

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN LA FORMACIÓN M1 EN EL CAMPO “Y”.

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

GONZÁLEZ ALMEIDA LEONARDO SEBASTIAN
lionelgt93@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. BLADIMIR CERÓN GUERRA M.Sc.
ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, septiembre 2017.

DECLARACIÓN

Yo, Leonardo Sebastian González Almeida, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

LEONARDO SEBASTIAN GONZÁLEZ ALMEIDA.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Leonardo Sebastian González Almeida, bajo mi supervisión.

Ing. BLADIMIR CERÓN GUERRA M.Sc.
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Por sobre todo agradecer a Dios, por permitirme seguir un camino trazado con metas que me llevaran al éxito ya que con el todo se puede, y darme la salud para poder compartir este merito con las personas que son importantes en mi vida.

Agradecer a Halliburton por la guía y apoyo incondicional para la realización del mismo. A la línea de “PUMPING” por la entereza y seriedad que la caracteriza y a Gabriela Mata, por la excelente tutela, brindarme el tiempo, la paciencia, la guía y el soporte para alcanzar este objetivo.

Agradecer también a mi profesor, tutor y amigo Msc. Ignacio Cerón, por la entrega de tiempo y conocimiento durante el desarrollo del presente.

Especialmente a mis padres y hermanos por el apoyo, soporte y cariño incondicional que siempre he recibido por parte de ustedes. Gracias a ustedes soy todo lo que soy, porque ustedes lo son todo para mí.

A Doménica por el apoyo y soporte constante en lo que fue mi paso por la etapa universitaria.

A mis amigos Giovanni, Leonardo, David, Darwin, José, Daniel, Cristian, Fernando, Nixon y Raymi por el apoyo brindado en nuestra efímera estadía dentro de las aulas.

Finalmente, a la Escuela Politécnica Nacional por la formación excelente de profesionales que la caracteriza.

DEDICATORIA

A Edgar y Marcia, mis padres por demostrarme que los objetivos se alcanzan con persistencia y organización, por el apoyo incondicional e infinito amor que es pilar fundamental dentro de mi vida.

A Jefferson y Diego, por la paciencia, tolerancia y enseñanzas de suma importancia para poder afrontar lo que se venga de la mejor manera, los amo Hermanos.

A Salome, Joaquín y Amelia mis sobrinos por darme motivos para luchar y levantarme cada día más fuerte para alcanzar mis ideales, por ustedes, siempre por ustedes.

A Doménica, por el constante apoyo incondicional, para llegar a este punto, por el cariño.

A Miry y Paty por el cariño y apoyo siempre recibido de su parte.

Y a mis familiares por el constante apoyo y soporte recibido durante toda mi vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VI
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA	7
RESUMEN	8
Palabras clave	8
ABSTRACT	9
Keywords	9
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1. Área de estudio	11
2. METODOLOGÍA	15
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	19
3.1. MINERALOGIA	19
3.2. COMPATIBILIDAD Y RETORNO DE PERMEABILIDADES.	20
3.3. CAPACIDAD DE DISOLUCIÓN Y REACCIONES DE LOS ÁCIDOS	21
3.4. VOLUMEN RECOMENDADO DE ÁCIDO	22
3.5. ESCENARIO I: DAÑO SOMERO.	24
3.5.1. DAÑO DE FORMACIÓN.	26
3.5.2. AUMENTO DE PRODUCCIÓN	26
3.6. ESCENARIO II: DAÑO PROFUNDO	31
3.6.1. DAÑO	32
3.5.2. AUMENTO DE PRODUCCIÓN	33
4. CONCLUSIONES	36
5. RECOMENDACIONES	37
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	38
7. ANEXOS	40

ÍNDICE DE FIGURAS

i	Figura 1.1 Mapa de Ubicación del Campo “Y”	12
ii	Figura 1.2. Mapa Arenisca M1 campo “Y”	13
iii	Figura 2.1 Radio de penetración de un fluido en un volumen poros de forma radial.	17
iv	Figura 3.1 Porcentaje de abundancia de minerales en la matriz.....	19
v	Figura 3.2 Permeabilidad de retorno de los sistemas.	21
vi	Figura 3.3 Estabilidad de la mineralogía con diferentes ácidos.....	22
vii	Figura 3.4 Volúmenes mínimos por pie de penetración.....	23
viii	Figura 3.5 Disposición de los fluidos frente a la cara del pozo.	25
ix	Figura 3.6 Variación del daño en función del tiempo.....	26
x	Figura 3.7 Gráfico comparativo de índices de productividad.	29
xi	Figura 3.8 Gráfico comparativo de índices de productividad.	30
xii	Figura 3.9 Disposición de los fluidos frente a la cara del pozo.	32
xiii	Figura 3.10 Variación del daño en función del tiempo.....	32
xiv	Figura 3.11 Gráfico comparativo de índices de productividad.	34
xv	Figura 3.12 Gráfico comparativo de índices de productividad.	35

ÍNDICE DE TABLAS

i	Tabla 1.1 Topes de las formaciones.....	13
ii	Tabla 1.2 Principales características petrofísicas de la Arena Hollín	14
iii	Tabla 1.3 Características principales de los fluidos de la Formación “M-1”.	14
iv	Tabla 1.4 Mineralogía de la Formación M1.	14
v	Tabla 3.1 Resultados de las Pruebas de Permeabilidades dentro del núcleo.....	20
vi	Tabla 3.2 Reacciones de los ácidos en diferentes porcentajes.	21
vii	Tabla 3.3 Volúmenes Mínimos de sistema.	23
viii	Tabla 3.4 Sistema Recomendado para el reservorio.	24
ix	Tabla 3.5 Presiones y Caudales según el método de Vogel con un daño 5.....	27
x	Tabla 3.6 Presiones y Caudales según Vogel con daño 2,41.....	28
xi	Tabla 3.7 Presiones y Caudales según el método de Vogel con un daño 5, 2,41 y 0. ..	30
xii	Tabla 3.8 Sistemas recomendados con daño 10.....	31
xiii	Tabla 3.9 Comparación de volúmenes usados en los escenarios.	31
xiv	Tabla 3.10 Comparación de volúmenes usados en los escenarios.....	33
xv	Tabla 3.11 Comparación de volúmenes usados en los escenarios.	34
xvi	Tabla 3.12 Parámetros antes y después de la estimulación Matricial.....	35

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

BPPD	Barriles de Petróleo por Día
BAPD	Barriles de Agua por Día
BP	Barriles de Petróleo
TVDSS	True Vertical Deep Sub Sea
TVD	True Vertical Deep
API	American Petroleum Institute
Ppg	Pounds per Gallon
Cfpg	Cubic Feet per Gallon
HCl	Ácido Clorhídrico
HF	Ácido Fluorhídrico
BHT	Temperatura de Fondo
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
Pb	Presión de Burbuja
°F	Grados Fahrenheit
Ft	Pies
Q	Caudal
Qo	Caudal de Petróleo
Qob	Caudal de Petróleo en el punto de burbuja
Hr	Horas
IP	Índice de Productividad

EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN LA FORMACIÓN M1 DEL CAMPO “Y”

RESUMEN

La selección efectiva de un fluido de estimulación matricial reactiva es uno de los parámetros de ingeniería que requiere de la evaluación de puntos de suma importancia, pues el fluido que se va a inyectar debe cumplir con requerimientos adecuados para garantizar altos niveles de eficiencia en el trabajo de optimización de producción. Por este motivo en este artículo se realizó una evaluación de carácter técnico que permitió determinar un sistema adecuado para pozos del campo “Y” donde la arena M1 es el objetivo de mayor interés, en los cuales se plantea el uso de estimulación matricial reactiva como una solución efectiva y de esta manera pronosticar cuales serían los resultados con el sistema recomendado. Este análisis se realizó en base a las Prácticas A.P.I. recomendadas para pruebas de laboratorio de agentes activos de superficie para la estimulación de pozos para evaluar compatibilidad y se utilizó la predicción de índices de productividad en donde se ve la mejoría de producción del pozo con el uso del sistema. En este estudio se permitió seleccionar un sistema de acidificación matricial reactivo óptimo, lo cual fue validado utilizando un software proporcionado por la empresa Halliburton y adecuando los datos a condiciones de reservorio. De esta manera se determinó un sistema óptimo que es aplicable en la arena “M-1” basado en la mineralogía y la compatibilidad de fluidos del reservorio para futuros trabajos de estimulación dentro del campo “Y” con la finalidad de maximizar el valor de los activos de producción del cliente.

Palabras clave: Compatibilidad de Fluidos, Estimulación Matricial Reactiva, Mineralogía, M1, Sistemas Ácidos.

ABSTRACT

The effective selection of a reactive matrix stimulation fluid is one of the engineering parameters that requires the evaluation of extremely important points, since the fluid to be injected must comply with adequate requirements to guarantee high levels of efficiency in the work of optimization of production. For this reason, in this article, a technical evaluation was carried out to determine a suitable system for wells in the "Y" field where the M1 sand is the most interesting objective, in which the use of reactive matrix stimulation is proposed as an effective solution and in this way to predict what the results would be with the recommended system. This analysis was performed based on Practices A.P.I. recommended for laboratory tests of surface active agents for the stimulation of wells to evaluate compatibility and used the prediction of productivity indexes where the improvement of production of the well with the use of the system is seen. In this study it was possible to select an optimum reactive matrix acidification system, which was validated using software provided by the Halliburton company and adapted the data to reservoir conditions. In this way an optimum system that is applicable in the "M-1" sand based on the mineralogy and the fluid compatibility of the reservoir for future stimulation works within the field "Y" was determined to maximize the value of the production assets of the customer.

