

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA RECUPERACIÓN DEL
POZO PETROLERO YR-70 EN EL CAMPO
DE CANTAGALLO**

**GERLEIN MAURICIO LOPEZ ROPERO
JAIME VALENCIA VILLAMIZAR**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA RECUPERACIÓN DEL
POZO PETROLERO YR-70 EN EL CAMPO
DE CANTAGALLO**

**GERLEIN MAURICIO LOPEZ ROPERO
JAIME VALENCIA VILLAMIZAR**

**Proyecto de Grado para optar el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS**

**Director:
CARLOS ALBERTO SARMIENTO SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
BUCARAMANGA**

2011

Nota de Aceptación

Firma Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Bucaramanga, Septiembre de 2011.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. OBJETIVOS	13
1.1 OBJETIVO GENERAL	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2. MARCO TEÓRICO	14
2.1 PROBLEMAS DE PRECIPITACIONES (SCALES).	14
2.1.1 Eliminación y prevención	16
2.1.2 Métodos mecánicos	18
2.1.3 Eliminación química	18
3. EL IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)	19
3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD – IP	20
3.2 FLUJO BIFÁSICO	21
3.3 IPR DE VOGEL	21
3.4 IPR COMPUESTO	22
3.5 MÉTODO DE FETKOVICH	23
4. DAÑO DE FORMACIÓN	25
4.1 DEFINICIÓN	25
4.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	26
4.3 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	27
4.3.1 Perforación	27
4.3.2 Cementación	27
4.3.3 Cañoneo o punzados	28
4.3.4 Producción	28
4.3.5 Daños por acidificación	28

4.3.6 Reacondicionamiento de pozos	29
5. ANTECEDENTE DE LAS OPERACIONES DEL POZO	30
6. PROPUESTA OPERATIVA	35
6.1 RIESGOS OPERATIVOS	36
6.2 ESTADO MECÁNICO	37
6.3 PROGRAMA DE OPERACIONES	38
7. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA	43
7.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	48
7.1.1 Skin (S)	49
7.1.2 Precio del Barril de Petróleo	50
7.2 ANÁLISIS DE RIESGO	52
7.2.1 Inversión Inicial	53
7.2.2 Producción Inicial	53
7.2.3 Precio de Venta del Barril de Crudo WTI	54
7.2.4 Probabilidad de Variación de la TIR (Tasa Interna de Retorno) con respecto al caso más pesimista	55
CONCLUSIONES	57
BIBLIOGRAFIA	59
ANEXOS	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del Yacimiento	30
Tabla 2. Formulación del Tratamiento Químico.	40
Tabla 3. Distribución de perforados y Volúmenes.	42
Tabla 3. Distribución de perforados y Volúmenes.	44
Tabla 4. Producción en Función del Daño de Formación.	46
Tabla 5. Costos de Inversión.	46
Tabla 6. Costos de Mantenimiento de Producción.	47
Tabla 7. Comparación VPN y TIR del Escenario Optimista y Pesimista.	47
Tabla 8. Variables bases para Evaluación de Proyectos.	51

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Afectación de la precipitación de Carbonatos de calcio en la producción del Pozo	31
Gráfica 2. Afectación de la precipitación de carbonatos al IPR. Software: Wellflo, Versión 3.8.7.	32
Gráfica 3. Estado Mecánico YR-70.	37
Gráfica 4. Compatibilidad del Tratamiento Acido con la arena y Crudo de la formación a estimular.	41
Gráfica 5. IPR's Caso Optimista y Pesimista, Software: Wellflo, Versión 3.8.7.	44
Gráfica 6. Variación de IPR con respecto al Daño de formación.	45
Gráfica 7. Variación FCL vs Daño de Formación.	48
Gráfica 8. Variación del VPN y TIR Con Respecto al Daño de Formación.	49
Gráfica 9. Variación del VPN con respecto al precio del Barril de Crudo.	50
Gráfica 10. Comportamiento del precio del Barril de Petróleo WTI. I	52
Gráfica 11. Sensibilidad de probabilidad Inversión inicial del proyecto. Software: CrystalBall 2.2.2.	53
Gráfica 12. Sensibilidad de probabilidad producción inicial para una formación dañada S=4. Software: CrystalBall 2.2.2.	54
Gráfica 13. Sensibilidad del precio de venta del barril de crudo WTI. Software: CrystalBall 2.2.2.	55
Gráfica 14. Sensibilidad de Variación del valor de TIR. Software: CrystalBall 2.2.2.	56

LISTA DE FOTOGRAFÍAS

	Pág.
Foto 1. Precipitados de Carbonatos de Calcio en la Línea de Flujo.	14
Foto 2. Precipitados de Carbonatos de Calcio la Bomba de Subsuelo.	17
Foto 3. Secuencia de recuperación de Scale en las piscinas de retorno.	33

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Ley de Darcy para flujo radial	19
Ecuación 2. Ecuación de Darcy	20
Ecuación 3. Ecuación de Flujo	20
Ecuación 4. IPR de Vogel.	22
Ecuación 5. Ecuación de Flujo	23
Ecuación 6. Ecuación del Método Fetkovich.	23
Ecuación 7. Ecuación Skin.	26

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Ácidos Noviembre de 2010	62
Anexo B. Análisis Económico YR-70 Tratamiento	63
Anexo C. Conceptos Well Performance	69
Anexo D. Evaluación de Inhibidores de “SCALE” para el Campo Yarigui – Cantagallo	77
Anexo E. Evaluación Preliminar del Inhibidor de Incrustaciones LIPESA 185	113

INTRODUCCIÓN

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en los pozos un alto porcentaje de aceite y posteriormente una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores; pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección vs producción, etc., pero además de la disminución de la producción también se presentan problemas críticos tal como la precipitación de químicos disueltos en el agua de la formación la cual también está asociada a la producción, y uno de estos casos es la precipitación de carbonatos de calcio en la cara de la formación, espacios tubulares y bombas de producción.

Una de las alternativas que hoy en día ha demostrado ser exitosa y que es de amplia aplicación a nivel mundial para recuperar la capacidad productora de los pozos afectados por este tipo de daño a la formación, es la estimulación química mediante acidificación matricial del intervalo afectado.

La estimulación química mediante acidificación matricial consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a caudales y presiones por debajo de la presión de fractura de la roca, la selección del sistema de fluidos de tratamiento dependen del tipo de daño (Skin), de la composición mineralógica y de las condiciones del yacimiento, del conocimiento de estos factores depende el éxito de la operación de estimulación.

Para el caso el pozo YR-70, el cual ha perdido la totalidad de su tasa de producción como consecuencia de la acumulación de precipitados de Carbonatos de Calcio en la tubería y en la cara de la formación productora, por lo cual se hace

necesario realizar análisis técnico que nos de cómo resultado un plan de trabajo para recuperar mecánicamente el pozo inicialmente y posteriormente colocarlo en producción, y así mismo permita aplicarlo a los diferentes pozos que en el futuro presenten el mismo problema en el campo Cantagallo. De otra parte es necesaria la evaluación económica que nos permita establecer la viabilidad de la elaboración de estos trabajos propuestos.

Para establecer la viabilidad del proyecto tendiente a la recuperación, se realizará una evaluación económica que utilizará como índice económico principal el VPN, y se complementara la evaluación con índices tales como el TIR y el PAYBACK; de los cuales, se compararan los estimados con los reales de los datos de producción actuales.

Además, como valor agregado se realizara un análisis de riesgos e incertidumbre aplicado a la evaluación económica, complementada con análisis de sensibilidad que permite confirmar la priorización del riesgo evaluado para el desarrollo del proyecto.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnica y económica para el desarrollo de trabajos de estimulación química mediante acidificación matricial para la recuperación mecánica y puesta en producción del pozo YR-70, en el campo de Cantagallo perteneciente a la Superintendencia de Operaciones del Rio de Ecopetrol S.A.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar una metodología de programa de Workover para la intervención de pozos que presenten precipitación y taponamiento por carbonatos de calcio en la cara de la formación.
- Realizar un estimado de costos para las operaciones de recuperación mecánica del pozo mediante la acidificación del intervalo afectado.
- Realizar un análisis de riesgo e incertidumbre para las operaciones que conlleven a la recuperación del intervalo afectado.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 PROBLEMAS DE PRECIPITACIONES (SCALES).

Los Scales se producen cuando dos líquidos que contienen aniones y cationes se mezclan para formar sustancias que son insolubles en la solución resultante. Tal reacción se conoce como “metátesis” y tiene como resultado un precipitado sólido que abandona la solución.

Si una reacción tiene lugar en los espacios porales del reservorio, el daño a la permeabilidad que resulte podría ser a menudo devastador.

Muchos de los sólidos que precipitan tienen estructuras cristalinas pequeñas y llevan a la formación depósitos de *scale* y no sólo en esta area, sino también en el BHA¹ y las líneas de producción.

Foto 1. Precipitados de Carbonatos de Calcio en la Línea de Flujo.



¹ BHA. Bottom Hole Assembly, Arreglo de tubería y accesorios instalados en el pozo para su producción.

Para predecir si la precipitación ocurrirá cuando dos soluciones se mezclan, se requiere un conocimiento detallado de las solubilidades de los productos resultantes en la reacción. Para todos los propósitos prácticos, una sustancia que tiene una solubilidad menor que 0,01 moles por litro a 25° C se considera insoluble en el solvente en cuestión. Las sustancias con solubilidades de la gama de 0,01 a 1,0 M se consideran moderadamente solubles y las que tienen solubilidades mayores a 1,0 M se consideran solubles.

A continuación se detallan algunas generalizaciones cualitativas respecto de las solubilidades de compuestos iónicos comunes en el agua de producción: Las sales de metales alcalinos son solubles. Las sales de amonio (NH_4^+). Las sales que contienen nitrato (NO_3^-), clorato (ClO_3^-), perclorato (ClO_4^-) y acetato ($\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2^-$) son solubles. Todos los cloruros (Cl^-), bromuros (Br^-) y los yoduros (I^-) son solubles, excepto los de Pb^{2+} , Hg_2^{2+} y Ag^+ , que son insolubles. Todos los sulfatos (SO_4^{2-}) son solubles excepto los de Sr^{2+} , Ba^{2+} , Hg_2^{2+} , Hg^{2+} y Pb^{2+} , que son insolubles. Las sales de sulfato de Ca^{2+} y Ag^+ son moderadamente solubles. Todos los hidróxidos (OH^-) son insolubles excepto los de metales alcalinos, que son solubles, y los hidróxidos de Ca^{2+} , Ba^{2+} , y de Sr^{2+} , que son moderadamente solubles. Todos los sulfitos (SO_3^{2-}), los carbonatos (CO_3^{2-}), cromatos (CrO_4^{2-}), y los fosfatos (PO_4^{3-}) son insolubles excepto los de NH_4^+ y los de metales alcalinos que son solubles. Todos los sulfuros (S^{2-}) son insolubles excepto los de NH_4^+ , los de metales alcalinos y las tierras alcalinas, que son solubles.

2.1.1 Eliminación y prevención. Los Scales se depositan generalmente en las líneas de conducción, tuberías, casing, en el equipo de producción, en las líneas de flujo, en los perforados, en la matriz de la formación y en las fracturas de la misma. Las incrustaciones se pueden encontrar también en los tratadores, calentadores y tanques; estos depósitos ocurren normalmente cuando:

- Altas concentraciones de sustancias químicas disueltas en el agua comienzan a precipitarse fuera de la solución y forman cristales pequeños.
- Aguas diferentes que poseen componentes incompatibles se mezclan precipitando los sólidos.
- Ocurren cambios en la temperatura y presión del en el fondo del pozo.

Cuando una combinación de alguna de estas condiciones ocurre, puede encontrarse la incrustación del pozo productor, inyector o pozos sumideros. Las incrustaciones que se forman más comúnmente pueden ser divididas básicamente en tres categorías principales:

- Soluble en agua
- Soluble en ácido
- Insoluble en ácido

La incrustación más común es la de carbonatos y sulfatos de estroncio, de calcio y de bario. El sulfato (anhidrita) de calcio no se deposita generalmente en el fondo del pozo pero se puede depositar en los tratadores de calderas y calentadores.

Otros depósitos molestos aparecen de óxido de hierro, sulfuro de hierro, sílice, sal y varias combinaciones de estos depósitos. De los hidrocarburos los depósitos de parafina son muy molestos, están compuestos principalmente por mezclas de hidrocarburos de cadena larga.

Foto 2. Precipitados de Carbonatos de Calcio la Bomba de Subsuelo.



El mejor método para la eliminación es aquel diseñado teniendo en cuenta un análisis químico del depósito, teniendo en cuenta la composición química de los depósitos puede ser uno o más de numerosas combinaciones posibles.

La incrustación es clasificada de acuerdo a los métodos de eliminación. Químicamente, las incrustaciones inertes no son solubles en sustancias químicas y deben ser quitadas por métodos mecánicos.

Las incrustaciones químicamente reactivas se pueden clasificar como:

- Soluble en agua
- Soluble en ácido

- Soluble en sustancias químicas diferentes al agua o ácido

2.1.2 Métodos mecánicos. El Cañonear es un método muy efectivo para eludir los punzados que se hallan sellados por la incrustación. Se usan también otros métodos tales como el string shot, herramientas sónicas, etc. La incrustación se puede quitar de las líneas de superficie con “Marranos” o raspadores.

Un método efectivo para limpiar punzados viejos, utiliza fluctuaciones de alta presión para romper la incrustación en pedazos pequeños.

2.1.3 Eliminación química. La incrustación soluble en agua más común es el cloruro de sodio, la cual se quita rápidamente utilizando agua dulce o fresca. El Ácido no debería utilizarse para quitar la incrustación de NaCl, o debe ser débil (1 – 3%). Si se forma una incrustación de yeso y es porosa, puede ser disuelta circulando agua que contenga cerca de 55.000 mg/litro de NaCl a través de la incrustación. A temperaturas de alrededor de 100° F esta solución disolverá hasta tres veces más del depósito que si utilizara agua fresca.

La incrustación soluble en ácido más común es el carbonato de calcio (CaCO_3). Es soluble en ácido y puede ser quitado fácilmente utilizando HCl o ácido acético.

El ácido acético tiene la ventaja de que no dañará enchapados de cromo ni partes de aleación de partes de bomba en el pozo durante el tratamiento a temperaturas debajo de los 200° F. El fórmico y los ácidos.

3. EL IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de Reservorio y la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo (Q_{max}), mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero.

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado a continuación está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial.

Ecuación 1. Ley de Darcy para flujo radial

$$q_0 = \frac{7.08 \times 10^3 k_o h (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_t + Dq_0 \right]}$$

Dónde:

q_0 = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)

B_o = Factor Volumétrico del petróleo, (bbl/std bbl)

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

k_o = permeabilidad de la formación, md.

h = espesor neto de la formación, ft.

p_r = presión promedio de reservorio, psia.

p_{wf} = presión dinámica de fondo, psia.

r_e = radio de drenaje, ft.

s_t = Skin Total

Dq_0 = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo,

3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD – IP

Una simple aproximación para describir la performance de influjo de un pozo petróleo, es el uso del concepto de índice de productividad (IP). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

Ecuación 2. Ecuación de Darcy

$$q_0 = \frac{7.08 \times 10^3 kh(p_r - p_{wf})}{\mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]}$$

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (IP)

Ecuación 3. Ecuación de Flujo

$$q = PI(p_r - p_{wf})$$

Esta ecuación de estado nos dice que el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional al drawdown. El punto final de la línea de IP es la presión promedio de reservorio (P_r) a caudal cero.

El máximo caudal es el Potencial Absoluto a Pozo (Absolute Open Flow Potential –AOF) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de reservorios se lleva a cero.

3.2 FLUJO BIFÁSICO

La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio.

Durante la depleción del reservorio, la presión de este continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR Combinado.

3.3 IPR DE VOGEL

En el caso del flujo bifásico, donde el reservorio la presión promedio del mismo (p_r) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel.

Esta ecuación es,

Ecuación 4. IPR de Vogel.

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo (q_{max}) como así también la presión promedio del reservorio (estática) y el caudal (q_0) a la correspondiente presión dinámica.

Para cualquier caso, se necesita realizar un ensayo de recuperación de presión (build up) para conocer la p_r , así mismo se debe realizar un ensayo de flujo por orificio calibrado, para conocer el caudal entregado por la formación.

3.4 IPR COMPUESTO

El IPR compuesto, en una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel.

Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio p_r está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo p_{wf} está por debajo.

Por lo tanto,

Ecuación 5. Ecuación de Flujo

$$q = PI(p_r - p_{wf})$$

Para $p_{wf} > p_b$,

Y para $p_{wf} < p_b$,

$$q_0 = \left(q_b + \left(\frac{PI \times p_b}{1.8} \right) \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Ecuación 1. IPR compuesto.

Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor skin y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas y aplicar a pozos con daño o estimulados.

3.5 MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de influjo similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo:

Ecuación 6. Ecuación del Método Fetkovich.

$$q = C(p_r^2 - p_{wf}^2)^n$$

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo de pozo "fitting of multipoint". La evaluación de los ensayos de pozo y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich.

El exponente "n" fue encontrado que existen casos de entre 0.5 a 1000, tanto para pozos de gas como petróleo. Una "n" menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente "C" representa el índice de productividad del reservorio. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementa.

4. DAÑO DE FORMACIÓN

4.1 DEFINICIÓN

El daño de formación se define como la reducción del flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo debido a la disminución de la permeabilidad 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, asfáltenos y otros materiales orgánicos, o por la acumulación combinada de material orgánico e inorgánico. También puede ser producido por el taponamiento ocasionado por la presencia de partículas extrañas en los fluidos inyectados al pozo, cambios en la mojabilidad de la roca reservorio, por hinchamiento de arcillas, aparición emulsiones, precipitados o barros resultantes de reacciones ácidas, por la actividad bacteriana o el bloqueo por agua.

Este factor de daño determinado por ensayos de pozo refleja cualquier fenómeno mecánico o físico que restrinja el flujo al pozo. Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son, debido a una penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración de punzados, taponamiento del punzado o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin).

Es importante notar que el efecto de daño completo o total incluyendo turbulencia puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con completaciones muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5.

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

Ecuación 7. Ecuación Skin.

$$S = \frac{kh}{141,2qB\mu} P_s$$

Donde;

S: daño de formación

K: permeabilidad de la formación

h: profundidad del pozo

Ps: presión estática del reservorio

q: caudal de producción

β: factor volumétrico del petróleo

4.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

El daño de formación ha llegado a ser una frase muy conocida en la industria petrolera, pues, es una de las principales razones junto a la baja transmisibilidad de una roca reservorio por la que muchos pozos de petróleo, pozos de gas e inyectores de agua tienen baja productividad o baja inyectividad. A menudo este daño es expresado como “skin” o daño “zonal” que resulta cuando la permeabilidad original de la formación productora es alterada. El resultado total de este daño es una disminución de la capacidad de flujo del pozo.

La causa del daño de formación está dada por muchos factores que van desde el mismo momento en que las formaciones son perforadas, hasta cualquier momento en la vida productiva del pozo donde pueden ocurrir cambios en las propiedades petrofísicas de la roca matriz, puntualmente hablamos de su permeabilidad y porosidad, afortunadamente en la actualidad existen un sinnúmero métodos, los cuales, mediante el uso de ácidos se logra restablecer la productividad de las formaciones dañadas de una manera eficaz desde el punto de vista económico.

4.3 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

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

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

Si el lodo de perforación no está correctamente diseñado, al momento de atravesar una formación demasiado porosa, éste perderá gran parte de su fase líquida, puesto que la consistencia de la costra de lodo (mud cake) no será la adecuada para impedir dicha pérdida de fluido, este filtrado invade la formación alterando su permeabilidad original.

4.3.2 Cementación. Debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas se pueden 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, provocando precipitaciones que van taponando los poros hacia el interior de la formación reduciendo su permeabilidad.

4.3.3 Cañoneo o punzados. 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 (Overbalance), 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 resultantes de la operación hacia el interior de la formación.

4.3.4 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 migración de finos, los que se mueven a través de los poros del yacimiento y van taponando los espacios porales, reduciendo así la capacidad de aporte de fluidos hacia el pozo, ocasionada por la reducción de permeabilidad.

4.3.5 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. El uso inadecuado de los

ácidos para el tratamiento también puede crear precipitaciones indeseadas de algunos minerales dentro de la matriz provocando un daño más severo y a veces irreversible. Para prevenir estos problemas en la actualidad se utiliza una tubería flexible concéntrica especial denominada Coiled Tubing, la cual puede lavarse en superficie antes de los tratamientos ácidos para reducir al mínimo reacciones indeseadas durante las operaciones de acidificación.

4.3.6 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, que con el tiempo producirán taponamientos en el yacimiento. Para evitar estos daños se debe usar un fluido de matado bien acondicionado, que tenga las mismas características de los fluidos de formación.

