

METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION ACIDA EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE CARBONATOS

DANIEL RICARDO URREA URIBE
LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2012

METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION ACIDA EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE CARBONATOS

LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA
DANIEL RICARDO URREA URIBE

TRABAJO DE GRADO COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS, M.SC.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2012

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros agradecimientos a las siguientes personas que contribuyeron en nuestro trabajo de grado:

Al profesor Alberto Ortiz por escuchar nuestras ideas y ayudarnos a enfocarlas en el camino correcto.

A los ingenieros de Ecopetrol Daniel Augusto Gutiérrez Arciniegas por recibir nuestra solicitud y ayudarnos a culminar nuestro trabajo de grado y Eusebio Rodríguez por brindarnos un espacio de su tiempo y contribuir con su experiencia y conocimiento.

A nuestro compañero Oscar Ebrath quien nos brindó su apoyo de forma incondicional, personas como tú son las que demuestran que el conocimiento debe ser libre y compartido.

A nuestro director Fernando Enrique Calvete González por su apoyo

A nuestros calificadores Zuly Calderon y Erik Montes.

Y a todos los profesores de la Escuela de Petróleos por brindarnos el conocimiento necesario.

Y a todos aquellos que de una u otra manera hicieron posibles este trabajo de grado.

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme y poner en mi camino a todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron a mi crecimiento personal, y aunque este largo camino estuvo lleno de alegrías y tristezas, su gracia siempre estuvo conmigo.

A mis padres por darme la vida y por toda su paciencia, a mis hermanas Martha y Carolina por aceptarme con mis grandes defectos y apoyarme sin reserva.

A mi compañero de vida, a mi amigo y esposo por acompañarme a cumplir con mi gran meta, por su confianza, apoyo y amor incondicional.

A mi hermosa hija Alejandra quien llego a llenar de dulzura y amor mi vida, a ella quien me lleno de vitalidad y ganas para continuar y llegar a consolidar este sueño.

A mi compañero Daniel por su paciencia, a mis compañeras de universidad Lorena, Andrea, Carolina, Nelly por comprobarme que la amistad verdadera sí existe solo puedo decírles GRACIAS, GRACIAS, GRACIAS.

LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA

DEDICATORIA

Primero que todo y por sobre todo a DIOS que me dio la posibilidad, la fuerza y la voluntad para culminar este proceso y de una u otra manera me bendijo y me presto el tiempo.

A Martha mi madre por el inmenso esfuerzo, paciencia, benevolencia y amor para apoyarme en todos mis decisiones y aún más en esta la mejor decisión de mi vida.

A Juan mi padre por sus buenas intenciones.

A mis hermanos Diana, Juan y Lucia por tenerme como punto de referencia, por ser los excelentes hermanos, y por todo el apoyo.

A Marian compañera de carrera y de vida, mi mejor amiga por apoyarme sin medida a cumplir con esta meta, por su confianza y amor incondicional.

A mi Abuelita que todos los días reza por mí.

A mi compañera Luz por la idea, a mis compañeros de universidad Carlos E, Juan Se y Oscar.

A los que si me apoyaron aquí está el resultado.

A todos los que no me apoyaron, me la hicieron difícil o se opusieron porque me enseñaron paciencia, voluntad y me hicieron más fuerte.

Gracias.

DANIEL RICARDO URREA URIBE

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	18
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	19
1.1GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE CABONATOS	20
1.2 DAÑO A LA FORMACIÓN	21
1.3ESTIMULACIÓN ACIDA	24
1.4 ACIDIFICACIÓN	24
2. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION DE FRACTURA EN YNF DE CARBONATOS	26
2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA DISTANCIA DE PENETRACIÓN DEL ACIDO	28
3. METODOLOGIA PARA UN DISEÑO DE ESTIMULACION ACIDA EN YACIMIENTOS DE CARBONATOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	40
3.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	42
3.2DIAGNOSTICO DE SELECCIÓN	45
3.3 DISEÑO DE UNA ESTIMULACIÓN ACIDA PARA CARBONATOS NATURALMENTE FRACTURADOS	48
3.4 EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO	58
3.5VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA	62
4. EJECUCION DE LA METODOLOGIA	65
4.1 GENERALIDADES DEL YACIMIENTO	65
4.2SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	66
4.2.1 Historia delos pozos.....	66
4.3 DIAGNOSTICO DE SELECCIÓN	68
4.4 DISEÑO DE LA ESTIMULACION ACIDA	69
4.4.1 Diagnostico:	69

