



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Optimización de tratamientos de
estimulación**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Fernando Xavier Martínez Amante

ASESOR DE INFORME

Ing. Daniel Marure Valdéz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimiento a mi esposa **Lizeth Adriana Inda Herrera** quien siempre ha tenido gran fé en mí, al **Ing. Daniel Marure Valdez**, por su gran sentido de la realidad y valiosa amistad y a todas las grandes personalidades que me he topado que me han hecho quien soy, siendo los anteriormente mencionados, la cumbre de ellos.

Índice

	Página
Introducción.....	1
Justificación.....	1
Motivación	1
Hipótesis.....	1
Objetivos.....	2
1. Antecedentes	2
2. Caso de estudio	4
3. Diseño de tratamientos ácidos para formaciones fracturadas.....	4
4. Optimización de Tratamientos.....	9
5. Solución a la Problemática.....	10
6. Cédula de bombeo.....	12
7. Ejecución del tratamiento.....	15
8. Resultados	19
Conclusiones y recomendaciones.....	22
Referencias	23

Índice de tablas y figuras

Tabla 1 Cédula de bombeo	14
Tabla 2. Comparativa de aforos antes y después del tratamiento.....	18
Figura 1. Equipo de bombeo utilizado para acidificación compañía.....	3
Figura 2. Caídas de presión en el sistema integral de producción	6
Figura 3. Análisis nodal para determinar caída de presión por daño y beneficio por estimulación	7
Figura 4. Proceso de diseño de estimulación	8
Figura 5. Tiempo de reacción de acuerdo a la concentración del ácido	9
Figura 6. Concentración promedio de carbonato en las rocas	11
Figura 7. Pruebas de compatibilidad	12
Figura 8. Divergencia	13

Figura 9. Cálculo de penetración radial	13
Figura 10. Comportamiento del grabado con el incremento del gasto en función de la temperatura	14
Figura 11. Simulación en Stim Pro, distribución de fluidos y grabado de ácido	15
Figura 12. Barcos para estimulación	16
Figura 13. Gráfica de tratamiento	17
Figura 14. Estadística de resultados, costo, éxito e incremento de producción	20
Figura 15. Distribución de éxitos y fracasos de acuerdo con la formación	21

Introducción

Una de las actividades cotidianas en las intervenciones a los pozos dentro de la industria petrolera, son los tratamientos de estimulación. Tal proceso existe durante toda la vida productiva de un pozo, desde su terminación, desarrollo y hasta su abandono, esto como parte de su mantenimiento e inclusive cuando los mismos son convertidos a inyectores en procesos de recuperación o también de deshecho.

Este trabajo se enfocará en las actividades realizadas en los pozos costa afuera pertenecientes a la región marina, donde se muestra que los tratamientos son optimizados de acuerdo a las particularidades de los yacimientos y las posibles condiciones operativas que se pueden encontrar.

La estadística analizada, abarca un periodo de resultados de 4 años, donde se muestra la variación de la técnica de estimulación y los ajustes realizados con el tiempo, donde se ha logrado un éxito mayor al 90% en un total de 125 tratamientos.

Justificación

La optimización de tratamientos de estimulación, surge de la creciente necesidad de gestionar recursos que normalmente se utilizan en un diseño generado para las características de las formaciones en areniscas, para los cuales están hechos los modelos actuales, esto debido a la complejidad del comportamiento presentado por los yacimientos naturalmente fracturados.

Motivación

Este trabajo mostrará la importancia de caracterizar el comportamiento de los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, para la toma de decisiones en la selección del diseño de tratamiento de estimulación.

Hipótesis

Se espera demostrar que no todo lo aplicable en los yacimientos en areniscas debe de ser aplicado en carbonatos naturalmente fracturados, al utilizar esta premisa es posible usar solo lo necesario en los tratamientos llegando a su optimización.

Objetivos

Entender y analizar cuál es el impacto que puede tener una optimización en el proceso de estimulación en yacimientos naturalmente carbonatos y los ahorros que pueden derivar, pudiendo estos utilizarse para más operaciones y derivando en un aprovechamiento que a nivel macro impacte en el aumento de la producción y disminución de costos.

Antecedentes

La historia de la acidificación en explotación de hidrocarburos data de 1895, donde la compañía Oil Ohio utilizó tratamientos ácidos, tanto pozos de aceite como de gas obteniendo importantes incrementos de producción; sin embargo, debido a que durante los tratamientos las tuberías eran altamente corroídas, esto perdió popularidad. Un año más tarde, una patente fue emitida por Herman Frasch de la compañía Standard Oil. Su patente describía el uso de ácido clorhídrico (HCl) en pozos de formaciones productoras de caliza, pero no abordaba el problema de corrosión.

No fue hasta 1928 cuando el uso de ácido fue retomado, cuando el problema de la eliminación de salmuera, así como el aumento de la producción de salmuera natural en pozos de sal, se volvió importante. El Dr Herbert Dow, realizó un experimento en el cual colocó botellas de ácido dentro de pozos de salmuera con el propósito de incrementar su producción. Sin embargo, los resultados no fueron satisfactorios, en gran medida por la corrosión generada y los costosos materiales requeridos para proteger el metal de los equipos. Fue así como, la compañía Dow Chemical inició el primer proyecto de inhibidor de corrosión ácida.

En 1931, el Dr John Grebe de la compañía Dow descubrió que el arsénico actuaba como un inhibidor de corrosión. Más tarde, se utilizaron sales de cobre con arsénico para evitar la formación de precipitador de arsenato de calcio, y pronto se encontró que los inhibidores orgánicos tenían un mejor desempeño. Poco después del descubrimiento del inhibidor arsénico, este fue aplicado exitosamente por la compañía Dow y Pure Oil en el pozo Latter Fox No. 6 en Greendale Michigan, en febrero de 1932, bombeando quinientos galones de HCl al pozo, reincorporando un pozo cerrado con 16 bpd. Fue de esta manera como la acidificación renació, y la compañía Dow formó su grupo de servicio a pozos el cual prontamente evolucionó a la compañía Dowell. Tres años más tarde la pequeña compañía de cementaciones Halliburton Co. En Duncan, Oklahoma, empezó a comercializar el servicio de acidificación.

En 1935 Drs. Grebe y Stoesser de la compañía Dowell escribieron "La comercialización de acidificación en pozos de aceite y gas, aunque no existía hace 4 años, ahora se practica en todo el país. Aproximadamente 6000 pozos se han tratado por la compañía Dowell, lo cual ha dado como resultado el incremento del 412% de la producción. Solo en el centro de Michigan, un sexto del total de la producción de aceite es el resultado de tratamientos ácidos, indicando una ganancia de \$5,000,000 usd para las compañías petroleras"

Cuando esto fue publicado, el precio mundial del petróleo se encontraba en \$1 usd por barril y la acidificación estaba dirigida a formaciones de caliza. Desde entonces la tecnología de acidificación se expandió guiada por las variaciones en las formaciones de aceite y gas, todas con problemas únicos.

En la Figura 1 se muestra los equipos utilizados en las acidificaciones matriciales en el año de 1921, cabe mencionar que estos eran limitados ya que no contaban con la tecnología actual para incremento de gastos y el uso de los sistemas solo se limitaba a 100% HCl el cual era muy corrosivo y llegaba a dañar las tuberías como se mencionó en los antecedentes históricos



Figura 1. Equipo de bombeo utilizado para acidificaciones compañía cementadora Halliburton, 1921.

