


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 17 de noviembre de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Sebastián Plazas Valderrama, con C.C. No. 1.075'267.051,

Autor (es) de la tesis y/o trabajo de grado o titulado: Evaluación técnica de la herramienta de pulsos como equipo de estimulación y limpieza de pozos en campos de crudo pesado, presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

CARTA DE AUTORIZACIÓN



CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014





PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Juan Sebastián Plazas Valderrama

Firma: _____

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación técnica de la herramienta de pulsos como equipo de estimulación y limpieza de pozos en campos de crudo pesado.

AUTOR O AUTORES: Juan Sebastián Plazas Valderrama

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Plazas Valderrama	Juan Sebastián

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Orozco	Alex Orlando
Bonilla	Luis Fernando

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas	Constanza
Hernandez	Claudia Marcela

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos





FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS: 98

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X
 Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos X
 Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO: No





PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): No

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Oscilador Fluídico	Fluidic Oscillator	6. Boquillas	Nozzles
2. Tubería flexible	Coiled Tubing	7. Daño de Formación	Formation damage
3. Divergencia química	Chemical Divergence		
4. Calidad de Espuma	Foam quality		
5. Efecto Coanda	Coanda Effect		

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En el presente documento se realiza la evaluación técnica de la herramienta de estimulación y limpieza de pozos insigne de Halliburton Corporation. En la primera fase se estudian los conceptos teóricos de la estimulación ácida, las metodologías para su aplicación y los tratamientos para tener éxito en una intervención de la mano de la implementación de la herramienta de pulsos en pozos con daños orgánicos e inorgánicos. Se describen las ventajas de la HDP (herramienta de pulsos) y sus avances tecnológicos, además, se muestran los beneficios de la herramienta usada junto con la TF (tubería flexible). Se describe detalladamente el efecto Coanda y la implicación de este en la herramienta. Se menciona una breve historia del proceso evolutivo de la herramienta de pulsos y para evaluar su eficiencia, se mostraron casos de estudio en donde se relata el

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

desempeño de la herramienta, ya sea en comparación con una homóloga, aumentando la producción en pozos de crudo pesado o mejorando la tasa de inyección en pozos inyectoros de agua. Finalmente se muestra la campaña de éxito obtenida por Halliburton en asocio con Ecopetrol en el año 2015, donde se intervinieron 16 pozos de crudo pesado y se superó en la mayoría de ellos la promesa volumétrica establecida antes del contrato.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

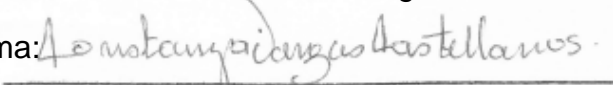
This document presents the technical evaluation of Halliburton Corporation's wellbore stimulation and well-cleaning tool. In the first phase it studied the theoretical concepts of acid stimulation, the methodologies for its application and the treatments to be successful in an intervention by the hand of the implementation of the pulse tool in wells with organic and inorganic damages. It describes the advantages of the pulse tool and its technological advances; in addition, it shows the benefits of the tool used in conjunction with coiled tubing. The Coanda effect and the implication of this in the tool are described in detail. A brief history of the evolutionary process of the pulse tool is mentioned and in order to evaluate its efficiency, some study cases were presented in which the performance of the tool is reported, either in comparison to a homologous one, increasing the production in heavy oil wells or improving the injection rate in water wells injectors. Finally, it shows the success campaign of Halliburton in partnership with Ecopetrol in 2015, where 16 heavy oil wells were intervened and the volume promise established before the contract in most of them was exceeded.

APROBACION DE LA TESIS

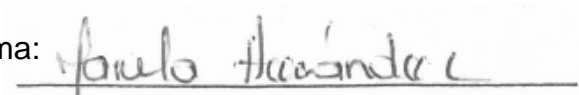
Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Constanza Vargas

Firma: 

Nombre Jurado: Claudia Marcela Hernandez

Firma: 

“EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS COMO EQUIPO DE ESTIMULACIÓN Y LIMPIEZA DE POZOS EN CAMPOS DE CRUDO PESADO”

JUAN SEBASTIAN PLAZAS VALDERRAMA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016

“EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS COMO EQUIPO DE ESTIMULACIÓN Y LIMPIEZA DE POZOS EN CAMPOS DE CRUDO PESADO”

JUAN SEBASTIAN PLAZAS VALDERRAMA
COD. 2010192364

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Director
Alex Orlando Orozco
Ingeniero de Petróleos
Halliburton

Codirector
Luis Fernando Bonilla
Ingeniero de Petróleos
Profesor titular del Programa de Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Noviembre de 2016

A Él, el incondicional, el maestro de la vida, el camino a seguir, la luz y la esperanza, al forjador de mi futuro, para el mago.

A mis padres y a mis hermanos, quienes día a día comparten mis alegrías, mis dolores y mis triunfos.

Juan Sebastián Plazas Valderrama

AGRADECIMIENTOS

Yo, Juan Sebastián Plazas Valderrama expreso mi agradecimiento:

En primer lugar a Dios, quién ha puesto lo que se debe, donde se debe. A mi familia, a mis padres, Eduardo Plazas y Clara Valderrama, quienes me han apoyado en el camino transcurrido, quienes me dan aliento cada día y me impulsan a ser mejor, a mi hermano, Camilo, quién es para mí un modelo de valentía y coraje, a mis hermanas, María Clara y María del Mar, quienes son mis confidentes y con las que sonrío a diario.

A la Universidad Surcolombiana por brindarme una formación integral como ingeniero de petróleos y por permitirme hacer uso de sus beneficios tanto dentro de la misma institución como de los beneficios en sus actividades extramurales. A Halliburton, por la confianza en el desarrollo del proyecto y por compartir la información necesaria para el finalizamiento del mismo.

A mis maestros, por su paciencia y su convicción de dar siempre lo mejor en pro del aprendizaje de sus alumnos. Al ingeniero Alex Orlando Orozco, por su contribución y su amable disposición, y al profesor Luis Fernando Bonilla, por su colaboración y consejo a través del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
1 ESTIMULACION Y LIMPIEZA DE POZOS	15
1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN	15
1.1.1 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	17
1.1.2 OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PRODUCE EL DAÑO.....	18
1.1.3 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	23
1.1.4 MECANISMOS DE DAÑO.....	29
1.2 MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN	30
1.2.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	30
1.3 TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN	31
1.3.1 ACIDIFICACIÓN DE LA MATRIZ	31
1.3.2 ESTIMULACIÓN CON NITRÓGENO	33
1.3.3 TRATAMIENTOS DE DIVERGENCIA.....	36
1.4 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE LA ESTIMULACIÓN.....	50
1.5 PROCEDIMIENTO DE LA ACIDIFICACIÓN.....	51
2 LA HERRAMIENTA DE PULSOS	53
2.1 LA HERRAMIENTA DE PULSOS COMO ACCESORIO FUNDAMENTAL.....	53
2.1.1 EL EFECTO COANDA	53
2.1.2 DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DEL OSCILADOR FLUÍDICO	55
2.1.3 BOQUILLAS DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS	58
2.1.4 EVOLUCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS.....	59
2.1.5 APLICACIONES DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS	62
2.1.6 CARACTERÍSTICAS Y AVANCES	63
2.2 LA TUBERÍA FLEXIBLE	65
2.2.1 ¿QUÉ ES LA TUBERÍA FLEXIBLE (TF)?.....	65
2.2.2 VENTAJAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.....	66
2.3 MÉTODO CONVENCIONAL DE ESTIMULACIÓN	67
2.3.1 SOBRE LA METODOLOGÍA CONVENCIONAL	69

2.4	ESTIMULACIÓN SELECTIVA.....	71
2.5	CASO COMPARATIVO DE ESTUDIO.....	74
2.5.1	DESAFÍOS SOLUCIONADOS.....	76
3	EVALUACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS	77
3.1	PARALELO DE HERRAMIENTAS.....	77
3.2	CASOS HISTORICOS	78
3.2.1	ZAULIYAH 31	78
3.2.2	VIOSCA KNOLL 826	80
3.3	CASO DE ÉXITO 2015 COLOMBIA	83
3.3.1	ANTECEDENTES	83
3.3.2	EL TRATAMIENTO	85
3.3.3	LA PLANEACIÓN.....	87
3.3.4	CARACTERIZACIÓN DEL FLOW BACK	90
4	CONCLUSIONES	94

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama del efecto de daño.	16
Figura 2. Ácido espumado entrando en contacto con el área dañada.	35
Figura 3. Geles Espumados usados para divertir o desviar el ácido.	39
Figura 4. Corte longitudinal Herramienta de Pulsos.	53
Figura 5. Ejemplos de dispositivos de flujo.	55
Figura 6. Sección transversal del oscilador fluídico.	55
Figura 7. Modelo CFD del oscilador.	57
Figura 8. Modelo de flujo transicional del oscilador.	57
Figura 9. Boquillas o insertos de la Herramienta de Pulsos.	58
Figura 10. Herramienta de Pulsos en acción.	58
Figura 11. Pulsonix 200 Service.	60
Figura 12. Pulsonix TF Service.	61
Figura 13. Puslonix TFA.	62
Figura 14. Vista Conceptual de los pulsos de presión removiendo el daño.	63
Figura 15. Efecto de limpieza del oscilador fluídico.	64
Figura 16. Estimulaciones convencionales y selectivas.	72
Figura 17. Estimulación con tubería flexible con un solo empacador mecánico de anclaje por tensión y tapones de arena.	73
Figura 18. Diseño del aparejo de superficie ¡Error! Marcador no definido.	

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Espacio vacío creado con HCL en calizas.	47
Tabla 2. Desafíos Solucionados.	76
Tabla 3. Paralelo técnico entre la Pulsonix TFA y la Jet Blaster.	78
Tabla 4. Presiones basadas en modelo de TF de 15.570' de 1.5"	82
Tabla 5. Pozos donde se aplicó Divergencia Nitrogenada	88
Tabla 6. Determinación del contenido de agua y sedimentos.	91
Tabla 7. Caracterización Fisicoquímica de las muestras acuosas.	92

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Estudio daño en formación Campo Usco.	84
Gráfica 2. Efecto de la divergencia nitrogenada en formación.	87
Gráfica 3. BOPD Antes y después de la estimulación matricial.	88
Gráfica 4. Costos USD Vs Incrementales de estimulación.	89
Gráfica 5. VPN Vs incrementales de estimulación.	89

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS COMO EQUIPO DE ESTIMULACIÓN Y LIMPIEZA DE POZOS EN CAMPOS DE CRUDO PESADO.

PALABRAS CLAVE: Oscilador fluídico, tubería flexible, divergencia química, calidad de espuma, efecto Coanda, boquillas, estimulación selectiva, estimulación ácida, scale, daño de formación.

En este informe se estudiaron los conceptos teóricos de la estimulación ácida, las metodologías para su aplicación y los tratamientos para tener éxito en una intervención de la mano de la implementación de la herramienta de pulsos en pozos con daños orgánicos e inorgánicos. Se describen las ventajas de la herramienta de pulsos y sus avances tecnológicos, además, se muestran los beneficios de la herramienta usada junto con la tubería flexible. Para evaluar su eficiencia, se mostraron casos de estudio en donde se relata el desempeño de la herramienta, ya sea en comparación con una homóloga, aumentando la producción en pozos de crudo pesado o mejorando la tasa de inyección en pozos inyectoros de agua.

Este trabajo se encuentra dividido en cuatro capítulos, el capítulo número uno muestra todos los fundamentos teóricos en lo que concierne a la estimulación y la limpieza de pozos, cómo se pueden producir los daños en formación, qué operaciones de pozo pueden incurrir en estos daños y las prevenciones más frecuentes para evitarlos. Se señalan las variables a tener en cuenta para una estimulación ácida y se menciona el procedimiento a grandes rasgos de una intervención de este tipo. Además, se relata el proceso que ocurre en una divergencia química con espumas y los beneficios de estas. En el capítulo dos se presenta la funcionalidad de la herramienta de pulsos, sus beneficios, sus características, sus accesorios y sus avances. Se describe detalladamente el efecto Coanda y la implicación de este en la herramienta. Se detallan las ventajas de usar la tubería flexible en conjunto a la herramienta de pulsos y se muestran los métodos para realizar una estimulación eficiente. Se menciona una breve historia del proceso evolutivo de la herramienta de pulsos y se hace alusión al primer caso comparativo de estudio desarrollado en Houston, Texas. En el capítulo número tres se procede a realizar una evaluación técnica de la herramienta de pulsos, mostrando casos históricos en donde ha tenido resultados positivos, comparando la herramienta con su competencia y describiendo detalladamente un caso de éxito en Colombia en campos de crudo pesado en el año 2015. Finalmente en el capítulo número cuatro se presentan las conclusiones más importantes develadas por el estudio.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE PULSE TOOL AS STIMULATION AND WELL CLEANING EQUIPMENT IN HEAVY OIL FIELDS.

KEYWORDS: Fluidic oscillator, coiled tubing, chemical divergence, foam quality, Coanda effect, nozzles, selective stimulation, acid stimulation, scale, formation damage.

In this report it was studied the theoretical concepts of acid stimulation, methodologies for its application and the treatments to be successful in an intervention by the hand of the implementation of the pulse tool in wells with organic and inorganic damages. It describes the advantages of the pulse tool and its technological advances; in addition, it shows the benefits of the tool used in conjunction with the coiled tubing. In order to evaluate their efficiency, case studies were presented in which the performance of the tool is reported, either in comparison to a homologous one, increasing the production in heavy oil wells or improving the injection rate in water injectors' wells.

This work is divided into four chapters; chapter one shows all the theoretical basics regarding the stimulation and cleaning of wells, how damage can occur in the formations, what well operations may incur these damages and the most frequent preventions to avoid them. The variables to be taken into account for acid stimulation are mentioned and the procedure in general of an intervention of this type. In addition, it describes the process that occurs in a chemical divergence with foams and the benefits of these. Chapter two presents the functionality of the pulse tool, its benefits, its features, its accessories and its advances. The Coanda effect and the implication of this in the tool are described in detail. The advantages of using the coiled tubing in conjunction with the pulse tool are detailed and the methods for efficient stimulation are shown. A brief history of the evolutionary process of the pulse tool is mentioned and reference is made to the first comparative case study developed in Houston, Texas. In chapter number three, a technical evaluation of the pulse tool is carried out, showing historical cases where it has had positive results, comparing the tool with its competence and describing in detail a case of success in Colombia in heavy oil fields in the year 2015. Finally, chapter four presents the most important conclusions revealed by the study.

INTRODUCCIÓN

Los que una vez fueron avances tecnológicos van quedando atrás con el tiempo, es por esto que se deben emplear herramientas y procesos que se mantengan a la vanguardia y que perduren con el paso de los años; la tubería flexible y sus equipos son un ejemplo de cambio histórico, de renovación gradual, de constante evolución y de una muy profunda utilidad en la industria petrolera. Debido a los desafíos que se presentan a diario y a la crisis que se sufre actualmente en la industria petrolera, la estimulación y la limpieza de pozos se han convertido en servicios indispensables que se deben prestar oportunamente para aumentar la producción en nuestros campos y optimizar nuestros yacimientos; de esta manera se obtendrán mejores índices de productividad a lo largo del tratamiento. El éxito de una buena estimulación depende no solo de una buena documentación de la vida del pozo y una adecuada formulación de tratamientos, sino de herramientas eficaces que puedan ejecutar las acciones propuestas por los ingenieros a cargo.

La declinación temprana de yacimientos en las últimas décadas ha ocasionado el auge de nuevas tecnologías que buscan mejorar el rendimiento del reservorio, lo que se ha expresado como un incremento en los proyectos a desarrollar relacionados con la estimulación y la limpieza de pozos, los cuales están dirigidos al aumento de la producción tanto en campos jóvenes como en pozos deteriorados. Gracias a esto se incursionó en el desarrollo de la Herramienta de Pulsos.

La HDP (herramienta de pulsos) es un oscilador fluídico, el cual fue diseñado dentro de un sistema de herramientas versátiles que poseen la capacidad de limpiar pozos y ayudar a estimular la producción del pozo en el mismo viaje dentro del hoyo apoyándose en la tubería flexible. Anteriormente la limpieza y la estimulación de pozos usando tubería convencional (tubería de juntas) era problemática y poco precisa. No aplicar el tratamiento en el intervalo objetivo dentro del hoyo y el constante cambio en las juntas de tubería representaba una pérdida de tiempo y dinero a la operadora del campo. La Herramienta de pulsos junto a la TF (tubería flexible) representa la eficiencia aunada en un solo proceso. Gracias a los sensores incorporados en la TF y debido a que es una tubería continua, la Herramienta de Pulsos y su principio de funcionamiento, el efecto Coanda, logran dar su capacidad máxima de desempeño en la limpieza y estimulación de pozos. Gracias al desempeño que ha mostrado, la HDP ha despertado gran interés como elemento insignia en la limpieza de pozos y en la estimulación de campos, específicamente en campos de crudo pesado, donde la empresa prestadora de servicios ha tenido gran éxito en su implementación remediando daños de tipo orgánico e inorgánico.

1 ESTIMULACION Y LIMPIEZA DE POZOS

Entre los desarrollos tecnológicos con que cuenta la ingeniería de petróleos se encuentran los métodos de estimulación de pozos, tal es la importancia de la estimulación de pozos alrededor del planeta, que se podría decir que no existe pozo en el mundo al que no se le haya aplicado algún tratamiento de estimulación; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a la estimulación de su productividad.

La estimulación de un pozo “se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación. Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada. En resumidas cuentas, es una técnica para optimizar los patrones de flujo” (Inda, 2010, p. 8).

1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar, algunas de estas son la baja permeabilidad del yacimiento, la baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburo y las perforaciones de poca penetración o taponadas; pero el daño a la formación es uno de los más importantes determinantes en el impedimento de una buena explotación petrolera.

El daño a la formación “es un aspecto particularmente importante en la industria petrolera, debido al efecto negativo que tiene sobre la productividad de los pozos. Por esta razón, en el país y en el extranjero, diferentes institutos de educación y de investigación, agrupaciones de profesionales de la ingeniería de petróleos y empresas operativas de extracción, han orientado esfuerzos al conocimiento profundo de su origen, evaluación y remoción” (Acosta, et al, p. 5).

El daño a una formación productora de hidrocarburos “se define como la pérdida de productividad o inyectividad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un taponamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción” (Inda, 2010, p. 8). Esto significa que con el daño a la formación se alteran las propiedades petrofísicas más importantes de la roca, tales como la porosidad y la permeabilidad.

El daño de formación “se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, los cuales pueden llegar a ser muy grandes” (Vélez, 2009, p. 15).

Los valores que puede tomar la severidad del daño son:

- **S>0: Pozo dañado.** En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. El pozo se encuentra produciendo con un diámetro de pozo menor que el perforado.
- **S=0: Pozo sin daño.** El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- **S<0: Pozo estimulado.** El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

En general el efecto de daño (S) implica qué:

S=0 No existe daño, por lo que $K_x=K$

S>0 Existe daño, por lo que $K < K_x$

S<0 El pozo se encuentra estimulado $K > K_x$

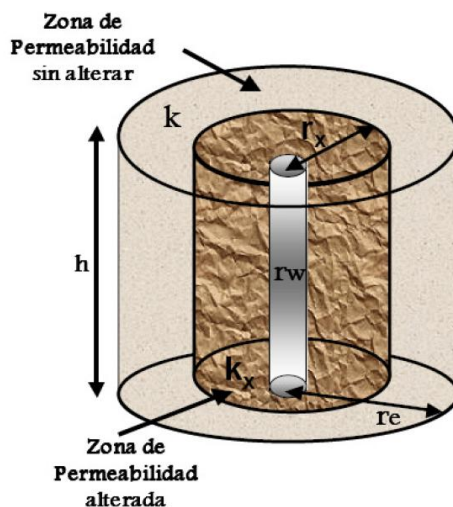


Figura 1. Diagrama del efecto de daño.

Fuente: Inda, L. (2010). Estimulación de pozos petroleros mejoradores de la conductividad de arenas, México.

1.1.1 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Para seleccionar un método apropiado de estimulación a una condición de daño, es necesario conocer la naturaleza de este. “Existen diferentes criterios para clasificar el daño, de los cuales, los más conocidos son” (Acosta, et al, p. 5):

- ✓ Criterio de Grubb-Martin.
- ✓ Criterio de Roberts-Allen.

Tomando en cuenta los criterios desarrollados por Grubb-Martin, podemos ver que estos autores lo dividen como daño somero y daño profundo:

- El daño somero es causado por:
 - Partículas del lodo de perforación y otros sólidos.
 - Hinchamiento y/o dispersión de las arcillas de la formación, en la zona invadida por el filtrado del lodo.
 - Emulsiones
 - Aguas incompatibles.
 - Parafinas e incrustaciones.
- El daño profundo es ocasionado por:
 - Bloqueo por agua
 - Hinchamiento y/o dispersión de las arcillas de la formación por baja salinidad del agua de inyección.
 - Aceites pesados o crudo en zona de gas o zonas de gas condensado
 - Reprecipitación de fierro durante un tratamiento de acidificación
 - Tratamientos forzados de inhibidores de incrustación

Mientras que Roberts-Allen basan su criterio en daños causados por sólidos y daños causados por el filtrado de fluidos, como se verá a continuación:

- Daño causado por sólidos:
 - Materiales para dar peso
 - Arcillas
 - Materiales viscosificantes
 - Materiales para controlar la pérdida de fluido
 - Materiales para controlar la pérdida de circulación
 - Sólidos triturados provenientes de la perforación
 - Partículas de cemento

- Detritos de las pistolas
 - Incrustaciones de polvo
 - Óxido de las tuberías
 - Sales no disueltas
 - Empaques de grava o arena fina de fracturamiento
 - Incrustaciones precipitadas
 - Parafinas o asfáltenos
- Daño causado por el filtrado del fluido
 - Solución acuosa con cationes, aniones y surfactantes de diferentes tipos y concentraciones
 - Solución oleosa con surfactantes.

Una vez determinado el tipo de daño se debe cuantificar el mismo por medio de una prueba de variación de presión y/o efectuando un análisis nodal.

1.1.2 OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PRODUCE EL DAÑO

Las principales y más comunes causas de la existencia de un daño de formación gracias a las operaciones realizadas en pozo, según González (2014, p. 11) y Acosta et. Al. (p. 7) y las respectivas consideraciones para minimizarlo según Vélez (2009, p. 5) y González (2014, p. 29-35) son:

1.1.2.1 La perforación

Desde que la broca entra en la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo. Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la broca. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies. Adicionalmente la acción escariadora de la broca y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

Para minimizar el daño en la perforación, es conveniente atravesar las formaciones productivas en el menor tiempo posible para evitar el prolongado contacto del lodo con la formación; que el lodo contenga la menor cantidad de sólidos posibles, tanto agregados como de los recortes; y que los fluidos de perforación no interaccionen ni química ni físicamente con la roca reservorio.

1.1.2.2 La cementación

Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar, ésta puede causar una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el contacto y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación que poseen alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

La buena cementación de los niveles productivos es más que importante a la hora de poner en producción un pozo. En primer lugar el cemento no debe infiltrarse en la formación, además, el revoque debe haber sido totalmente removido antes de iniciar la cementación, es decir, es necesario asegurar un buen lavado para lograr una buena adherencia entre el cemento y la tubería del revestimiento, y entre el cemento y la formación, de modo que el nivel productivo quede absolutamente aislado antes de cañonear.

1.1.2.3 La terminación

Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar y la inducción del pozo a producción. El control del pozo y la recementación de tuberías propician la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos. Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de la formación. Aún con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y de la propia formación. Adicionalmente, la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compactada y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones

pueden ser completamente bloqueadas. Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena, los empacamientos de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

Es muy común, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo, para que estas capas productivas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las mismas, el pozo se revista antes de seguir perforando hasta la mencionada profundidad final. Cuando la distancia entre las capas productivas superiores e inferiores es muy prolongada, normalmente en el pozo se termina colgando una tubería de producción desde el piso de los niveles productivos superiores hasta el fondo del pozo para abaratar los costos del completamiento.

1.1.2.4 La estimulación

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de fierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etcétera.

En pro de disminuir el daño ocasionado al momento de la estimulación, se debe tener en cuenta la probabilidad de que el ácido sea incompatible con el crudo de la formación, entonces, el tratamiento debe ir precedido por un volumen de una mezcla de solventes aromáticos y surfactantes, suficiente para limpiar el volumen que se vaya a tratar, y que evite el contacto entre el ácido y el crudo. Esta mezcla ha de tener la mínima tensión interfacial posible, para facilitar su expulsión del medio poroso, y ha de contener solventes mutuales para asegurar la mojabilidad de la formación al agua. El volumen de HCl que se vaya a usar como preflujo antes de un tratamiento con HF a

diseñarse, debe ser por lo menos igual al volumen de ácido que contenga HF, para que este último no sobrepase el área en que haya actuado el HCl, y no encuentre carbonatos con los cuales pueda, formar precipitados. El volumen de ácido que contenga HF no debe ser nunca mayor que el volumen de ácido clorhídrico usado como prefluo. Todos los ácidos usados deben contener inhibidores de corrosión, tomando en cuenta no usar exceso de los mismos para no invertir la mojabilidad de la formación. Es conveniente la adición en el ácido de surfactantes inhibidores de precipitados orgánicos. De no ser estrictamente necesario, no se debe agregar ningún otro aditivo en las mezclas de ácido, sino los tres mencionados anteriormente. No deben usarse hidrocarburos de ningún tipo como prefluo para la estimulación de pozos productores de gas, ya que cambiaría la saturación alrededor del pozo, reduciendo la permeabilidad relativa al gas. No debe permitirse el contacto de ácidos que contengan HF con salmueras de sodio, potasio o calcio. Los espaciadores necesarios deberán ser de cloruro de amonio, si hay que separar etapas de ácido, para evitar precipitados. Es importante realizar pruebas de flujo a través de núcleos, empleando las formulaciones de ácido que se vayan a utilizar en el pozo, determinando la pérdida de resistencia mecánica de la roca después del paso del ácido, para prevenir la desconsolidación de la formación y posterior producción de arena.