5. ANTECEDENTE DE LAS OPERACIONES DEL POZO

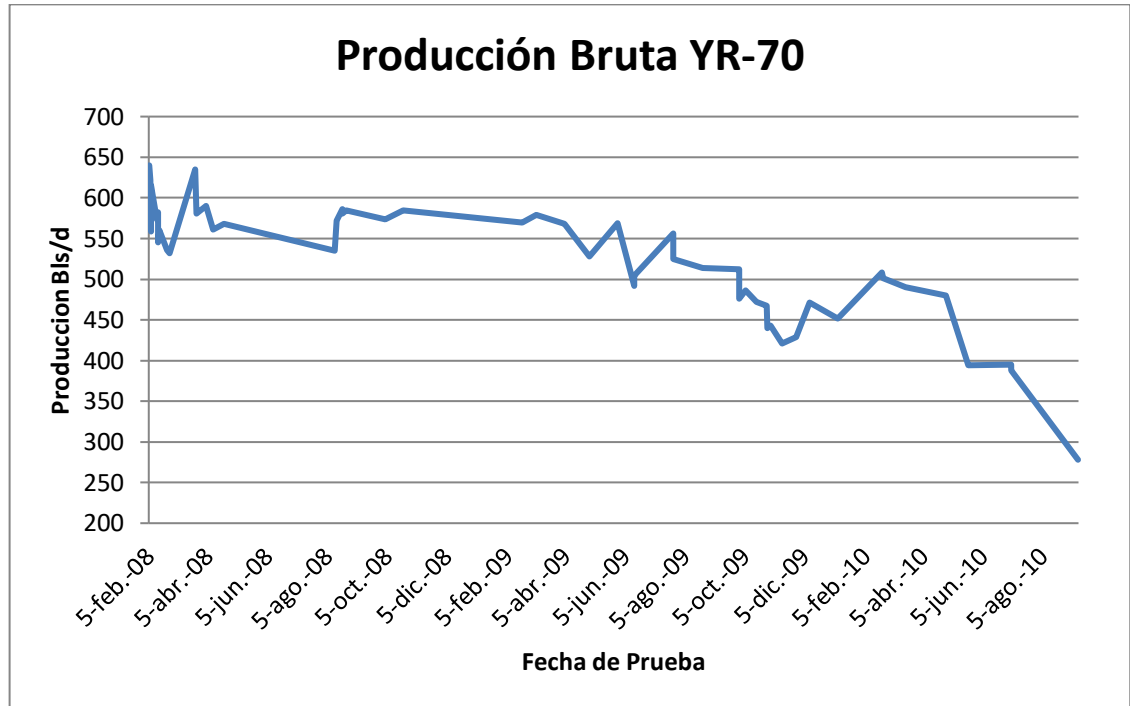
Tabla 1. Propiedades del Yacimiento

YACIMIENTO	
Tipo de Trampa	Estructural
Angulo de Buzamiento	10-40°
Edad Geológica	Terciario
Ambiente de Deposición	La mayor parte de la sedimentación terciaria en la cuenca corresponde al dominio continental, involucrada por procesos fluviales.
Litología	Areniscas de sedimento clástico poco consolidadas con alto contenido de mineral arcilloso
Profundidad Promedio (pies)	7300 ft TVD
Espesor total (prom pies TVT)	1000-2000 Pies
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	300 pies (Arenas Cantagallo) 80 Pies (Arenas C) 40 Pies (Arenas B3)
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	30-35%
Saturación de Aceite Residual (%)	23-30%
Temperatura del Yacimiento (F)	138° F
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3250 psi
Mecanismo primario de producción	Gas en Solución

Fuente: Ecopetrol.

La Foto 1. muestra la pérdida paulatina de producción del pozo YR-70, en la cual se evidencia una obstrucción de la cara de la formación; debido a la presencia Scale (carbonatos de calcio) en la tubería, cable de potencia y demás accesorios de subsuelo.

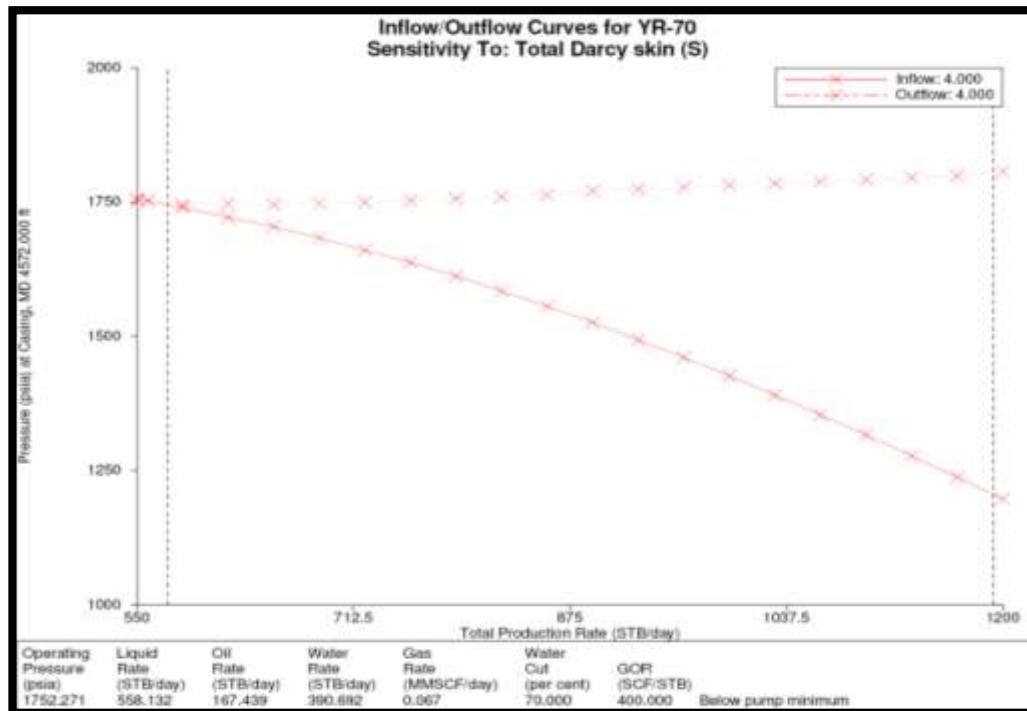
Gráfica 1. Afectación de la precipitación de Carbonatos de calcio en la producción del Pozo.



Fuente: Ecopetrol.

Tomando en cuenta las propiedades del yacimiento y las diferentes pruebas de producción del pozo durante el tiempo antes de su parada, se realiza una simulación en el software WELLFLO, y se detectó que el daño promedio generado por la deposición de carbonatos de calcio en la cara de la formación es de $S = 4$ con un BSW promedio (contenido de agua y sedimentos) del 68%.

Gráfica 2. Afectación de la precipitación de carbonatos al IPR. Software: Wellflo, Versión 3.8.7.



Fuente: Autor.

Al pozo se ingresó inicialmente por un trabajo de varilleo, encontrándose varilla pegada, se trabajó sarta de varilla sin éxito, la varilla partió con un overpull de 35 Klbs de tensión, quedando en fondo 38,5 varillas de 3/4" (962 ft), cuando se sacó la sarta, se evidenció presencia de Carbonatos de calcio (Scale) y parafina en la formación, sin embargo se ingresó con el equipo de Workover, para realizar maniobra de pesca, al momento de bajar pescador tipo Overshot de 2" mixto con cuñas BS 3-20 (5/8" – 3/4") no se pudo avanzar de 350 ft, se realizaron diferentes maniobras para intentar pasar, pero todas fueron sin éxito (hasta este momento tenemos una reducción de diámetro interno de tubing de 2.992" a menos de 2").

Después de esta operación, se levantó el tubing hanger e intentó realizar des asentamiento de ancla de tubería AD-1 CSG 29 #/ft, la sarta de tubería no permite desplazamiento hacia abajo, y no acepta torque (posible taponamiento del ancla en fondo), se realiza operación reciprocante con 140 Klbs de tensión con bombeo de salmuera sin éxito. Acondicionó herramienta tipo arpón con punta aguda de $\frac{3}{4}$ " logrando avanzar desde 350 ft hasta 3225 ft donde no logró avanzar más, se decide sacar encontrando que se quedaron 10 varillas y el arpón en fondo.

Bajó sarta de tubería de 1" hydrill y realizó limpieza de tubería de 3 $\frac{1}{2}$ " EUE J55 con salmuera y bombeo de varsol avanzando hasta 2918 ft (punta de pesca), bajó con pescador de 2 $\frac{1}{2}$ " OS4L 25 con varilla de 1" logrando pescar con éxito (recuperó la sarta de varilla y el arpón que se habían quedado previamente). Bajo de nuevo con sarta de tubería de 1" hydrill y continuo avanzando por circulación hasta llegar a 3604 ft, donde no avanzó mas (posible punta de pesca). La siguiente imagen muestra la secuencia de recuperación de Scale en las piscinas de retorno.

Foto 3. Secuencia de recuperación de Scale en las piscinas de retorno.



Fuente: Autor.

Después de esto se realizó bombeo de 12 Bls de ácido clorhídrico al 7.5 en Vol e intento avanzar con circulación sin éxito.

Se sacó sarta hydrill y se bajo pescador de cuñas para cuerpo de 5-8" – 3/4" hasta punta de pesca 3576' sin tener éxito de agarre en dos ocasiones.

6. PROPUESTA OPERATIVA

Teniendo en cuenta esta situación del pozo se propone lo siguiente:

Realizar corte químico de tubería por encima del punto de taponamiento (dejando un cuello + 1.5 ft de tronco de la junta inmediatamente superior, esto facilitara pescar por cuerpo o por coupling), armar BHA de pesca con Drilling jar, Bomper Sub, Acelerator, Drill collars y herramienta de pesca tipo overshot o Spear dependiendo como quede la cabeza de pesca, realizar conexión e intentar realizar pulling de sarta de tubing mediante cizallamiento de los pines de ancla de tubería (ver estado mecánico), una vez se logre esto y se realice el pulling de la sarta de tubería, realizar calibración del revestimiento con el fin de constatar la integridad y diámetro interno, si se encuentran restricciones debido al posible scale depositado en las paredes del mismo, realizar un Schedule de bombeo de disolvente (ácido clorhídrico), hasta obtener el diámetro interno original de la tubería; posteriormente realizar limpieza de pozo hasta llegar y asegurar el fondo (ver estado mecánico), y deja en producción y/o la propuesta de control de producción.

Si el desarrollo del punto anterior no es exitoso, y no se logra despegar la sarta de tubería, liberar el pescador y sacar BHA. Bajar 300 pies de tubería de Washpipe de 5 ¾" con Rotary shoe en punta y dos canastas, y realizar limpieza del espacio anular entre la tubería de 3 ½" (4.5" OD max) y el revestimiento de 7" (6.184" ID) hasta avanzar los 300 pies. De acuerdo al comportamiento ver si es necesario bombear Acido durante el avance, realizando limpieza mediante circulación en directa y píldoras viscosas (en reversa la necesidad de cerrar el hydril anular dificulta la visualización de la tensión y el movimiento de la sarta, potencializando una pega); una vez se logre avanzar hasta los 300 pies y si fue continua la limpieza se sacara el BHA Y bajara tubería izquierda con pescador overshot para realizar Backoff de tubería y luego sacar y bajar a pescar varilla por fuera de

tubería, y sacar varilla con backoff, para continuar con la operación en el punto # 2.1.

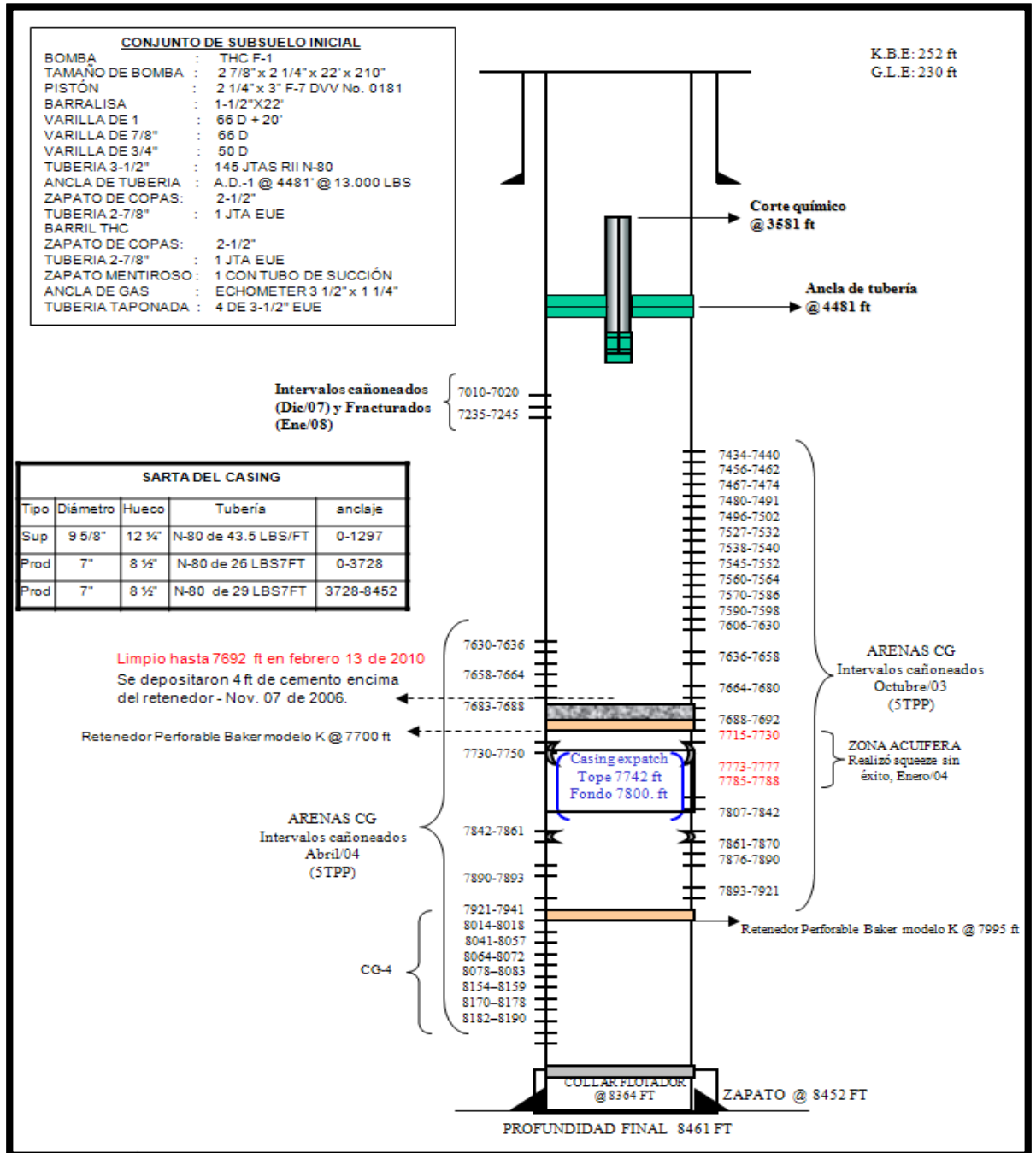
6.1 RIESGOS OPERATIVOS

Los riesgos operativos a lo que estará expuesto el personal, equipos y el pozo son los siguientes:

- Pega por espacio reducido entre washpipe y tubería, ya que el scale es de tamaño considerable (ver foto). Posible pescado de washpipe.
- No poder entrar con washpipe al anular del pescado, debido a que la tubería se recuesta al casing por la inclinación y no permita avanzar con el Washpipe.
- Posiblemente se deba rotar, con riesgo de dañar el casing.
- Manejo de ácido

6.2 ESTADO MECÁNICO

Gráfica 3. Estado Mecánico YR-70.



Fuente: Ecopetrol.

6.3 PROGRAMA DE OPERACIONES

1. Movilizar e Instalar equipo de Workover con todos los accesorios según check list de Ecopetrol.
Tiempo estimado: 32 horas.
2. Instalación y prueba de funcionamiento de BOP's, instalar mesa de trabajo, accesorios, separador de gas con línea a tanque, línea de válvula de seguridad del separador de gas a tanque, línea de gas a TEA, línea de flujo del pozo conectada a separador de gas y a línea de flujo de producción.
Tiempo estimado: 8 horas
3. Acondicionar herramientas y maniobrar sarta bombeo de salmuera 2% NaCl filtrada e inhibida para desentar empaques y sarta.
Tiempo estimado: 4 horas.
4. En caso de no tener éxito de liberación de empaque, realizar Rig Up Unidad de Wireline SLB. Bajar y realizar corte Químico de tubería 3 ½" EUE RI a 3581. Rig Down Unidad de SLB.
Tiempo estimado: 9 horas
5. Sacar sarta de producción en sencillo hasta punto de corte.
Tiempo estimado: 16 horas
6. Realizar calibración de casing con tapper mil de 6" y sarta de trabajo DP 3 ½" IF hasta 3580'. Sacar sarta de trabajo a la torre.
Tiempo estimado: 14 horas

7. Armar BHA de pesca con Overshot + Martillo Hidraulico + Bumper + Acelerador + 6 Drill Collar de 4 3 /4" y profundizar con sarta DP 3 1/2" IF. Realizar conexión con pescado y maniobrar para despegar sarta.
Tiempo estimado: 30 horas
8. En caso de no tener éxito, armar BHA de lavado con corona con tungsteno + 300 ft de Washpipe y profundizar con sarta DP 3 1/2" IF; realizar lavado de pescado. Utilizar salmuera al 2% NaCl inhibida y filtrada. Sacar sarta de lavado, Tiempo estimado: 24 horas.
9. Armar nuevamente BHA de pesca con Overshot + Martillo Hidráulico + Bumper + Acelerador + 6 Drill Collar de 4 3 /4" y profundizar con sarta DP 3 1/2" IF. Realizar conexión con pescado y maniobrar para despegar sarta.
Tiempo estimado: 30 horas.
10. Si la maniobra no es con éxito, reportar al departamento de Producción Cantagallo e Ingeniería para pasos a seguir. Si es con éxito la maniobra, sacar sarta DP 3 1/2" IF a la torre y la sarta de producción (pescado) en sencillo y continuar con los siguientes ítems.
Tiempo estimado: 12 horas.
11. Con Cuello dentado y sarta DP 3 1/2" IF realizar limpieza de arena desde fondo encontrado hasta retenedor a 7692' (Ultima L/A), utilizar píldora controladora de filtrado. Sacar sarta a la torre.
Tiempo estimado: 72 horas.
12. Realizar calibración de casing con taper mil de 6" + scrapper y sarta de trabajo DP 3 1/2" IF hasta fondo (7692'). Sacar sarta DP en sencillo hasta superficie.
Tiempo estimado: 24 horas.

13. Bajar cuello dentado y sarta 3 ½" EUE RII N-80 en sencillo hasta 7000 ft.

Tiempo estimado: 14 horas.

14. Realizar Limpieza de tubería de trabajo con HCL al 5%. Sacar sarta 3 ½" EUE RII N-80 a la torre.

Tiempo estimado: 12 horas.

15. Armar y bajar packer RTVM de 29 Lb/ft con sarta 3 ½" EUE RII N-80, realizar prueba de integridad de casing a 6950 ft.

Tiempo estimado: 7 horas.

16. Esperar 1 hora de remojo.

Tiempo Estimado: 1 horas.

17. Bombear tratamiento ácido desplazado con salmuera e inyectar matricialmente.


Tiempo Estimado: 4 horas.

Tabla 2. Formulación del Tratamiento Químico.

HCl 7.5%				
VOLUMEN: 160 BBL				
ADITIVO	CONCENTRACION	UNIDAD	CANTIDAD	UNIDAD
agua	755.0	GPT	5073.6	GLS
Ferrotrol 900	50.0	GPT	336.0	LBS
Cl 27	3.0	GPT	20.1	GLS
Inflo 250 w	2.0	GPT	13.4	GLS
NE-118	1.5	GPT	10.0	GLS
NE-32	2.0	GPT	13.4	GLS
HV-acid	20.0	GPT	134.4	GLS
HCl	206.0	GPT	1384.3	GLS
Observaciones: Se tituló el ácido concentrado con NaOH(0.1 N), se obtuvo una concentración de 32.8% próximo al valor teórico del 33%				

Fuente: Autor.

Gráfica 4. Compatibilidad del Tratamiento Acido con la arena y Crudo de la formación a estimular.

COMPATIBILIDAD, DETERGENCIA Y MOJABILIDAD		
ACIDO VIVO		
Crudo vs acido vivo (50/50, 20/80, 80/20) 170°F	Solubles, no se observó la formación de precipitados o emulsiones (OK)	
Detergencia (arena Ottawa)	Buena. Limpia la arena impregnada con crudo (OK)	
Mojabilidad (arena ottawa 20/40)	Mixta	-----
ACIDO GASTADO		
Crudo vs acido vivo (50/50, 20/80, 80/20) 170°F	Solubles, no se observó la formación de precipitados o emulsiones (OK)	
Detergencia (arena Ottawa)	Buena. Limpia la arena impregnada con crudo (OK)	
Mojabilidad (arena ottawa 20/40)	Mixta	-----

Fuente Ecopetrol ICP.