La acidificación con ácido fluorhídrico (HF) se empezó a practicar en Texas en 1933 con la emisión de la patente de la compañía Standard Oil; sin embargo, las pruebas en campo no fueron exitosas debido al taponamiento de la formación. El uso comercial de la acidificación con HF en areniscas ocurrió en la costa del Golfo de México en 1940, cuando la compañía Dowell introdujo el Mud Acid, una mezcla de HCL y HF. La investigación de Dowell indicaba que el HCl ayudaba a mantener un PH bajo, disminuyendo la precipitación de materiales generadores de taponamiento en la formación. Con este evento, el uso de acidificación en arenas creció rápidamente.

Así como la acidificación se expandió, varios problemas mecánicos y químicos aparecieron. Se desarrollaron numerosos aditivos ácidos y sistemas para resolver problemas de lodillos asfálticos, emulsiones inducidas por los ácidos, limpieza de ácidos gastados, retardadores de ácido y migración de finos. Paralelamente a este desarrollo se crearon métodos para mejorar la cobertura de las zonas productoras con los sistemas durante la acidificación.

La técnica de acidificación ha evolucionado a través de diferentes áreas:

- 1950s a 1960s el énfasis fue el desarrollo de aditivos que evitar las emulsiones, lodillos y la cobertura de las zonas productoras. Adicionalmente, se realizaron trabajos en la física de acidificación en calizas y las reacciones secundarias en arenas. Se desarrolló agentes de

control para la migración e hinchamiento de arcillas. Se introdujeron resinas solubles en aceite como agentes divergentes para mejorar la cobertura de las zonas tratadas.

- 1970s surgió la necesidad de una penetración más profunda manteniendo el ácido vivo HF la cual se realizó con varios sistemas, alternado etapas de HCl y HF, ácido fluobórico y una mezcla de metilformato y HF.
- 1980s se introdujo la divergencia con espumas y tubería flexible, para mejorar la cobertura de las zonas a tratar. El análisis de productividad se convirtió en una herramienta del ingeniero de diseño. Las computadoras se empezaron a utilizar para asistir en las fases de procesos matriciales, incluyendo la selección de candidatos, diseño de tratamiento, monitoreo de la ejecución, (evaluación de la evolución del daño en tiempo real) y evaluación post tratamiento.
- 1990s las computadoras continuaron desarrollando a mejores y más rápidos programas que incorporaron mejores herramientas para la predicción de producción, software de evaluación económica, modelos geoquímicos y técnicas de análisis. Adicionalmente surgieron aditivos más amigables con el ambiente para cumplir las regulaciones gubernamentales con un mejor desarrollo y entendimiento de química en acidificación de areniscas. Se dio un mayor énfasis a todo el proceso de ingeniería en diseño de estimulaciones matriciales.

Se han hecho grandes avances desde las primeras acidificaciones, conforme los pozos se vuelven más profundos, con temperaturas más altas, condiciones extremas de presión, intervalos muy grandes o pozos horizontales, la tecnología de estimulaciones matriciales se ha expandido para cubrir las necesidades de cada caso. La técnica de acidificación continuará siendo útil para el mejoramiento de la producción en los subsecuentes años.

Caso de estudio

El Activo Abkatun Pol Chuc, inició su producción con el Campo Abkatun en el año de 1980, actualmente 38 años después, cuenta con 90 pozos, los cuales en su mayoría son formaciones de carbonato naturalmente fracturado, yacimientos maduros, de baja presión, alto corte de agua y en algunos presencia de incrustaciones de carbonato y/o asfáltenos, intervalos de grandes longitudes e inclusive cuenta con pozos horizontales; tales características incrementan o facilitan el diseño de tratamientos de estimulación, ya que de acuerdo a la complejidad del caso el uso de sistemas más sofisticados incrementa, sobre todo en la técnica de divergencia de la cual hablaremos más adelante.

Diseño de tratamientos ácidos para formaciones fracturadas.

De acuerdo con la literatura, el diseño de un tratamiento inicia con la selección del candidato a estimular, esto consiste en el análisis de todo el sistema de producción (ver figura 2), para determinar la existencia de una necesidad de estimulación.

La figura 2, muestra las caídas de presión en un sistema de producción, la caída de presión debida al daño, la cual genera el decremento del gasto de producción se encuentra en la vecindad de la formación.

A través del uso de análisis nodal y de la información disponible del pozo (historia presión-producción, registros geofísicos, estado mecánico, antecedentes de intervenciones, posición estructural, etc) se determina la existencia de una caída de presión asociada a daño la cual se traduce en pérdida de gasto de producción.

El daño se define como la pérdida de productividad o inyectividad, parcial o total, natural o inducida de un pozo, debido a la reducción o alteración, de la permeabilidad original de la formación. El valor de daño (S) se expresa en unidades adimensionales y puede tener valores de,

- ✓ **S= valores mayores a cero (Positivos) denota daño a la formación.**
- ✓ **S= Cero, sin daño a la formación.**
- ✓ **S= valores menores a cero (Negativos), indican que la formación ha sido estimulada.**

La Figura 2, muestra las caídas de presión en un sistema de producción, la caída de presión debida al daño, la cual genera el decremento del gasto de producción se encuentra en la vecindad de la formación como se muestra a continuación:

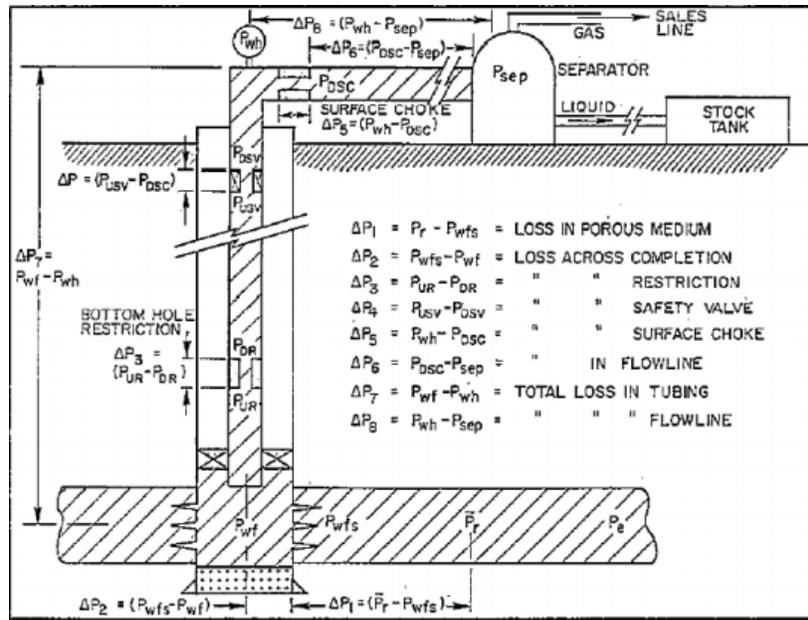


Figura 2. Caídas de presión en el sistema integral de producción. Tomada del libro *Production Optimization Using Nodal Analysis*, 2003.

El índice de productividad es un indicador rápido para determinar el desempeño de un pozo:

$$IP_{ideal} = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad EC 1.$$

$$IP_{daño} = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf} + \Delta P_s} \quad EC 2.$$

IP_{ideal} = Índice de productividad en condiciones óptimas.

$IP_{daño}$ = Índice de productividad con daño.

Q = Gasto de líquido.

P_{ws} = Presión de fondo estática.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

ΔP_s = Caída de presión debida al daño.

El desempeño del pozo se verá afectado por efecto del daño (S), el cual genera una caída de presión adicional en el yacimiento es decir una delta P de daño (ΔP_s).