1.1.2.5 Limpieza

Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos en la limpieza de pozos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

1.1.2.6 Reparación de pozos

Además del daño que se genera durante la terminación en la zona de disparos, zona vecina a la pared del pozo, fisuras naturales, etc., durante la reparación del pozo se genera daño cuando se hace necesario sacar el empacador, pues al desanclarlo los fluidos que se encuentran estancados en el espacio anular, descienden a la zona porosa cercana a la pared del pozo.

Si un pozo ha sido previamente fracturado y sustentado hidráulicamente, los sólidos que entran a la fractura tenderán a “puntearse”, entre los granos de arena y otros agentes apuntalantes, causando una reducción en la capacidad de flujo. Las fracturas grabadas con ácido en rocas de carbonatos pueden taponarse por la introducción de arcillas, barita u otros sólidos.

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación y el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño.

1.1.2.7 Producción

Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depletado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfáltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente taponamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo. En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

Los daños que se generan en forma natural durante la vida productiva de un pozo pueden ser demorados, pero no evitados por completo. Así, los depósitos orgánicos pueden controlarse en algún grado de la siguiente manera: puede lograrse que las parafinas se depositen fuera del pozo mediante la colocación de aislantes térmicos en el espacio anular del mismo, para conservar la temperatura del crudo hasta la superficie. Siendo los asfáltenos más sensibles a la declinación de presión, cualquier método que permita, tener una alta presión de fondo fluyente, disminuyendo las caídas de presión en la zona cercana al pozo, retrasaría la precipitación de los mismos. Asimismo, la inyección continua de dispersantes de asfáltenos en el fondo del pozo, por medio mecánicos evitaría esta ocurrencia.

1.1.2.8 Inyección de agua o gas

En cuanto a la inyección de agua, generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

En el caso del gas, este generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de

grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.

Si se va a convertir un pozo productor de crudo a pozo inyector de agua, es recomendable realizar una caracterización del crudo del yacimiento, para determinar su contenido de parafinas y asfáltenos, y de acuerdo a los resultados, realizar un tratamiento que reduzca al mínimo la saturación residual de petróleo en el área crítica alrededor del pozo, por medio de soluciones de solventes/surfactantes de muy baja tensión interfacial. De este modo se evita el contacto directo del agua con el crudo, y posibles precipitados por choque térmico. Si el pozo que va a recibir la inyección de agua ha sido productor, existe la posibilidad de que haya sufrido migración de partículas finas hacia el área, y éstas estén bloqueando la permeabilidad a la inyección. En este caso sería recomendable realizar una estimulación química de eliminación de partículas finas. Por último hay que asegurarse de que el agua a inyectarse no contenga hidrocarburos líquidos, ya que éstos se acumulan en las cercanías del pozo, resaturando el medio poroso con petróleo, y reduciendo así la permeabilidad relativa al agua. En procesos de inyección de vapor, en forma alternada o continua, es muy importante evitar que el pH del agua usada para la generación de vapor no sea demasiado alto. Un pH alto puede causar disolución de los granos de arena y sus cementos silíceos, y activar los surfactantes naturales del crudo, formando así emulsiones viscosas. En la inyección de gas, lo más importante es que el gas esté libre de fracciones líquidas, que se irán acumulando en el medio poroso, reduciendo así la permeabilidad relativa al gas.

1.1.3 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

Los daños a la formación se definen como toda restricción que afecte a la productividad o inyectividad del pozo. Esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

“La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca” (González, 2014, p. 17).

Según Vélez (2009, p. 7), y teniendo en cuenta las interacciones de la roca y el fluido mencionadas por González (2014, p. 17), los daños también pueden ser ocasionados por:

- Bloqueo por emulsiones.
- Migración o taponamiento por partículas finas.
- Cambios de mojabilidad.
- Bloques de agua.
- Scale.
- Fenómenos interfaciales
- Precipitación orgánica.
- Precipitación inorgánica.
- Depósitos mixtos.

1.1.3.1 Bloqueo por emulsiones

La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos fluidos posteriores. El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas. El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos.

Durante los procesos de acidificación con mezclas de HCl-HF se generan algunos tipos de partículas por disolución de compuestos silíceos, y formación de hidróxido de silicio en estado coloidal. Estas partículas alcanzan el grado de mojabilidad adecuado para estabilizar emulsiones gracias al inhibidor de corrosión que el ácido lleva en exceso, y que, en general es un surfactante catiónico, que invierte la mojabilidad hacia el petróleo en los materiales silíceos. Este efecto no se ha visto que ocurra en el tratamiento de pozos de gas, por lo tanto, el petróleo de la formación ha de jugar un papel sinérgico en el proceso de inversión de la mojabilidad de las partículas. El efecto de la viscosidad se hace más pronunciado a nivel del medio poroso. Si tomamos en cuenta que los poros son de dimensiones capilares, las gotas de una emulsión tendrán que deformarse para pasar a través de las gargantas de los poros, para lo que se requerirá modificar el área superficial de cada gota. La energía requerida para deformar una gota y modificar su superficie creará energía superficial

adicional en el sistema, lo cual se traducirá en un incremento en el trabajo necesario para mover la emulsión a través del medio poroso.

1.1.3.2 Migración o taponamiento por partículas finas

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima. Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, smectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonato (calcita, dolomita y siderita). Las arcillas autigénicas son las que más afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que haya un 2% de este para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

1.1.3.3 Cambios de mojabilidad

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral. El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca. La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación hacia éste. Este efecto lo producen, en general, los filtrados de lodos de emulsión inversa.

1.1.3.4 Bloques de agua

El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo. El

bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intraporales, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en las paredes porales.

Los bloqueos por agua pueden ocurrir también cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua, normalmente, se elimina por sí solo, pero, en general, viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable. La presión del yacimiento puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente.

1.1.3.5 Scale

El scale corresponde a precipitados minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción (en el tubing) e incluso en el interior de la formación. Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve maximizada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo.

1.1.3.6 Fenómenos interfaciales

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles, y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

1.1.3.7 Precipitación orgánica

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación. Los mecanismos por los cuales se origina son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del reservorio; y el mecanismo por el cual precipitan

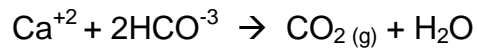
tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que precipita, cristaliza. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión.

La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está asociada a la disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación natural de asfáltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfáltenos pueden precipitar en el medio poroso. La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfalténicos. Esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo. Filtrados de fluidos de alto pH que invaden la región del yacimiento cercana al pozo pueden ocasionar la precipitación de asfáltenos, dependiendo de la naturaleza ácida o básica del crudo y de su polaridad. La inyección o filtrado de un fluido a temperatura menor que la del yacimiento, durante las operaciones de terminación, estimulación o inyección de agua, puede causar precipitación de parafinas al caer la temperatura del crudo por debajo del punto de burbuja. La adición de fluidos orgánicos ligeros, tales como pentano, hexano, gasolina, gasoil, nafta y LNG, con baja tensión superficial, puede precipitar asfáltenos. El contacto de fluidos de estimulación de bajo pH (ácidos), con el crudo, también puede causar la formación de un precipitado asfalténico, conocido como sludge. Esto se debe a que la molécula de asfalteno, de alto peso molecular, tiene un núcleo con carga neta positiva, la cual se compensa por una doble capa externa, de carga negativa. Cuando esta doble capa entra en contacto con los protones de una solución ácida, la doble capa colapsa, y las partículas de asfalteno se agregan y precipitan. La precipitación de asfáltenos también se facilita por la presencia de otros cationes presentes en la solución, tales como hierro III y hierro II, siendo el primero más activo. Por esto, los preflujos de HCl usados en estimulación, que capturan hierro de las tuberías del pozo, deben ser separados de todo contacto con el crudo del yacimiento.

Donde ocurra la precipitación de asfáltenos, las partículas finas de la formación y los materiales precipitados de las reacciones del ácido (como el hidróxido de silicio), adsorben los asfáltenos y se vuelven parcialmente mojados por petróleo. Los asfáltenos se adsorben sobre arcillas, areniscas, calizas, y cualquier otro material, o sea, sobre cualquier superficie disponible. Si hay una capa de agua recubriendo esa superficie, retardará la adsorción del asfalteno, pero no las impedirá, y la condición original de las superficies a ser mojadas por agua se perderá, al convertirse en parcialmente mojadas por petróleo.

1.1.3.8 Precipitación inorgánica

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: carbonato de calcio, sulfato de calcio (yeso y anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio. De todas ellas, la más frecuente es la de carbonato de calcio. La reacción de equilibrio entre los iones de calcio y los de bicarbonato es la siguiente:



La tendencia a precipitar del carbonato de calcio depende de la concentración de los iones de calcio y de bicarbonatos presentes, y de la presión parcial del CO_2 en los fluidos residentes. La precipitación puede ser natural o inducida. La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de la solución a medida que va declinando la presión del yacimiento. Cuando el agua de la formación entra en la zona de altas caídas de presión en las cercanías del pozo, el anhídrido carbónico escapa de la solución y el equilibrio se desplaza hacia la derecha en la ecuación, favoreciendo la precipitación de carbonato de calcio. La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo: cuando iones externos de calcio se introducen a la formación durante la perforación, cementación, terminación y reparación del pozo. En este caso, al incrementar la concentración de iones de calcio, el equilibrio de la reacción se desplaza también hacia la derecha, favoreciendo la precipitación. El ion calcio generado durante una acidificación matricial puede producir este mismo efecto. La mezcla de aguas incompatibles durante operaciones de inyección (inyección de agua, inyección continua de vapor. EOR), puede producir precipitación en los pozos productores e inyectores. En algunos casos se ha detectado la formación de cristales de halita en el medio poroso, debido al nitrato de aguas con alta saturación de NaCl. Esta agua, a condiciones de formación alcanza el punto de sobresaturación y precipita sal.

Otra forma de precipitación inorgánica inducida en el medio poroso ocurre durante operaciones de estimulación con mezclas de HCl-HF, cuando se permite que esos fluidos hagan contacto con salmueras de potasio, sodio o calcio, que hayan filtrado previamente a la formación. Esto ocasionará la precipitación de fluosilicatos de sodio o potasio, y fluoruro de calcio.

1.1.3.9 Depósitos mixtos

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también sarros, fangos, sílices y arcillas. Este daño incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación (normalmente

bentonita o atapulgita) y/o por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación.

1.1.4 MECANISMOS DE DAÑO

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = -\frac{kA \delta P}{\mu \delta r}$$

Donde:

A: área de flujo [pie²]

k: permeabilidad [mD]

q: caudal [bl/día]

μ : viscosidad [cp]

$\frac{\delta P}{\delta r}$: gradiente de presión [lb/pg²/pie]

Se aprecia que la disminución de producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos.

Como se mencionó anteriormente la permeabilidad, k, se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento. Esta depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

En un sistema de flujo radial, como se observó anteriormente, cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable reducción en su productividad (o inyectividad). En una situación de flujo lineal, como es el caso de una fractura inducida, un daño en la cara de la fractura es menos grave debido a la gran área de flujo; esto no implica que un taponamiento severo de la pared de la fractura o de la misma fractura implique una considerable pérdida de productividad o inyectividad.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

- ✓ Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un taponamiento de los espacios vacíos interconectados (canales porosos) o fisuras de la roca.

- ✓ Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca.
- ✓ Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones.

1.2 MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN

Existen principalmente dos métodos de estimulación de pozos: “Estimulación Matricial y por Fracturamiento. Estos dos tipos básicos son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Los gastos o las ratas de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura de la formación caracterizan la estimulación matricial, mientras que aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan la estimulación por fracturamiento” (Inda, 2010, p. 8-9).

La estimulación con gastos o ratas a presiones superiores a la presión de fractura de la formación, es decir, la estimulación por fracturamiento, no será relevante en este trabajo de investigación, puesto que lo que se busca es enfocarse en la estimulación matricial y cómo a través de la herramienta de pulsos se consigue una eficiencia extra en la estimulación y la limpieza de los pozos usando los correctos tratamientos.

1.2.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

La estimulación matricial se divide principalmente en dos tipos:

- ✓ Reactiva
- ✓ No reactiva

1.2.1.1 Estimulación reactiva

“Se da cuando los fluidos de tratamiento (HCL, Hf, ácido fórmico, ácido acético) reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tiene técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas no calcáreas” (Inda, 2010, p. 9).

1.2.1.2 Estimulación no reactiva (o no ácida)

“Es en la cual los fluidos de tratamiento (solventes como el xileno, el tolueno, metanol, solventes mutuales) no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc” (Inda, 2010, p. 9).

Según Vélez (2009, p. 6), “los diferentes tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares dentro de un pozo en producción; pero para diseñar el tratamiento correcto en pro de la producción del pozo, es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también tener conocimiento del lugar en el pozo donde se encuentra el daño que más afecta a la producción”.

Para la estimulación del pozo pueden usarse fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño, la elección del método a utilizar depende pura y exclusivamente del lugar en el pozo donde se encuentra el daño.

1.3 TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN

1.3.1 ACIDIFICACIÓN DE LA MATRIZ

De acuerdo con Vélez (2009, p. 21), la acidificación “es una técnica de estimulación en la cual una solución ácida es inyectada dentro de la formación con objeto de disolver algunos de los minerales presentes, por lo tanto recupera e incrementa la permeabilidad (K) alrededor del pozo”. Los principales ácidos son:

- HCl. Disuelve minerales de carbonatos.
- HCl-HF. Disuelve minerales de silicatos tal como arcilla y feldespatos.

Según Vélez (2009, p. 21), “en formaciones de areniscas el ácido de la matriz reacciona y penetra un pie y en carbonatos penetra 10 pies. En la acidificación de la matriz, el ácido se inyecta a una presión menos que la de fractura de la formación. En un fracturamiento con ácido aunque se pueden usar productos similares, el objetivo es crear un canal de alta conductividad disolviendo las paredes de la fractura en una forma no uniforme. Esto se logra inyectando fluido a una presión mayor que de la fractura. El fracturamiento con ácido es usado algunas veces para reparar el daño en

formaciones de alta K, sin embargo en yacimientos de carbonatos de baja K pueden ser candidatos para fracturar con ácido y debe hacerse una comparación para usar apuntalante tomando en cuenta la producción esperada después de la acidificación de la matriz; sino está dañado, no hay beneficio”.

Por lo tanto, la acidificación de la matriz puede aplicarse cuando el daño (S) no se debe a:

- Penetración parcial.
- Eficiencia de los disparos.

El objeto de una acidificación de la matriz es reducir el efecto de daño no mecánico a cero; y las consideraciones de diseño para tener éxito en una acidificación de la matriz son:

- Determinar tipo y concentración de ácido.
- Determinar el gasto de inyección óptimo.
- Su colocación y la operación.

1.3.1.1 Volumen de ácido y caudales de inyección

El objetivo del tratamiento es el de remover el daño a la formación en la zona dañada inyectando el volumen de ácido necesario, pero se debe considerar que la precipitación de productos de reacción disminuyen la efectividad por lo tanto el volumen optimo debe estar basado en la disolución de minerales en la zona de daño.

1.3.1.2 Variaciones de la permeabilidad

El ácido tenderá a fluir en las zonas de alta permeabilidad y dejará las zonas de menos permeabilidad sin tratamiento; para ello se pueden usar:

- Medios mecánicos.
- Agentes divergentes.
- Geles.
- Espumas o bolas selladoras.

Por medio mecánico se pueden usar tapones y empacadores recuperables para aislar los intervalos, aunque esto aumenta el costo. “Los agentes divergentes son partículas finas que forman un contacto de baja K en la cara de la formación ocasionando una resistencia al flujo y una caída de presión, desviando el flujo a otro intervalo. Los agentes son añadidos al flujo en forma continua o son bombeados en

baches entre las etapas de acidificación. Posteriormente son removidos con aceite, gas o agua” (Vélez, 2009, p. 25).

1.3.2 ESTIMULACIÓN CON NITRÓGENO

“En los trabajos de estimulación (tratamientos ácidos y orgánicos) el nitrógeno mezclado aumenta el volumen de tratamiento con lo que aumenta la penetración. En las fracturas, las burbujas de nitrógeno bloquean los espacios porosos temporalmente con lo que se reducen las pérdidas de filtrado y el tratamiento se vuelve más eficiente.

El nitrógeno comprimido sirve como fuente de energía que ayuda a impulsar los fluidos de tratamiento para que regresen de la formación cuando se pone a fluir el pozo. En la mayoría de los casos, incluso con yacimientos de baja presión, se reducen los tiempos de retorno de los fluidos de tratamiento.

En servicios de ácido, el nitrógeno contribuye a aumentar la velocidad de retorno de los fluidos lo que ayuda a remover precipitados, un sub-producto frecuente en estos trabajos y a remover finos que pueden causar daño a la formación” (Halliburton, 2014).

1.3.2.1 Epumas

- **Reología de la Espuma:** La viscosidad de un fluido de estimulación es importante debido a su influencia en su transporte dentro del tubing. La adición de polímeros (lineales o crosslinked) al fluido base aumenta su viscosidad. La viscosidad del gel se incrementa aún más cuando se espuma con nitrógeno al crearse una fase interna (las burbujas de gas) estabilizada con un surfactante. Los fluidos espumados de alta viscosidad pueden ser preparados con bajas cantidades de agua y gelificantes, minimizando el volumen de líquido.

“La viscosidad de la espuma depende de una serie de variables, incluyendo la calidad, la viscosidad de la fase externa y la textura. El parámetro más importante es la calidad de la espuma (la calidad es el porcentaje del volumen que ocupa el gas). Ya que el volumen del gas es una función de la temperatura y la presión, se deben conocer las condiciones de fondo del pozo. A medida que la calidad aumenta, aumenta la viscosidad de la espuma. El yield point de las espumas es una función exponencial de la calidad.

Las espumas de mayor calidad tienen mejores propiedades de transporte, especialmente a bajos caudales. La viscosidad de la fase líquida también es un parámetro importante. El flujo de espuma de alta calidad puede ser visualizada como el deslizamiento de diferentes capas de burbujas de gas. Si la película de líquido contiene un agente viscosificante, las burbujas estarán sometidas a mayores fuerzas de arrastre

y el flujo será más difícil resultando en una viscosidad mayor. La textura, o sea, la distribución del tamaño de burbujas juega un papel importante pero que tiene menor efecto sobre la viscosidad de la espuma.

La espuma expuesta a esfuerzos de corte por un tiempo suficiente, empareja la distribución de tamaño de burbujas haciendo que no afecte demasiado la viscosidad” (Halliburton, 2014).

1.3.2.2 Ácido Espumado

El espumar el ácido en un tratamiento permite:

- Usar menos volumen de ácido.
- Reducir la presión hidrostática de la columna de fluidos.
- Retardar el ácido consiguiendo que este se gaste menos rápido y actúe hasta una mayor profundidad en la formación.
- Incrementar la viscosidad, lo que reduce la posibilidad de que el ácido se pierda a zonas ladronas.
- El usar nitrógeno también ayuda al *flow back*. Cuando se reduce la presión en la cabeza del pozo, el nitrógeno se expande hacia la superficie. Esta expansión sirve de empuje al *flow back* del ácido gastado hacia superficie.

“El nitrógeno es el gas más usado para producir fluidos espumados. Su calidad está generalmente entre el 65 y el 85% (65 a 85% de gas y sólo 15 a 35% líquido), aunque se han usado calidades hasta del 95%. La fase líquida de la espuma puede contener de 0.5 a 1.0% de surfactantes y de 0.4 al 1.0% de inhibidor.

Los tratamientos convencionales de ácido en pozos de petróleo y gas que presentan acumulación de parafinas, asfaltenos o depósitos de diferentes índoles, pueden generar grandes cantidades de finos insolubles de cuarzo, yeso y feldespatos. Este problema puede ser controlado con la aplicación de ácidos espumados.

Tratar pozos con las características indicadas arriba, probablemente será beneficioso. Sin embargo, su alto contenido de líquidos puede aumentar el problema de finos y la baja viscosidad del ácido gastado no ayudará a solucionar este problema. Además, dependiendo de la presión del pozo, se puede requerir de suabeo para recuperar el ácido gastado” (Halliburton, 2014).

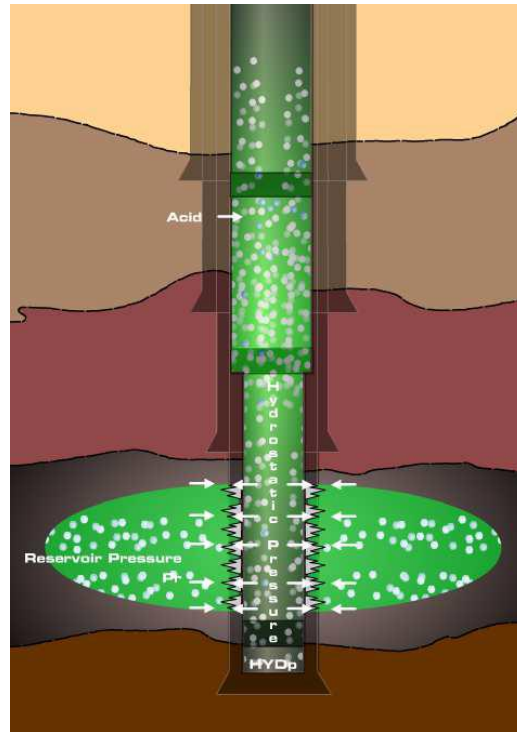


Figura 2. Ácido espumado entrando en contacto con el área dañada.
Fuente: HALLIBURTON (2014). Nitrógeno I, Manual del Estudiante.

El ácido espumado ha tenido amplias aplicaciones en pozos de crudo y de gas y ofrece las siguientes características para eliminar prácticamente los problemas mencionados en el apartado anterior:

- **Bajo contenido de líquido** – Los ácidos espumados utilizados en las fracturas ácidas son, generalmente, de 60 a 80% de calidad. El bajo contenido de líquido es extremadamente importante cuando se tratan formaciones sensibles a los fluidos de tratamiento.
- **Reducción de la pérdida de filtrado** – La alta viscosidad del ácido espumado resulta en una reducción de pérdida de fluidos, lo que permite una penetración más profunda del ácido en comparación con un sistema de ácido convencional. En formaciones de baja permeabilidad, las burbujas de la espuma pueden ser suficientes para evitar el leak-off hacia la matriz.
- **Viscosidad alta** – Un ácido viscoso proporciona las ventajas de obtener una mejor y más amplia fractura, reducir la pérdida de fluidos y mejorar el transporte de sólidos.
- **Mejor limpieza** – La presencia de gas en el fluido de tratamiento facilita su recuperación de la formación o de la fractura y reduce la posibilidad de que se

quede en la formación donde podría obstaculizar la producción. Esto significa una recuperación más rápida del líquido lo que reduce el daño a las formaciones sensibles.

- **Mejora el transporte de sólidos** – Otra de las ventajas del ácido espumado es su capacidad para suspender los finos. Como ya mencionamos, los ácidos convencionales pueden generar una gran cantidad de finos insolubles que se quedan en la formación debido a la baja viscosidad del ácido gastado. Esto se puede evitar con el uso de los ácidos espumados.
- **Menos daño de la formación** – Los ácidos espumados tienen un bajo contenido de líquidos. Normalmente, son de una calidad entre el 60 y el 80% lo que reduce la posibilidad de que se produzca un daño.
- **Mejor control** – El flujo puede ser controlado ajustando la cantidad de nitrógeno y por tanto, la densidad del fluido de tratamiento.

1.3.2.3 Efecto Divergente con espuma

En la mayoría de los casos, las formaciones se componen de zonas que poseen diferentes permeabilidades o zonas que pueden haber sufrido diferentes grados de daños durante la perforación, completamiento, o en otras operaciones. Cuando se realizan tratamientos ácidos en estas formaciones, el fluido, entra en las zonas que presentan la menor resistencia al flujo. Esto puede resultar en la colocación del ácido en las zonas que menos requieren limpieza. La divergencia busca modificar el perfil de inyección a fin de que todas las zonas reciban tratamiento. Las espumas logran la divergencia debido a su alta viscosidad y al efecto taponante de las burbujas de gas al entrar a los poros de la formación. Las calidades en que se preparan las espumas (del 60 al 80%) dan un buen efecto divergente siendo mejor, cuando la calidad es mayor.

Las espumas poseen varias ventajas con respecto a otros agentes divergentes. La principal ventaja es que, como no tiene sólidos y como se degrada con bastante rapidez, no es necesario realizar ninguna consideración para hacer limpieza del agente divergente.

1.3.3 TRATAMIENTOS DE DIVERGENCIA

El propósito de los tratamientos matriciales en yacimientos es incrementar la conectividad de la formación con el pozo en todas las zonas de interés. Los tratamientos matriciales exitosos dependen de la distribución uniforme del fluido de tratamiento sobre el intervalo completo. Cuando los fluidos son bombeados dentro del pozo, estos tienden naturalmente a fluir hacia las zonas con más alta permeabilidad o

los sitios de menor daño. La experiencia en campo ha demostrado que no hay una garantía de cubrir una zona completa sin una adecuada divergencia. Por lo tanto, la realización de una divergencia es recomendada en todos los tratamientos de estimulación, especialmente en los que se necesita un extenso alcance y en pozos multilaterales.

