico) o ácido orgánico si el CIR se encuentra entre (25-75%) y la tercera sección solo se deberá usar HCl en caso de que el CIR sea menor a 25%.

4.1.7 Análisis IP

- **IP antes de Estimulación**

Tabla X Datos de Presión y Caudal antes de la estimulación

caudal	presion
0	3500
383,58	0

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

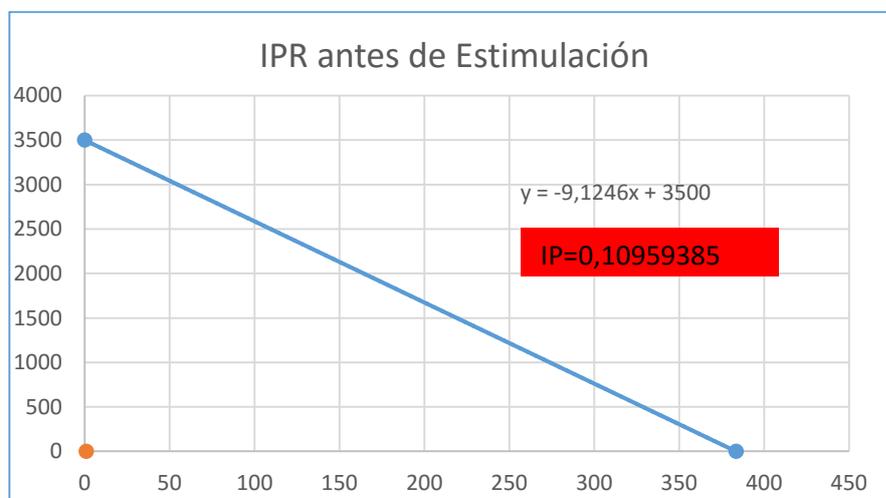


Figura 4.11 IPR previo a la Estimulación

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la figura 11 se realiza una gráfica IPR, en el cual se gráfica Presión vs Caudal pero en este caso se toman los datos previo a la estimulación matricial, tomando en cuenta que el daño inicialmente era de 16, usando $P_r = 3500$ psi y con un caudal máximo de 383.56 bbl/d, graficando estos datos se obtuvo un $IP = 0.1095$ el cual es bajo debido a que se tenía un daño considerable en el pozo RM-01.

- **IP después de estimulación**

Tabla XI Datos de Presión y Caudal después de la estimulación

Caudal	Presión
0	3500
828,99	0

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

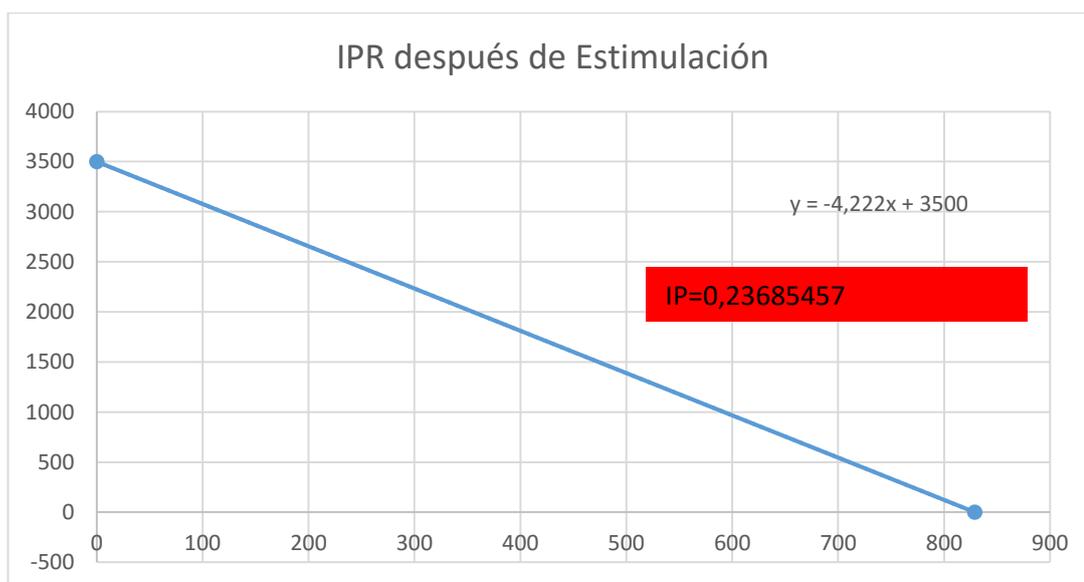


Figura 4.12 IPR después de la Estimulación

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la figura 12 se realiza una gráfica IPR, en el cual se gráfica Presión vs Caudal pero en este caso se toman los datos después de haber estimulado matricialmente al pozo RM-01 tomando en cuenta que el daño inicialmente era de 16 pero debido a la estimulación se redujo el daño a 2. Usando $P_r=3500$ psi y con un caudal máximo de 828.99 bbl/d, graficando estos datos se obtuvo un $IP=0.2368$ el cual es m.as del doble del valor el IP antes de la estimulación.