Ptp	Pbaj (kg/cm ²)	Pwf	Est (pg)	Ql (bd)	Qo (bd)	Qw (bd)	Qg (mmpcd)	Agua (%)	RGA (m ³ /m ³)	ΔP fondo (kg/cm ²)	Observaciones
22.1	21	171	1 1/4"	1,773	1,685	89	1.7	5	180	111	Remoción de 75 kg/cm ² de daño
36.6	21	246	1 1/4"	5,824	5,533	291	5.6	5	180	36	

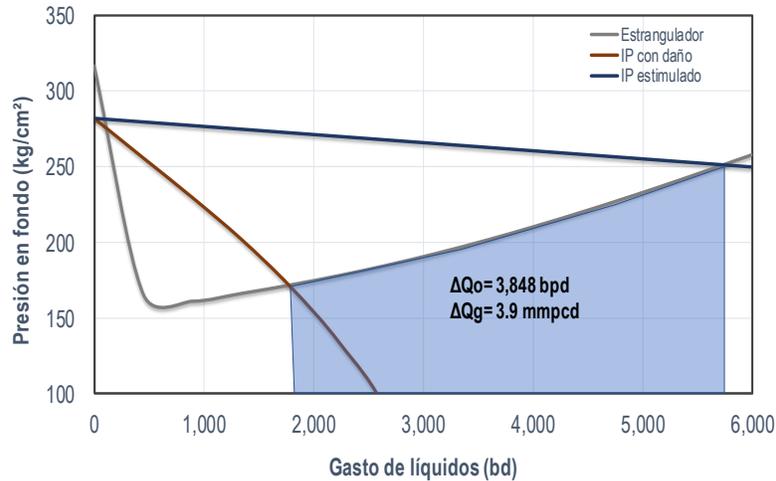


Figura 3. Análisis nodal para determinar caída de presión por daño y beneficio por estimulación resultado de simulación realizado en software prosper.

En la Figura 3, se presenta el resultado del análisis nodal con nodo solución en fondo, el objetivo es determinar si existe caída de presión por daño, como resultado se obtuvo que el valor de 111 kg/cm², que es alto para las características del pozo, así como también se definió la posibilidad de mejorar su productividad a través de un tratamiento de estimulación, eliminando 75 kg/cm² de Δp de daño obteniendo un beneficio de 3,800 bpd de aceite y 3.9 mmpcd de gas.

Es importante mencionar que una estimulación no resuelve problemas que sean resultado de limitaciones propias del yacimiento (presión, permeabilidad, porosidad, etc.) o de la integridad mecánica del pozo (rupturas y colapso de tuberías, pescados, etc.). El análisis integral de la información técnica del pozo, permiten evaluar el comportamiento de la producción del pozo con y sin daño.

El activo cuenta con un proceso desde la selección del candidato hasta la evaluación de un tratamiento de estimulación, el cual coadyuva a la mejora continua, el cual se ilustra en la Figura 4.

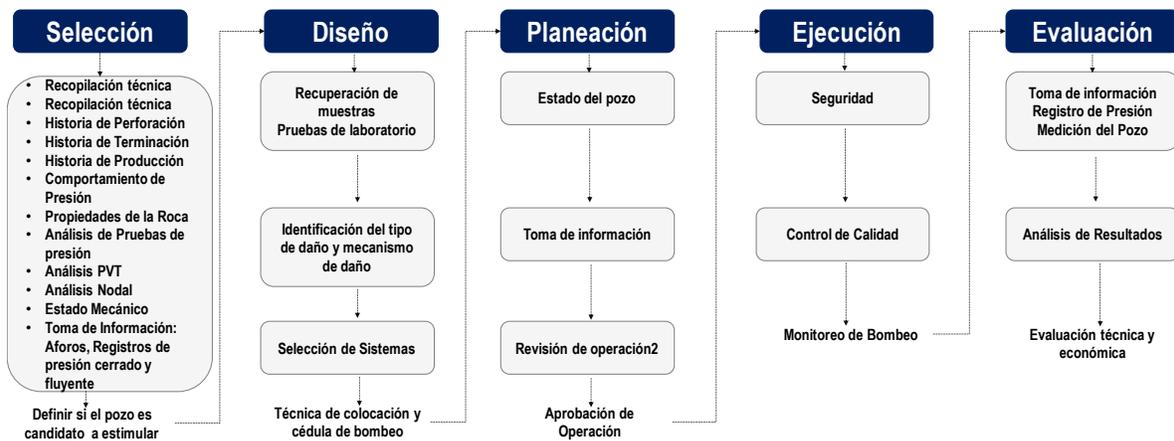


Figura 4. Proceso de diseño de estimulación.

Una vez seleccionado el candidato, se realiza el diseño de estimulación, este subproceso inicia con la caracterización del daño el cual consiste en determinar todas las causas que afectan la productividad del pozo y las fuentes que lo pudieran estar originando.

Para caracterizar el tipo y mecanismo de daño, es necesario realizar un estudio detallado del pozo, con toda la información disponible de éste (reportes de perforación, análisis de muestras de fluidos, reportes de intervenciones anteriores, calibraciones, registros de presión cerrado y fluyente, información de sensores en tiempo real, histórico de presión-producción), para poder identificar el tipo de daño y su origen. Al realizar el Diseño de tratamiento, se pueden tener diferentes hipótesis del origen y del tipo de daño presente, lo cual genera un grado de incertidumbre, sin embargo, se deben considerar todos los escenarios posibles.

El diseño de tratamiento se realiza considerando las siguientes características del pozo:

- Presión estática, Pws
- Temperatura de yacimiento. Ty
- Capacidad del aparejo de producción.
- Características litológicas de la formación productora (intervalos, espesor, porosidad, tipo de rocas).
- Características de los fluidos producidos.
- Distancia al contacto agua aceite.
- Comportamiento presión producción.
- Permeabilidad (K)
- Estadística de resultado de intervenciones pasadas
- Tratamientos pasados.

El primer paso para la selección del tipo de tratamiento es conocer las características de la roca, para yacimientos de carbonato naturalmente fracturado como es el caso de los pozos del activo Abkatun, los tipos de ácido que pueden usarse son:

- Ácido Clorhídrico (HCL): concentraciones del 7.5% al 28%, de acuerdo con el rango de temperatura entre mayor se está la velocidad de reacción será mayor, generando grabado en

la cara de la formación, lo que en ocasiones puede llegar a evitar limpiar efectivamente daños que se sean más profundos.

- Ácidos Orgánicos (Acético y Fórmico): estos ácidos también son utilizados para altas temperaturas, ya que presentan una reacción más lenta y por ende un grabado más profundo.
- Combinaciones de las anteriores: el uso de HCl en combinación con un ácido orgánico evita que este sea gastado en la cara de la formación.