18. Realizar bombeo de tratamiento de para estabilización de finos. Sacar sarta 3 ½" EUE RII N-80 a la torre.

Tiempo Estimado: 18 horas.

19. Bajar BHA de producción de acuerdo a recomendación del grupo de control de producción y dejar el pozo en producción.

Tiempo Estimado: 24 horas.

Tabla 3. Distribución de perforados y Volúmenes.

ARENA	TOPE	FONDO	ESPESOR	EMPAQUES 7400	total	R ACCIÓN DE ÁCIDO	Bbls ÁCIDO
CG 4	7434	7440	6		36	2	22
	7456	7462	6				
	7467	7474	7				
	7480	7491	11				
	7496	7502	6				
	ESPACIO	25	7515				
	7527	7532	5		112	2	68
	7538	7540	2				
	7545	7552	7				
	7560	7564	4				
7570	7586	16					
7570	7586	16					
7606	7630	24					
7636	7658	22					
7664	7680	16					
FONDO		9603					90

Fuente: Autor.

7. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA

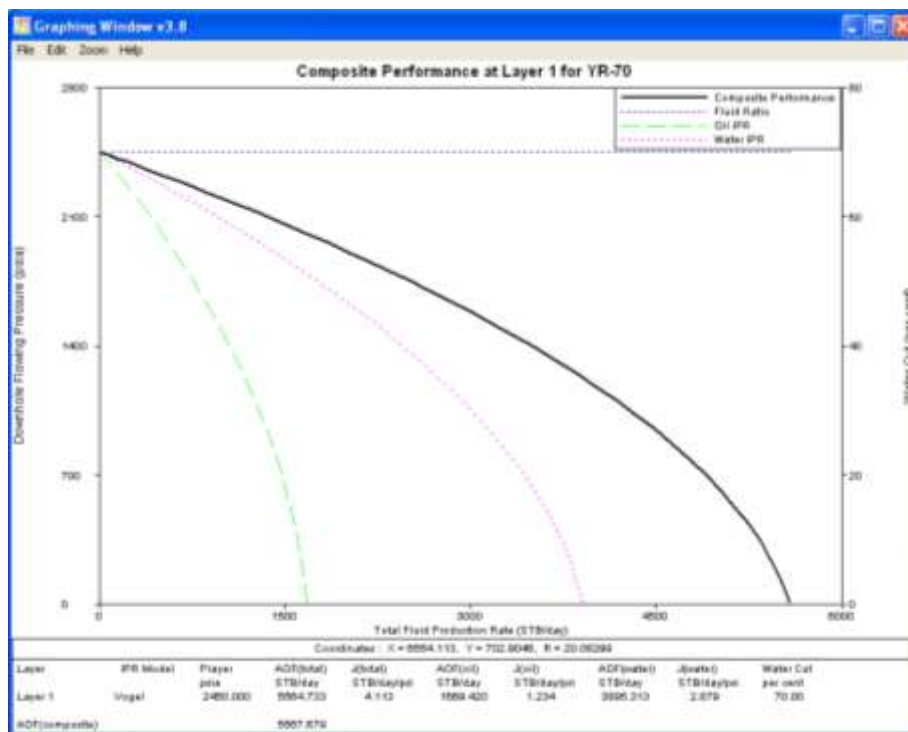
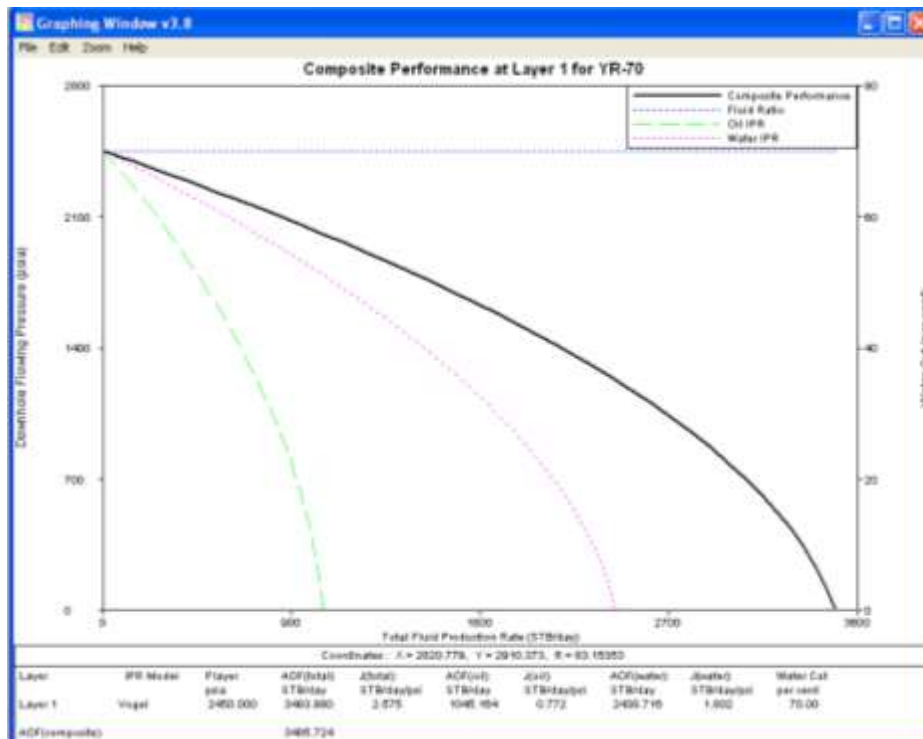
Con el tratamiento ácido en la cara de la formación se espera que el factor Skin o daño de la formación sea reducido de 4 a 0, lo cual es un valor común en este tipo de tratamientos, con base a esta premisa se realiza el análisis de producción incremental de producción con el fin de determinar la viabilidad del proyecto, mediante el uso de la herramienta software WellFlo, se ingresaron los datos de yacimiento tales como permeabilidad, porosidad, perforados, desviación del pozo, corte de agua, relación gas – aceite, etc. Con el fin de simular las condiciones bajo las cuales se va a realizar la estimulación de pozo y los estimativos de producción que obtendremos después de realizar la operación.

Para este caso se identificaran y revisaran los dos casos más extremos bajo los cuales se realizará la revisión técnico económico, los cuales son:

- *Caso Optimista:* realizar las operaciones de Workover y de estimulación en los tiempos estipulados y costos estimados inicialmente; después de la puesta en producción y las pruebas de presión se detecte una reducción del daño de formación (Skin) de 4 a 0 obteniendo un AOF² de 1559 Barriles de crudo por día.
- *Caso Pesimista:* que las operaciones y los tiempos de Workover se incrementen en un 10% con respecto a los estimados inicialmente; después de la puesta en producción y las pruebas de presión se detecte un daño de formación (Skin) de 4 obteniendo solo un AOF de 1045 Barriles de crudo por día.

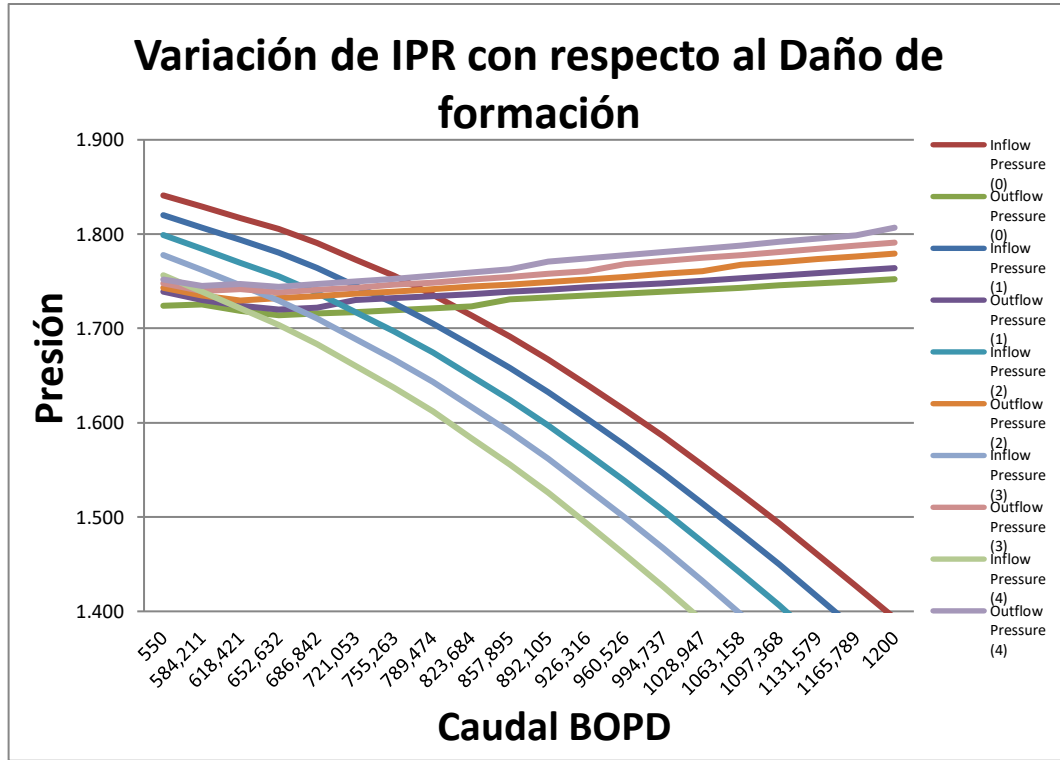
² AOF, The absolute open flow, es el potencial de pozo si la presión en la cara de la formación es igual a cero psi.

Gráfica 5. IPR's Caso Optimista y Pesimista, Software: Wellflo, Versión 3.8.7.



Fuente: Autor.

Gráfica 6. Variación de IPR con respecto al Daño de formación.



Fuente: Autor.

Teniendo en cuenta el beneficio que podemos obtener con el tratamiento se presenta la siguiente tabla de posibles resultados según el daño de formación, el diseño del BHA de producción y la bomba de subsuelo se presentan las curvas de outflow³ mediante las cuales podemos establecer la capacidad de producción por medio de la intersección de la curva de IPR y la outflow para cada valor de daño de formación, los datos son mostrados en la siguiente tabla.

³ Curvas de Outflow. Es la capacidad de extracción en caudal que tiene la bomba en función de la IPR del pozo.

Tabla 4. Producción en Función del Daño de Formación.

Daño de Formación (Skin)	Producción Inicial Diaria (BFPD)	Producción Inicial de Crudo (BOPD)
0	800	256
1	721	231
2	687	220
3	618	198
4	570	136

Fuente: Autor.

Para la realización de los trabajos de estimulación se tienen contemplados los siguientes costos fijos:

Tabla 5. Costos de Inversión.

Inversión	
Tratamiento Químico	\$71.300,00
Movilización de equipos e insumos	\$20.000,00
Cargo Básico por equipos	\$26.783,96
Cargo Básico por estimulación química	\$9.000,00
Cargo por camión Cisterna (3 Días)	\$3.000,00
Packers RBP y RTM (5 Días)	\$24.000,00
Equipo De Workover (15 Días)	\$165.000,00
Salmuera (600 Bls)	\$7.350,00
Tubería de 3 1/2" EUE R2	\$75.000,00
Movilización de equipos de WO	\$12.000,00
Costos de Bomba de Subsuelo	\$24.625,44
Sarta de completamiento nueva	\$53.000,00
<i>Total</i>	\$491.059,40

Fuente: Bj Services

Así mismo se contemplan los costos de mantenimiento de la producción donde se estiman los trabajos de varilleo y Workover que va a ser necesarios, también se asegura la inhibición del agua de yacimiento (asociado al crudo) a la formación de precipitados de carbonatos de calcio mediante la inyección de químico LIPESA 185.

Tabla 6. Costos de Mantenimiento de Producción.

Costos de Mantenimiento ⁴	
Intervenciones promedio de 3/Año (2 WO + 1 varilleo)	\$ 9.232,33
Paradas operacionales imprevista. Diferida (70 bls/mes).	\$ 2.626,00
Lifting Cost = 12 USD/Bl	\$ 48.960,00
Bombeo de químico LIPESA 185 (680 USD/mes)	\$ 680,00
Total OPEX	\$ 61.498,33

Fuente: Autor.

Tabla 7. Comparación VPN y TIR del Escenario Optimista y Pesimista.

Escenario Optimista	
VPN (USD)	\$ 3.341.514,005
TIR	45%

Escenario Pesimista	
VPN (USD)	\$ 899.047,010
TIR	14%

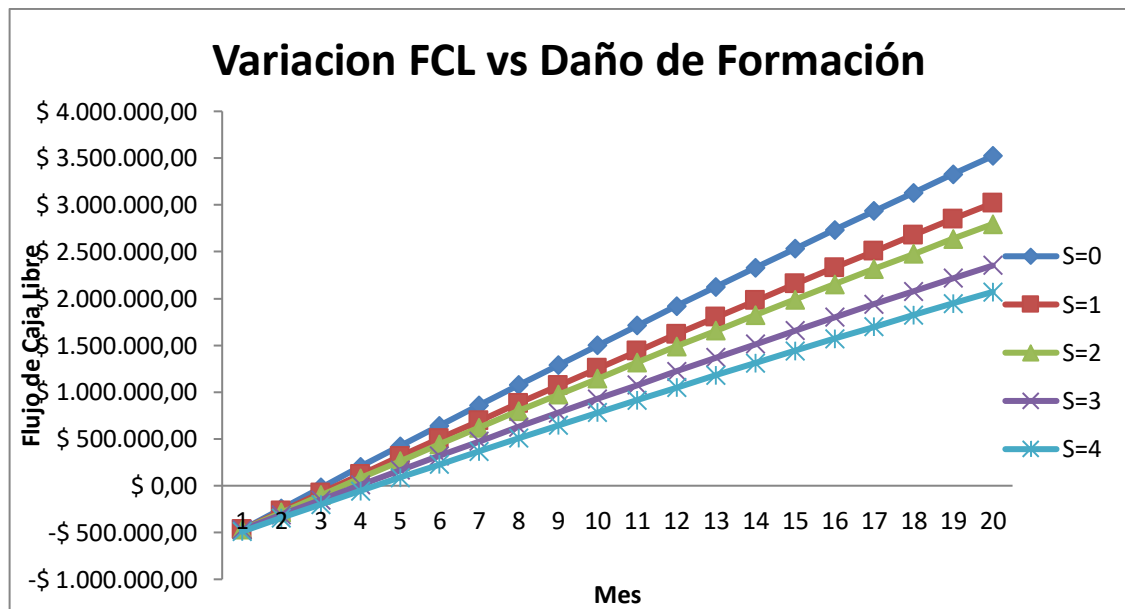
Fuente: Autor.

⁴ Costos de Mantenimiento con equipos directos de la compañía.

7.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

La recuperación de esta inversión se va a ver refleja en el incremental de producción logrado mediante la reducción del daño en la cara de la formación, a continuación se muestra en la siguiente Gráfica el efecto del tratamiento en el flujo de caja libre, como se puede observar en el peor de los casos la recuperación de la inversión se logra en el mes cuarto de producción del pozo.

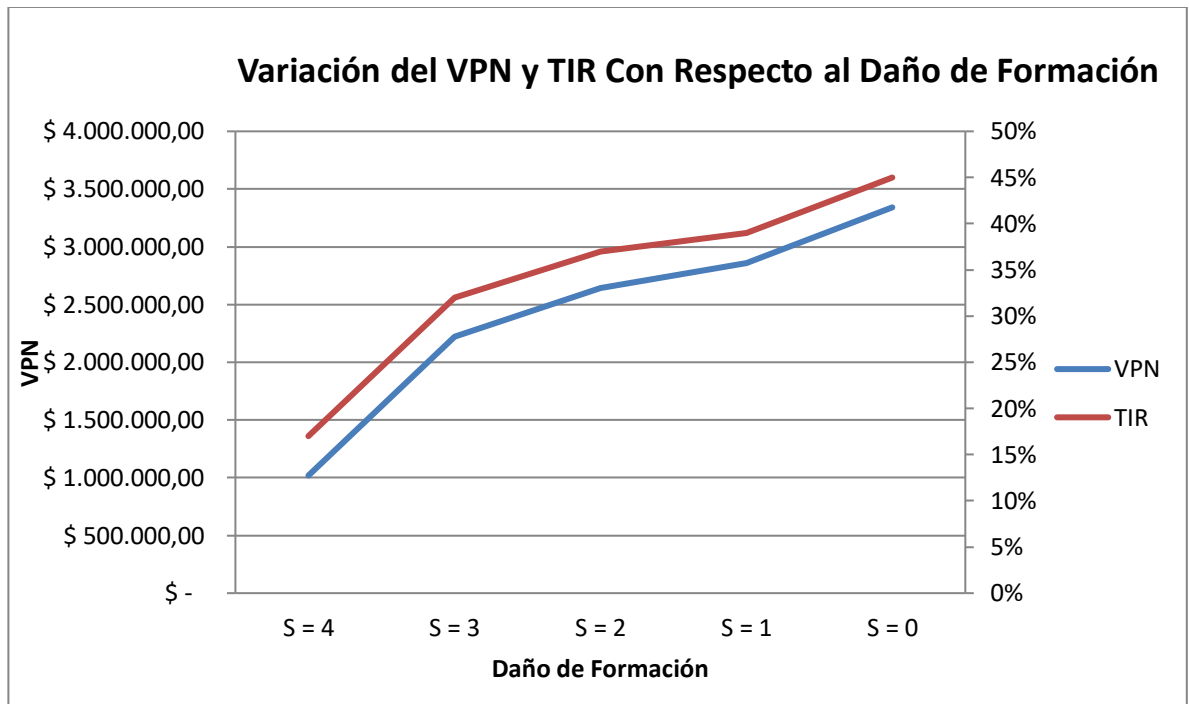
Gráfica 7. Variación FCL vs Daño de Formación.



Fuente: Autor.

7.1.1 Skin (S). Una de las variables más importantes del trabajo de estimulación es el Skin (S), con esta variable se evalúa el efecto del tratamiento de acidificación en cuanto a la reducción del daño en cara de formación, a continuación se presenta la gráfica de sensibilidad:

Gráfica 8. Variación del VPN y TIR Con Respecto al Daño de Formación.



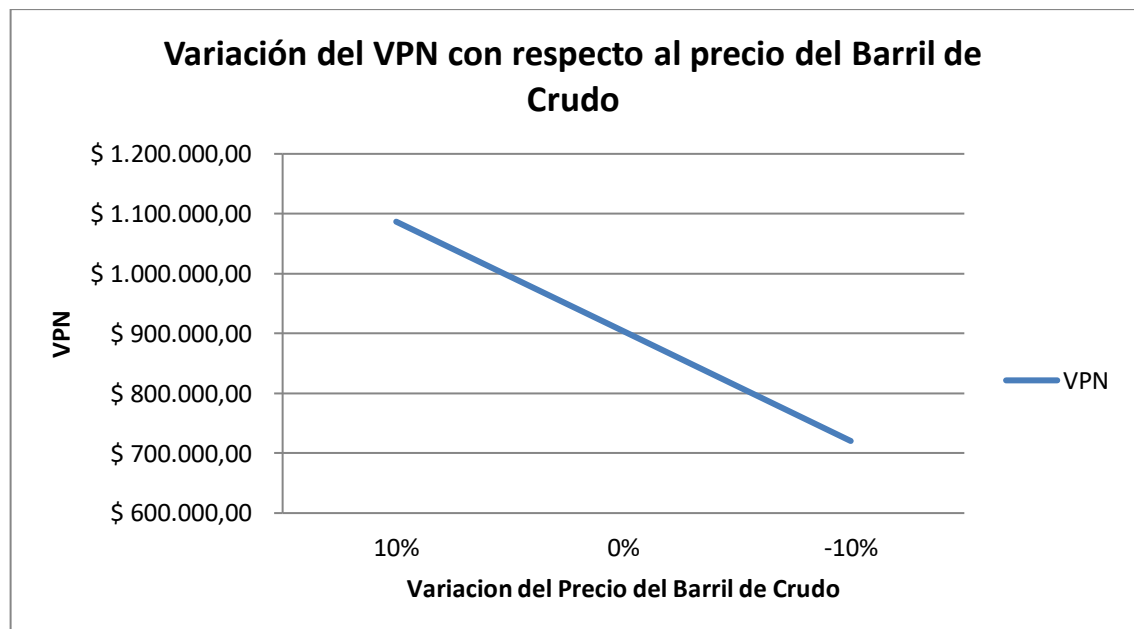
Fuente: Autor.