4.1.8 Cálculos

a. Caudales

- Caudal previo a la estimulación

$$Q = \frac{(P_r - P_{wf}) \cdot K \cdot h}{141.2 \beta \mu [\ln(r_d) + S]}$$

$$Q = \frac{(3500 - 945) \cdot 150.20}{141.2(1.1334)(7.07)[\ln(1050/0.29) + 16]}$$

$$Q = 280 \text{ bbl/d}$$

- **Caudal después de la estimulación**

$$Q = \frac{(3500 - 945) \cdot 150.20}{141.2(1.1334)(7.07)[\ln(1050/0.29) + 3]}$$

$$Q = 605.16 \text{ bbl/d}$$

- b. Caída de Presión Adicional por efecto de daño**

- **Antes de estimulación**

$$\Delta P_s = \frac{141.2 * q * \beta * \mu * S}{K * h}$$

$$\Delta P_s = \frac{141.2 * 280 * 1.1334 * 7.07 * 16}{150 * 20}$$

$$\Delta P_s = 1689.63 \text{ psi}$$

- **Después de Estimulación**

$$\Delta P_s = \frac{141.2 * q * \beta * \mu * S}{K * h}$$

$$\Delta P_s = \frac{141.2 * 605.19 * 1.1334 * 7.07 * 3}{150 * 20}$$

$$\Delta P_s = 684.74 \text{ psi}$$

c. Caída de Presión ideal asumiendo que no hay daño en la formación

- ΔP_{ideal}

$$\Delta P_{ideal} = \frac{141.2 * q * \beta * \mu * [\ln(\frac{r_e}{r_w})]}{k * h}$$

$$\Delta P_{ideal} = \frac{141.2 * 280 * 1.1334 * 7.07 * [\ln(\frac{1050}{0.29})]}{150 * 20}$$

$$\Delta P_{ideal} = 865.35 \text{ psi}$$

d. Caída de presión total en todo el yacimiento

- Previo a Estimulación

$$\Delta P_{total} = \Delta P_s + \Delta P_{ideal}$$

$$\Delta P_{total} = 1689.63 \text{ psi} + 865.35 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{total} = 2554.98 \text{ psi}$$

- **Después de la Estimulación**

$$\Delta P_{total} = \Delta P_s(\text{despues de estimulación}) + \Delta P_{ideal}$$

$$\Delta P_{total} = 684.74 \text{ psi} + 865.35 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{total} = 1550.09 \text{ psi}$$

e. Caída de presión total

Energía que evita desperdiciar para producir la misma Tasa.

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{total}(\text{antes}) - \Delta P_{total}(\text{despues})$$

$$\Delta P_{total} = 2554.98 \text{ psi} - 1550.09 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{total} = 1004.89 \text{ psi}$$

f. Producción Ganada

Es la producción que se ganara gracias a la estimulación que se realizara.

$$Q_{ganada} = Q_{de} - Q_{ae}$$

$$Q_{ganada} = 605.19 \frac{\text{bbl}}{d} - 280 \frac{\text{bbl}}{d}$$

$$Q_{ganada} = 325.19 \frac{bbl}{d}$$

Nota: El campo espol cuenta con un corte de agua que oscila entre los 30 a 35% promedio de la producción total de líquido del yacimiento.