Keywords: *Acid Systems, Fluid Compatibility, M1, Mineralogy, Reactive Matrix Stimulation.*

1. INTRODUCCIÓN

El campo “Y” se encuentra situado en la región amazónica del Ecuador, en este campo la producción de petróleo proviene en su mayoría de la arena “M-1” con un espesor promedio de 8 a 35 ft, teniendo un total de 16 pozos que aportan a la producción diaria.

La compañía “P” realizó un estudio geofísico donde se encontraron reservas de 230 millones de barriles de un crudo de 18 grados API promedio, en el año 2002 la empresa “P” fue absorbida por la empresa “B” quien el 23 de octubre de 2003 perforó el pozo Y-001 M-1 con una producción inicial de 2000 BPPD. En la actualidad el Campo “Y” es operado por la empresa “A” que produce actualmente (8 de agosto de 2017), 10.508 BPPD y con una producción de agua de 96.669 BAPD con un BSW de 90%. El campo “Y” ha tenido una producción histórica en 2013 una producción de, 148.780,50 BP, en 2014 una producción de 1.714.162,97 BP, en 2015 una producción de 2.531.613,71 BP, y en 2016 una producción de 6.111.481, 72 BP. (Petroamazonas, 2017).

Existen varios motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él o declina su producción con el tiempo. Mediante un análisis cuidadoso se puede identificar las causas de este comportamiento; ya que puede atribuirse la baja productividad a daños en la formación. Los factores involucrados pueden ser de origen mecánico, debido a las diferentes operaciones que se llevan a cabo en un pozo a lo largo de su vida; o de origen natural, por causa del agotamiento de la energía natural del yacimiento (Perozzi, 2014). El daño a la formación es una condición que ocurre cuando se desarrollan barreras o impedimentos que reducen el flujo en la vecindad del pozo, reduciendo la permeabilidad del mismo. Para solucionar este problema se han desarrollado numerosas técnicas y operaciones donde se pueda incrementar la productividad del pozo, mediante la remoción del daño existente; a este proceso se le da el nombre de “estimulación” (Perozzi, 2014). En la industria petrolera, la estimulación se divide en fracturamiento hidráulico y estimulación matricial siendo esta última uno de los métodos más usados para eliminar daños, entre los más comunes podemos mencionar: bloqueos por agua y emulsión, taponamiento por depósitos orgánicos e inorgánicos, cambios de humectabilidad, migración de finos, entre otros (Perozzi, 2014).

Durante la vida del Campo “Y”, no se han realizado trabajos de estimulación matricial reactiva para de esta manera optimizar su producción, intentado remover el daño que este tiene, para generar ganancias para la empresa operadora. (Empresa “A”, 2017).

En la acidificación matricial reactiva, el flujo de ácido es confinado a los poros naturales y canales de flujo de la formación a una presión de fondo del pozo que es menor a la presión de fractura. El propósito es incrementar la permeabilidad de la formación productora. Se debe considerar que esta se debe llevar a caudales de inyección bajos, ya que su efecto se limita generalmente a remover daños someros de la formación (trabajos de lavado) (Pucha S., 2017).

Actualmente en el desarrollo de trabajos de reacondicionamiento, si bien se obtienen resultados aceptables, la no planeación en cuanto a los factores que intervienen en estos procesos, dan como resultado una demora en la toma de decisiones afectando los resultados esperados. Por todo lo planteado se debe considerar la mayor cantidad de factores que intervienen en los trabajos de reacondicionamiento con lo cual se logra una eficiencia en la planeación y ejecución dando resultados óptimos. (Nnanna, & Ajienka, 2005).

Considerando que, en la actualidad la crisis petrolera ha sido uno de los factores que han impulsado a la reducción de costos de inversión en planos generales a nivel mundial al topar la perforación de nuevos pozos no es una opción, la mejora de producción de los pozos ya existentes es una solución efectiva para saber sobrellevar la situación actual.

Por todo lo planteado previamente este estudio es un aporte para la comunidad petrolera en general, ya que, al haberse efectuado el análisis pertinente, este efectivizará la toma de decisiones en lo referente a la selección de sistemas ácidos en los pozos del campo “Y” donde la formación M1 es el principal objetivo por mejorar.

1.1. Área de estudio

El presente estudio se enfocó en el campo “Y”, el cual se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, Cantón Aguarico, comprendiendo una extensión aproximada de 5.10 (ha), está delimitado de la siguiente manera:

- Al norte por el río Tiputini.
- Al sur por Río Nashiño que corresponde a una parte del Parque Nacional Yasuní
- Al este por Bloque 43 ITT

- Al oeste por Bloque 16 de Repsol YPF

Tal como se muestra en la fig.1.1

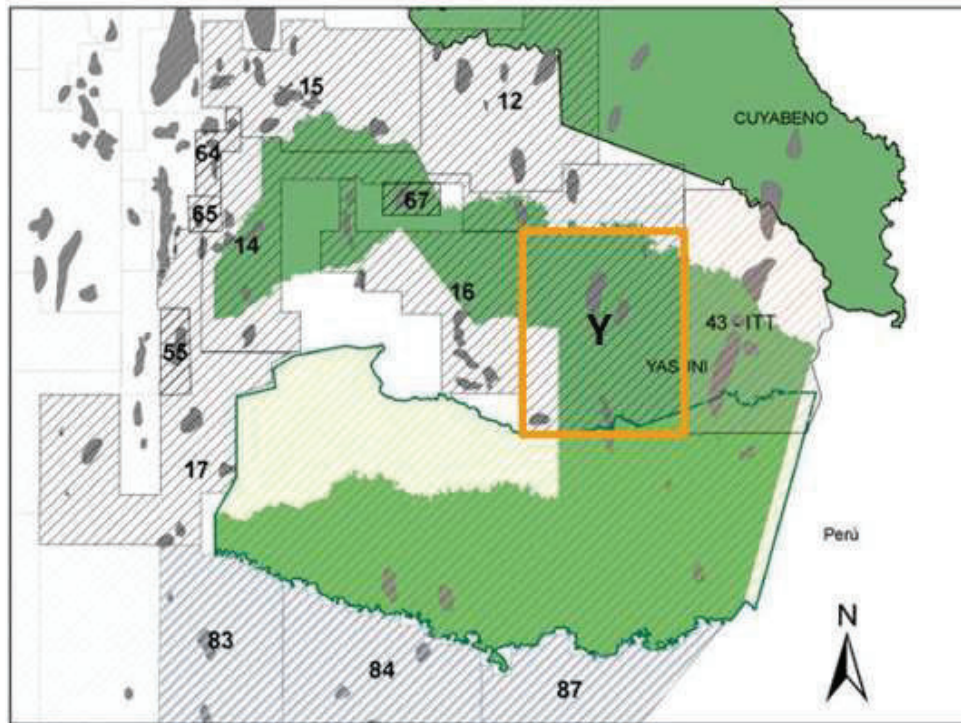


Figura 1.1 Mapa de Ubicación del Campo “Y”

Fuente: Acción Ecológica.

Los objetivos usuales en la cuenca son las arenas “M-1” y “M-2” en la formación Napo, el detalle de los topes de las formaciones presentes en el campo “Y” detalla en la tabla 1.1.

El estudio se enfocó en la arena M1 debido a que es el reservorio con más producción del campo, por lo que es necesario conocer las principales características del reservorio además de las propiedades de la roca y el fluido para esta arena.

La arena “M-1” se desarrolla en la parte Este de la cuenca Oriente, estando ausente al Oeste (Barragán et al, 2005), está compuesta por areniscas masivas, gruesas frecuentemente microconglomeráticas en la base, con escasas intercalaciones de lutitas. Es frecuente la estratificación cruzada tabular. En esta los estratos se tornan más arcillosas mientras se va ascendiendo. (Barragán et al, 2005). En el objetivo de interés se presentan facies idénticas a los otros niveles clásticos de la formación Napo. Los mismos revelan ambientes fluviales de relleno de paleo valles en la parte central de la cuenca, depositados en un evento transgresivo (Barragán et al., 2005).

Tabla 1.1 Topes de las formaciones.

Formación.		TVDSS	TVD		Espesor
Mesa y/o Mera y/o Chalcana (Cuaternario)		0	0	0	±1.050,0
Orteguaza (Oligoceno)		-2.830,0	3.500,0	1.066,8	281,3
Tiyuyacu (Eoceno)		-3.753,0	4.423,0	1.348,1	331,3
Tena		-4.840,0	5.510,0	1.679,4	160,9
Napó (Cretáceo)	Arena M1	-5.368,0	6.038,0	1.840,4	123,7
	Caliza M1	-5.774,0	6.444,0	1.964,1	40,2
	Caliza M2	-5.906,0	6.576,0	2.004,4	4,6
	Arena M2	-5.921,0	6.591,0	2.008,9	63,7
	Arena U	-6.130,0	6.800,0	2.072,6	64,3
Hollín (Cretáceo)		-6.341,0	7.011,0	2.137,0	75,3
Hollín (Cretáceo)		-6.588,0	7.258,0	2.212,2	±100,0

Fuente: Petrobas, abril 2006.

Elaboración: Leonardo González

Se muestra el mapa estructural de la arenisca “M-1” en la fig. 1.2.