En la Figura 5 podemos observar el comportamiento de las diferentes mezclas a diferentes concentraciones y la manera en la que se comportan al pasar el tiempo:

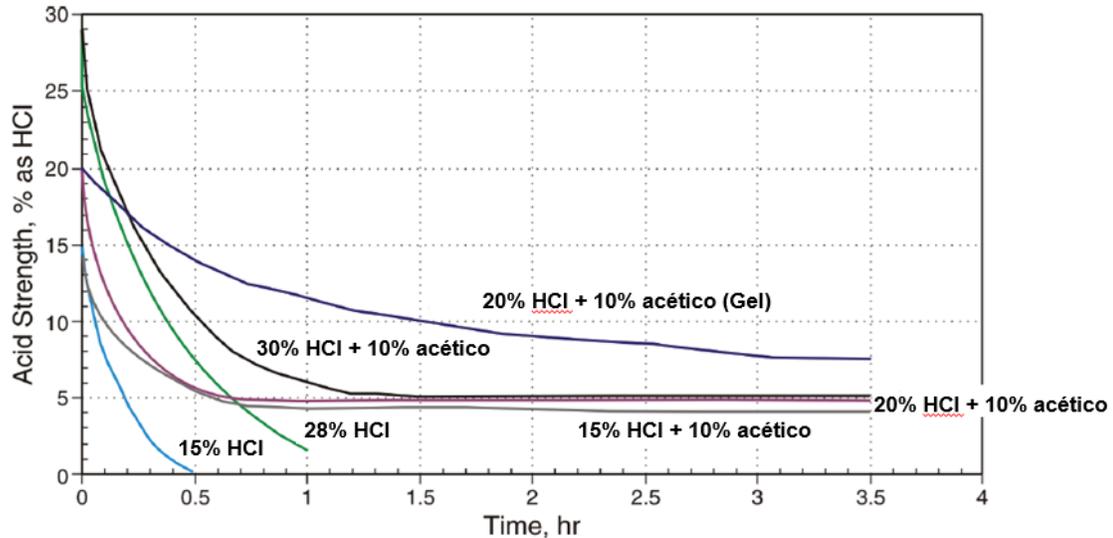


Figura 5. Tiempo de reacción de acuerdo a la concentración del ácido.

Para el caso de estimulaciones no ácidas o en los baches previos o posteriores al sistema ácido se utilizan solventes a base de Aromina 150, el cual pertenece a la familia de lo aromáticos, de baja explosividad, lo que permite su transporte en barcos.

También dentro de los sistemas utilizados en los campos del activo se encuentran los sistemas químicos divergentes, los cuales tienen como objetivo tener una mejor cobertura del intervalo expuesto, dentro de estos sistemas se encuentran:

- Ácidos autodivergentes.
- Geles.
- Polímeros.
- Ácidos con agentes reticuladores.

Finalmente existe otra gama de agentes controladores de agua, que se han utilizado con la expectativa de mantener o disminuir el corte de agua tales como:

- Polímeros hidrofílicos (modificadores de la permeabilidad)
- Polímero autodivergente para zonas de agua.

Optimización de tratamientos

Como se mencionó, la complejidad o sencillez de un tratamiento varía de acuerdo con las características del pozo en cuestión, existen casos de intervalos de 20 m disparados que cuentan con alta permeabilidad y la presión suficiente para desalojar los fluidos de tratamientos o casos más complejos que consideran baja permeabilidad, baja presión, intervalos de grandes longitudes, presencia de altos cortes de agua.

El activo cuenta con 13 campos productores, en formaciones de la Brecha (BKS) y de Jurásico (JSK), los diseños se pueden clasificar para 3 tipos de condiciones.

- a) La formación brecha “buena”, la cual debido a sus características petrofísicas y de yacimiento, son de alta permeabilidad (hasta 3 Darcys), con índices de productividad de hasta 17,000 bd/kg/cm², considerándose de alta productividad.
- b) La formación brecha “Mala” por el contrario tiene características petrofísicas (facie más compacta) y de yacimiento más pobres con respecto de la brecha buena, con permeabilidad hasta de 140 md, índices de productividad de alrededor de 7 bd/kg/cm² lo cual representa en la región marina pozos de baja productividad.
- c) La formación Jurásico Kimmerigiano, es por sus características petrofísicas y de yacimiento una formación muy heterogénea, presenta permeabilidades promedio de 500 md dándole esto índices de productividad de alrededor de 300 bd/kg/cm².

Las características anteriores son lo que se considera para realizar la primera preselección de tratamiento ya que el éxito dependerá de la respuesta del yacimiento a los tratamientos anteriores, por citar un ejemplo, los tratamientos realizados en la brecha buena representan ser los más sencillos de realizar con alta probabilidad de éxito, los de la brecha mala tienen menor porcentaje de éxito y los realizados en la formación jurásico representan resultados variables por la heterogeneidad de esta.

Selección de tipo de tratamiento

Como se mencionó, los tratamientos están clasificados en ácidos y no ácidos, para el caso de los pozos de la región en cuestión, el 100% por cierto de los tratamientos son ácidos, ya que el daño se considera es generado por presencia de sales asociadas a la producción de agua (precipitación de incrustaciones inorgánicas solubles en ácido) o a partículas invasoras que obstruyen los canales, generadas durante los procesos de terminación o reparación de pozos, donde son utilizados fluidos de control. Existen casos muy aislados donde existen depositaciones de material orgánico (asfáltenos) en donde se realizan estimulaciones con solvente los cuales corresponden a tratamientos no ácidos sin embargo siempre es necesario posterior a estos realizar una estimulación ácida.

Por el tipo de roca, que corresponde a yacimientos en carbonato naturalmente fracturados, en yacimientos tanto Brecha como las calizas del Jurásico, la composición mineralógica de la roca es dolomita y calcita, siendo esta mayormente dolomita en la formación BKS y mayormente calcita en JSK, mostrando solubilidades al HCL que van desde 70% al 90% en formaciones con más calcita.

En la Figura 6 podemos observar referencia de concentraciones promedio de carbonato en las rocas:

Lutita Calcárea	05 - 30%
Marga	30 - 50%
Caliza Arcillosa	50 - 70%
Caliza	70 - 96%
Calcita	100% (mineral)
Caliza Dolomítica	40 - 60%
Dolomía	20 - 40%

Figura 6. Concentración promedio de carbonato en las rocas.

Las temperaturas presentes en los pozos van de los 120 °C a los 160 °C, lo que genera que los tiempos de reacción sean más violentos ocasionando que los sistemas se utilicen retardados con el uso de mezclas de HCl con ácidos orgánicos (acético y/o fórmico).

Finalmente, otro factor determinante para la selección de los sistemas son las pruebas de compatibilidad con los fluidos producidos del pozo, el aceite que produce la región es mayormente ligero 34 °API, sin embargo, existen algunos casos en que los que este es más pesado mostrando 18 °API y también con la existencia de algunos yacimientos de gas y condensado de 54 °API. De acuerdo con estas características, se ha observado que las concentraciones de ácido que se deben de utilizar varían de 10% HCl para los más ligeros hasta el 15% para los más pesados.

En la Figura 7 podemos observar una prueba de compatibilidad realizada en el laboratorio con sistemas de solvente y ácido gelificado con HCL al 10%.

Sistema	Tiempo de rompimiento (mm:ss)	Interfase	Sólidos después de filtrado	Observaciones
SOLVENTE	N/A	N/A	"0"	Compatible
ACIDO GELIFICADO (HCL AL 10%)	10 min	A	"0"	Compatible

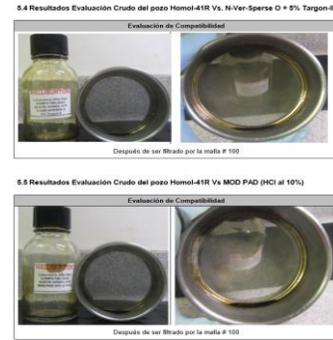


Figura 7. Pruebas de compatibilidad realizada en laboratorio.

Cedula de Bombeo

Como ya se mencionó, la selección de aditivos dependerá de las características del pozo en cuestión, durante un tratamiento se busca limpiar toda la zona productora haciendo uso de la técnica llamada divergencia, la cual consiste en tener la mayor o total cobertura de la zona expuesta al flujo, la misma se clasifica en:

Divergencia química: como su nombre lo dice se realiza por medio de sistemas tales que por sus características generan barreras temporales, obligando a las etapas subsecuentes a estimular otras zonas, dentro de estas se encuentran polímeros, ácidos viscoelásticos, geles, ácidos reticulados.