Asumiendo que el corte de agua es 33%

Caudal de agua= (corte de agua) x (Producción Ganada)

$Q_{agua} = W_c \times Q_{ganada}$

$Q_{agua} = (0.33) \times (325.19 \text{ bbl/d})$

$Q_{agua} = 107.31 \text{ bbl/d}$

Se procede a calcular el caudal ganado pero solo de petróleo:

$Q_{oil} = Q_{ganado} - Q_{agua}$

$Q_{oil} = (325.19 \text{ bbl/d}) - (107.31 \text{ bbl/d})$

$Q_{oil} = 217.88 \text{ bbl/d}$

- **Tabla de Resultados**

Tabla XII tabla de Resultados

Resultados	Antes de Estimulación	Después de Estimulación
Caudal (bbl/d)	280	605,16
IP(bbl.d/psi)	0,1095	0,2368
S	16	3
ΔP_s (psi)	1689,63	684,74
ΔP^* total(psi)	2554.98	1550.09
ΔP total(psi)	1004.89	
Caudal ganado (bbl/d)	325.19	
ΔP ideal(psi)	865.35	

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

Una vez realizado todos los cálculos correspondientes y haber analizado cada una de las gráficas previo y posterior a la estimulación matricial podemos dar nuestra opinión que la operación realizada vista de manera técnica obtuvo los resultados esperados, es decir, se pudo reducir el daño de la formación de 16 a un valor mínimo de 3 con lo cual se pudo mejorar la producción de 280 bbl/d a un valor de 605.19 bbl/d usando la misma caída de presión debido a que la permeabilidad en la zona cercana al pozo ha aumentado con la estimulación matricial. Esto se refleja en las gráficas de

IPR realizadas tanto previo a la estimulación como después de haber realizado la estimulación.

Se calculó la caída de presión total que significa en otras palabras la energía que evitamos desperdiciar para producir a una misma tasa. Y por último se calculó la producción que voy a ganar gracias a la estimulación matricial realizada en el pozo RM-01 dando como resultado un $q=325.19$ bbl/d.

4.2 Análisis Económico

4.2.1 Distribución de Costos Operacionales

Tabla XIII Distribución de Costos Operacionales

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	Materiales para Estimulación en hollín superior			
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
SOLVENTE RM	Gal	882	4.460	3933,720
ACONDICIONADOR RM	Gal	2772	0.900	2.495
ACONDICIONADOR RM2	Gal	1008	3.700	3.730
VOLCANIC RM por galón	Gal		13.090	11.875,248
			SUBTOTAL MATERIALES	22033,37
			TOTAL US\$	22033,37

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la tabla 12 se encuentra la distribución de costos operacionales tomando en cuenta solo los ácidos que se utilizarán a los largo del tratamiento para

realizar una correcta estimulación matricial en Hollín Superior, tomando en cuenta la cantidad necesaria medida en Galones, el precio unitario por galón y el precio total por cada ácido, dándonos un valor total de costos de ácidos de \$22033.37

- **Costos de Unidad de Coiled Tubing**

Tabla XIV Costos de Unidad de Coiled Tubing

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	Servicio, Unidad de coiled tubing para Estimulación en hollín inferior			
	UND.	Can.	Precio Unitario	Precio Total
Descripción	UND.	Can.	Precio Unitario	Total
UNIDAD DE COILED TUBING				
Viaje de ida. por Km	Km	32,3	5,02	162,22
Cargo Básico 1era 8 h.	unidad	1	3706,5	3706,50
Hora o fracción	Hora	1	210,27	210,27
Por pie	Pie	10736	0,43	4616,48
Enjuagador de Caucho	Unidad	1	137,14	137,14
1,5"	Trabajo	1	10590,13	10590,13
Bom. Flu. Cor. iny./ gal	Galón	2016	0,16	322,56
Bom. Sol. Armo.	Galón	882	0,16	141,12
Cabeza de control	Unidad	1	429,66	429,66
Primeras 24 horas	Unidad		7260,58	0,00
Tubing descon.	Unidad	1	227,79	227,79
		Total de Servicios		20543,87

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la tabla 13 encontramos los costos de la unidad de Coiled Tubing, tomando en cuenta varios factores entre los más importantes tenemos el coiled tubing de 1.5", también tenemos el costo por las primeras 24 horas como también para tener en consideración el cargo básico (primera 8 horas o fracción) y otros elementos más contando las unidades, las distancias recorridas, el tiempo y el precio unitario. Sumando todo este gasto nos da un precio total por toda la unidad de Coiled Tubing de \$20543.87.

