



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
“CIENCIAS DE LA TIERRA”**

**“ESTIMULACIÓN MATRICAL CON TUBERÍA FLEXIBLE PARA LA
REACTIVACIÓN DE POZOS EN CAMPOS MADUROS DE LA ZONA
NORTE DE VERACRUZ”**

**T E S I S
A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A
LOPEZ PEREZ CARLOS ABDON**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. ALVARADO BAILEY OMAR**



CIUDAD DE MÉXICO

FEBRERO DE 2020

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

PRESENTE

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe CARLOS ABDON LOPEZ PEREZ manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON TUBERÍA FLEXIBLE PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN CAMPOS MADUROS DE LA ZONA NORTE DE VERACRUZ", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "La Tesis" por un periodo de un año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "El IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "El IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "La Tesis".

Adicionalmente y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesis", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", por lo que deslindo de toda responsabilidad a El IPN en caso que el contenido de "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a febrero 2020

Atentamente



CARLOS ABDON LOPEZ PEREZ



EP Y T/019/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto

Registro de Tema

CDMX, 20 de enero de 2020.

C. CARLOS ABDON LÓPEZ PEREZ

PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA PETROLERA

PRESENTE

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON TUBERÍA FLEXIBLE PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN CAMPOS
MADUROS DE LA ZONA NORTE DE VERACRUZ".**

	CONTENIDO
	ÍNDICE DE FIGURAS
	ÍNDICE DE TABLAS
	RESUMEN
	ABSTRACT
	INTRODUCCIÓN
	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
	HIPÓTESIS
	OBJETIVO GENERAL
	OBJETIVOS ESPECÍFICOS
	JUSTIFICACIÓN
CAPÍTULO I	CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE YACIMIENTOS
CAPÍTULO II	ANTECEDENTES HISTÓRICOS
CAPÍTULO III	ESTIMULACIONES Y UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE
CAPÍTULO IV	METODOLOGÍA DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL
CAPÍTULO V	CASOS DE ESTUDIO
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico

FRCH/betv*





"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Folio
EP Y T/038/2020.

APROBACIÓN

CDMX, 28 de enero de 2020.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema, por la opción de **Tesis Individual**, "**ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON TUBERÍA FLEXIBLE PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN CAMPOS MADUROS DE LA ZONA NORTE DE VERACRUZ**" presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, **C. CARLOS ABDON LOPEZ PEREZ**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

ING. MANUEL TORRES HERNANDEZ

ING. CARLOS ANTONIO CASTILLO ARRIAGA

ING. GUMESINDO ALEJO JIMENEZ CHONG

ING. OMAR ALVARADO BAILEY





Folio
EP Y T/016/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 15 de enero de 2020

ING. OMAR ALVARADO BAILEY
PRESENTE

En atención a la Solicitud del **C. CARLOS ABDÓN LÓPEZ PÉREZ**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, le saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"



Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico

UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

c. c. p. M. en C. David Velázquez Cruz - Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica.
Interesado

FRCH/betv*



Agradecimientos

A Dios por permitirme realizar uno de mis sueños a lado me mi familia y seres queridos.

A mis padres Carlos y Ana por apoyarme y guiarme en cada momento de mi vida, por el amor, comprensión y cariño que me han brindado, en especial por todos sus consejos trabajo y sacrificio que han realizado para poder salir adelante y permitirme luchar para cumplir mis metas, ustedes son el ejemplo más grande que tendré en la vida y es un orgullo que sean mis padres. Espero algún día poder recompensarles todo el esfuerzo que han dedicado hacia mí

A mi hermana Ana Karen por el apoyo incondicional y cariño que me has brindado a pesar de la distancia, es un orgullo que seas mi hermana, te amo y te deseo lo mejor, sé que llegarás a ser una excelente mujer en la vida.

A mis abuelos A ustedes, gracias por todo el apoyo incondicional que nos han brindado, ustedes son el pilar de este sueño y la fortaleza para llegar a cumplir todas mis metas, gracias por su cariño, comprensión y consejos que me guían en la vida. Los amo y agradezco a Dios el permitirme tenerlos en todo momento junto a mí.

A mi familia Gracias por estar presentes en todos los momentos de mi vida, por los consejos y el cariño brindado, sé que puedo contar con todos y cada uno de ustedes, es un orgullo pertenecer a estas hermosas familias.

A mis amigos les agradezco por permitirme formar partes de su vida y ser parte de la mía, sé que puedo contar con ustedes y agradezco que estén presentes en los buenos y malos momentos, espero seguir frecuentarlos en la vida laboral y les deseo el mayor de los éxitos.

A mi asesor y maestros Gracias por el apoyo académico, por brindarme las herramientas y el conocimiento que me permitieron formarme profesionalmente. Es un honor para mí conocerlos y pertenecer a esta institución. A mi asesor gracias por apoyarme en la elaboración y conclusión de esta tesis.

Índice

RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
INTRODUCCIÓN	IX
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	X
HIPÓTESIS.....	X
OBJETIVO GENERAL	XI
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XI
JUSTIFICACIÓN.....	XII
CAPÍTULO I: CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE YACIMIENTOS.....	1
I.1 Yacimiento.....	1
I.2 Pozo petrolero.....	1
I.3 Propiedades petrofísicas	2
I.3.1 Porosidad	2
I.3.2 Permeabilidad	3
I.3.3 Saturación	4
I.3.4 Tensión superficial e interfacial	5
I.3.5 Mojabilidad.....	6
I.3.6 Capilaridad.....	7
CAPÍTULO II: ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	9
II.1 Antecedentes de las estimulaciones	9
II.2 Antecedentes del fracturamiento hidráulico.....	12

II.3 Antecedentes de la tubería flexible	13
II.4 Evolución de la sarta de tubería flexible	15
CAPÍTULO III: ESTIMULACIONES Y UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE.....	17
III.1 Estimulaciones	17
III.2 Fracturamiento hidráulico	17
III.3 Estimulación matricial	18
III.3.1 Estimulación matricial no reactiva.....	18
III.3.1.1 Surfactantes.....	19
III.3.1.2 Tipos de daños removibles empleando estimulación no reactiva.....	25
III.3.1.3 Selección del surfactante para una estimulación matricial no reactiva.....	28
III.3.1.4 Procedimientos de selección de surfactantes	28
III.3.1.5 Pruebas de mojabilidad.....	30
III.3.1.6 Fluidos base para estimulación no reactiva	33
III.3.2 Estimulación matricial reactiva o acidificación.....	34
III.3.2.1 Tipos de ácidos	34
III.3.2.2 Cinética de reacción.....	37
III.3.2.3 Aditivos para acidificación	39
III.3.2.4 Factores influyentes en la selección de fluidos para acidificación matricial	47
III.3.2.5 Estudios de laboratorio para el diseño de una estimulación matricial	52
III.4 Unidad de tubería flexible.....	54
III.4.1 Unidad de potencia	55
III.4.2 Carrete de tubería flexible.....	57
III.4.3 Cabina de control	59
III.4.4 Cabeza inyectora	60
III.4.5 Equipo para el control del pozo	63
III.4.6 Equipos auxiliares.....	67
III.4.7 Herramientas de fondo de la tubería flexible.....	68

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL	70
IV.1 Diseño de una estimulación matricial.....	70
IV.2 Diseño de una acidificación matricial en areniscas	72
IV.2.1 Cálculo de volúmenes y tiempos de inyección de los fluidos de tratamiento	74
IV.3 Procedimiento operativo para realizar una estimulación matricial no ácida con unidad de tubería flexible	79
CAPÍTULO V: CASOS DE ESTUDIO	82
V.1 Pozo ESIA Ticomán 1 (ET1).....	82
V.2 Pozo ESIA Ticomán 2 (ET2).....	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍAS	98

Índice de figuras

Figura 1 Porosidad total o absoluta de una roca de yacimiento.....	2
Figura 2 Saturación de agua en el medio poroso de la roca de formación.....	4
Figura 3 Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares.....	6
Figura 4 Representación de la mojabilidad de la superficie en contacto con agua.....	6
Figura 5 Efecto de capilaridad.....	8
Figura 6 Cabeza inyectora Bowen 1964, como principal componente del equipo de TF.....	14
Figura 7 Evolución de la construcción de tubería flexible.....	16
Figura 8 Representación de un surfactante.....	19
Figura 9 Orientación de los surfactantes en diferentes interfases.....	19
Figura 10 Comportamiento del surfactante respecto a la roca de formación.....	22
Figura 11 Unidad de Tubería Flexible.....	55
Figura 12 Unidad de potencia de la TF.....	56
Figura 13 Carrete de tubería flexible.....	58
Figura 14 Cabina de control de la TF.....	59
Figura 15 Tablero de control de la tubería flexible.....	60
Figura 16 Vista lateral de la cabeza inyectora.....	61
Figura 17 Vista frontal de la cabeza inyectora.....	62
Figura 18 Componentes del equipo de control de pozos.....	63
Figura 19 Esquema de un BHA y lubricador.....	64
Figura 20 Arreglo de arietes en un preventor cuádruple.....	65
Figura 21 Conjunto de arietes combi.....	67
Figura 22 Esquema para determinar el volumen de fluido de tratamiento.....	71

Figura 23 Penetración del sistema ácido en arena limpia.....	77
Figura 24 Factor de corrección por calcio y silicatos.....	77
Figura 25 Factor de corrección por contenido de silicatos.....	78
Figura 26 Corrección del radio de penetración.....	78
Figura 27 Estado mecánico del pozo ET1.....	83
Figura 28 Gráfica de la productividad del pozo ET1 antes y después de la estimulación matricial.....	87
Figura 29 Estado mecánico del pozo ET2.....	90
Figura 30 Gráfica de la productividad del pozo ET2 antes y después de la estimulación matricial.....	94

Índice de tablas

Tabla 1 Clasificación de los surfactantes.....	20
Tabla 2 Acción de los surfactantes.....	24
Tabla 3 Guía general para seleccionar la estimulación matricial y propuesta de fluido de tratamiento.....	49
Tabla 4 Guía general para la utilización de ácidos en areniscas.....	50
Tabla 5 Guía para la selección del fluido de acidificación en base al tipo de daño.....	50
Tabla 6 Antecedentes del pozo ESIA TICOMAN 1.....	82
Tabla 7 Ultima intervención realizad al pozo ET1.....	82
Tabla 8 Características de intervalo productor del pozo ET1.....	84
Tabla 9 Muestras, presión y temperatura de fondo en pozo ET1.....	84
Tabla 10 Ultima medición del pozo ET1.....	84
Tabla 11 Propuesta de fluidos de la intervención del pozo ET1.....	85
Tabla 12 Medición del pozo ET1 después de la estimulación	87
Tabla 13 Antecedentes del pozo ESIA TICOMAN 2	89
Tabla 14 Ultima intervención realizad al pozo ET2	89
Tabla 15 Características de intervalo productor del pozo ET2	91
Tabla 16 Muestras, presión y temperatura de fondo en pozo ET2	91
Tabla 17 Ultima medición del pozo ET2	91
Tabla 18 Propuesta de fluidos de la intervención del pozo ET2.....	92
Tabla 19 Medición del pozo ET1 después de la estimulación	94

Resumen

La presente tesis describe las técnicas y beneficios obtenidos al implementar procesos de reparación de pozos petroleros en campos maduros, así como la incorporación de la unidad de tubería flexible para el óptimo desarrollo operacional. A su vez, se evaluó la eficiencia de los procesos en la reactivación de pozos petroleros empleando la unidad de tubería flexible.

El primer capítulo describe los conceptos básicos de la ingeniería de yacimientos, esenciales para la comprensión de fenómenos y procesos que ocurren en el ámbito petrolero. El segundo capítulo hace referencia a la historia de las estimulaciones, el fracturamiento hidráulico y la tubería flexible, mostrando la evolución de las técnicas y tecnologías implementadas para la reparación de pozos petroleros. El tercer capítulo expone los distintos métodos de estimulación de pozos petroleros, características, condiciones y alternativas para su implementación, así como, el equipo complementario de la unidad de tubería flexible para el desarrollo de procesos de estimulación. El cuarto capítulo proporciona la metodología para diseñar adecuadamente estimulaciones de pozos petroleros en base las condiciones del yacimiento, a su vez, brinda el procedimiento operativo de una estimulación empleando la unidad de tubería flexible. El quinto capítulo muestra casos de estudio de pozos petroleros, donde se empleó estimulación matricial desarrollada con ayuda de la tubería flexible.

Por último, se muestran las conclusiones y recomendaciones de los distintos tipos de estimulación y el uso de nuevas tecnologías que mejoran el desempeño y eficiencia de los procesos realizados.

Abstract

This thesis describes techniques and benefits obtained from the workover of wells processes implementation on mature fields, as well as the incorporation of the Coiled Tubing Unit (C.T.U) for optimal operational development. At the same time, the efficiency from the well reactivation processes using C.T.U was evaluated.

The first chapter describes basic concepts about reservoir engineering essential for understanding phenomena and processes that happen within the wells. The second chapter refers to the history of wells stimulation, hydraulic fracturing and coiled tubing, showing evolution of techniques and technologies implemented in workover of wells. The third chapter present different wells stimulation methods, characteristics, terms and alternatives for its implementation, as well as, complementary tools from the coiled tubing unit to develop stimulation processes. The fourth chapter provides methodology to properly desing wells stimulation based on reservoir conditions, at the same time, offer the operating wells stimulation process using coiled tubing unit. The fifth chapter shows case studies of oil wells, where matrix stimulation was used with help of coiled tubing.

Finally, conclusions and recommendations from different types of stimulation and the use of new technologies which enhance performance and efficiency of the processes used.

Introducción

El objetivo principal de la industria del petrolero es la explotación adecuada de yacimientos petroleros, permitiendo extraer el mayor volumen de hidrocarburos a bajos costos de operación. Sin embargo, el paso de los años provoca variaciones en las condiciones del pozo, convirtiendo a los yacimientos en campos maduros, generando a su vez daños y decaimiento en la productividad de hidrocarburos. A partir de esto, la industria petrolera se ve en la necesidad de implementar operaciones de reparación de pozos cada vez con más frecuencia, utilizando técnicas como las estimulaciones matriciales para remover los daños presentes tanto en el yacimiento como en el pozo petrolero, restaurando las condiciones óptimas de producción.

En épocas anteriores, realizar las técnicas de estimulación requería mayor tiempo y esfuerzo operacional, sin embargo, con la introducción de nuevas tecnologías a la industria petrolera como la unidad de tubería flexible, facilitan el desempeño adecuado de las operaciones, mejorando los tiempos y condiciones de trabajo. La UTF tiene una gran presencia en la industria petrolera debido a que puede movilizarse rápidamente, permite trabajar con pozos activos y cuenta con la capacidad de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la profundidad o dirección del viaje de la tubería flexible dentro del pozo, además, tiene la capacidad de llevar a cabo distintas funciones operacionales si así lo requiere.

Planteamiento del problema

A medida que transcurren los años, la exploración y explotación de nuevos campos se torna complejo para la industria petrolera, con lo cual el constante mantenimiento de los pozos toma un papel importante para sostener la producción. Las empresas petroleras se ven en la necesidad de emplear metodología de intervención a pozos que mantengan libre de daño los canales de flujo, para permitir la producción de hidrocarburos satisfaciendo la demanda a nivel mundial.

Asimismo, la ejecución de operaciones de intervención tiene un impacto importante en la industria petrolera mexicana generando la implementación de nuevas tecnologías como la tubería flexible para el óptimo desempeño operativo.

Hipótesis

La implementación de tubería flexible en estimulaciones de pozos beneficia al desempeño seguro y eficiente de las operaciones, permitiendo efectuar el trabajo en una zona más localizada, obteniendo un mayor rango de alcance del área dañada, provocando ahorro de tiempo y costos de operación.

Objetivo general

Describir las metodologías y beneficios que se obtienen al realizar intervenciones para el mantenimiento a pozos petroleros en México, así también difundir la implementación de nuevas tecnologías para el óptimo desarrollo de estas operaciones.

Objetivos específicos

- Definir los diferentes tipos de estimulaciones que pueden emplearse en los yacimientos petroleros.
- Analizar los parámetros que se toman en cuenta para la elección de una óptima estimulación.
- Difundir las actividades operacionales de la tubería flexible.
- Indicar las herramientas que componen la TF.
- Examinar los parámetros que se deben tomar en cuenta para emplear la TF.
- Demostrar la eficiencia de implementar TF en trabajos de estimulación de pozos.

Justificación

Durante el desarrollo de diversas operaciones ejecutadas en la perforación, terminación y reparación de pozos petroleros se generan daños a la formación, obstruyendo los canales de flujo de fluidos y reduciendo así la productividad de hidrocarburos, a consecuencia de esto, la industria petrolera se ve obligada a implementar técnicas operativas para la limpieza adecuada de los pozos, con la finalidad de remover satisfactoriamente el daño previamente ocasionando.

La industria petrolera abarca un amplio desarrollo de actividades que permitan la extracción de hidrocarburos. Cuando se presentan daños en los pozos petroleros, se recurre a la ejecución de procesos de reparación de pozos que consisten en optimizar las condiciones de flujo, para restaurar, prolongar o mejorar la productividad de hidrocarburos. La reparación de pozos se divide principalmente en dos grandes grupos: los primeros son las reparaciones menores, consisten en corregir las condiciones de flujo sin modificar las propiedades petrofísicas de la formación; en segundo lugar, se encuentran las reparaciones mayores, implican modificaciones en las condiciones o características petrofísicas que permiten la restauración del flujo de hidrocarburos.

Las estimulaciones matriciales forman parte de las reparaciones mayores de pozos, con lo cual, la implementación de nuevas herramientas como la tubería flexible logran optimizar el desarrollo de esta actividad, demostrando múltiples ventajas reflejadas en aspectos operativos y económicos.

El contenido de este trabajo pretende dar a conocer la importancia de los métodos de estimulaciones de pozos, difundir los conceptos básicos para poder realizar el procedimiento adecuado de la operación, así como conocer la unidad de tubería flexible y sus herramientas de apoyo en la ejecución del trabajo, sumando a lo anterior, ayuda a la formación profesional de ingenieros petroleros.

Capítulo I: Conceptos fundamentales de yacimientos

I.1 Yacimiento

Un yacimiento petrolero es la porción de una trampa geológica en el subsuelo con características esenciales para almacenar y transportar fluidos de formación contenidos en el medio poroso de la roca. Debido a los diferentes aspectos implicados en la formación de un yacimiento petrolero, estos son clasificados en dos grandes grupos:

- **Yacimiento convencional:** Un yacimiento convencional debe comprender los aspectos fundamentales de un sistema petrolero, el cual consta de: roca generadora, roca almacén, roca sello, migración y sincronía.
- **Yacimiento no convencional:** Son aquellos donde el hidrocarburo permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora. En estos casos, la roca generadora y almacenadora son la misma.

I.2 Pozo petrolero

La comunicación del yacimiento petrolero con la superficie es creada a partir de un agujero desarrollado a lo largo de la formación, conocido como pozo petrolero, a fin de permitir la extracción de los hidrocarburos presentes en la formación del yacimiento. Los pozos son desarrollados durante el proceso de perforación.

I.3 Propiedades petrofísicas

I.3.1 Porosidad

La porosidad es una característica de la roca de yacimiento, se define como la porción del volumen total de la roca que corresponde a los espacios vacíos que pueden almacenar fluidos. El gas, aceite y agua son los fluidos encontrados en la porosidad de la formación de un yacimiento petrolero.

$$\theta = \frac{V_P}{V_T}$$

Donde:

θ = Porosidad.

V_P = Volumen poroso.

V_T = Volumen total de la roca.

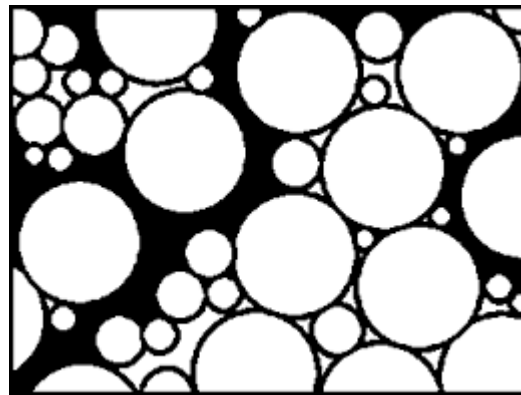


Figura 1 Porosidad total o absoluta de una roca de yacimiento. (Galindo, Luis, Peche & Santillán, 2017)

Por su origen puede clasificarse en porosidad primaria o intergranular y porosidad secundaria.

- **Porosidad primaria:** Su origen se da en el instante de la deposición de materia que a su vez da origen a la roca. Este tipo de porosidad suele presentar características más uniformes.
- **Porosidad secundaria:** Corresponde a la originada por procesos naturales o artificiales posteriores a la deposición, como lo son la disolución, fracturas y dolomitización.

La porosidad también puede clasificarse por la comunicación que existe entre sus poros ya que el material cementante puede aislar algunos poros de la roca del volumen total poroso:

- **Porosidad total o absoluta:** Compuesta por el volumen total de poros de la roca, es decir la porción de roca que no está ocupada por partículas sólidas de la matriz.
- **Porosidad interconectada o efectiva:** Se refiere a la relación de poros que se encuentra interconectados entre ellos, teniendo la habilidad de conducir fluidos, sin embargo, esta propiedad no mide la capacidad de flujo de la roca debido a que esto depende de diferentes factores. Este tipo de porosidad es la más importante ya que permite la extracción de los hidrocarburos.
- **Porosidad no interconectada o no efectiva:** Representa la fracción del volumen poroso que puede contener fluidos, pero que están aislados de otros poros, impidiendo su movilización.

I.3.2 Permeabilidad

Forma parte de un conjunto de parámetros de la roca para determinar la cantidad de hidrocarburos en el yacimiento y permitir el flujo de fluidos a través del medio poroso. La permeabilidad, consiste en la facilidad con la cual los fluidos atraviesan la formación, lo cual se verá reflejado en la productividad del pozo. Su unidad de medición es el Darcy o milidarcy. En base a la cantidad de fluidos presentes en la formación, la permeabilidad se clasifica de la siguiente manera:

- **Permeabilidad absoluta:** La medición de la permeabilidad absoluta se presenta cuando la roca se encuentra saturada al 100% por un solo fluido.

- **Permeabilidad efectiva:** Cuando en la formación se encuentran presentes dos o más fluidos inmiscibles, la capacidad de uno de los fluidos a ser transmitido por el medio poroso es conocido como permeabilidad efectiva.
- **Permeabilidad relativa:** Corresponde a la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una cierta saturación y la permeabilidad absoluta del mismo.

I.3.3 Saturación

La saturación de un fluido, hace referencia a la fracción ocupa por un fluido del volumen total del medio poroso de una roca a determinadas condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentra sometida la formación.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

S_f = Saturación del fluido.

V_f = Volumen del fluido.

V_p = Volumen poroso.

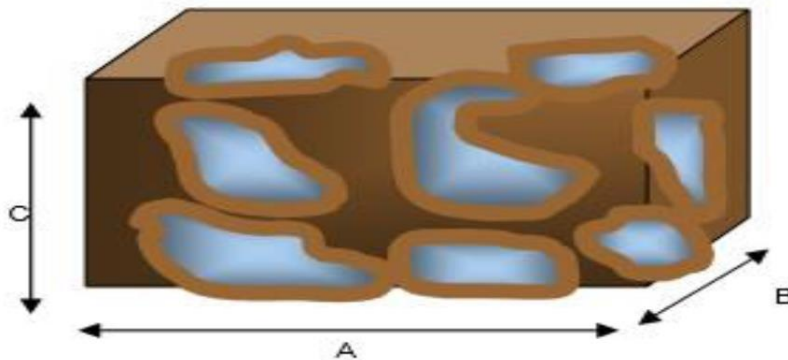


Figura 2 Saturación de agua en el medio poroso de la roca de formación.
(Galindo et al., 2017).