Las técnicas de divergencia pueden ser clasificadas en mecánicas y químicas. Los controles mecánicos en los tratamientos de colocación de fluidos pueden ser realizados con tubería flexible usando empaques inflables, empaques convencionales o bolas selladoras. Aunque las técnicas mecánicas son muy efectivas, también son muy caras y consumen mucho más tiempo de operación que las técnicas químicas y con frecuencia no se pueden aplicar o no son efectivas en pozos completados a hueco abierto. Más importante aún, los medios mecánicos desvían los fluidos de tratamientos desde el pozo, sin embargo, no hay control una vez los fluidos entran en la formación. La divergencia química puede ser alcanzada ya sea, mediante la colocación de un fluido viscoso, tal como espuma o gel, para disminuir la penetración del fluido principal de tratamiento en los agujeros creados y en su matriz circundante, o a través de un fluido que acarree partículas, el cual crea una retorta en la superficie de los agujeros; esta retorta se convierte en un daño temporal a la formación, lo que altera el perfil de inyección. Los ácidos gelificados y los espumados también se utilizan como un medio para mejorar la colocación de tratamientos mediante la combinación de la estimulación y la divergencia en un solo paso.

La divergencia es un paso crítico para asegurar el éxito de los tratamientos de acidificación de la matriz. La comprensión de cómo los desviadores químicos interactúan con la roca y los fluidos de la formación es la clave para seleccionar el producto adecuado para un tratamiento específico.

1.3.3.1 Diseños de acidificación divergente con espuma

De acuerdo con Gdanski y Behenna (2008, p. 1) investigadores químicos que laboran en Halliburton, expresan que, las espumas para las divergencias ácidas últimamente han recibido más interés debido a que las operaciones costa afuera han tenido un gran éxito usándolas en sus estimulaciones en intervalos relativamente cortos en yacimientos de areniscas empacados con grava. Estudios recientes de laboratorio han aumentado el conocimiento de la divergencia con espuma en núcleos de calizas. Sin embargo, para obtener éxito en tratamientos a gran escala, los operadores deben considerar un número de factores, entre los cuales se incluye:

- Tamaño del tubing
- Volumen del tratamiento

- Tamaño de la etapa
- Calidad de la espuma
- Composición de la formación
- Porosidad
- Permeabilidad
- Configuración de fondo
- Caudales de bombeo
- Longitud del intervalo

✓ **Tratamientos con espumas:**

Durante los últimos 10 años, las espumas como fluidos de estimulación en divergencias han tenido buena acogida en pozos donde divergentes sólidos no se pueden aplicar o son demasiado caros. El éxito principal ha sido en la divergencia con ácido fluorhídrico, en las mallas de empaques de grava y donde el espesor de la formación es menor a 50 pies. Una preocupación, sin embargo, es que si productos de mala calidad se utilizan o si se utilizan materiales fuera de los rangos recomendados, entonces, las resinas solubles en aceite y el ácido benzoico pueden quedar atrapados.

Un segundo éxito ha sido en los tratamientos con HF en largos intervalos de arena y esquisto completados con grava y liners. Estos pozos tienen típicamente formaciones gruesas de 1000 pies de ancho y se perforan verticalmente. Los factores que favorecen la espuma son el costo de los desviadores sólidos y la falta de confianza de la eficacia de los sólidos durante intervalos largos.

Los geles espumados (Figura 3) se utilizan comúnmente para tratamientos en intervalos cortos, mientras que la desviación o divergencia continua con espuma es frecuente en la estimulación para tratamientos en largos intervalos. La mayoría de los diseños no han considerado los datos experimentales. Normalmente los tratamientos son bombeados a fondo, ya sea en tubería flexible o por tubing de 2 7/8”.

El éxito de la divergencia con espuma ha animado a los investigadores a estudiar la mejora del proceso. La mayoría de la investigación, sin embargo, se encuentra conforme al control de los procesos de mejoramiento en la recuperación de petróleo, donde la inyección de gas precede la inyección de espuma. Aún así, ciertas investigaciones dirigidas hacia la estimulación han mejorado la idea en cuanto al proceso de divergencia durante la estimulación. Algunas investigaciones han modelado la divergencia con espuma a la misma escala que los tratamientos de estimulación pero sin disolución de la roca. Otros trabajos se han enfocado en las propiedades de disolución de los carbonatos.

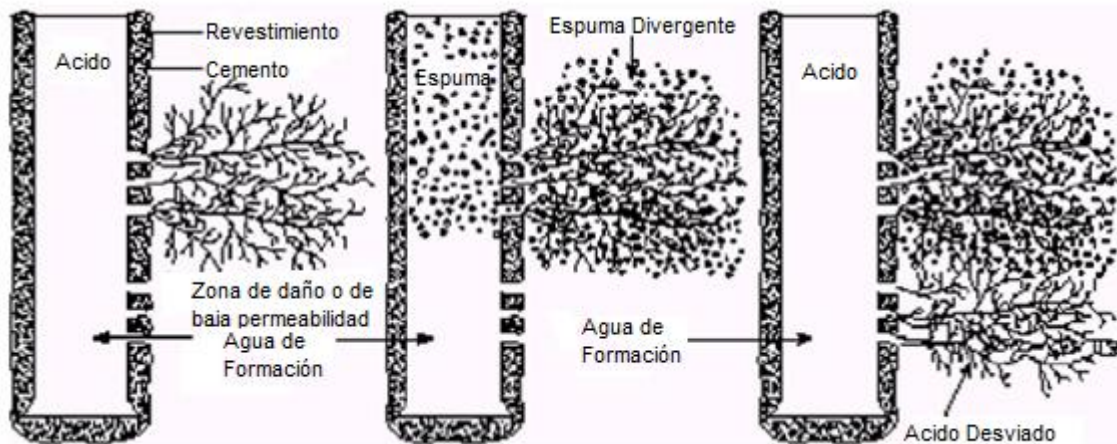


Figura 3. Geles Espumados usados para divertir o desviar el ácido.

Fuente: Gdanski, R., Behenna, R. (2008). Experience, Research Show Best Designs for Foam-diverted Acidizing. Halliburton. Traducido por: Autor.

✓ HF en areniscas:

Para crear un diseño de espumas divergentes en tratamientos ácidos con HF en formaciones de areniscas se debe primero reconocer el patrón de disolución. Específicamente, se puede ver la acidificación con HF como un proceso intersticial. Es decir, los fluidos disuelven materiales de arcilla y de silicato a medida que fluyen alrededor y a través de los medios porosos. Los agujeros de gusano rara vez se generan, aunque, sin duda, la canalización se produce en algunos casos. Además, la cantidad de roca disuelta es relativamente pequeña. Por ejemplo, la estimulación de arenisca con 100 gal/pie al 12% HCl y 3% HF de concentración, resulta en la disolución de solamente 18 lb de roca por pie de intervalo perforado. Por lo tanto, 100 gal/pie de HF aumenta los espacios vacíos alrededor del pozo por lo menos en 1 galón por cada pie de intervalo perforado.

Esencialmente todo el fluido de estimulación bombeado debe ocupar espacios dentro de la matriz no estimulada. Como resultado, las presiones de tratamiento por lo general se mantienen altas, y el riesgo de fracturamiento llega a ser alto. Se toman precauciones para evitar el fracturamiento, ya que un fracturamiento durante un tratamiento de HF se considera catastrófico para una estimulación exitosa. El fracturamiento se produce si la permeabilidad es incapaz de aceptar la espuma a tasas adecuadas. De hecho, los fluidos de espuma son excelentes para la fracturación con apuntalantes gracias a su excelente control de filtrado.

Esta posibilidad lleva a la primera directriz importante acerca del uso de la divergencia de la espuma. Los espumantes generalmente no se utilizan en formaciones

de areniscas que tengan permeabilidades de menos de aproximadamente 50 md. El rango de permeabilidad de 50 a 150 md es uno de los que requiere un diseño cuidadoso y de mucha precaución si la formación se trata con demasiada espuma o espuma de muy alta calidad. Las formaciones de areniscas con permeabilidades superiores a 150 md parecen tener poco riesgo y son los mejores candidatos para espumas divergentes en los tratamientos ácidos con HF.

✓ **Longitud del intervalo:**

La longitud del intervalo a ser tratado determina el volumen de ácido. Tradicionalmente, los volúmenes son 50 gal/pie de HCL de preflujo, 150 gal/pie de la etapa de HF y 50 gal/pie de overflush. Para un intervalo de 100 pies, los volúmenes a usar son 5000 galones de preflujo, 15000 galones de HF y 5000 galones de overflush. Cuando el tratamiento es diseñado, la primera decisión que se toma es si todo el intervalo perforado o el intervalo a hueco abierto tomará o producirá fluido. En algunos casos, el 50% del intervalo puede ser esquisto impermeable y se ignorará. En otros caso, todo el intervalo es potencialmente productivo. EL volumen total de tratamiento debe estar basado en la longitud del intervalo que se espera que tome fluido de estimulación.

De igual manera, la longitud es también importante para determinar los caudales de las bombas en superficie. Un punto general de comienzo para los caudales de bombeo, quienes deben evitar el fracturamiento, es de 0.05 bbl/min/pie o 5 bbl/min/100pie, pero si se usa tubería flexible para tratar un intervalo de 100 pies, este caudal puede ser demasiado alto debido a las presiones excesivamente altas de fricción. Incluso con tubing de 3 ½ pulg, la rata puede ser demasiado alta por el daño a la formación. La rata o caudal máximo probablemente este alrededor de 1 bbl/min.

Un intervalo de 500 pies con un tubing de 3 ½ pulg, indica una rata de cerca de 25 bbl/min, pero este caudal puede que no sea práctico gracias a la logística y el daño en la formación. Por lo tanto, una tasa mucho más práctica de bombeo seria alrededor de los 100 bbl/min.

✓ **Tamaño del tubing:**

Una vez la tasa de bombeo es determinada, dos tiempos se calculan: el tiempo de transito desde la superficie hasta los primeros perforados y el tiempo total del tratamiento. El tiempo de transito depende del tamaño del tubing, y es importante para juzgar si las decisiones acerca de los tratamientos diseñados pueden ser realizados en tiempo real. Por ejemplo, bombear a 1 bbl/min a través de tubería flexible con 10 bbl de

capacidad, resulta en un tiempo de trámite de 10 minutos. Si el bache de espuma muestra mucha resistencia en la formación, la calidad o el tamaño pueden ser reducidos. Saber si una interrupción en la presión del tratamiento ocurre cuando el HCl o el HF están en la formación, nos puede indicar el tipo de daño de formación. Adicionalmente, si el primer bache de ácido se va rápidamente en vacío, puede ocasionar un incremento en el volumen de espuma, lo que puede mejorar la divergencia. En tubings de gran diámetro, esta propiedad se pierde a causa de los largos tiempos de tránsito y los grandes volúmenes de fluido.

El tiempo total del tratamiento es importante para determinar qué tanto las etapas iniciales de espuma deben proporcionar resistencia. Los tratamientos que se espera que duren por más de 5 horas, deben tener volúmenes de espuma suficientemente grandes en las etapas subsiguientes para reemplazar las etapas anteriores. El tamaño del tubing también determina el volumen de las fases individuales. Una tubería flexible con capacidad de 10 bbl, los volúmenes de las etapas están rara vez restringidos por la capacidad de la tubería. En los tubing de gran diámetro, sin embargo, deben considerarse seriamente los efectos de mezclado durante el tránsito. Por ejemplo, la capacidad de tubings de 12.000 pies de largo, de 4 pulgadas, es de aproximadamente 140 bbl. Para un intervalo de 100 pies, se podría utilizar cinco etapas de divergencia. Dividiendo el pre-flujo de HCl en incrementos de 1,000 galones, significaría que la primera etapa ocupa sólo el 17% de la tubería. Con una velocidad de bombeo de 3 bbl/min, el tiempo de tránsito es de unos 45 min. Por lo tanto, parece razonable esperar que haya una mezcla significativa entre las etapas separadas. De hecho, una zona de mezcla de aproximadamente 10% de la capacidad del tubing es razonable debido al largo tiempo de tránsito, y a la diferencia de densidad con el siguiente ácido, el HF, y gracias a los efectos de mezcla inducidos térmicamente en tubos de gran diámetro.

Para una etapa o bache, un volumen mínimo de al menos 30%, o preferiblemente 50% de la sarta de tubería puede ser más razonable. En el mismo ejemplo, el preflujo con HCl de 120 bbl puede dividirse en dos etapas que consten de 50 y 70 bbl. La primera etapa ocuparía 36%, y la segunda etapa ocuparía el 50% del volumen de la tubería. Un preflujo de tres etapas implica una igualdad en el volumen de las tres etapas, es decir, de 40 bbl (29% del volumen de la tubería) o una etapa inicial significativamente menor. Por lo tanto, se llega a la conclusión de que un máximo de dos secuencias se puede usar sin causar problemas de mezcla graves.

✓ **Geles espumados:**

Después de establecer el número de secuencias en la divergencia, el diseñador del tratamiento debe determinar la etapa de divergencia de la espuma. Las dos

secuencias se separarán por una única etapa de divergencia. Si la relación de los volúmenes en secuencia se aplica a la longitud del intervalo, la primera secuencia será de alrededor de 40 pies. Aunque sea un poco larga, esta sigue siendo una longitud de intervalo razonable sobre la que se podría esperar que la primera secuencia de estimulación entre en la formación. Para la determinación del volumen de gel espumado, una pauta general tomada de la experiencia de campo es que se debe usar 1 bbl de espuma por cada pie de intervalo a trabajar. Por lo tanto, en este caso, el gel espumado debe ser aproximadamente 40 bbl.

Se debe, sin embargo, también considerar el volumen ocupado por el gel espumado en el tubing. Para 12.000 pies de tubería de 4 pulgadas, 40 bbl de espuma ocupan el 29% de la tubería. Por lo tanto, aunque la etapa es probablemente lo suficientemente grande desde nuestra directriz general, la gran diferencia de densidad entre el gel espumado y los fluidos de estimulación será probablemente un problema importante.

Con un tiempo de tránsito de 45 minutos a 3 bbl/min, el gel espumante se puede mezclar de manera significativa debido a los gradientes de densidad. Para pequeñas divergencias de gel espumado en tuberías de gran diámetro, los tiempos máximos de tránsito probablemente deban estar entre unos 20 a 30 minutos. Las opciones son:

- Aceptar la mezcla.
- Bombear el tratamiento a través de tubería flexible.
- Bombear a tasas más rápidas.
- Bombear un volumen de gel espumado más grande.
- Utilizar la técnica de desvío o divergencia continua.
- La experiencia con la formación puede indicar la mejor opción.

✓ **Divergencia continua:**

Como ejemplo de divergencia continua, se asumirá un intervalo de pozo de 500 pies, con areniscas de 100 a 300 md, 12000 pies de tubing de 5 pulgadas y 225 bbl de capacidad. Basándose en la longitud del intervalo, el volumen del tratamiento es:

- Ácido de preflujo: 25000 gal (600 bbl)
- Etapa de HF: 75000 gal (1800 bbl)
- Overflush: 25000 (600 bbl)

Con geles espumados, el tratamiento debe ser distribuido en 10 etapas que cubran 50 pies cada una. En este caso, los 50 bbl de gel espumado solo ocuparían

cerca del 20% del tubing. Por lo tanto, debido al gran volumen del tubing, la espuma tendrá poca probabilidad de alcanzar los cañoneos. En este caso, la divergencia continua con el incremento en la calidad de la espuma es ventajosa.

Debido a la experiencia en campo, se ha demostrado que el nitrógeno a una calidad de 40 a 50, en HF tiene poco efecto de divergencia, la primera secuencia de pre-limpieza, usando HF, y postdesplazamiento debería ser de espuma de calidad 50-. Entonces, si se supone que un incremento de calidad del 5%, aumentará la resistencia al flujo de la matriz y por lo tanto la divergencia, las cinco secuencias deben tener 50-, 55-, 60-, 65- y 70- en cuanto a la calidad de la espuma.

Se puede esperar que los intervalos de mayor permeabilidad sean tratados en primer lugar. Estas secciones son también propensas a requerir menos estimulación o eliminación del daño. Por lo tanto, la primera secuencia será la más pequeña con 10% del volumen. Si cada secuencia subsiguiente se aumenta en un 5% del volumen total, las cinco secuencias tendrán 10, 15, 20, 25, y 30% del volumen del tratamiento. Por lo tanto, la primera secuencia será la siguiente:

- Ácido de preflujo: 60 bbl
- Etapa de HF: 180 bbl
- Overflush: 60 bbl

Los 60 bbl de ácido cuando la espuma tiene una calidad de 50 darán como resultado 120 bbl. Este volumen ocupa el 53% de la tubería y se encuentra acorde a los parámetros para un volumen de etapa mínimo. El segundo pre-flujo ácido de 90 bbl cuando el espumante posee una calidad de 55, resulta en 200 bbl de espuma. Debido a que este pre-flujo ácido sigue al primer overflush, entre más alta la calidad de la espuma, más baja es su densidad y entre mayor viscosidad se previene que el ácido se mezcle tan fácilmente.

Por lo tanto, la divergencia continua con el aumento de la calidad tiene la ventaja de reducir los efectos de mezcla perjudiciales. De hecho, todo el volumen a tratar podría reducirse a la mitad y aún así estar dentro de las pautas para los volúmenes de etapa. El tratamiento continuo puede ser modificado adicionalmente basándose en la respuesta del pozo. Si una presión en alguna etapa se vuelve demasiado alta, el aumento de volumen resultante de la espuma permite que la siguiente etapa tenga la misma o una calidad ligeramente reducida a la anterior. Por supuesto, si aumenta la presión en el tratamiento por encima de la presión estimada, entonces la compresión del gas puede reducir la calidad de la espuma de fondo de pozo y facilitar la entrada a

la formación. En otras palabras, varios parámetros de tratamiento pueden suministrar una calidad de espuma casi autoajutable.

✓ **HCl en carbonatos:**

Lo primero que se debe hacer en una divergencia con espuma en tratamientos de HCl en formaciones de calizas, es reconocer los patrones de disolución. Específicamente, la acidificación de carbonatos se puede ver como un proceso que genera “agujeros de gusano” e interconecta las fracturas naturales y cavidades dentro de la formación. Es decir, los fluidos disuelven la matriz y dejan huecos abiertos. El espacio vacío es igual al volumen de la roca disuelto más la porosidad. Una cantidad de 1.000 galones de HCl al 15% disolverá 10.9 pies cúbicos de piedra caliza. Si la porosidad es del 10%, entonces el espacio vacío total será de unos 12 pies cúbicos. Debido a que 1.000 galones de HCl ocupan 134 pies cúbicos, más del 90% de las fugas de líquido bombeado alcanzan la matriz que no ha sido acidificada. Este proceso de pérdida de fluido ayuda a generar incontables minihoyos.

Una característica en la acidificación de la matriz en los carbonatos es que la fractura que se crea después de una etapa de divergencia es bastante aceptable. Mientras que el tratamiento de la formación enteramente por encima de la presión de fractura no es generalmente intencional, la presión que se genera en una etapa de divergencia puede llegar a fracturar las secciones dañadas de la matriz, abriendo así pasos de flujo. Debido a que las pérdidas de fluido aún serán masivas, el tratamiento volverá rápidamente a la acidificación de la matriz y la presión de tratamiento caerá por debajo de la presión de fractura. Esta característica minimiza los riesgos de divergencia excesiva de espuma y permite una mayor flexibilidad de diseño. Investigaciones recientes indican que el ácido espumante tiende a producir agujeros de gusano menos ramificados, más largos y más angostos que los ácidos sin espuma. Este efecto permite la estimulación profunda del pozo con volúmenes más pequeños de ácido. Un factor positivo para los espumantes en las acidificaciones de calcitas, quienes tienen una mínima resistencia a la compresión al comienzo, es que la matriz que rodea el pozo recibe una estimulación profunda con menos remoción de roca.

✓ **Permeabilidad:**

La permeabilidad de la formación es la primera consideración en el diseño de la acidificación de espumas divergentes en carbonatos. Los carbonatos con permeabilidades bajas (menos de 1 md) y porosidades baja (menos del 5%) probablemente necesitarán etapas de espuma pequeñas. En estos casos, el ácido

necesita oportunidad suficiente para penetrar en el carbonato y desarrollar los patrones de agujero de gusano. Además, la espuma fácilmente divergirá el ácido.

Los carbonatos con altas permeabilidades (por encima de 50 md) o altas porosidades (por encima del 25%) generalmente requieren divergencia continua de espuma. La invasión de la espuma en la matriz puede ser importante y por lo tanto la divergencia necesitará más resistencia para fluir. De hecho, mientras el ácido espumado puede divertir carbonatos de baja permeabilidad, los carbonatos de altas permeabilidades requerirán salmuera espumada o incluso salmuera gelificada de espuma para lograr una divergencia duradera. Algunas formaciones poseen una zona ladrona de una “gran” permeabilidad. Estas zonas requieren un bloqueo temporal tales como retraso, reticulado, agua gelificada de alta viscosidad como fase inicial del tratamiento. Estos bloques temporales también pueden contener interruptores internos para controlar la ruptura del gel, así como contener sólidos de gran tamaño, tales como resinas solubles, sal graduada, o carbonato de calcio graduado para establecer y fortalecer el bloque. Una vez el bloque temporal está en su lugar, la divergencia de espuma continua se debe utilizar para acidificar el resto de la formación.

✓ **Longitud del intervalo:**

De nuevo, se comienza el diseño del tratamiento teniendo en cuenta la longitud del intervalo. Los tratamientos típicos para acidificación de matrices carbonatadas, cubren un rango desde alrededor de 25 gal/pie, lo que se traduce en un lavado de perforaciones pequeñas en pro de eliminar daños, hasta 250 gal/pie, para una estimulación y una penetración más profunda. La economía y la logística también pueden desempeñar un papel importante en la determinación del volumen de ácido. Si se utiliza una tasa de 50 gal/pie para un intervalo largo, se necesitará un volumen de 5000 gal por cada 100 pies de intervalo a tratar.

Una tasa de tratamiento razonable se basa también en la longitud del intervalo. Puesto que los carbonatos responden mucho más rápidamente a la acidificación y se crean fracturas ocasionalmente aceptables, un punto de partida razonable para una velocidad de bombeo en superficie es de 0,1 bbl/min/pie de intervalo tratado.

Al principio, todo el intervalo no tomará fluido. Por ejemplo, en un intervalo de 500 pies, si sólo 100 pies toma fluido, la tasa de tratamiento de superficie se establecerá en aproximadamente 10 bbl/min. Los carbonatos de baja permeabilidad requerirán tasas más bajas, mientras que los de alta permeabilidad pueden tolerar tasas más altas. La idea es bombear tan rápido como sea razonablemente posible sin llegar a fracturar, ya que el exceso de fracturas evitará la divergencia deseada.

✓ Tubing y revestimiento:

En los carbonatos, el tamaño de la etapa se determina con mayor facilidad. La razón más obvia es porque las secuencias de fluidos son más simples. A diferencia de los tratamientos de acidificación de alta frecuencia que tienen tres fases líquidas por secuencia, la acidificación en carbonatos posee una fase ácida y tal vez una fase no-ácida de fluido divergente. Por lo tanto, para alcanzar el requisito mínimo de 30 a 50% del volumen de la tubería es relativamente sencillo. El tiempo de tránsito y el tiempo total de tratamiento todavía se calculan para juzgar la eficacia y así obtener la duración de las etapas individuales de divergencia. Debido a que muchos pozos horizontales se completan en carbonatos, las dimensiones de la tubería de revestimiento o del liner en la sección horizontal deben ser conocidas. Se suponía anteriormente que los geles espumados saldrían del tubing y entrarían en la formación. Esta suposición es adecuada para pozos verticales y para intervalos más cortos que unos pocos cientos de pies. En pozos horizontales, sin embargo, la gravedad inducida puede ser un problema grave. Por lo tanto, la etapa de divergencia debe ser lo suficientemente grande como para ser bombeada efectivamente por largas distancias en tuberías de gran diámetro.

Por ejemplo, en un revestimiento de 7 pulgadas, la capacidad de 100 pies es de alrededor 4 bbls. Si bien este volumen de espuma es razonable si se bombea a través de tubería flexible, no sería razonable esperar que viaje 1000 pies de agujero horizontal sin segregarse ni dispersarse. Una vez más, la pauta para el volumen mínimo es de 30 a 50% de la capacidad de recorrido. Es decir, que se podría esperar una etapa de 4 bbl de espuma que viaje alrededor de 200 a 350 pies y aún así se mantenga intacta. Sin embargo, a medida que más se divergen etapas en secciones horizontales más largas, el tamaño debe aumentar más para mantener la integridad de la espuma divergente. Por ejemplo, las etapas finales de un pozo horizontal de 2000 pies con un liner de 7 pulgadas con una capacidad de 80 bbl, debe tener un mínimo de 25 a 40 bbl de espuma divergente.

✓ Tamaño de la divergencia:

El tamaño de una divergencia con gel espumado se determina con base en la etapa ácida bombeada justo antes de esta y teniendo en cuenta el tamaño mínimo de gel recomendado para la distancia horizontal recorrida. En primer lugar, el espacio vacío creado por la etapa de ácido anterior se calcula. Con 5000 gal (120 bbl) de HCl al 15% y una porosidad de 20%, la figura 3 muestra que el espacio vacío es de aproximadamente 12 bbl. Por lo tanto, se requiere un mínimo de 12 bbl de espuma

(10% del volumen de ácido) para llenar el espacio vacío. Se necesitará un volumen de espuma adicional debido a la posibilidad de que:

- El 25 a 50% de la espuma entre en la matriz más allá de los “agujeros de gusano” creados, o la primera porción de espuma entrante en la matriz se reduzca por aceite residual, adsorción de surfactantes o por otros efectos.