Con esta Gráfica podemos ver el aumento en el valor presente neto de la inversión con la disminución del daño de la formación como consecuencia de la inyección matricial de tratamiento químico para la disminución de precipitados de carbonatos en la cara de la formación del Pozo YR-70. En comparación con el estado actual del pozo el cual no tiene producción dado al grave daño que posee, el más pesimista de los escenarios en materia técnica y operacional es la recuperación de la producción del pozo inmediatamente anterior de la parada del mismo y ante ese escenario el proyecto es rentable teniendo en cuenta un periodo de evaluación del

proyecto de 20 meses a partir de la terminación de los trabajos de estimulación y workover.

7.1.2 Precio del Barril de Petróleo. Realizando el análisis desde el punto de vista de la variación del precio de crudo, y teniendo en cuenta las variables que tiene la compañía operadora para la evaluación de proyectos de esta naturaleza podemos ver que una variación de +- 10% en el precio del crudo para el proyecto Yariguí - Cantagallo implica una variación de +- 23% en la rentabilidad del proyecto, además si la variación del precio del crudo durante el periodo de ejecución del proyecto presenta una reducción mayor del 50% del precio actual, el proyecto presenta un valor presente neto (VPN) igual a cero; es decir con un precio del barril de crudo para el Yariguí – Cantagallo de 19 USD/BL el proyecto presentaría un VPN de cero.

Gráfica 9. Variación del VPN con respecto al precio del Barril de Crudo.



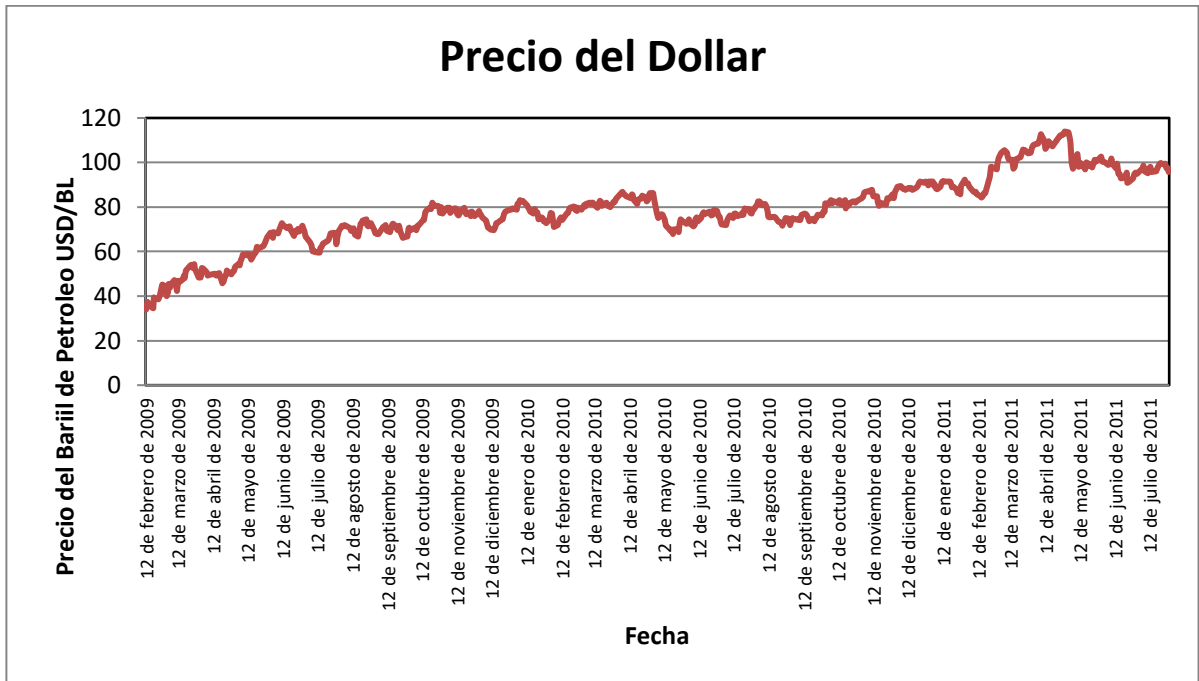
Fuente: Autor.

Tabla 8. Variables bases para Evaluación de Proyectos.

Bases para Cálculos Económicos		
Premisa	Tiempo	Unidad
Tiempo de Evaluación del Proyecto	20	Meses
Tasa Representativa del Mercado	1800	COP/USD
Tasa de Oportunidad para ECP Anual (Yariguí - Cantagallo)	11,10%	
Tasa de Oportunidad para ECP Mensual (Yariguí - Cantagallo)	0,88%	
Valor de Barril (Yariguí - Cantagallo)	38,34	USD/BL
No se tiene en cuenta la Inflación debido al corto tiempo de evaluación del proyecto (20 Meses), por lo tanto la Tasa nominal tiene a ser igual que la tasa real.		
Este Proyecto se realiza teniendo como base los acuerdos contractuales con las compañías de servicios presentes en el campo y con los precios más competitivos.		

Fuente: Autor.

Gráfica 10. Comportamiento del precio del Barril de Petróleo WTI.



Fuente: Ecopetrol

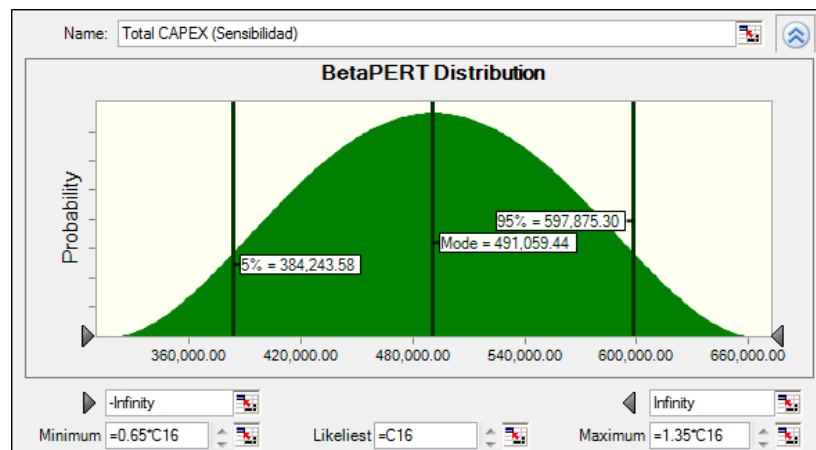
7.2 ANÁLISIS DE RIESGO

Para el análisis de riesgo de la inversión en el proyecto se basó en las condiciones más pesimistas en operacionalmente hablando, es decir, que la producción inicial este alrededor de los 136 BOPD⁵, que las operaciones y los tiempos de Workover se incremente en un 10% con respecto a los estimados inicialmente; que después de la puesta en producción y las pruebas de presión se detecte un daño de formación (Skin) de 4 obteniendo solo un AOF de 1045 Barriles de crudo por día. Este valor de inversión está basado en la información que se obtuvo de los contratos operacionales vigentes para la Coordinación de Subsuelo del Rio, en materia de equipos insumos y asesoría; y esta nos muestra que existe una probabilidad de

⁵ BOPD, Barriles de Aceite crudo en tanques fiscalizados a temperatura y presión ambiente.

7.2.1 Inversión Inicial. La Gráfica muestra la sensibilidad en el valor propuesto del proyecto de acuerdo con lo establecido en la tasa interna de retorno del 14%, es decir las probabilidades del desfase y/o sensibilidad económica sobre el valor inicial mínimo de 385 KUSD y 598 KUSD estaría entre el 5% y el 95% en el peor de los escenarios basados en las condiciones actuales que tiene el pozo y adicionalmente la oportunidad del mercado establecido en el campo; con ambos escenarios la recuperación de la inversión se realizaría en 6 meses teniendo en cuenta que la declinación de producción del pozo se mantiene en un 13% con respecto a la producción inicial una vez recuperado para su funcionamiento.

Gráfica 11. Sensibilidad de probabilidad Inversión inicial del proyecto. Software: CrystalBall 2.2.2.

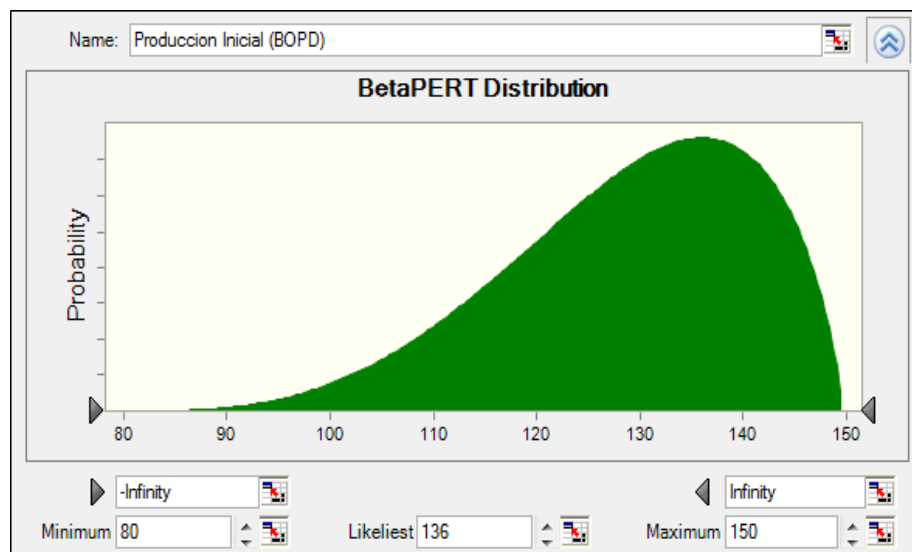


Fuente: Autor.

7.2.2 Producción Inicial. En la siguiente Gráfica podemos ver que la mayor probabilidad de producción inicial en el caso mas pesimista del proyecto es de 135 BOPD, lo cual hace que el proyecto a pesar de no ser exitoso operacionalmente resulta viable económicamente, lo cual disminuye notablemente el riesgo de la inversión en el plazo de evaluación de 20 Meses.

Según la producción basado en la campana de gauss la cual genera una producción incremental mínima que estará en ascenso desde 80 BOPD hasta un promedio de 150 BOPD, manteniendo un promedio constante de 136 BOPD por los meses siguientes hasta que se le haga el siguiente mantenimiento; valor promedio que es el indicativo principal para la recuperación de la inversión.

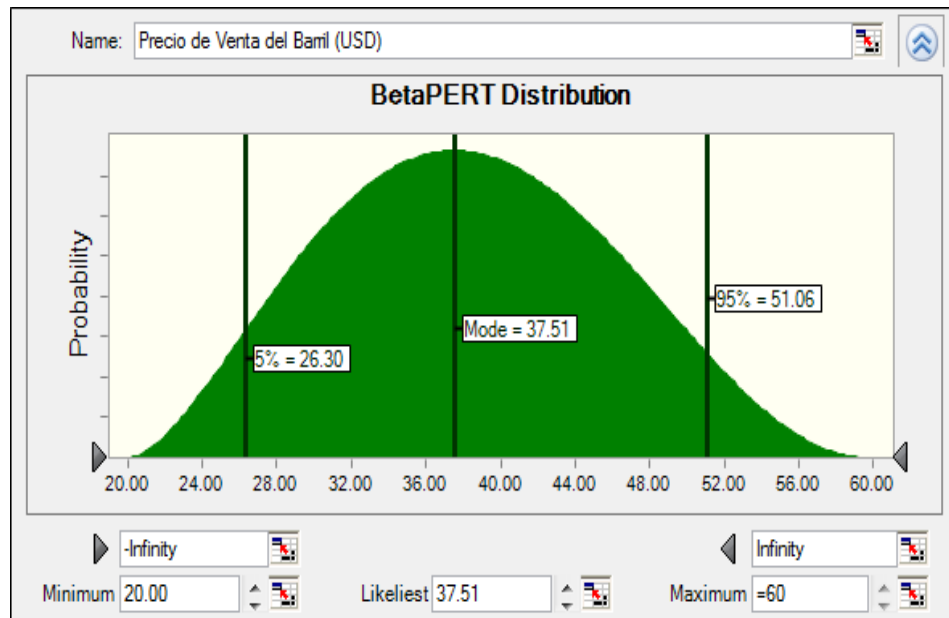
Gráfica 12. Sensibilidad de probabilidad producción inicial para una formación dañada S=4. Software: CrystalBall 2.2.2.



Fuente: Autor.

7.2.3 Precio de Venta del Barril de Crudo WTI. La siguiente ilustración muestra la sensibilización respecto a la alza o no del precio del crudo de acuerdo con los mercados internacionales y la variación a un siendo muy conservadores los valores en los escenarios mínimos y maxis oscilan entre 26.30 USD y 51.06 USD, con respecto al valor base de 37.51 USD; si observamos el mayor valor está muy conservador con respecto a los valores del mercado.

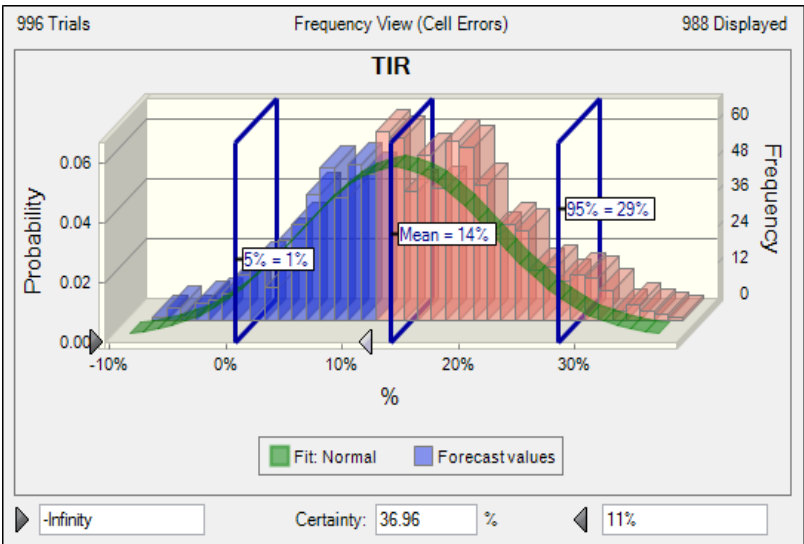
Gráfica 13. Sensibilidad del precio de venta del barril de crudo WTI. Software: CrystalBall 2.2.2.



Fuente: Autor.

7.2.4 Probabilidad de Variación de la TIR (Tasa Interna de Retorno) con respecto al caso más pesimista. En la Gráfica 16. Se muestran los escenarios más complejos sobre la tasa interna de retorno, donde el presentarse una TIR de 1% aunque es muy baja sigue conservando un valor positivo y si bien es cierto no es muy atractivo, la inversión de todas maneras se recuperaría en un tiempo más largo pero seguro, el mejor de los escenarios representa un 29% y una recuperación más temprana.

Gráfica 14. Sensibilidad de Variación del valor de TIR. Software: CrystalBall 2.2.2.



Fuente: Autor.

CONCLUSIONES

- Con base en los datos de la industria del petróleo, literatura y pruebas de laboratorio tomadas por parte de la compañía operadora se determinó que la estimulación acida (acidificación) mediante el uso de HCL es el mejor método existente para la remoción de precipitados de carbonatos de calcio de la cara de la formación.
- En base a lo anterior se desarrolló el plan de trabajo para las operaciones de Workover y Schedule de bombeo para realizar el trabajo de remoción de precipitados desarrollando un esquema o protocolo de pasos a seguir en este tipo de situaciones en donde se presenta precipitación de carbonatos de calcio en la cara de la formación.
- Se determino que el mejor método para evitar de nuevo la precipitación de carbonatos de calcio en la cara de la formación es la inyección en fondo del químico LIPESA 1856.
- Se pudo obtener de los datos de producción y mediante el método de matching de las curvas de IPR (Utilizando el Software WellFlo) un valor muy aproximado del daño de formación real que tiene el pozo YR-70.
- Las pruebas cualitativas (ensayos de compatibilidad, mojabilidad y detergencia) realizados a la salmuera y al tratamiento ácido, arrojaron resultados positivos, y evidenciaron en todos los casos y en todas las proporciones el excelente desempeño de los agentes surfactantes PET 5 – PET 550 y Ne118

⁶ LIPESA 185, Inhibidor de precipitados inorgánicos, Patente de NALCO S.A.

- Se pudieron apreciar en las ilustraciones de sensibilidad de la inversión con respecto al precio del barril de crudo que el proyecto es altamente sensible a la variación del mismo, sin embargo los pronósticos y estadísticas del precio del crudo según la Gráfica 12, muestran una leve estabilidad del precio con tendencia al alza.
- Se pudo determinar que en el escenario más pesimista y teniendo en cuenta el precio actual de venta del crudo para el proyecto Yariguí-Cantagallo, el proyecto es viable con una VPN de \$ 900.000 USD y con una TIR de 14%.
- Así mismo, si se mantienen las condiciones del mercado y los costos operativos asumidos con respecto a los contratos actuales vigentes para la Gerencia regional del Magdalena Medio, el proyecto promete ser muy rentable mostrando un VPN de \$ 3.300.000 USD y con una TIR de 45%.
- Los tiempos de recuperación de las inversiones iniciales están entre un rango de 4 a 5 meses en el peor de los casos, teniendo en cuenta los posibles gastos que podría generar el pozo durante el periodo de evaluación del proyecto (20 Meses).

BIBLIOGRAFIA

1. BOULDING, Kenneth E. "Análisis económico". Madrid, Ediciones de la Bibliote, 1963.
2. BRAVO MENDOZA, Oscar. "Modulo Evaluación de Proyecto". Instructor Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga Enero de 2007.
3. BRAVO MENDOZA, Oscar. "Modulo Ingeniería Económica". Instructor Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga Enero de 2007.
4. BRAVO MENDOZA, Oscar: "Gestión Integral de Riesgos". Tomo I. Bogotá, Junio de 2005.
5. COLMENARES VARGAS, Kelly Margarita. "Análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor". Tesis de Grado, UIS, 2008.
6. COSSIO DIAS, José Ramón. "Derecho y análisis económico". Instituto Tecnológico Autónomo de México; Fondo de Cultura Económica, 1997.
7. EMERY, Douglas R. y FINERTY, Jhon D. "Fundamentos de administración financiera". Pearson Education.
8. INFANTE V, Arturo. "Evaluación financiera de proyectos".
9. MCISSAC, Archibald M. "Elementos del análisis económico". México, Fondo de Cultura Económica, 1960.

10. MIRANDA, Juan José. "Gestión de Proyectos" (www.dnp.gov.co).
11. NEWNAN, Donald G. "Análisis económico en ingeniería". McGraw-Hill. México, 1985.
12. RIMA, Ingrid Hahne. "Desarrollo del análisis económico". Barcelona. Irwin, 1997.
13. SOLANO RUIZ, Arnaldo Helí. "Modulo Evaluación de Proyectos". Instructor Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga Octubre de 2006.
14. VAN HORNE, James C. "Administración financiera". Decima Edición. Prentice Hall.

ANEXOS

Anexo A. Ácidos Noviembre de 2010



DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	VR. UNIT. US\$ (SIN IVA)	VR. TOTAL US\$ (SIN IVA)
1. MOVILIZACION				
1.1 Movilización inicial y desmovilización final de los equipos y personal	Global	1	10.000,00	10.000,00
COSTO TOTAL MOVILIZACION EQUIPOS				10.000,00
2. CARGO BASICO DE EQUIPOS				
2.2 Set de equipos para Bombeo de fluidos	Set	1	8.000,00	8.000,00
2.3 Set de equipos para Estimulacion Quimica	Set	1	8.000,00	8.000,00
COSTO TOTAL EQUIPOS				16.000,00
3. SERVICIOS DE OPERACION				
3.1 Cargo por lavado acido de tubería por pozo	Trabajo	1	1.500,00	1.500,00
3.4 Cargo por prueba de tubería de Frac	Trabajo	1	1.500,00	1.500,00
3.6 Bombeo de fluidos	Trabajo	6	3.000,00	18.000,00
3.7 Cargo por bombeo de solventes (incluye unidad de bombeo y personal durante 4 días)	Trabajo	6	3.500,00	21.000,00
3.8 Cargo Basico por estimulación química.	Trabajo	6	6.000,00	36.000,00
COSTO TOTAL SERVICIOS DE OPERACION				78.000,00
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	VR. UNIT. US\$ (SIN IVA)	VR. TOTAL US\$ (SIN IVA)
4. MATERIALES				
4.1 Acido Clorhídrico (HCl) de 20° Baume (Concentración 32%)	gal	2.800	4,00	11.600,00
Ferrotrol 300 (50 ppt) Se estiman 15000 gls de tratamiento acido	Lbs	750	3,50	2.625,00
Inhibidor de corrosión (3 ppt). Se Estiman 15.000 gls de tratamiento Acido	gal	45	65,00	2.925,00
HV-acido-acido fosfónico (20 ppt). Se estiman 15000 gls de tratamiento acido	gal	300	75,00	22.500,00
Reductor de tensión interfacial info 250 (2 ppt), se estiman 15000 gls de tratamiento ácido	gal	30	60,00	1.800,00
Surfactante (1,5 ppt) se estiman 15000 gls de tratamiento ácido	gal	23	50,00	1.150,00
AntiSludge -NE-32-(2 ppt), se estiman 15000 gls de tratamiento ácido	gal	30	55,00	1.650,00
Bactericida -Magnacide 575-(0,05 ppt)	gal	3	150,00	450,00
Control de Finos-FSA-1 (5 ppt)	gal	75	200,00	15.000,00
Xileno	gal		12,00	
Varsol	gal		10,00	
Salmuera equivalente al 2%	gal	25.000	0,40	10.000,00
COSTO TOTAL MATERIALES				69.700,00
5.4 Cargo por camion sistema	Dia	12	1.500,00	18.000,00
COSTO TOTAL MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD				18.000,00
TOTAL CANTIDADES PREVISTAS				191.700,00
CANTIDADES NO PREVISTAS				
COSTO DIRECTO		0		191.700,00
COSTO DIRECTO (US\$)				191.700,00
IVA(18%) - US\$			16%	30.672,00
TOTAL (US\$)		0		222.372,00

NOTA: Cantidades estimadas para 15000 galones de tratamiento ácido, en caso de requerir mayor volumen los productos se cobrarán de acuerdo a las cantidades realmente utilizadas.. Productos para el tratamiento orgánico serán suministrados por Ecopetrol (PET S), Si se requiere el Xileno y Varsol, estos se deben solicitar con mínimo 6 días de anticipación.