La producción de hidrocarburos y agua durante la explotación del pozo, influye significativamente en la saturación del fluido dentro de la formación. Es por ello que, al existir variación de las condiciones, la saturación es clasificada de la siguiente manera.

- **Saturación inicial:** Se refiere a la fracción del volumen ocupado por un fluido al momento en el cual se descubre el yacimiento.
- **Saturación residual:** Después de un periodo de explotación, los fluidos presentan variaciones de la saturación inicial. La porción de fluido que permanece en los poros de la roca posterior a un periodo de producción, es conocido como saturación residual.
- **Saturación crítica:** Cantidad de volumen mínimo requerido de un fluido para que adquiera la capacidad de ser transportado a través del medio poroso.

I.3.4 Tensión superficial e interfacial

La materia en sus diferentes estados está compuesta por moléculas, las cuales presentan una fuerza de atracción entre ellas llamada fuerza de cohesión. Esta fuerza es una combinación de fuerzas electrostáticas y de Van der Waals. Cuando las moléculas son distintas, generan fuerzas desbalanceadas, generando una energía libre de superficie. Esta fuerza será mayor entre mayores sean las fuerzas de atracción entre las moléculas. Si se deseara romper esta superficie se tendría que realizar un trabajo por unidad de área, equivalente a vencer la energía libre de superficie. Este trabajo por unidad de área se denomina tensión superficial o interfacial y su valor es específico para cada líquido dependiendo principalmente de la temperatura y presión a la que se encuentre. En los yacimientos petroleros se encuentran sistemas multifásicos, con fluidos como gas, aceite y agua, por lo tanto, la tensión superficial es considerada entre gas-aceite y la tensión interfacial entre aceite-agua.

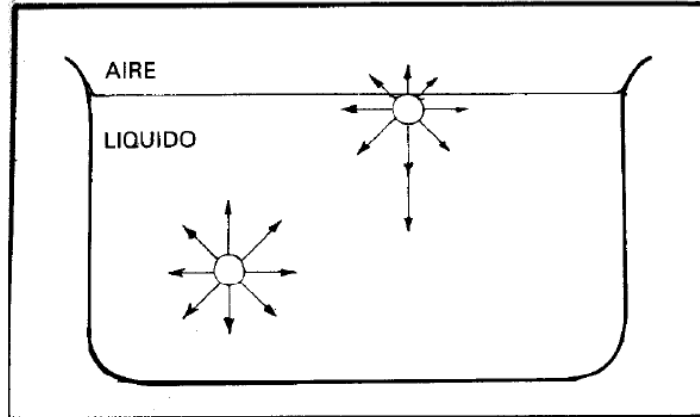


Figura 3 Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares.
(Islas, 1991).

I.3.5 Mojabilidad

La mojabilidad es un fenómeno de las fuerzas intermoleculares en desequilibrio que existen entre un sólido y un líquido. El sólido genera una fuerza de adhesión hacia el líquido, este último reflejara una tendencia a separarse o adherirse a la superficie del solido en presencia de otro fluido inmisible. En la industria petrolera este fenómeno es de gran importancia, ya que se puede analizar la preferencia de la roca del yacimiento a ser mojada por agua o aceite. Para que se tenga una buena producción de aceite, es importante que la roca se encuentre mojada por agua, esto genera que la permeabilidad del aceite sea mayor a través del medio poroso.

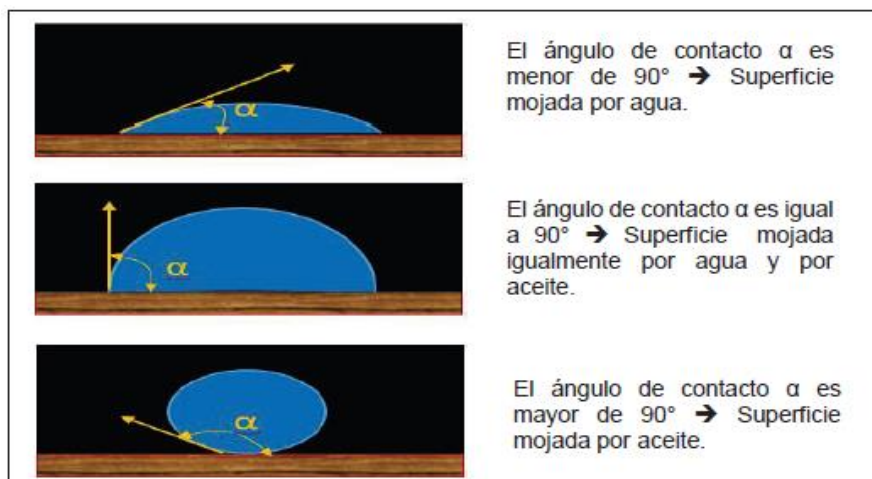


Figura 4 Representación de la mojabilidad de la superficie en contacto con agua.
(Islas, 1991).

En base a lo mojabilidad de la roca de formación, los yacimientos pueden ser clasificados en tres grandes grupos, descritos a continuación.

- a) **Yacimientos hidrófilos:** Son los yacimientos en los cuales la roca presenta una preferencia a ser mojada por agua, lo que ayuda al desplazamiento del petróleo por los canales de flujo más grandes. En los canales de flujo más pequeños del yacimiento, habrá solo desplazamiento de agua.

- b) **Yacimientos oleófilos:** El aceite es el fluido que moja la roca de formación, en este caso el agua tiene la preferencia de movilidad a través de los canales de flujos más grandes. Por otro lado, en los canales de flujos pequeño solo existirá desplazamiento de petróleo.

- c) **Yacimientos de mojabilidad mixta:** Presentan ambos tipos de mojabilidad, sin embargo, la permeabilidad relativa del petróleo disminuye rápidamente ya que los trayectos más permeables se inundan con agua.

I.3.6 Capilaridad

Se define como la diferencia de presión generada por la discontinuidad creada cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto. La presión capilar depende de la curvatura de la interfase que se encuentra separando los fluidos. (Halliburton).

Las fuerzas capilares son el resultado de la combinación de factores como tensión superficial o interfacial entre la roca y fluidos, la mojabilidad del sistema, tamaño y geometría del poro.

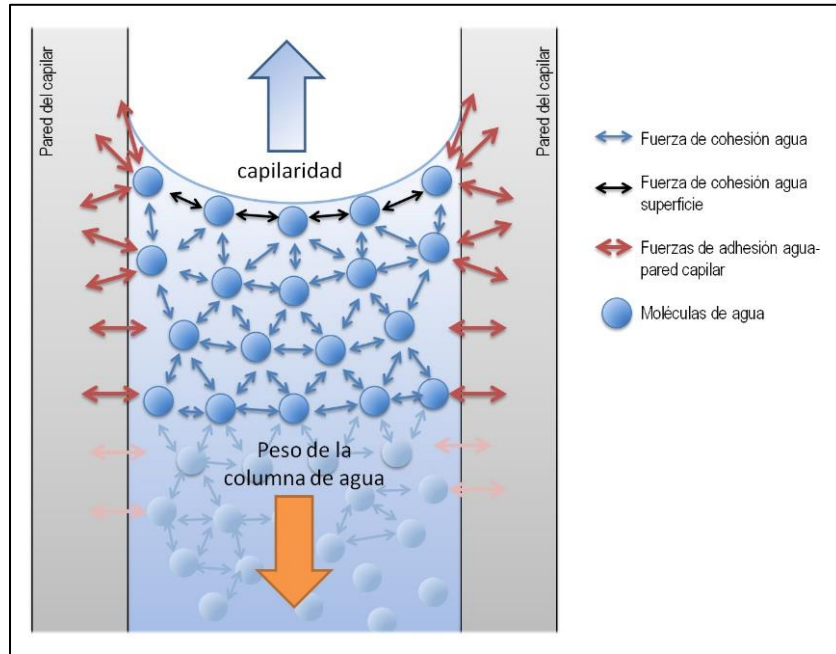


Figura 5 Efecto de capilaridad.

Capítulo II: Antecedentes históricos

II.1 Antecedentes de las estimulaciones

Los métodos de estimulaciones de pozos para la mejora de la productividad se remontan a la época de la explotación industrial del petróleo, aproximadamente en el año 1860, en donde se utilizó nitroglicerina la cual se hacía explotar en el intervalo cercano a la periferia del pozo para fracturar la formación e incrementar la producción de aceite, gas y agua. Posteriormente en 1890, en los estados del noroeste de Estados Unidos, se aplicó este método para la estimular pozos de rocas duras.

Mas tarde en el año de 1890, se dio a conocer el uso de HCl empleado en formaciones de calizas, como otra alternativa para los métodos de estimulación, llamada acidificación, considerada como una de las técnicas más antiguas de estimulación de pozos que actualmente se sigue implementando.

Para el año de 1894, Herman Frasch quien trabajo como jefe de químicos para la compañía Standard Oil Company's Solar Refinery aplicó el método de acidificación con HCl en pozos petroleros en formaciones de calizas en Lima, Ohio. Dos años después, el 17 de marzo de 1896 Frasch patento esta técnica y fue reconocido como el inventor de este método de estimulación. Debido a que esta técnica genero un incremento en la corrosión de la tubería a consecuencia de la interacción directa con el ácido, fue abandonado por un tiempo aproximado de 30 años.

A inicios del año 1932, la química Sylvia Stoesser junto a John Grebe quienes estaban a cargo de las investigaciones de laboratorio de la compañía Dow Chemical Co. Pure desarrollaron un ácido inhibidor capaz de proteger la tubería de la corrosión para poder implementar los tratamientos de acidificación como método de estimulación a los pozos. W. A. Thomas geólogo de la compañía Pure Oil Co. y John Grebe, sugirieron utilizar ácido para mejorar la productividad de los pozos; el 11 de febrero de ese año tomaron como prueba un pozo de la compañía Pure localizado en área de Michigan de formación de calizas el cual fue tratado con el ácido previamente desarrollado. Fue hasta ese momento y gracias al desarrollo de inhibidores de corrosión que la estimulación ácida fue ampliamente aceptada y comercialmente atractiva para las empresas, lo cual marcó el inicio de la era moderna de las estimulaciones de pozos.

En 1933, Jesse Rusell patentó la aplicación de ácido fluorhídrico (HF) para el tratamiento de formaciones de areniscas y así prevenir el uso de materiales de mayor riesgo en las formaciones de los pozos. En ese mismo año, Halliburton presentó el primer tratamiento de areniscas utilizando la mezcla de ácido clorhídrico con ácido fluorhídrico, sin embargo, los resultados fueron desalentadores debido a la alta producción de arenas de los pozos.

Nierode y Williams presentaron un modelo cinético en el año de 1972, basado en el control de pérdidas de ácido, tasa de inyección y factores que influyen en la creación de las fracturas, obteniendo así la patente de esta investigación, en donde describían las reacciones del HCl en contacto con formaciones de carbonatos, lo que permitía predecir de una manera más certera el comportamiento que tendría el ácido en el proceso de acidificación.

Más adelante, en el año de 1999, Da Motta presento evidencia del uso de ácido fluosilícico en formaciones de areniscas con resultados satisfactorios, este fue empleado a través de dos pozos inyectoros en zona costa afuera en Brasil. Fue considerado una opción viable para tratamientos de acidificación debido a que logro eliminar los daños a la formación y los costos son menores en comparación con HF, ya que el ácido fluosilícico es un subproducto del fluoruro de sodio.

Poco tiempo después, en el año 2000, Kalfayan presento los resultados de un trabajo empleando HF en una concentración del 6% a una temperatura de 265°F, esto logro incrementar la permeabilidad hasta en un 200%. Análisis de núcleos desarrollados reflejaron amplios canales a pesar de que la integridad de la roca se redujo hasta un 40%.

Gracias al estudio de Thomas en el año de 2002, al realizar pruebas de núcleos a altas temperaturas de hasta 300 °F se observó que los canales generados por la acidificación dependen de la concentración del HF, de la permeabilidad y heterogeneidad de la formación. Al utilizar HCl en lugar de ácido acético se percibió una mejora en la formación de los canales resultando en el impacto positivo de la producción.

II.2 Antecedentes del fracturamiento hidráulico

Fue en el año de 1947 en el campo de gas de Hugoton en Grant County, Kansas donde se efectuó el primer intento de fracturamiento hidráulico utilizando gasolina espesa Napalm seguida por un gel rompedor con el objetivo de generar fracturas en la formación y poder aumentar la producción de hidrocarburos; aun cuando este trabajo no alcanzo los resultados esperados J.B. Clark de Stanolind introdujo el concepto en su documento escrito en 1948. Un año después en 1949, este método fue patentado y Halliburton obtuvo los permisos exclusivos para poder implementarlo.

Posteriormente, el 17 de marzo de 1949 utilizando una mezcla de petróleo crudo, gasolina y arena se realizaron los primeros dos trabajos comerciales de fracturamiento hidráulico en los campos de Stephens County, Oklahoma y en Archer County, Texas, debido al éxito obtenido en estos trabajos, la técnica de fracturamiento aumento considerablemente en pozos de E.U llegando a efectuarse 300 trabajos por mes.

Para el año de 1988 más de 1 millón de pozos habían utilizado esta técnica de estimulación. En la actualidad, aproximadamente el 40% de pozos perforados cuentan con la aplicación del fracturamiento hidráulico, de los cuales alrededor del 75% han logrado un aumento en su producción.

II.3 Antecedentes de la tubería flexible

El origen de la tubería flexible se remonta al año de 1942 durante la segunda guerra mundial con el desarrollo de la operación PLUTO (Pipe-Lines Under The Ocean- Tuberías de conducción bajo el océano), llevada a cabo por el almirante Louis Mountbatten y el ingeniero británico AC Hartley, la cual se encargaba de transportar combustible a las fuerzas aliadas desde Reino Unido hacia diferentes puntos de la costa de Francia a través de tuberías a lo largo del Canal de Mancha. A finales de los años 40 se patentaron varios conceptos relacionados con la inyección mediante el uso de tubería flexible en pozos.

A inicios de los años 50, esta tecnología fue implementada para pozos con presión, flujo y/o pérdidas, con el fin de remover las arenas que se encontraban en el pozo. Durante ese periodo, se presentaron conceptos relacionados a la perforación de pozos utilizando tubería flexible.

En la década de 1960, Bowen Tools diseño un dispositivo basado en el principio de contra rotación de cadenas, para poder desplegar la antena de radio de los submarinos sumergidos a 600 pies de profundidad hasta la superficie, esta antena era fabricada de tubería de cobre y se encontraba enrollada en un carrete para su optimo almacenamiento. Mas tarde, este sistema sería adoptado por los inyectoros de tubería flexible.

Gracias al dispositivo antes mencionado, en el año de 1962, se construyó la primera unidad de tubería flexible completamente funcional elaborada por las compañías Bowen Tools y California Oil Company con el propósito de lavar los tapones de arena en pozos de la costa del Golfo. Esta

unidad estaba constituida por un carrete de 2.7 m de diámetro en donde se almacenaba la línea y una campana giratoria que permitía el flujo continuo de fluidos a través de la tubería.

Debido al éxito de Bowen Tool- California Oil Company en 1964, Brown Oil Tools Y ESSO, colaboraron en el desarrollo de un sistema que utilizaba un diseño diferente en el principio de operación del inyector. En lugar de un juego de cadenas de contra rotación utilizaron un diseño de agarre y manejo de la tubería, forzada entre una cadena sencilla y una ranura de rueda motriz. La unidad completa estaba montada en un mástil suspendido por encima del árbol de válvulas del pozo.

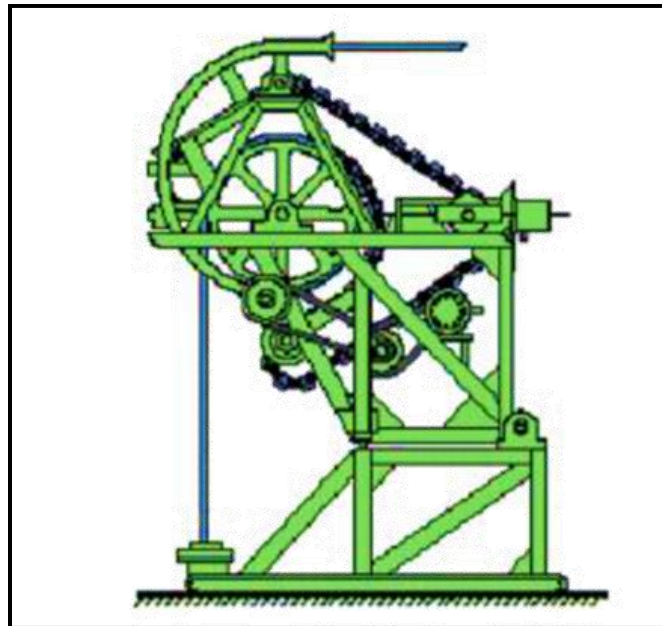


Figura 6 Cabeza inyectora Bowen 1964, como principal componente del equipo de TF.
(Martínez, 2010)

II.4 Evolución de la sarta de tubería flexible

Para finales de los 60 y principios de los 70 las compañías Brown Oil Tool y Bowen Tools, continuaron haciendo mejoras y aumentando la capacidad del diseño para acomodar tubería de hasta 1". A mediados de los 70, ya había más de 200 unidades al servicio, basadas en el diseño del modelo original.

La compañía Quality Tubing Inc. comenzó a fabricar tubería en 1976, con procesos similares a los de Southwestern Pipe, quienes fabricaban tubería flexible con nuevos materiales y técnicas. Con estas mejoras, en el año de 1978 se dio paso a la creación de tuberías de 1 ¼ pulgadas de diámetro exterior. A principios de 1980, Southwestern Pipe introdujo acero de baja aleación y alta resistencia para la tubería flexible. Poco tiempo después se introdujo al mercado tubería flexible de 1 ½ y 1 ¾ pulgadas de diámetro exterior.

Fue en el año de 1982 cuando Quality Tubing distribuyó tubería flexible a la industria en general y junto a Southwestern Pipe, dominaron el mercado. Sus técnicas permitieron crear tubería continua con longitudes de hasta 1500 pies.

Para el año de 1983, Quality Tubing introdujo al mercado tramos de tubería continua de 3000 pies de longitud. Y el 1987, la misma Quality Tubing, desarrolló la soldadura con inclinación de 45° en las hojas de acero anterior al proceso de soldadura para dar mayor resistencia a la tubería.

La primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas fue fabricada en 1990 para el uso de terminación permanente de un pozo. Inmediatamente después, los proveedores empezaron a fabricar tuberías de mayor diámetro exterior de 2 3/8, 2 5/8, 27/8, 3 1/2 y 4 1/2 pulgadas para la aplicación de servicios a pozos.

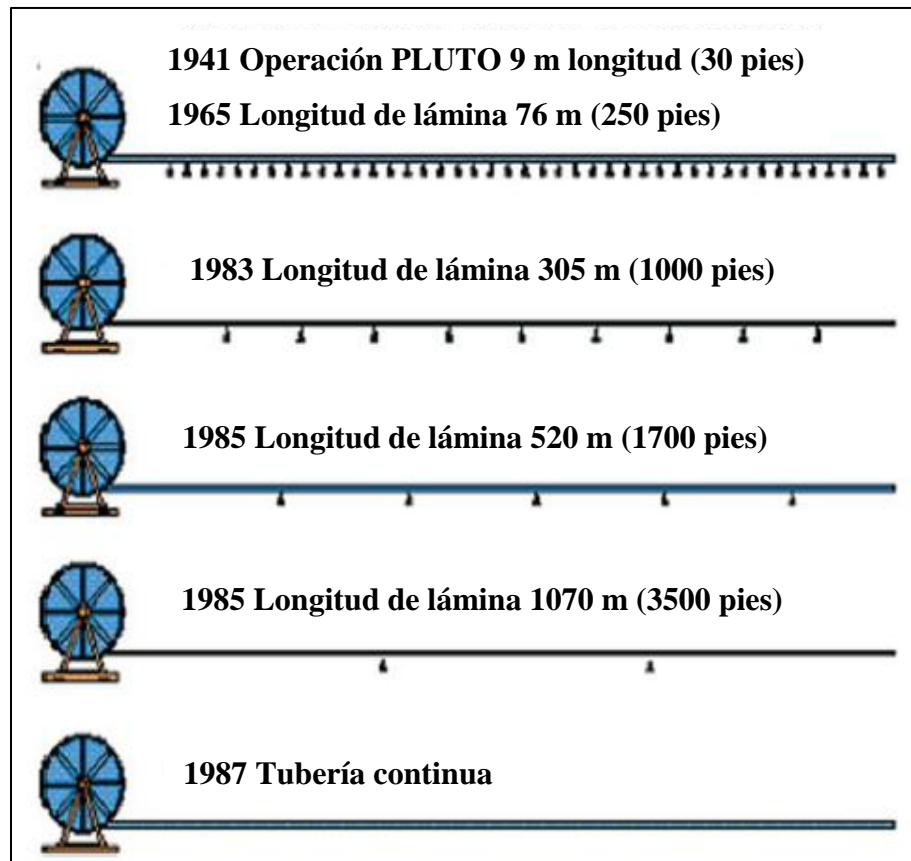


Figura 7 Evolución de la construcción de tubería flexible.
(Schlumberger, 2004).

Capítulo III: Estimulaciones y Unidad de Tubería Flexible

III.1 Estimulaciones

La estimulación de pozos es un proceso que consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a la formación para remover el daño generado por partículas sólidas y/o invasión de fluidos debido a etapas anteriores como la perforación y terminación de pozos, el objetivo principal es restaurar o crear canales en la roca productora del yacimiento facilitando el flujo adecuado de los fluidos producidos o en algunos casos para la inyección de estos, como agua, gas o vapor en técnicas de recuperación secundaria y mejorada, ayudando al incremento en la producción de hidrocarburos.

Existen dos clasificaciones consideradas en las estimulaciones, las cuales dependen directamente del gasto y la presión con las que se inyectan los fluidos a la formación: La estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento.

III.2 Fracturamiento hidráulico

Considerado como un proceso de estimulación de pozos, el cual consiste en la inyección de fluido fracturante con gastos y presiones altas a la formación, generando una falla o fractura en la roca del yacimiento. Al mantener las altas presiones, la fractura se propaga desde el punto de rompimiento de la roca, provocando la recuperación de la permeabilidad y a su vez creando canales de flujo que proveen un área adicional de drenaje.

III.3 Estimulación matricial

La estimulación matricial es el proceso de inyección de fluidos de tratamiento a la formación generando bajas presiones para no sobrepasar la presión de fractura de la roca, con el objetivo de remover los daños en la formación generando el flujo adecuado de los fluidos para optimizar la producción de hidrocarburos. Dependiendo de la interacción de los fluidos para la remoción del daño, se consideran dos clasificaciones de este sistema: estimulación no reactiva y estimulación reactiva o acidificación.

III.3.1 Estimulación matricial no reactiva

Este proceso de estimulación matricial consta en la inyección de fluidos que no reaccionan químicamente con los materiales sólidos del daño ni con la propia composición de la roca, manejando en todo momento presiones por debajo a la presión de fractura de la roca, estos fluidos se encargan principalmente de remover los daños generados por bloqueos de agua, aceite o emulsiones y depósitos de orgánicos en los canales de flujo en las cercanías del pozo. En esta técnica de estimulación se utilizan soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente por surfactantes.

Al realizar estimulaciones no reactivas es necesario conocer varios parámetros y condiciones en las que se encuentra la formación, debido a que los fluidos utilizados trabajan directamente en la alteración de fenómenos superficiales que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca, entre los cuales se encuentran: tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad mencionados en el capítulo I.

III.3.1.1 Surfactantes

Los surfactantes en conjunto con otros fluidos se usan en las estimulaciones matriciales no reactivas, ya que no reaccionan químicamente con las propiedades de la roca, pero permiten alterar adecuadamente los fenómenos superficiales. Los surfactantes están compuestos por moléculas orgánicas, principalmente de dos grupos químicos, uno afín al agua (polar) también conocido como hidrofílico y otro afín al aceite (no polar) conocido como lipofílico.