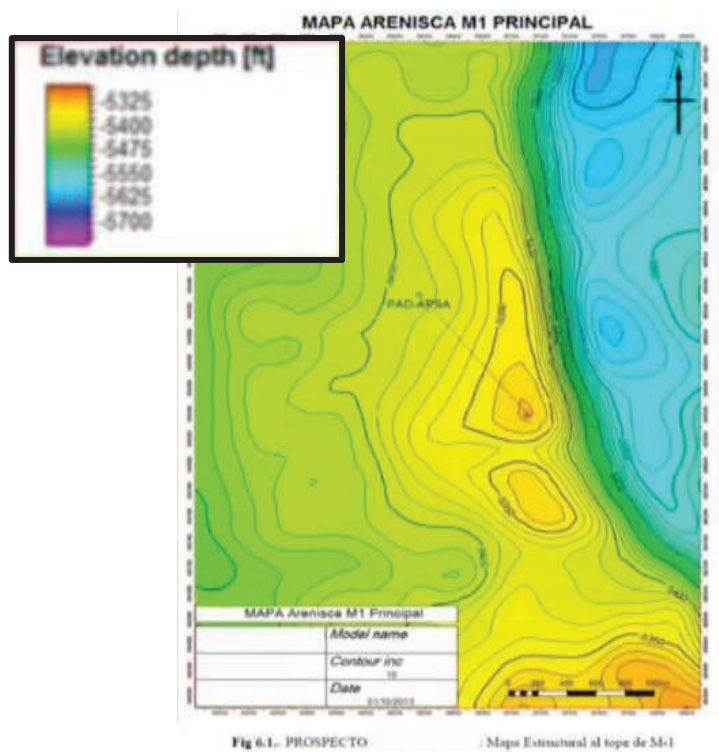


Figura 1.2. Mapa Arenisca M1 campo “Y”.

Fuente: Datos no Publicados, Petroamazonas, 2013.

Se describe las principales características y propiedades de la Arena “M-1” en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Principales características petrofísicas de la Arena Hollín

Parámetro	Yacimiento
	M1
Espesor neto promedio, (ft)	34
Radio de drenaje (ft)	800
Gradiente de fractura (psi/ft)	0.707
Permeabilidad (darcys)	1.75
Porosidad, ϕ (%)	24
Saturación de agua, S_w (%)	36
Factor de recobro, Fr (%)	30
Temperatura de la formación, ($^{\circ}F$)	180

Fuente: Datos no publicados, Departamento de Producción Petroamazonas, 2017.

Elaboración: Leonardo González

Se describe las propiedades de los fluidos de la Formación “M-1” en la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Características principales de los fluidos de la Formación “M-1”.

Parámetro	M1
Presión inicial, P_r (psi)	3000
Presión de burbuja, P_b (psi)	520
Factor Volumétrico del petróleo, B_o (BY/BF)	1,087
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	23,79
Gravedad específica del petróleo, ($^{\circ}API$)	18
Salinidad (ppm-Cl)	2.500-4.500

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas, 2017.

Elaboración: Leonardo González

Se describe las principales características referentes a la mineralogía de la Formación “M-1” en la tabla 1.4.

Tabla 1.4 Mineralogía de la Formación M1.

MINERAL	M1
Cuarzo (%)	91.5
Caolín (%)	5,2
Clorita (%)	2,2
Ilita (%)	0,6
Esmectita (%)	0,5

Fuente: Departamento de Producción Petroamazonas, 2017.

Elaboración: Leonardo González

2. METODOLOGÍA

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

El universo de estudio se enfocó en el campo “Y” que cuenta con 15 pozos los cuales producen de la arena “M-1”, véase datos de producción en el Anexo I. Este estudio se ha realizado con una muestra “core” tomada a 6040 ft perteneciente a la arena productora del pozo Y-002, pues dispone de información mineralógica, datos de producción, características de reservorio y datos de fluido suficientes para efectuar correctos cálculos de efectividad de la aplicación y posterior análisis del sistema óptimo a utilizar. La información fue suministrada por la empresa “A” y Halliburton.

Se utilizó el software Stim 2001 V2.0.0 para integrar la información de la arena “M-1”, en el cual se ingresa: mineralogía, presiones, caracterización de fluido y producción promedia de crudo de la arena; este entrega de manera personalizada un conjunto de fluidos que conforman el sistema de estimulación óptimo y los volúmenes requeridos para dos posibles escenarios: un valor de daño de la formación correspondiente a 5 (daño relativamente somero) y un valor de daño referente a valores elevados para asimilar un pozo con daño considerable de 10 (daño profundo) reservorio. (Mata, G. 2017).

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

También se realizan pruebas de retorno de permeabilidad en el cual se realiza la saturación del “core” con agua de formación del pozo “Y-002” de acuerdo con el procedimiento del laboratorio de la empresa “A” por 5 días previo al inicio de los ensayos. Posteriormente se determina la permeabilidad inicial de circulación del crudo del pozo “Y-002” en la arena “M-1” a través del “plug”. Luego se procede a realizar la invasión del “core” con el lodo de perforación utilizado en el pozo a condiciones dinámicas (6 horas) y estáticas (12 horas), recreando el daño por el lodo durante la perforación del pozo. Posteriormente se realiza la determinación de la primera permeabilidad de retorno una vez que el núcleo se encuentra contaminado con lodo de perforación.

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

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

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot \emptyset \text{ para } h = 1$$

(2.1)

$V = \text{Volumen del tratamiento [Gal]}$.

$r = \text{Radio de la zona de investigación [ft]}$.

$h = \text{Espesor de la arena Productora [ft]}$

$\emptyset = \text{Porosidad de la arena. [\%]}$

De la ecuación 2.1, se adecua a los requerimientos del pozo cambiando el radio de la zona de investigación por los datos del estudio siendo estos el radio de penetración para llenar de manera lineal un volumen poroso y el diámetro externo del casing, aparte se usa el espesor neto, y porosidad simulando un llenado de forma radial, obteniendo la siguiente:

$$V = \frac{42 \cdot \pi \cdot \left(\frac{Rpe_{Total}^2 - OD_{csg}^2}{4} \right) \cdot (H_{total}) \cdot \phi}{5.615} \quad [Gal]$$

(2.2)

Donde

$V =$ Volumen del tratamiento [Gal].

$Rpe_{Total} =$ Radio de penetración [ft].

$OD_{csg} =$ Diametro Externo del Casing [ft].

$H_{total} =$ Espesor de la arena Productora [ft]

$\phi =$ Porosidad de la arena. [%]

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

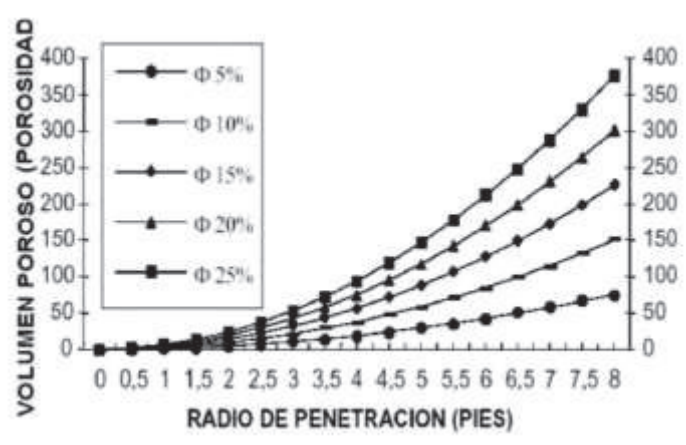


Figura 2.1 Radio de penetración de un fluido en un volumen poroso de forma radial.

Fuente: Petrobras, 2017.

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

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

(2.3)

El caudal se lo calcula con la fórmula 2.4:

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}$$

(2.4)

Para el cálculo del caudal de petróleo producido en el punto de burbuja (520 psi) se utiliza la fórmula 2.5:

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

(2.5)

Pero este modelo necesita el uso de correcciones para los valores que se encuentran por debajo del punto de burbuja y así obtener una proyección más acertada, en el cual se utilizan la fórmula 2.6:

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

(2.6)

Posteriormente se graficarán tablas con los resultados obtenidos y se realizarán tablas comparativas de los índices de productividad, para de esta manera observar el aumento en los 2 escenarios.

Adicionalmente se plantea un escenario ideal, que consiste en la reducción del daño a un 0, este contara con los cálculos pertinentes y con la sección comparativa de los mismos.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. MINERALOGIA

La mineralogía detrital de la muestra está dominada por abundante cuarzo, que comprende principalmente cuarzo mono cristalino y subordinado, y además abundante cuarzo policristalino. El cuarzo mono cristalino esta típicamente libre de inclusión, mientras el cuarzo policristalino muestra contactos internos normalmente rectos. Los constituyentes de los sedimentos están representados por cuarzo menor y escaso material indeterminado. Los componentes en esta muestra son escasos y representados por minerales micóticos (clorita), materiales orgánicos carbonáceos, opacos detriticos y minerales pesados, por ejemplo, zircón (Orozco, P. 2017).

Esta muestra comprende arcillas parduzcas moderadas que muestran baja coloración de interferencia, propiedades isotrópicas y que comprenden numerosos finos, mostrando coloración de interferencia indicativa de carbonatos. Se cree que la fase representa el material infiltrado del lodo de perforación. Este lodo usualmente se torna blanquecino, verdoso en poros llenos de arcillas, y ocurre el llenado de poros a la fase del revestimiento.