Anexo B. Análisis Económico YR-70 Tratamiento

KUSD		
	0	1
CAPEX		
Tratamiento Quimico	\$ 71.300,00	0
Movilizacion de equipos e insumos	\$ 20.000,00	0
Cargo Basico por equipos	\$ 26.783,96	0
Cargo Basico por estimulación química	\$ 9.000,00	0
Cargo por camion Cisterna (3 Dias)	\$ 3.000,00	0
Packers RBP y RTM (5 Dias)	\$ 24.000,00	0
Equipo De Workover (15 Dias)	\$ 165.000,00	0
Salmuera (600 Bls)	\$ 7.350,00	0
Tubería de 3 1/2" EUE R2	\$ 75.000,00	0
Movilizacion de equipos de WO	\$ 12.000,00	0
Costos de Bomba de Subsuelo	\$ 24.625,44	0
Sarta de completamiento nueva	\$ 53.000,00	0
Total CAPEX	\$ 491.059,40	0
Ingresos		
Produccion de 136 Bopd	0	288077
OPEX		
Intervenciones promedio de 3/Año (2 WO + 1 varilleo)		9232
Paradas operacionales imprevista. Diferida (70 bls/mes).		2626
Lifting Cost = 12 USD/BI		48960
Bombeo de quimico LIPESA 185 (680 USD/mes)		680
Total OPEX	0	61498
Flujo de caja libre antes de impuestos	-491059	226579
Ganancia neta acumulada	-491059	-264481

9	10	11	12	13	14	15
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
273315	271524	269744	267976	266220	264475	262742
9232	9232	9232	9232	9232	9232	9232
2626	2626	2626	2626	2626	2626	2626
48960	48960	48960	48960	48960	48960	48960
680	680	680	680	680	680	680
61498	61498	61498	61498	61498	61498	61498
211817	210026	208246	206478	204722	202977	201244
1481211	1691237	1899483	2105961	2310683	2513660	2714904

16	17	18	19	20
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
261020	259309	257610	255922	254244
9232	9232	9232	9232	9232
2626	2626	2626	2626	2626
48960	48960	48960	48960	48960
680	680	680	680	681
61498	61498	61498	61498	61499
199522	197811	196112	194424	192745
2914426	3112237	3308349	3502773	3695518

Tasa de Oportunidad para ECP	0,88%		Tasa	11%
Valor de Barril para Yarigui	37,51	USD/BI		

VPN	\$ 3.341.514,005	El pozo tiene que producir minimo hasta el mes 8
TIR	45%	

CUADRO DE COSTOS YARIGUI 70 CONTRATO 5207114
SERVICIO DE ALQUILER CON SUMINISTRO Y/O ALQUILER DE HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA PESCA, MOLEDORES Y VENTANAS PARA PERFORACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS EN EL TERRITORIO NACIONAL.

ITEM	HERRAMIENTA	PRIMER DIA USO (US\$/DIA)	DIA ADIC USO (US\$/DIA)	STAND BY (US\$/DIA)	INSPECCIO N (US\$/EA)	MNTTO (US\$/EA)	REPOSICIO N (LIH) (US\$/EA)	PRIMER DIA	DIA ADIC	STAND BY	VR. TOTAL
1	ACELERADOR, 4 3/4" OD, CONEXIONES 3 1/2 IF PIN X BOX - ASSY 606-011 , Z TYPE ENERGIZER OR ACCELERATOR	\$ 1.603,80	\$ 972	\$ 85	\$ 500	\$ 1.400	\$ 39.694	1	2	4	5.786,20
2	BUJE GUIA PARA TUBERIA DE LAVADO (CROSSOVER) - WASH PIPE CROSSOVER	\$ 304,20	\$ 162	\$ 15	\$ 47	\$ 0	\$ 1.338	1	2	4	736,91
3	ARPON PARA PESCAR TUBERIA O HERRAMIENTAS HASTA 5" OD - ITCO RELEASING SPEAR, 9680 (CUERPO UNICAMENTE)	\$ 578	\$ 578	\$ 13	\$ 70	\$ 150	\$ 6.528	1	2	4	2.004,76
4	GOLPEADOR DE PESCA DE 4 3/4" OD, CONEXIONES 3-1/2 IF PIN X BOX - 4 3/4" OD LUBRICATED FISHING BUMPER SUB, ASSY 39727	\$ 1.458,00	\$ 486	\$ 85	\$ 300	\$ 1.200	\$ 32.680	1	2	4	4.268,40
5	ZAPATAS ROTARIAS DE LAVADO - WASHOVER SHOES, CARBIDE DRESSED (POR CORRIDA)	\$ 4.680,00	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	1			4.680,00
6	SUPER MARTILLO DE PESCA, HASTA 4-3/4" OD, CONEXIONES HASTA 3 1/2 IF PIN X BOX - 4-3/4" OD SUPERIOR HYDRAULIC FISHING JAR W/3 1/2" IF BOX x PIN	\$ 1.603,80	\$ 972	\$ 100	\$ 500	\$ 1.400	\$ 51.039	1	2	4	5.846,20
7	TUBERIA DE LAVADO - WASHPIPE	\$ 15,71	\$ 10,08	\$ 1,20	\$ 47	\$ 0	64.6/FT	300	600	300	11.309,00
8	GRAPA PARA ARPON PARA PESCAR TUBERIA O HERRAMIENTAS HASTA 5" OD - ITCO RELEASING SPEAR, 9680	\$ -	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 3.940	1	2	4	3.940,00
9	EQUIPO DE MANEJO FOR WASH PIPE 5 1/2" to 7 1/2" OD	\$ 753,00	\$ 163	\$ 29	\$ 310	\$ 440	\$ 18.250	1	2	4	1.945,00
10	MOVILIZACION HTAS DESDE NEIVA EN TURBO	\$ 813,00						2			1626
11	MOVILIZACION HTAS DESDE BARRANCA EN TRACTOMULA	\$ 582,00						2			1164
										TOTAL	43.306,47

Inversión	
Tratamiento Quimico	\$ 71.300,00
Movilizacion de equipos e insumos	\$ 20.000,00
Cargo Basico por equipos	\$ 26.783,96
Cargo Basico por estimulación quimica	\$ 9.000,00
Cargo por camion Cisterna (3 Dias)	\$ 3.000,00
Packers RBP y RTM (5 Dias)	\$ 24.000,00
Equipo De Workover (15 Dias)	\$ 165.000,00
Salmuera (600 Bls)	\$ 7.350,00
Tubería de 3 1/2" EUE R2	\$ 75.000,00
Movilizacion de equipos de WO	\$ 12.000,00
Costos de Bomba de Subsuelo	\$ 24.625,44
Sarta de completamiento nueva	\$ 53.000,00
Total	\$ 491.059,40

Costos de Mantenimiento	
Intervenciones promedio de 3/Año (2 WO + 1 varilleo)	\$ 9.232,33
Paradas operacionales imprevista. Diferida (70 bls/mes).	\$ 2.626,00
Lifting Cost = 12 USD/Bl	\$ 48.960,00
Bombeo de quimico LIPESA 185 (680 USD/mes)	\$ 680,00
Total OPEX	\$ 61.498,33

Daño de Formación (Skin)	Producción Inicial Diaria (BFPD)	Producción Inicial de Crudo (BOPD)
0	800	256
1	721	231
2	687	220
3	618	198
4	570	182

Anexo C. Conceptos Well Performance

Nota Técnica

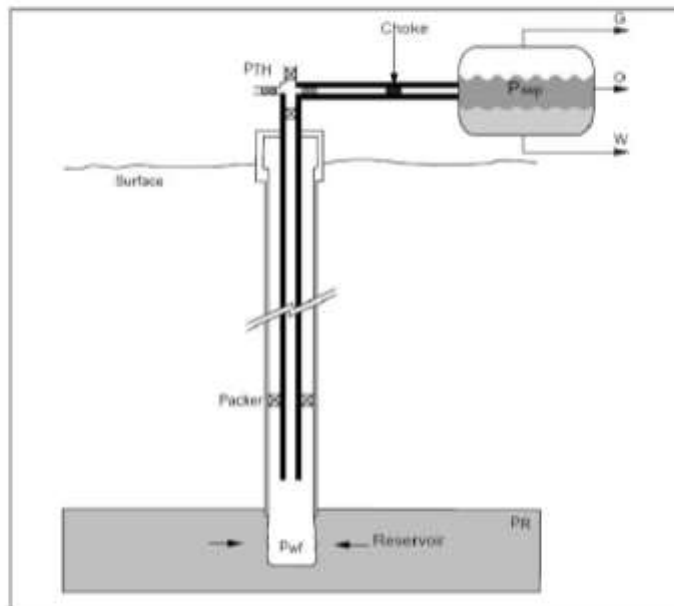
Conceptos de Well Performance

Introducción a los Sistemas de Producción.

Un sistema de producción es esencialmente es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido de reservorio hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el Campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su re-inyección en el reservorio.

Los elementos mecánicos básicos del sistema de producción son:

1. Pozos
2. Líneas de Conducción
3. Colector de Producción
4. Separadores y equipamiento de proceso
5. Instrumentos de medición
6. Recipientes de Almacenamiento



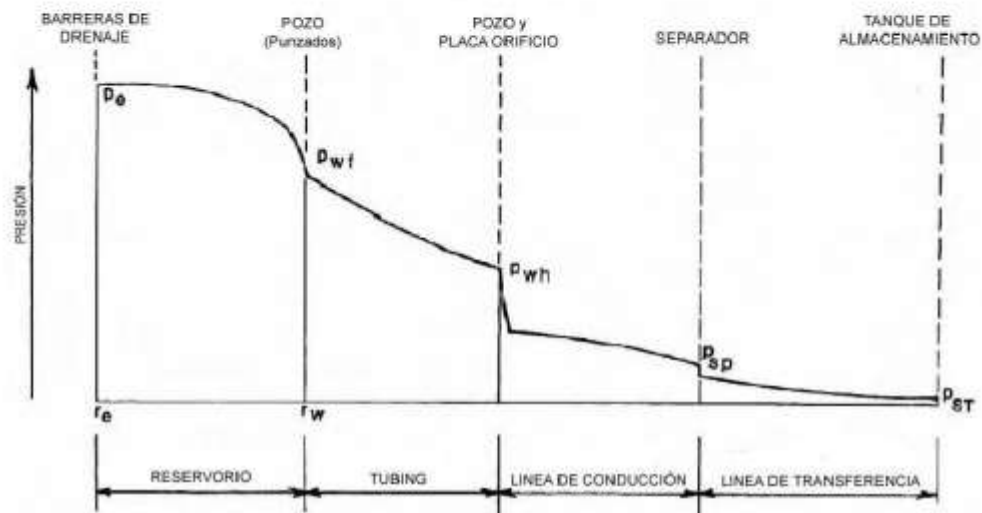
Un pozo puede ser definido como un conducto o interfase, entre el petróleo y gas del reservorio y las facilidades de superficie. Esta interfase es necesaria para producir el fluido del reservorio a la superficie.

En la Performance del pozo, el volumen de drenaje del reservorio que fluye hasta el pozo juega un papel muy importante. Un pozo combinado con el drenaje de un reservorio, comúnmente es llamado sistema de producción de petróleo o gas. Un sistema de producción esta compuesto por los siguientes componentes:

- Medio Poroso
- Completación (Estimulación, Punzado, y Engravado)
- Conducto vertical u horizontal o inclinado con válvulas de seguridad y placas de choque.
- Un sistema de levantamiento Artificial, tal como bombas, válvulas de gas-Lift, etc.
- Líneas de Conducción horizontales con placas de choque y otros componentes de cañerías como válvulas, codos, etc

Perfil de presiones a lo largo del sistema de producción.

En análisis de presiones a lo largo del camino del fluido (desde el reservorio hacia la superficie) es uno de los puntos mas importantes a la horade analizar la performance de un pozo y optimizar la producción de un reservorio. Este análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema forma parte del llamado Análisis Nodal (marca registrada de Flopetrol Johnston, una división de Schlumberger). La siguiente gráfica representa las caídas de presión a lo largo de las distintas partes del sistema de producción.



Definiciones Importantes

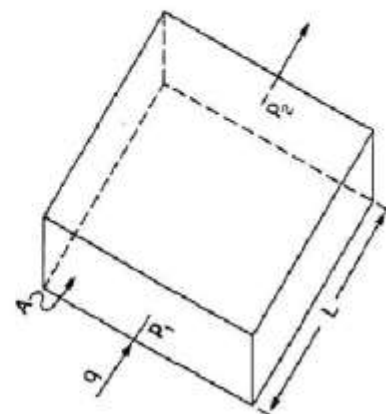
1. Permeabilidad (ley de darcy)
2. Espesor útil
3. Radio de drenaje (r_e)
4. Presión promedio de Reservorio (p_r)
5. Presión dinámica de fondo (P_{wf})
6. Diferencial de Presion (Drowdown pressure)

1. Permeabilidad (k): Es una propiedad de la Roca la cual mide la capacidad de transferencia que tienen los fluidos para atravesar la roca. En su forma más simple, la ley de Darcy, se aplica a una losa rectangular de roca, que tiene la siguiente forma:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L}$$

Donde,

- q = Caudal en cm³/seg
- μ = Viscosidad del fluido en centipoise
- k = permeabilidad de la roca en Darcy
- L = Largo de la Roca en cm
- A = área de la sección transversal al flujo en cm²
- (p₁ - p₂) = diferencia de presión en atm



Esta formula demuestra que el caudal de liquido, q , por sección transversal, A , de un medio permeable es directamente proporcional a la permeabilidad, k , al gradiente de presión dp/dl , e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, μ . El signo negativo se incluye porque el flujo toma lugar en la dirección de decrecimiento de los gradientes de presión. La ecuación de Darcy asume un estado estacionario, flujo lineal de un fluido monofásico, en un medio poroso homogéneo y saturado con el mismo fluido. Aunque estas condiciones raramente se encuentran en un reservorio, todos los métodos prácticos están basados en el trabajo de Darcy.

2. Espesor (h): El espesor útil es el espesor promedio de la formación permeable, que contiene el área de drenaje por la cual el fluido fluye hacia el pozo. Este no es solamente el intervalo punzado o el espesor de formación encontrado por el pozo.

3. Radio de drenaje (r_d)

Es la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión estática. Se lo llama radio de drenaje, ya que en la mayoría de los casos se asume un flujo radial desde el reservorio hacia el pozo.

4. Presión promedio de reservorio (p_r)

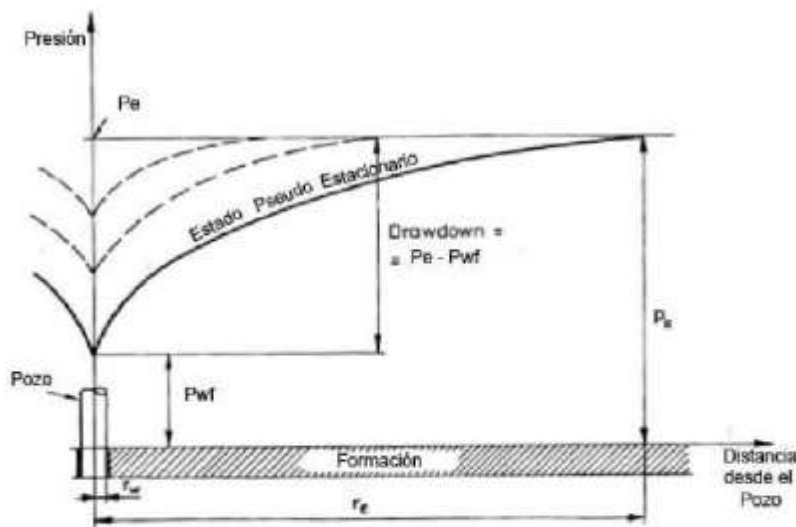
Esta es la presión promedio de reservorio que se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Para mayores distancias que r_d , la presión se mantiene constante. Este valor de presión se puede obtener de ensayos de formación tipo Build up o Drawdown. Se puede observar en la figura siguiente, el perfil de presiones tipo para un reservorio sin daño de formación.

5. Presión dinámica de fondo (P_{wf})

Esta es la presión que se desarrolla en la cara de la formación, o sea en las paredes del pozo donde se encuentran los punzados. Esta se puede determinar con Ensayos de Formación, Perfiles de Presión o con sensores de fondo. Su valor puede variar para pozos con cierta proximidad y afectados a la misma formación debido al daño que se haya en el volumen de roca en las cercanías del pozo.

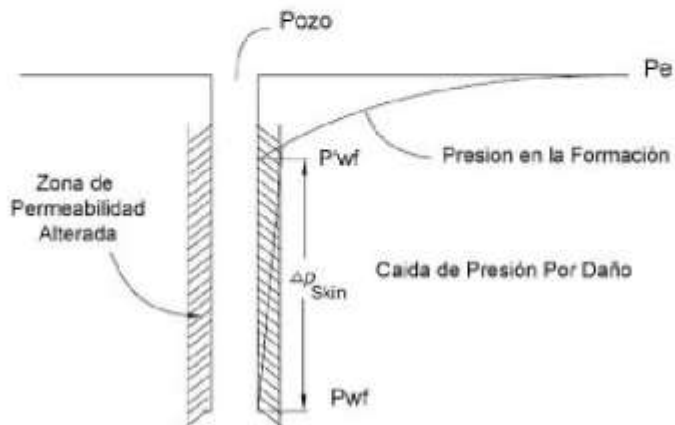
6. Diferencial de Presión (Drawdown pressure, $(p_i - p_{wf})$)

Esta es la diferencia entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo. Esta influye en el desempeño del pozo, ya que una gran diferencia de presión nos indica como es la permeabilidad que tiene la formación, ya que esta es inversamente proporcional a la diferencia de presión.



Factor de Daño ($S=Skin$)

Durante las operaciones de perforación y completación, la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo puede ser alterada. A esta zona alterada de permeabilidad se le llama zona dañada. La invasión de fluidos de perforación, la dispersión de las arcillas (hinchamiento), la presencia de revoque y cemento, y la presencia de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores responsables por la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación tal como acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño de la formación (skin).



Distribución de la Presión en un Pozo con Daño

Este factor de daño determinado por ensayos de pozo refleja cualquier fenómeno mecánico o físico que restrinja el flujo al pozo. Las causas más comunes a las que también se les atribuyen restricciones son, debido a una penetración parcial de la perforación del pozo en la formación, poca penetración de punzados, taponamiento del punzado o turbulencia. Estos efectos restrictivos son comúnmente llamados pseudo-daño (pseudo skin).

Es importante notar que el efecto de daño completo o total incluyendo turbulencia puede ser mayor a 100 o mayor en pozos con completaciones muy pobres. Sin embargo, el efecto de daño mínimo en una formación altamente estimulada es de alrededor de -5.