Divergencia mecánica: se realiza a través de herramientas o dispositivos, dentro de estos se tienen las bolas selladoras, fibras, empacadores, tapones, herramientas de autoposicionamiento entre otras.

Divergencia dinámica: consiste en el manejo de los gastos de líquido y/o manejo de calidad de nitrógeno cuando estas son energizadas, con lo cual se busca rebasar capacidades de admisiones de las zonas y logrando con esto una mejor cobertura del intervalo o los intervalos productores.

La literatura menciona que se debe de utilizar técnicas de divergencia cuando se encuentra una variación significativa en la permeabilidad, en la cual se asume la distribución del daño no será la misma. Esta variación se considera significativa cuando existe un contraste de 1 a 10, ejemplo dos zonas productoras una con 10 md y otra con 100 md.

De acuerdo a esta información, empresas transnacionales especialistas en estimulaciones realizaron estudios e hicieron sus consideraciones acerca de cuándo realizar divergencia:

- Variaciones de la permeabilidad en el yacimiento.
- Variación en la presión del yacimiento.
- Diferente distribución del daño.
- Evitar zonas de agua.
- Combinaciones de las anteriores.

En la Figura 8 podemos encontrar de manera ilustrativa una tabla que muestra la longitud del intervalo y tipo de terminación contra la complejidad de la formación.

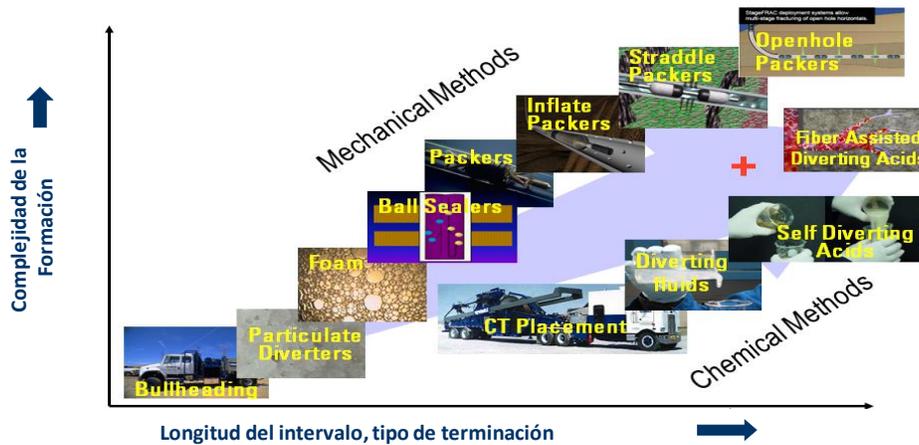


Figura 8. Divergencia.

Otra de las consideraciones más importantes de los tratamientos es el radio teórico de penetración, el cual es un cálculo por capacidad el mismo se presenta en la Figura 9, el mismo se realiza utilizando la longitud del o los intervalos, la porosidad, el radio del pozo y la distancia teórica que se pretende limpiar (radio con daño).

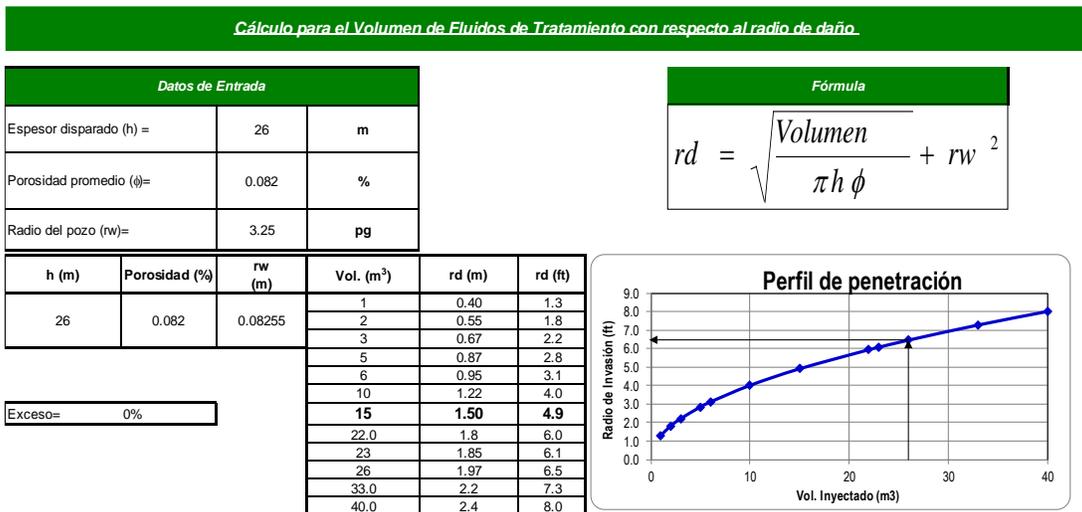


Figura 9. Calculo de penetración radial realizado en Excel.

Finalmente se realiza la cedula para la ejecución del tratamiento, esta se realiza considerando lo siguiente:

- Prueba de admisión: procedimiento que se realiza previo a cualquier tratamiento para verificar que el tratamiento podrá ser bombeado en la formación, ya que existen ocasiones en que la esta no admite, la prueba se puede realizar con diesel o solvente.
- Capacidad de aparejo: cálculo del volumen de líquido de la configuración mecánica del pozo.

- Numero de etapas: estas son seleccionadas de acuerdo al criterio del analista, dependerá del objetivo del tratamiento y las condiciones del pozo.
- Gastos de líquido y gas: el manejo de gastos se realiza para llegar hacia zonas más profundas y tener una mejor distribución de las zonas de grabado, el manejo de estos dependerá del comportamiento en tiempo real del tratamiento. En la figura 10 se muestra el comportamiento del gasto.

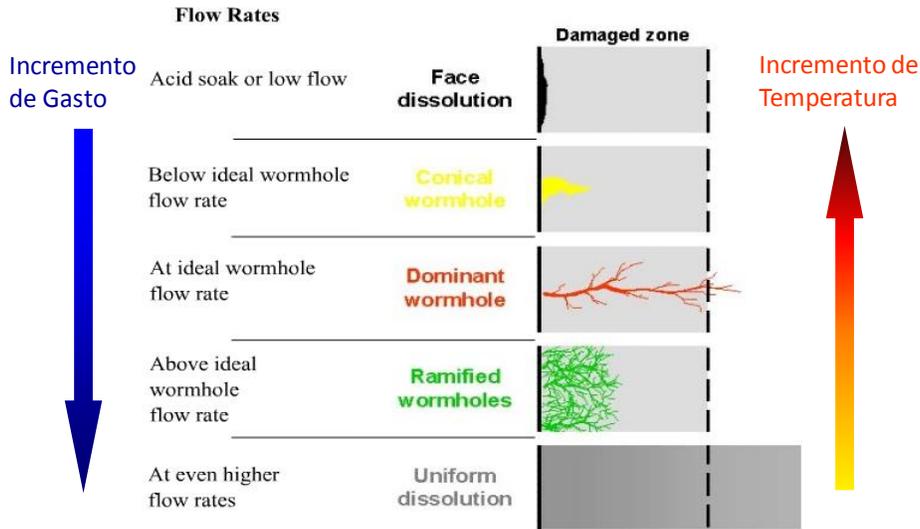


Figura 10. Comportamiento del grabado con el incremento del gasto en función de la temperatura realizado por la compañía Schlumberger.