Esta muestra presenta proporciones muy bajas de fases magnéticas. Las arcillas moderadamente comunes dominan y comprenden principalmente arcillas indeterminadas de llenado de poros, revestimiento de poros y caolinita de relleno escaso de poro. Las arcillas indeterminadas son típicamente blanquecinas, verdosas pálidas, pero su asignación mineralógica acurada a la escala de la sección delgada no es posible debido a su naturaleza afanocristalina. El sobre crecimiento de trazas de cuarzo se observan como trazas opacas de relleno de poros y de pirita replegable. Véase anexo II (Orozco, P., 2017).

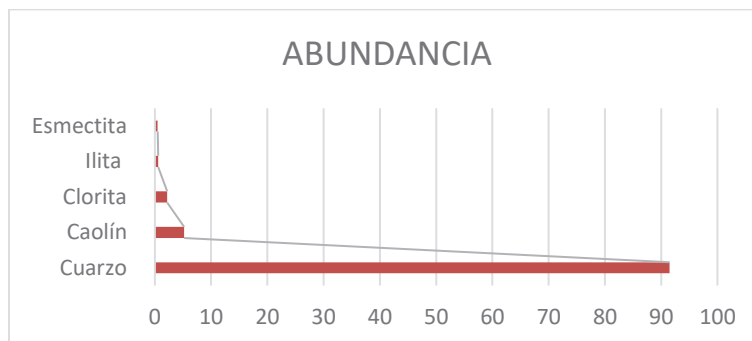


Figura 3.1 Porcentaje de abundancia de minerales en la matriz.

Elaboración: Leonardo González.

3.2. COMPATIBILIDAD Y RETORNO DE PERMEABILIDADES.

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

Tabla 3.1. Resultados de las Pruebas de Permeabilidades dentro del núcleo.

PERMEABILIDADES DEL CAMPO Y			
N°	TIPO	PERMEABILIDAD	FLUIDO/SISTEMA
1	K INICIAL	334	CRUDO Y-002M1
2	K RETORNO	270	FLUIDO DE PERF.
3	K RETORNO	288	SALMUERA KCL 2%
4	K RETORNO	307	FLUIDO DE CONTROL I
5	K RETORNO	280	FLUIDO DE CONTROL II
6	K RETORNO	294	FLUIDO DE CONTROL III
7	K RETORNO	317	FLUIDO DE CONTROL IV
8	K RETORNO	334	FLUIDO DE CONTROL II
9	K RETORNO	367	SOLVENTE CON CRUDO
10	K DIRECTA	180	PREFLUJO ÁCIDO
11	K DIRECTA	177	TRATAMIENTO PRINCIPAL I
12	K DIRECTA	331	POST FLUJO ÁCIDO
13	K DIRECTA	357	PREFLUJO SALMUERA
14	K RETORNO	400	CRUDO Y-002 M1
15	K DIRECTA	193	PREFLUJO SALMUERA
16	K DIRECTA	264	HCL 15%
17	K RETORNO	316	TRATIENTO SECUNDARIO

Fuente: Datos no publicados Halliburton, Production Enhancement 2017.



Figura 3.2 Permeabilidad de retorno de los sistemas.

Elaboración: Leonardo González.

3.3. CAPACIDAD DE DISOLUCIÓN Y REACCIONES DE LOS ÁCIDOS

Un parámetro de alta importancia en el uso de sistemas ácidos es la estabilidad del ácido que como se observa en la figura 3.3 entregada por el simulador, que a la temperatura de 180 °F se observa que el uso de HCl es recomendable ya que las arcillas presentes en la matriz no se verán afectadas de manera significativa por lo cual en la tabla 3.3 se muestra la capacidad de disolución evaluando a varias concentraciones, analizando la cantidad de libras por galón de carbonato de calcio disuelto, de cloruro de calcio formado y la cantidad de pies cúbicos por galón formados de dióxido de carbono:

Tabla 3.2. Reacciones de los ácidos en diferentes porcentajes.

ÁCIDO	CONCENTRACIÓN	CARBONATO DE CALCIO DISUELTO	DIÓXIDO DE CARBONO FORMADO	CLORURO DE CALCIO FORMADO
	%	(ppg)	(cfpg)	(ppg)
Clorhídrico	15	1,84	6,99	2,04
	20	2,5	9,47	2,75
	25	3,22	12,2	3,57

Fuente: Petrobras, 2017.

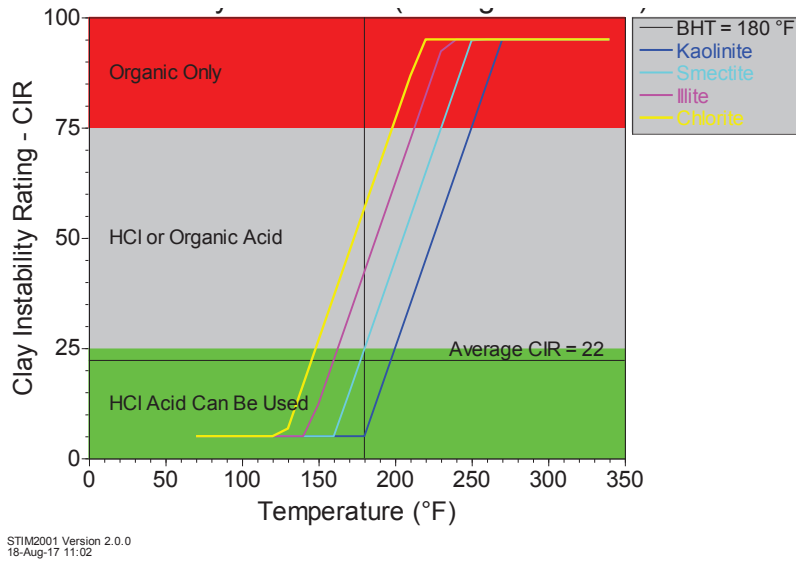


Figura 3.3 Estabilidad de la mineralogía con diferentes ácidos.

Elaboración: Leonardo González

3.4. VOLUMEN RECOMENDADO DE ÁCIDO.

Para el pozo “Y-002 M-1” el volumen mínimo de sistema ácido con una porosidad del 24% el radio de penetración del sistema se buscará tener un radio de penetración de 3,6 ft obtenido de la figura 2.1.

$$V = \frac{42 \cdot \pi \cdot \left(\frac{3,6^2 - 0,5833^2}{4} \right) \cdot (30) \cdot 24}{5,615}$$

$$V = 533,7932 \text{ [Gal]}.$$

En el caso ideal de que el sistema no pierda gasto en el viaje de superficie a el punto objetivo el valor del radio de penetración del sistema va a tener la medida de 3,6 ft pero por “medidas de seguridad y al ver que el daño planteado en los próximos escenarios es considerable se utilizara un pie más obteniéndose la medida de 4,6 ft.

Para el pozo “Y-002 M-1” el volumen mínimo de sistema ácido será:

$$V = \frac{42 \cdot \pi \cdot \left(\frac{4,6^2 - 0,5833^2}{4} \right) \cdot (30) \cdot 0,24}{5,615}$$

$$V = 880,6384 \text{ [Gal]}.$$

En el caso de querer tener un radio de penetración de 5,6 ft se repetirá el procedimiento previo, tomando la medida de seguridad.

Para el pozo “Y-002 M-1” el volumen mínimo de sistema ácido será con un radio de penetración de 5,6:

$$V = \frac{42 \cdot \pi \cdot \left(\frac{5,6^2 - 0,5833^2}{4} \right) \cdot (30) \cdot 0,24}{5,615}$$

$$V = 1312,0801 \text{ [Gal]}.$$

Tabla 3.3. Volúmenes Mínimos de sistema.

VOLÚMENES MÍNIMOS DE SISTEMA POR PIE DE PENETRACIÓN				
PENETRACIÓN (ft)	3,6	4,6	5,6	6,6
VOLUMEN MÍNIMO (Gal)	533,7932	880,6384	1312,0801	1828,1181

Elaboración: Leonardo González

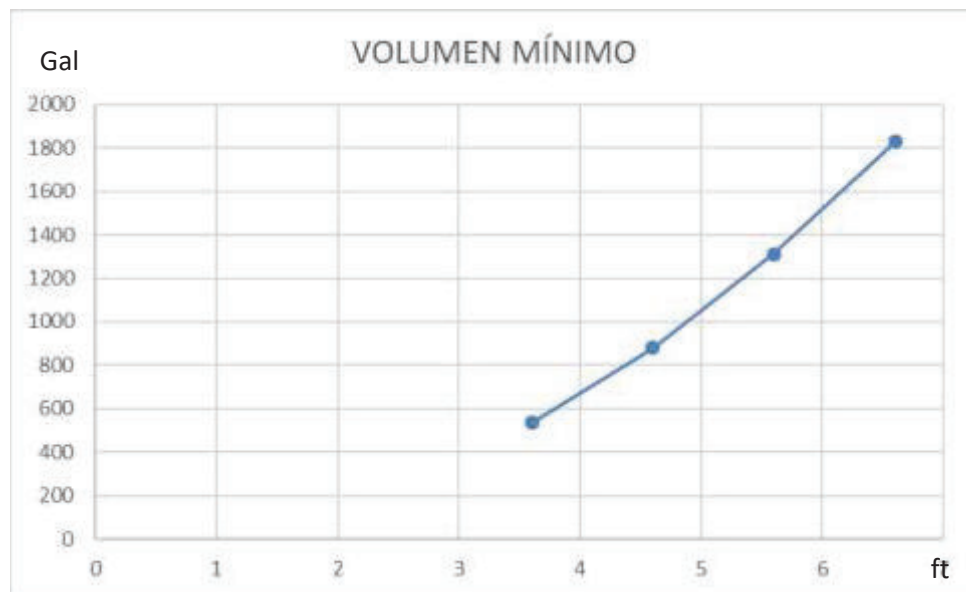


Figura 3.4 Volúmenes mínimos por pie de penetración.