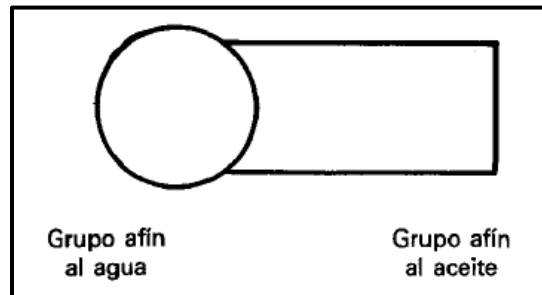


Figura 8 Representación de un surfactante. (Islas, 1991).

Dado que las formaciones productoras de hidrocarburos se componen por rocas silíceas o calcáreas, los surfactantes actúan de acuerdo al carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

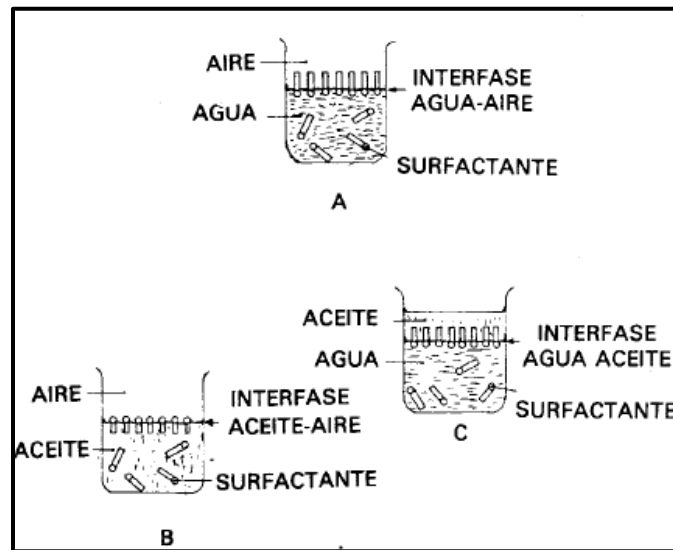


Figura 9 Orientación de los surfactantes en diferentes interfases. (Islas, 1991).

Clasificación de los surfactantes

Debido a que la función de los surfactantes depende principalmente de la fuerza electrostática, estos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. De tal forma, los surfactantes se clasifican en: aniónicos, catiónicos, no-iónicos y anfotéricos. La tabla 1, muestra su clasificación incluyendo su descripción esquemática, características de carga del grupo soluble en agua, los grupos químicos más importantes y sus usos principales.

Tabla 1 Clasificación de los surfactantes

Clasificación	Descripción	Carga del grupo soluble en agua	Grupos químicos	Usos principales
Aniónico	M ⁺ -	Negativa	Sulfatos Fosfatos Sulfonatos Fosfonatos	*No emulsificantes *Retardadores *Limpiadores
Catiónico	X ⁻ +	Positiva	Compuesto de aminas	*No emulsificantes *Inhibidores de corrosión *Bactericidas
No-iónico		Sin carga	Polímeros de óxido de etileno	*No emulsificantes *Inhibidores de corrosión *Espumantes *Agentes penetrantes
Anfotérico	M ⁺ - X ⁻ +	La carga depende del pH del sistema	Sulfonato anima Fosfato de anima	*Inhibidores de corrosión *Agentes de suspensión

M⁺ y X⁻ representan iones positivos, tal como Na⁺ y negativos como Cl⁻, respectivamente. R, grupos solubles en aceite. (Islas, 1991).

Usos de surfactantes en estimulaciones no reactivas

Los surfactantes también se mezclan entre ellos, aniónicos-aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos-no iónicos y no iónicos-no iónicos. La mezcla de surfactantes aniónicos-catiónicos, no es recomendable debido a que puede llegar a producir precipitados.

El uso de los surfactantes en la industria petrolera dentro del área de las estimulaciones matriciales no reactivas se ha hecho imprescindible, ya que su acción ayuda a modificar los siguientes fenómenos:

- **Disminución de las fuerzas rentativas de los fluidos en el medio poroso:** La fuerza de capilaridad en el medio poroso de la roca de formación es la responsable de que los hidrocarburos se encuentren atrapados, impidiendo su flujo adecuado. Los surfactantes permiten reducir las fuerzas capilares en formaciones donde las fuerzas rentativas son mayores a causa de su baja permeabilidad y poros pequeños.
- **Mojamiento de la roca:** Como se mencionó en el capítulo I, la mojabilidad de la roca juega un papel importante para mejorar las condiciones de flujo, permitiendo la producción de hidrocarburos. Frecuentemente, la roca en la periferia del pozo se encuentra mojada por aceite, provocando su adherencia a la pared del poro generando un incremento en el espesor de la película que moja la roca, a consecuencia de esto disminuye el área libre de flujo de aceite y elimina el resbalamiento que produciría una película de agua absorbida por la pared del poro. Como resultado de esto, la permeabilidad de hidrocarburos se ve reducida entre un 15 y 85%, de aquella que tuviese la roca mojada por agua. Los surfactantes alteran la

mojabilidad de la roca, favorable o perjudicialmente, dependiendo el tipo y las propiedades de la roca.

En la figura 10, se muestra cómo actúan los surfactantes dependiendo de la roca de formación. Las formaciones silíceas, poseen minerales con cargas electrostáticas negativas, teniendo fuertes fuerzas de adhesión con iones positivos. Por lo tanto, al implementar surfactantes catiónicos, la superficie de la roca será mojada por aceite (fig. 10A). Por otra parte, usando surfactantes aniónicos, la roca tendera a ser mojada por agua (figura 10B).

En rocas calcáreas en condiciones naturales (pH menor a 8), su carga electrostática es positiva, generando fuertes fuerzas de adhesión con iones negativos. En este caso al usar surfactantes catiónicos, permite que la roca quede mojada por agua (fig. 10C). Caso contrario, al usar surfactantes aniónicos, la roca quedará mojada por aceite (fig. 10D).

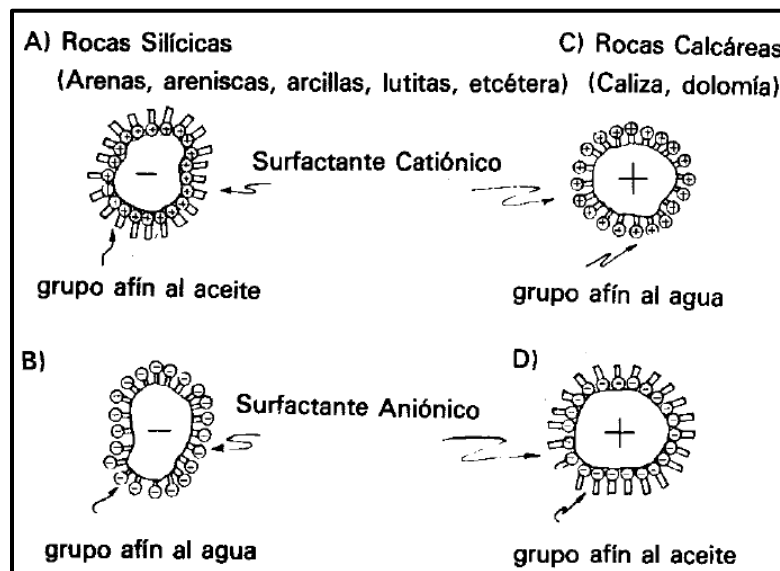


Figura 10 Comportamiento del surfactante respecto a la roca de formación. (islas, 1991).

- **Rompimiento de emulsiones:** Las emulsiones son sistemas en los cuales gotas de un líquido inmiscible (fase discontinua) se dispersan dentro de otro líquido (fase continua). Al mezclarse estos líquidos inmiscibles, se forma una esfera que ofrece un área de superficie mínima y una fuerte tensión interfacial. Lo anterior provoca una restricción en el medio poroso, impidiendo el flujo de fluidos al pozo. En los yacimientos petroleros se presentan con mayor frecuencia emulsiones de agua en aceite, que emulsiones de aceite en agua. Si se encuentra un agente surfactante de tipo emulsificante (pueden encontrarse en el propio aceite o en fluidos de invasión) ayudará a que las superficies de las gotas de la fase dispersa adquieran rigidez, provocando una emulsión estable que puede agravarse por las cargas electrostáticas provenientes de las moléculas de agua o presencia de finos que actúan como agentes emulsificantes. Por lo anterior, podemos deducir que para generar una emulsión estable se requieren líquidos inmiscibles, suficiente agitación y un agente emulsificante. Los surfactantes ayudan a reducir la tensión interfacial dentro de la emulsión, rompiendo la rigidez de la película o neutralizando el efecto del agente emulsificante. El cambio de la mojabilidad de la roca, también ayuda al rompimiento de la emulsión.

El éxito de la estimulación matricial no reactiva depende de la acción del surfactante, seleccionado cuidadosamente para la remoción del daño específico. La tabla 2, indica la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes.

Tabla 2. Acción de los surfactantes

Surfactante	Acción normal
Aniónicos	<p>*Mojan de agua la arena, lutita o arcilla, cargadas negativamente.</p> <p>*Mojan de aceite la caliza o dolomía, cuando su pH es menor a 8.</p> <p>*Mojan de agua la caliza o dolomía, cuando su pH es 9.5 o mayor, debido a que estas rocas cambian su carga superficial.</p> <p>*Rompen emulsiones de agua en aceite.</p> <p>*Emulsionan el aceite en agua.</p> <p>*Dispersan las arcillas o finos en agua.</p>
Catiónicos	<p>*Mojan de aceite las arenas, lutita o arcilla.</p> <p>*Mojan de agua la caliza o dolomía con pH menor a 8.</p> <p>*Mojan de aceite la caliza o dolomía cuando su pH es 9.5 o mayor.</p> <p>*Rompen emulsiones de aceite en agua.</p> <p>*Emulsionan el agua en aceite.</p> <p>*Dispersan las arcillas o finas en aceite.</p>
No-iónicos	<p>*Son los surfactantes más versátiles</p> <p>*Estas moléculas no se ionizan.</p> <p>*En combinación con otros productos químicos, proporcionan alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.</p> <p>*Su solubilidad en agua se debe a la formación de puentes de hidrógeno o la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de estos surfactantes se separen de la solución.</p>
Anfotéricos	<p>*En pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula.</p> <p>*En pH básico, la parte ácida de la molécula se neutraliza, proporcionando menor actividad superficial que otros valores de pH.</p>

III.3.1.2 Tipos de daños removibles empleando estimulación no reactiva

El empleo de surfactantes en estimulaciones matriciales no reactivas puede prevenir, remover, disminuir o agravar los daños de la formación, por lo cual no es conveniente usarlos sin el conocimiento certero del tipo de daño y previas pruebas de laboratorio. Debido a esto, el uso de surfactantes generalmente es costoso y difícil, por lo que el enfoque más efectivo es la prevención del daño que pudiera generarse en las diferentes operaciones del pozo.

Surfactantes con mayor poder de acción pueden remover el daño ocasionado previamente por el mal empleo de otro surfactante. Para poder logra esto, se requiere una alta concentración de surfactante y siempre se tendrá incertidumbre de la remoción. Por ellos, es necesario realizar pruebas de laboratorio con los fluidos a utilizar, fluidos de la formación productora y muestras de roca. Los procedimientos de prueba para estimulaciones matriciales no reactivas pueden ser similares a los propuestos por el Instituto Americano del Petróleo (API RP42, 1977) que incluyen prácticas recomendadas para la selección adecuada del surfactante en operaciones de estimulación con ácido de pozos.

Los tipos de daños que se pueden ser removidos con estimulación no reactiva, son los siguientes:

- **Bloqueo por agua:** Este bloqueo es ocasionado por el incremento de saturación de agua en la vecindad del pozo, reduciendo la permeabilidad de los hidrocarburos. En formaciones de baja permeabilidad o con arcilla tipo Illita, el problema incrementa si existe pérdida de grandes cantidades de agua. La conificación de agua en el intervalo productor es otro gran problema.

El bloqueo por agua puede prevenirse al emplear surfactantes bajotensores en concentración de 0.1 a 0.2% en volumen a los fluidos acuosos que invaden la formación. Para pozos de gas, el ácido alcohólico puede ser empleado para remoción de bloqueo de agua, adicionando una concentración del 1 a 3% de un surfactante que permita bajar la tensión superficial e interfacial y moje la formación por agua.

- **Bloqueo por aceite:** En pozos de gas, la invasión de fluidos base aceite causa la invasión de otra nueva fase a la formación, ocasionando a su vez la reducción en la permeabilidad relativa del gas. Este bloqueo ocasiona mayor daño en formaciones de baja permeabilidad y yacimientos de condensación retrógrada. La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, con surfactantes con concentración del 1 a 3% en volumen, disminuye las fuerzas rentativas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa. (Islas, 1991).
- **Bloqueo por emulsión:** La formación de emulsiones dentro de los poros de la formación provoca altas viscosidades, perjudicando la producción de hidrocarburos, en especial las emulsiones agua en aceite. Para remover un bloqueo causado por emulsiones es necesario de 20 a 30 veces más el volumen que se implementa para su prevención. Para romper una emulsión, se puede inyectar soluciones de surfactantes desmulsificantes del 2 al 3% del volumen en fluidos oleosos, acuosos o solventes mutuos. Lo anterior disminuye la tensión interfacial entre los líquidos, propiciando que las gotas de la fase dispersa entren en coalescencia.

- **Mojamiento por aceite:** En ocasiones la roca de formación en la vecindad del pozo queda mojada por aceite, lo que provoca una disminución en la permeabilidad de los hidrocarburos, generando un decaimiento de la productividad. Además, el mojamiento por aceite propicia al bloqueo por agua o generación de emulsiones. El uso de fluidos con surfactantes durante las distintas operaciones de pozos y la composición de la roca pueden ocasionar que la misma sea mojada por aceite. Para remover este tipo de daño se requiere la inyección de solventes mutuos, seguido de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojantes por agua.
- **Película interfacial:** Para remover este tipo de daño, es necesario utilizar solventes con alta concentración de surfactantes que permiten disminuir la consistencia de las películas rígidas formadas en la interfase agua-aceite.
- **Depósitos orgánicos:** Debido al alto peso molecular de algunos hidrocarburos se puede ocasionar depósitos orgánicos como parafinas y/o asfáltenos en la formación del pozo o en la tubería de producción. Este daño es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También se recomienda la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos.
- **Pérdidas de lodo:** La pérdida de lodos durante la etapa de perforación de pozos es un daño difícil de eliminar. Para ello, se requiere la inyección de soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que pueden reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos.

III.3.1.3 Selección del surfactante para una estimulación matricial no reactiva

Una adecuada selección del surfactante ayuda al desarrollo óptimo de la operación, previniendo o removiendo los daños causados, para esto es necesario realizar pruebas de laboratorios similares a las descritas en el API RP-42. Es importante que los fluidos y químicos por usar en una estimulación, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de formación y con núcleos representativos de la roca, para tener la certeza de que ayude a la prevención o remoción del daño, de lo contrario el surfactante puede agravarlo.

III.3.1.4 Procedimientos de selección de surfactantes

Varían dependiendo de la tendencia, prevención o remoción de emulsiones. Los siguientes son procedimientos adecuados para los casos antes mencionados:

Para ilustrar los procedimientos de pruebas requeridos, considere que se emplea agua salada de formación y fluido para el control de un pozo productor de aceite. Los equipos requeridos para estas pruebas son: un agitador de alta velocidad, tal como Hamilton-Beach Modelo 30, con cabeza de disco estándar o un agitador Sargent-Welch S-766995; un vaso de precipitado de forma alta con capacidad de 400 ml; probetas de 100 ml; cronómetro o reloj y una jeringa graduada de 1 ml.

Procedimiento de selección de surfactante para determinar la tendencia a formar emulsiones

1. Obtener muestras de agua y aceite del yacimiento, muestras del surfactante a utilizar, pequeñas cantidades de finos de formación o harina de sílice y bentonita no tratada. El aceite no debe contener productos químicos de tratamiento y bajo ninguna circunstancia se debe emplear bentonita tratada.

2. Coloque 25 ml de agua salada en el vaso de 400 ml, disperse en el agua 2.5 gr de finos de formación pulverizada o 2.5 gr de una mezcla 50:50 de harina de sílice y bentonita.
3. Añada 75 ml de aceite crudo producido al agua salada con los sólidos dispersos. Agite la solución con el mezclador de 14,000 a 18,000 rpm durante 30 segundos. Inmediatamente vacíe la emulsión en una probeta de 100 ml y registre los volúmenes de agua liberada a los 10 minutos y una hora.
4. Si después de diez minutos no se tiene la separación del 90% de agua limpia y al cabo de 30 minutos el 100%, generalmente se requiere un surfactante en el fluido de control empleado para prevenir el daño.

Procedimiento de selección de surfactante para la prevención de formación de emulsiones

Este procedimiento es similar al de compatibilidad previamente descrito, la diferencia radica al utilizar del 0.1 al 0.2% en volumen y se adiciona el aceite o agua antes de agitarlos con el mezclador de alta velocidad.

1. Coloque 25 ml de agua salada en un vaso de 400 ml y disperse en el agua 2.5 gr de finos de formación pulverizada ó 2.5 gr de una mezcla 50:50 de harina sílice y bentonita.
2. Adiciones 75 ml de aceite crudo producido al agua salada y disperse los sólidos. Añada del 0.1 al 0.2% en volumen de surfactante. Agite la solución con el mezclador de 14,000 a 18,000 rpm durante 30 segundos. Vacíe inmediatamente la emulsión en la probeta de 100 ml y registre los volúmenes de agua liberada a varios intervalos de tiempo.
3. Esta prueba debe realizarle varias veces con distintos tipos de surfactantes al mismo porcentaje de concentración para determinar el más efectivo al menor costo. Si el surfactante es eficiente, romperá la emulsión en unos cuantos minutos.

Procedimiento de selección de surfactante para la remoción de emulsión

Para realizar las pruebas correspondientes en este procedimiento es necesario utilizar muestras de la emulsión producida, de no contarse con esta, la alternativa es preparar una emulsión similar en el laboratorio, empleando fluidos y productos químicos que propician su creación. En este procedimiento se utilizan pruebas similares a las descritas para prevenir emulsiones.

1. Adicione a la emulsión un surfactante con una concentración del 2 al 3% en volumen. Agite con el mezclador de alta velocidad durante 30 segundos. Vaciar en la probeta y registrar el porcentaje de agua liberada después de una y 24 horas.
2. Se aconseja realizar varias pruebas de rompimiento de emulsión utilizando diferentes surfactantes y concentraciones, para seleccionar el más efectivo y económico.

III.3.1.5 Pruebas de mojabilidad

Como se mencionó anteriormente, el cambio de la mojabilidad de la roca tiene un papel importante influyente en la productividad de hidrocarburos; el API-RP-42 describe varios métodos para medir esta propiedad; sin embargo, aquí se presenta únicamente la prueba visual de mojabilidad. Esta prueba puede realizarse en campo. Los materiales a utilizar son los siguientes:

- Una botella de boca ancha de 4 onzas o vasos de precipitados de 150 ml.
- Kerosina y/o los aceites crudos por probar.
- El fluido acuoso de la prueba (agua, salmuera o ácido).
- Arena limpia y/o partículas de caliza, malla 40-60.

Procedimiento para surfactantes solubles o dispersables en aceite

1. En la botella, coloque 50 ml de aceite con surfactante a la concentración deseada (generalmente 1% o menos para tratamientos a pozos). Adicione 10 ml de la arena de prueba.
2. Después de 30 minutos, vacíe lentamente 50 ml de agua dentro de la botella, teniendo cuidado de prevenir una excesiva mezcla y emulsificación.
3. Con la espátula, levante una pequeña cantidad de arena a la fase oleosa y permita que caiga dentro del agua; observe la dispersión relativa de las partículas y su tendencia a formar agregados en la fase acuosa y oleosa.

Procedimiento para surfactantes solubles o dispersables en agua

1. En una botella, coloque 50 ml de una solución acuosa con surfactante a la concentración deseada y añada 10 ml de arena de prueba.
2. Después de 30 minutos, decante la solución dentro de otra botella y cuidadosamente adicione 50 ml de aceite sobre la solución.
3. Agite lentamente la arena tratada, permitiendo que caiga a través del aceite y el agua.
4. Observe la dispersión relativa o tendencia a formar aglomerados en ambas fases, acuosa y oleosa.

Procedimiento para soluciones ácidas

1. Coloque en una botella 50 ml de ácido con el surfactante e inhibidor a probar y añada 10 ml de arena. Realice el resto de la prueba en la forma descrita para surfactantes en agua.
2. Observe la apariencia de los granos de arena en el ácido; decante el ácido y enjuague la arena con salmuera sintética o de la formación. Cubra la arena con 50 ml de salmuera y 50 ml de aceite. Observe nuevamente los granos de arena.

Interpretación de los resultados de las pruebas

- Las arcillas u otros finos mojados fuertemente de agua se dispersan rápidamente en la fase acuosa, pero se aglomeran o aglutinan en la fase oleosa.
- Las partículas fuertemente mojadas de aceite, se aglomeran o aglutinan en la fase acuosa.
- Debido a los diferentes tipos de grados de mojabilidad, es difícil distinguir y describir aquellos que se encuentran en un punto medio entre los fuertemente mojados por agua y los fuertemente mojados por aceite.
- Deben considerarse otros factores. Por ejemplo, cuando se utiliza un aceite crudo de color oscuro, las arenas mojadas de aceite deben aproximarse al color del crudo. Si el crudo tiende a formar espontáneamente una emulsión al contacto con las soluciones acuosas de surfactantes, la arena puede tener la misma apariencia que si estuviera mojada de aceite.

III.3.1.6 Fluidos base para estimulación no reactiva

Los fluidos base utilizados en tratamientos de estimulación no reactiva son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares. Cuando el fluido acarreador del surfactante es de tipo oleoso se emplea generalmente aceite diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con una concentración del 2 al 3% en volumen de un surfactante miscible o dispersable en aceite. También es posible utilizar aceite crudo limpio y filtrado, cuidando que no contenga materiales como inhibidores de corrosión, agentes deshidratantes o sólidos en suspensión, debido a que es difícil eliminar estos sólidos suspendidos consistentes de materiales asfálticos, parafinas o finos del aceite crudo.

Para estimulaciones con fluidos base agua como fluido acarreador, se debe utilizar agua con 2% de KCl o agua salada limpia, con una concentración del 2 al 3% de un surfactante soluble o dispersable en agua.

Los alcoholes, solventes mutuos o soluciones micelares como fluidos bases en una estimulación no reactiva han demostrado ser efectivos sobre todo en la remoción de bloqueo por agua, aceite, emulsiones y depósitos orgánicos. Generalmente estos fluidos son empleados al 10% mezclados con fluidos oleosos o acuosos, según se indique.

Los surfactantes en estimulaciones no reactivas son empleados en concentraciones que rondan del 2 al 5% en volumen, como se ha mencionado anteriormente. Sin embargo, es posible contemplar el uso de una mayor concentración del surfactante en el fluido base si así se requiere.

III.3.2 Estimulación matricial reactiva o acidificación

Los fluidos de tratamiento empleados en esta técnica, generalmente sistemas ácidos inyectados por debajo de la presión de fractura de la roca, reaccionan químicamente disolviendo los materiales causantes del daño en la formación y a su vez reaccionan con la composición de la formación del yacimiento. Esta técnica a tenido gran impacto en los pozos, sobre todo en aquellos de alta productividad, ya que además de remover el daño en la formación también genera nuevos canales de flujo y mejora la permeabilidad de la roca en la vecindad del pozo, permitiendo restablecer adecuadamente la productividad de hidrocarburos.

La eficiencia de este tipo de estimulación depende directamente del análisis de los materiales causantes del daño, de la composición de la formación y de una elección adecuada del sistema ácido a implementar.