HCL (%)	Espacio Creado por 100 barriles de ácido, Bbl.			
	Ø = 0%	Ø = 10%	Ø = 20%	Ø = 50%
28	16	18	20	32
20	11	12	14	22
15	8	9	10	16
5	3	3	3	5

Tabla 1. Espacio vacío creado con HCL en calizas.

Fuente: Gdanski, R., Behenna, R. (2008). Experience, Research Show Best Designs for Foam-diverted Acidizing. Halliburton. Traducido por: Autor.

En carbonatos de baja permeabilidad, donde se espera que se produzca gas seco, un 25% de exceso de espuma probablemente sería suficiente. Sin embargo, en carbonatos con alta porosidad o alta permeabilidad, donde se espera que se produzca aceite, un exceso del 100% sería bastante razonable. El gel espumado, por lo tanto, ocupará un rango de cerca del 12 al 20% del ácido del volumen. Debido a que el HCL al 28% tiene el doble de poder disolvente en las rocas que el HCL al 15%. Si la etapa precedente de ácido fue de 500 galones de HCL al 15% en una formación con una porosidad del 20%, probablemente se usará 100% de exceso o un total de 25 bbl de espuma (21% del volumen del ácido). Este volumen deberá ser incrementado si se encuentra por debajo de las pautas de volumen mínimo. Si la etapa de divergencia se incrementa en más de un 50%, entonces se debe también considerar incrementar la etapa de ácido precedente por una cantidad proporcional.

Una vez la espuma divergente se encuentra situada, se continuará invadiendo la matriz y la espuma gradualmente se disolverá. Así que, la cantidad que se disuelve o se pierde de cada etapa individual de espuma divergente en la penetración de la matriz, debe ser llevada en cuenta. Muy poca información está disponible en esta materia. La espuma perdida, sin embargo, es probable que se sustituya primero con las etapas sucesivas de la espuma divergente que se bombea más allá del intervalo. Una estimación razonable de esta pérdida sería de alrededor del 10 al 25% del volumen de espuma previamente ocupado en los vacíos creados. Las etapas sucesivas de espuma divergente se deben incrementar para dar cuenta de esta pérdida. Por ejemplo, si la segunda etapa de ácido fue también de 5000 gal (120 bbl) de HCL al 15%, se volverían a diseñar 25 bbl de espuma para la etapa de divergencia. Debido a que la primera

etapa de ácido creó un vacío de aproximadamente 12 bbl, y adicionando de 1 a 3 bbl, nos daría un total de 26 a 28 bbl.

El trabajo de laboratorio ha indicado que el ácido espumado puede dar una excelente resistencia y gran divergencia. Logísticamente esta característica es beneficiosa porque sólo incrementos en dosis de nitrógeno son necesarios para espumas de alta calidad. El cambio de un fluido a otro diferente no es necesario. Debido a que las espumas de 70- a 80- de calidad se recomendarían para etapas de divergencia, para 50 bbl de ácido espumado se requeriría de solamente 15 y 10 bbl de ácido, respectivamente, para crear la espuma divergente. Para ayudar a prevenir la dispersión del gas de la fase de espuma divergente, el ácido restante podría ser mezclado con nitrógeno para alcanzar una calidad de 40-.

Este enfoque funciona bien en carbonatos de permeabilidad baja y media. En carbonatos de alta porosidad o alta permeabilidad, se debe considerar principalmente espuma divergente continua. La lógica, sin embargo, puede decir que los geles espumados deben ser utilizados. En tales casos, la etapa de divergencia de espuma debe ser un no-ácido, tal como agua dulce, una salmuera ligera, o agua de mar. Las etapas de divergentes no ácidos también se recomiendan en calcitas de alta porosidad, independientemente de la permeabilidad de la formación. Estudios de laboratorio han demostrado que los ácidos espumosos penetrarán rápidamente a través de calcitas de alta porosidad, resultando en divergencias mínimas. Análisis realizados con salmuera espumada en las mismas calcitas han mostrado grandes acumulaciones en la resistencia al flujo que fueron retenidas en gran medida, incluso después de que ácidos sin espumar siguieran la salmuera espumada. La ineficacia de los ácidos espumosos en la divergencia en calcitas de alta porosidad era posiblemente debida al pequeño volumen de grano presente en un volumen mayor dado de calcita, en comparación con un volumen mayor equivalente de piedra caliza de baja porosidad.

En calizas de baja porosidad y permeabilidad media, los ácidos espumosos generalmente proporcionan una adecuada divergencia. Los agentes gelificantes pueden ayudar en la estabilidad de las etapas de la espuma. Gracias a que las espumas con gel desplazarán el ácido dentro de las conexiones de los “agujeros de gusano”, un agente de gelificación excepcionalmente estable no se requiere en el ácido. Los polímeros naturales, tales como el xantano, derivados del guar y la celulosa, son aceptables. Las etapas de espuma gelificada serían consideradas en tratamientos de alto volumen y de baja velocidad como los que se aplican a través de tubería flexible en pozos horizontales. Estos tratamientos pueden durar por muchas horas y requieren la estabilidad adicional que es proporcionada por la espuma gracias al fluido de base gelificada.

✓ **Divergencia continua:**

Los carbonatos de alta permeabilidad principalmente deben ser tratados con ácidos de espuma continua. Al igual que en la acidificación con HF, la calidad puede iniciar baja (50- de calidad) y ser gradualmente incrementada. En carbonatos, sin embargo, la calidad de la espuma se puede aumentar hasta 80- de calidad, si es necesario. El objetivo de la divergencia continua con espuma es proporcionar la resistencia suficiente al flujo de la matriz, de modo que todas las secciones del intervalo sean expuestas al ácido. Si la permeabilidad es suficientemente alta, se puede comenzar con 60- de calidad para proporcionar una rápida divergencia. Una de las ventajas principales de la divergencia con espuma continua es que el cálculo y el control del tamaño de las etapas ya no son necesarios.

Respecto a las etapas de espuma, los fluidos no ácidos también pueden proporcionar un mejoramiento en la eficacia de la divergencia en los tratamientos de divergencia continua. En tales casos, se debe equilibrar los beneficios de la estimulación con la logística de transportar fluidos adicionales, entre otras cosas. Este enfoque sería utilizado con ácido espumoso de calidad constante de alrededor de 60- a 70- de calidad con etapas de espuma divergente diseñada con la técnica de geles de espuma. Esta técnica es el método de elección para la divergencia adecuada en calcitas de alta porosidad. (Gdanski y Behenna, 2008, p. 1-10).

Como conclusión, se puede decir que basándose en la experiencia de campo y en las pruebas de laboratorio, las siguientes directrices se deben aplicar a la acidificación con espuma:

- Para diseñar los tratamientos se requiere tener en cuenta el volumen de la tubería, el tiempo de tránsito, la longitud del intervalo tratado, la permeabilidad y la dirección del pozo.
- El volumen mínimo de cualquier etapa de ácido o de espuma divergente, debe ser del 30 al 50% del volumen del tubing a tratar.
- El volumen mínimo de etapa puede ser el factor determinante en el diseño de la frecuencia de divergencia.
- La composición de la formación, la permeabilidad y la litología, afectan en gran medida la elección de la técnica de divergencia.
- Las técnicas de divergencia continua tienen la ventaja de aumentar el volumen total de bombeo y así se aumenta el número de etapas de divergencia.
- El tamaño de los geles espumados en formaciones de areniscas es de aproximadamente 1 bbl/pie de intervalo a divergir.

- El tamaño de los geles espumados en formaciones de carbonatos se basa en el volumen de los espacios creados por el ácido.

1.4 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE LA ESTIMULACIÓN

Según comenta Vélez (2009, p. 30-31), nos dice qué, “aún cuando el uso de ácidos en los pozos para varios propósitos no es nuevo, los métodos actuales para “acidificar” los pozos en pro de mejorar su eficiencia de recuperación no se desarrollaron sino hasta 1930, en los campos petroleros de Michigan. Se encontró que las rocas de depósito calizas ahí productivas, respondieron bien al tratamiento con ácido, aumentando materialmente la productividad de los pozos. Poco tiempo después, el método se aplicó en otros campos y se usa ahora en muchos distritos en los que se produce aceite de depósitos de rocas calizas o de areniscas con cementación de cal.

En esos distritos existen organizaciones de servicio disponible que a base de contratos llevan ácido y equipo de bombeo al campo, en camiones especialmente diseñados y construidos y supervisan la preparación de los pozos, colocación del ácido y otros reactivos, el control de presión durante el periodo de tratamiento y las operaciones posteriores de limpieza.

El ácido clorhídrico es casi universalmente usado para este objeto, siendo otros ácidos fuertes inconvenientes por una razón o por otra. Agregando un inhibidor químico, el ácido clorhídrico puede hacerse no corrosivo al grado que no ataca a las tuberías de ademe de acero y otros equipos del pozo y no reacciona con el aceite ni forma precipitada perjudicial. El ácido sulfúrico forma sulfato de calcio insoluble, que tiende a obstruir las aberturas de los poros de la roca de depósito. El ácido nítrico no se puede inhibir contra la corrosión del acero y desprende gas ofensivo venenoso y altamente corrosivo de tetróxido de nitrógeno. El ácido fluorhídrico es difícil de manejar, peligroso para la salud y también forma precipitadas gelatinosas insolubles por reacción con sales de calcio y magnesio que frecuentemente se encuentran en las aguas subterráneas de los campos petroleros.

La fuerza del ácido clorhídrico empleado y el tiempo de tratamiento variarán con el carácter de la roca de depósito y deberán determinarse por pruebas de laboratorio en muestras de núcleo. Con frecuencia se usa ácido clorhídrico al 15%, capaz de disolver cerca de 0.011 m³ de caliza por cada barril de 159 lt; pero con baja presión del yacimiento, se puede usar ácido de 10% y aun de 5%. Cuando un ácido de 15% queda completamente neutralizado, la solución de cloruro de calcio resultante tiene cerca de 71% de saturación y es más bien viscosa. Los ácidos más débiles producen soluciones que son menos viscosas y, por lo tanto, son preferibles cuando la presión de formación es baja, porque debemos depender de la presión del gas de formación para sacar el

ácido gastado de los poros de la roca de depósito para que entre al pozo. El ácido clorhídrico comercial ordinario tiene una concentración de 28 a 35% de ácido clorhídrico; por lo tanto, para usarlo en los pozos se diluye con una o dos partes de agua. Para usarlo en el tratamiento de calizas dolomíticas se dice que un ácido “reforzado” es más efectivo que el ácido ordinario. Este contiene un reactivo catalítico que produce una velocidad de reacción más rápida. Algunas veces se aplica calor al ácido para acelerar la reacción, pero la conveniencia de esto la ponen en duda algunas autoridades.

Los inhibidores que se agregan al ácido para proteger las tuberías de ademe y el resto de equipo de acero, con el que se puede poner en contacto, pueden ser de carácter orgánico o inorgánico. Se adsorben en la superficie de los metales de manera que la evolución de hidrógeno, producida por la reacción del ácido en el metal se retarda y la pérdida de metal es inapreciable. El ácido debidamente inhibido no tiene prácticamente acción corrosiva visible sobre el acero durante el tiempo necesario para el tratamiento del pozo, mientras que el ácido puro puede disolver hasta 1.390 kg de acero por metro cuadrado de superficie expuesta por día. Los inhibidores inorgánicos usados son generalmente cianuros o compuestos de arsénico. Los inhibidores orgánicos pueden ser producidos como la anilina, piridina o compuestos orgánicos de azufre.

El tiempo de tratamiento varía, dependiendo de las condiciones, desde sólo una hora hasta 72 horas. El periodo más corto es suficiente en formaciones permeables en las que la cal es fácilmente soluble; pero en los tipos de roca más impermeables y menos solubles, como la dolomita, es necesario un periodo más largo. La cantidad de ácido usado dependerá del espesor, porosidad y permeabilidad de la roca de depósito, la presión de la formación y el tamaño de la cavidad del pozo, y varía de 1.89 a 22.7 m³. La cantidad promedio usada en una sola carga es de cerca de 3.785 m³”.

1.5 PROCEDIMIENTO DE LA ACIDIFICACIÓN

El ácido puede simplemente vaciarse o depositarse dentro de la tubería de producción o de ademe del pozo o bajarse en un achicador vertedor, pero un método mejor es uno en el que se bombea por la tubería de producción desde auto-tanques equipados con bombas de alta presión y compresoras de gas. Primero se quitan la bomba del pozo y las varillas y se llena el pozo con aceite. Entonces se bombea el ácido por la tubería de producción, permitiéndose que escape el aceite excedente en la superficie por una de las salidas laterales de la cabeza de la tubería de ademe a un tanque de aforo en el que el volumen desalojado puede medirse con precisión. Después de que un volumen de aceite igual al volumen de la tubería de producción y el

de la porción de agujero que se va a tratar ha sido desplazado, se cierra la salida de la cabeza de tuberías de ademe.

Se continúa entonces el bombeo del ácido. Puesto que ya no puede subir a la superficie por el espacio anular alrededor de la tubería, el ácido debe forzarse hacia fuera dentro de la roca de depósito. Si esta última es muy permeable y bien drenada, se requiere poca o nada de presión en la bomba, siendo suficiente la carga por gravedad que da la profundidad del pozo para hacer que el ácido entre en la roca del depósito. Por otro lado, si la presión de la formación es alta y la permeabilidad es baja, será necesario sobreponer la presión de la bomba. Cuando se inyecta el ácido en la forma descrita, nada de él puede subir en el pozo arriba del nivel deseado, protegiendo así las tuberías de ademe superiores y el cemento usado para la exclusión de agua contra el posible ataque por el ácido.

El tratamiento de ácido con frecuencia da por resultado un aumento importante en la cuota de producción. Generalmente, también, se reducirá la relación gas – aceite, indicando una recuperación más eficiente. El costo de acidificar dependerá principalmente de la cantidad de ácido usado. Todas las soluciones deben aprobarse de acuerdo al diseño. Deben seguirse todos los pasos para evitar el daño causado.

- El proceso debe monitorearse midiendo el gasto y la presión.
- Antes del tratamiento debe verificarse que la baja productividad es debido al daño a la formación soluble en ácido.
- Esto se determina a través de las pruebas de presión para determinar el efecto de daño S y un análisis de sus causas.
- Tomar muestras de ácido para análisis.
- Verificar la acidez del ácido en el pozo.
- Limpieza de líneas, conexiones, tanques y de la tubería de producción (TP).
- Si se usa la TP para inyección, debe bombearse una solución HCL y circularse en inversa.
- Cuando se termine de inyectar la solución, el pozo debe abrirse inmediatamente para evitar el daño por la precipitación de los productos de reacción.

Después de que el gasto se estabilice debe tomarse una prueba de presión y un registro de producción para evaluar el tratamiento.

2 LA HERRAMIENTA DE PULSOS

2.1 LA HERRAMIENTA DE PULSOS COMO ACCESORIO FUNDAMENTAL

“La herramienta de pulsos es un oscilador fluídico confiable y económico que provee máxima versatilidad a un costo mínimo. La HDP (Herramienta de Pulsos) está basada en tecnología patentada, la cual provoca chorros alternados de fluido que aprovechando los principios del efecto Coanda optimiza su labor. Estos chorros de fluido crean ondas de presión pulsantes dentro del hoyo y los fluidos de formación. Estas ondas de presión pueden disolver muchos tipos de daños dentro del área cercana del pozo, ayudando a restaurar y mejorar la permeabilidad de la formación y la limpieza de los cañoneos” (Halliburton, 2014).

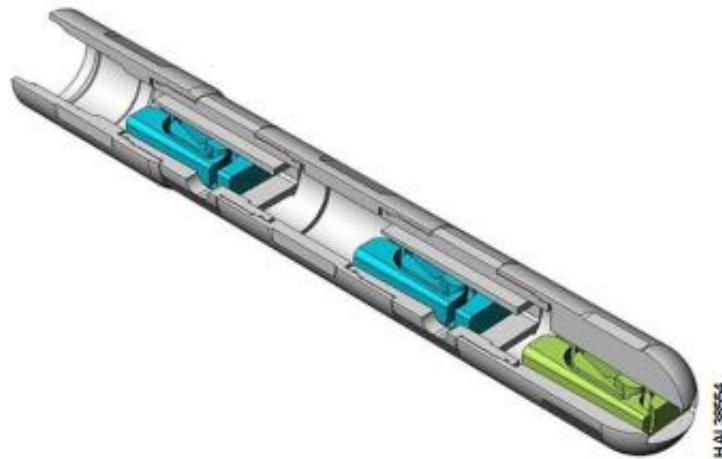


Figura 4. Corte longitudinal Herramienta de Pulsos.

Fuente: HALLIBURTON (2015). Pulsonix TFA Service. Innovative Process for Optimizing Matrix Treatment Effectiveness.

2.1.1 EL EFECTO COANDA

El principio de la herramienta de pulsos se basa en el efecto Coanda. El efecto Coanda o efecto de “fijación a la pared” fue descubierto por el rumano ingeniero aerodinámico Henri-Marie Coanda en 1930. Él observó que una corriente de fluido que emerge de una boquilla tiende a seguir muy de cerca la curvatura o el ángulo de una superficie, si esta no posee una curvatura o un ángulo muy abrupto. Este fenómeno es conocido como el efecto Coanda y se puede observar en gases, líquidos y compuestos acuosos.

La ventaja que posee la HDP al apoyarse en el efecto Coanda y que la hace superior a sus equipos homólogos, es que gracias a las vibraciones que se ocasionan

dentro del dispositivo por medio de las oscilación del flujo, el fluido que es bombeado a presiones considerables por la tubería (ya sea tubería de juntas o tubería flexible) disminuye la tortuosidad frente a la roca en el momento de impactar la formación e ingresar a la matriz a la que se le quiere realizar el tratamiento, ya que las partículas líquidas se mueven a través de las gargantas de los poros sin chocar abruptamente contra la roca de la formación. Al permitirse el fluido un ingreso menos tortuoso a la matriz seleccionada, el tratamiento ácido que se está aplicando tendrá un mayor índice de éxito, pues alcanzará en mayor medida toda el área cercana al pozo y se optimizará la cantidad de volumen ácido a usar; así mismo, se disminuyen las posibilidades de afectar formaciones vírgenes o áreas que se desean dejar intactas.

“Cuando el efecto Coanda es aplicado correctamente, este puede ser usado como una herramienta muy útil en el desarrollo de muchos dispositivos en ingeniería. A través del tiempo han sido desarrollados muchos dispositivos específicos usando el efecto Coanda, tales como sistemas de propulsión, bombas y motores hidráulicos, dispositivos térmicos, superficies de apoyo, dispositivos lógicos de flujo entre otros.” (Webb, 2006).

Los dispositivos más básicos que se apoyan en el efecto Coanda, que son útiles en muchas aplicaciones son:

- Interruptores y válvulas de fluido: El flujo del fluido es “cambiado” entre dos puertos de salida y se mantienen así usando el efecto Coanda. El fluido comienza fluyendo a través de un puerto específico de salida hasta que el efecto Coanda en ese puerto es interrumpido haciendo que el fluido quede inmovilizado, dirigiéndose así hacia el otro puerto, de esta manera se cambia el flujo. No se necesitan partes móviles.
- Osciladores Fluídicos: El flujo del fluido cambia repetidamente entre dos o más caminos de flujo sin necesidad de usar partes móviles.
- Medidores de flujo o flujómetros: Un oscilador fluídico presenta una frecuencia de oscilación que es proporcional al caudal de flujo a través del medidor y es detectado por el sensor de medición.
- Boquillas o toberas: Las boquillas usan una interna oscilación de fluido para crear cambios geométricos y direccionales en la salida de los jets, disparando el fluido con un patrón específico sin usar partes móviles.

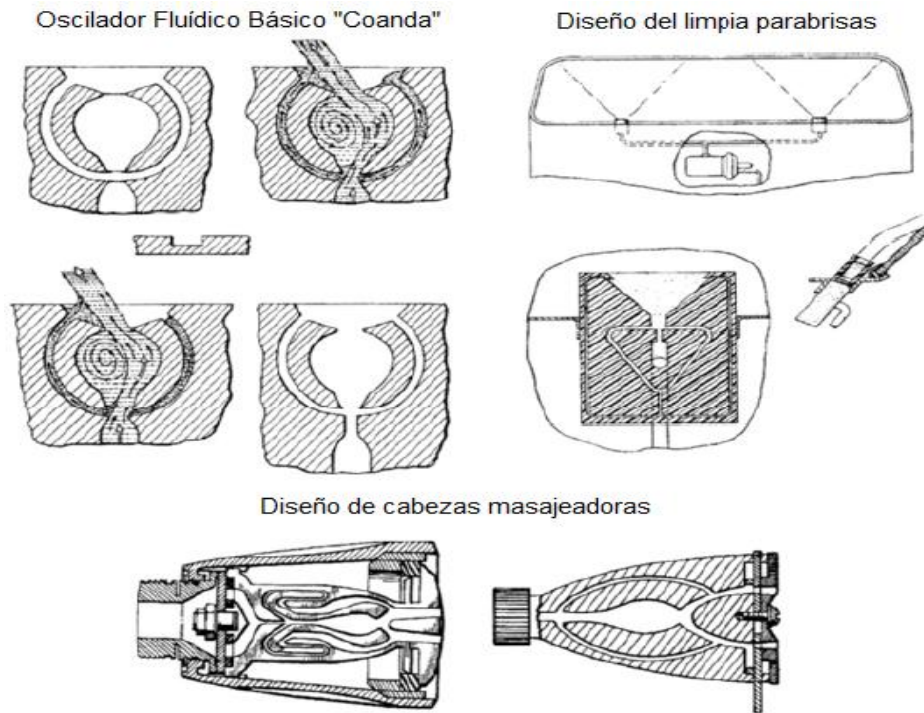


Figura 5. Ejemplos de dispositivos de flujo.

Fuente: Webb, E. D., Schultz, R. L., Howard, R. G., & Tucker, J. C. (2006, January 1). Next Generation Fluidic Oscillator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/99855-MS. Traducido por: Autor.

2.1.2 DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DEL OSCILADOR FLUÍDICO

Este oscilador de flujo u oscilador fluídico ha sido diseñado específicamente para trabajar a altas presiones y en operaciones de sumersión. Adicionalmente, el modelo del oscilador fluídico está optimizado para su uso en una herramienta relativamente delgada. La siguiente figura muestra la sección transversal del modelo del oscilador.

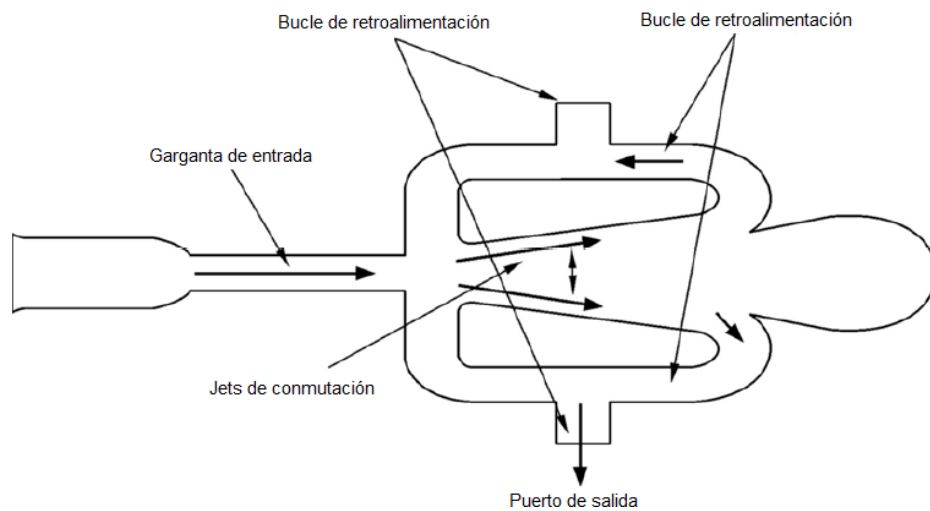


Figura 6. Sección transversal del oscilador fluídico.

Fuente: Webb, E. D., Schultz, R. L., Howard, R. G., & Tucker, J. C. (2006, January 1). Next Generation Fluidic Oscillator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/99855-MS. Traducido por: Autor.

“En el diseño se puede observar una delgada garganta de entrada, la cual es usada para crear un chorro, que desembocará en el interior del oscilador. El chorro formado se adherirá a una de las superficies anguladas en el interior gracias al efecto Coanda descrito anteriormente. Después de que el chorro se encuentra adherido a una de las superficies, el flujo que genera el chorro viaja a lo largo de la superficie hasta que choca con la entrada del bucle de retroalimentación. Una gran parte del fluido entra en el bucle de retroalimentación y sale por el puerto de salida que se encuentra sobre el bucle. Otra parte del flujo viaja más allá del puerto de salida y continua a través del bucle de retroalimentación, donde interrumpe el chorro que se encuentra ingresando desviándolo así hacia la otra superficie angulada.

El chorro entonces se verá adherido a la superficie opuesta y el proceso continúa repetidamente, creando un flujo de oscilación estable entre los puertos de salida. La frecuencia de oscilación está relacionada con el tiempo que le toma al fluido viajar a lo largo de la superficie angulada hasta la entrada del bucle de retroalimentación. El tiempo de tránsito para el chorro del fluido está en función de la velocidad del disparo y de la longitud de la superficie en ángulo. Cuanto menor sea la velocidad de flujo, más baja resultará la frecuencia de oscilación; así como entre más larga sea la longitud de la superficie en ángulo, más baja será la frecuencia de oscilación.