Elaboración: Leonardo González

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

3.5. ESCENARIO I: DAÑO SOMERO.

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

Tabla 3.4 Sistema Recomendado para el reservorio.

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

Fuente: Datos no Publicados, Halliburton, Stim 2001, 2017.

Elaboración: Leonardo González

La selección de estos sistemas ha sido planteada debido a la caracterización del daño, en donde principalmente se reconoce: migración de finos, bloqueo por emulsiones, taponamiento de poros e hinchamiento de arcillas, estos han sido los principales, debido a que el estudio de compatibilidad había previamente descartado incompatibilidades de los fluidos y bloqueos por agua, para esto se había considerado el uso de un solvente orgánico no ácido, con la finalidad de poder remover la mayor cantidad de presencia de asfaltenos y parafinas presentes en la tubería de producción y la cara del pozo. El siguiente fluido recomendado se plantea en base a la presencia de arcillas, que son un aspecto principal para obtener un debido acondicionamiento de la cara del pozo utilizando un sistema inhibidor de intercambio iónico y evitar posibles reacciones no deseadas, principalmente compuesto por Cloruro de Amonio y adicionado con un surfactante penetrante. Después de haber controlado la presencia de arcillas se recomienda el uso de un preflujo acondicionador ácido, que en este caso es ácido Clorhídrico al 15%, con la finalidad de generar un desgaste primario en la roca. Después del uso de los preflujos, se continuará con la recomendación del sistema principal, que ayuda a tener un máximo poder de

disolución en la matriz debido a su composición carbonácea este es en base de HCl y cuenta con inhibidores de corrosión, surfactantes para el cambio de mojabilidad de la roca, surfactantes penetrantes y estabilizadores de arcillas ya que así se controlando las emulsiones, mitigando la posible generación de reacciones secundarias y el sistema secundario que principalmente a base de HF, debido a que se el manejo de este ácido en superficie es peligroso se lo utiliza en forma de Bifloruro de Amonio que al momento de combinarse con Agua se genera HF, a la par cuenta con ácido acético e inhibidores de corrosión para evitar dañar la tubería por la cual se envía el sistema. Este segundo sistema se utiliza por la presencia de arcillas, controlándolas y evitando la migración de finos en el momento de realizar la estimulación matricial ácida, una de las características de este sistema es que el tiempo de contacto con la formación debe ser el mínimo requerido para un tratamiento de estimulación ácida debido a que la presencia de ácido fluorhídrico en la formación produce precipitados que podrían generar un daño en la formación debido al trabajo de estimulación. Terminado el proceso principal de acidificación se utiliza nuevamente ácido clorhídrico al 15% para acondicionar la zona donde se realizó el trabajo, y para terminar limpiar el pozo con Diesel, para recuperar la mojabilidad de la cara al aceite y facilitar la producción del mismo. En el siguiente gráfico se muestra la presencia de los fluidos en la vecinidad del pozo, viéndose jerarquizado por la secuencia de inyección del mismo.

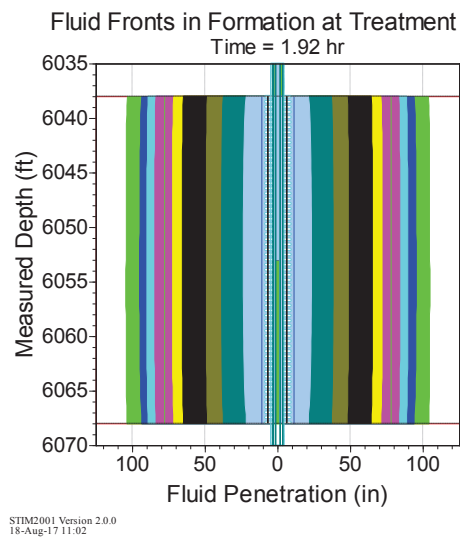


Figura 3.5 Disposición de los fluidos frente a la cara del pozo.

Fuente: Stim 2001

3.5.1. DAÑO DE FORMACIÓN.

Principalmente, el daño de la formación es el factor que se quiere reducir, y, para el diseño y la selección del sistema se ha enfocado netamente en la presencia de solventes y ácidos que reaccionen de mejor manera garantizando una alta eficiencia de reducción de daño. Tomando en consideración cada uno de los factores, se ha obtenido una reducción de 5 a 2,41 lo que representa el 52%, alcanzando un valor aceptable para tener una mejora de producción.

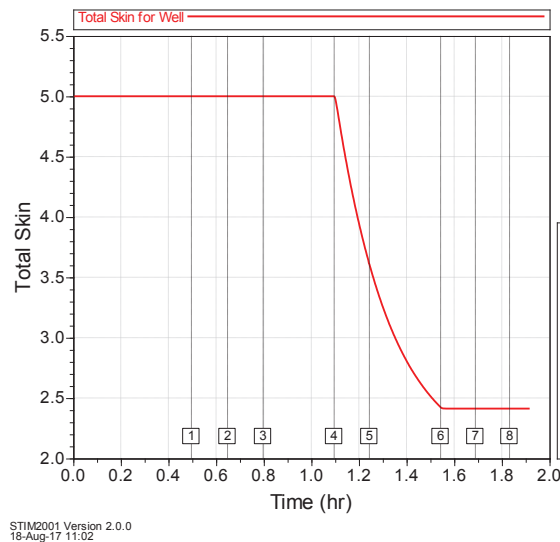


Figura 3.6 Variación del daño en función del tiempo.

Fuente: Stim 2001.

3.5.2. AUMENTO DE PRODUCCIÓN

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

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}$$

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 175 * 30 * (3000 - 2300)}{23.8 * 1.087 * \left(\ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 5 \right)}$$

$$Q_o = 83.5 \text{ BPPD}$$

$$J = \frac{83.5 \text{ BPPD}}{(3000 - 2300) \text{ psi}}$$

$$J = 0.119 \text{ BPPD/psi}$$

$$Q_{ob} = 0.119(3000 - 520)$$

$$Q_{ob} = 295.9 \text{ BPPD}$$

Caudales inferiores al punto de burbuja

$$Q_o = 295.9 + \frac{0.119 * 520}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{520}{520} \right) - 0.8 \left(\frac{520}{520} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 295.9 \text{ BPPD}$$

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

Tabla 3.5 Presiones y Caudales según el método de Vogel con un daño 5.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3000	0,0
2600	47,7
2200	95,4
1800	143,2
1400	190,9
1000	238,6
800	262,5
600	286,3
520	295,9
400	308,7
300	317,2
200	323,6
100	328,0
0	330,3

Elaboración: Leonardo González

Y una vez reducido el daño a 2,41 se obtiene el caudal del pozo Y-002M1 con la siguiente fórmula, en donde también consideramos el daño

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 175 * 30 * (3000 - 2300)}{23.8 * 1.087 * \left(\ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 2.41 \right)}$$

$$Q_o = 106.4 \text{ BPPD}$$

$$J = \frac{106.4 \text{ BPPD}}{(3000 - 2300) \text{ psi}}$$

$$J = 0.152 \text{ BPPD/psi}$$

$$Q_{ob} = 0.152(3000 - 520)$$

$$Q_{ob} = 376.9 \text{ BPPD}$$

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

Tabla 3.6 Presiones y Caudales según Vogel con daño 2,41.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3000	0,0
2600	60,8
2200	121,6
1800	182,4
1400	243,2
1000	304,0
800	334,4
600	364,8
520	376,9
400	393,3
300	404,1
200	412,3
100	417,8
0	420,8

Elaboración: Leonardo González

Con las 2 tablas encontradas se procede a graficar la curva de productividad en donde se observa claramente el pronóstico de aumento de producción.