III.3.2.1 Tipos de ácidos

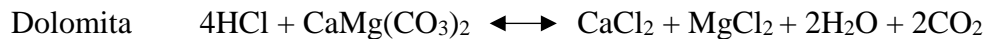
El ácido es el elemento principal en las operaciones de estimulación reactiva o acidificación. El ácido es conocido por su pH menor a 7. Se denomina ácido a las sustancias que se ionizan en iones de hidrógeno y un anión, cuando están en solución en agua. Los iones de hidrógeno son elementos activos que reaccionan con los minerales disolviéndolos (Islas, 1991). Entre más completa y rápida sea la disociación, más fuerte será la disolución del ácido.

Los principales sistemas ácidos utilizados en las operaciones de estimulación reactiva son: ácido clorhídrico, ácido fluorhídrico, ácido acético, ácido fórmico y en algunos casos la mezcla entre los ya mencionados.

Ácido Clorhídrico

Sistema ácido más utilizado en estimulaciones reactivas para pozos petroleros, mayormente en formaciones calcáreas compuestas con minerales como la calcita y la dolomita. Es una solución del gas cloruro de hidrógeno en agua, este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar. Gracias a esa disociación se considera un ácido fuerte, por lo cual ayuda a disolver volúmenes altos de rocas calcáreas, sin embargo, genera alta corrosividad en las tuberías del pozo y en los equipos de acero. Su uso se ve restringido cuando se manejan temperaturas de alrededor de los 300°F debido a su acción agresiva.

La estequiometría de las reacciones entre el ácido clorhídrico y los minerales de las rocas calcáreas son las siguientes:



Ácido Fluorhídrico

El ácido fluorhídrico es el único que permite la disolución de minerales silícicos como arcillas, feldespatos, cuarzos, etc. Sin embargo, también reacciona químicamente con formaciones calcáreas y con iones positivos de la propia salmuera generando precipitados insolubles, a consecuencia de esto su uso se ve limitado a formaciones silícicas con concentraciones menores del 20% de material calcáreo.

Algunas estimulaciones de pozos llegan a utilizar la mezcla de ácido clorhídrico con ácido fluorhídrico a concentraciones menores de 3% de HF. Debido a que la corrosión es agresiva al implementar la mezcla HCl-HF, se utilizan inhibidores de corrosión similares a los empleados en estimulación con HCl. Comercialmente el ácido fluorhídrico se encuentra en soluciones acuosas del 40 a 70% de concentración en peso o como un material puro en forma de anhidrita.

Ácido acético

Considerado como un ácido débil y orgánico, utilizado en estimulaciones de pozos ya que reacciona lentamente en carbonatos y puede tener un tiempo largo de exposición en contacto con el acero, gracias a esta característica es empleado como retardador, en la remoción de incrustaciones calcáreas y en estimulación manejando altas temperaturas en formaciones con minerales como calizas y dolomitas. En la industria petrolera se puede utilizar individual o en conjunto con ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, a una concentración del 10% en peso.

Ácido fórmico

Es un ácido orgánico, tiene mayor fuerza de reacción que el ácido acético, pero considerablemente más débil que el ácido clorhídrico. El ácido fórmico es utilizado como retardador, su disolución de carbonatos se encuentra en un punto intermedio entre el ácido acético y el HCl. Se utiliza principalmente en formaciones de rocas calcáreas a altas temperaturas de hasta 300°F. En estimulaciones de pozos se puede emplear de manera individual o en conjunto con HCl o HF en concentraciones no mayores al 10% en peso.

III.3.2.2 Cinética de reacción

En la estimulación por acidificación en pozos, se genera una reacción del fluido con el sólido, a la cual se le conoce como reacción heterogénea, presentada cuando las moléculas entran en contacto y tienen la suficiente energía para vencer la barrera de activación. Para poder comprender los mecanismos implicados en la reacción heterogénea es necesario conocer lo siguiente:

- **La estequiometria:** Proporciona el número de moléculas necesarias para poder disolver una cantidad de sólido. Cuando se conoce este valor, se puede calcular fácilmente la cantidad de volumen necesario de un ácido a ser empleado, asimismo se conocerá su poder de disolución. La estequiometria se determina cuando el fluido y el sólido están bien definidos, como es el caso del ácido clorhídrico y las rocas calizas o dolomitas. Cuando se tienen otros minerales más complejos como en formaciones de arcillas, los cuales generan variación de productos en reacción con el ácido fluorhídrico, provoca que la estequiometria se base en valores promedio que pueden ser utilizados.
- **Equilibrio termodinámico de reacción:** Este equilibrio se alcanza por lo general antes que el ácido haya reaccionado totalmente. La reacción de un ácido y un mineral conlleva a la formación de otros productos y esto prosigue hasta alcanzar un equilibrio, punto en el cual la reacción cesa. En realidad, la reacción es reversible, es decir, que los productos generados a partir de la reacción se combinan para formar moléculas reactantes. El equilibrio depende directamente de las condiciones termodinámicas y de los reactantes implicados. Esto se manifiesta especialmente entre carbonatos y ácidos orgánicos.

- **Velocidad de reacción:** La velocidad de reacción se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan con respecto al tiempo. El estudio de esta velocidad de reacción es conocido como cinética química y es de suma importancia debido a que establece el tiempo requerido para que el ácido vaya de una concentración inicial hasta una concentración final. Considerando este tiempo, la geometría de la formación dentro de la cual ocurre la reacción y las condiciones de equilibrio, se puede llegar a estimar la penetración del ácido dentro de la formación. Para determinar la velocidad de reacción, es suficiente conocer la variación de la cantidad de una sustancia participante en la reacción respecto al tiempo.

En estimulaciones con ácido, para que la reacción tenga lugar, los iones de hidrógeno deben de entrar en contacto con los minerales de la formación y a su vez, vencer la barrera de activación. La velocidad de reacción en estimulaciones reactivas está gobernada tanto por la rapidez con la que el ion de hidrógeno es transportado a la superficie, como por la rapidez con la que se realiza la reacción, una vez que el ion de hidrogeno alcanza las moléculas de mineral.

La velocidad de reacción puede verse afectada por diferentes factores como: la relación área-volumen, temperatura, tipo y concentración del ácido y productos de reacción, velocidad de flujo, composición de la roca, viscosidad y presión.

III.3.2.3 Aditivos para acidificación

Para poder emplear ácidos en tratamientos de estimulación reactiva de pozos petroleros es necesario seleccionarlos cuidadosamente, así también se debe tomar en cuenta la incorporación de aditivos que permitan el acondicionamiento adecuado para emplearlos con seguridad y evitar reacciones o daños por incompatibilidad con la formación, para ello es necesario analizar el tipo y concentración del aditivo, así como de las condiciones del pozo. Esta selección de aditivos es llevada a cabo en laboratorios, debiendo ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de este tipo de tratamientos y la ausencia de estos propicia al manejo inseguro de los ácidos, así como destrucción del equipo y daño en la formación.

A demás de los daños antes mencionados, el ácido puede provocar problemas importantes como la corrosión del equipo de bombeo, el equipo superficial y subsuperficial del pozo, daños a la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la roca de formación, precipitaciones secundarias, entre otros, es por ello la importancia de utilizar aditivos que ayuden a evitar estos problemas. La mayoría de estos aditivos son surfactantes, los cuales fueron mencionados previamente en la sección III.3.1.1.

Agentes no-emulsificantes

Los agentes no-emulsificantes son surfactantes que ayudan a prevenir la formación de emulsiones estables de agua en aceite o aceite en agua que a su vez generan bloqueos de flujo de hidrocarburos en la formación. Estas emulsiones son provocadas por la mezcla del ácido vivo y/o gastado con el crudo durante estimulaciones y recuperación del ácido.

Agentes de suspensión

Al realizar acidificaciones en pozos petroleros, el ácido reacciona con la composición de la roca disolviendo gran parte del material, sin embargo, las formaciones no son 100% puras, lo que provoca la liberación de finos insolubles en ácido. A consecuencia de lo anterior los canales de flujo se ven obstruidos y la permeabilidad de la formación disminuye. Para la remoción de estos finos se suelen utilizar dos tipos de aditivos; los primeros son surfactantes que se adsorben en la superficie de los finos y los mantienen en suspensión por repulsión electrostática; el segundo son polímeros generadores de un efecto de atrapamiento a nivel molecular permitiendo la suspensión de los finos.

Agentes de mojabilidad

Como se menciona anteriormente, la mojabilidad de la roca es importante para el flujo de hidrocarburos a través de la formación. Cuando la roca se encuentra mojada por agua, el flujo de aceite y gas es favorecido. Si el sistema ácido deja mojada la roca por aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

Agentes controladores de fierro

En muchos casos las tuberías utilizadas en pozos petroleros tienen una delgada cubierta de compuestos de fierro, como óxidos o sulfuros, que a su vez pueden presentarse en la formación o ser llevada hasta ella por fluidos de inyección. Mientras el ácido está vivo, disuelve los minerales del fierro transformándolos en cloruros de fierro solubles en los productos de reacción. Al gastarse el ácido se precipitarán partículas de fierro insolubles, depositándolas en los canales de flujo lo

que disminuye la permeabilidad. Para evitar esto, se agregan secuestrantes al ácido o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

Agentes penetrantes

En formaciones poco permeables, principalmente de gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente a la roca. Asimismo, para evitar bloqueos de agua en la formación y para asegurar la remoción de los productos de reacción, se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido; esto permitirá minimizar los efectos de las fuerzas repulsivas y proporcionará un mayor contacto entre la roca y el ácido. (Islas, 1991).

Agentes emulsificantes

En algunas ocasiones es conveniente la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa para ser aplicado en una estimulación matricial, sobre todo cuando se trabajan en formaciones de rocas calcáreas de alta permeabilidad. La creación de esta emulsión actúa como retardador en el sistema ácido, permitiendo una mayor penetración dentro de la formación. (Mendoza & Islas, 1976).

Agentes retardadores de reacción

Este tipo de agentes ayudan a retardar la reacción del HCl en formaciones calcáreas, lo que permite una mayor penetración dentro de la formación. Actúa como una barrera dentro de la formación, la cual aísla a la roca del ácido; se genera una película que deja mojada la roca por aceite la cual impide el contacto de los iones hidrogeno con los carbonatos de la roca.

Agentes espumantes

Son aditivos creadores de espuma estable de ácido y nitrógeno empleados como ácido retardador, pudiendo ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad para ayudar a lograr una mayor penetración en la formación, logrando una mejor estimulación matricial.

Agentes desviadores

Son productos sólidos que generan un taponamiento temporal en zonas de alta permeabilidad dentro de la formación, ocasionando que el sistema ácido alcance otras zonas con diferente permeabilidad. Esto provoca que el fluido actúe uniformemente a lo largo del intervalo productor. Los principales agentes desviadores utilizados son el ácido benzoico, partículas de cera, de sal, entre otros.

Solventes mutuos

Son productos solubles tanto en agua como en aceite. Principalmente se emplean para solubilizar aceite en agua, reduciendo la tensión interfacial y ayudando al cambio de mojabilidad de la superficie, removiendo materiales oleosos de la roca de formación. Adicionalmente mejoran la acción de los surfactantes. Generalmente los solventes mutuos son empleados para acidificaciones en formaciones de areniscas, aunque también han demostrado el desarrollo de trabajos exitosos en estimulaciones de rocas calcáreas.

El Etilen Glicol Monobutil Eter (EGMBE) es el solvente mutuo más utilizado en acidificaciones de areniscas como parte del fluido final de tratamiento. También se han utilizado como solventes mutuos: el Butoxil Triglicol (BTG), el Dietilen Glicol Monobutil Eter (DGMBE) y el Glicol Eter modificado (MGE).

Alcoholes

La implementación de alcoholes en ácidos ayuda a mejorar la eficiencia de limpieza del sistema ácido gastado. Suele emplearse el metílico o el isopropílico en concentraciones del 5 al 20% del volumen del ácido, siendo de gran utilidad para pozos de gas seco. También tienen propiedades de solvente mutuo, sin embargo, su uso no es recomendado a temperaturas mayores de 180°F debido a la precipitación de cloruros de orgánicos y puede ser contradictorio en la acción de inhibidores de corrosión.

Aditivos reductores de fricción

En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tienen en estos casos. Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos, consiguiendo reducciones del orden del 65 al 85%. (J.I. Téllez, C. Islas, 1975).

Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión son compuestos utilizados para retardar la corrosión de la tubería, se adhieren a la superficie metálica generando una película que actúa como barrera entre el ácido y la superficie de la tubería.

Por su naturaleza, la corrosión actúa uniformemente sobre la superficie metálica, sin embargo, cuando se implementan inhibidores puede producir una corrosión localizada debido a que la película generada puede degradarse o ser insuficiente en algunas zonas de la superficie. Esta corrosión depende principalmente de factores como la temperatura, concentración del ácido y tipo

de metal, pudiendo ser agravada por impurezas y discontinuidades del metal. La corrosión localizada es considerada de mayor gravedad en comparación a la corrosión uniforme, ya que se presenta en forma de cavidades en la superficie metálica, lo cual genera pérdida de metal en puntos específicos.

A demás de la corrosión localizada, existe la fragilización del metal por hidrógeno. Este fenómeno se presenta cuando se forma hidrógeno atómico y molecular en sitios catódicos. Debido a su pequeño tamaño, los átomos de hidrógeno son capaces de penetrar y alojarse dentro de espacios vacíos intercristalinos de los componentes metálicos, una vez ahí, al entrar en contacto dos átomos de hidrógeno, se combinan llegando a formar hidrógeno molecular.

La molécula de hidrógeno (H^2) por su tamaño es difícil que salga de la estructura del acero, resultando en el desarrollo de presiones extremadamente altas dentro del espacio intergranular; lo cual puede causar la fragilización del acero. Este fenómeno es común en pozos productores de hidrocarburos con altos contenidos de ácido sulfhídrico (H_2S). Los aceros de más alta dureza son los más susceptibles a este tipo de corrosión. (Islas, 1991).

El ácido entre más agresivo y mayor grado de disociación de hidrógeno en agua exista, será más corrosivo y más difícil será poder inhibir su corrosividad. El ácido clorhídrico es uno de los utilizados en los tratamientos de estimulación y el más difícil de inhibir debido a que es el de mayor y más rápido grado de disociación.

El uso de inhibidores de corrosión se ha vuelto imprescindible dentro de la industria petrolera para operaciones de estimulación reactiva, ya que disminuye la corrosividad de los ácidos sobre los metales, llevándola a límites tolerables, recomendados por el American Petroleum Institute (API) y la National Association of Corrosion Engineers (NACE). Estos límites tolerables corresponden a una pérdida de peso uniforme de un tipo de metal por unidad de área expuesta, para un tipo y concentración de ácido, una concentración de inhibidor y temperatura y tiempo de exposición dados. Los valores más comunes aceptados son de 0.02 a 0.05 lb/ft², que corresponden a una pérdida de peso uniforme imperceptible, es decir, una pérdida de peso que no se encuentra localizada en algunos sitios anódicos, en caso contrario se presentan picaduras o concavidades más o menos profundas, conocidas como “pitting”. Un buen inhibidor para ser aceptado, debe tener límites indicados de pérdida de peso y no presentar corrosión localizada, después de una prueba. (Islas, 1991).

Los compuestos de arsénico y productos inorgánicos eran utilizados como inhibidores de corrosión alrededor de la década de los 70 gracias a su bajo costo y a su eficiencia, sin embargo, fueron dejados de usar por su toxicidad y problemas en los catalizadores de las refinerías. A consecuencia de esto, se desarrollaron productos orgánicos, surfactantes nitrogenados y acetilénicos formulados como solventes que trabajan bajo el mecanismo de adsorción en la superficie, impidiendo el contacto del ácido con el metal. Estos inhibidores son más costosos que los productos inorgánicos y son degradados a altas temperaturas, mayores a 200°F. Para poder soportar altas temperaturas se han desarrollado aditivos que ayudan a los inhibidores a evitar su degradación, estos aditivos son llamados intensificadores como lo son el yoduro de potasio, yoduro de cobre, entre otros.

El comportamiento de los inhibidores de corrosión depende de varios factores, entre los principales están los siguientes:

- **Tipo de metal:** Entre mayor dureza tenga el metal, mayor dificultad se tendrá al inhibir la acción de corrosión del ácido.
- **Temperatura:** Las altas temperaturas tienen un gran impacto en el desempeño del inhibidor, ya que la protección de la superficie será menor aun cuando se utilicen intensificadores.
- **Tipo y concentración del ácido:** Entre más fuerte sea el ácido y mayor concentración se tenga, los inhibidores serán menos efectivos.
- **Tiempo de contacto:** A medida que el ácido permanece en contacto con la superficie metálica, el inhibidor reducirá su eficiencia de protección, especialmente cuando se manejan altas temperaturas.
- **Tipo y concentración de inhibidor:** La concentración del inhibidor no puede ser ilimitada, puesto que se llega a un punto en donde su protección no aumenta y en algunos casos podría disminuir, esto depende de los factores antes mencionados.
- **Efecto de otros aditivos:** Los inhibidores orgánicos son surfactantes, generalmente catiónicos, con grupos funcionales de naturaleza polar.

III.3.2.4 Factores influyentes en la selección de fluidos para acidificación matricial

La correcta selección del fluido de tratamiento es el paso más importante antes de una acidificación, puesto que el fluido ayudará a la eficiencia de la estimulación para la remoción del daño e incremento de la permeabilidad de la formación generando un incremento en la productividad. Para este proceso de selección es necesario analizar distintos factores que implican tanto a los fluidos de estimulación como propiedades de la formación, entre otros.

Los principales factores a tomar en cuenta para la selección adecuada del fluido para una acidificación son mostrados en a continuación.

- **Evaluación del daño:** Es de gran importancia el conocimiento del tipo, magnitud y evaluación del daño a la formación que se debe remover, para seleccionar el fluido de tratamiento y no agravar el daño por una mala compatibilidad.
- **Sensibilidad de la formación:** Factor que hace referencia a la capacidad de la formación de soportar adecuadamente la interacción del fluido de tratamiento con la roca. Es por ello que el fluido además de remover el daño, debe ser compatible con la roca de formación. Esta sensibilidad depende de la reactividad y distribución de los minerales que componen la formación.
- **Mineralogía de la formación:** La mineralogía de la formación es un factor importante en la selección del fluido de tratamiento, ya que este fluido debe poder remover adecuadamente el daño y a su vez, reaccionar de buena manera con los minerales de formación para no generar resultados perjudiciales a la formación.

- **Petrofísica:** Propiedades como la porosidad y la permeabilidad tienen una gran influencia en la extensión del daño dentro de la formación. Formaciones de alta permeabilidad tienden a ser invadidas con mayor profundidad por partículas sólidas o fluidos. Caso contrario, en formaciones de baja permeabilidad el daño suele presentarse en la vecindad del pozo, en este tipo de formaciones el daño es ocasionado mayormente por precipitados, bloqueos de agua, bloqueo de emulsiones, etc.

En rocas calcáreas con presencia de fracturas y fisuras permitirán el daño por partículas sólidas insolubles en HCl, por lo que el fluido de estimulación deberá complementarse con aditivos suspensores de finos.

- **Temperatura y presión de la formación:** Son factores que tienen una gran influencia en el desempeño de los fluidos de tratamiento. Las altas temperaturas que se pueden encontrar en yacimiento afectan notablemente en aditivos como los inhibidores de corrosión y a la velocidad de reacción del sistema ácido. Para temperaturas mayores de 150°C generalmente se emplean ácidos orgánicos o la mezcla de ácidos orgánicos e inorgánicos. Por otro lado, la presión del yacimiento influye directamente en la remoción de fluidos y productos de reacción. Generalmente se emplean surfactantes bajo tensores o fluidos energizados con nitrógeno para facilitar la limpieza de la formación, permitiendo que la presión del yacimiento venza la presión capilar.
- **Fluidos de la formación:** Los fluidos de formación siempre se deben de tomar en cuenta para la selección del fluido de tratamiento. En pozos de aceite, se debe buscar una buena compatibilidad entre los hidrocarburos, el agua de formación y el fluido de estimulación. Para el caso de yacimientos de gas, debe evitarse el uso de fluidos base aceite, preferiblemente usar fluidos base agua con alcoholes.

- **Condiciones del pozo y del intervalo productor:** Es importante conocer las condiciones en las cuales se encuentra el pozo, puesto que estos factores pueden afectar al desempeño del fluido de tratamiento, lo que provocaría ajustar las propiedades del mismo.

Las tablas 3, 4 y 5 son guías generales para la selección de fluidos básicos en tratamientos de estimulación matricial, comparan la eficiencia de los tipos de estimulación en base al daño que se presenta en la formación, proponen el fluido a utilizar y la concentración óptima para la remoción adecuada del daño.

Tabla 3 Guía general para seleccionar la estimulación matricial y propuesta de fluido de tratamiento

Tipo de daño	Estimulación no reactiva	Acidificación
Arcillas y finos	Solo para formaciones con temperaturas >300°F, con agentes quelantes y surfactantes dispersantes de finos.	Indica
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajotensores.	Recomendable
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desmulsificantes.	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua. (Pueden inyectarse previamente solventes mutuos).	No recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos (solventes), con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desmulsificantes.	No recomendable
Incrustaciones de sales	No indica	Indicada
Deposito orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajotensores, con o sin solventes mutuos.	No recomendable
Pérdida de lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos.	Puede ser recomendable

Fuente: (Islas, 1991).

Tabla 4 Guía general para la utilización de ácidos en areniscas.

Condición	Recomendación
Para cualquier permeabilidad Solubilidad al HCl >20%	No utilizar HF
Para permeabilidad (> 100 mD): -Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido de acilla (< 5%). -Alto contenido de feldespatos (> 20%). -Alto contenido de arcillas (> 10%). -Alto contenido de clorita.	12.0% HCl- 3.0% HF (1) 13.5% HCl- 1.5% HF (1) 6.5% HCl- 1.0% HF (2) 3.0% HCl- 0.5% HF (2)
Para baja permeabilidad (< 10 mD): -Bajo contenido de arcilla (> 5%). -Alto contenido de clorita.	6.0% HCl- 1.5% HF (3) 3.0% HCl- 0.5% HF (4)
(1). Prelavado con HCl al 15.0% (2). Prelavado con HCl al 5.0% y agente secuestrante (3). Prelavado con HCl al 7.5% o acético al 10% (4). Prelavado con acético al 5%	

Fuente: (Islas, 1991).

Tabla 5 Guía para la selección del fluido de acidificación en base al tipo de daño

Tipo de daño	Fluido de estimulación matricial recomendable
Incrustaciones de sales	CaCO ₃ si T> 250°F, ácido acético o fórmico y surfactantes. T< 250°F, HCl y surfactante
	CaSO ₄ EDTA
	BaSO ₄ EDTA
	SrSO ₄ EDTA
	FeCO ₃ HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes
	FeS HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes
	Fe ₂ O ₃ HCl + EDTA
	NaCl H ₂ O o HCl del 1 al 3% y surfactantes
	Mg(OH) ₂ HCl y surfactantes
	Ca(OH) ₂ HCl y surfactantes
Sílice HCl-HF y surfactantes	

Bloqueo por agua	Pozos de agua: agua o ácido con alcoholes y surfactante Pozos de aceite: agua o ácido y surfactante Si $T > 250^{\circ}\text{F}$, ácido acético no acuoso y surfactante
Mezclas de depósitos orgánicos e inorgánicos	Solventes dispersos en ácidos y surfactantes.
Invasión de sólidos arcillas y finos	<p>EN ROCAS SILÍCICAS</p> <p>Migración de finos</p> <p>$T \leq 300^{\circ}\text{F}$: ácido fluobórico. $T < 300^{\circ}\text{F}$: Solución no ácida con estabilizadores y floculantes.</p> <p>Invasión de sólidos</p> <p>$T \leq 300^{\circ}\text{F}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solubilidad en $\text{HCl} \leq 20\%$: HCl-HF con suspensores o ácido fluobórico. En pozos de gas incluir alcoholes. • Solubilidad en $\text{HCl} > 20\%$: HCl con agentes de suspensión y estabilizadores. <p>$T > 300^{\circ}\text{F}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para $k \leq 250\text{mD}$: Solución no ácida con estabilizadores. • Para $k > 25\text{mD}$: Solución no ácida con suspensores y dispersantes. <p>EN ROCAS CALCAREAS</p> <p>$T \leq 300^{\circ}\text{F}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En general HCl del 15 al 28% con aditivos necesarios. • En dolomía $\text{HCl} \leq 20\%$ • En pozos de gas HCl con alcohol. • Con alto contenido de Fe, HCl con ácido orgánico. <p>$T > 300^{\circ}\text{F}$:</p> <p>En general ácidos orgánicos con aditivos necesarios (para altas temperaturas acético, para bajas fórmico).</p>

Fuente: (Islas, 1991).