El oscilador fluídico ha sido ampliamente analizado usando software de análisis de dinámicas de fluidos computacionales (CFD, por sus siglas en inglés) para entender completamente y optimizar el desempeño de la herramienta. Herramientas de diferentes tamaños fueron simuladas dentro de un amplio rango de caudales de flujo. Este análisis permitió realizar cambios sutiles a la geometría del oscilador, los cuales mejoraron su desempeño y ayudaron a asegurar la confiabilidad de la operación dentro de los rangos de los caudales de flujo examinados.

Las condiciones de frontera halladas para el modelo, consistieron en constantes de presión aplicadas en el puerto de entrada del oscilador y presión cero aplicada a la salida. Las propiedades del fluido usado en el trabajo, son las propiedades del agua. Se usaron rangos de presión desde 25 hasta 4000 psi, resultando caudales de flujo entre pocos galones por minuto y grandes cantidades de barriles por minuto, esto dependiendo del tamaño de la herramienta” (Webb, 2006).

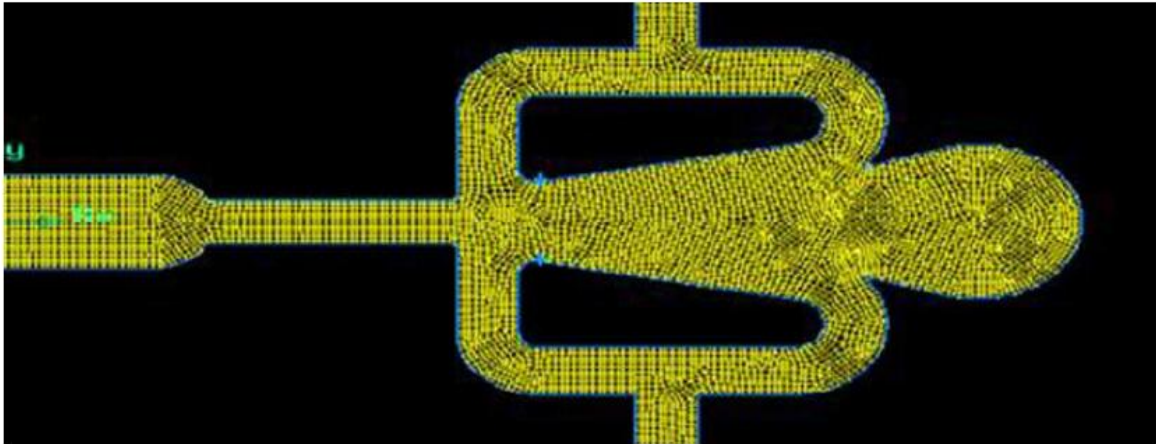


Figura 7. Modelo CFD del oscilador.

Fuente: Webb, E. D., Schultz, R. L., Howard, R. G., & Tucker, J. C. (2006, January 1). Next Generation Fluidic Oscillator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/99855-MS. Traducido por: Autor.

Para visualizar la oscilación dentro del dispositivo, capturas instantáneas fueron tomadas de la velocidad relativa del fluido durante la simulación a la respuesta transitoria, como se verá a continuación.

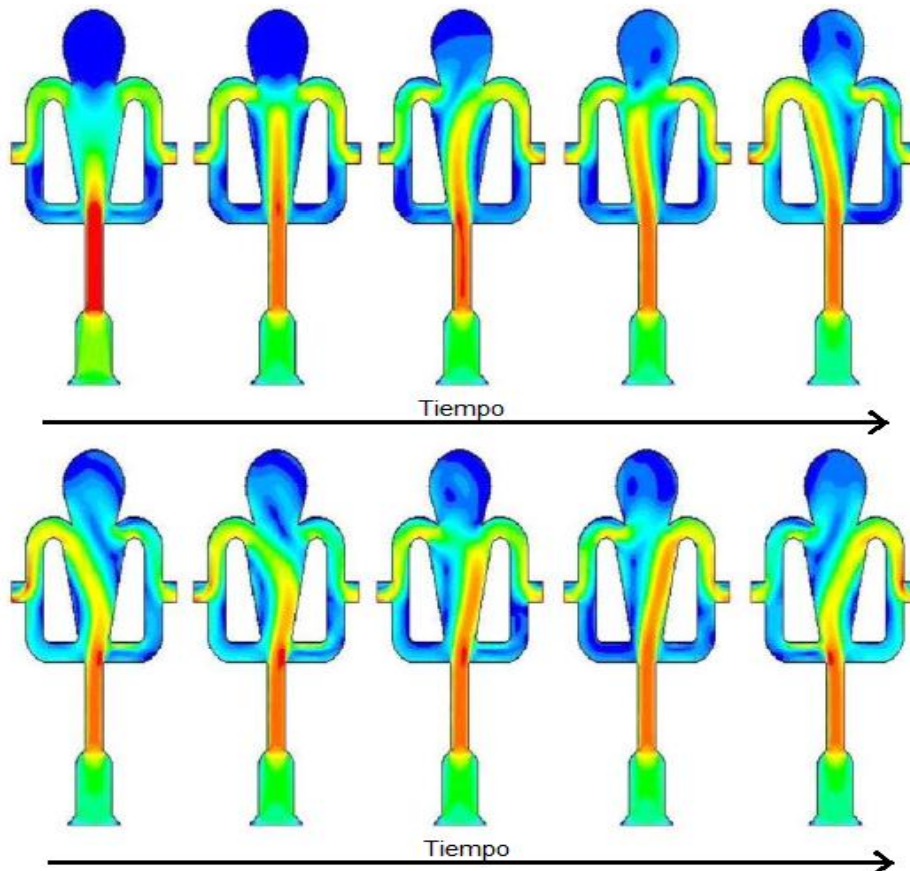


Figura 8. Modelo de flujo transicional del oscilador.

Fuente: Webb, E. D., Schultz, R. L., Howard, R. G., & Tucker, J. C. (2006, January 1). Next Generation Fluidic Oscillator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/99855-MS. Traducido por: Autor.

2.1.3 BOQUILLAS DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS

Dependiendo de la necesidad del cliente la Herramienta de Pulsos cuenta con tres sistemas diferentes de expulsión de fluidos, los chorros o salidas inferiores, los cuales son dos cavidades que se posicionan en la parte inferior de la herramienta, colaboran en la remoción de cortes y escombros hacia superficie, la salida en chorro o tipo ventilador, la cual proporciona un mayor alcance y permite atacar los depósitos indeseados en las formaciones desde diferentes ángulos, y finalmente las salidas adyacentes o laterales, las cuales son dos cavidades que permiten disparar de forma frontal el tratamiento, lo que le confiere una mayor precisión en los intervalos seleccionados a estimular. Como se mencionó anteriormente, los diferentes tipos de chorro, aunados a la vibración producida dentro del dispositivo, y tomando los beneficios del efecto Coanda, permiten una estimulación exitosa sin incurrir en daños colaterales.



Figura 9. Boquillas o insertos de la Herramienta de Pulsos.

Fuente: HALLIBURTON (2014). Boots & Coots. Pulsonix TFA (Tuned Frequency and Amplitude) Fluidic Oscillator Installation and Operating Instructions. Traducido por: Autor.

La Herramienta de Pulsos a la hora de su funcionamiento puede trabajar con más de una boquilla activada al mismo tiempo para mejorar su rendimiento y la eficiencia de la limpieza según el tratamiento aplicado.

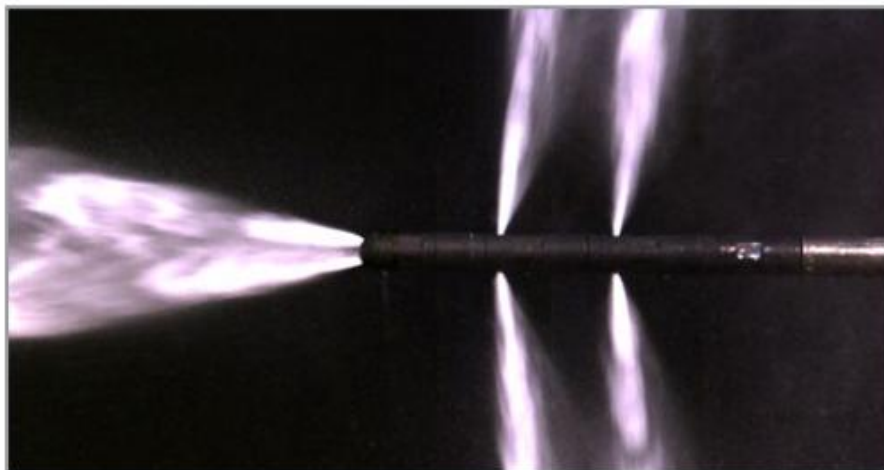


Figura 10. Herramienta de Pulsos en acción.

Fuente: HALLIBURTON (2015). Pulsonix TFA Service. Innovative Process for Optimizing Matrix Treatment Effectiveness.

2.1.4 EVOLUCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS

Para llegar a lo que es hoy la Herramienta de Pulsos sufrió grandes cambios a través de su historia. La primera creación registrada por Halliburton Corporation en conjunto con el acuerdo de licencia DFI (Downhole Fluidics Incorporated) fue hecha en febrero del año 2002, la cual fue una herramienta que se denominó Pulsonix 200 Service. Con el inicio de esta herramienta se patentó la tecnología del oscilador fluídico, esta tecnología estaba integrada en un sistema de herramientas versátiles con capacidad probada para limpiar los pozos y ayudar a estimular la producción, todo en un solo viaje al pozo.

La herramienta patentada poseía ya características avanzadas, pues esta podía ser corrida con tubería flexible, tubería convencional, tubería de lavado o tubería de perforación, además de que el diseño único de la herramienta hacía que la herramienta oscilara mientras el fluido era bombeado a través de la misma. Los tratamientos con los que comenzó trabajando la herramienta podían ser ácidos, agua, agua de mar, diesel, líquidos nitrificados, entre otros. La primera creación siempre fue pensada para crear ondas de presión oscilantes que remediaban el daño de la formación y mejoraban la conductividad, ya fuera en el área cercana al pozo, en los túneles de perforación o en la cara de la formación.

Después de haberse realizado el lanzamiento de la herramienta, se realizó un sondeo que mostraba los candidatos potenciales en América del Norte para este tipo de servicio y este arrojó qué:

- ✓ En la Costa Oeste: Más de 5.000 pozos
- ✓ Cuenca del Pérmico: Más de 22,000 pozos
- ✓ Golfo de México: Cientos de pozos
- ✓ Continente medio: Más de 11.000 pozos
- ✓ Este: más de 500 pozos

Esto produjo una gran especulación y acogida entre los realizadores en su primer momento. La herramienta rápidamente fue reconocida pues tenía características tales como la confiabilidad en su uso, ya que no poseía partes móviles, se podía correr dentro de la tubería para limpiar grandes intervalos del revestimiento, eliminaba daños cercanos al pozo sin ocasionar efectos colaterales, se podían limpiar todos los intervalos y no sólo las secciones abiertas, limpiaba los recortes y podía estimular en un solo viaje, mejoraba la eficacia de los tratamientos químicos y se podía ejecutar con otras herramientas.



Figura 11. Pulsonix 200 Service.

Fuente: Halliburton (2002). PulsonixSM 200 Service. Cost-Effective Process for Treating Near-Wellbore and Perforation Damage and Helping Stimulate Production

La Pulsonix 200 llegaba a alcanzar una vibración máxima de 200 Hz y contaba solamente con los jets inferiores, esta boquilla solo se encontraba disponible en 1,25" y 1,5" de OD, y el ensamblaje total de fondo tenía una medida de 13,5" de largo.

Continuando con los adelantos tecnológicos, en 2006, Halliburton Corporation lanzó una nueva herramienta al mercado, la cual gracias a sus avances científicos reemplazó la Pulsonix 200. El diseño tanto exterior como interior de la nueva herramienta fueron modificados en pro de conseguir mayores beneficios, y esta fue denominada como Pulsonix TF. Entre las mejoras que se encontraban en la nueva herramienta se podía distinguir una evolución en la vibración máxima, además de haberse implementado tecnología de "Frecuencia Sintonizada" (Tunned Frequency), lo que permitía finas tasas de frecuencia y frecuencias basadas en los requisitos de la aplicación, además se incrementaron los diámetros de la herramienta, alcanzando un OD máximo de 2,88".

El servicio de la Pulsonix TF ofrecía importantes ventajas sobre el servicio de la Pulsonix 200 original, entre estos se podía encontrar:

- ✓ Una gama más amplia de tipos y medidas para adaptarse mejor al BHA y obtener beneficios de la capacidad de flujo.
- ✓ La amplitud es más fuerte para una acción cerca del pozo más efectiva.
- ✓ Habilidad de los puertos lateral e inferior, lo cual permite un impacto más directo en las perforaciones.
- ✓ Funciones a caudales más bajos.

Aumentando su acogida, el servicio de Pulsonix TF amplió su gama de aplicaciones, se volvió excelente para una amplia variedad de pozos verticales y horizontales, podía trabajar tanto en pozos abiertos como en pozos cerrados, incluyendo pozos de petróleo, gas, pozos de inyección, tratamientos geotérmicos, con CO₂, agua, eliminación, y monitoreo. Proporcionaba un rendimiento comprobado para estas operaciones:

- ✓ Eliminación de depósitos del área cercana del pozo, perforaciones y mallas, tales como:
 - Daños de perforación - Daños de lodo y cemento
 - Scales de todo tipo - Emulsiones
 - Finos de formación - Daños de perforación
 - Parafinas y asfaltenos - Bloques de agua y gas
- ✓ Mejora en el posicionamiento y efectividad de los fluidos de tratamiento.
- ✓ Estimulación primaria de formaciones de alta permeabilidad.
- ✓ Preparación previa a los tratamientos de estimulación.
- ✓ Preparación para empaques de grava.
- ✓ Limpia depósitos en hueco abierto o en el revestimiento.
- ✓ Alteración de los perfiles de inyección.
- ✓ Colocación correcta de productos químicos de tratamiento.



Figura 12. Pulsonix TF Service.

Fuente: Halliburton (2006). Pulsonix® TF Service. Next Generation Process for Optimizing Matrix Treatment Effectiveness

En octubre del 2014 y después de muchas investigaciones de Halliburton Corporation® y Boots and Coots®, finalmente la Pulsonix TF fue reemplazada nuevamente por un dispositivo innovador. La Herramienta de Pulsos actual o Pulsonix TFA® cuenta con beneficios extra sobre sus antecesores. La Pulsonix TFA® o Pulsonix “Tuned Frequency and Amplitude” logró desarrollar la sintonización de la frecuencia y la

amplitud de la onda provocada por la vibración del dispositivo. De esta manera, no solo logra entrar en la formación una distancia mucho mayor sino que mientras ingresa el fluido de tratamiento, provoca la fatiga de los depósitos que se encuentran obstruyendo la formación. Esto ocasiona que haya una disminución de la fuerza aplicada para la remoción del scale presente, lo que se traduce en un impacto menos dañino sobre las áreas aledañas a los intervalos de interés. Se mejoraron los caudales de salida, se aumentó la frecuencia máxima de la herramienta, se adicionó una boquilla de chorro tipo ventilador para poder atacar los depósitos desde diferentes ángulos, se amplió la gama de diámetros de la herramienta para hacerla más versátil, entre otros avances.



Figura 13. Puslonix TFA

Fuente: Halliburton, Boots & Coots. Pulsonix TFA (Tuned Frequency and Amplitude) Fluidic Oscillator Installation and Operating Instructions. Octubre, 2014.

2.1.5 APLICACIONES DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS

- Remoción de scale y otros depósitos en la zona cercana del pozo, cañoneos y mallas, así como también puede remover:
 - Emulsiones
 - Depositación de finos.
 - Parafinas y asfaltenos.
 - Daño por cemento y lodo.
 - Daños por perforación.
 - Bloques de agua y gas.

- Estimulación primaria en formaciones de alta permeabilidad.
- Preparación antes de los tratamientos de estimulación.
- Preparación para empaquetamientos de grava.

- Limpieza del agujero entubado y en hueco abierto.
- Alteración de perfiles de inyección.
- Correcta localización de tratamientos químicos.

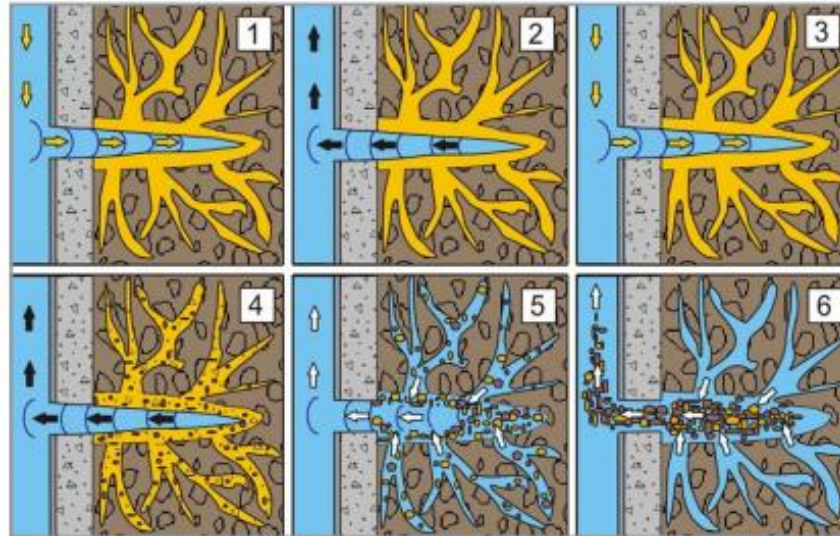


Figura 14. Vista Conceptual de los pulsos de presión removiendo el daño.

Fuente: HALLIBURTON (2015). Pulsonix TFA Service. Innovative Process for Optimizing Matrix Treatment Effectiveness.

2.1.6 CARACTERÍSTICAS Y AVANCES

Los osciladores fluidicos se encuentran disponibles en tamaños desde 1,69 a 2,88 pulgadas de diámetro exterior, y son adaptables ya sea a la tubería de juntas o a tubería flexible. La herramienta opera en una óptima caída de presión de 2000 psi aproximadamente y oscila a una frecuencia de entre 300 y 600 Hz. Esta es capaz de soportar hasta 400 °F y es adecuada para usar en servicios de pozos con yacimientos gasíferos con alto contenido de azufre. La herramienta de pulsos, incorpora una gran variedad de características en su diseño, lo cual ayuda a mejorar su confiabilidad, funcionalidad y desempeño mientras reduce costos de operación.

Dentro de las características que hacen de la HDP un accesorio innovador y a la vanguardia podemos encontrar que posee:

- Chorros de salida lateral para proporcionar máxima energía de limpieza por impacto directo sobre el revestimiento o en el área cercana al pozo.
- Impacto de fluido multi-angular.
- La turbulencia creada por los chorros laterales ayuda a elevar los cortes fuera del agujero.
- Chorros inferiores o chorros de ventilador sirven para despejar escombros, obstrucciones o puentes durante el viaje de entrada.

- Facilidad de adaptación para funcionar tanto con tubería flexible como con tubería de juntas.
- Tamaños estándar de la industria para su uso en la mayoría de los tubulares de producción: 1.69-2.88 pulgadas (diámetro externo).
- Insertos personalizados para ayudar a maximizar el caudal y las presiones.
- Insertos reemplazables.
- Oscilación en el rango de 300 a 600 Hz.
- Diseño personalizable basado en la retroalimentación del campo.

El oscilador fluídico es un muy importante accesorio en la limpieza en el fondo del pozo, removiendo diferentes tipos de scale, depósitos, parafinas, asfaltenos y finos del área cercana del pozo. El scale, por ejemplo, es fatigado como resultado de la oscilación de la herramienta, esta acción de fatiga causa la ruptura y liberación del scale de las paredes del revestimiento para su remoción fuera del pozo. Su sistema de chorro tipo ventilador posee un único diseño de disparo multiangular que permite atacar el scale en diferentes direcciones, lo cual resulta en un movimiento de elevación del scale a lo largo de las zonas intervenidas.

Los finos y otras partículas son puestos en suspensión por la turbulencia provocada por los jets, y son llevados fuera gracias al fluido de circulación (Webb, 2006).

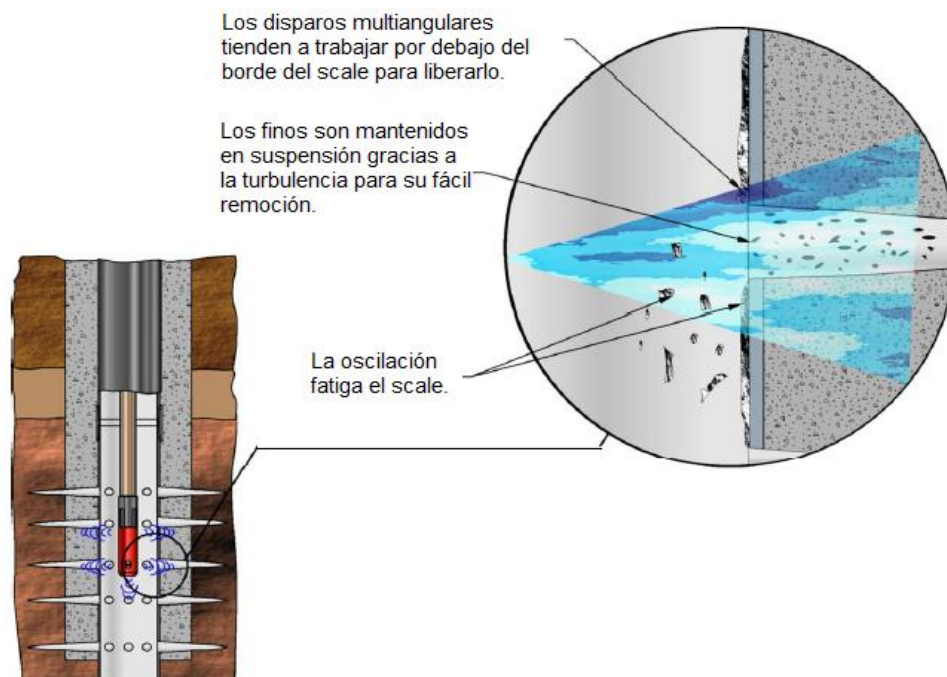


Figura 15. Efecto de limpieza del oscilador fluídico.

Fuente: Webb, E. D., Schultz, R. L., Howard, R. G., & Tucker, J. C. (2006, January 1). Next Generation Fluidic Oscillator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/99855-MS. Traducido por: Autor.

2.2 LA TUBERÍA FLEXIBLE

La tubería flexible es un equipo fundamental en la industria de los hidrocarburos, esta se encuentra asociada con trabajos de perforación, reparación, completamiento y reacondicionamiento de pozos. Utilizando fibra óptica y sensores de fondo de pozo los operadores pueden monitorear los procesos críticos, ajustar los parámetros de las operaciones y a adaptarse a las condiciones cambiantes a medida que avanza la operación. La herramienta de pulsos en conjunto con la tubería flexible proporciona una mayor eficiencia en la limpieza y la estimulación de pozos frente a otras herramientas convencionales.

Además, cuando las herramientas de localización exacta, tal como la Herramienta de Pulsos, se utilizan junto con la tubería flexible, disminuyen la cantidad de fluido bombeado en el pozo y reducen daños colaterales. Esta herramienta es de tercera generación y permite un mejor control en los caudales de flujo, emparejando la frecuencia deseada con la amplitud de las vibraciones de presión correspondientes, mejorando así la eliminación de los depósitos y la localización, para la estimulación y el uso de los tratamientos químicos adecuados.

2.2.1 ¿QUÉ ES LA TUBERÍA FLEXIBLE (TF)?

“La tubería flexible (Coiled Tubing, “CT”, por sus siglas en inglés), se define como un producto tubular fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. Los diámetros generalmente varían entre $\frac{3}{4}$ y $6 \frac{5}{8}$ de pulgada, y se comercializa en carretes, en longitudes que exceden los 9,450 metros en aceros que han soportado desde 55,000 psi hasta 120,000 psi de esfuerzo de cedencia. Cualquier operación con fines de mantenimiento o reparación de un pozo constituye un evento importante en su vida productiva. En muchos casos, una operación requiere la remoción y el reemplazo de la sarta de producción después de montar un equipo de terminación/reparación y matar el pozo. Para evitar los problemas de producción y los costos asociados con estas actividades, muchos operadores recurren a la tecnología de la TF (tubería flexible) para posibilitar la ejecución de tareas de reparación en pozos activos. Esta tecnología permite desplegar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o la tubería de revestimiento existente, mientras el pozo sigue produciendo. En el centro de cualquier operación de superficie con TF se encuentra una unidad de TF en la cual se enrolla una sección continua de tubería de acero flexible. Durante el transporte a la localización del pozo, esta tubería permanece enrollada en un carrete de almacenamiento. A medida que se desenrolla del carrete de almacenamiento, pasa a través de un tubo con forma de cuello de ganso y se endereza justo antes de ingresar

en el pozo. Al final de la operación, la TF se extrae del pozo y se vuelve a enrollar en el carrete” (Martínez, 2010, p. 6).