El factor de daño (S_i) es una constante que relaciona la caída de presión debido al daño, con el caudal y la conductividad de la formación. Entonces:

$$S_i = \frac{\Delta P_{skin}}{\left(\frac{141,2 \ q \ \mu_o B_o}{k h} \right)}$$

$$\Delta P_{skin} = 0,87 \ m S_i$$

$$= (P_{wf}' - P_{wf})$$

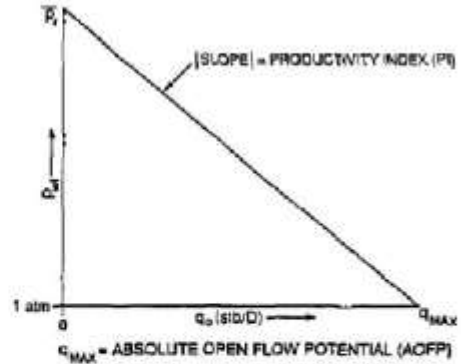
Donde,

m = Es la pendiente de la línea semi-log obtenida en el ensayo de pozo tipo Build up o drawdown (psi/ciclo de log).

$$S_r = S_d + S_p + S_{pp} + S_{nrb} + S_o + S_i + \dots$$

El IPR (Inflow performance Relationship)

Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de Reservorio y la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo (Q_{MAX}), mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero. Una relación de performance de injerto típica (IPR) es la presentada en la figura.



Flujo de una sola fase

Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado a continuación está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial...

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_r + Dq_o \right]}$$

Donde:

- q_o = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)
- B_o = Factor Volumétrico del petróleo, (bbl/std bbl)
- μ_o = viscosidad del petróleo, cp.
- k_o = permeabilidad de la formación, md.
- h = espesor neto de la formación, ft.
- \bar{p}_r = presión promedio de reservorio, psia.
- p_{wf} = presión dinámica de fondo, psia.
- r_e = radio de drenaje, ft.

$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$ Donde A es el área circular de drenaje, ft².

s_r = Skin Total

Dq_o = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en reservorios con baja permeabilidad.

Esto puede ser desarrollado tal que para $r_e=1,466$ ft., $r_w = 0.583$ ft., $s_r = 0$ y no turbulencia, la ley de Darcy se simplifica a la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{k h}{\mu_o B_o} (\bar{p}_r - p_{wf}) \dots\dots\dots k \text{ (Darcys)}$$

Esta ecuación simple es aplicada usualmente para la estimación de caudales de petróleo desde el pozo.

Índice de productividad - IP

Una simple aproximación para describir la performance de injerto de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (IP). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial al rededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación esta saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (IP)

$$q = PI (\bar{p}_r - p_{wf})$$

Esta ecuación de estado nos dice que el flujo de líquido en el pozo es directamente proporcional al drawdown. El punto final de la línea de IP es la presión promedio de reservorio (P_r) a caudal cero. El máximo caudal es el Potencial Absoluto a Pozo (Absolute Open Flow Potential –AOF) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de reservorios se lleva a cero.

Flujo Bifásico

La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio. Durante la depleción del reservorio, la presión de este continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR Combinado.

IPR de Vogel

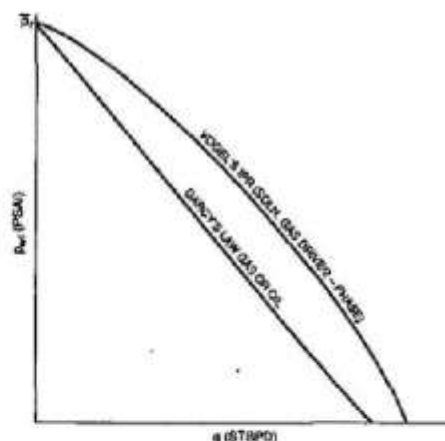
En el caso del flujo bifásico, donde reservorio la presión promedio del mismo (p_i) está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel.

Esta ecuación es,

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo (q_{max}) como así también la presión promedio del reservorio ($P_{estática}$) y el caudal (q_b) a la correspondiente presión dinámica.

Para cualquier caso, se necesita realizar un ensayo de recupero de presión (build up) para conocer p_i , y también se debe realizar un ensayo de flujo por orificio calibrado, para conocer el caudal entregado por la formación.



Nota Técnica

Conceptos de Well Performance

IPR Compuesto

El IPR compuesto, en una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión esta por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR esta particularmente utilizado cuando la presión de reservorio p_r esta por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo p_w esta por debajo.

Por lo tanto,

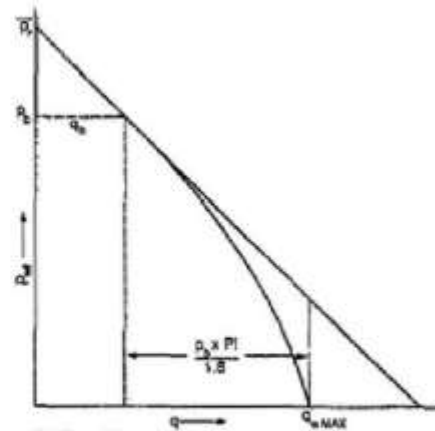
$$q_o = PI \cdot (\bar{p}_r - p_{wf})$$

$$\text{para } p_{wf} \geq p_b$$

Y para $p_{wf} < p_b$,

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{PI \times p_b}{1.8} \right) \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \right]$$

$$\text{donde } q_b = PI \times (\bar{p}_r - p_b) \\ = \text{Caudal a } (p_{wf} = p_b)$$



Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor skin y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño o estimulados.

Método de Fetkovich

Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de flujo similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo:

$$q = C (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n$$

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo de pozo "fitting of multipoint". La evaluación de los ensayos de pozo y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich.

El exponente "n" fue encontrado que existen casos de entre 0.5 a 1000, tanto para pozos de gas como petróleo. Una "n" menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente "C" representa el índice de productividad del reservorio. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementa.

Nota Técnica

Conceptos de Well Performance

Conclusión

El sistema completo de producción involucra toda esta serie de factores, que van a ser determinantes en la selección y rendimiento de el sistema de levantamiento artificial seleccionado.

En caso de pozos que no requieran sistemas de extracción, el análisis de la fluidodinámica en cada una de las partes del sistema son vitales a la hora de maximizar la producción y de mantener la vida y energía del reservorio.

Estudios previos para llegar a la instalación óptima de trabajo son necesarios en cada etapa de la vida útil del reservorio, ya que las condiciones de operación son dinámicas y se debe estar siempre alerta de su cambio.

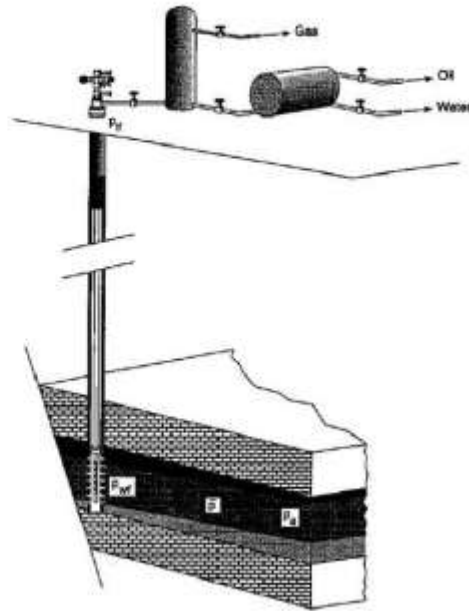
Referencias Bibliográficas

- *Schlumberger*. Well performance manual
- *Golan Michael*. Well Performance 2^{da} Ed
- *Economides Michael*. Petroleum Production Systems

Realizado por

Marcelo Hirschfeld - Oilproduction.net

Rodrigo Ruiz - Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Argentina



**Anexo D. Evaluación de Inhibidores de “SCALE” para el Campo Yarigui –
Cantagallo**



ECP-ICP- -07

**EVALUACION DE INHIBIDORES DE “SCALE”
PARA EL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO**

INFORME FINAL

Piedecuesta, Enero de 2008

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
Centro de Investigación y Desarrollo
Piedecuesta – Santander
Tels. 6847000, 6847139



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

EVALUACION DE INHIBIDORES DE "SCALE" PARA EL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

SOLICITADO POR: SAR
Ing. Michel A. Bohórquez

PARTICIPANTES: M. Phil. Alberto Mendoza R.
Qco. Zarith Pachón
Qco. Alvaro Villar
Ing. Ludwing López



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

LISTA DE DISTRIBUCIÓN

- Copia para Departamento de Producción Cantagallo, Superintendencia de Operaciones del Río, Cantagallo.
- Copia para el Departamento de Yacimientos, PYA, Bogotá.
- Copia para el Centro de Información Técnica, Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, Piedecuesta.



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

TABLA DE CONTENIDO

- 1 INTRODUCCIÓN**
- 2 OBJETIVO**
- 3 METODOLOGÍA**
 - 3.1 Caracterización de aguas
 - 3.2 Caracterización de productos
 - 3.3 Eficiencia dinámica
- 4 RESULTADOS**
 - 4.1 Caracterización de aguas
 - 4.2 Caracterización de productos
 - 4.3 Eficiencia Dinámica
- 5 CONCLUSIONES Y COMENTARIOS**

Anexo: Evaluación de la eficiencia de un inhibidor de corrosión en presencia de un inhibidor de incrustaciones



1. INTRODUCCIÓN

En algunos pozos del campo Yarigui-Cantagallo, se ha encontrado formación de incrustaciones de carbonato de calcio, posiblemente influenciada por la desgasificación generada por los altos drawdown de los sistemas de levantamiento.

Con la necesidad de buscar alternativas para inhibir la precipitación de carbonatos en los pozos, la Superintendencia de Operaciones del Río, solicitó al ICP la evaluación de productos comerciales para inhibición de incrustaciones de varias compañías, para ser dosificados mediante un capilar.

En el 2006 se había realizado una evaluación preliminar, pero buscando nuevos productos comerciales de mejor desempeño, se inició una nueva evaluación donde se consideraron productos de las compañías Lipesa, BJ Services y Nalco. Solamente se consideraron productos base fosfonatos.

Adicionalmente a la evaluación y selección del inhibidor de incrustaciones, se evaluó el efecto de un inhibidor de corrosión sobre la eficiencia del inhibidor de incrustaciones, evaluado y seleccionado en un estudio previo, para el control de corrosión en fondo de pozos.

El agua base para las pruebas fue la del pozo Yarigui 101, muestreada y analizada en el 2007.

En este informe se consigan los resultados obtenidos en la evaluación realizada.



2. OBJETIVO

Evaluar y seleccionar un inhibidor de incrustaciones para su aplicación mediante inyección por capilar en pozos de los campos Yarigüí-Cantagallo.

3. METODOLOGÍA

3.1. CARACTERIZACION DE AGUAS

Para evaluar y seleccionar inhibidores, la primera etapa fue caracterizar las aguas y determinar su tendencia incrustante.

3.2 CARACTERIZACION DE PRODUCTOS

En el estudio del 2006 se evaluaron los siguientes productos ST-2807 (Clariant), EC6359A (Nalco), L-185 (Lipesa) y SCW356 (Baker), de los cuales fue seleccionado el producto L-185, de la compañía Lipesa. En el nuevo estudio se consideró el mismo producto seleccionado y dos nuevos productos, el EC 6146A de la compañía Nalco y el RSI 07155 de la compañía B.J.

3.3 EFICIENCIA DINAMICA

Esta prueba consiste en establecer la mínima concentración de inhibidor (MIC) necesaria para prevenir la formación de incrustaciones, en un sistema dinámico a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Para asegurar que los resultados sean confiables se deben ajustar las condiciones de la prueba (flujo, tamaño del coil, etc.), de manera que las pruebas blanco (sin inhibidor) sean reproducibles.

Inicialmente se preparan dos salmueras que al ser mezcladas en proporción 1:1 representan la salmuera del yacimiento en estudio, una compuesta por cationes (S-1) y otra por aniones (S-2), las cuales mediante bombas dosificadoras se inyectan en forma individual al sistema presurizado (2000 psi), con un flujo de 5 ml/min cada una. El



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

punto de mezcla es un capilar ("coil"), ubicado en un horno a la temperatura especificada (60°C). Al mezclarse las dos salmueras se produce carbonato de calcio y/o sulfato de bario que ocasionan taponamiento en el capilar, lo cual se refleja en el aumento del diferencial de presión medido en el "coil".

La dosificación del inhibidor se realiza sobre la salmuera de aniones (S-2). El criterio empleado para evaluar su eficiencia está dado por las siguientes condiciones:

Si $\Delta P = 0$ psi en 30 minutos de flujo continuo, la dosis se considera adecuada. Si el diferencial de presión, $\Delta P \geq 1.0$ psi en 30 minutos de flujo continuo, la dosis se considera insuficiente o el producto descartable.

La composición de las salmueras está diseñada de forma que al mezclarse en el capilar, se reproduzca la composición del agua de la formación.

Condiciones de operación:

Back Pressure:	2000 psi.
Temperatura:	85°C.
Longitud del coil:	1 m.
Diámetro interno:	0.8 mm
Tasa máxima:	10 cc/min, flujo combinado.

pH : Se ajusta la salmuera de cationes a pH = 4.7. La salmuera de aniones se deja como se prepara (8.05).

MIC máximo = 30 ppm.

Se corre un blanco para asegurar que el coil se bloquea antes de 25 min. ($\Delta P \geq 1.0$ psi).

• Procedimiento Operacional

1. Fijar condiciones de operación.
2. Iniciar el bombeo de las salmueras a la rata especificada
3. Permitir que haya depósitos hasta que el diferencial de presión sea igual a 1 psi y verificar la depositación.
4. Fluir las salmueras con la dosis más alta de inhibidor a ser probada.
5. Si después de 30 min. el diferencial de presión no incrementa en 1.0 psi, reducir la concentración de inhibidor.



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigüí-Cantagallo

6. Repetir la etapa 5 hasta que el diferencial de presión alcance 1.0 psi antes de 30 min.
7. La MIC se define como la concentración mínima probada que causa taponamiento y la siguiente que no causa taponamiento.
8. Repetir con las dos últimas concentraciones probadas, la que no causa daño y la que no evita el daño.

• **Composición Química de las Salmueras de Trabajo**

La composición química del agua representativa del pozo Yarigüí 101 se muestra en la Tabla 1, con base en la cual se prepararon las salmueras S1 y S2 que aparecen a continuación:

S-1:

CaCl ₂ . 2H ₂ O	=	1.981 g/l
MgCl ₂ . 6H ₂ O	=	2.727 g/l
NaCl	=	52.133 g/l
KCl	=	0.282 g/l
SrCl ₂ .6H ₂ O	=	0.420 g/l
pH	=	4.70 (Ajustado)

S-2:

NaHCO ₃	=	5.122 g/l
NaCl	=	52.133 g/l
KCl	=	0.282 g/l
pH	=	8.10

4. RESULTADOS

4.1. CARACTERIZACION DE AGUAS

En las Tablas 1 y 2 aparecen los análisis fisicoquímicos de algunos pozos de la SAR, donde puede estar ocurriendo precipitación de carbonatos. Para propósitos comparativos se presentan resultados de pozos analizados tanto en el 2006 como en el 2007.

Tabla 1. Caracterización fisicoquímica de muestras de agua de pozos Yarigui- 2006.

Fecha Muestreo	Parámetro Muestra	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	Ba ⁺⁺ mg/l	Sr ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺⁺ mg/l	STD mg/l	Salinidad mg/l NaCl	SiO ₂ mg/l
Mayo 5/06	Yarigui 57	20013	194.5	878.9	194.5	161.3	NR	1.0	54297	53924	27.4
Mayo 5/06	Yarigui 69	17854	152.0	2326.3	188.2	151.6	NR	30.8	32380	52357	26.1
Mayo 5/06	Yarigui 70	20176	228.4	362.6	133.5	83.4	NR	0.1	53541	52391	29.9
Julio 6/06	Yarigui 70	19900	163.8	292.0	165.7	65.5	66.6	17.02	53364	52629	23.6

Fecha Muestreo	Parámetro Muestra	pH/°C	Resistiv. Cm @ 25°C	H ₂ S mg/l	O ₂ DIS. ppb	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁺⁺ mg/l	SO ₄ ⁺⁺ mg/l	Conductiv. mS/cm @ 25°C	Cl mg/l
Mayo 5/06	Yarigui 57	7.52 / 19.3	0.141	ND	NR	40.0	762.5	0.0	1.9	70.9	32962
Mayo 5/06	Yarigui 69	7.22 / 20.4	0.147	ND	NR	40.0	183.0	0.0	1.0	68.1	31433
Mayo 5/06	Yarigui 70	7.68 / 19.1	0.140	ND	NR	100.8	1891.8	0.0	1.0	71.6	30631
Julio 6/06	Yarigui 70	7.65/20	0.126	NA	NA	15*	1500.0	35A	5.8	79.20	31337

Tabla 2. Caracterización fisicoquímica de muestras de agua de pozos Yarigui- 2007.

FECHA MUESTREO	PARAMETRO MUESTRA	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	Sr ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺⁺ mg/l	STD mg/l	SALINIDAD mg/l NaCl	SiO ₂ mg/l	
* Oct-04-07	YARIGUI-101	21210	148.1	260.5	161.4	61.8	68.9	1.8	53740	52727	28.7
* Oct-04-07	YARIGUI-57	21560	119.7	327.6	166.8	62.3	29.6	0.6	53643	53217	21.7
* Oct-04-07	YARIGUI-79	20140	128.8	367.8	209.5	73.0	100.4	1.8	52139	51911	28.7
* Oct-04-07	YARIGUI-82	19610	96.2	637.2	198.1	75.4	99.3	2.8	51889	51554	18.6
* Oct-04-07	YARIGUI-78	19670	85.5	1706.0	171.5	138	153.4	12.5	49389	49650	15.5
* Oct-04-07	YARIGUI-62	19600	81.52	1236	127.2	95.19	112.2	4.8	49589	49796	23.0
* Oct-04-07	YARIGUI-70	21610	136.2	53.04	82.62	42.19	48.7	0.3	54733	53828	15.8
* Oct-04-07	YARIGUI-88	19380	86.35	1533	164.1	118.7	127.9	2.8	51396	51056	24.5

FECHA MUESTREO	PARAMETRO MUESTRA	pH/°C	RESISTIV. Cm @ 25°C	H ₂ S mg/l	O ₂ DIS. ppb	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁺⁺ mg/l	SO ₄ ⁺⁺ mg/l	CONDUCTIV. mS/cm @ 25°C	Cl mg/l
Oct-04-07	YARIGUI-101	7.48 / 36.3	0.148	3FD	3FD	50	1060.5	0.0	1.0	67.6	30062
Oct-04-07	YARIGUI-57	7.38 / 36.3	0.146	3FD	3FD	109	1067.5	0.0	1.0	68.7	30362
Oct-04-07	YARIGUI-79	7.59 / 34.4	0.146	3FD	3FD	75	823.5	0.0	1.0	68.5	30440
Oct-04-07	YARIGUI-82	7.45 / 34.3	0.143	3FD	3FD	25	427.8	0.0	1.0	69.8	30980
Oct-04-07	YARIGUI-78	6.97 / 35.4	0.159	3FD	3FD	20	183.9	0.0	1.0	62.7	28224
Oct-04-07	YARIGUI-62	6.79 / 32.4	0.155	3FD	3FD	25	183.0	0.0	1.0	64.6	28980
Oct-04-07	YARIGUI-70	7.94 / 23.6	0.145	3FD	3FD	28	3334.7	0.0	1.0	67.3	29580
Oct-04-07	YARIGUI-88	7.04 / 22.3	0.145	3FD	3FD	20	183.0	0.0	1.0	66.9	30080



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

4.2. CARACTERIZACION DE PRODUCTOS EVALUADOS

La Tabla 3 contiene los datos de la caracterización básica efectuada al producto seleccionado.

Tabla3. Características de los productos evaluados

Producto	pH / °C	Densidad (g/mL) / °C	Índice de Refracción (%Brix / °C)
EC-6146A	4.42 / 22.2	1.102 / 22.3	17.4 / 23.8
RSI-07551	3.93 / 20.1	1.2158 / 21.4	46.9 / 22.1
L-185	3.52 / 20.0	1.1195 / 21.3	26.1 / 21.9

4.3. EFICIENCIA DINAMICA

La Tabla 6 contiene los resultados de la evaluación realizada a los tres inhibidores, siguiendo las condiciones descritas en el procedimiento descrito anteriormente.

Tabla 6. Pruebas MIC realizadas con los productos originales.

Producto	20 ppm	10 ppm	5 ppm	2.5 ppm	1.25 ppm
EC-6146-A	✓	✓	$\Delta P=0.08$	$\Delta P=0.10$	χ
RSI-07155	✓	✓	✓	$\Delta P=0.16$	χ
L-185	✓	✓	✓	$\Delta P=0.03$	$\Delta P=0.20$

✓ : Producto eficiente, ($\Delta P = 0$ en $t \leq 30$ min)

Los valores de ΔP entre 0.0 y 1.0 psi indican que la eficiencia del aditivo no es completa a la dosificación especificada, es decir, es factible la precipitación de escamas. Los productos se evaluaron hasta dosificaciones de 1.25 ppm. Para el producto L-185, se observa una tendencia de taponamiento a 2.5 ppm, y a 1.25 ppm, mientras que los productos EC-6146-A y RSI-07155 no inhibieron la formación de scale a 1.25 ppm. Por lo tanto, el producto recomendado es el L-185 a una concentración de 5 ppm.