III.3.2.5 Estudios de laboratorio para el diseño de una estimulación matricial

Realizar estudios de laboratorio aportará información esencial para el diseño apropiado de una estimulación matricial, permitiendo analizar los factores influyentes en la selección del fluido de tratamiento. Para un estudio completo de laboratorio se requiere contar con núcleos de formación, muestras de los fluidos contenidos en la misma y/o material dañino y la información de condiciones del pozo y yacimiento. Los principales estudios de laboratorio realizados a partir de las muestras disponibles para la obtención de información son los siguientes:

- a) Análisis de núcleos
- b) Análisis de fluidos

Análisis de núcleos

Gracias a la disponibilidad de muestras de formación se realizan distintas pruebas de laboratorio permitiendo identificar las características, propiedades y comportamiento de la roca del yacimiento.

1. **Análisis petrográficos:** Son aquellos que identifican la composición de la roca y ayudan a comprender la respuesta de la misma a diferentes fluidos. La interacción de la roca con el fluido de tratamiento depende de los minerales que la componen. Los análisis petrográficos que se realizan son:

- **Análisis por difracción de rayos X:** Son aquellos que identifican en forma cualitativa y semicuantitativa los minerales cristalinos que componen la roca.

- **Análisis por microscopio electrónico:** A través de estos análisis se obtiene la distribución morfológica de los minerales contenidos en la roca, así como el tamaño y morfología de los poros. También se puede determinar el efecto que los fluidos de tratamiento producen en la formación.
 - **Análisis al microscopio petrográfico:** Este análisis permite determinar el grado de homogeneidad de la muestra.
2. **Análisis petrofísicos:** Son aquellos que se encargan principalmente de determinar la porosidad y permeabilidad de la muestra, los cuales son dos propiedades de la roca que influyen en la productividad del pozo.
 3. **Análisis químicos:** A través de estas pruebas se determinan la solubilidad de la roca al ser sometidas a un sistema ácido el contenido de fierro disuelto. Generalmente se utiliza HCl y mezcla de HF-HCl. Este análisis permite decidir el tipo de fluido de tratamiento recomendable para una estimulación reactiva, considerando la composición mineralógica de la formación.
 4. **Prueba de flujo:** Gracias a este tipo de pruebas, se analizan los posibles daños que pudieron provocar los fluidos utilizados en las operaciones previas del pozo. Es posible seleccionar el fluido para la remoción de un daño.

Análisis de fluidos

El agua y aceite de formación, deberán ser analizados bajo pruebas de laboratorio para determinar su compatibilidad con los posibles fluidos de tratamiento. De esta forma, se podrán evitar posibles daños adicionales. El contenido de parafinas y asfáltenos en el crudo permitirá estimar la posibilidad de daño debido a depósitos orgánicos. Por otro lado, el análisis de la salmuera predice la tendencia a formar incrustaciones de sales o posibles daños de corrosividad en la tubería.

Al analizar los fluidos de formación y posibles fluidos de estimulación, ayudará a evitar cualquier daño potencial que pudiera presentarse y a seleccionar el tipo y concentración de aditivos complementarios al fluido de tratamiento para la remoción del daño, dejando la formación en óptimas condiciones.

III.4 Unidad de tubería flexible

La unidad de tubería flexible (Coiled Tubing), consta de un tubo continuo de acero flexible de largas longitudes, en ocasiones llegando a exceder los 9450 metros, esta tubería se encuentra enrollada en un carrete para su almacenamiento y fácil traslado a los campos petroleros. La TF soporta presiones desde 55,000 psi hasta 120,000 psi de esfuerzo de cedencia y sus diámetros generalmente varían en un rango de $\frac{1}{2}$ pg hasta $6 \frac{5}{8}$ pg.

Esta tecnología ha adquirido gran importancia en la industria petrolera, puesto que se emplea en diferentes áreas de la industria como perforación, terminación, producción, reparación y estimulaciones de pozos, etc., con la finalidad de ahorrar tiempo y costos de operación.

Para llevar a cabo una operación con tubería flexible es necesario contar con el equipo básico complementario, el cual ayuda al óptimo control de la herramienta manteniendo las condiciones adecuadas de seguridad operativa. Los elementos básicos de U.T.F son:

- Unidad de potencia
- Carrete de tubería
- Cabina de control
- Cabeza inyectora
- Equipo de control del pozo
- Equipo auxiliar



Figura 11 Unidad de Tubería Flexible. (Alva, Ramírez, Rosales, 2011).

III.4.1 Unidad de potencia

Genera la potencia hidráulica y neumática requerida para operar el equipo de tubería flexible. Mediante un motor de combustión interna con transmisión para acoplar bombas hidráulicas suministra la potencia a través de mangueras de alta presión permitiendo operar el sistema de control, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y el carrete de tubería, este motor puede tener un arreglo de 6 u 8 cilindros ya sea en “V” o en línea.

Para operar los sistemas neumáticos como la bomba de acción del stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor, la unidad de potencia suministra aire a través de un compresor. De igual manera, permite alimentar un generador el cual suministra energía a los componentes eléctricos y el sistema de alumbrado.

La unidad de potencia cuenta con un sistema de emergencia para mantener re-presionado todos los sistemas en caso de que llegue a fallar el motor, compuesto con válvulas de control de presión, filtros e intercambiadores de calor.

Existen tres tipos de configuración de unidad de tubería flexible, dependientes de las necesidades operacionales, las cuales son:

- Unidad de potencia del mismo tracto-camión.
- Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.
- Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

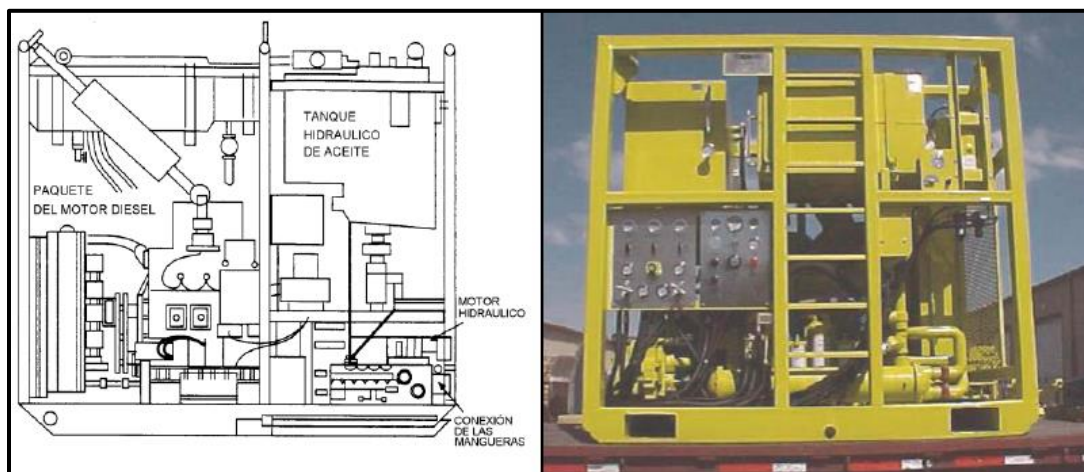


Figura 12 Unidad de potencia de la TF. (Alva, etc., 2011).

III.4.2 Carrete de tubería flexible

Fabricado de acero, cuenta con un tambor central con diámetros que varían entre 8 y 12 pies, esto depende directamente del diámetro de la tubería que será empleada. Su principal función es proteger y almacenar la tubería, para facilitar su transporte y manejo durante las operaciones. La rotación del carrete se controla mediante un motor hidráulico, el cual actúa directamente sobre el eje del carrete, operado por un sistema de cadenas y engranes dentados.

El extremo de la tubería enrollada se conecta a una junta rotativa asegurada a una tubería estacionaria, la cual se conecta al sistema de bombeo de fluidos para poder tener un bombeo continuo de fluidos en caso de ser requerido en alguna operación. Entre la flecha del carrete y las líneas de bombeo, se encuentra una válvula de cierre que nos permite aislar estas dos secciones en caso de una emergencia.

El carrete de TF se compone de varios elementos esenciales para protección y manejo adecuado de la tubería flexible, a continuación, se mencionan sus funciones básicas y son ilustrados en la figura 13.

- **Tambor:** Es la sección central del carrete, sobre este se encontrará enrollada la tubería, su diámetro depende directamente del diámetro de la tubería flexible.
- **Unión giratoria:** Este elemento se encuentra montado en el eje del carrete, conecta la tubería con el sistema de bombeo, permitiendo el flujo a través de la tubería mientras esta se encuentre girando. Cuenta con un juego de empaques que previenen la fuga de líquidos.

- **Guía de tubería:** Permite enrollar o desenrollar adecuadamente la tubería, evitando que se traslape en el carrete, se controla desde la cabina de operación y funciona en base al mecanismo llamado “conjunto de nivelar enrollar”.
- **Lubricador de tubería:** Este elemento se encuentra sobre el carrete, proporciona aceite a la tubería, reducción la fricción al ser introducida o extraída del pozo y proporciona una protección a la corrosión atmosférica.
- **Medidor de profundidad:** Indica la profundidad del extremo de la tubería flexible dentro del pozo. Instalado frente a la barra guía del carrete junto al lubricador para su fácil visualización desde la cabina de control. Funciona mediante un sistema de engranes, girados a partir del contacto de la tubería con una polea localizada en el contador.

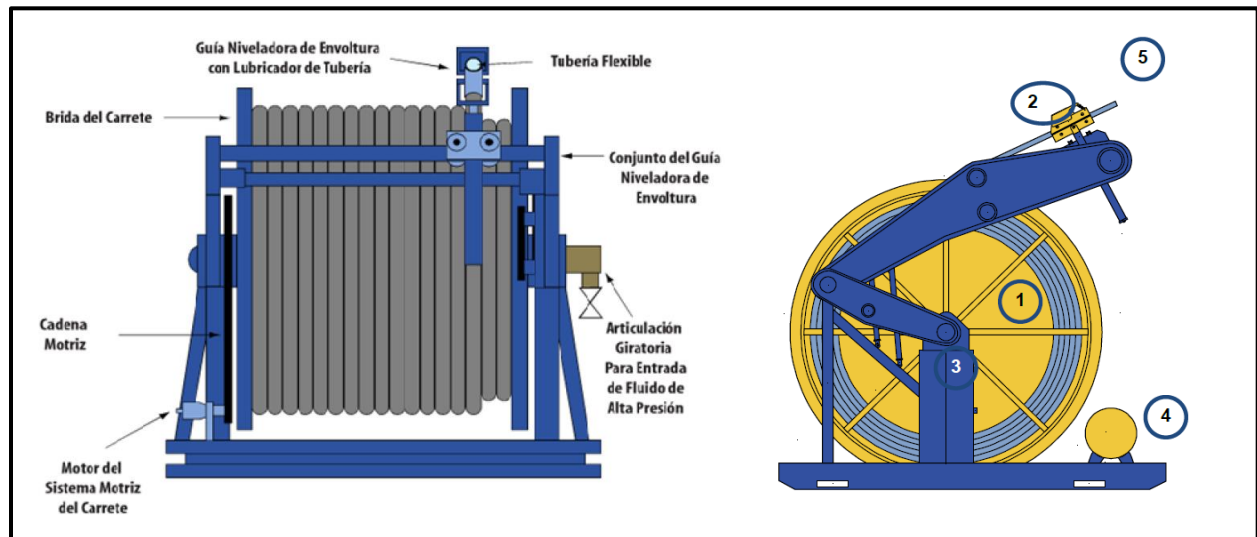


Figura 13 Carrete de tubería flexible. (Schlumberger, 2010)

III.4.3 Cabina de control

La cabina de control es el espacio de trabajo equipado con todos los controles para operar los componentes de la unidad de tubería flexible desde un solo punto. Su localización depende de la configuración y tipo de unidad, generalmente ubicada tras el carrito de TF y alineado al cabezal del pozo. Durante el desarrollo de las operaciones, la cabina es elevada mediante un sistema de gatos neumáticos, facilitando la visibilidad para manejo del equipo, permitiendo una mayor confiabilidad, efectividad y seguridad.



Figura 14 Cabina de control de la TF. (Alva, etc., 2011).

Integrada para operar todos los componentes del equipo adicional a la instrumentación propia de la cabina, contará con el equipo de cómputo electrónico necesario para registrar en tiempo real y almacenar en memoria como mínimo los siguientes parámetros:

- Presión interna de la tubería.
- Presión en el espacio anular de la tubería flexible/ tubería de producción.
- Gasto de circulación.
- Volumen acumulado de fluidos bombeados.
- Peso y esfuerzo de tensión de la tubería flexible.

- Velocidad de introducción y extracción de la tubería flexible.
- Profundidad de operación de la tubería flexible.
- Esfuerzos y cargas axiales a lo largo de la tubería en los viajes al pozo.
- Esfuerzos o cargas sinusoidales, helicoidales o de pandeo.
- Contador mecánico y digital de profundidad.

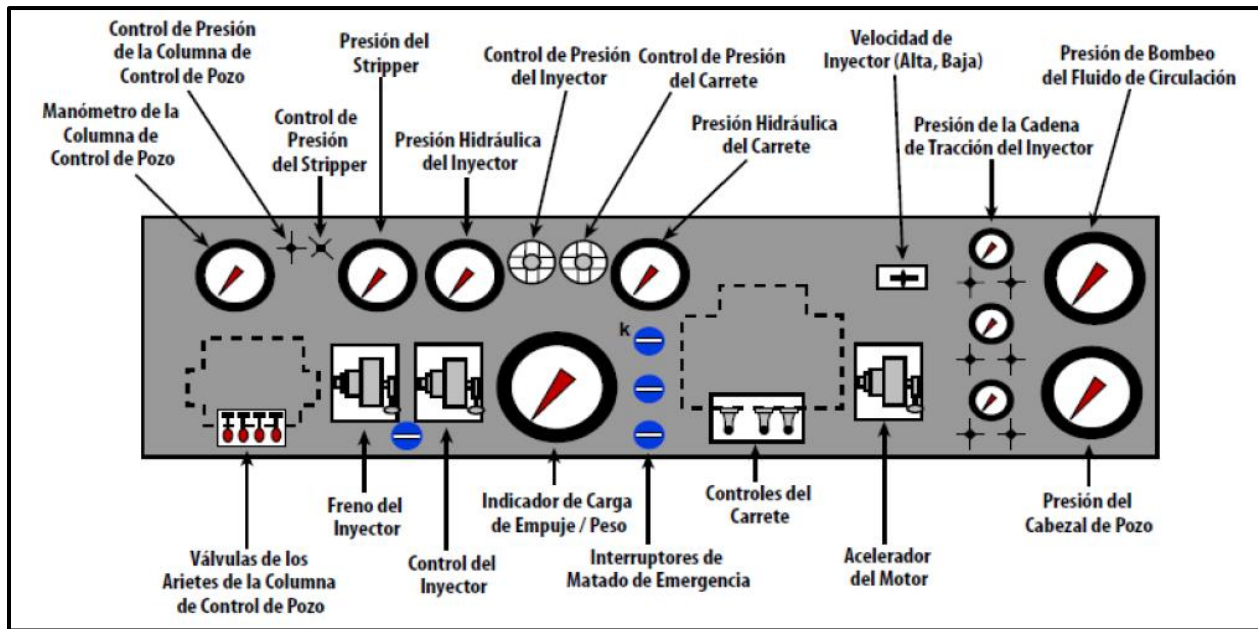


Figura 15 Tablero de control de la tubería flexible. (Martínez, 2010).

III.4.4 Cabeza inyectora

Sistema mecánico que permite introducir o extraer la tubería flexible dentro del pozo, proporcionando la fuerza de reacción y estabilidad necesaria. Brinda el soporte del peso de la tubería, ayudando a controlar la velocidad de descenso o ascenso de la tubería dentro del pozo lidiando con la contrapresión. Cuenta con sensores de profundidad y peso.

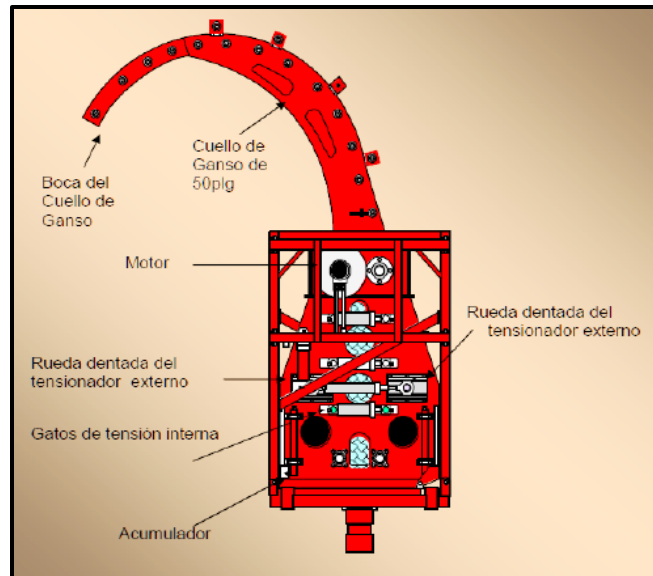


Figura 16 Vista lateral de la cabeza inyectora.
(Fuentes, Ortiz, 2014).

La cabeza inyectora cuenta con componentes esenciales para desempeñar su trabajo adecuadamente, manteniendo las condiciones óptimas trabajo.

- **Cuello de ganso:** Es un arco de acero colocado en la parte superior de la cabeza inyectora, permite guiar correctamente la tubería proveniente del carrete hacia los blocks de cadenas de la cabeza inyectora, previniendo la deformación acelerada de la TF.
- **Cadenas:** Es una serie de eslabones, roles y blocks de acero con caras semicirculares correspondientes al diámetro de la tubería a utilizar. Al introducir la tubería al pozo, las cargas en la cadena aumentan, como resultado de esto se requiere incrementar la fuerza de los blocks para generar la fricción adecuada, esto se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas.

- **Motores hidráulicos:** Proporcionan la tracción requerida para introducir o extraer la tubería dentro del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas.
- **Indicadores de peso:** Es un dispositivo localizado en la base de la cabeza inyectora, nos indica el peso de la tubería colgada y la fuerza necesaria para extraerla. El peso incrementa en base a la tubería introducida dentro del pozo, por lo que una disminución en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia del pozo. Este dispositivo opera hidráulicamente y/o electrónicamente.
- **Soporte estructural:** Es la plataforma donde se apoya la cabeza inyectora. Existen dos maneras de soporte usadas, mediante una grúa o con un marco de acero elevado hidráulicamente, comúnmente llamado gato de pie.

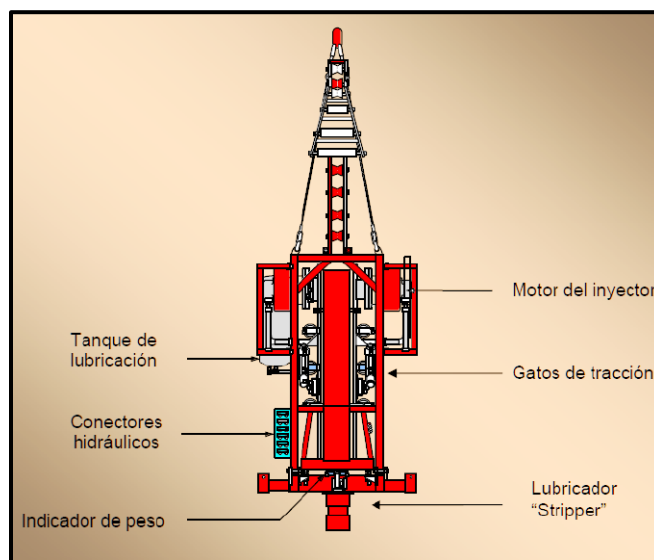


Figura 17 Vista frontal de la cabeza inyectora.
(Fuentes, Ortiz, 2014).

III.4.5 Equipo para el control del pozo

Son el conjunto de elementos que proporcionan el control eficiente de las presiones del pozo cuando se encuentra en operaciones normales o de emergencia. Operados desde la cabina mediante el circuito hidráulico y neumático. Los componentes deben cumplir con las normas de seguridad adecuadas, capaz de soportar las presiones y temperaturas posibles en la operación.

El equipo de control de la unidad de tubería flexibles está compuesto por los siguientes elementos:

- Estopero (Stripper)
- Lubricadores
- Conector rápido
- Preventores (BOP)

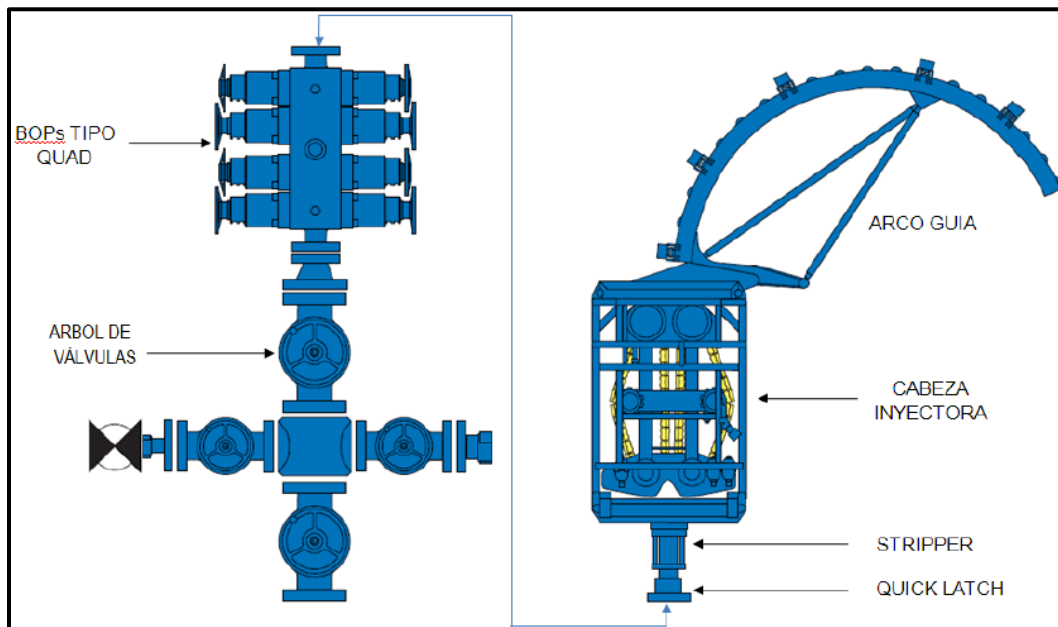


Figura 18 Componentes del equipo de control de pozos. (Fuentes, Ortiz, 2014).

Estopero (Stripper)

El estopero es un preventor localizado debajo de la cabeza inyectora, mediante dos elementos de sello (uretano y nitrilo) soporta las presiones o cualquier flujo durante operaciones con tubería flexible, permitiendo el trabajo en pozos fluyentes, tolera presiones de trabajo de 10,000 a 15,000 psi y resiste el contacto con ácido sulfhídrico. Operado desde la cabina de control, mediante una fuerza hidráulica, suministra un sello dinámico alrededor la TF durante el viaje en las operaciones y un sello estático cuando la TF no está en movimiento.