Describiendo las funciones que cumplen los equipos que componen la tubería flexible, Martínez, (2010, p. 6) comenta qué:

“Un cabezal de inyección remueve la sarta de TF del carrete y la baja en el pozo. Desde la cabina del equipo de TF, el operador controla el cabezal de inyección, accionado hidráulicamente para regular el movimiento y la profundidad de la sarta de TF. Un estoperero (stripper), colocado por debajo del cabezal del inyector, proporciona un sello dinámico alrededor de la sarta de producción, es un elemento clave para bajar y extraer con seguridad la sarta de tubería flexible del pozo. Un conjunto de preventoras (BOPs), colocado entre el estoperero y el cabezal del pozo, provee las funciones de control de presión. La operación es monitoreada y coordinada desde la cabina de control del equipo de TF sin necesidad de enroscar o desenroscar conexiones entre las uniones, la TF posibilita la circulación continua durante las maniobras de bajada y salida del pozo. La circulación continua durante el tratamiento del pozo mejora el control del flujo; capacidad que constituye una de las razones principales para la aplicación de la TF en intervenciones a pozos”.

2.2.2 VENTAJAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

Gracias a los conocimientos recogidos y a las experiencias vividas por medio de las pruebas desarrolladas por la empresa prestadora de servicios en campos de crudo pesado, se reconoció que la Herramienta de Pulsos cumple estándares de desempeño más altos debidos a las ventajas de las que toma provecho al proceder como accesorio de la Tubería Flexible. Algunas de las ventajas que provee la TF frente a las tuberías convencionales son:

- ✓ Seguridad y efectividad para intervenir en pozo activos.
- ✓ Rapidez en la movilización y montaje de los equipos.
- ✓ Excelente servicio como medio de transporte para herramientas de fondo en pozos altamente desviados.
- ✓ Disminución de los tiempos de viaje, lo que significa una reducción en el tiempo no productivo.
- ✓ Los costos pueden ser significativamente reducidos.
- ✓ La TF puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- ✓ Habilidad para trabajar con presión de superficie presente. No se necesita matar el pozo.
- ✓ El cuerpo de la TF no necesita hacer o deshacer conexiones.

- ✓ Las unidades son altamente móviles y compactas. Se necesitan cuadrillas menos numerosas.
- ✓ El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- ✓ Los tubulares existentes para terminación se mantienen en el lugar, minimizando los gastos de reemplazo de tubería y sus componentes.
- ✓ Bajo impacto sobre el terreno.
- ✓ Rapidez operativa y de movilización.
- ✓ La TF se puede también utilizar para colocar conductores eléctricos e hidráulicos internos permitiendo las comunicaciones y el establecimiento de funciones de energía entre los elementos de fondo de pozo y la superficie.
- ✓ Adicionalmente, las sartas modernas de TF suministran rigidez y resistencia suficientes para ser empujadas o retiradas a lo largo de pozos altamente desviados u horizontales, lo que sería imposible lograr con unidades convencionales de cable, o serían prohibitivas, por el costo, con tubería de uniones roscadas.

Existen 3 necesidades especiales a resolver en las operaciones de pozo, que se cubren con características particulares de la tubería flexible, las cuales no pueden ser llevadas a cabo por tubería de juntas o de rosca.

- Sello dinámico entre la presión de formación y la de superficie.
- Conducto continuo que se pueda bajar a un pozo permitiendo el transporte de fluidos mientras se encuentra en movimiento.
- Disposición de un medio para bajar tubería al pozo y poder recuperarla luego bajo presión.

2.3 MÉTODO CONVENCIONAL DE ESTIMULACIÓN

Dentro de los métodos que tradicionalmente se han desarrollado en la industria para realizar operaciones de estimulación y limpieza de pozos, encontramos el método convencional, el cual es realizado por el equipo de Work Over, usando tubería de juntas, bombeando a presión y sellando las zonas seleccionadas a estimular con empaques aislantes.

Se procede de la siguiente manera, después de haberse realizado los estudios necesarios, apoyándose en los registros de pozo, teniendo en cuenta el comportamiento de la producción y de acuerdo a la información obtenida en el área de yacimientos, se evalúan y se seleccionan las posibles áreas a intervenir. Se define cómo se procederá en fondo y qué tratamiento se aplicará a cada zona en particular a

estimular. Es importante tener en cuenta que las zonas más complicadas o de permeabilidades relativamente bajas, deben lograr una producción comercial sustentable, de lo contrario no se justificaría realizar un procedimiento caro para zonas que poseen un potencial de producción limitado.

En el momento en que se selecciona el área que será estimulada en el pozo, el equipo de Work Over toma posición y retira el aparejo que se encuentra en fondo, es inminente retirar cualquier método de levantamiento artificial que se encuentre en funcionamiento, ya que de lo contrario, la sarta de tubería que realizará la estimulación no alcanzará el objetivo. Después de realizarse el viaje de salida evacuando el ensamblaje de fondo, se procede a bajar tubería para posicionar empaques. Dependiendo de la zona que se intervendrá, se modifica el proceso a realizar. En caso que la zona de interés se encuentre cerca a fondo, solo será necesario establecer un empaque en la parte superior para evitar el paso del tratamiento que será aplicado a superficie, por el contrario si se necesita estimular una zona diferente (zona media) y se deba aislar el fondo (o algún sector con cañoneos), se deberán hacer dos viajes de entrada y uno de salida para posicionar ambos empaques. Los empaques más comunes se activan aplicando torque a la tubería o por tensión y peso, también existen tapones recuperables y empaques “huecos” que permiten el paso de fluido y que al mismo tiempo sellan y aíslan la zona.

Generalmente cuando se trabaja con tubería de juntas, el primer empaque que se sienta en fondo es un RBP (tapón de puente recuperable, por sus siglas en inglés), en cuanto el empaque está posicionado en la parte inferior del intervalo seleccionado, se realiza el viaje de salida, se adjunta a la sarta un empaque de peso o de tensión (depende de la profundidad del pozo) y se hace el viaje de entrada nuevamente, se sienta y se acciona el empaque que se encuentra al final del ensamblaje, este empaque debe ser hueco para permitir el paso de fluido por dentro de los tubulares. Una vez sentado y expandido el empaque superior, se bombea el tratamiento desde esa profundidad, es decir que toda la zona a estimular recibe el tratamiento desde la altura del empaque superior. Uno de los inconvenientes que se pueden presentar para las metodologías convencionales de estimulación de pozos, es que, el tratamiento al ser bombeado desde la altura del empaque (pues el empaque que se encuentra roscado no permite que el tubular continúe y se sitúe en la zona media del intervalo) va a llegar a toda el área de interés simultáneamente, lo que podría representarse en una estimulación problemática, teniendo en cuenta la variedad de la permeabilidad de las zonas en el intervalo seleccionado (como se ha mencionado anteriormente, las zonas con mayores permeabilidades tomarán mayores cantidades de fluido). Una vez el tratamiento en el intervalo seleccionado ha sido aplicado, se procede a retirar

empaques, y si es el caso, a posicionarlos en una nueva zona de interés, lo que implicaría repetir el procedimiento de colocación de empaques.

Al finalizar la estimulación, y después de haber retirado los empaques de fondo, se corre nuevamente el método de levantamiento artificial que se estaba utilizando y, naturalmente se espera un mayor aporte por parte del pozo. Para el caso de que se esté trabajando con bombas PCP, existen ocasiones en las que se corre una bomba llamada bomba de sacrificio, la cual se baja antes que la bomba de completamiento final. Esto se debe a que el ácido sobrante del tratamiento que haya quedado en fondo y/o que expulse la formación, puede afectar las propiedades mecánicas de la bomba dañando el elastómero del estator. Esta bomba de “sacrificio” es utilizada en todos los pozos después de estimularse para no afectar la bomba de completamiento final. Se evalúan los resultados de producción, y es ahí donde se determina si fue o no una estimulación exitosa.

Generalmente el costo promedio de una estimulación ácida se encuentra alrededor de los 180.000 dólares, debido a las crisis que ha presentado el sector, este año se cotizo en promedio a 110.000 dólares, se debe tener en cuenta que los precios pueden variar dependiendo de las formaciones que se van a trabajar, de la variabilidad de la permeabilidad, del número de zonas a estimular, de la cantidad de volumen de ácido a usar, entre otras; adicionalmente se cobra el equipo de Work Over, el cual también varía su costo por profundidad del pozo y tiempo de uso.

2.3.1 SOBRE LA METODOLOGÍA CONVENCIONAL

“Los factores de recuperación promedio para la mayoría de los yacimientos con mecanismos de drenajes primarios y secundarios son sólo del 25 al 35% de los hidrocarburos originalmente in situ. De igual manera, también se dejan in situ las reservas producibles en las zonas delgadas de menor permeabilidad de muchos yacimientos maduros. Las acidificaciones de la matriz y los fracturamientos hidráulicos son técnicas muy comunes de estimulación de yacimientos utilizadas para incrementar la productividad, aumentar la eficiencia de recuperación y mejorar la rentabilidad de los pozos. Sin embargo, la terminación y estimulación eficaz de yacimientos heterogéneos y de zonas productivas discontinuas entre numerosos intervalos de lutitas implica un gran desafío, particularmente cuando se requieren fracturamientos hidráulicos. Al escoger la terminación, se debe considerar el espesor, la calidad, la presión y el estado de agotamiento del horizonte productivo, así como también el costo que implica la estimulación del horizonte. Históricamente, las zonas productivas que se extienden a través de cientos de pies se agrupan en “etapas”, y cada etapa se estimula mediante

un tratamiento independiente. Cuando se utiliza un solo tratamiento a través de numerosas zonas abiertas, es difícil enfocar el tratamiento en cada una de las zonas.

Las zonas delgadas o de baja permeabilidad agrupadas con zonas de mayor espesor pueden quedar sin tratamiento o pueden no ser estimuladas en forma eficiente y, en ocasiones, algunas zonas se dejan de lado intencionalmente para asegurar la estimulación efectiva de intervalos más prolíficos. El agrupamiento de las zonas productivas en etapas más pequeñas ayuda a superar algunas de estas limitaciones y contribuye a asegurar una cobertura suficiente ya sea del tratamiento o de la fractura, pero los tratamientos de múltiples etapas normalmente requieren varias operaciones sucesivas de disparos y fracturamiento. El aislamiento de zonas individuales para su estimulación con equipos de reparación de pozos y tuberías de producción convencionales también es complicado y requiere equipos y procedimientos de reparación adicionales. En las operaciones de estimulación de múltiples etapas, cada una de las etapas tiene costos fijos. Para el caso de las operaciones de fracturamiento convencionales se agrega una redundancia a las operaciones de estimulación y aumentan los costos generales.

Cada vez que se trasladan hasta los pozos unidades de registro y equipos de bombeo para realizar operaciones de disparos y estimulación, hay gastos de movilización y montaje asociados con cada equipo. El acarreo, la manipulación y el almacenamiento de los fluidos de estimulación y de desplazamiento para cada operación de estimulación no consecutiva representa gastos adicionales. La prueba de cada etapa individual en un pozo nuevamente requiere varios montajes y aumenta considerablemente el tiempo de terminación del pozo. La terminación de algunos pozos de gas con múltiples etapas de tratamiento puede tomar semanas. Rápidamente se acumulan costos redundantes sobre los pozos con más de tres o cuatro etapas de tratamiento, lo cual influye considerablemente en los costos de estimulación. Por lo general, estos mayores costos influyen en forma importante en las decisiones y estrategias de terminación o reparación del pozo y pueden limitar el desarrollo de zonas productivas marginales que acumulativamente contienen enormes volúmenes de petróleo y de gas.

Para estimular zonas dejadas de lado en pozos existentes, la estimulación convencional exige aislar las zonas productivas inferiores mediante un tapón de arena o una herramienta mecánica de fondo de pozo, como un tapón puente recuperable o perforable. Los disparos superiores quedan herméticamente sellados mediante cementación forzada que normalmente es difícil de lograr, requiere tiempo adicional de equipo de reparación y agrega costos a la terminación del pozo. También existe el riesgo de que los disparos sellados a presión se reabran durante las operaciones de

bombeo a alta presión. Estas limitaciones, inherentes a las técnicas de estimulación convencional, reducen la eficacia de la misma. Se necesitan técnicas no convencionales de intervención de pozos para garantizar la producción de hidrocarburos de la mayor cantidad de intervalos posibles, especialmente de zonas que antiguamente no se podían terminar a un costo razonable. Las técnicas de estimulación con tubería flexible eliminan muchas de las limitaciones asociadas con los tratamientos de estimulación convencional.” (Degenhardt y Stevenson, 2001-2002).

2.4 ESTIMULACIÓN SELECTIVA

Anteriormente, “los pozos se estimulaban mediante el tratamiento de un intervalo por pozo para luego ir al pozo siguiente. Mientras una cuadrilla de estimulación trataba el primer intervalo del pozo siguiente, otra cuadrilla preparaba los pozos tratados anteriormente para la estimulación de intervalos posteriores. Se requería considerable tiempo de montaje y desmontaje de equipo para tratar hasta cuatro pozos por día. En términos de tratamientos realizados, este proceso era eficiente, pero movilizar los equipos de un lugar a otro tomaba más tiempo que el bombeo de los tratamientos realizados. Los operadores evaluaron la posibilidad de agrupar las zonas en etapas para realizar estimulaciones convencionales de varias zonas, mediante operaciones de disparos de entrada limitada, el uso de selladores de bolas y otras técnicas divergentes para aislar las zonas en forma individual, pero no podían justificar los costos de estas prácticas estándar de la industria.

Por otro lado, el tratamiento de varias zonas agrupadas en grandes intervalos, o etapas, es una técnica ampliamente utilizada. Sin embargo, la divergencia de los fluidos y el emplazamiento de apuntalantes son problemáticos en formaciones discontinuas y heterogéneas. Los tratamientos convencionales de cuatro etapas, como se observa en la figura 13, maximizan el crecimiento vertical de las fracturas, por lo general a costa de sus longitudes y de la completa cobertura del intervalo (izquierda).

Algunas zonas quedan sin tratar o pueden no ser adecuadamente estimuladas; otras son intencionalmente pasadas por alto para asegurar el tratamiento efectivo de zonas más permeables. El aislamiento y la estimulación selectivos con tubería flexible, en este caso nueve etapas, superan estas limitaciones, permitiendo a los ingenieros diseñar estimulaciones óptimas para cada zona de un intervalo productivo (derecha).

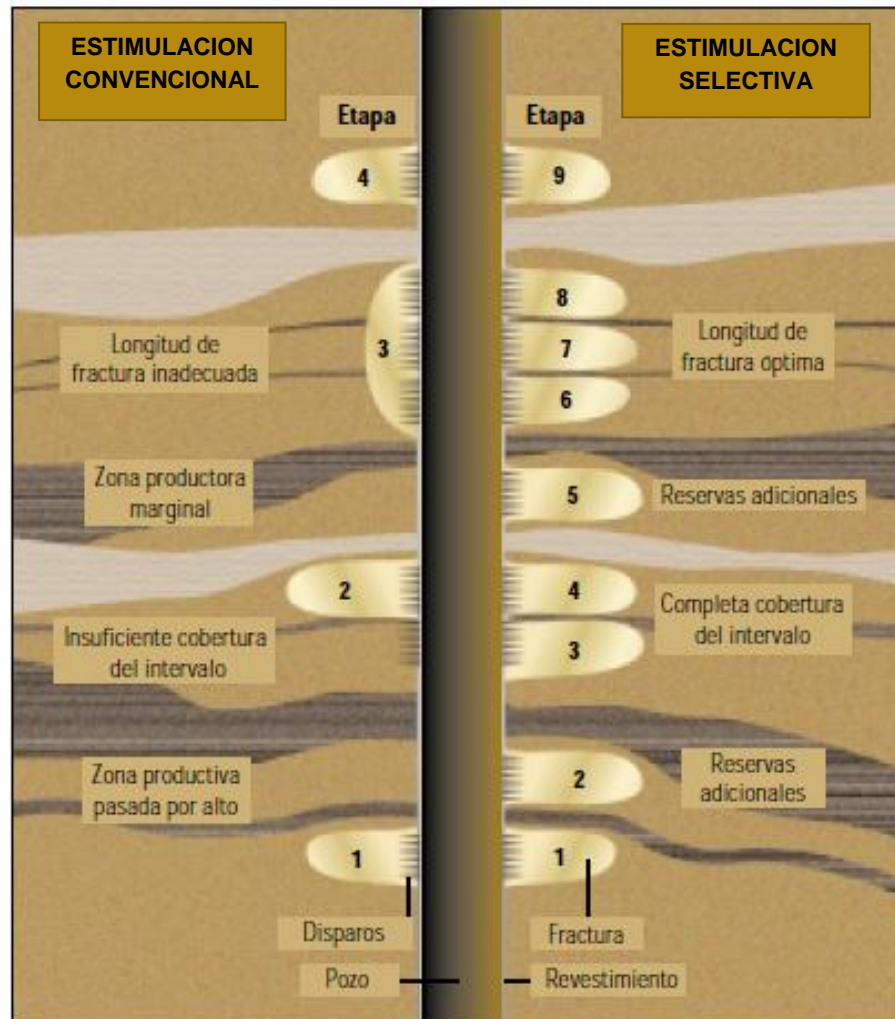


Figura 16. Estimulaciones convencionales y selectivas.

Fuente: DEGENHARDT, K., Stevenson, J., Gale, B., Gonzalez, D., Hall, S., Marsh, J., Zemlak, W. Aislamiento y estimulación selectivos. OilField Review. 2001-2002.

Una solución similar para el aislamiento de las zonas consistía en utilizar tubería flexible con un empacador mecánico de anclaje por tensión y tapones de arena. Primero se trataron las zonas más profundas anclando el empacador encima del intervalo a estimular. El programa de la estimulación para cada zona incluía arena extra para dejar un tapón de arena en los intervalos estimulados una vez finalizado el bombeo y previo al tratamiento de la zona siguiente. Cada tratamiento se efectuó con un desplazamiento incompleto y los pozos se cerraron para dejar que la arena extra decantara y formara un tapón. Mediante una prueba de presión, se verificaba la integridad del tapón de arena y se volvía a colocar el empacador encima del siguiente intervalo. Este procedimiento se repetía hasta estimular todos los intervalos de interés. La unidad de tubería flexible más grande se desmontaba y se reemplazaba por unidades de tubería flexible más pequeñas para lavar la arena e iniciar el flujo del pozo.” (Degenhardt y Stevenson, 2001-2002).

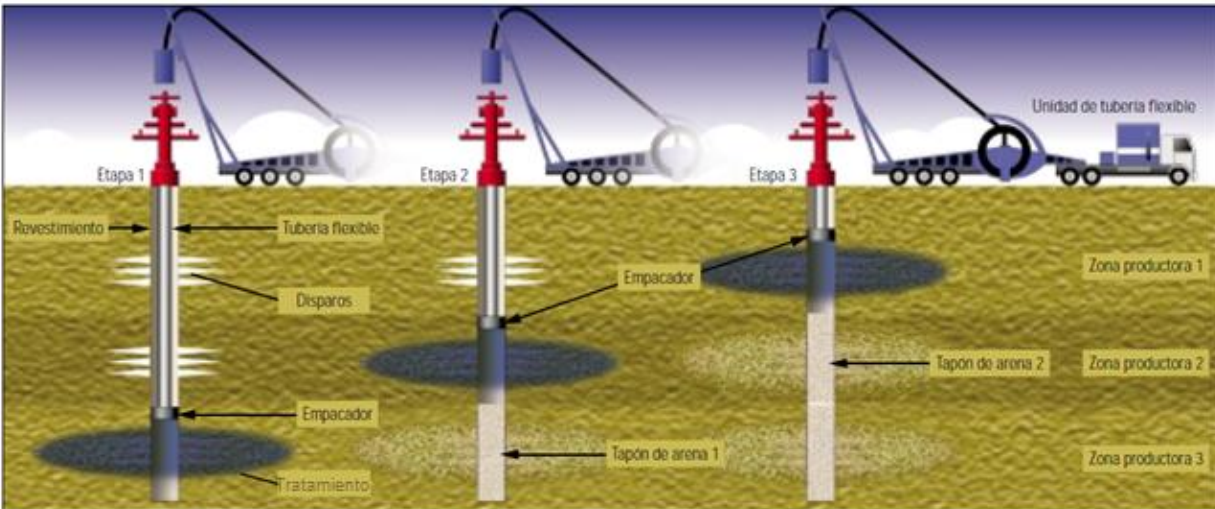


Figura 17. Estimulación con tubería flexible con un solo emparador mecánico de anclaje por tensión y tapones de arena.

Fuente: DEGENHARDT, K., Stevenson, J., Gale, B., Gonzalez, D., Hall, S., Marsh, J., Zemlak, W. Aislamiento y estimulación selectivos. OilField Review. 2001-2002.

Para el caso de la HDP se pueden apreciar los dos métodos más conocidos de estimulación con la herramienta. El primero es una estimulación “Rigless”, la cual es una técnica con la que se utiliza la TF para bombear el tratamiento frente a los intervalos de interés sin requerir el uso del equipo de Work Over. Esto es posible dependiendo de la homogeneidad de la formación y del contraste de permeabilidades. La HDP además de su tecnología se apoya en los tratamientos de divergencia química para posicionar los tratamientos. Con esta metodología se incurre en un gran ahorro de costos por equipos, costos en tratamientos y movilización de personal, además de disminuir riesgos operacionales en la manipulación de la tubería.

El segundo método parte de la metodología convencional, consiste en realizar un empaquetamiento tradicional de un gran intervalo dentro del hoyo que reúna diferentes zonas de interés a tratar. Dentro del tubing que sienta el empaque superior, se corre la tubería flexible con la herramienta de pulsos instalada y se procede a aplicar el tratamiento. De esta manera se incurre en los primeros mismos gastos que cuando se usa la metodología convencional, solo que se evita el cambio de empaquetamiento dentro del hoyo y la movilización para aislar cada zona, pues gracias al sello dinámico de la TF, la herramienta de pulsos se puede desplazar dentro del hoyo.

Aunado al procedimiento, la precisión de la HDP facilita la aplicación de tratamiento y evita daño de formación indeseable y por medio de la TF se pueden sustentar comercialmente horizontes pequeños que no serían rentables con tubería de juntas. Como se ha podido reconocer, la estimulación con TF es una buena alternativa frente a las técnicas convencionales de estimulación de yacimientos ya que muchos pozos resultan menos rentables y presentan mayores riesgos operacionales y

económicos en relación con su mayor necesidad de inversión de capital. Así mismo, en muchos campos de forma intencionada, se pasan por alto algunas zonas productivas durante las fases iniciales de desarrollo del campo y se centran solamente en los horizontes más prolíficos. Estos horizontes contienen importantes volúmenes de hidrocarburos que se pueden producir especialmente en formaciones laminadas y de baja permeabilidad. Los métodos convencionales de intervención y estimulación de pozos implican extensas operaciones correctivas, como el aislamiento mecánico de los disparos existentes o la cementación forzada de estos con múltiples viajes para efectuar disparos en las zonas previamente ignoradas.

Finalmente, las metodologías convencionales no pueden resolver condiciones mecánicas de los pozos tales como operaciones de bombeo a alta presión o no pueden ingresar en pozos de diámetro reducido, pues las opciones de reparación están limitadas por tubulares pequeños.

2.5 CASO COMPARATIVO DE ESTUDIO

La inyectividad de los pozos de inyección de agua se puede comprometer en gran medida debido a los finos, scales y otras partículas que obstruyen los poros o que provocan la creación de un revoque en la región cercana al pozo.

Los operadores periódicamente tienen que tratar estos pozos con ácido para aumentar las tasas de inyección. Mientras más frecuentemente estos tratamientos se llevan a cabo, más costoso es para el operador.

“Un operador regional en el oeste de los Estados Unidos tenía varios pozos de inyección de agua que quería tratar y estaba buscando una manera rentable y eficiente para el tratamiento de estos pozos. El operador contacto con Halliburton, quien recomendó su servicio con la Herramienta de Pulsos. El operador decidió comparar la Herramienta de Pulsos con una herramienta de chorro de rotación, la cual es el otro método preferido para operaciones de limpieza en áreas cercanas al pozo, ambas trabajaban con tubería flexible. Sin embargo, para hacer una comparación de este tipo requeriría la búsqueda de pozos con historiales y formaciones similares.

El operador seleccionó cuatro pozos en el mismo campo para realizar la prueba de comparación. Los cuatro pozos tenían una calidad similar del yacimiento, los métodos de terminación, la historia de la producción y la historia de la inyección. Los pozos fueron completados en formaciones gruesas de arenisca, con una porosidad promedio similar. Los pozos fueron perforados verticalmente y no se cementaron sino que se completaron con revestimiento pre-ranurado de 7 pulgadas. Los cuatro eran

originalmente pozos de producción de petróleo y recientemente habían sido convertidos en pozos de servicio de inyección de agua. Las tasas de inyección en cada pozo habían disminuido debido a los finos y los depósitos que formaban un revoque en los poros cerca del pozo.

En un esfuerzo por generar una comparación adecuada y proporcionar datos precisos, una fórmula índice de inyectividad fue creada para normalizar los resultados. El índice de inyectividad se calculó como la velocidad de inyección de superficie, dividida por el producto de la presión de inyección de superficie y la longitud del liner ranurado. Este índice elimina cualquier posibilidad de variaciones en la tasa de inyección causada por la fluctuación de la presión en boca de pozo de inyección. Todos los cuatro pozos recibieron el mismo tratamiento ácido, dos con la Herramienta de Pulsos y dos con la herramienta de chorro giratorio.

Las tasas de inyección y las presiones como línea de base se establecieron durante un período de 200 días antes y después de que los tratamientos de estimulación ácida por parte de la herramienta de chorro giratorio y la Herramienta de Pulsos se bombearan. El diseño del ácido consistía en un sistema típico de lodo-ácido para arenisca. Cuando se aplicó el tratamiento, Halliburton utilizó tubería flexible a la velocidad más alta posible y con una presión inferior a la presión de fractura para situar el ácido. Por lo tanto, la única diferencia en el tratamiento era el tipo de boquilla utilizada.