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

4.3.1. Eficiencia del inhibidor L-185 en presencia de inhibidores de corrosión

Además, el producto L-185 se evaluó en presencia de los inhibidores de corrosión Cortron JRN-264 y 97VD129 de Nalco, quienes se adicionaron a la salmuera de trabajo en una concentración de 10 ppm en todos los casos. Los resultados se muestran en las tablas 7 y 8.

Tabla 7. Pruebas MIC realizadas en presencia del inhibidor de corrosión Cortron JRN-264.

Producto	20 ppm	10 ppm	5 ppm	2.5 ppm
L-185	✓	✓	✓	$\Delta P=0.02$

✓ : Producto eficiente, ($\Delta P = 0$ en $t \leq 30$ min)

Tabla 8. Pruebas MIC realizadas en presencia del inhibidor de corrosión 97VD129 de Nalco

Producto	20 ppm	10 ppm	5 ppm	2.5 ppm
L-185	✓	✓	$\Delta P=0.03$	χ

✓ : Producto eficiente, ($\Delta P = 0$ en $t \leq 30$ min)

De acuerdo a estos resultados, se puede inferir que el inhibidor de scale seleccionado es afectado positivamente por la presencia del producto Cortron JRN-264, pues se observa una reducción, aunque leve, del MIC comparado con el obtenido en ausencia de éste. Por otra parte, la presencia del inhibidor de corrosión 97VD129 de Nalco provocó una disminución en la eficiencia del producto L-185, a 2.5 ppm y a 5 ppm.



5. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS


- ✦ El producto de mejor desempeño fue el L-185 de la compañía Lipesa, por tal motivo se sugiere su uso en la inhibición de los pozos del campo Yarigüí-Cantagallo con problemas de incrustaciones de carbonato de calcio.
- ✦ El residual del producto debe estar entre 2.5 y 5.
- ✦ No sobredosificar el inhibidor pues se puede generar pseudoscale que ocasionaría taponamiento de tuberías.
- ✦ Se sugiere monitorear el contenido de calcio y de fosfonatos en cabeza del pozo.
- ✦ Si se decide dosificar un inhibidor de corrosión se debe evaluar la compatibilidad entre los aditivos y de ellos con los fluidos producidos, así como también la eficiencia de cada uno de ellos.



Evaluación de inhibidores de "Scale" para el campo Yarigui-Cantagallo

ANEXO

EVALUACION DE LA EFICIENCIA DE UN INHIBIDOR DE CORROSION EM PRESENCIA DE UN INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES

	EVALUACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE DOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS SOBRE CAPILARES.	STE: 08 01 – 001
		Página 14 DE 24

ECOPETROL S. A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
LABORATORIO DE INGENIERIA DE
MATERIALES

Pruebas acreditadas por la SIC

EVALUACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE DOS
TRATAMIENTOS QUÍMICOS SOBRE CAPILARES
(STE. 08 01 – 001)

REALIZADO POR: LABORATORIO INGENIERÍA DE MATERIALES – ÁREA CORROSION
REVISADO POR: MIGUEL MATEUS BARRAGAN / JOSE MARTIN LIZCANO CONTRERAS
APROBADO POR: JOSE MARTIN LIZCANO CONTRERAS

PIEDECUESTA – SANTANDER, FEBRERO 4 DE 2008

1. OBJETIVO

Determinar la corrosividad de dos tratamientos químicos sobre capilares de acero inoxidable 316.

2. MUESTRAS A EVALUAR

Se recibieron dos muestras de capilares de acero inoxidable 316. En la Figura 1 se muestran dos secciones de tubería tomadas a partir de los capilares recibidos e identificados como M1 y M2, donde M1 representa el capilar que va a estar sometido a una solución consistente de 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 185 y M2 representa el capilar que va a estar sometido a una solución al 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 185 + 20ppm Inhibidor de Corrosión Cortron JRN264.

La solución de 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 190 fue preparada en el laboratorio de Química de Producción, la adición del inhibidor de corrosión Cortron se realizó en el laboratorio Ingeniería de Materiales – Área Corrosión.



Figura 1. Muestras del tubo capilar recibidas.

3. ENSAYOS REALIZADOS

Se llevaron a cabo las siguientes pruebas:

- Espectroscopia de Impedancia Electroquímica EIS.
- Prueba de inmersión de los capilares.
- Inspección Visual.
- Análisis metalográfico.
- Prueba de líquidos Penetrantes.
- Análisis de composición química por EEO.

4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

4.1 Exposición a los tratamientos químicos: De las muestras metálicas recibidas se tomaron dos capilares. Las condiciones de ensayo fueron las siguientes:

Condiciones de la prueba.

- Longitud del capilar 50 cm
- Temperatura: 60°C
- Presión promedio: 1200 psi
- Tiempo: 730 horas.
- Material: Capilar acero inoxidable 316.

Las soluciones de ensayo fueron:

- Solución al 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 185, identificada como M1
- Solución al 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 185 + 20ppm Inhibidor de Corrosión Cortron JRN264, identificada como M2.

En la Figura 2 se muestra el montaje realizado para esta inmersión.

Después de realizado el ensayo de inmersión en las dos soluciones de ensayo, se realizó el retiro de los fluidos, posteriormente, se hacen cortes a los capilares, para obtener cañuelas, que serán analizadas por inspección visual, análisis Metalográfico y la prueba de líquidos penetrantes.



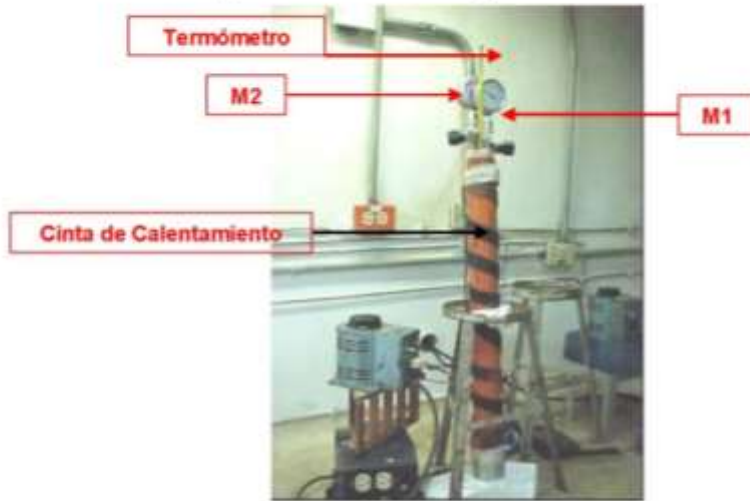
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 2. Montaje de los capilares.

4.2 Espectroscopia de Impedancia electroquímica, EIS.

Con el objetivo de encontrar la velocidad de corrosión general de las soluciones evaluadas, sobre el material del capilar (SS316), se corrieron pruebas electroquímicas de Corriente Alterna.

Los parámetros utilizados en esta técnica son:

- | | |
|----------------------|-----------|
| ▪ Temperatura (°C) | 60 °C |
| ▪ Volumen | 900 ml |
| ▪ Amplitud | 10 mV |
| ▪ Frecuencia inicial | 10.000 Hz |
| ▪ Frecuencia final | 0.1 Hz |

Como soluciones de ensayo se evaluaron:

- Solución acuosa al 2% KCl.
- Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185 (Inhibidor de Incrustaciones).
- Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185 (Inhibidor de Incrustaciones) + 20ppm Cortron JRN264 (Inhibidor de Corrosión).

5. RESULTADOS DE LOS ENSAYOS

5.1 Espectroscopia de Impedancia Electroquímica, EIS:

Los resultados obtenidos a partir del ensayo de espectroscopia de impedancia electroquímica, se reportan en las Tablas 1 a 3.

Para la determinación de la velocidad de corrosión general se tomo como estándar para este calculo el valor de las Tafel Anódica y Catódica igual a 100mV / Década.

Tabla 1. Resultados prueba espectroscopia de impedancia. Solución acuosa al 2% KCl.

t (min)	β_a (mV)	β_c (mV)	B	Rp (ohms)	Velocidad corrosión	
					(mm/año)	(mpy)
60	100	100	50	4977.4	0.005691	0.2241
90	100	100	50	5122.2	0.005530	0.2177
120	100	100	50	9128.4	0.003103	0.1222
150	100	100	50	5719.3	0.004953	0.1950
180	100	100	50	7745.4	0.003657	0.1440
			Promedio	6538.51	Promedio	0.18059

Tabla 2. Resultados prueba espectroscopia de impedancia electroquímica. Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185 (Inhibidor de Incrustaciones).

t (min)	β_a (mV)	β_c (mV)	B	Rp (ohms)	Velocidad corrosión	
					(mm/año)	(mpy)
60	100	100	50	158.3	0.178896	7.0431
90	100	100	50	185.8	0.152435	6.0014
120	100	100	50	217.4	0.130298	5.1298
150	100	100	50	278.0	0.101877	4.0109
180	100	100	50	450.1	0.062930	2.4776
			Promedio	257.95	Promedio	4.93257

Tabla 3. Resultados prueba espectroscopia de impedancia electroquímica. Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185 + 20ppm Cortron JRN264.

t (min)	β_a (mV)	β_c (mV)	B	Rp (ohms)	Velocidad corrosión	
					(mm/año)	(mpy)
60	100	100	50	608.5	0.046552	1.8327
90	100	100	50	714.9	0.039623	1.5600
120	100	100	50	1026.2	0.027604	1.0868
150	100	100	50	1261.6	0.022452	0.8840
180	100	100	50	1858.8	0.015239	0.6000
			Promedio	1093.99	Promedio	1.19268

5.2 Exposición a los tratamientos químicos:

Los resultados obtenidos a partir de la exposición en los tratamientos químicos, se llevaron en varios etapas, a continuación se describen estas.

Etapa 1: Inicialmente, se tomaron dos secciones de capilar, las cuales fueron recibidas en el laboratorio y se les denominó Capilar Blanco, este Blanco presenta algunos daños por fenómenos de Corrosión originados en la operación. A este Blanco se le realizaron las pruebas de inspección Visual, Registro Fotográfico y análisis con Microscopio Estereográfico.

Etapa 2: Luego, las otras secciones de capilar fueron expuestas a las soluciones de ensayo M1 y M2. Posteriormente, se retiran los fluidos ensayados en cada capilar y se realiza la inspección visual a la superficie interna de cada tubería para determinar las formas de corrosión operantes sobre cada capilar.

Etapa 3: A las secciones de tubería expuestas a las soluciones, se le aplica la prueba de líquidos penetrantes con el objetivo de encontrar discontinuidades y defectos abiertos a la superficie.

Etapa 4: Se tomó una muestra de cada capilar expuesto a los tratamientos químicos y se realizó análisis metalográfico con el objetivo de encontrar fenómenos de daño tipo corrosión y agrietamientos.

En las Figuras 3 a la 6 se presentan el registro fotográfico de las pruebas mencionadas.

En la Figura 7 se muestra el registro fotográfico del capilar en el que se realizó la prueba de líquidos penetrantes y la inmersión de la solución M2 (Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185 + 20ppm Cortron JRN264), en este capilar se presentaron dos discontinuidades abiertas a la superficie.



Blanco M1 – Solución al 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 185

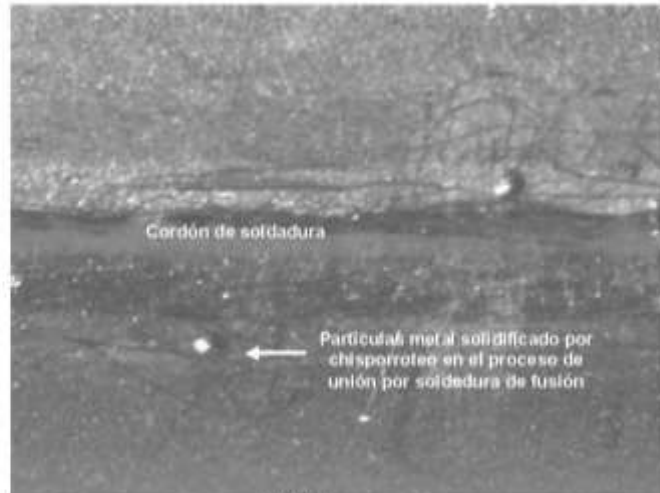


Después de exposición a la solución M1

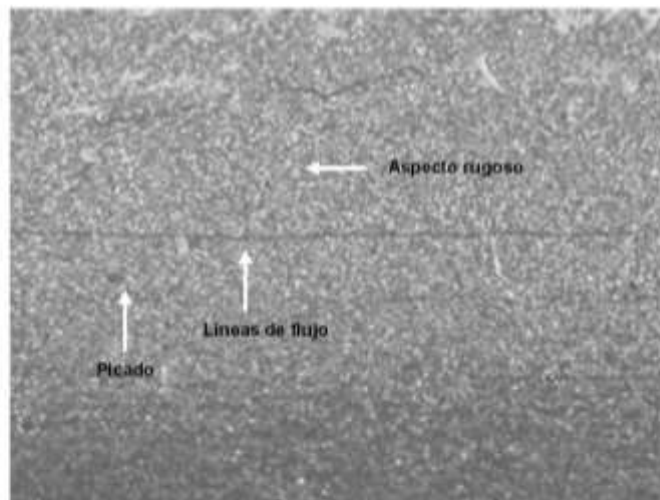


Con limpieza química para remover los depósitos y productos de corrosión

Figura 3. Registro fotográfico, capilar inmerso en solución M1.

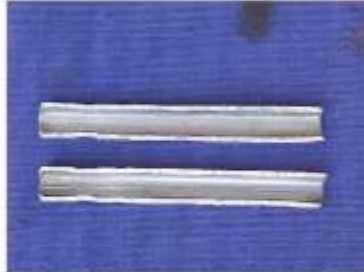


M1 Blanco



Capilar inmerso en M1

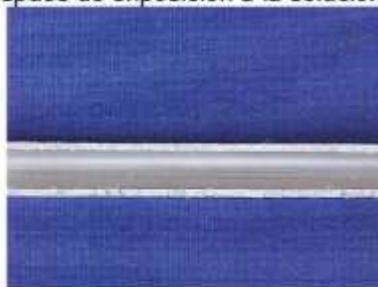
Figura 4. Microscopio estereográfico del capilar inmerso en la solución M1.



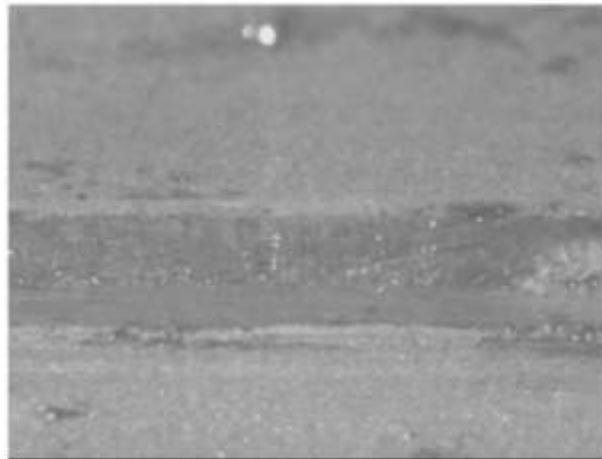
Blanco M2 – Solución al 2% KCl + 12% Inhibidor de Scale Lipesa 185 + 20ppm
Cortron JRN 264



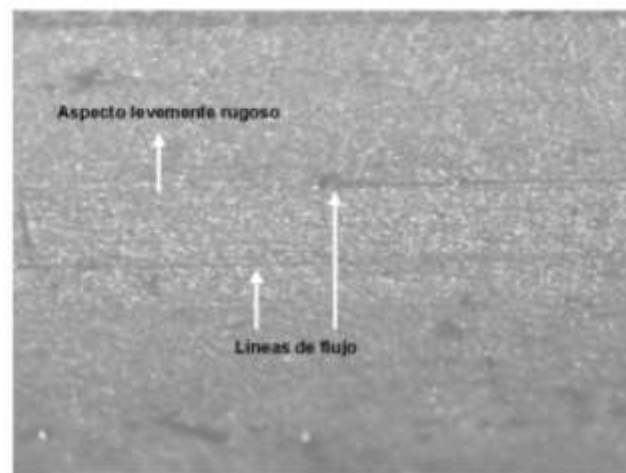
Después de exposición a la solución M2



Con limpieza química para remover los depósitos y productos de corrosión
Figura 5. Registro fotográfico del capilar inmerso en la solución M2.

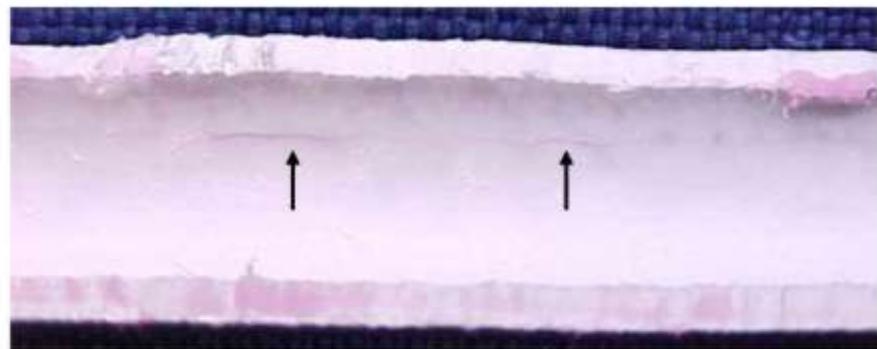
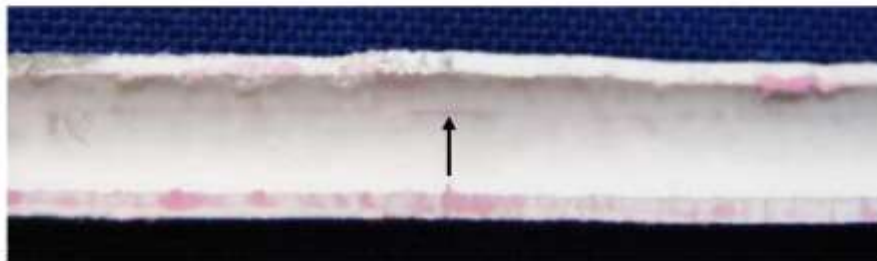
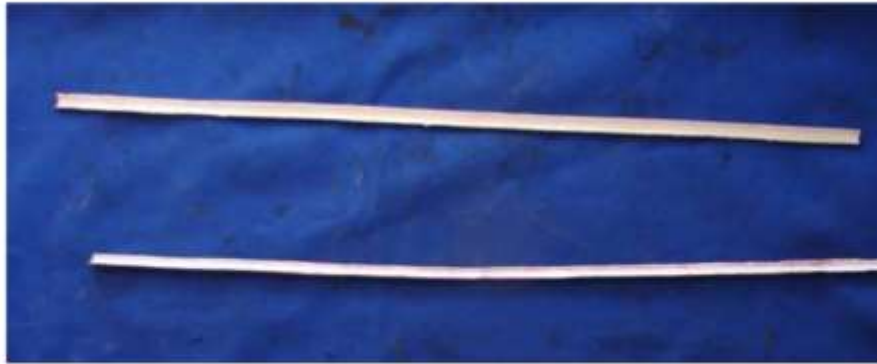


M2 Blanco



Capilar inmerso en M2

Figura 6. Microscopio estereográfico del capilar inmerso en la solución M2.



Las flechas indican la presencia de dos discontinuidades reveladas en el ensayo

Figura 7. Registro Fotográfico de la prueba de Líquidos Penetrantes.

	EVALUACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE DOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS SOBRE CAPILARES.	STE: 08 01 – 001
		PÁGINA 26 DE 24

5.2.1 Resultados de la Inspección Visual:

A continuación se presentan los resultados de la inspección visual realizada a los capilares expuestos a las soluciones M1 y M2.

- Para el capilar inmerso en la solución M1 (Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185), se encontró:

En la sección tomada como referencia para la comparación de los fenómenos de daño por corrosión que son causados por la solución y las condiciones de ensayo (Blanco), se observó la presencia de líneas de flujo del proceso de conformado, pequeñas gotas de metal solidificado adherido a la superficie y un aspecto levemente rugoso.

Después de realizada la exposición a la solución M1 y en las condiciones de ensayo se observó la presencia de una pérdida localizada de material en forma de socavaduras y un aspecto moderadamente rugoso.

- Para el capilar inmerso en la solución M2 (Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 185 + 20ppm Cortron JRN264), se encontró:

En la sección tomada como referencia se observó la presencia de líneas de flujo del proceso de conformado y pequeñas gotas del metal solidificado.

Después de la exposición a la solución de ensayo, se encontró un aspecto levemente rugoso y la formación de algunos defectos abiertos a la superficie tipo grieta.