- **Costos de la Unidad de Bombeo**

Tabla XV Costos de la Unidad de Bombeo

DESCRIPCIÓN	DEL	Servicio, Unidad de Bombeo para Estimulación en hollín inferior		
SERVICIO				
Descripción	Unidad	Cantidad	Pr. Uni	Pr. Total
UNIDAD DE BOMBEO				
Viaje de ida por Km	Km	32,314	4,99	161,25
1eras 4 horas o fracción	unidad	1	2495,44	2495,44
Unidad acidificadora	Hora	1	93,67	93,67
Primeros 2000 galones	Galón	2000	0,88	1760,00
2001 a 4000 galones	Galón	16	0,93	14,88
4001 galones en adelante	Galón		0,93	0,00
Primeros 2000 galones	Galón	882	0,69	608,58
Tanques para ácidos	Unidad	2	667,68	1335,36
Sus. de 2 7/8" hasta 7"	Unidad	1	64,96	64,96
Kilometraje trans. de tanq	Km	64,628	2,50	161,57
Operador por trabajo	Día	1	807,50	807,50
Ayudantes e Ingenieros	Día	1	1852,50	2755
Supervisor de fracturamiento,	Día	1	902,50	902,50
			Total de Servicios	11623,63

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la tabla 14 encontramos los costos de la unidad de Bombeo, tomando en cuenta varios factores entre los más importantes tenemos el cargo básico (primeras 4 horas o fracción), también tenemos ayudantes por trabajo (mínimo 3) como también para tener en consideración un supervisor de fracturamiento (por trabajo) y otros elementos más contando las unidades, las distancias recorridas, el tiempo y el precio unitario. Sumando todo este gasto nos da un precio total por toda la unidad de Coiled Tubing de \$11623.63.

4.2.2 Análisis Costo-Beneficio de Operación de Estimulación.

- **Costos de Operación**

Tabla 1 Análisis Costo-Beneficio de Operación de Estimulación

	Descripción	Costo
1	ACIDOS	\$22033,37
2	SERVICIO COILED TUBING UNIT	\$20543,87
3	SERVICIO UNIDAD DE BOMBEO	\$11623,63
	TOTAL \$	\$54200,87

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la tabla 15 tenemos una distribución de costos general, la cual nos indica cuanto se gastó en las 3 partes importantes de toda la operación, primero está el costo de los ácidos con un total de \$22033.37 que nos representa un 40.65% de los costos de toda la operación seguidos del servicio de Coiled Tubing con un total de \$20543.87 que nos representa un 37.90% de los costos de toda la operación y finalmente tenemos el servicio de la unidad de Bombeo con un total de \$11623.63 que nos representa un 21.44% de los costos de toda la operación. Dándonos un total global de \$54200.87 que es el costo total por llevar a cabo toda la operación de una estimulación matricial con unidad de Coiled Tubing.

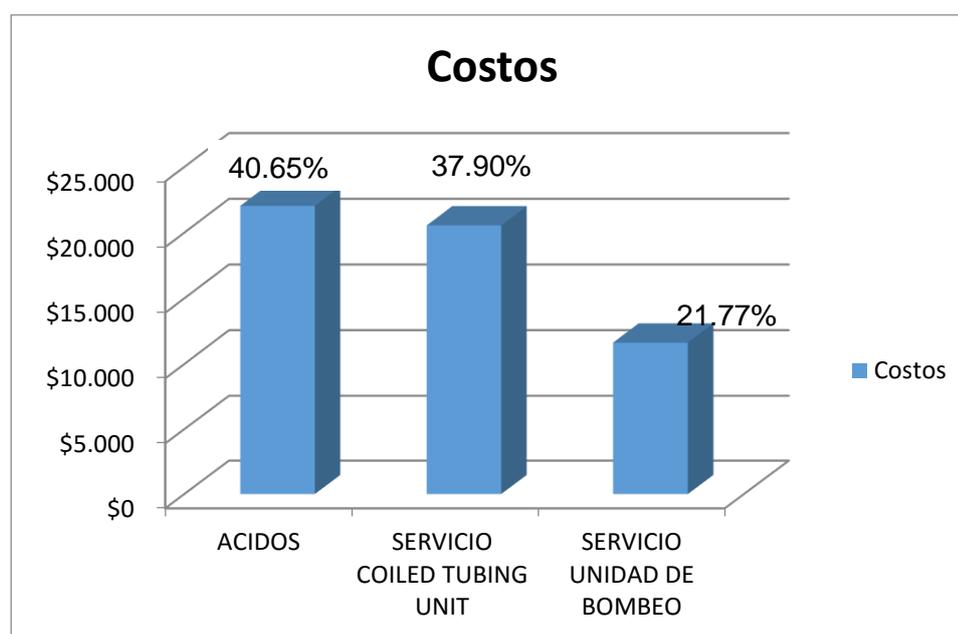


Figura 4.13 Histograma de Costos

Fuente: Elaborado por Ricardo Ayala y Marlon García

En la figura 13 se realizó un Histograma de Costos para los Ácidos con un gasto del, Servicio de Coiled Tubing Unit y Servicio de Unidad de Bombeo, observando que en los que más se gastó fue en los ácidos, seguidos del servicio de coiled tubing unit y finalmente del servicio de unidad bombeo.