Lubricadores

Los lubricadores son tuberías de acero, extensiones que se encuentran entre la cabeza inyectora y los preventores. Implementadas cuando el arreglo de herramientas de fondo de la tubería flexible (BHA, por sus siglas en inglés, Bottom Hole Assembly) requiere mayor longitud.

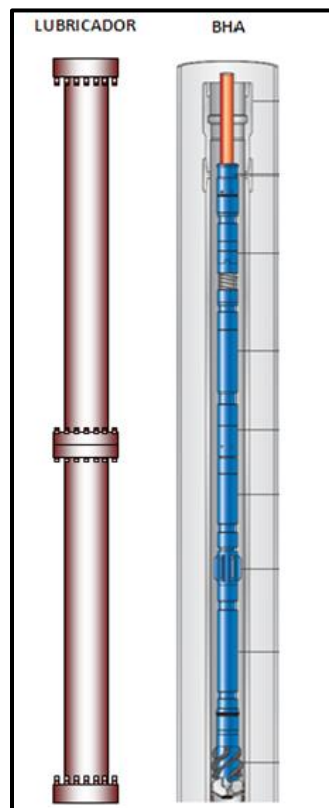


Figura 19 Esquema de un BHA y lubricador.
(Fuentes, Ortiz, 2014).

Conector rápido (Quick Latch)

El conector rápido es el encargado de suministra una rápida y segura conexión hidráulicamente entre el lubricador y los BOP.

Preventores (BOP)

Los preventores están compuestos por rams y la línea de matar, que permiten el control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante las operaciones con TF. Generalmente equipado con un preventor cuádruple, de arriba hacia abajo, con arietes ciegos, arietes de corte, arietes de cuñas y arietes anulares. Son operados hidráulicamente y soportan una presión mínima de 10,000 psi hasta 15,000 psi de trabajo, sin embargo, muchas de las unidades antiguas de TF están equipadas con preventores para 5,000 psi de trabajo. En circunstancias de emergencia, los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar los rams para el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente.

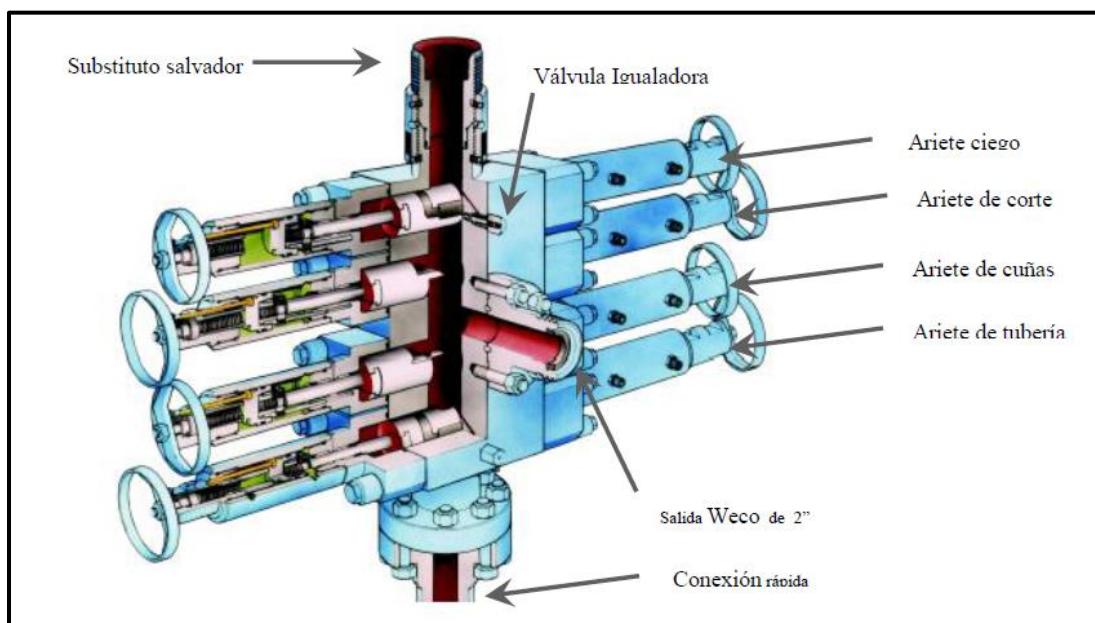


Figura 20 Arreglo de arietes en un preventor cuádruple. (Martínez, 2010).

A continuación, se muestra las funciones y configuración de arriba hacia abajo de un preventor cuádruple equipado para el desempeño seguro de las operaciones con tubería flexible.

- **Arietes ciegos:** Diseñados para lograr el sello total del pozo cuando no se encuentra tubería dentro del preventor o al perder el control del pozo, el sello se logra con los elementos de los arietes al ser comprimidos uno contra otro.
- **Arietes de corte:** Mediante hojas de corte, aplican fuerza mecánica al cuerpo del tubo, cerrando y cortando la tubería flexible que se encuentra dentro de la sección del preventor. Las hojas de corte se dimensionan dependiendo del diámetro de la tubería a utilizar. Los arietes de corte se accionan cuando la tubería se atora debajo del conjunto de preventores y en caso de alguna emergencia.
- **Arietes de cuñas:** Soportan el peso y sostienen la TF mediante dientes unidireccionales que se mueven en contra de la tubería, evitando su movimiento en caso de presentarse una alta presión que pudiera expulsarla.
- **Arietes anulares:** Cuentan con potentes sellos de elastómeros que al ser accionados igualan el diámetro externo de la tubería flexible, conteniendo la presión del espacio anular por debajo de los arietes.
- **Válvula igualadora:** Permite igualar las presiones dentro del preventor para poder abrir los rams.
- **Puerto de matar:** Se ubica en la parte media del cuerpo de preventor y permite bombear fluidos para el control del pozo.

De igual manera existe el preventor combi, equipado con 2 conjuntos de rams, los cuales cumplen dos funciones al momento de ser operados, cuentan con brazos más fuertes y su montaje reduce altura y peso del preventor, su distribución es la siguiente:

- **Rams ciego y corte:** Accionado para cerrar y cortar la tubería flexible permitiendo el sello en el diámetro interno del preventor.
- **Rams de tubería y cuñas:** Diseñado para que al cerrar sujete la tubería y efectúe un sello alrededor de la misma sin ocasionar ningún daño a la superficie.

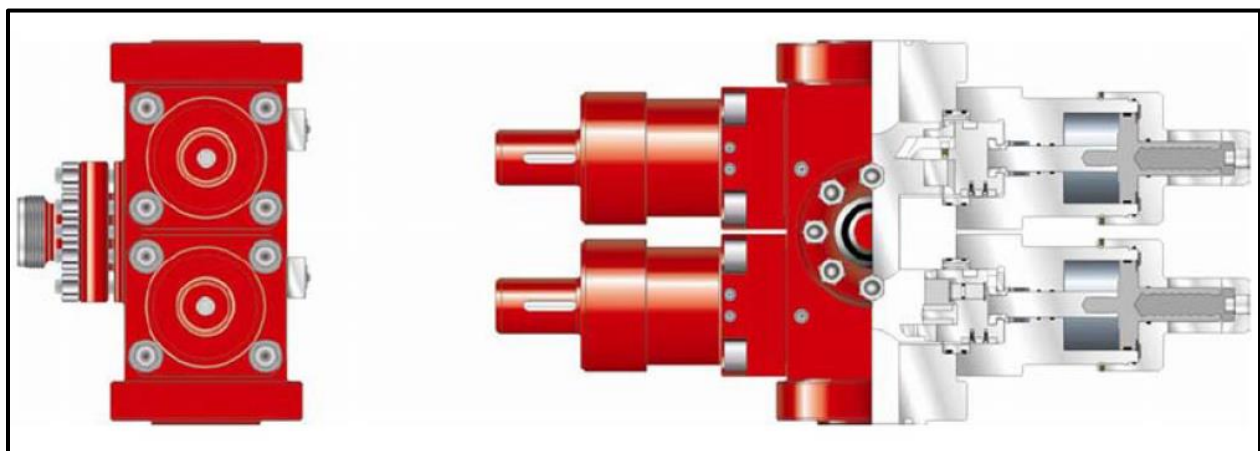


Figura 21 Conjunto de arietes combi. (Fuentes, Ortiz, 2014).

III.4.6 Equipos auxiliares

Grúa de maniobras: Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de TF, funciona mediante pistones hidráulicos y brazos de palanca que permiten realizar las maniobras necesarias para la instalación, operación y desmantelamiento de los componentes de la unidad. Puede estar integrada en la unidad o independiente en otro equipo modular.

Presas de fluidos: Son equipos cerrados que almacenan los fluidos recuperados durante las operaciones con TF para evitar el impacto ambiental y son similares a los utilizados en equipos convencionales.

Unidad de bombeo de fluidos: Las bombas comúnmente utilizadas en operaciones con tubería flexible son las triplex. Cuentan con equipo de apoyo que permiten llevar el control del gasto del fluido y el monitoreo de las presiones que se manejan durante la operación. Pueden estar integradas en la unidad de TF o de forma modular.

Unidad de inyección de nitrógeno: Esta unidad almacena el nitrógeno que será bombeado a la temperatura adecuada durante la operación. En estimulaciones de pozos con tubería flexible suele utilizarse para la limpieza adecuada de la tubería de producción y de la zona de interés.

III.4.7 Herramientas de fondo de la tubería flexible

En estimulaciones de pozos la tubería flexible es complementada con un conjunto de herramientas en el fondo, las cuales ayudan al desarrollo óptimo de la operación. Los accesorios comúnmente utilizados en estimulaciones matriciales de pozos son los siguientes:

- 1. Conector roll on:** Herramienta que permite conectar la tubería flexible con las herramientas de fondo. Tiene el mismo diámetro externo de la TF y se conecta al diámetro interno de este. Se asegura mediante deslizamiento del tubing dentro de canales previamente realizados al conector.

2. **Barra rígida:** Comúnmente utilizada cuando el pozo cuenta con sistema de bombeo neumático. La barra rígida es una sección corta de tubería, la cual ayuda a mantener la rigidez en la sección inicial de la tubería flexible, evitando que la TF se atore en las válvulas dentro del aparejo de producción.

3. **Ensamble de seguridad:** Es un pequeño arreglo de componentes que ayudan a mantener las condiciones de seguridad durante operaciones con tubería flexible. Se conforma de los siguientes elementos:
 - **Válvula doble check:** Generalmente se encuentra debajo del conector roll on. Permite el flujo de fluidos en una sola dirección, es decir, durante las operaciones permite el flujo de fluidos hacia el pozo, sin embargo, no permite el retorno de ellos por esa sección, lo que mantiene la seguridad del pozo en caso de que el sistema de bombeo falle o que la presión de operación se vea superada.

 - **Desconector hidráulico:** Consiste de una bola de accionamiento hidráulico que se encuentra debajo de la válvula doble check. La desconexión hidráulica consiste en aplicar una presión predeterminada para activar un mecanismo de liberación, es recomendable que esta presión tenga un valor alto de corte (cerca de 5000 psi).

4. **Trompo difusor:** Son utilizados en el extremo de la sarta de tubería flexible, son de simple diseño y construcción, permiten el flujo de fluidos hacia el pozo. La posición, cantidad y diámetro de los puertos depende de la acción de jet requerido para una específica aplicación de operación.

Capítulo IV: Metodología de la estimulación matricial

IV.1 Diseño de una estimulación matricial

La planeación y diseño de una estimulación matricial es un proceso complejo el cual requiere de analizar diferentes factores que proporcionan la información adecuada para identificar el daño a remover, seleccionar adecuadamente los fluidos de tratamiento y determinar las condiciones bajo las cuales se trabajará.

El siguiente procedimiento es una guía para el diseño adecuado de una estimulación matricial:

- 1. Recopilar y analizar información:** El ingeniero de diseño es el encargado de analizar toda la información validada como el historial del pozo (previas operaciones), pruebas de laboratorio (véase secciones III.3.1.4 y III.3.2.5), datos petrofísicos, análisis de fluidos producidos, estado mecánico del pozo, entre otros. Esta información permite identificar si el pozo es buen candidato a ser estimulado, evaluar el daño y seleccionar el fluido de tratamiento.
- 2. Identificar el daño:** Al analizar la información previamente recopilada se identifica el tipo de daño que se tiene en la formación (véase sección III.3.1.2). En caso de no identificar el daño se recomienda no aplicar la estimulación no reactiva, ya que los fluidos podrían agravar el daño.
- 3. Selección del fluido de tratamiento:** Las pruebas de laboratorio como pruebas de compatibilidad y análisis de núcleos, son factores importantes, debido a que permiten seleccionar la mejor opción de fluido de tratamiento y aditivos (véase tablas 3-5).

4. **Identificar presiones y gastos máximos de trabajo:** Al realizar una prueba de admisión se determinan los gastos y presiones de trabajo. La presión de bombeo debe ser mayor que la presión de formación, pero siempre menor que la presión de fractura para no provocar un fracturamiento en la formación.
5. **Determinar volumen de fluido de tratamiento:** El volumen de fluido de tratamiento es un factor importante a considerar de acuerdo a la longitud del intervalo y al radio de penetración de la zona dañada. Para rocas carbonatadas, el radio de penetración buscado es de 3 a 5 pies y en arenas es de 1 a 3 pies. Si el intervalo es mayor a 50 pies, se debe tomar en cuenta que la estimulación se llevará a cabo por etapas.

$$V_{ft} = 23.5 * \phi * hf * (r_x^2 - r_w^2)$$

$$r_x = r_w + r_a$$

Donde:

V_{ft} = Volumen de fluido de tratamiento (gal).

ϕ = Porosidad de la formación (%).

hf = Espesor del intervalo a intervenir (pies).

r_w = Radio del pozo (pies).

r_a = Radio de penetración dentro de la formación (pies).

r_x = Radio de penetración total del fluido

de tratamiento (pies).

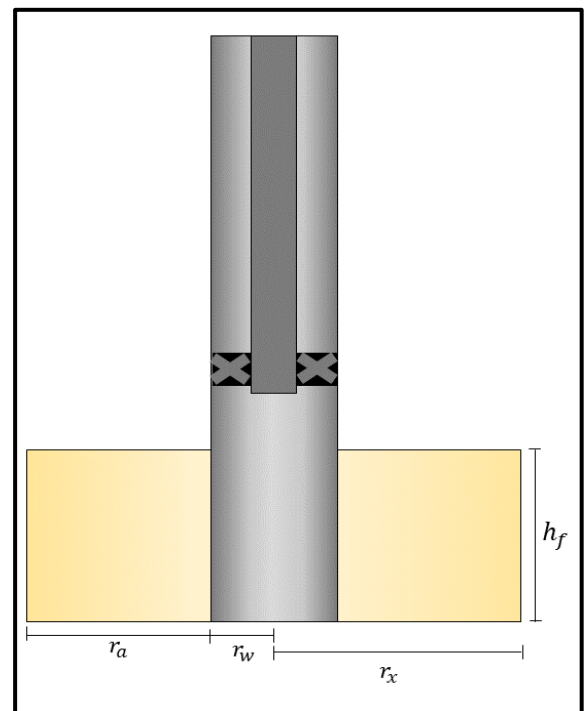


Figura 22 Esquema para determinar el volumen del fluido de tratamiento

- 6. Tiempo de reposo del fluido de tratamiento:** Una vez realizada la estimulación matricial el tiempo de reposo influirá directamente en el desempeño del fluido de tratamiento. Para una estimulación no reactiva, el pozo deber cerrarse de 24 a 48 horas para permitir que el surfactante actúe según la respuesta esperada. En una acidificación matricial, el pozo debe ser inducido inmediatamente después de terminada la operación para desalojar el sistema ácido.

- 7. Incremento de productividad estimado:** Es necesario calcular el incremento de productividad esperado para evaluar la rentabilidad del tratamiento empleado.

- 8. Programa de estimulación:** Elaborar el programa operativo de la estimulación que incluya antecedentes del pozo, estado mecánico, fluidos de tratamiento, volúmenes, gastos y presiones de trabajo. Asimismo, especificar las acciones que se deben tomar antes, durante y después del tratamiento.

IV.2 Diseño de una acidificación matricial en areniscas

La acidificación matricial en areniscas es una técnica utilizada para remover el daño a la formación alrededor del pozo provocada principalmente por invasión de partículas sólidas, dispersión, migración o floculación de arcillas, entre otros.

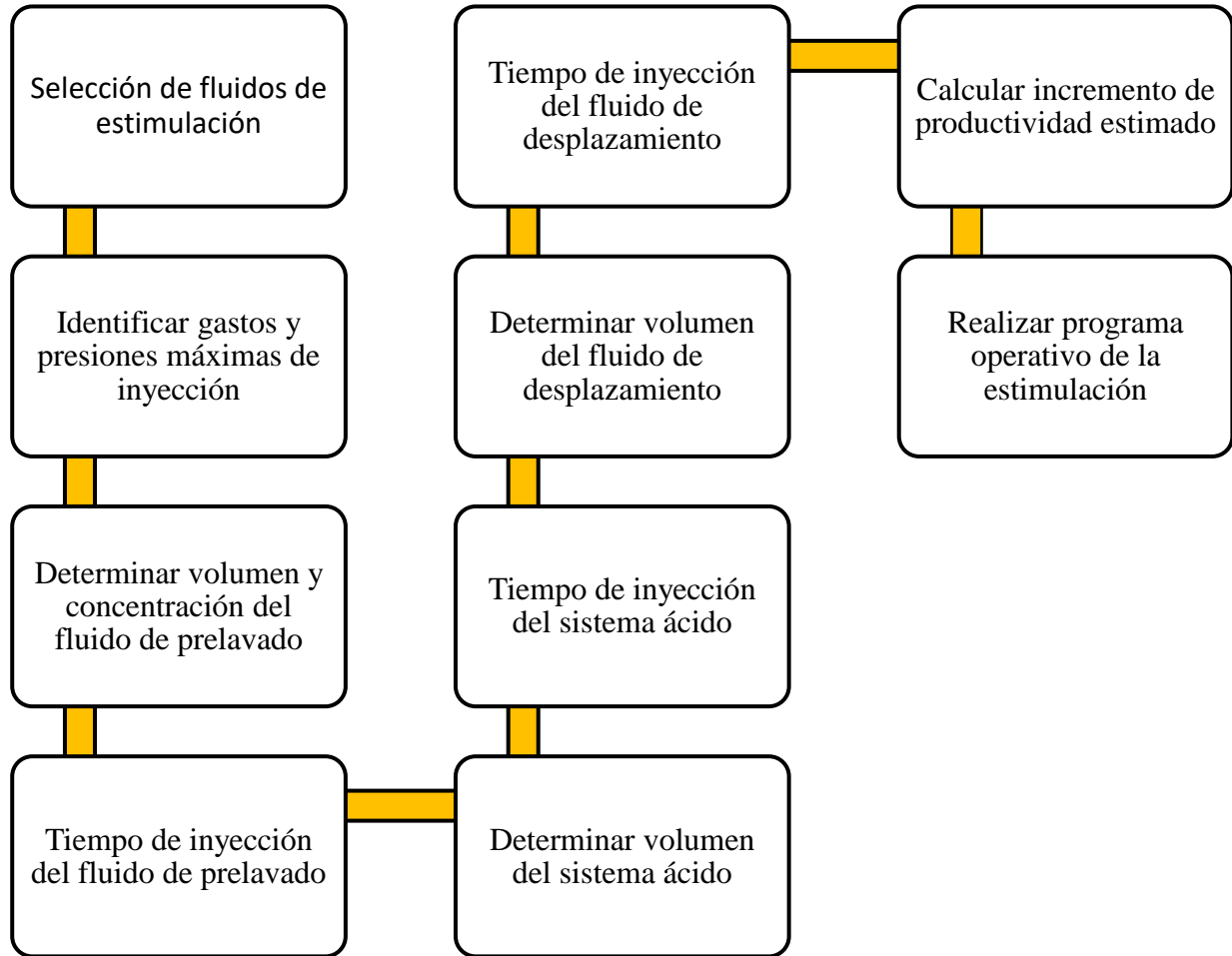
En este tipo de estimulaciones suele utilizarse una mezcla de HCl-HF. El ácido fluorhídrico reacciona con el material silícico, sin embargo, también puede tener reacciones con la salmuera de formación y con los carbonatos. Es por ello que esta técnica se implementa cuando menos tres

tipos de fluidos: fluido de prelavado, fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento. En formaciones con altas temperaturas pueden utilizarse mezclas de HF-ácidos orgánicos.

- **Fluido de prelavado:** Este fluido es inyectado antes que el sistema ácido, ya que se encarga de acondicionar la zona donde actuará el fluido de tratamiento. Crea una barrera entre el HF y el agua de formación, previniendo la formación de precipitaciones de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y potasio. En caso de presentarse carbonatos en la formación, el fluido de prelavado los disuelve evitando la reacción del HF con estos compuestos. El ácido clorhídrico o ácidos orgánicos son usados como fluidos de prelavado.
- **Fluido de estimulación:** Para pozos petroleros de formaciones areniscas con contenido menor del 20% de carbonatos, se recomienda el uso de mezcla de HF-HCl, con concentraciones de 3% HF y 12% HCl. Sin embargo, se deben realizar pruebas de laboratorio para formular la mezcla adecuada en base a las propiedades la formación.
- **Fluido de desplazamiento:** El objetivo de este fluido es desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la correcta colocación del sistema ácido en la zona de estimulación y facilitar la remoción total del fluido de tratamiento.

Es importante tomar en cuenta que para tratamientos de arenas con contenidos mayores del 20% de calcita deben ser diseñados como estimulaciones para carbonatos.

El siguiente procedimiento es una guía para llevar a cabo una buena planeación y diseño adecuado de una acidificación matricial.



IV.2.1 Cálculo de volúmenes y tiempos de inyección de los fluidos de tratamiento

Para determinar los volúmenes y tiempos de inyección de los fluidos empleados durante el proceso de una acidificación matricial, es necesario resolver las siguientes formulas y tomar realizar las correcciones necesarias tomando en cuenta la mineralogía de la formación.

Volumen y tiempo de inyección del fluido de prelavado

El volumen y concentración del fluido de prelavado V_1 (gal), se determina mediante las siguientes fórmulas:

$$V_p = 23.5 * \phi * hf * (r_x^2 - r_w^2)$$

$$V_{HCl} = \frac{23.5 (1 - \phi) X_{HCl} (r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

Si $V_p < V_{HCl}$, $V_1 = V_{HCl}$

Si $V_p > V_{HCl}$, $V_1 = V_p$

Como método alternativo se puede obtener V_1 a través de la siguiente regla:

- Para 0% Carbonatos: 5% HCl, 50 gal/pie
- Para 20% Carbonatos: 15% HCl, 100 gal/pie

El tiempo de inyección del fluido de prelavado se calcula a partir de:

$$t_1(\text{min}) = \frac{0.023805 * V_1(\text{gal})}{qi \text{ max}(BPM)}$$

Volumen y tiempo de inyección del sistema ácido

Para el cálculo adecuado del volumen del sistema ácido V_2 (gal), es necesario determinar datos mediante el implemento de tablas. Por ello se realiza el procedimiento siguiente:

- a) Determinar la penetración en arena limpia P_a (pg), con ayuda de la figura 22 y la temperatura de formación.

- b) Corrija el valor de Pa por gasto, Paq (pg), multiplicándolo por el factor de corrección (Cq) obtenido de la figura 23.

$$P_{aq} = C_q * P_a (pg)$$

- c) Calcular el volumen de sistema ácido V2 (gal), con el ayuda de los cálculos del radio efectivo y con apoyo de la figura 24.