Los resultados de estos tratamientos mostraron que los pozos tratados con la Herramienta de Pulsos se comportaron mejor que los tratados con la herramienta de chorro giratorio. Las tasas de inyección inicial de los pozos tratados con la Herramienta de Pulsos eran casi el doble de las tasas de inyección inicial de los pozos tratados con la herramienta de chorro giratorio. La velocidad de inyección total de un pozo tratado con la Herramienta de Pulsos aumentó en 1.000 barriles de agua por día (BWPD), mientras que el de mejor rendimiento tratado con la herramienta de chorro giratorio sólo aumentó en 400 BWPD. La Herramienta de Pulsos también ayudó a aumentar la longevidad del tratamiento ácido, aumentando el tiempo entre aplicaciones.

Los resultados mejorados de los pozos tratados con el servicio de la Herramienta de Pulsos demostraron la eficacia de la herramienta. La Herramienta de Pulsos también ayuda en la colocación y la penetración del ácido, disminuyendo la cantidad de fluido bombeado por el pozo y reduciendo la huella general del tratamiento. La Herramienta de Pulsos mejoró las tasas de inyección inicial de los pozos tratados y el tiempo entre los tratamientos, lo que ayudó al operador a ahorrar tiempo y dinero” (Halliburton, 2015).

2.5.1 DESAFÍOS SOLUCIONADOS

Desafío	Solución
<p>Inyectividad decreciente de los pozos</p> <p>Una acumulación de finos y scale en la región del pozo cercano redujo la tasa de inyección en pozos inyectoros de agua.</p> <p>A Halliburton se le pidió que encontrara una manera eficaz y eficiente de penetrar y limpiar la región de cerca del pozo y aumentar la tasa de inyección.</p>	<p>La herramienta Pulsonix TFA ayudó a aumentar las tasas de inyección</p> <p>El Servicio de TFA de Pulsonix penetra de dos a seis pulgadas en la región del pozo cercano, eliminando depósitos en las mallas, ranuras y perforaciones.</p> <p>Las velocidades de inyección iniciales de los pozos tratados con la herramienta Pulsonix TFA eran casi el doble que los pozos tratados con la herramienta de chorro giratorio.</p>
<p>Tratamientos frecuentes de pozos</p> <p>El aumento de la inyección acumulativa de estos pozos también fue una prioridad. Los tratamientos frecuentes pueden ser costosos y el operador buscó una manera de disminuir el tiempo entre los tratamientos con ácido para ayudar a ahorrar tiempo y dinero.</p>	<p>Pulsonix TFA aumenta el tiempo entre tratamientos</p> <p>La herramienta Pulsonix TFA limpió la región del pozo cercano con más rendimiento a largo plazo. Los pozos tratados con la herramienta Pulsonix TFA mantuvieron la inyectividad más larga que los pozos tratados con la herramienta de chorro giratorio, aumentando los intervalos de tratamiento.</p>
<p>Comparación de datos de diferentes pozos</p> <p>Se trataron cuatro pozos con formaciones e historiales de terminación similares. Sin embargo, hubo diferencias que hicieron difícil una comparación directa entre la herramienta de pulsos y la herramienta de chorro giratorio. Se necesitó un método para comparar los resultados de forma uniforme.</p>	<p>Formula ayudó a normalizar los resultados</p> <p>Se creó una fórmula de índice de inyectividad para normalizar los resultados antes y después del tratamiento con ácido. El índice de inyectividad se calculó como la tasa de inyección superficial, dividida por el producto de la presión de inyección superficial y la longitud del revestimiento ranurado.</p>

Tabla 2. Desafíos Solucionados

Fuente: HALLIBURTON. A Case Study: Pulsonix TFA Service outperformed rotating-jet tool in well interventions. 2015. Traducido por: Autor.

3 EVALUACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE PULSOS

3.1 PARALELO DE HERRAMIENTAS

Actualmente una de las competencias que tiene la Herramienta de Pulsos en el mercado es la Jet Blaster, la cual es la boquilla de limpieza insignia en Schlumberger Company. La boquilla provee soluciones para la limpieza en fondo de pozo, pero depende de herramientas adicionales para generar un servicio bueno y completo de intervención de pozo.



Figura 18. Boquilla de limpieza - Jet Blaster
Fuente: Schlumberger. 2014. Jet Blaster. Engineered high-pressure jetting service.

CARACTERÍSTICAS Y VENTAS	PULSONIX TFA	JET BLASTER
Elimina cualquier tipo de depósito en la limpieza del pozo.	SI	SI
Boquilla de alta presión que remueve recortes hasta superficie.	SI	SI
Limpia mallas, perforados y el área cercana del pozo.	SI	SI
Remueve scales en tubería de producción y revestimiento.	SI	SI
Posee partes móviles.	NO	SI
Diámetro máximo de ensamblaje interno (2,88")	SI	SI
Trabaja con tubería flexible y tubería de juntas.	SI	NO
Eficiencia de penetración en el área cercana del pozo. (Hasta 6 pulgadas dentro del área cercana del pozo)	SI	NO

En un solo viaje limpia y estimula el pozo.*	SI	NO
Diferentes boquillas para cumplir las necesidades del cliente.	SI	NO
Tecnología de Oscilación Fluídica	SI	NO
Reduce la tortuosidad del fluido al contacto con la roca	SI	NO
Aguante máximo de temperatura dentro del pozo (400 °F)	SI	NO

Tabla 3. Paralelo técnico entre la Pulsonix TFA y la Jet Blaster.
Fuente: Recopilación hecha por: Autor.

*Schlumberger diferencia entre dos herramientas en particular para realizar estimulaciones y limpieza de pozos, la boquilla de chorros y la Jet Blaster, lo que implica más de un viaje al hoyo para realizar ambas operaciones.

Aunque la Jet Blaster resuelve las necesidades básicas de la limpieza de un pozo, sus desarrollos tecnológicos no logran superar los avances de la Pulsonix TFA; el aguante máximo de temperatura, la oscilación del dispositivo y las boquillas que provee la Pulsonix TFA son solo algunas de las ventajas de las que presume Halliburton Corporation en el mercado.

3.2 CASOS HISTORICOS

Los casos históricos que se presentarán a continuación se han desarrollado en los últimos años alrededor del mundo, usando tubería flexible e implementando la herramienta de pulsos, lo que los ha convertido en ejemplos excepcionales de tratamientos de estimulación y limpieza a la vanguardia.

3.2.1 ZAULIYAH 31

- ✓ **Cliente:** PDO (Petroleum Development Oman)
- ✓ **País:** Sultanato de Omán
- ✓ **Pozo:** Zauliyah 31

Información del pozo:

- ✓ **Casing:** 9.5/8" 40 #/’ aterrizado a 7385,17 ft (2251 m).
- ✓ **Liner:** 7" 23#/’, 7270 - 8287 ft (2216 – 2526 m).
- ✓ **Tubing:** 4 ½", 12.75 #/’ aterrizado @ 7110 ft (2167.75 m).
3 ½" x 2.7/8" con on-off connector at top, 7552 – 8051 ft (2302 – 2454 m).

- ✓ **7" PHL Packer:** 7578, 7658, 7911, 8033 ft
(2310.5, 2334.4, 2411.5, 2448.5 m).
- ✓ **2 7/8" SSD:** 7641 ft, 7893 ft, 8015 ft
(2329.65 m, 2406.63 m, 2443.46 m).
- ✓ **Perforados:** 7624–7637 ft, 7683–7778 ft, 7998–8008 ft, 8061–8074 ft.
(2324.3 – 2328.3 m, 2342.8 – 2371.3 m, 2438.3 – 2441.8 m, 2457.3 – 2461.3 m).
Pozo completado como zona multiple. Empaquetado con ESP (GC4100) productor.
- ✓ **BHT:** 179 °F (82 °C)
- ✓ **Formación:** Sandstone (Upper Gharief 1, 2 and Middle Gharief 1, 2)

El pozo se perforó y se completó sin realizar ninguna limpieza de perforados. En su puesta en marcha, el pozo producía 1258 bbl/día (200 m³/día) netos, y su desempeño se encontraba por debajo de las expectativas. Así que se identificó como un candidato a estimulación.

Halliburton diseñó un programa de limpieza de perforados y estimulación de la matriz usando tubería flexible de 1.5" implementando la herramienta de pulsos.

La operación de limpieza se desarrolló en dos etapas usando los siguientes fluidos:

- ✓ 26.417 gal (100 m³) de salmuera NH₄Cl al 5% – Rata de bombeo: 32 gal/min
- ✓ 10000 scf de Nitrogeno – Rata de bombeo: 10 SCF/min

3.2.1.1 Fluido de estimulación

- ✓ 82 bbl (13 m³) de preflujo de salmuera (Clayfix 5)
- ✓ 88 bbl (14 m³) de preflujo ácido (ClaySafe 5)
- ✓ 31 bbl (5 m³) primera etapa de ácido (Sandstone completion acid)
- ✓ 88 bbl (14 m³) segunda etapa de ácido (Fines Control Acid)
- ✓ 31 bbl (5 m³) de postflujo ácido (ClaySafe 5)
- ✓ 82 bbl (13 m³) de postflujo de salmuera (ClayFix5 + 10% Musol)

Después de limpiar el intervalo de perforación con el fluido de limpieza que se indicó anteriormente y conforme a los retornos limpios, la estimulación de las formaciones UG-2 y MG-2 se hizo de forma selectiva presionando el fluido de estimulación descrito anteriormente. La rata de bombeo fue de 66 gal/min (250 L/min). Una elevación de nitrógeno se realizó inmediatamente después de finalizada la estimulación de cada intervalo para recuperar fluido de estimulación fuera del agujero.

Después de una limpieza exitosa y del trabajo de estimulación, el pozo comienza a producir 2943 bbl/día (468 m³/día) neto, de los cuales 2925 bbl/día (465 m³/día) son de petróleo neto. Esta tasa de producción se ha mantenido durante los últimos 4 meses.

3.2.1.2 Comentarios de los Clientes

Un correcto diagnóstico de daños es muy importante en la estimulación de pozos. Es de tal importancia en el proceso, que demuestra claramente el acertado criterio de ingeniería. La aplicación de la tecnología adecuada resultó en una muy exitosa intervención, la cual ha permitido reconocer el potencial del pozo. Esto demuestra claramente el valor del servicio que Halliburton está proporcionándole a PDO (Petroleum Development Oman).

3.2.2 VIOSCA KNOLL 826

Información del pozo:

- ✓ **Intervalo del pozo:** Arenas de Cib Carst
- ✓ **Ubicación:** Houston, Texas.

- ✓ **Casing:** 0 - 9631 ft (MD)
 - Diámetro Externo 9.625 in
 - Diámetro Interno 8.535 in
 - Peso Lineal 53.50 lbm/ft
 - Grado Casing P-110

- ✓ **Liner de producción:** 9339 - 13550 ft (MD)
 - Diámetro Externo 7.000 in
 - Diámetro Interno 6.184 in
 - Peso Lineal 29 lbm/ft
 - Grado Casing P-110

- ✓ **Tubing de producción:** 0 - 13221 ft (MD)
 - Diámetro Externo 3.500 in
 - Diámetro Interno 2.992 in
 - Peso Lineal 9.30 lbm/ft
 - Grado Casing 13CR

- ✓ **Intervalo perforado:** 13274 - 13324 ft (MD)
10649 - 10686 ft (TVD)

- ✓ **Media de perforación TVD:** 10667.50 ft

- ✓ **BHP:** 4,455 psi
- ✓ **BHT:** 212°F

- ✓ **Profundidad de agua:** 1,928 ft

- ✓ **Tubería flexible:**
 - Longitud: 15,570 ft
 - Grado del material: QT-900/90,000 Yield
 - Capacidad: 24.8 bbl
 - Peso: 35,800 lbs

3.2.2.1 Procedimiento de trabajo

Reunión de seguridad con todo el personal. Asegurar que todo el personal entienda los objetivos del trabajo y sus procedimientos. Discutir e identificar posibles peligros y las precauciones de seguridad. Asegurar los EPP (Equipos de Protección Personal) apropiados y las herramientas que se utilizarán para la tarea. Descargar el equipo de tubería flexible en la locación. Preparar boca de pozo e instalar elevador según sea necesario.

- **Equipo requerido:**
 - ✓ 8 - shackles (minimum 3 ton load rating)
 - ✓ 4-14' x 3/8" high test chains
 - ✓ 16 - 1 3/a" x 16" flange bolts for 11" IOK flange (2 nuts / bolt)
 - ✓ 12 -1" x 8" stud bolts for 3.06" 10K flange (2 nuts / bolt)
 - ✓ 4-1/8" hairpin clips (for injector pins)
 - ✓ Ring gaskets for large stiffener flange (BX 154 and BX 158)

Las presiones esperadas basados en el modelo de tubería flexible de 15.570 pies de 1.5".

Rata – bpm	Presión de la bomba - psi	WHP - psi	BHTP - psi
0.25	200	10	4,722
0.50	850	366	5,083
0.75	1,950	727	5,443
1.0	3,262	1,087	5,804
1.25	4,780	1,448	6,165
1.50	6,485	1,809	6,526
1.75	8,400	2,170	6,887

Tabla 4. Presiones basadas en modelo de TF de 15.570' de 1.5"
Fuente: Halliburton, Pulsonix Case History. Traducido por: Autor.

La dinámica del pozo puede requerir que la tubería flexible esté a una profundidad predeterminada para asegurar que las presiones en la tubería flexible se mantengan en el rango de operación deseado para las operaciones de bombeo de CO2.

Precaución: En ningún momento permita que la presión en la tubería flexible caiga por debajo de 75 psi, o de otra manera, se formará hielo seco en la tubería. El hielo seco (CO2 sólido) tiene una temperatura de -109 °F a presiones atmosféricas. Esta baja de temperatura puede causar que el acero templado se vuelva frágil. El CO2 líquido atrapado entre los tapones de hielo seco se expandirá a medida que este se caliente y puede exceder los valores de presión de estallido de la tubería flexible.

Después de la etapa de CO2 recíprocar la tubería flexible periódicamente a través del intervalo de mallas para asegurar la penetración máxima del tratamiento ácido. Bombear el siguiente programa @ 0,5 - 1,0 ppm, será necesaria una velocidad mínima de 1 ppm para activar la herramienta de pulsos. Profundidad de la bobina - 13,270' (por encima de perforados). Recíprocar la tubería flexible a la más baja velocidad posible al menos dos veces durante este parte del tratamiento:

- ✓ 1,250 gal de Xileno como preflujo
- ✓ 10,000 gal CO2
- ✓ 7,500 gal Clay-Safe H Acid + 25% CO2
- ✓ 625 gal K-Spar Acid + 25% CO2
- ✓ 625 gal Fines Control Acid + 25% CO2
- ✓ 1,000 gal 5% Clayfix overflush + 25% CO2
- ✓ 210 gal Diverter 5% Clayfix Water @ 70 Quality w/CO2

Profundidad de la bobina - 13.300' (en la mitad de los perforados). Reciprocarse la tubería flexible a la más baja velocidad posible al menos dos veces durante esta parte del tratamiento:

- ✓ 7,500 gal Clay-Safe H Acid + 25% CO₂
- ✓ 625 gal K-Spar Acid + 25% CO₂
- ✓ 625 gal Fines Control Acid + 25% CO₂
- ✓ 2,500 gal 5% Clayfix overflush + 25% CO₂

Desplazar con agua Clayfix al 5%, a continuación fluya de nuevo el ácido tan pronto como sea posible. Comience POOH (Pull Out Open Hole) con TF y asegure el pozo. Poner el pozo en producción por el flujo de retorno.

3.2.2.2 Flujo de retorno

Una adecuada formación de pre-acondicionador de CO₂ separa los precipitados del ácido gastado, del petróleo crudo, en pro de evitar la interacción entre ellos. Mantener estas fases aparte previene la formación de emulsiones y lodos. La mayoría de los pozos tratados con un preacondicionamiento adecuado de CO₂ no han requerido tratamientos especiales de los retornos de ácidos usados para evitar trastornos en las instalaciones de superficie. En mayor parte, ha sido posible procesar los retornos de ácido gastado junto con la producción concurrente de otros pozos sin tratamiento químico adicional o modificaciones significativas de operación de las instalaciones de superficie.

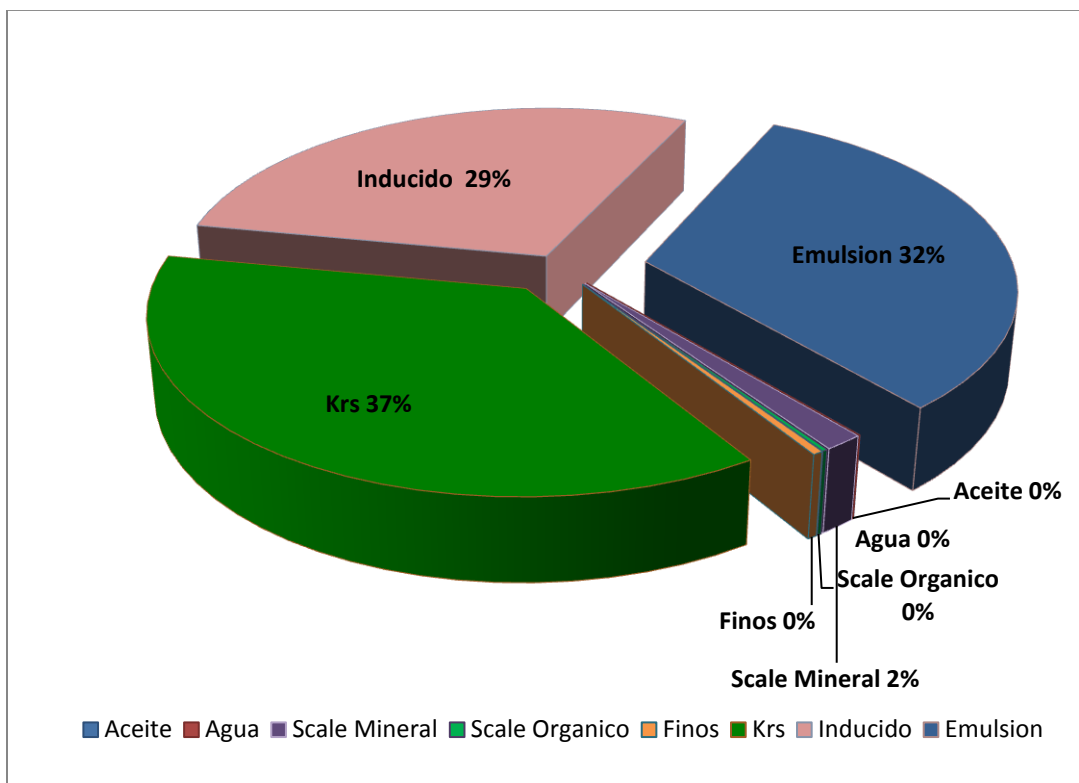
3.3 CASO DE ÉXITO 2015 COLOMBIA

Por normas y acuerdos de confidencialidad el nombre del campo real no será mencionado en este documento, por ende se nombrará como campo Usco; así mismo los pozos pertenecientes al campo diferirán de sus nombres reales.

3.3.1 ANTECEDENTES

A mediados del 2010 se presentó una declinación en la producción que se obtenía del campo Usco; la declinación de la producción del campo Usco radicó en una amplia variedad de factores. En un análisis en detalle se identificaron algunas de las causas de este comportamiento de declinación. La baja productividad del campo fue atribuida a daños en la formación; en primer lugar, las causas del daño fueron de origen mecánico gracias a las diferentes actividades de Work Over realizadas a través de la vida del pozo, en segundo lugar, la disminución de la producción fue gracias al

depletamiento o agotamiento de la energía natural del yacimiento, y en tercera medida, a factores tales como el daño inducido en la perforación del pozo.



Gráfica 1. Estudio daño en formación Campo Usco.

Fuente: Ecopetrol (2016). Informe de Evaluación de estimulaciones realizadas en el año 2015.

El daño en formación ocurre cuando existe una obstrucción que reduce el flujo de fluidos del medio poroso hacia el pozo, reduciendo así la producción de la formación productora. Teniendo en cuenta que el campo Usco tiene una variabilidad de permeabilidad en la zona productora de 100 md a > 10 darcy, se previó que causaría un gran inconveniente en caso de estimulación matricial dadas las condiciones de la formación, puesto que al ser los fluidos de estimulación inyectados, estos se direccionarían por las zonas de alta permeabilidad o por caminos preferenciales; esto hizo que las estimulaciones realizadas en el pasado no fueran exitosas. Para solucionar este problema se desarrollaron varios estudios en pro de determinar una estimulación y un tratamiento eficientes para este tipo de yacimientos.

En el año 2014 se realizó una campaña de estimulación matricial Rigless con cinco pozos cuyo tren de fluidos se realizó con un reductor de viscosidad como preflujo y un tren secuencial de ácido fórmico/acético con espuma nitrogenada. Los resultados fueron satisfactorios, logrando un incremental de producción de 897 BPPD en total para la campaña, cumpliendo con la promesa volumétrica de 150 BPPD por pozo. Sin embargo, durante la ejecución de los trabajos, se detectó que el ingreso del tren

fórmico/acético redujo la presión de inyección de fluidos de manera considerable, del orden de 1300 psig, detectando una alta remoción del daño en la cara de la formación por precipitación de inorgánicos, lo cual llevó a replantear el procedimiento de las estimulaciones. Se determinó reducir y/o eliminar el reductor de viscosidad e incrementar los radios de penetración del tratamiento ácido y orgánico, con el fin de incrementar las tasas extractivas de producción y reducir los costos en un 50% (costo promedio entre USD\$ 460.000 y USD\$ 530.000 por pozo).

3.3.2 EL TRATAMIENTO

Teniendo en cuenta los estudios y los análisis realizados por los ingenieros, se determinó ejecutar los trabajos de estimulación matricial “Rig-less”, la cual es una técnica en la que se utiliza un Coiled Tubing o “tubería flexible” para bombear el tratamiento frente a los perforados sin requerir el uso del equipo de Work Over, ni realizar cambios en el sistema de levantamiento, lo que implica una reducción en los gastos y un incremento en el ahorro en costos considerable.

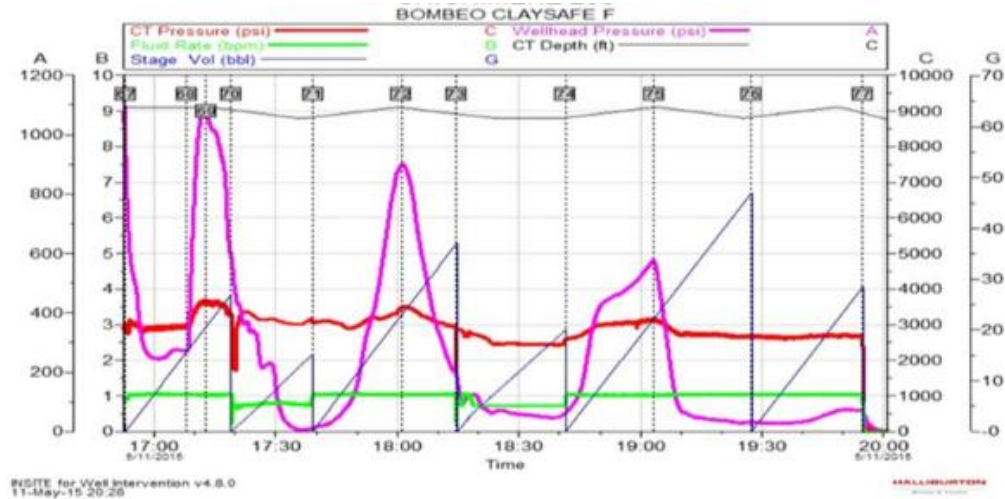
En los pozos de campo Usco se estaba usando como método de levantamiento artificial bombas ESP (Bombas Electro Sumergibles, por sus siglas en inglés) y debido a esta situación operacional, bajar empaques mecánicos para realizar una divergencia era imposible, sin embargo, se había posicionado con anterioridad, como parte del ensamblaje de fondo, una “Y” tool (herramienta de bypass), el cual es un ensamblaje que permite correr la tubería flexible en un extremo y en el otro posicionar una ESP. Por esta razón se investigó qué tipo de divergencia química bombeada y qué tratamiento se podría aplicar al campo considerando que se enfrentaba a un yacimiento de crudo extrapesado; se debían tener en cuenta variables tales como la reacción o incompatibilidad fluido-fluido o fluido-roca en el yacimiento, o de otra manera generaría mayores problemas y ocasionaría daños secundarios o taponamientos inducidos en fondo. El equipo de trabajo se inclinó por la utilización de espumas nitrogenadas y mediante pruebas de laboratorio se determinó la calidad de la espuma, el tipo de fluido base a utilizar, la concentración del espumante, y los volúmenes de nitrógeno vs la fase líquida para formar la calidad de la espuma que se requería. Se logró obtener una calidad de espuma mayor al 70%, cuyo tiempo de vida es mayor a 3.3 horas, el cual es el tiempo necesario para bombear el fluido y que este llegue a formación para generar la divergencia química, de esta manera el tratamiento principal obtendría la mayor efectividad posible. Las pruebas de laboratorio arrojaron el logro de formular una salmuera espumada energizada con nitrógeno, cumpliendo así con los requerimientos de compatibilidad fluido-fluido y fluido-roca sin presencia de reprecipitados ni emulsiones.