- Desplazamiento: es el último paso que se realiza para asegurar que todos los fluidos de tratamiento se encuentran dentro de la formación, por lo general es el bombeo de un volumen igual o un poco mayor a la capacidad del aparejo, el mismo puede ser realizado con Nitrógeno, diesel, gel o agua de mar, la selección del fluido dependerá de la presión de yacimiento.

A continuación, se muestra un ejemplo de cedula de bombeo en la Tabla 1. Cedula de bombeo realizada en Excel.

Tabla 1. Cedula de bombeo realizada en Excel.

CEDULA DE OPERACIÓN DEL POZO													
ETAPA	SISTEMA	VLIQ. (m3)	VLIQ. (bls)	QLIQ. (BPM)	REL. (m³/m³)	QN ₂ (m³/min)	VN ₂ (m³)	VN ₂ ACUM. (m³)	CALIDAD (%)	Qliq. BH (BPM)	Vliq. BH (m³)	TIEMPO (min)	
1	Solvente	10.0	62.9	3.0	0	0	0	0	0	3	10	20.96	
2	Solvente	5.0	31.5	4.0	50	32	250	250	31	6	6	7.86	
3	Sistema ácido	12.0	75.5	5.0	103	82	1236	1486	48	10	17	15.09	
4	Sistema ácido	14.0	88.1	6.0	150	143	2100	2100	58	14	22	14.68	
5	Solvente	5.0	31.5	6.0	250	250	1310	3410	70	20	10	5.24	
6	Desplazamiento N2					250	6000	9410	100	14	22	24.00	
VOL. TOTAL LIQUIDO		46.0	289.3	bls	Vol. Total N2		10896	m³	Tiempo total de operación		87.84	min	
												1.46	hr

La cedula cuenta con 6 etapas, la primera es para prueba de admisión (10 m³) de solvente, está diseñada con 26 m³ de ácido, no se utiliza ningún tipo de divergente químico, sin embargo, se hace uso del incremento de gastos de N₂, para aligerar la columna y ayudar con esto a una mejor

distribución de los fluidos en el intervalo, así como también el desplazamiento es 100% N₂, con el objetivo de darle apoyo al pozo para la rápida recuperación de los fluidos de retorno.

Otra herramienta que se utiliza para el diseño de tratamiento de estimulación es la simulación del tratamiento, en ella se verifica de acuerdo a ecuaciones estequiométricas cuál será el radio de grabado teórico, existen diferentes paqueterías para realizar este análisis y cada compañía cuenta con uno a continuación un ejemplo en la Figura 11. Simulación realizada en Stim Pro, distribución de fluidos y grabado de ácido., el grabado efectivo de los sistemas ácidos corresponde a 9 ft.

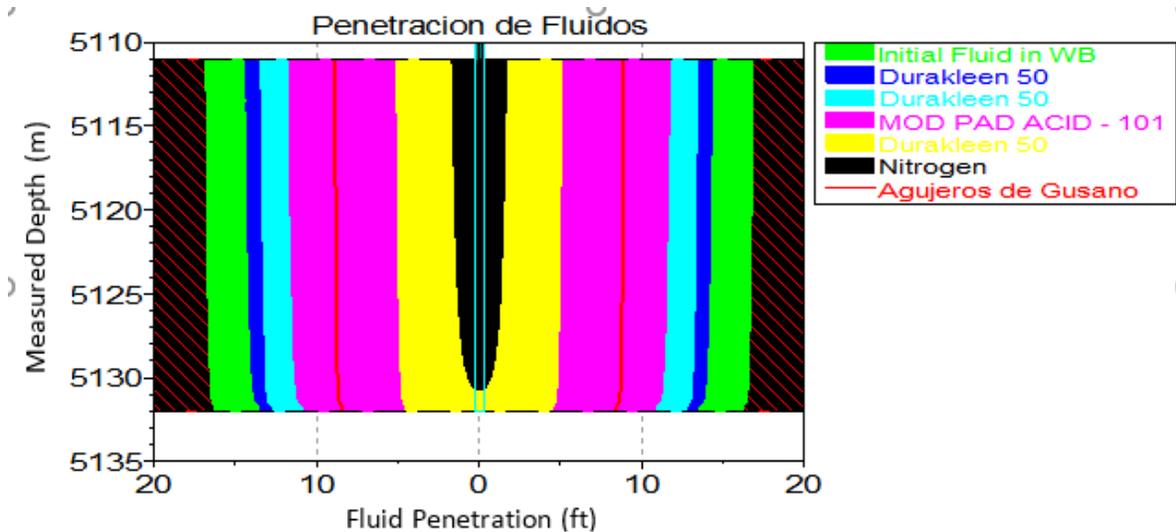


Figura 11. Simulación realizada en Stim Pro, distribución de fluidos y grabado de ácido.

Ejecución del tratamiento.

En la zona marina los tratamientos se ejecutan por medio de barcos de compañías de servicio y estos pueden realizarse en directo (a través de la tubería de producción) o con tubería flexible, sin embargo, en los pozos en cuestión el 99% de los trabajos son a través de TP. Existen dos maneras de realizarlos:

Barco multiservicios: Cuenta con equipos por separado, es decir, en su cubierta puede colocar los materiales, conexiones y bombas necesarias para realizar el tratamiento. Para este caso los sistemas se preparan en Tierra y presentan la limitante de que no se podrá incrementar volumen o hacer cambios de formulaciones por cualquier contingencia, además las bombas tienen cierto límite de operación y en caso de no contar con espacio suficiente no se puede incrementar el número de estas para dar mayor potencia, por otro lado, el monitoreo es manual, lo que deja cierta incertidumbre en las variables durante la operación en tiempo real.

Barco estimulador: esta es una embarcación exclusiva para tratamientos, cuenta con tanques de almacenamiento, mezcladores, unidades de nitrógeno, laboratorio, aditivos por separado con un sistema automatizado para realizar cambios en los sistemas ya sea antes de la intervención o durante la misma. Cuenta con una mayor flexibilidad operativa, software y tecnología especializada para ejecución de tratamientos.

Barco	No. Bombas	Cap de N ₂ (m ³)	Q máx de N ₂ (m ³ /min)	Qliq (bpm)	Cap líquidos (m ³)	Medidas
 Barco estimulador	5 HQ 2 HT	157,000	240	38 (a 14,000 psi)	400 (ácido) 400 (solvente)	eslora 85.34 m manga 18.29 m
 Barcos Multiservicios	3 HT	100,000	290	22 (a 3,500 psi)	140 (7 tanques)	Eslora 142.6/ 159.9 m Manga 25/ 27 m

Figura 12. Comparativa de características de barcos para estimulación

Para la ejecución los aspectos importantes a tomar en cuenta son las presiones máximas de operación las cuales se fijan conforme a las conexiones superficiales (MAV), previa a toda la intervención se verifica con una prueba de líneas que no exista ninguna fuga en las líneas sin rebasar la presión permisible del medio árbol de válvulas (MAV).

Posterior a verificar las conexiones, se realiza el bombeo de la cedula, durante este proceso se monitorea el comportamiento de la presión en superficie, la cual se realiza en tiempo real por medio de software y se realizan los ajustes en los gastos de líquido o nitrógeno en la figura 11, se muestra un ejemplo de comportamiento de presiones durante una estimulación.