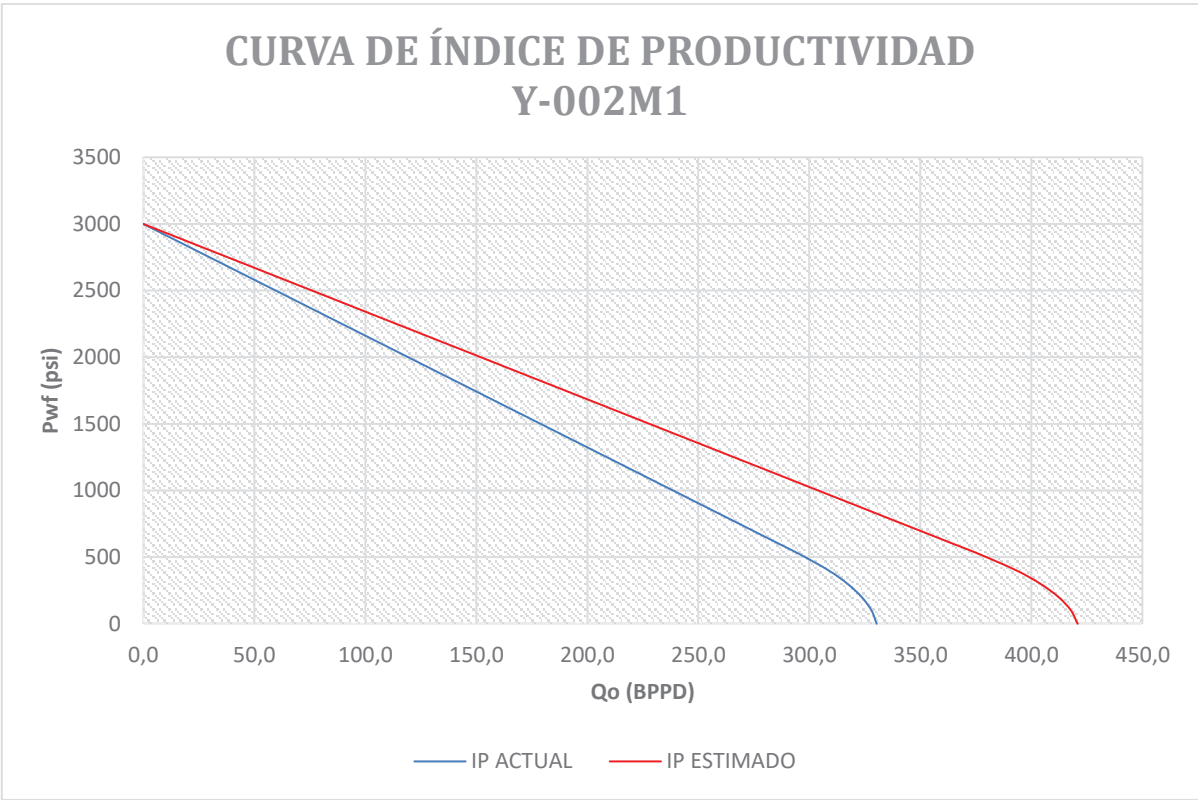


Figura 3.7 Gráfico comparativo de índices de productividad.

Elaboración: Leonardo González

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

Para esto se realiza una prognosis de productividad en el cual el resultado de la estimulación sea de reducir un daño a 0, y observar cual sería el incremento de producción. Para esto se plantea en la tabla una comparativa entre los 3 escenarios que después será complementada con el gráfico de incremento de productividad en el pozo.

Tabla 3.7 Presiones y Caudales según el método de Vogel con un daño 5, 2,41 y 0.

Pwf (psi)	Qo (BPPD)	Pwf (psi)	Qo (BPPD)	Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3000	0,0	3000	0,0	3000	0,0
2600	47,7	2600	60,8	2600	81,6
2200	95,4	2200	121,6	2200	163,2
1800	143,2	1800	182,4	1800	244,8
1400	190,9	1400	243,2	1400	326,4
1000	238,6	1000	304,0	1000	408,0
800	262,5	800	334,4	800	448,8
600	286,3	600	364,8	600	489,6
520	295,9	520	376,9	520	505,9
400	308,7	400	393,3	400	527,9
300	317,2	300	404,1	300	542,3
200	323,6	200	412,3	200	553,3
100	328,0	100	417,8	100	560,8
0	330,3	0	420,8	0	564,8

Elaboración: Leonardo González

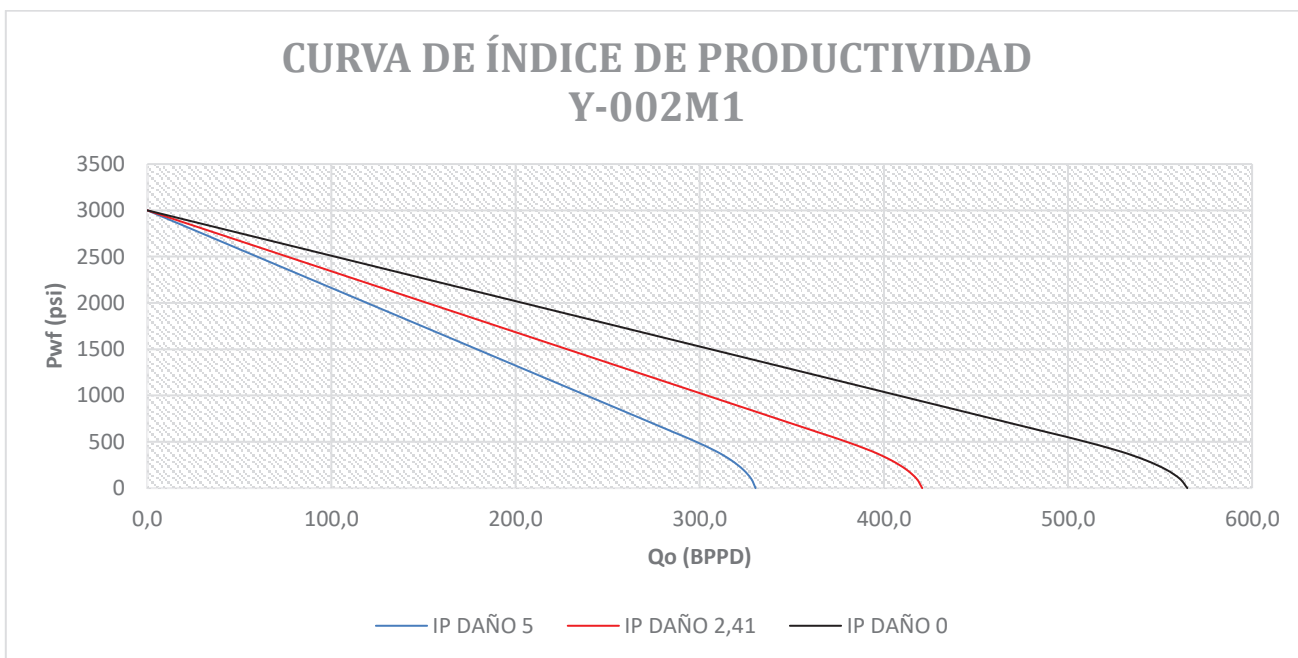


Figura 3.8 Gráfico comparativo de índices de productividad.

Elaboración: Leonardo González

3.6. ESCENARIO II: DAÑO PROFUNDO.

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

Tabla 3.8 Sistemas recomendados con daño 10

No.	Descripción	Nombre del Fluido	Volumen Total (gal)	Cobertura Promedio (gal/ft)
1	Preflujo orgánico no ácido	Solvente	2520	84.0
2	Preflujo acuoso no ácido	Salmuera	2520	84.0
3	Preflujo ácido	15% HCl	6720	224.0
4	Primer Sistema Ácido	T. Principal I	2520	84.0
5	Segundo Sistema Ácido	T. Secundario	5040	168.0
6	Acondicionador ácido	15% HCl	6720	224.0
7	Acondicionador no ácido	Diesel	6130	205.0
8	Desplazamiento	Diesel	2770	
Volumen total de fluido:			28220	

Elaboración: Leonardo González

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

Tabla 3.9 Comparación de volúmenes usados en los escenarios.

No.	Descripción	Volumen Total daño 5 (gal)	Volumen Total daño 10 (gal)
1	Preflujo orgánico no ácido	1080	2520
2	Preflujo acuoso no ácido	1080	2520
3	Preflujo ácido	2190	6720
4	Primer Sistema Ácido	1080	2520
5	Segundo Sistema Ácido	2190	5040
6	Acondicionador ácido	1080	6720
7	Acondicionador no ácido	1080	6130
8	Desplazamiento	2770	2770

Elaboración: Leonardo González

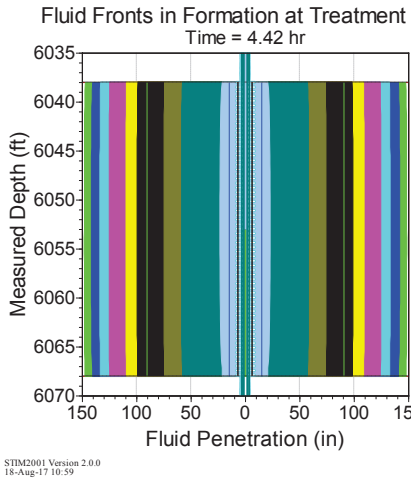


Figura 3.9 Disposición de los fluidos frente a la cara del pozo.

Elaboración: Leonardo González

3.6.1. DAÑO

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

Con el uso del sistema recomendado se procedió a observar que la reducción del daño en el pozo va a ser de 10 a 3.51 lo que representa un decremento porcentual de 64.9%, que se lo ploteo en la figura 3.9:

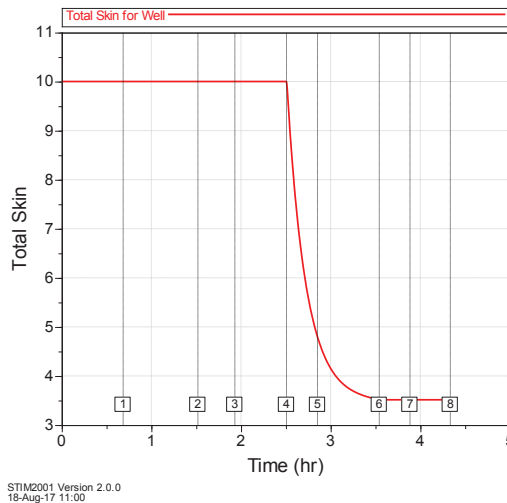


Figura 3.10 Variación del daño en función del tiempo.

Elaboración: Leonardo González.