Los tratamientos matriciales en el campo Usco fueron realizados con varios aseguramientos operativos, uno importante en este tipo de operaciones es el confinamiento del pozo antes de que sea bombeado el tratamiento principal, entiéndase por confinamiento el llenado del pozo ya sea con salmuera o salmuera-espuma nitrogenada con presión positiva tanto en tubing como en el anular inmediatamente antes del bombeo del tratamiento orgánico-acido. Una vez confinado el pozo se procedió a bombear secuencialmente el tratamiento orgánico con divergencia química, se esperó el tiempo de remojo establecido y consecuentemente se bombeó el tratamiento principal de ácido con espuma nitrogenada.

Gracias al sello dinámico que provee la tubería flexible, la herramienta de pulsos se pudo desplazar y posicionar dentro del pozo mientras se encontraba confinado, aplicando así el tratamiento en los intervalos seleccionados, lo cual redujo considerablemente los tiempos de operación al no tratarse de intervalos empaquetados por separado. A través de las boquillas laterales de la HDP se aplicaron los tratamientos previstos, impactando así en las zonas de interés y evitando desperdicios de ácido y espuma de tratamiento, y efectos colaterales como daños a la formación. Por medio de los sensores eléctricos de posicionamiento de la TF la localización de los intervalos a tratar fue más precisa, de esta manera se disminuyeron inconvenientes que por metodologías convencionales si se hubieran presentado.

Los comportamientos de presión en cabeza una vez el primer bache de espuma nitrogenada llegó a formación y realizó la divergencia química se muestran a continuación, la función de este bache era taponar las zonas de alta permeabilidad, por lo que se incrementó la presión; el siguiente bache enviado fue de ácido y espuma nitrogenada, lo cual hizo que las zonas de permeabilidad media se taponaran temporalmente permitiendo así que el tratamiento principal trabajara en las zonas taponadas o de menor permeabilidad.

Por último se bombeó de nuevo otro tren o secuencia final, el cual hizo que se taponaran las zonas de baja permeabilidad, por ende se mojaban con ácido las zonas con más altos grados de taponamiento. Todo esto es a lo que se le conoce como estimulación matricial con divergencia química secuencial usando tratamientos orgánico-ácidos.

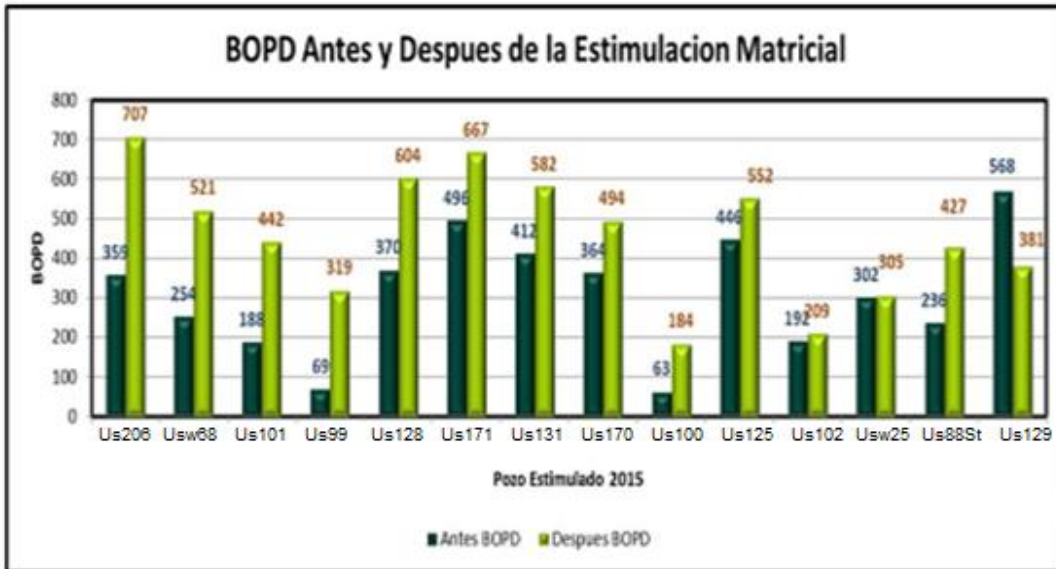


Gráfica 2. Efecto de la divergencia nitrogenada en formación.
Fuente: Halliburton (2015). Bombeo Espuma Nitrogenada. Gráfica Pozo Usco-206.

3.3.3 LA PLANEACIÓN

Se tenía un plan de realizar 23 pozos en campo Usco, de los cuales 3 pozos eran piloto y 20 de la campaña 2015, por varios motivos tales como bombas aterrizadas, pozos sin buen potencial, logística y tiempo, se lograron ejecutar solo 18 pozos de los cuales se iniciaron 17 y hasta la fecha se han probado 16 pozos. La producción incremental en BPPD total de todos los pozos fue de 2262 BPPD, con un promedio por pozo de 170 BPPD, teniendo en cuenta que la promesa volumétrica fue de 140 BPPD.

El costo promedio por pozo fue de \$252.235 USD, comparado con el costo de servicio de un equipo de Work Over en promedio de \$1.000.000 USD/Pozo. Todos los pozos estimulados tienen un VPN (valor presente neto) positivo con un flujo de caja rentable con respecto a la producción incremental que se obtuvo, de los 16 pozos solo 2 pozos no cumplieron. De los 14 pozos estimulados 8 superaron en gran medida los 140 BPPD incrementales como promesa volumétrica, 3 pozos superaron 100 BPPD, 2 pozos no tuvieron incremental alguno y 1 pozo estuvo por debajo de su producción antes de la estimulación, 2 pozos sin probar.



Gráfica 3. BOPD Antes y después de la estimulación matricial.

Fuente: Ecopetrol (2016). Informe de Evaluación de estimulaciones realizadas en el año 2015.

No.	POZO	Antes BOPD	Después BOPD	Incremental BOPD	Divergencia Nitrogenada
1	Us206	359	707	348	CON DIVERGENCIA
2	Us68	254	521	267	CON DIVERGENCIA
3	Us101	188	442	254	CON DIVERGENCIA
4	Us99	69	319	250	CON DIVERGENCIA
5	Us128	370	604	234	CON DIVERGENCIA
6	Us88st	236	427	191	CON DIVERGENCIA
7	Us171	496	667	171	CON DIVERGENCIA
8	Us131	412	582	170	CON DIVERGENCIA
9	Us170	364	494	130	CON DIVERGENCIA
10	Us100	63	184	121	CON DIVERGENCIA
11	Us125	446	552	106	CON DIVERGENCIA
12	Us102	192	209	17	CON DIVERGENCIA
13	Usw25	302	305	3	CON DIVERGENCIA
14	Us129	568	381	-187	CON DIVERGENCIA

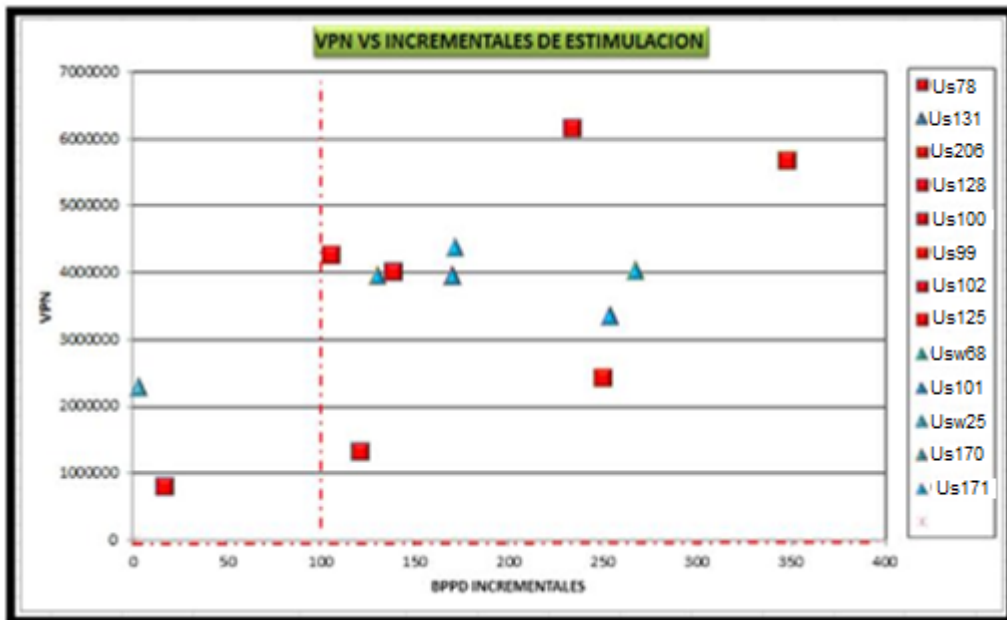
Tabla 5. Pozos donde se aplicó Divergencia Nitrogenada

Fuente: Ecopetrol (2016). Informe de Evaluación de estimulaciones realizadas en el año 2015.

En los gráficos 4 y 5 se muestran los costos USD con respecto a los incrementales de estimulación 2015.



Gráfica 4. Costos USD Vs Incrementales de estimulación
Fuente: Ecopetrol (2016). Informe de Evaluación de estimulaciones realizadas en el año 2015.



Gráfica 5. VPN Vs incrementales de estimulación.
Fuente: Ecopetrol (2016) Informe de Evaluación de estimulaciones realizadas en el año 2015.

Es así como campo Usco se posiciona como un campo innovador a nivel Nacional e internacional en el manejo de recobro mejorado y es pionero en implementar metodologías innovadoras apoyándose en la Herramienta de Pulsos, en yacimientos de crudos pesados a altas temperaturas, incrementando la producción de crudo con bajos costos de inversión; la estrategia ya fue expandida a otros campos de Colombia con producción de crudo extrapesado.

Los buenos resultados de las campañas 2014 y 2015 determinaron el tren de fluidos, el procedimiento operativo óptimo y las herramientas adecuadas para obtener la mayor eficiencia de remoción de daño de formación en futuras operaciones. De esta manera apalancaron la campaña 2016 para la realización de 12 trabajos de estimulación matricial.

Esta técnica puede ser implementada en otros campos siempre y cuando se realice un estudio de la interacción fluido-fluido, fluido-roca y otros análisis en la petrofísica del yacimiento para determinar así su practicidad y su utilización en campos que posean crudos livianos.

3.3.4 CARACTERIZACIÓN DEL FLOW BACK

Después de realizar la evaluación de los diferentes retornos del tratamiento ácido bombeado (ClaySafe F), se procedió a escoger el pozo Us-128 de la empresa operadora, para efectuar los respectivos análisis bajo los lineamientos y procedimientos internos de laboratorio.

Lo que se procedió a determinar fue el contenido de agua y sedimentos (BSW) de los diferentes retornos del tratamiento bombeado y a caracterizar las muestras acuosas obtenidas en Us-128. El procedimiento utilizado para determinar el agua y el sedimento en el crudo fue el método de centrifugación; este método no siempre suministra los resultados más exactos, pero es considerado práctico y bastante preciso.

Por otro lado, los análisis fisicoquímicos permitieron determinar los parámetros de la muestra acuosa. Esta caracterización puede parametrizar muestras acuosas ya sean de formación, de retorno o de fluido base, de acuerdo a los procedimientos internos del laboratorio.

3.3.4.1 Determinación del BSW

En la tabla 4 que se cita a continuación es posible observar los diferentes retornos del tratamiento ácido bombeado (ClaySafe F), los cuales llegaron al laboratorio con el fin de caracterizar la muestra acuosa contenida en estos. Es

importante mencionar que los retornos allí registrados se diferenciaron de acuerdo a la hora en que fueron tomados en el pozo.

Es importante resaltar que la separación del material oleoso presente en cada uno de los retornos, se hizo sin utilizar ningún tipo de aditivo químico.

Determinación del BSW				
Retorno No.	Fecha de muestreo	Hora de muestreo	Condiciones de la prueba	BSW (%)
1	05-01-2015	12:00	Muestra acuosa sin químico	0.05
2	05-01-2015	15:00	Muestra acuosa sin químico	0.05
3	05-01-2015	17:00	Muestra acuosa sin químico	0.05
4	05-01-2015	20:00	Muestra acuosa sin químico	0.15
5	05-01-2015	23:00	Muestra acuosa sin químico	0.50
6	05-02-2015	02:00	Muestra acuosa sin químico	0.15
7	05-02-2015	05:00	Muestra acuosa sin químico	0.25
8	05-02-2015	08:00	Muestra acuosa sin químico	0.60
9	05-02-2015	12:00	Muestra acuosa sin químico	0.15
10	05-02-2015	13:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
11	05-02-2015	17:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
12	05-03-2015	21:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
13	05-03-2015	23:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
14	05-03-2015	N.D	Muestra acuosa sin químico	0.4
15	05-04-2015	01:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
16	05-04-2015	05:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
17	05-04-2015	15:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
18	N.D	01:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
19	N.D	03:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
20	N.D	05:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
21	N.D	07:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
22	N.D	09:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
23	N.D	11:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
24	N.D	13:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
25	N.D	14:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
26	N.D	14:00 (R)	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
27	N.D	15:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
28	N.D	16:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
29	N.D	17:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
30	N.D	19:00	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
31	N.D	20:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A
32	N.D	22:30	No hay suficiente muestra para determinar BSW	N.A

Tabla 6. Determinación del contenido de agua y sedimentos.
Fuente: Halliburton (2015). Informe Soporte Técnico Laboratorio PE.

3.3.4.2 Caracterización Físicoquímica de las Muestras Acuosas

En la tabla 5, la cual se cita a continuación, es posible ver los resultados de la caracterización físicoquímica de las muestras acuosas pertenecientes a los diferentes retornos del tratamiento ácido bombeado (ClaySafe F) en el pozo Us-128.

Es importante mencionar que los retornos registrados en la tabla se diferencian de acuerdo a la hora en que fueron recogidas las muestras en el pozo.

Resultados de la Caracterización Físicoquímica de las Muestras Acuosas										
Retorno No.	Fecha	Hora	pH	Cl ⁻ (mg/L)	Fe ⁺² (mg/L)	Ba ⁺² (mg/L)	SO ₄ ⁻² (mg/L)	CaCO ₃ (mg/L)	[] Ácido (% CH ₃ COOH)	
1	05-01-2015	12:00	6	7548.29	1.35	2	100	116	N.A	
2	05-01-2015	15:00	6	380.41	7.00	0	0	82	N.A	
3	05-01-2015	17:00	7	630.69	10.0	0	100	86	N.A	
4	05-01-2015	20:00	4.5	16017.6	695	50	0	7000	0.1082	
5	05-01-2015	23:00	4.5	70077	1070	3000	1300	50000	0.1082	
6	05-02-2015	02:00	4.5	80088	2120	2000	12000	113000	0.4087	
7	05-02-2015	05:00	3.5	120132	2950	6000	11000	109000	0.4808	
8	05-02-2015	08:00	3.0	130143	3200	2000	10000	124000	0.9135	
9	05-02-2015	12:00	2.5	90099	3180	2000	1100	8000	1.1058	
10	05-02-2015	13:00	3.0	110121	3190	24000	12000	102000	1.2020	
11	05-02-2015	17:00	3.0	70077	3820	20000	100	13000	1.1780	
12	05-03-2015	21:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
13	05-03-2015	23:00	3.0	80088	990	19000	150	6000	1.3394	
14	05-03-2015	ND	5.5	140154	5120	1200	1100	15000	N.A	
15	05-04-2015	01:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
16	05-04-2015	05:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
17	05-04-2015	15:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
18	N.D	01:30	3.0	70077	620	17000	100	6000	1.5025	
19	N.D	03:30	3.0	No hay suficiente muestra acuosa						
20	N.D	05:30	3.0	No hay suficiente muestra acuosa						
21	N.D	07:30	La muestra no permite tener muestra acuosa							
22	N.D	09:30	3.0	160176	5270	1800	200	7000	1.5626	
23	N.D	11:30	3.0	No hay suficiente muestra acuosa						
24	N.D	13:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
25	N.D	14:00	3.0	80088	2710	14000	10000	92000	1.1299	
26	N.D	14:00 (R)	3.0	110121	2900	13000	1000	9000	1.2982	
27	N.D	15:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
28	N.D	16:00	3.0	37040.7	471	1200	100	1900	1.3462	
29	N.D	17:00	3.0	No hay suficiente muestra acuosa						
30	N.D	19:00	La muestra no permite tener muestra acuosa							
31	N.D	20:30	3.0	No hay suficiente muestra acuosa						
32	N.D	22:30	3.0	35038.5	563	1700	100	1200	1.3222	

Tabla 7. Caracterización Físicoquímica de las muestras acuosas.
Fuente: Halliburton (2015). Informe Soporte Técnico Laboratorio PE.

Dentro de las convenciones usadas se mencionará que, el “N.D” citado en la columna “Fecha de muestreo” hace referencia a “No disponible”, “La muestra no

permite obtener muestra acuosa” se debe a que la separación del fluido acuoso del material oleoso no fue posible ni por centrifugación, ni por decantación por gravedad; asimismo, el “No hay suficiente muestra acuosa” se debe a que la separación de fluido acuoso del crudo, ya sea por centrifugación o decantación, fue muy pequeña que solo fue posible determinarle un parámetro fisicoquímico, en este caso, el pH, es decir, la caracterización fisicoquímica no se pudo realizar en su totalidad.

De acuerdo a los resultados obtenidos es posible concluir que los retornos del pozo de Us-128, presentan un alto contenido de agua y un bajo porcentaje de material sólido, con base en la caracterización fisicoquímica de las muestras acuosas de los retornos de Us-128, es posible citar que la mayoría de estos presentan un alto contenido de cloro, hierro, bario, sulfatos y carbonato de calcio. La mayoría de los retornos son ácidos, como era de esperarse, puesto que el tratamiento bombeado era ClaySafe F; la concentración de ácido acético oscila entre 0.1-1.6%.

4 CONCLUSIONES

- De acuerdo a las comparaciones mencionadas en el documento, la Herramienta de Pulsos actúa como un equipo innovador gracias al efecto coanda y a la oscilación que se provoca dentro del dispositivo, lo que disminuye la tortuosidad del tratamiento aplicado, cumpliendo así con las necesidades de los clientes, tales como la eliminación de los depósitos orgánicos e inorgánicos en formación, permitiendo la reducción de costos al realizar varias operaciones de pozo en un mismo viaje, reduciendo movilización de equipos y personal, y optimizando los tiempos de operación al trabajar con tubería flexible.
- La Herramienta de Pulsos posee características que aunadas al sello dinámico que proporciona la tubería flexible, reemplazan y mejoran las operaciones de estimulación y limpieza de pozos en campo que solían realizarse por metodologías convencionales, tales como el empaquetamiento múltiple que se realiza por cada intervalo a estimular y el posicionamiento poco preciso del tratamiento.
- Se demostró que en pozos de crudo pesado, tales como los mencionados en Campo Usco, la eficiencia de la Herramienta de Pulsos muestra un avance provechoso en cuanto al aumento de la producción de barriles de aceite, cumpliendo con una promesa volumétrica de 140 BOPD en más del 55% de los pozos y en más del 20% hubo un incremento que superó los 100 BOPD, ya sea combatiendo daños orgánicos e inorgánicos.
- Teniendo en cuenta los casos presentados, la Herramienta de Pulsos ha cumplido sus objetivos (caso de éxito, en Omán y en Houston) y se prevé una campaña importante para el 2016 en Colombia.
- La Herramienta de pulsos demostró no solo mejorar la cantidad de barriles de aceite extraídos en pozos productores, sino, mejorar la cantidad de barriles de agua inyectados en pozos auxiliares, en el caso de estudio en Texas, se demostró que hubo un aumento de la tasa de inyección en los pozos tratados por la herramienta de pulsos en 1000 BPD mientras que la competencia solo tuvo un aumento de la tasa de inyección en 400 BPD.

Glosario

***Workover:** Reacondicionamiento o intervención de un pozo de petróleo que implica técnicas invasivas en el yacimiento.

***Md:** Por su siglas en inglés (Measured Depth), es la medida de longitud total del pozo con teniendo en cuenta su desviación.

***Darcy:** Son unidades de la permeabilidad 1 darcy permite un flujo de 1 cm³/s de un fluido con viscosidad 1 cp (1 mPa.s) bajo un gradiente de presión de 1 atm/cm actúa a través de un área de 1 cm². Los valores típicos de permeabilidad van tan alto como 100.000 darcys de grava, a menos de 0,01 microdarcy para el granito.

***SCFM – SCF/min:** Standard Cubic Feet per minute (Pies Cúbicos estandar por minute). Es la rata de flujo volumétrico de gas corregido para estandarizar condiciones de presión y temperature.

***Rig less:** Técnica con la cual se utiliza un Coiled Tubing para bombear el tratamiento frente a perforados sin requerir el uso del Equipo de Workover.

***Unidad de Flush By:** Es un equipo de varilleo y lavado de pozo, el cual cuenta con un tanque y una bomba triplex que permite realizar algunas operaciones y sustituir en algunos casos el equipo de WO.

***Y Tool:** La herramienta en “Y” o sistema de desviación es una solución para permitir la intervención o registro con tubería fija o enrollada por debajo de una ESP. También proporciona un método para configurar más de una ESP en un pozo para lograr metas de producción más altas.

***Divergencia:** Estimulación de diferentes zonas del yacimientos con variaciones de permeabilidad.

***Divergencia Química:** Utilización de componentes químicos para realizar taponamientos temporales en zonas de altas permeabilidad para que el tratamiento principal reacciones en zonas de más bajas permeabilidades.

***Permeabilidad:** Facilidad con que los fluidos se mueven en un medio poroso.

***Salmuera espumada energizada con nitrógeno:** Es el fluido utilizado para realizar la divergencia, donde se compone de salmuera con aditivos que hacen que se espume y se mezcla con Nitrógeno para ser bombeado en fondo de pozo.

***Reprecipitados:** Depósitos que se forman mediante reacciones secundarias y terciarias cuando se encuentran en contacto los fluidos inyectados con los fluidos de la roca y con la mineralogía de la misma.

***Confinamiento del pozo:** Llenado del pozo en el tubing y en el anular, con presión positiva en cabeza lo cual hace que todo fluido inyectado mediante el coiled tubing frente a perforados sea direccionado hacia el yacimiento.

***VPN:** Valor Presente Neto el cual se obtiene a partir del flujo de fondos netos del proyecto.

***BPPD:** Barriles de Petróleo producidos por día.

***Calidad (Q):** Este término es usado en las aplicaciones de espuma y es la relación del volumen del gas respecto del volumen total de la espuma. La calidad no tiene unidades y como el volumen total está en el denominador de la relación, su valor siempre es menor que uno (1). También, se expresa en porcentaje al multiplicar la relación de volúmenes por cien.

***Parafinas:** son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo, cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión.

***Asfaltenos:** Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, A., Hernandez, T., Mungaray, R., Sanchez, P., Sanchez, S. Fundamentos de estimulación de pozos, Ciencias de la tierra. Mexico: E.S.I.A.

DEGENHARDT, K., Stevenson, J., Gale, B., Gonzalez, D., Hall, S., Marsh, J., Zemlak, W. Aislamiento y estimulación selectivos. OilField Review. 2001-2002.

E.D. Webb, SPE, R.L. Schultz, SPE, R.G. Howard, SPE, and J.C. Tucker, SPE, Halliburton. Next-Generation Fluidic Oscillator. Society Petroleum Engineers 99855, Abril, 2006.

GDANSKI, R., Behenna, R. Experience, Research Show Best Designs for Foam-diverted Acidizing. Halliburton. 2008.

GONZÁLEZ, J. Daño a la formación en pozos petroleros. Trabajo Tesis de grado como Ingeniero Petrolero. México. D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2014.

GONZALEZ, S. CALLAROTTI, F., SPE, Halliburton. TELLEZ, O., SPE, HOCOL, S.A. Coiled Tubing and a Fluidic Oscillator Used as an Aid for Selective Placement Technique to Wells in Huila, Colombia. Society Petroleum Engineers 121005. Marzo, 2009.

HALLIBURTON. Coiled Tubing Essentials: History and Overview of CT. Section 01. 1999.

HALLIBURTON. PulsonixSM 200 Service. Cost-Effective Process for Treating Near-Wellbore and Perforation Damage and Helping Stimulate Production. Abril, 2002.

HALLIBURTON. Pulsonix[®] TF Service. Next Generation Process for Optimizing Matrix Treatment Effectiveness. 2006.

HALLIBURTON. Coiled Tubing Operations Manual. Agosto, 2008.

HALLIBURTON. Nitrógeno I. Manual del Estudiante. 2014.

HALLIBURTON. Boots & Coots. Pulsonix TFA (Tuned Frequency and Amplitude) Fluidic Oscillator Installation and Operating Instructions. Octubre, 2014.

HALLIBURTON. Pulsonix TFA Service. Innovative Process for Optimizing Matrix Treatment Effectiveness. 2015.

HALLIBURTON. A Case Study: Pulsonix TFA Service outperformed rotating-jet tool in well interventions. 2015.

HOWARD, R. MARTINEZ, I., Boots & Coots. HUNTER, T., Halliburton. Successful Case Histories for the Next Generation 3D CFD-Derived Fluidic Oscillator. Society Petroleum Engineers 16389, Marzo, 2013.

INDA, L. Estimulación de pozos petroleros mejoradores de la conductividad de arenas. Tesis Profesional para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Instituto Politécnico Nacional, México. 2010.

MARTÍNEZ, J. Aplicaciones con Tubería Flexible en Pozos Petroleros. Trabajo Tesis de grado como Ingeniero Petrolero. México. D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2010.

SCHLUMBERGER. Jet Blaster. Engineered high-pressure jetting service. 2014.

VELEZ, D. Estimulación de Pozos. Octubre, 2009.

WEBB, E. D., Schultz, R. L., Howard, R. G., & Tucker, J. C. Next Generation Fluidic Oscillator. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/99855-MS. January 1, 2006.