- **Beneficios y Recuperación de Inversión**

Se tomará en cuenta un escenario en el análisis para recuperar la inversión de toda operación, el primer escenario tomaremos en cuenta un precio de barril de petróleo de abril del 2015 fecha en la cual se realizó la operación.

- **Cálculos**

Precio del barril de petróleo WTI: \$57.15

**Penalización para el barril de petróleo ecuatoriano (crudo Oriente):
\$7.50**

Precio Oficial del barril de crudo Napo (incluido la penalización): \$49.65

- **Producción Ganada**

$$Q_{ganada} = Q_{de} - Q_{ae}$$

$$Q = 605.19 \frac{bbl}{d} - 280 \frac{bbl}{d}$$

$$Q = 325.19 \frac{bbl}{d}$$

Con este Caudal de Producción ganada de $Q=325.19\text{bbl/d}$ y asumiendo un corte de agua de un 33% de ese caudal de esa Producción ganada calculamos el caudal de petróleo y en qué tiempo se recuperó la inversión de toda la operación de estimulación matricial con coiled tubing.

Caudal de agua= (corte de agua) x (Producción Ganada)

$Q_{\text{agua}}=W_c \times Q_{\text{ganada}}$

$Q_{\text{agua}}= (0.33) \times (325.19 \text{ bbl/d})$

$Q_{\text{agua}}= \mathbf{107.31 \text{ bbl/d}}$

Se procede a calcular el caudal ganado pero solo de petróleo:

$Q_{\text{oil}}= Q_{\text{ganado}} - Q_{\text{agua}}$

$Q_{\text{oil}}= (325.19 \text{ bbl/d}) - (107.31 \text{ bbl/d})$

$Q_{\text{oil}}= \mathbf{217.88 \text{ bbl/d}}$

Nota: asumiendo un **costo de producción por barril de \$16**

Precio de Recuperación de la Inversión (PRI)= Q_{ganado} (solo petróleo) *

(Precio del barril de petróleo- Costo de producción por barril)

$\mathbf{PRI= (217.88 \text{ bbl/d}) * (\$49.65 - \$16)}$

$\mathbf{PRI= \$7331.66 \text{ por día}}$

Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI): Costo total de la Operación (CTO)/Precio de Recuperación de la Inversión (PRI)

TRI= CTO/PRI

TRI= \$54200.87/\$7331.66 por día

TRI= 7.39 días se recuperó toda la inversión por la operación.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Antes de realizar el tratamiento, el daño de formación (S) era de 16, luego de haber realizado la estimulación matricial ácida con la unidad de coiled tubing, el daño se redujo a 3, como resultado de esto, las caídas de presiones disminuyeron; la caída de presión adicional por efecto de daño antes del tratamiento de estimulación fue 1689.63 psi y posterior al tratamiento fue de 684.74 psi; y la caída de presión total antes del tratamiento fue 2554.98psi y posterior al tratamiento fue de

1550.09 psi, lo cual nos indica que necesitaremos menos energía para producir el mismo caudal, es decir aumentamos la producción manteniendo la caída de presión.

- Desde el punto de vista económico el tratamiento de estimulación acida llevado a cabo en el pozo RM-01 es rentable, pues permite aumentar los ingresos totales para la compañía operadora, al aumentar la producción (agua más petróleo) en 325.19 bbl/d. El costo total del tratamiento es de \$54200.87, con el incremento de la producción y considerando el precio del barril de petróleo incluido el castigo al crudo ecuatoriano a la fecha de abril del 2015 en \$49.65 y asumiendo un costo de producción de \$16 por cada barril producido, considerando un corte de agua de un 33% y calculando el caudal de solo petróleo de la producción ganada nos da un total de 217.88 bbl/d, a este caudal se lo multiplica por el precio del barril de petróleo (considerando la penalización y el costo por barril producido) y así se concluyó que para recuperar la inversión se necesitó aproximadamente 7.5 días.
- Se utilizó la unidad del coiled tubing para realizar el tratamiento ácido debido a que con este equipo podemos focalizarnos en realizar el tratamiento en zonas específicas, en nuestro caso la formación de

interés comprende 20 fts de espesor ubicados entre los 10716 fts y 10736 fts de profundidad.