3.5.2. AUMENTO DE PRODUCCIÓN.

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

Antes de la Estimulación (10).	Después de la Estimulación (3.51).
$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}$	$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)}$
$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 175 * 30 * (3000 - 2300)}{23.8 * 1.087 * \left(\ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 10 \right)}$	$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * 175 * 30 * (3000 - 2300)}{23.8 * 1.087 * \left(\ln \frac{800}{0.33} - 0.75 + 3.51 \right)}$
$Q_o = 59 \text{ BPPD}$	$Q_o = 95.3 \text{ BPPD}$
$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$	$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}}$
$J = \frac{59 \text{ BPPD}}{(3000 - 2300) \text{ psi}} = 0.084 \text{ BPPD/psi}$	$J = \frac{95.3 \text{ BPPD}}{(3000 - 2300) \text{ psi}} = 0.136 \text{ BPPD/psi}$
$Q_{ob} = 0.084(3000 - 520) = 209.1 \text{ BPPD}$	$Q_{ob} = 0.136(3000 - 520) = 337.6 \text{ BPPD}$

Tabla 3.10 Comparación de volúmenes usados en los escenarios.

Daño 10 (izquierda) y Daño 3,51 (derecha).

Pwf (psi)	Qo (BPPD)		Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3000	0,0		3000	0,0
2600	33,7		2600	54,5
2200	67,4		2200	108,9
1800	101,2		1800	163,4
1400	134,9		1400	217,8
1000	168,6		1000	272,3
800	185,5		800	299,5
600	202,3		600	326,7
520	209,1		520	337,6
400	218,1		400	352,3
300	224,1		300	362,0
200	228,7		200	369,3
100	231,8		100	374,3
0	233,4		0	377,0

Elaboración: Leonardo González

Obteniendo el siguiente gráfico de predicciones de producción:

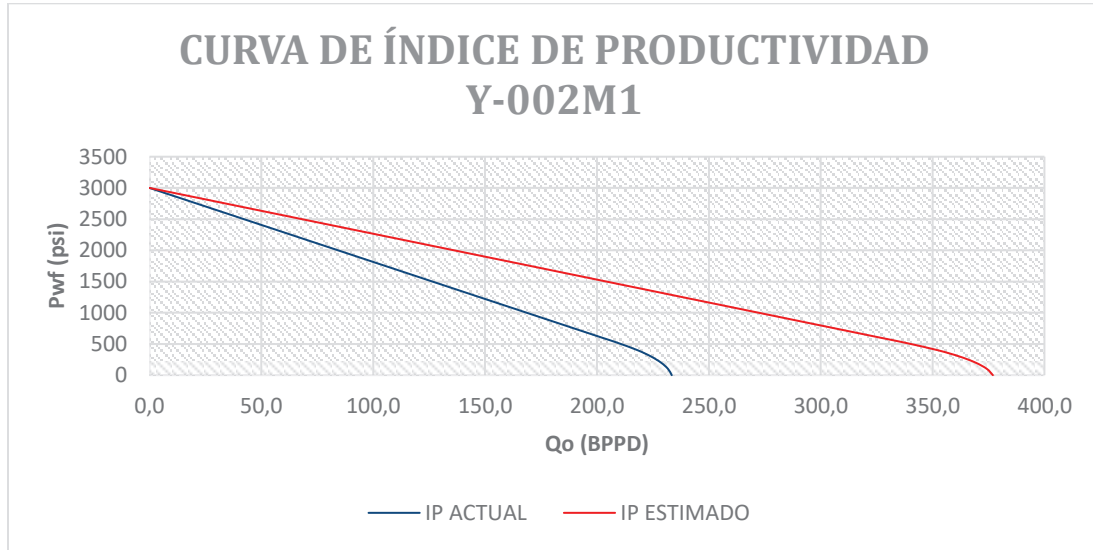


Figura 3.11 Gráfico comparativo de índices de productividad.

Elaboración: Leonardo González

De igual manera en este escenario se plantea el caso de la reducción de daño a un 0, para observar el comportamiento de producción en este reservorio en donde se ha obtenido los siguientes resultados:

Tabla 3.11 Comparación de volúmenes usados en los escenarios.

Daño 10 (izquierda), daño 3,51 (centro) y daño 0 (izquierda).					
Pwf (psi)	Qo (BPPD)	Pwf (psi)	Qo (BPPD)	Pwf (psi)	Qo (BPPD)
3000	0,0	3000	0,0	3000	0,0
2600	33,7	2600	54,5	2600	81,6
2200	67,4	2200	108,9	2200	163,2
1800	101,2	1800	163,4	1800	244,8
1400	134,9	1400	217,8	1400	326,4
1000	168,6	1000	272,3	1000	408,0
800	185,5	800	299,5	800	448,8
600	202,3	600	326,7	600	489,6
520	209,1	520	337,6	520	505,9
400	218,1	400	352,3	400	527,9
300	224,1	300	362,0	300	542,3
200	228,7	200	369,3	200	553,3
100	231,8	100	374,3	100	560,8
0	233,4	0	377,0	0	564,8

Elaboración: Leonardo González

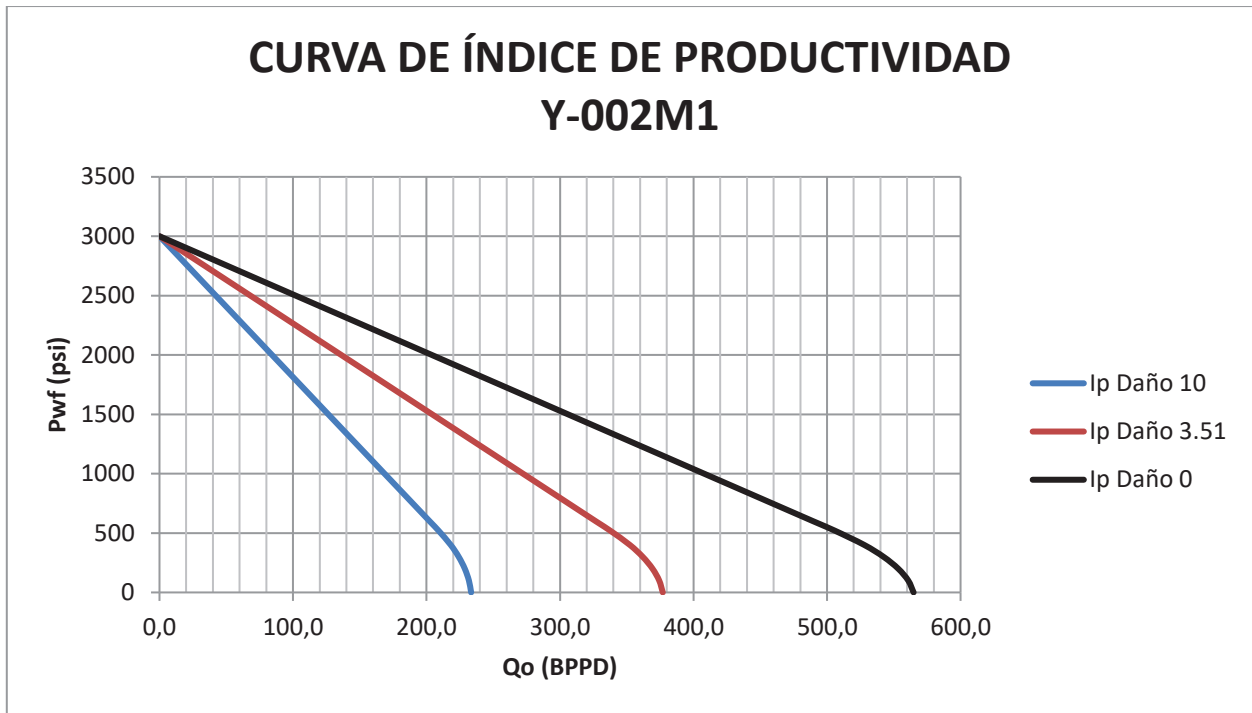


Figura 3.12 Gráfico comparativo de índices de productividad.

Elaboración: Leonardo González

Una vez realizado las simulaciones de los fluidos se obtiene la siguiente tabla. 11:

Tabla 3.12 Parámetros antes y después de la estimulación Matricial

DAÑO SOMERO (5)			
Estado	Pwf (psi)	S	Aumento de Producción (BPPD)
Antes	2300	5	90.5
Después	2300	2.41	
DAÑO PROFUNDO (10)			
Antes	2300	10	143.6
Después	2300	3.51	

Elaboración: Leonardo González.

4. CONCLUSIONES

Todas las evaluaciones de laboratorio tanto de fluido como de mineralogía han sido realizadas en base a la normativa API RP-42 recomendadas para las pruebas de laboratorio de los agentes activos de superficie para la estimulación de pozos.

Al ser la mineralogía de la matriz una muestra con abundante cuarzo se recomienda el uso de un sistema que sea en base de ácido Clorhídrico, con la finalidad de tener una alta eficiencia en el trabajo de mejora de producción.

Los volúmenes recomendados en cada uno de los escenarios son los siguientes:

- **Daño de 5.**
 - Preflujos y Acondicionadores: 1080 Gal.
 - Sistemas ácidos: 1080 Gal de tratamiento principal a base de HCl y 2190 de tratamiento secundario a base de HF.
- **Daño de 10.**
 - Acondicionadores y preflujos: 2520 Gal de preflujos (salmuera y solventes), 6720 de acondicionadores ácidos en base de HCl y 6130 Gal de acondicionador no ácido base Diesel.
 - Sistemas ácidos: 2520 Gal de tratamiento principal base HCl y 5040 Gal. De tratamiento secundario base HF.