- Radio de penetración r_x (pg).

$$r_x = r_w - P_{aq}$$

- Radio efectivo del factor de penetración r_a (pg).

$$r_a = r_x^2 - r_w^2$$

- Con r_a , se encuentra el volumen unitario Va en la figura 25.
- Posteriormente, se calcula el volumen del sistema ácido V_2 (gal).

$$V_2 = V_a * hf$$

El tiempo de inyección del sistema ácido t_2 (min) se calcula a partir de:

$$t_2 = \frac{0.023805 * V_2}{qi \ max}$$

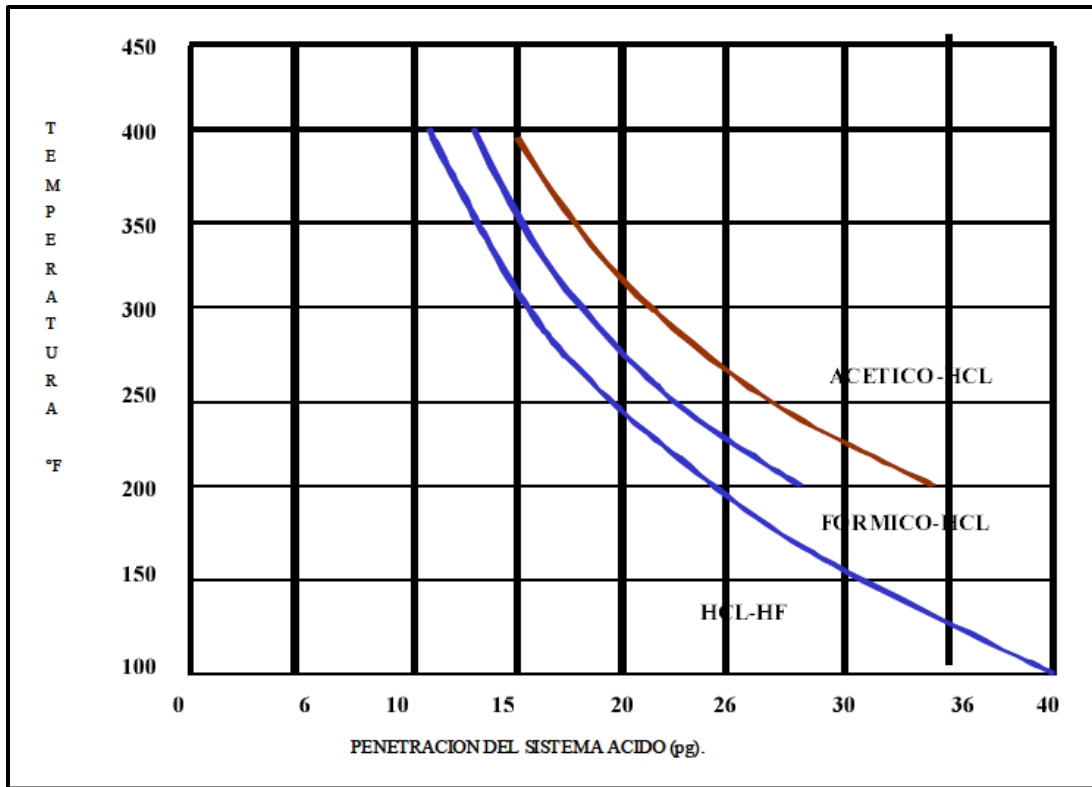


Figura 23 Penetración del sistema ácido en arena limpia. (Islas, 1991).

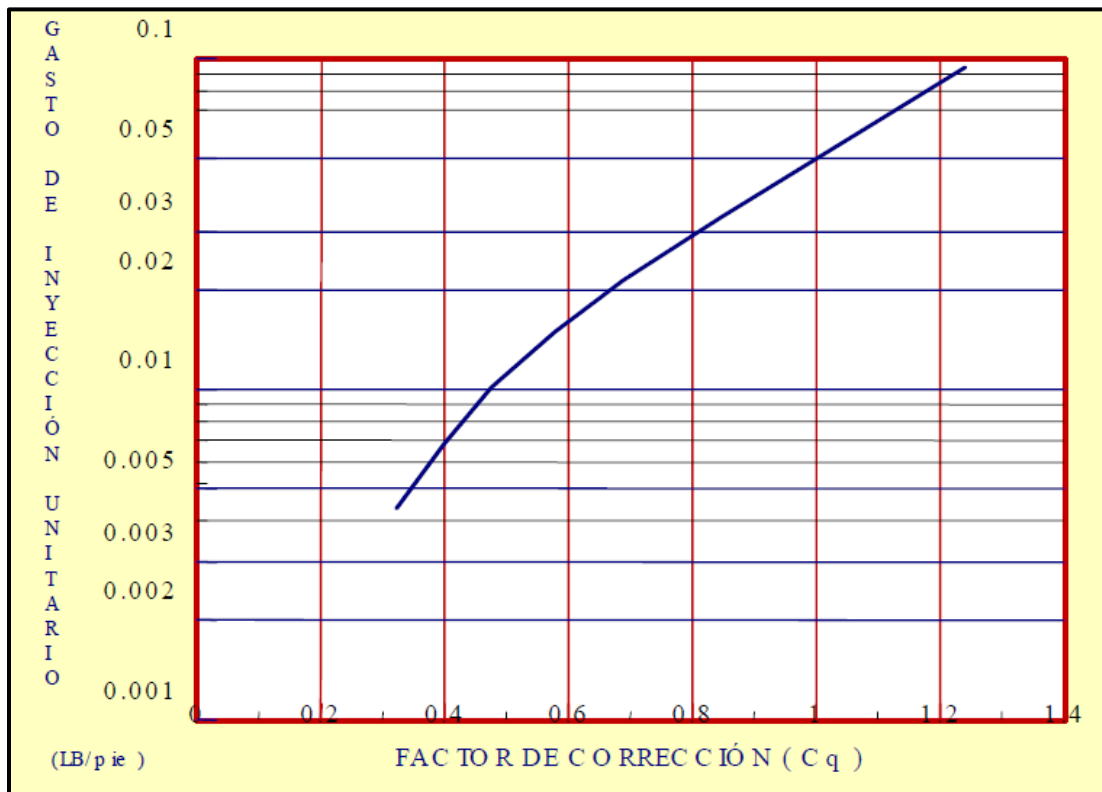


Figura 24 Factor de corrección por calcio y silicatos. (Islas, 1991).

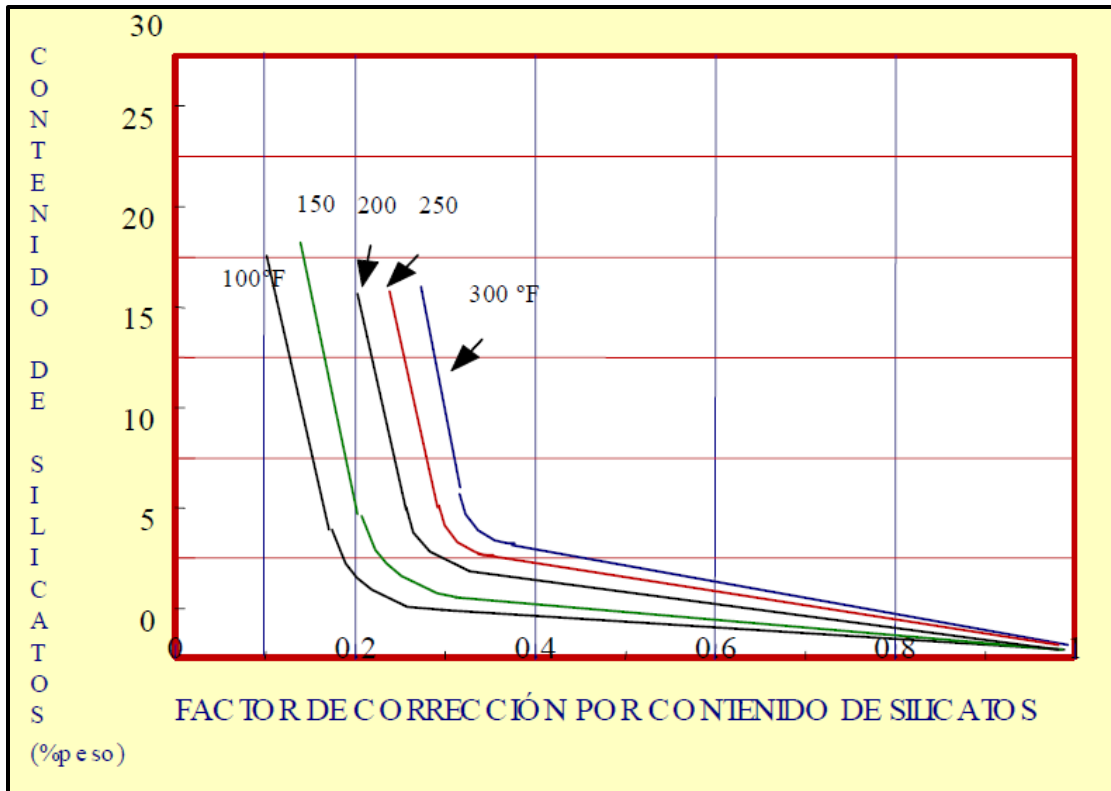


Figura 25 Factor de corrección por contenido de silicatos. (Islas, 1991).

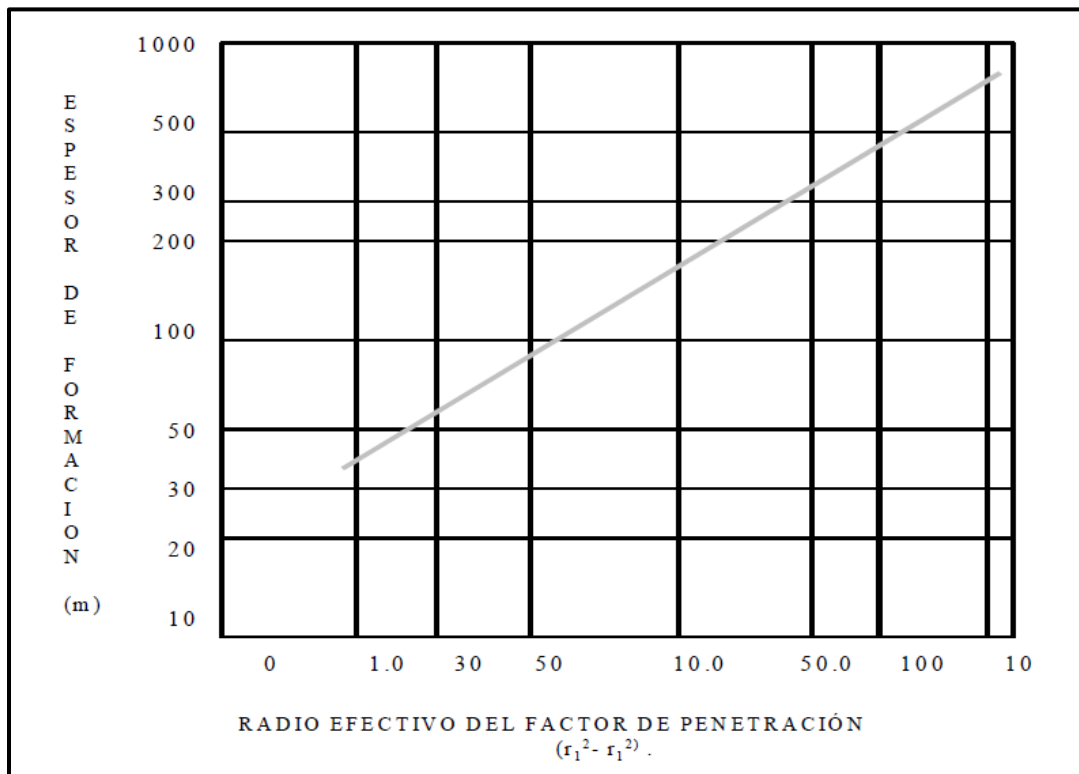


Figura 26 Corrección del radio de penetración. (Islas, 1991).

Volumen y tiempo de inyección del fluido de desplazamiento

Por último, para determinar el volumen del fluido de desplazamiento V_3 (gal), para un radio de penetración de 4 pies, se calcula de la siguiente manera:

$$r_3 = 4 + r_w$$

$$V_3 = 23.5 * \phi * hf * (r_x^2 - r_w^2)$$

El volumen de desplazamiento V_3 , de estar entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen del sistema ácido V_2 , en caso contrario deberá tomarse el límite más cercano como V_3 .

Para el cálculo de tiempo de inyección del fluido de desplazamiento se emplea la fórmula:

$$t_3 = \frac{0.023805 * V_3}{qi \ max}$$

IV.3 Procedimiento operativo para realizar una estimulación matricial no ácida con unidad de tubería flexible

1. Actualice el estado mecánico, el cual debe incluir: distribución de tuberías de revestimiento, aparejo de producción, diámetros, librajes, profundidades, intervalos de producción, anomalías, etc.
2. Analice el programa proporcionado por su departamento.
3. Elabore un programa operativo alternativo para solucionar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación.

4. Realice una junta de seguridad antes de iniciar la operación, incluyendo a todo el personal involucrado (jefe de pozo, producción, seguridad industrial, servicio a pozo, personal de unidad de tubería flexible, compañías, etc.), explique la importancia y alcance de la intervención y asigne tareas y funciones específicas al personal que intervendrá.
5. Supervise la instalación y realice pruebas hidráulicas de las unidades de bombeo y líneas superficiales de control de acuerdo a las especificaciones del árbol de válvulas.
6. Coloque en posición UTF para ser bajar tubería flexible a zona de interés. Iguale las presiones del pozo, UTF y la bomba. Posterior comience descenso de tubería flexible con velocidad máxima de 10 metros/minuto. Cada 400 o 500 metros, realice pruebas de Pull test para verificar que la tubería flexible no sufra atascamiento.
7. A determinada profundidad, comience bombeo de fluido de prelavado, monitoreando los gastos y presiones previamente definidos. Esto ayudará a limpiar el daño u obstrucciones localizados en el aparejo de producción y en el intervalo productor.
8. Con tubería flexible estacionada en el intervalo productor, recircule los productos de tratamiento antes de bombearlos al pozo, para su homogenización. En seguida, efectué inyección de fluidos de tratamiento según el programa, monitoreando en todo momento presiones y gastos de trabajo.

- 9.** Efectué bombeo de fluido de desplazamiento, para colocar el fluido de tratamiento dentro del intervalo de interés, dejando la tubería flexible libre de fluido de tratamiento.

- 10.** Levante tubería flexible hasta superficie con velocidad máxima de 15 metros/minuto. Verifique presiones de cierre, final y estabilidad del pozo. Desfogue presiones de pozo y desinstale equipo de trabajo.

- 11.** Deje reposar tratamiento de estimulación en formación durante 24 horas.

- 12.** Abrir pozo hacia presa metálica, recuperando fluido de estimulación.

- 13.** Realice mediciones para registrar el comportamiento del pozo. Recupere y analice muestras continuamente para monitorear limpieza del pozo.

- 14.** Evalúe desempeño del personal y compañías que participaron durante el desarrollo de la operación.

- 15.** Elabore el reporte final de la operación, el cual debe incluir: presiones, volúmenes y gastos de inyección, tiempos de operación, anomalías, etc.

Capítulo V: Casos de estudio

V.1 Pozo ESIA Ticomán 1 (ET1)

El pozo petrolero ESIA TICOMAN 1 (ET1) con desarrollo terrestre, se encuentra ubicado en la zona norte de Veracruz, teniendo su inicio de perforación el 08 de febrero de 1961 y termino de perforación el 26 de febrero de 1961.

Durante su vida productiva, se han realizado operaciones previas al pozo ET1, con la finalidad de mantener las mejores condiciones de trabajo. La tabla 6 muestra un resumen de las operaciones más relevantes de los últimos años.

Tabla 6 Antecedentes del pozo ESIA TICOMAN 1

Año de operaciones	Operaciones realizadas
2015	*Reacondicionamiento de aparejo de producción.
2016	*Limpieza de líneas de descarga.
2017	*Limpieza de líneas de descarga. *Calibración de tp con bi de 2 ¼ (Jun) a 1860 mts. con huella de válvula de pie. *Estimulación orgánica por inversa. *Medición del pozo.
2018	*Pesca de válvula de pie con éxito. *Estimulación orgánica con tubería flexible. *Cambio de kit de empaques. *Medición del pozo.
2019	*Calibración de tp con bi 2 ¼ a 1860 mts. con huella de válvula de pie.

Se debe analizar la última operación realizada al pozo, para conocer las condiciones actuales y evaluar la posibilidad de aplicar una estimulación matricial.

Tabla 7 Última intervención realizada al pozo ET1

Resumen de la última intervención
Calibración el 11 de Enero del 2019: Con ULA se calibró TP 2 7/8 con B.I 2 ¼ a 1860 mts, registrando huella de válvula de pie.

A fin de comprender la distribución y profundidades de tuberías de revestimiento, elementos del aparato de producción, intervalos de producción y taponamientos de zonas previamente explotadas, el pozo cuenta con su estado mecánico, el cual es mostrado en seguida.

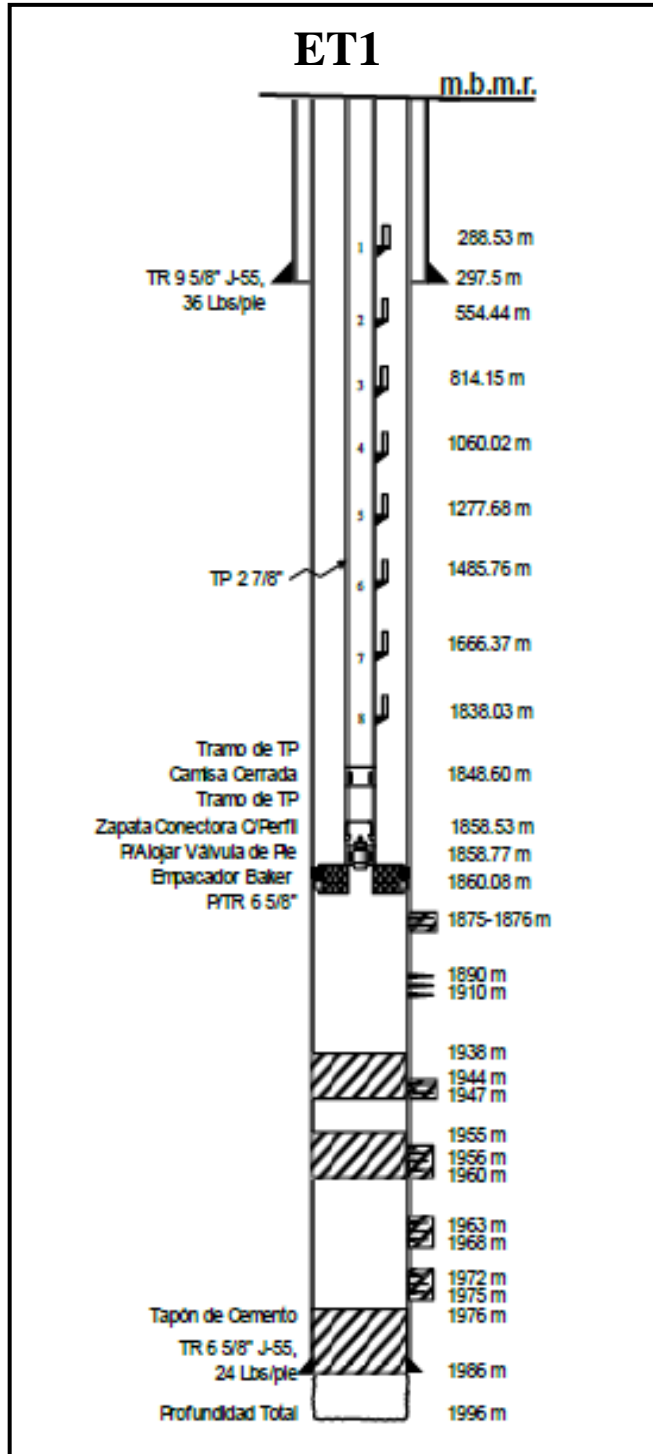


Figura 27 Estado mecánico del pozo ET1.

Para poder proponer una estimulación matricial al pozo ET1, es importante examinar la información recopilada del intervalo productor a intervenir, a fin de reconocer las condiciones actuales del yacimiento y la eficiencia del pozo para producir hidrocarburos. Por tal motivo, el pozo ET1 muestra los datos obtenidos en las siguientes tablas.

Tabla 8 Características de intervalo productor del pozo ET1

Intervalo	Formación	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)
1890-1910 m	K. Tamabra	6	24	37

Tabla 9 Muestras, presión y temperatura de fondo en pozo ET1

Fecha	12/03/2019
Aceite (%)	86
Agua (%)	14
Asfáltenos (%)	10.8
Parafinas (%)	2.9
Resinas asfálticas (%)	15.8
Densidad (gr/cm ³)	0.906
API (grados)	24.6
pH	8
Salinidad (ppm)	22,800
Presión de fondo (psi)	757
Temperatura de fondo (°C)	85

Datos recopilados de la propuesta de estimulación

Tabla 10 Ultima medición del pozo ET1

Fecha	19/02/2019
Presión en cabeza (psi)	70
Estrangulador (mm)	F
QB (bls)	9.69
QN (bls)	6.078
Aceite (%)	63
Agua (%)	37
Densidad (gr/cm ³)	SD
API (grados)	SD
pH	SD
Salinidad (ppm)	SD

Datos recopilados de la última medición del pozo ET1 antes de la estimulación matricial.

Con base al análisis de datos previamente proporcionados, se observó los bajos gastos de productividad del pozo durante el registro de su última medición. Por esta razón, se considera la intervención del pozo ET1, aplicando una estimulación matricial no reactiva.

Con el apoyo de personal capacitado y con experiencia del equipo de estimulaciones, se analizan las características del intervalo productor y se proponen los fluidos de intervención. Se llegó a la conclusión de programar, sistema orgánico y nitrógeno como fluidos de intervención del pozo ESIA TICOMAN 1.

Tabla 11 Propuesta de fluidos de la intervención del pozo ET1

Fluido	Uso	Volumen (m ³)
Fluido de tratamiento	Estimulación	18
Nitrógeno	Limpieza y desplazamiento	3000

Calculo del fluido de tratamiento

Para comprobar el volumen de fluido de tratamiento a utilizar en la estimulación del pozo ET1, se resuelve la formula proporcionada en el capítulo IV, tomando los datos a partir de las tablas y estado mecánico del pozo. En este pozo se busca una penetración 6.8 pies dentro de la formación.

$$V_{ft} = 23.5 * \emptyset * hf * (r_x^2 - r_w^2) \qquad r_x = r_w + r_a$$

$$V_{ft} = 23.5 * 0.06 * 65.62 * [(7.076)^2 - (0.276)^2] \qquad r_x = 0.276 + 6.8$$

$$V_{ft} = 4,625.62 \text{ gal} = 17.51 \text{ m}^3 \qquad r_x = 7.076 \text{ pies}^2$$

En seguida se diseña el programa operativo de la estimulación matricial a realizar, para proporcionar al ingeniero a cargo una guía de las actividades a desarrollar durante la intervención del pozo.

Programa de actividades del pozo ET1

1. Instalar equipo de medición en el pozo.
2. Probar conexiones superficiales de acuerdo al árbol de válvulas y realizar pruebas de presión.
3. Instalar ULA con pescante para recuperar válvula de pie.
4. Bajar ULA con pescante hasta la profundidad de 1860m y recuperar válvula de pie.
5. Desinstalar ULA y posterior instalar UTF.
6. Bajar tubería flexible con trompo difusor y ensamble de seguridad sin bombeo hasta 500m, donde inicia bombeo de N₂ con gasto de 15 m³/min. Seguir bajando TF hasta reconocer profundidad en el interior (1938 m). Posterior levantar tubería flexible a 1890 mts. e inducir pozo con N₂, repasando el intervalo productor (1890 – 1910 m).
7. Con tubería flexible estacionada a 1890 m, cambiar N₂ por fluido de estimulación. Inyectar 18m³ de fluido de tratamiento al intervalo productor, con gasto de 0.5 a 1 bpm, monitoreando constantemente las presiones de trabajo.
8. Una vez terminado de inyectar el fluido de tratamiento cambiar a N₂ y bombear hasta posicionar el fluido de estimulación en zona de interés.
9. Levantar tubería flexible sin bombeo hasta superficie. Desmantelar UTF.
10. Instalar ULA, bajar para colocar válvula de pie en niple de asiento.
11. Dejar reposar tratamiento de estimulación durante 24 hrs.