- El factor más importante para la utilización de la unidad de coiled tubing dependiendo de la técnica que se utilizó, se podrá inducir al pozo más rápido, para así evitar que se formen precipitados insolubles en la zona cercana al pozo, ocasionado por acciones secundarias debido a un ácido gastado.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda no producir el pozo a tasas muy altas (q mayor a 650 bbl/d) debido a que este genera velocidad muy altas en la cara de la arena provocando turbulencia lo cual ocasionará migración de finos los mismos que tapan las gargantas de los poros.
- Se recomienda no producir con menos de los 945 psi de P_{wf} para así evitar que el yacimiento se conifique (se canalice el agua hacia el pozo) y para evitar la presencia de gas libre en el yacimiento.

ANEXO A

- Bottom Hole Assembly Sheet.

Tool Description		Tool O/D	Tool I/D	Length
Roll on connector 1-1/2" coil		1.500	0.750	0.40
Double Flapper Check Valve		1.750	0.870	1.47
Hydraulic Disconnecter		1.810	0.625	0.98
Nozzle		1.750	N/A	N/A

ANEXO B

- Receta Química

Fluido para el test de inyectividad

Fluido de control	Volumen: 2520gal 60bbl	Cantidad d Mezcla
Agua	995 GPT	2507.00 gal
Cloruro Amonio	423.0 lb/mgal	1065.96 lb
Loxy	5 GPT	13.00 gal

SolventeRM	Volumen: 882 gal 21 bbl	Cantidad d Mezcla
JPG	55%	508 gal
Cleo	34%	330 gal
Hydra	1%	9 gal
Mezcla solventes	4%	35 gal

Preflujo

ClayRM5	Volumen: 882gal	Cantidad Mezclar
	21bbl	
Agua fresca filtr.		833 gal
Cloruro Amonio	423 lb/Mga	385 lbs
Agente Oligómero	10 gal/Mga	9 gal
Mez. Disolventes	40 gal/Mg	35 gal
Loxy	5 gal/Mgal	5 gal

Ácido Orgánico

Acondicionado	Volumen: 1008gal	Cantidad Mezclar
	24 bbl	
Agua fresca filt	940 gal/Mg	802 gal
Loxy	0.50%	6 gal
Mz. Disolventes	40 gal/Mga	40 gal
MSA II	0.10%	2 gal
Pen 88	0.20%	3 gal
Cloruro Amonio	5%	440 lbs
Ácido Acético	15%	155 gal

Tratamiento

Volcanic	1008	Cantidad a
RM	Volumen:	Mezclar
	gal	
	24 bbl	
Agua	835 gal/Mgal	864 gal
RMP	130 lb/Mgal	132 gal
ALMIX	130 gal/Mgal	131 gal
Cl. Amonio	300 gal/Mgal	330 gal
PEN 92	2 gal/Mgal	3 gal
HAI 92	4 gal/Mgal	5 gal
Loxy	4 gal/Mgal	5 gal

Postflujo

Clay		Cantidad a
Fix RM	Volumen: 1890 gal	Mezclar
	45 bbl	
Agua fresca filtr.		1880 gal
Cl. Amonio	417lb/Mg.	825 lbs
Agente Oligómero	10gal/Mg.	19 gal
Mez. Disolventes	35 gal/Mg.	66 gal
Loxy	5 gal/Mg.	10 gal

Desplazamiento

Capacidad del CT	Volumen	966 gal 23 bbl	Cantidad a mezclar
Agua Fresca Filtrada			23 bbl
HAI	5 gpt		5 gal

Bibliografía

- Bazurto Litardo, M. J., & Fernández Chica, A. A. (2015). *Análisis técnico de un pozo direccional de dos secciones*. Guayaquil: ESPOL.
- Pontón Tomaselli, D., & Pambabay Calero, I. (31 de Octubre de 2008). *Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción*. Guayaquil: ESPOL. Obtenido de www.Dspace.espo.edu.ec:
<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/5964/2/D-39102.pdf>
- Quiroga, I. K. (1991). Característica de las rocas que forman los yacimientos. En I. K. Quiroga, *Pruebas Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petrolíferos- Manual* (pág. 731). Quito: La Odisea.
- Ramírez Chiles, C. P. (2014). *ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE PETRÓLEO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADOS EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO SACHA*. Quito: EPN.
- Tamayo, C. (2011). *Aplicaciones del Coiled Tubing (CTU) en la limpieza de perforaciones en un Pozo Inyector*. Quito: UTE.