El volumen mínimo recomendado estará en base a los pies de penetración que se quiere obtener en el pozo para la remoción de daño, por lo cual se observa un aumento proporcional del volumen de ácido aplicado con el aumento de daño, siendo el volumen mínimo de 533,79 Gal.

La estimulación matricial es una alternativa efectiva para recuperar producción en el reservorio M1 del campo "Y" debido a que en los escenarios representa un incremento de producción y una reducción de daño de:

- Reducción de daño de 5 a 2.41 y recobro de producción de 90.5 BPPD.
- Reducción de daño de 10 a 3.51 y recobro de producción 143.6 BPPD.

El uso de los sistemas recomendados en los volúmenes recomendados y a los caudales recomendados, en los 2 escenarios mejora la productividad del pozo como se observa en las gráficas comparativas del índice de productividad.

5. RECOMENDACIONES

Evaluar el pozo mediante pruebas de presión (BUP) para obtener información de alta confiabilidad como valor de daño de la formación, permeabilidad, y presión del reservorio previo a realizar la intervención para mejorar la producción.

El uso de un solvente previo al bombeo de píldoras ácidas para pickling permitirá disolver residuos de crudo pesado, parafinas, asfaltenos presentes en la tubería.

Utilizar fluido de control con un peso adecuado ubicándose correctamente dentro de la ventana operacional del pozo con la finalidad de evitar causar daño en la formación.

Se recomienda controlar la corrosión que se genera al momento de trabajar con ácidos debido a que puede causar problemas de divergencia en la inyección del sistema ácido.

La inyección de los fluidos debe manejarse a caudales por debajo del gradiente de fractura (0.707 psi/ft) y constantes para evitar posibles problemas de tortuosidad al momento de realizar la estimulación ácida.

Se recomienda usar preflujos orgánicos que suplanten al ácido clorhídrico en el caso de tener presencia de materiales sensibles durante la intervención para evitar generar daños a la cara del pozo y tener una mayor penetración del sistema principal en la formación.

Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión después del trabajo de reacondicionamiento para verificar que la intervención ha tenido éxito.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A.P.I., (2017), "Prácticas Recomendadas para las pruebas de laboratorio de los agentes activos de superficie para la estimulación de pozos".
- Barragán R., Baby P., Rivadeneira M., (2005), "La Cuenca Oriente Geología y Petróleo".
- Barreno, A., & Anabel, N. (2016). Formulación del fluido de control para operaciones de reacondicionamiento en la arenisca "u media" del Campo Yanaquincha Este.
- Barreno, L.W, Loor, Robert, (2016), "Estudio del comportamiento de los fluidos en la línea de superficie del bloque 31 hasta el campo Eden Yuturi, para el aseguramiento de flujo".
- Cabrera Bello, L. J. (2013). Caracterización de mecanismos de daño y métodos de remoción en los pozos completados del campo boquerón del estado monagas, mediante métodos analíticos
- Cataña, R., & Francisco, A. (2011). Estudio para incrementar la producción de los Campos Auca y Culebra de la empresa EP PETROECUADOR, mediante la aplicación de estimulaciones matriciales con el fluido oneSTEP.
- Charcopa, O., & Eduardo, L. (2016). Modelo Integrado de Análisis Nodal (Subsuelo-Superficie) Económico de los Pozos de la Estación Norte del Campo Sacha.
- Economides M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides C., (2000). Petroleum Production Systems. 1st ed. New Jersey: Prentice Hall.
- Guashpa, G., & Geovanny, C. (2017). Estudio Técnico de Trabajos de Estimulación Matricial como Alternativa para Optimizar la Producción de un Bloque Productor de Petróleo
- Halliburton, (2017), Production Enhancement & Production Solutions, Quito, Ecuador.
- Maggiolo, R. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima: ESP OIL.
- Mata, G. (2017), Departamento de Production Solutions, Halliburton, Quito, Ecuador.
- Mininni, S., Cherri, R. & Cosenza, G. (1994). Matrix Stimulation automation of treatment design. S.P.E.

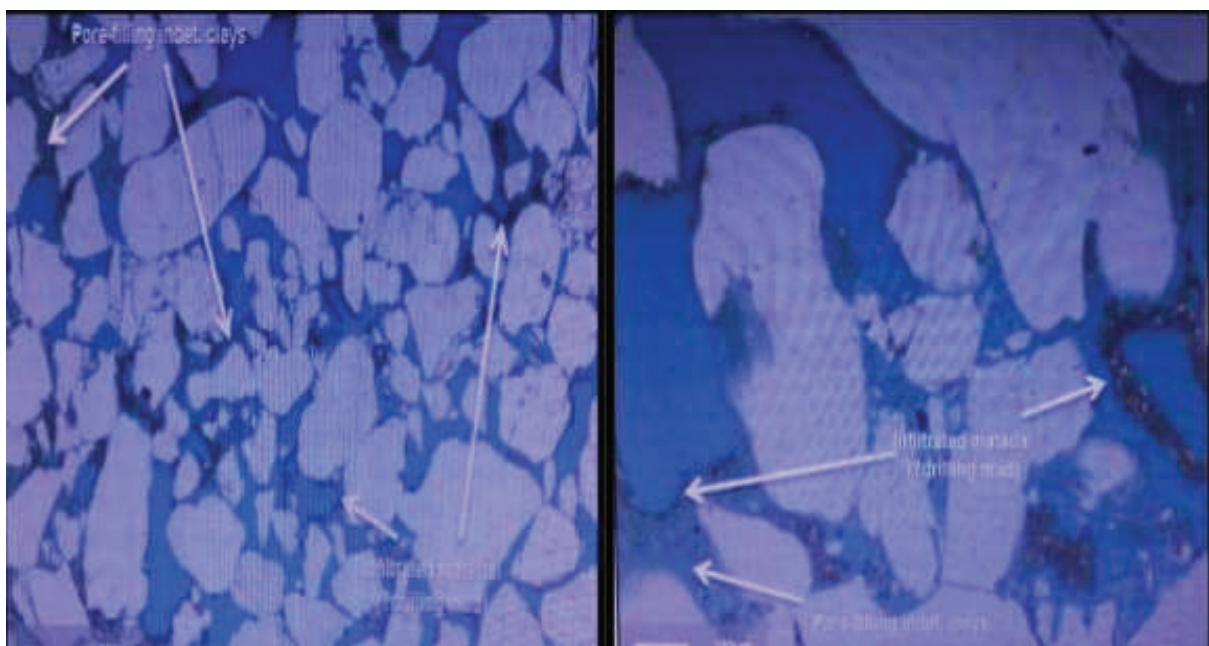
- Miranda, I., Peña, D., & Larrea, M. (2011). Análisis del factor de daño y evaluación de los tratamientos de acidificación realizado en el campo axy del distrito amazónico.
- Nnanna, E. J., & Ajienska, J. A. (2005). *Critical Success Factors for Well Stimulation*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/98823-MS.
- Orozco, P. (2017). Departamenteo de Production Solutions, Halliburton, Quito, Ecuador.
- Paccaloni, G., Tambini, M., & Galoppini, M. (1998, January). Key factors for enhanced results of matrix stimulations treatments. In Spe Formation Damage Control Symposium.
- Pemex, (2008), Estimulaciones de Pozos.
- Perozzi, S. G. P. (2014), "Estimulación Matricial para el Mejoramiento del Factor de Recobro de Producción en Pozos de Crudo Pesado con Inyección Alterna de Vapor Combinadas con Químicos.
- Petro Amazonas Ep, (2017), *Departamento de Producción*, Quito, Ecuador.
- Pucha, S. T. G. (2017), "Evaluación de los resultados de la aplicación de estimulaciones matriciales en reservorios del campo X".

7. ANEXOS

Anexo I. Resumen los pozos presentes en el campo "Y".

POZO	FECHA	CAMPO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GOR	API
Y-002M1	16/08/2017	Y	1359	800	559	41	21	18
Y-003HM1	16/08/2017	Y	3.938,00	394	3.544,00	90	86	17,1
Y-004HM1	17/08/2017	Y	11.771,00	1.059,00	10.712,00	91	67	18
Y-005HM1	17/08/2017	Y	7.498,00	600	6.898,00	92	70	18
Y-006M1	16/08/2017	Y	2.157,00	237	1.920,00	89	51	18,6
Y-008HM1	18/08/2017	Y	1.937,00	678	1.259,00	65	28	17,7
Y-009M1	17/08/2017	Y	1.586,00	206	1.380,00	87	49	17,7
Y-010HM1	15/08/2017	Y	635	457	178	28	35	18,6
Y-011M1	18/08/2017	Y	5.471,00	766	4.705,00	86	43	18,2
Y-012HM1	18/08/2017	Y	1.090,00	229	861	79	39	18,2
Y-013M1	17/08/2017	Y	528	375	153	29	21	17,7
TOTAL		Y	37.970,00	5.801,00	32.169,00		55	18

Anexo II. Porosidad de la Matriz de la formación del campo "Y" - Halliburton.



Anexo III. Muestra de Core del campo “Y” – Saturación en agua de formación– Halliburton.



Anexo IV. Equipo de simulación de daño a la formación – Laboratorio empresa “A”.



Anexo V. Estabilidad de Sistemas a 80 °F - Laboratorio Halliburton.



Anexo VI. Estabilidad de Sistemas a 180 °F - Laboratorio Halliburton.