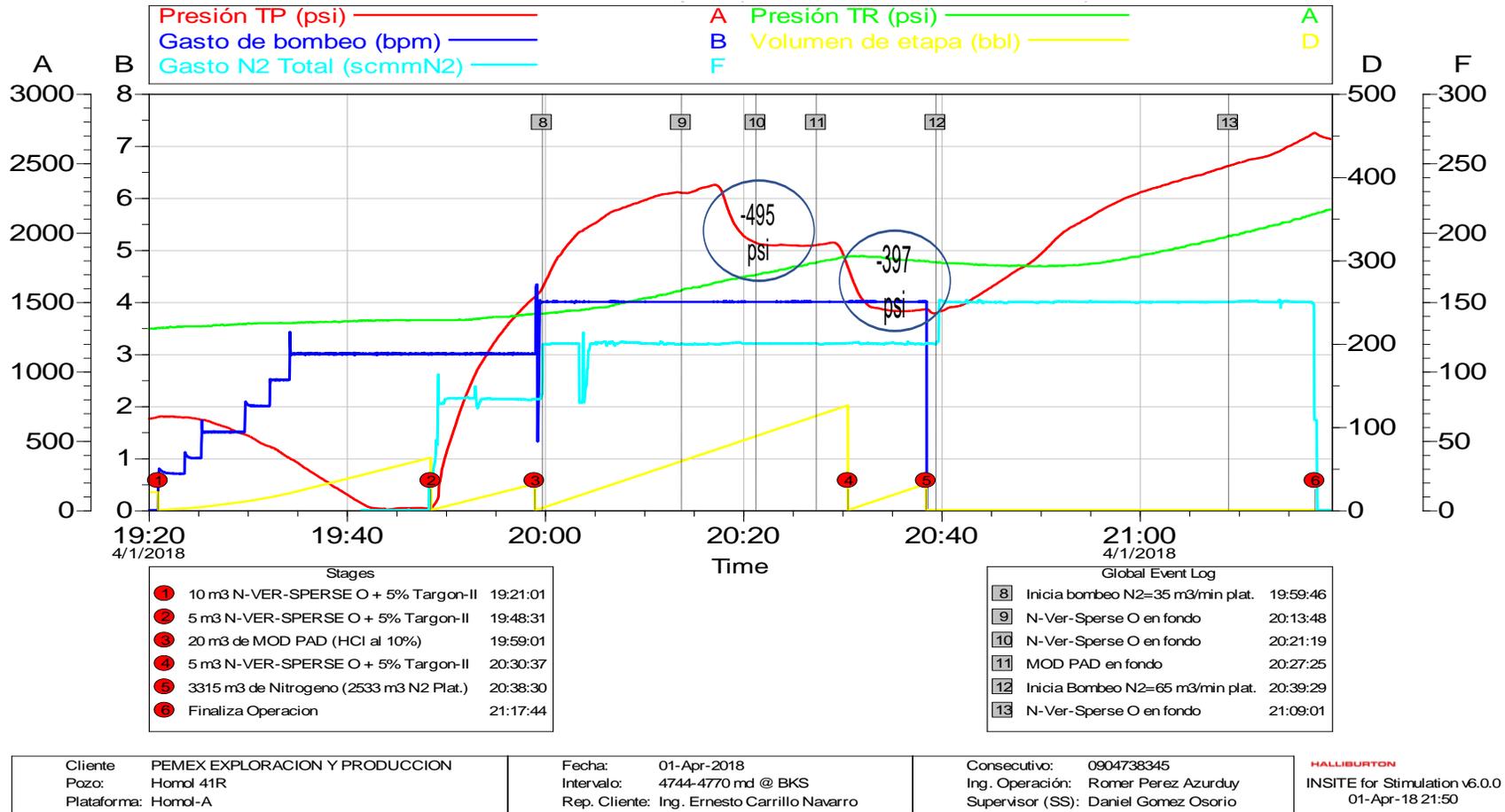


Figura 13. Comportamiento de presiones en tiempo real durante un tratamiento de estimulación extraída del software IFS (Insite for stimulation).

Durante el monitoreo en tiempo real se verifica que no se exceda la presión máxima y a partir de esta se toma la decisión de incrementar los gastos según como convenga, es importante mencionar que es tomado en cuenta el comportamiento histórico y siempre se buscan tendencias de decremento en la presión cuando el sistema ácido llega a fondo.

En la figura 13, se muestra el inició a las 19:20 hrs y termino a las 21:15 hrs, fueron bombeados 20 m³ al 10 % hcl, se observó dos caídas de presión, una debida al solvente (-495 psi) y otra al llegar el ácido en fondo (-397 psi), la presión máxima alcanzada es de 2,700 psi (menor a la máxima permisible) durante el desplazamiento, el cual se realizó con nitrógeno, para este caso por la cercanía del CAA se utilizaron gastos de líquido de hasta 4 bpm.

Posterior al tratamiento, los pozos en ocasiones por efecto del nitrógeno pueden fluir sin necesidad del uso de tubería flexible (TF), la cual se introduce cuando el pozo se abate, efecto que es normal debido a la inyección de fluidos, sin embargo, siempre se busca dejarlo con la energía suficiente para que este desaloje los productos por flujo natural, disminuyendo con esto los costos y el tiempo de limpieza por el uso de la TF.

Finalmente, el pozo es evaluado con la comparativa de los aforos antes y después de estimular, en la Tabla 2, se muestra el ejemplo:

Tabla 2. Resultado de comparativa de aforos antes y después del tratamiento.

Fecha	Est (pg)	Ptp (kg/cm ²)	Pwf estimada (kg/cm ²)	Pbaj (kg/cm ²)	T (°C)	Ql (bpd)	Qo (bpd)	ΔQo (bpd)	Qg (MMpcd)	RGA (m ³ /m ³)	Agua (%)	ΔP estimada (kg/cm ²)	Comentarios
31/03/18	1 ½	25	196	19.5	88	2678	2642	1,821	2.5	170	1.3	88	Aforo previo a estimulación
2/04/18	1 ½	32.2	236.6	23	105	4,467	4,463		4.0	160	0.1	47.4	Aforo posterior a estimulación

El pozo tratado, se encuentra en agujero descubierto de 123 m con dos formaciones expuestas 97 m de Paleoceno con 30% a 40% de solubilidad además de ser fácilmente deleznable y 26 m de brecha naturalmente fracturada, dolomía la cual presenta un porcentaje de solubilidad del 40% al 70%, el aceite de 34° API solo permite utilizar concentraciones de HCl de hasta el 10% y la temperatura es 160 °C lo cual genera que la reacción de los sistemas sea más rápida, adicional a esto, el contacto se encontraba a 45 mv con evidencia de agua previo al tratamiento (1.3% agua, ver tabla 2).

Con estas consideraciones el reto era estimular efectivamente los 26 m de formación productora, logrando tener la mejor cobertura del intervalo, no incrementar el porcentaje de agua por la cercanía del contacto y obtener incremento en la producción.

Generalmente para casos así, la literatura menciona que se debe de utilizar controladores de agua como lo son los polímeros y no estimular zonas de agua, también el utilizar sistemas que no hinchen las arcillas presentes en paleoceno y además la regla menciona que se debe de bombear un 1 m³ de ácido por cada m de intervalo productor, sin embargo para este pozo de acuerdo a la experiencia y conocimiento del campo se decidió realizar una limpieza de cara de la formación con 20 m³ de ácido para una penetración radial de 5 ft, gastos de líquido de hasta 4 bpm e incrementar la calidad del nitrógeno para ayudar al pozo a desalojar los productor por flujo natural, lo cual se logró con éxito, cabe mencionar que este pozo cae dentro de la clasificación de pozos de la Brecha “Buena”

Resultados

A continuación, se muestra la estadística de resultados de los tratamientos en un periodo de 4 años, en ella se muestra lo propuesto en base a la literatura y lo realizado de acuerdo a la experiencia de los campos.