- Las soluciones de ensayo M1 y M2 después de los treinta días de ensayo no presentaron indicaciones de sustancias ó precipitados químicos como respuesta a la ocurrencia de daños por corrosión, Ver Figura 8.

- En el capilar en el que se realizó la prueba de líquidos penetrantes y la inmersión de la solución M2 (Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 190 + 20ppm Cortron JRN264), se presentaron dos discontinuidades abiertas a la superficie.

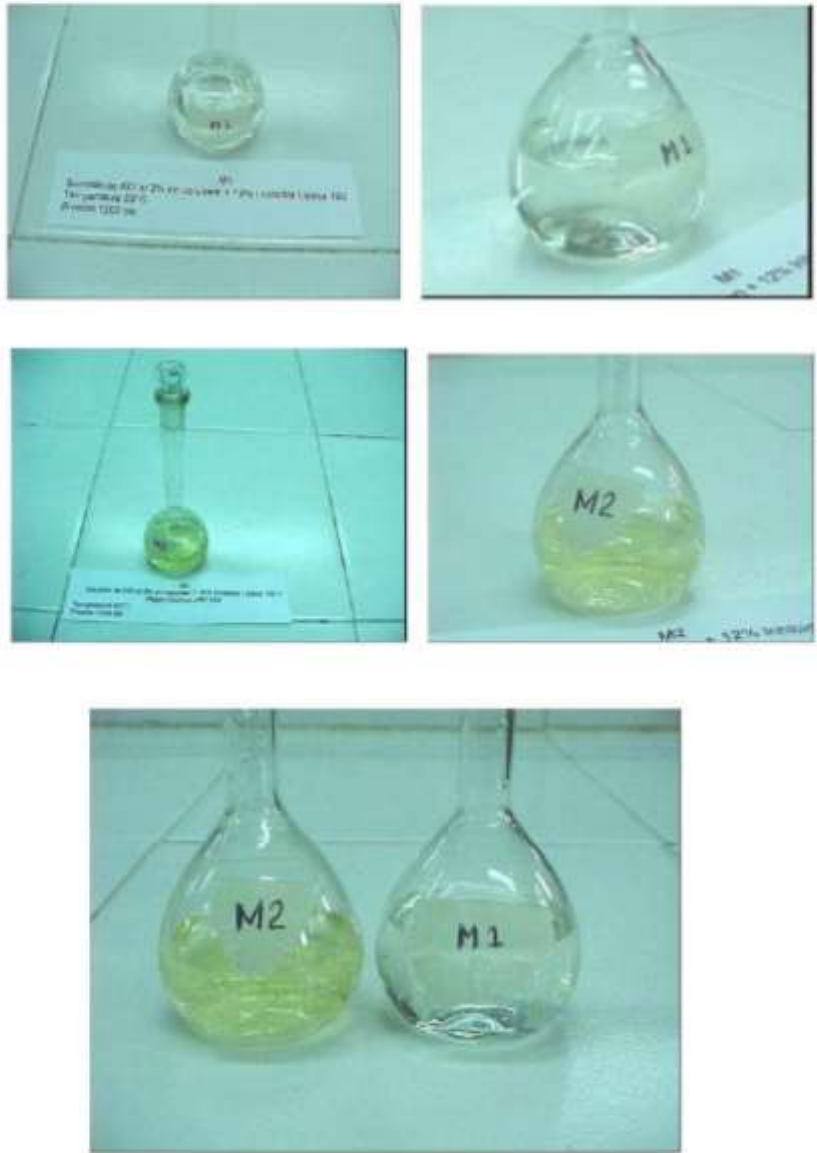


Figura 8. Soluciones después del ensayo de tratamientos químicos.

5.3 Análisis metalográfico:

De las dos secciones de capilar evaluadas, se tomaron muestras para la realización del análisis metalográfico para obtener evidencias de daños por Corrosión bajo Esfuerzo y Corrosión por Picado.

Para el análisis metalográfico se tomaron por cada muestra, probetas en sentido transversal, las cuales fueron preparadas para el análisis siguiendo las especificaciones de la norma ASTM – 3 de 2001.

5.3.1 Sin Ataque Químico:

Sobre dos secciones transversales, se analizó la morfología de las indicaciones y el aspecto de la superficie interna de los capilares. A continuación se presentan los resultados:

- Para la muestra M1, se observó sobre la sección transversal analizada después de la exposición a la solución, la presencia de una pérdida localizada de material en forma de socavaduras.
- Para la muestra M2, se observó sobre la sección transversal analizada un aspecto rugoso.

5.3.2 Con Ataque Químico:

Las probetas de las muestras M1 y M2 fueron atacadas electrolíticamente con una solución de 10 gramos de ácido Oxálico en 100ml de agua (Reactivo 13), de acuerdo con las especificaciones de la norma ASTM E-407 de 1999.

Las muestras presentaron una microestructura compuesta por granos austeníticos con la presencia de maclas, sin evidencias de agrietamiento.

5.4 Análisis de composición química por EEO:

Los resultados de la evaluación química del capilar se presentan en la Tabla 4. Este análisis se realizó siguiendo la norma ASTM E 1019.

Tabla 4. Resultados del análisis químico del material del capilar.

Elemento	Capilar	AISI 316
C	0.016 ± 0.0015	0.08 máx
Mn	1.527 ± 0.0490	2.0 máx
P	0.017 ± 0.0036	0.045 máx
S	0.002 ± 0.0011	0.03 máx
Si	0.500 ± 0.0214	1.0 máx
Ni	11.654 ± 1.0305	10.0 – 14.0
Cr	17.931 ± 0.2381	16.0 – 18.0
Mo	1.905 ± 0.0182	2.0 – 3.0
Fe	Balance	Balance

Fuente: Table 8 of Introduction to Stainless Steel, ASM Specialty Handbook, 1994.

6. ANALISIS DE RESULTADOS

6.1 Espectroscopia de Impedancia Electroquímica, EIS

En la Figura 9 se presentan los resultados de las pruebas de espectroscopia de impedancia electroquímica para la determinación de la velocidad de corrosión general, se encontraron amplias diferencias en los resultados, resaltando:

- La velocidad de corrosión de la solución al 2% KCl fue baja de 0.18mpy.
- Con la adición del 12% del Inhibidor de Scale Lipesa 190 a la solución base al 2% KCl, la velocidad de corrosión fue moderada.
- A la solución anterior, la adición de 20ppm de Inhibidor de Corrosión Cortron JRN264, la velocidad de corrosión disminuyó a un valor moderado de 1.2mpy.

Los resultados anteriores muestran el comportamiento corrosivo de la solución al 2% KCl más 12% de Inhibidor de Scale Lipesa 190 con la adición de 20ppm del Inhibidor de Corrosión se logra una mitigación de la corrosividad.

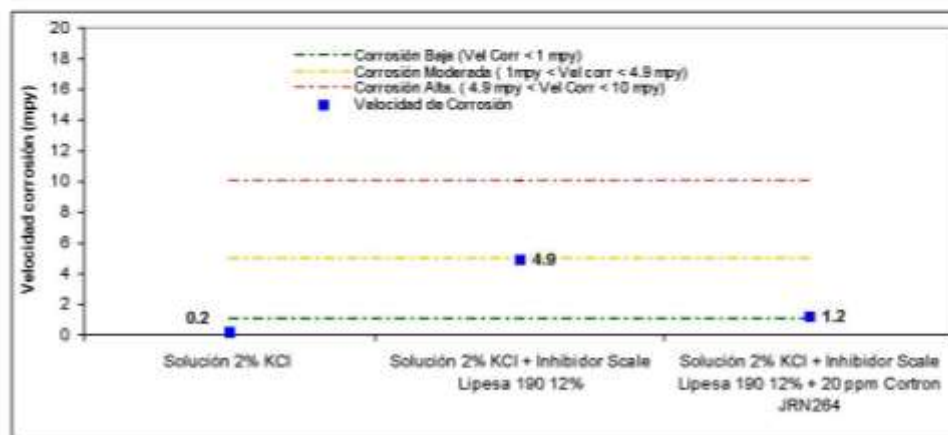


Figura 9. Soluciones después del ensayo de tratamientos químicos.

6.2 Corrosión bajo esfuerzo por Cloruros, SCC – Cl

Teniendo en cuenta los factores presentes en la inyección de tratamientos químicos de inhibición en soluciones acuosas con Cloruros, la temperatura de operación y el material de estos capilares el cual es un acero inoxidable austenítico SS316, se pueden presentar potencialmente daños por agrietamiento por Cloruros. A continuación se hace una descripción del mecanismo, los factores necesarios para visualizar la posible ocurrencia de este daño y las acciones a tomar para prevenir o mitigar este daño.

6.2.1 Agrietamiento por Corrosion bajo esfuerzo por cloruros (Cl – SCC)

Las grietas que se inician en la superficie son causadas por el ambiente en aceros inoxidables de la serie 300 y algunas aleaciones base Niquel, bajo la acción combinada de esfuerzos en tensión, temperatura y un ambiente acuoso con cloruros.

La presencia de Oxígeno disuelto incrementa la tendencia para este agrietamiento. Otros parámetros que favorecen la ocurrencia de este agrietamiento se reportan en la Tabla 5.

Tabla 5. Datos necesarios para determinar la ocurrencia de Cl – SCC.

Parámetro para el análisis	Comentarios
Concentración de Cloruros del agua de proceso	Determine la concentración de cloruros del agua de proceso. Si este valor es desconocido tome por defecto (ppm > 1000); Considere la concentración de cloruros presente en cualquier parte del sistema.
Temperatura de Operación (°C)	Determine la temperatura de operación más alta en la operación.
pH de Agua de Proceso	Determine el pH del agua de proceso. Soluciones de alto pH con alta concentración de cloruros generalmente no son tan susceptibles al agrietamiento.

Debe revisarse que la concentración de cloruros en el agua dentro de las condiciones secas o húmedas puede ser mayor que la concentración medida en el volumen de la solución debido a la evaporación parcial del agua. Tal evaporación puede incrementar la susceptibilidad. Este agrietamiento por Cloruros (SCC – Cl) ocurre más probablemente a temperaturas superiores a 60°C. Este daño puede ocurrir tanto en periodos de servicio como en las paradas y puede presentarse interna y externamente. El aislamiento puede ser una fuente de cloruros por la retención de agua y cloruros.

En las Tablas 6 y 7 se muestran guías para evaluar la susceptibilidad a este agrietamiento.

Tabla 6. Susceptibilidad del lado proceso al SCC – Cl. (pH < 10).

Temperatura °C	Ion Cloruros (ppm)			
	1 – 10	11 – 100	101 – 1000	> 1000
38 – 60	Baja	Media	Media	Alta
61 – 93	Media	Media	Alta	Alta
93 – 150	Media	Alta	Alta	Alta

Tabla 7. Susceptibilidad del lado proceso al SCC – Cl. (pH > 10).

Temperatura	Ion Cloruros (ppm)			
°C	1 – 10	11 – 100	101 – 1000	> 1000
< 60	Baja	Baja	Baja	Baja
60 – 150	Baja	Baja	Baja	Media

6.2.2 Factores Críticos

- a) Contenidos de cloruros, temperatura, pH, esfuerzos y presencia de Oxígeno son factores críticos.
- b) Incremento de temperaturas aumentan la susceptibilidad.
- c) Incremento de la concentración de cloruros, aumenta la probabilidad de agrietamiento.
- d) El agrietamiento ocurre a pHs superiores a 2. A pHs menores, corrosión uniforme generalmente predominan. La tendencia al SCC – Cl disminuye hacia la región de pH alcalino.
- e) El agrietamiento usualmente ocurre a temperaturas del metal superiores a 60°C, aunque excepciones se pueden encontrar a temperaturas mas bajas.
- f) El esfuerzo puede ser externo aplicado o residual. Los componentes altamente esforzados ó trabajados en frío, tales como Juntas de Expansión, son muy susceptibles al agrietamiento.
- g) El contenido de Níquel de la aleación tiene un mayor efecto sobre la resistencia. La mas alta susceptibilidad esta en contenidos del 8 al 12%. Aleaciones con concentraciones superiores al 35% son altamente resistentes y casi inmunes con concentraciones del 45%.
- h) Aceros al carbono, de baja aleación y aceros inoxidables de la serie 400 no son susceptibles al agrietamiento por cloruros.

6.2.3 Prevención / Mitigación

Para prevenir el contacto de los iones cloruro con la superficie del acero inoxidable, es recomendable utilizar recubrimientos. Un recubrimiento grado inmersión es la opción mas práctica. La susceptibilidad mas alta al agrietamiento por Cloruros es mostrada en

los aceros inoxidable austeníticos con un contenido de Níquel del 8%, (aceros inoxidable serie 300, 304, 316). Resistencias mayores son generalmente mostradas en aceros con contenidos inferiores y superiores de Níquel.

Los aceros inoxidable duplex con bajo contenido de Níquel son generalmente inmunes al agrietamiento por cloruros, también como las aleaciones con contenidos superiores al 42%.

Se pueden citar como medidas de mitigación las siguientes:


1. Evite diseños que permitan regiones estancadas donde los cloruros se pueden concentrar ó depositar.
2. Una alta temperatura de relevo de esfuerzos para aceros de la serie 300 después de la fabricación posiblemente reduzca los esfuerzos residuales.
3. La utilización de Aceros al carbono, de baja aleación y aceros inoxidable de la serie 400 son adecuados por su baja susceptibilidad al agrietamiento por cloruros.
4. Aplique recubrimientos apropiados bajo aislamiento.

6.3 Análisis Metalográfico

- La muestra inmersa en la solución M1, presentó una pérdida localizada de material en forma de socavaduras. Esto indica la ocurrencia de un mecanismo de daño por Corrosión Localizada tipo Picado, implicando que en servicio posiblemente se presenten fallas prematuras, si se inyectan a través de estos capilares soluciones compuestas por una solución acuosa al 2% de KCl mas 12% Inhibidor de Scale (Incrustaciones) Lipesa 190.

- La muestra ensayada en la solución M2, mostró un aspecto rugoso indicando un daño por Corrosión General. Esto indica que la adición de 20ppm de Inhibidor de Corrosión Cortron JRN264 inhibe la acción corrosiva de los cloruros más el inhibidor de incrustaciones sobre el acero inoxidable 316.

No se observaron indicaciones relevantes de la presencia de grietas transgranulares, como respuesta a la ocurrencia de un mecanismo de daño de Agrietamiento por Cloruros (SCC – Cl).

	EVALUACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE DOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS SOBRE CAPILARES.	STE: 08 01 – 001
		PÁGINA 34 DE 24


6.4 Inspección Visual

- Capilar inmerso en la solución M1 (Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 190): Después de la exposición a la solución de ensayo, se observó una pérdida localizada de material en forma de socavaduras y un aspecto moderadamente rugoso, lo anterior es indicativo de la ocurrencia de formas de corrosión tipo Corrosión por picado y General respectivamente.

- Capilar inmerso en la solución M2 (Solución acuosa 2% KCl + 12% Lipesa 190 + 20ppm Cortron JRN264): Después de la exposición a la solución de ensayo, se observó un aspecto levemente rugoso y la formación de algunos defectos abiertos a la superficie tipo grieta, lo anterior es indicativo de la ocurrencia de formas de corrosión tipo Corrosión General y posiblemente un Agrietamiento por Cloruros.

7. CONCLUSIONES

- La composición química y microestructura del material del capilar evaluado cumple en la mayoría de elementos químicos con un AISI – SAE SS316. El porcentaje de Molibdeno fue ligeramente inferior al especificado por la norma.
- La muestra de Capilar inmersa en la solución M1 compuesta por una solución acuosa al 2% de KCl mas 12% Inhibidor de Scale (Incrustaciones) Lipesa 185, presentó como mecanismos de daño la Corrosión General y por Picado.
- La muestra de Capilar inmersa en la solución M2 una solución acuosa al 2% de KCl mas 12% Inhibidor de Scale (Incrustaciones) Lipesa 190 más 20ppm de Inhibidor de Corrosión Cortron JRN264, presentó como mecanismo de daño la Corrosión General.
- A partir de los ensayos electroquímicos, se determinó que la solución M1 presentó la agresividad más alta con un valor de velocidad de corrosión de 4.93mpy.
- Aun cuando no se encontraron indicaciones relevantes de daños por Corrosión bajo Esfuerzo en ambientes con Cloruros en el presente estudio, la posibilidad de que se presente en la operación debe ser tomada en cuenta y clasificada según la información consignada en la sección 6.2 de este informe.


	EVALUACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE DOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS SOBRE CAPILARES.	STE: 08 01 – 001
		PÁGINA 35 DE 24

8. RECOMENDACIONES

- Evitar zonas muertas en el capilar en las cuales los tratamientos inyectados al fondo de pozo se estanquen, promoviendo incrementos locales de la concentración de cloruros y por lo tanto, de la susceptibilidad al agrietamiento.
- No es recomendable inyectar baches únicamente con el Inhibidor de Incrustaciones, es deseable que la solución a inyectar este compuesta por el Inhibidor de Incrustaciones y el de Corrosión (solución acuosa al 2% de KCl mas 12% Inhibidor de Scale (Incrustaciones) Lipesa 190 más 20ppm de Inhibidor de Corrosión Cortron JRN264).
- Utilizar como alternativas de sustitución de materiales: Los aceros inoxidable duplex con bajo contenido de Níquel, aleaciones con contenidos de Níquel superiores al 42%, aceros al carbono, de baja aleación y aceros inoxidable de la serie 400.
- Si en inventario se dispone solamente de capilares de acero inoxidable SS316 y verificando con la compañía que suministra estos productos, acerca del procedimiento de fabricación, puntualizando en las condiciones de realización del tratamiento térmico posterior al conformado y fabricación. En el caso de que la información anterior no se encuentre, se debe analizar la viabilidad de aplicar sobre estos componentes un tratamiento térmico de relevo de esfuerzos con la restricción de la temperatura, la cual no debe ser superior a la mínima para la ocurrencia del daño por Sensibilización.

9. BIBLIOGRAFÍA

1. API 581 "Risk-Based Inspection Base Resource Document", First Edition, May 2000.

	EVALUACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DE DOS TRATAMIENTOS QUÍMICOS SOBRE CAPILARES.	STE: 08 01 – 001
		PAGINA 36 DE 24

2. ASM "Metalography and Microstructures". Metals Handbook, Ninth Edition, Volume 9, Metals Park, Ohio, USA.
3. ASTM E – 45, "Standard Test Methods for Determination Inclusion Content of Steel". Norma técnica.
4. D.R. McIntyre and C.P. Dillon, "Guideline for Preventing Stress Corrosion Cracking in the Chemical Process Industries", Publication 15, Materials Technology Institute of the Chemical Process Industry, 1985.

Los resultados referidos en este informe solamente corresponden y afectan al material recibido mencionado anteriormente en el ítem 2.

Este informe puede ser reproducido total pero no parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

ALBAN JAIMES SUAREZ – SAUL NUNCIRA BUITRAGO – NESTOR MUEGUES
 Analistas Laboratorio Ingeniería de Materiales

JOSE MARTÍN LIZCANO CONTRERAS
 Líder Laboratorio Ingeniería de Materiales (E)

Anexo E. Evaluación Preliminar del Inhibidor de Incrustaciones LIPESA 185

Una de las pruebas que se realiza para evaluar la tolerancia a los metales de los inhibidores de incrustaciones es la del envenenamiento con hierro, que consiste en preparar diferentes soluciones del inhibidor en salmuera de KCl al 2% y dosificar progresivamente cantidades de Fe, empezando con 100 ppm, a cada una de las soluciones del inhibidor. Esta prueba se realiza a temperatura de yacimiento y esta termina cuando se observa la formación de algún precipitado.

Las condiciones de trabajo fueron las siguientes:

- **Temperatura de observación:** 70°C.
- **Dosificación de Fe:** Las soluciones se envenenaron progresivamente con 100, 200, 300, 400 y 500 ppm de hierro.
- **Dosificación de los Inhibidor:** 1, 2.5, 5, 10 y 20% en salmuera de KCl al 2%.

En la Figura 1 se aprecia la formación de precipitados en todas las soluciones preparadas al adicional 100 ppm de Fe y su cantidad es directamente proporcional a la concentración del inhibidor. Lo cual significa que este producto tiene una tolerancia muy baja al Fe, menor de 100 ppm.

Este escenario puede darse durante la aplicación mediante baches de este inhibidor por el anular o aplicación mediante capilar, el cual puede ocasionar fenómenos de corrosión sobre la tubería, provocando disolución de Fe y este a su vez reaccionando con el mismo producto formando estos sólidos. Estos precipitados son compuestos que se producen mediante la interacción del Fe disuelto y el inhibidor, llamados pseudoscale, que son muy poco solubles y podrían causar daño en la formación (taponamiento).



Figura 1: Aspecto de la prueba de envenenamiento con hierro (100 ppm) realizada al inhibidor de incrustaciones Lipesa-185.