Terminado el tiempo de reposo del fluido de estimulación, se abre pozo para desalojar fluido de tratamiento y posterior se toman mediciones al pozo, con las cuales se evalúa la eficiencia del tratamiento en base a la productividad de hidrocarburos.

Tabla 12 Medición del pozo ET1 después de la estimulación

Fecha	20/03/2019
Presión en cabeza (psi)	240
Estrangulador (mm)	m/f
QB (bls)	94
QN (bls)	81.8
Aceite (%)	85
Agua (%)	15
Densidad (gr/cm ³)	SD
API (grados)	SD
pH	8
Salinidad (ppm)	38,000

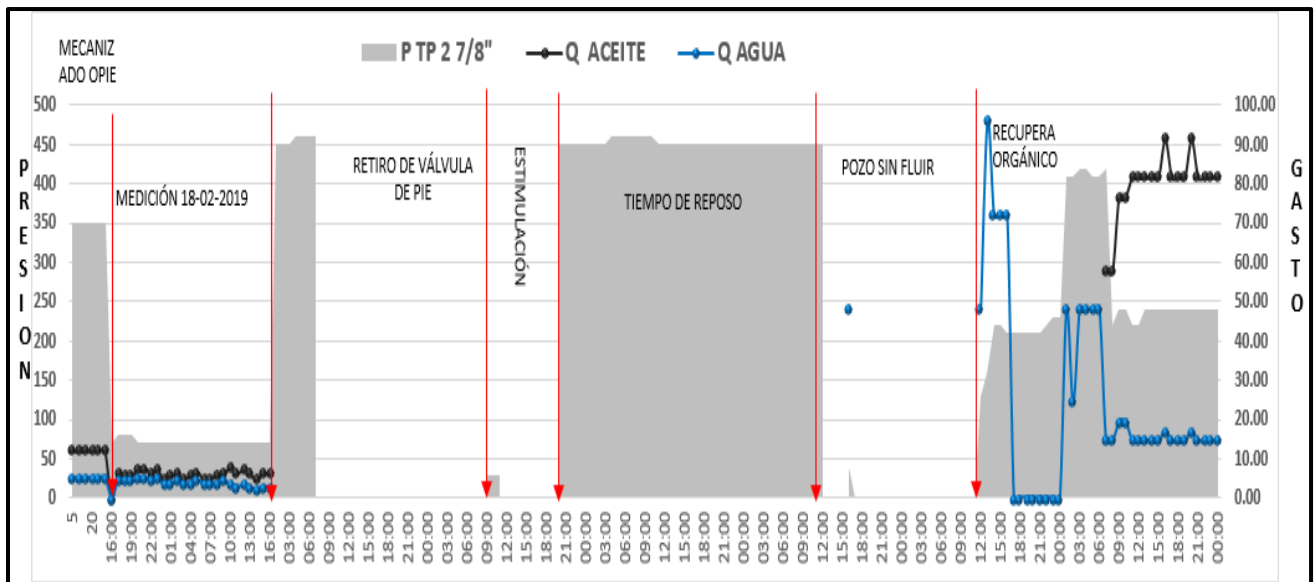


Figura 28 Grafica de la productividad del pozo ET1 antes y después de la estimulación matricial

Conclusiones de la estimulación al pozo ET1

Con base a la revisión de operaciones previamente desarrolladas, recopilación y análisis de información de las condiciones del pozo ESIA Ticomán 1, tales como, producción de aceite (6.078bls), correspondientes al 63% de la producción total, con porcentaje de agua del 37% y generación de asfáltenos (10.8%), parafinas (2.9%) y resinas asfálticas (15.8%), se decide realizar una estimulación matricial no reactiva, con la finalidad de limpiar y restaurar las condiciones óptimas de producción en los canales de flujo de la formación del yacimiento y del aparejo de producción del pozo, generando con esto un aumento en la permeabilidad de la formación que a su vez genera un incremento en el porcentaje de aceite producido.

Gracias al implemento de la Unidad de Tubería Flexible, se logró realizar la estimulación matricial bajo las condiciones óptimas de trabajo, manteniendo las presiones adecuadas durante el desarrollo de la operación y limpiando eficazmente las zonas de interés, permitiendo restaurar los canales de flujo. Además, los tiempos y costos del desarrollo operacional se vieron reducidos considerablemente.

En conclusión, la estimulación matricial con tubería flexible realizada al pozo ESIA Ticomán 1, resulto favorable en la producción de aceite (81.8 bls – 85% de la producción total), con un incremento considerable de 76 bls de aceite respecto a la producción registrada antes de la estimulación. Así mismo, disminuyo el porcentaje de agua al 15% de la producción total y se observó la limpieza adecuada del pozo, desplazando residuos de material orgánico generador de obstrucción hacia presa metálica.

V.2 Pozo ESIA Ticomán 2 (ET2)

El pozo petrolero ESIA TICOMAN 2 (ET2) con desarrollo terrestre, se encuentra ubicado en la zona norte de Veracruz, teniendo su inicio de perforación el 08 de Enero de 1961 y termino de perforación el 24 de Enero de 1961, a su vez, los trabajos realizados por el personal de terminación de pozos fueron realizados el 27 de Enero de 1961.

En la tabla 13, se muestran las operaciones previas realizadas al pozo ET2 con la finalidad de mantener las condiciones óptimas de trabajo.

Tabla 13 Antecedentes del pozo ESIA TICOMAN 2

Año de operaciones	Operaciones realizadas
2006	*Calibración. *Inducción.
2007	*Puncher.
2013	*Medición. *Calibración.
2014	*Calibración.
2015	*Medición. *Calibración.
2016	*Calibración.
2018	*Limpieza de líneas de descarga. *Pesca de válvula de pie. *Estimulación matricial no reactiva.

Se debe analizar la última operación realizada al pozo, para conocer las condiciones actuales y evaluar la posibilidad de aplicar una estimulación matricial.

Tabla 14 Ultima intervención realizad al pozo ET2

Resumen de la última intervención
Estimulación 01 de Junio del 2018: Con UTF realiza estimulación bombeando 7 m ³ de sistema orgánico, desplazando con nitrógeno.

A fin de comprender la distribución y profundidades de tuberías de revestimiento, elementos del aparato de producción, intervalos de producción y taponamientos de zonas previamente explotadas, el pozo cuenta con su estado mecánico, el cual es mostrado en seguida.

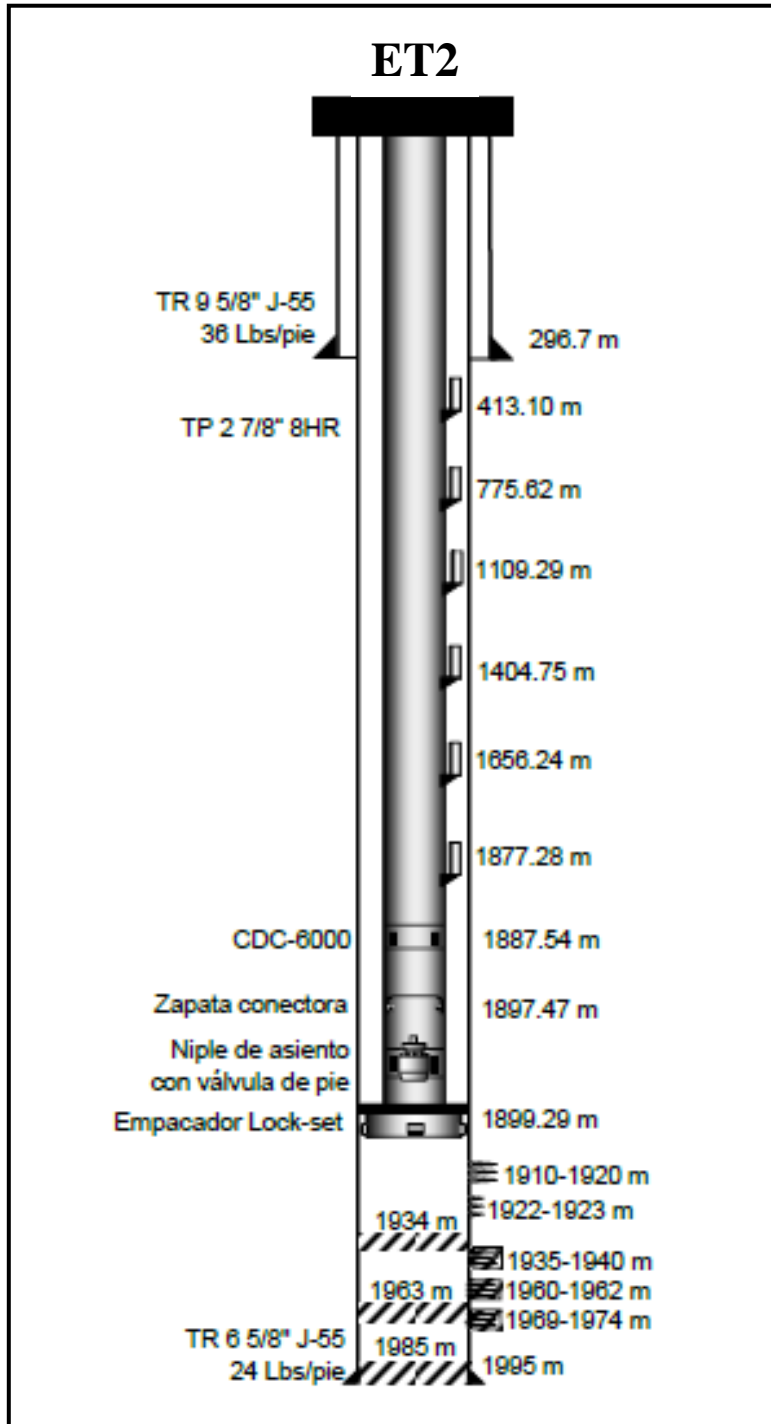


Figura 29 Estado mecánico del pozo ET2

Para proponer una estimulación matricial al pozo ET2, se examina la información recopilada del intervalo productor a intervenir, a fin de reconocer las condiciones actuales del yacimiento y la eficiencia del pozo para producir hidrocarburos. Por tal motivo, el pozo ET2 muestra los datos obtenidos en las siguientes tablas.

Tabla 15 Características de intervalo productor del pozo ET2

Intervalo	Formación	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (md)
1910-1920 m	K. Tamabra	6.3	43	37

Tabla 16 Muestras, presión y temperatura de fondo en pozo ET2

Fecha	04/09/2019
Aceite (%)	64.95
Agua (%)	35
Asfáltenos (%)	3.86
Parafinas (%)	47.51
Resinas asfálticas (%)	10.67
Densidad (gr/cm ³)	0.9168
API (grados)	22.8
pH	7
Salinidad (ppm)	33,725
Presión de fondo (psi)	2,375.09
Temperatura de fondo (°C)	92.71

Datos recopilados de la propuesta de estimulación

Tabla 17 Ultima medición del pozo ET2

Fecha	06/08/2019
Presión en cabeza (psi)	300
Estrangulador (mm)	6
QB (bls)	66.5
QN (bls)	46.55
Aceite (%)	70
Agua (%)	30
Densidad (gr/cm ³)	SD
API (grados)	SD
pH	8
Salinidad (ppm)	56,100

Datos recopilados de la última medición del pozo ET1 antes de la estimulación matricial.

Con el apoyo de personal capacitado y con experiencia del equipo de estimulaciones, se analizaron los valores de productividad y las características del intervalo productor, con lo cual se tomo la decisión de realizar una estimulación matricial al pozo ET2, con la finalidad de incrementar la producción de hidrocarburos. Pare ello se proponen sistema orgánico y nitrógeno como fluidos de intervención.

Tabla 18 Propuesta de fluidos de la intervención del pozo ET2

Fluido	Uso	Volumen (m ³)
Fluido de tratamiento	Estimulación	6
Nitrógeno	Limpieza y desplazamiento	3000

Calculo del fluido de tratamiento

Para comprobar el volumen de fluido de tratamiento a utilizar en la estimulación del pozo ET2, se resuelve las formulas correspondientes, tomando los datos a partir de las tablas y estado mecánico del pozo. En este pozo se busca una penetración 5.0 pies dentro de la formación.

$$V_{ft} = 23.5 * \emptyset * hf * (r_x^2 - r_w^2)$$

$$r_x = r_w + r_a$$

$$V_{ft} = 23.5 * 0.072 * 32.81 * [(5.276)^2 - (0.276)^2]$$

$$r_x = 0.276 + 5.0$$

$$V_{ft} = 1,541.08 \text{ gal} = 5.83 \text{ m}^3$$

$$r_x = 5.276 \text{ pies}^2$$

En seguida se diseña el programa operativo de la estimulación matricial a realizar, para proporcionar al ingeniero a cargo una guía de las actividades a desarrollar durante la intervención del pozo.

Programa de actividades del pozo ET2

1. Instalar equipo de medición en el pozo.
2. Probar conexiones superficiales de acuerdo al árbol de válvulas y realizar pruebas de presión.
3. Instalar ULA con pescante para recuperar válvula de pie.
4. Bajar ULA con pescante hasta la profundidad de 1898m y recuperar válvula de pie.
5. Desinstalar ULA y posterior instalar UTF.
6. Bajar tubería flexible con trompo difusor y ensamble de seguridad sin bombeo hasta 500m, donde inicia bombeo de N₂ con gasto de 15 m³/min. Seguir bajando TF hasta reconocer profundidad en el interior (1934 m). Posterior levantar tubería flexible a 1910 mts. e inducir pozo con N₂, repasando el intervalo productor (1910 - 1920 m).
7. Con tubería flexible estacionada a 1910 m, cambiar N₂ por fluido de estimulación. Inyectar 6m³ de fluido de tratamiento al intervalo productor, con gasto de 0.5 a 1 bpm, monitoreando constantemente las presiones de trabajo.
8. Una vez terminado de inyectar el fluido de tratamiento cambiar a N₂ y bombear hasta posicionar el fluido de estimulación en zona de interés.
9. Levantar tubería flexible sin bombeo hasta superficie. Desmantelar UTF.
10. Instalar ULA, bajar para colocar válvula de pie en niple de asiento.
11. Dejar reposar tratamiento de estimulación durante 24 hrs.

Terminado el tiempo de reposo del fluido de estimulación, se abre pozo para desalojar fluido de tratamiento y posterior se toman mediciones al pozo, con las cuales se evalúa la eficiencia del tratamiento en base a la productividad de hidrocarburos.

Tabla 19 Medición del pozo ET1 después de la estimulación

Fecha	14/09/2019
Presión en cabeza (psi)	340
Estrangulador (mm)	6
QB (bls)	217.34
QN (bls)	183.53
Aceite (%)	84
Agua (%)	16
Densidad (gr/cm ³)	SD
API (grados)	SD
pH	SD
Salinidad (ppm)	SD

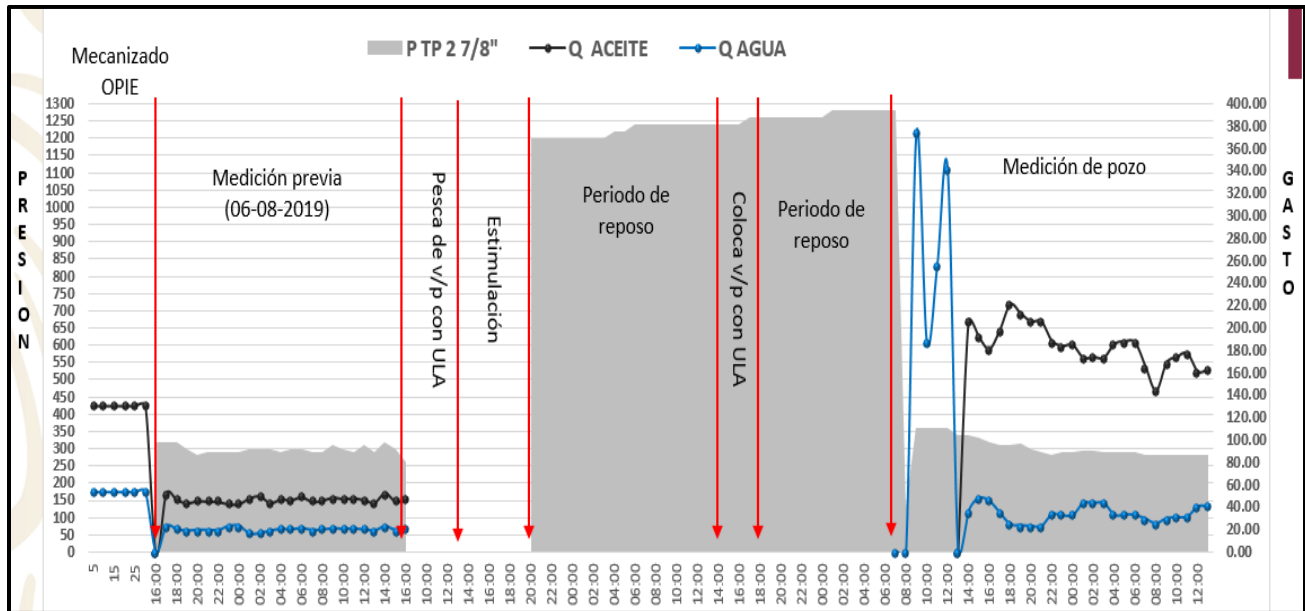


Figura 30 Grafica de la productividad del pozo ET2 antes y después de la estimulación matricial

Conclusiones de la estimulación al pozo ET2

Al analizar las condiciones del pozo, tales como, producción de aceite (46.75 bls), correspondientes al 70% de la producción total, con porcentaje de agua del 30%, el alto contenido de material orgánico generador de obstrucciones como son asfáltenos (3.86%), parafinas (47.51%) y resinas asfálticas (10.67%), se decide realizar estimulación matricial con el objetivo de limpiar y restaurar las condiciones óptimas de producción en los canales de flujo de la formación del yacimiento y del aparejo de producción del pozo.

Gracias al implemento de la Unidad de Tubería Flexible, se logró realizar la estimulación matricial bajo las condiciones óptimas de trabajo, manteniendo las presiones adecuadas durante el desarrollo de la operación y limpiando eficazmente las zonas de interés, permitiendo restaurar los canales de flujo. Además, los tiempos y costos del desarrollo operacional se vieron reducidos considerablemente.

En conclusión, los resultados obtenidos después de la estimulación matricial con tubería flexible realizada al pozo ESIA Ticomán 2, fueron favorables en la producción de aceite (183.53 bls – 84% de la producción total), con un incremento considerable de 136.78 bls de aceite respecto a la producción registrada antes de la estimulación. Así mismo, disminuyo el porcentaje de agua al 16% de la producción total y se observó la limpieza adecuada del pozo, desplazando residuos de material orgánico generador de obstrucción hacia presa metálica.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Para realizar estimulaciones matriciales a pozos petroleros, es necesario identificar el daño a tratar para seleccionar adecuadamente los fluidos de tratamiento y aditivos a utilizar.
- Las estimulaciones matriciales no reactivas utilizan fluidos que trabajan directamente en la alteración de fenómenos superficiales que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca. Por otro lado, en la acidificación matricial, los fluidos utilizados reaccionan químicamente con el material provocador del daño y con la roca de formación del yacimiento.
- Los surfactantes son aditivos empleados tanto en estimulaciones no reactivas como en acidificaciones. Permiten alterar adecuadamente los fenómenos superficiales, suspensión y remoción de finos y precipitados secundarios, evitan problemas como la corrosión, formación de emulsiones, entre otros.
- Para seleccionar el tipo de ácido, aditivos y concentraciones empleadas en una estimulación reactiva se debe considerar las propiedades y minerales que conforman la roca, así como las presiones y temperaturas de la formación, ya que influyen directamente en la eficiencia del tratamiento.

- Utilizar la Unidad de Tubería Flexible en el desarrollo de estimulaciones de pozos petroleros proporciona ventajas como la reducción de tiempo y costos de ejecución operacionales y con mayor seguridad, permite posicionar con certeza los fluidos de tratamiento en la zona de interés dentro del pozo y evita el contacto de estos fluidos con las incrustaciones o depósitos de óxido dentro del aparejo de producción, lo que a su vez se ve reflejado en una mayor eficiencia del tratamiento. Además, la tubería flexible puede desempeñar otras actividades si son requeridas.
- Por otra parte, los gastos y presiones de inyección dependen de los diámetros de la TF. En ocasiones, las operaciones se ven limitadas por la longitud de la tubería flexible.

Recomendaciones

- Si no se conoce con certeza el daño a tratar durante una estimulación a pozos petroleros, no se recomienda la aplicación de estimulaciones matriciales no reactivas, ya que se puede generar un incremento del daño.
- Realizar estudios de laboratorio que proporcionen información esencial para la selección adecuada de los fluidos de tratamiento, permitiendo el desarrollo satisfactorio de la estimulación.
- Verificar que la tubería flexible a usar se encuentra en óptimas condiciones de trabajo, ya que la acción de desplegar y envolver la tubería en el carrete genera un desgaste del tubo conocido como fatiga.

Bibliografías

1. Galindo, Luis, Peche & Santillán, (2017). Fracturamiento hidráulico. IPN, CDMX.
2. M. I. Carlos Islas Silva, (1991). Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. CDMX.
3. Halliburton, Manual de Recopilación Técnica de Halliburton.
4. Martínez G. José, (2010). Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros, (tesis de licenciatura). UNAM, CDMX.
5. Schlumberger, (2014). Manual de tubería flexible, fabricación y limitaciones.
6. “API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Wells Stimulation” API RP42. 1977.
7. M. Mendoza, C. Islas, (1976). Método de evaluación y desarrollo de un surfactante estabilizador de emulsiones ácidas” XIV Congreso Nacional AIPM.
8. Institute of Energy, Halliburton, 1989. “Practicas Modernas de Terminación”.
9. C. Islas, (1977). “Los inhibidores de corrosión para Ácido Clorhídrico en las Estimulaciones de Pozos”, Trabajo presentado en el XV Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.
10. B. Williams, J. Gidley, R. Schechter, (1979). “Acidizing Fundamentals”, SPE New York.
11. J. Bertaux, (1986). “Fluid Selection Guide for Matrix Treatments”. Dowell-Schlumberger.

12. J. Alva, J. Ramírez, R. Rosales, (2011). Aplicaciones de la tubería flexible, (Tesis de pregrado). IPN, CDMX.
13. Schlumberger, (2010). Descripción del equipo de tubería flexible. Presentación curso.
14. E. Fuentes, G. Ortiz, (2014). Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros, (Tesis de pregrado). UNAM, CDMX.
15. J.I. Téllez, C. Islas, (1975). “Un estudio experimental de agentes reductores de pérdida de presión por fricción”. XIII Congreso Anual AIMP.
16. Terminación y Mantenimiento de Pozos.
17. J. M. González Espinosa, (2014). Daño a la formación en pozos petroleros, (Tesis de pregrado). UNAM, CDMX.
18. J. Celis & O. León, (2009). “Selección de pozos candidatos a estimulación. Caso Campo Colorado” (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
19. S. D. Guaigua Villamarín, (2016). Alternativas para la optimización de la producción de un campo maduro de la cuenca ecuatoriana: fracturamiento hidráulico y/o estimulación matricial, (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
20. G. A. Pazmiño Núñez, (2016). Evaluación de las técnicas de estimulación de yacimientos utilizadas en un campo del oriente ecuatoriano, (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
21. A. Almazán, N. Hernández & O. Tapia, (2012). Aplicación de la tubería flexible en la inducción con nitrógeno de pozos petroleros. IPN, CDMX.
22. J. Bernal & A. Rosales, (2018). Aplicaciones de la tubería flexible y su avance tecnológico en operaciones a pozos petroleros, (Tesis de pregrado). IPN, CDMX.