Figura 14. Estadística de resultados, costo, éxito e incremento de producción realizada para el activo.

En la figura 14, se muestra una estadística total de 109 tratamientos, se puede observar que ha sido posible a través de la optimización de los tratamientos, disminuir costos mejorando inclusive el porcentaje de éxito de 84% a 92% y un ahorro de 5 mmusd.

A continuación, en la figura 15 se muestra la distribución de éxitos y fracasos en los pozos del Activo, es posible observar que la mayoría del éxito se concentra en las intervenciones realizadas a la brecha buena (BKS-1), mientras que el mayor porcentaje de fracasos se tiene en denominada brecha mala (BKS-2)

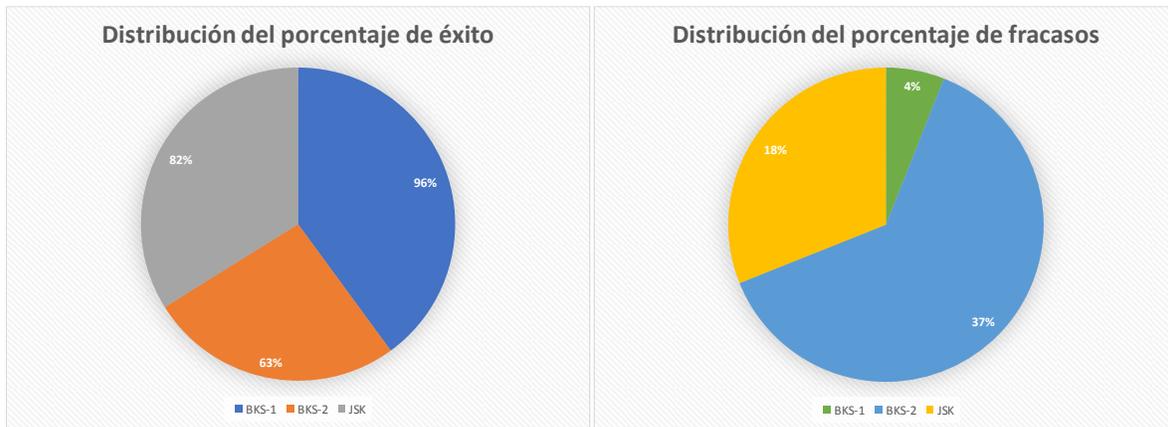


Figura 15. distribución de éxitos y fracasos de acuerdo con la formación realizada para el activo

Como el caso presentado en el capítulo anterior se ha determinado ciertos parámetros clave para las diferentes formaciones a partir del análisis de los resultados mostrados en la estadística.

Principalmente se tienen las siguientes consideraciones para optimizar en carbonatos naturalmente fracturados en este Activo:

- No es posible controlar la distribución de los fluidos de tratamiento en la formación Brecha
- La divergencia química, principalmente los polímeros no son aplicables en la Brecha
- Los modelos de simulación están hechos para areniscas por lo que no es posible definir un patrón de grabado con estos, hasta la fecha no existe un simulador para el comportamiento en yacimientos naturalmente fracturados.
- El objetivo del tratamiento siempre es limpiar las fracturas naturales ya que son las que mayor admisión presentan.
- Los controladores de agua no funcionan tanto para la Brecha como para los yacimientos del Jurásico.
- La divergencia química se ha visto únicamente en la formación del Jurásico, haciendo uso de los cambios de viscosidad en los fluidos, los polímeros modificadores de permeabilidad relativa no son eficaces.
- Una vez que el pozo inició el aporte de agua, se debe decidir hacer un tratamiento para limpiar la cara de la formación, con el objetivo de mitigar el riesgo de incrementar el porcentaje de agua, sin embargo, si está ya se encuentra en la cercanía, lo más natural es que incremente, ya que no es posible controlar su avance.
- Las estimulaciones no pueden corregir problemas de productividad relacionadas a configuración mecánica, yacimientos de baja presión, características de la roca, problemas de agua.

Conclusiones y recomendaciones

Brecha “Buena” (BKS-1): debido a su alta productividad no requiere de volúmenes grandes de tratamiento, aun cuando cuente con intervalos grandes, se ha observado que en promedio puede utilizarse volúmenes desde los 10 m³ hasta los 30 m³, logrando cumplir los incrementos de producción. Por sus características de formaciones naturalmente fracturadas, el uso de productos químicos para realizar divergencia y/o polímeros para controlar el incremento del porcentaje de agua es inútil, ya que no hay un control del avance del agua, debido a lo altamente fracturado de la formación ya que no existen barreras que permitan el avance de esta.

Brecha “Mala” (BKS-2): siendo estos de baja productividad el uso de incremento de gastos escalonados y mayor volumen de sistemas ácidos, mejora los resultados de los tratamientos, sin embargo siendo tales sus características de baja permeabilidad y baja presión, su aporte de líquidos es muy bajo, lo cual no es posible mejorarlo con las estimulaciones por lo que en este caso es donde se tienen menor porcentaje de éxito, sin embargo, para este caso conviene optimizar desde el punto de vista de no utilizar sistemas sofisticados que encarezca la intervención, ya que estos su problema mayormente se debe al tipo de yacimiento, similarmente a la brecha “Buena” aquí no se requiere de divergentes ni controladores de agua.

Jurásico (JSK): esta secuencia almacenadora tiene diferentes comportamientos, ya que los mismos pozos de una formación pueden presentar características similares las cuales dan la idea de correlacionar los tratamientos, sin embargo, los resultados no son satisfactorios, esto sucede debido a que la formación es más heterogénea y más compacta, para este caso, es posible realizar divergencias químicas, utilizando el incremento de la viscosidad en los fluidos de tratamiento, también el uso de polímeros (MPR) para el control de agua no ha tenido buenos resultados, por lo que son fueron descartados.

Toda la información analizada a lo largo de cuatro años, ha coadyuvado a mejorar el desempeño en los tratamientos, considerando el conocimiento de cada unidad productora y los resultados, así como las propiedades petrofísicas de las formaciones con las que se está tratando, es importante mencionar que lo primordial para llegar a la optimización es tener una vasta experiencia tratando las formaciones, ya que los modelos en la actualidad están desarrollados en su mayoría para comportamientos en areniscas, los cuales no representan la realidad de los carbonatos naturalmente fracturados, es decir, el utilizar modelos que no son representativos para este tipo de yacimiento, puede llevar al incremento de costos e inclusive fracasos.

Referencias

Francisco Garicochea P. (1985). *Apuntes de Estimulación de Pozos*. Primera Ed. Ciudad de México: UNAM

Nájera, C.E. (2006). *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. 2nd ed. Ciudad de Mexico: PEMEX

Petróleos Mexicanos (2016). *Historia de Petróleos Mexicanos*. México. Recuperado de: <http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/default.aspx>

Alfaro, G.A. (2014). *Análisis Nodal*. (Informe Núm. 1). México: Petróleos Mexicanos.

Noriega, O.A. (2014). A 358. (Reporte Núm. 1). México: Petróleos Mexicanos

Noriega, O.A. (2016). *Optimización*. (Reporte Núm. 5). México: Petróleos Mexicanos

Beggs, H. (2003). *Production optimization using nodal analysis*. 2nd ed. Tulsa, Okla.: OGCI.