4.4.2 Selección de los fluidos:.....	70
4.4.3 Predicción de la Distancia de Penetración del Acido	71
5.4.4 Programa de Bombeo	77
5. EVALUACION DEL TRATAMIENTO	80
5.1 VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA	82
CONCLUSIONES	85
RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFIA.....	88
ANEXOS	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Daño a la formación debido a la invasión del lodo de perforación.....	23
Figura 2. Modelo Matemático de fractura	30
Figura 3. Perfil de Temperatura Vs Distancia de fractura para BHT= 66°C	33
Figura 5. Distancia de Penetración del ácido Vs BHT para Caliza.....	35
Figura 6. Distancia de Penetración del ácido Vs BHT para Dolomita	35
Figura 7. Distancia de Penetración del Acido Vs Concentración del Acido.....	36
Figura 8. Distancia de Penetración Vs Tasa de bombeo	37
Figura 9. Distancia de Penetración Vs Ancho de la Fractura.....	38
Figura 10. Distancia de Penetración Vs Volumen de Pre-flujo.....	39
Figura 11. Algoritmo de la Metodología para el Diseño de una Estimulación Ácida en YNF de Carbonatos	41
Figura 12. Algoritmo de la selección de pozos candidatos a una estimulación ácida.	42
Figura 14. Algoritmo para el diseño de una acidificación de la matriz.....	48
Figura 15. Efecto de la composición de la roca en la reacción con HCl para una fractura de 0.79 pg. y 200°F.....	50
Figura 16. Volumen de la fractura	57
Figura 17. Algoritmo para la validación	64
Figura 18. Producción y eventos del pozo P1	67
Figura 19. Simulador FRACPRO	73

Figura 20. Visualización de datos de entrada y resultados de los perfiles	75
Figura 21. Perfil de temperatura pozo P1	76
Figura 23. Perfil de concentración de ácido	77
Figura 24. Visualización de las ecuaciones 10, 11, 12 y 13 y sus resultados	80
Figura 25. Visualización de las ecuaciones 16, 17, 18 y 19 y sus resultados	82
Figura 26. Visualización de las ecuaciones 20, 21, 22 y 23 de los cálculos reales y sus resultados.....	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones para los cálculos del ejemplo	27
Tabla 2. Mecanismos de daño de formación removibles con ácido.....	47
Tabla 3. Poder de disolución de ácidos para Carbonatos.....	52
Tabla 4. Datos de entrada necesarios para la construcción de los perfiles	54
Tabla 5. Descripción de los Fluidos	71
Tabla 6. Propiedades de la Caliza:	72
Tabla 7. Propiedades del ácido a inyectar, HCl 10%	72
Tabla 8. Datos del Pozo.....	73
Tabla 9. Programa de Bombeo pozo P1	79
Tabla 10. Unidades para las ecuaciones de evaluación y validación	81

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Ecuaciones para la Construcción de los Perfiles	90
ANEXO B. Diagrama de flujo del programa en Excel para el desarrollo de los perfiles	93
ANEXO C. Resultados de la evaluación y validación del tratamiento.....	94
ANEXO D. Nomenclatura	96

RESUMEN

TITULO: METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION ACIDA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE CARBONATOS.*

AUTORES: LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA
DANIEL RICARDO URREA URIBE**

PALABRAS CLAVES: Daño de formación, estimulación ácida, yacimientos naturalmente fracturados, carbonatos, acidificación de fractura.

DESCRIPCION

En el presente proyecto se desarrolló una metodología para el diseño de trabajos de estimulación ácida en yacimientos naturalmente fracturados; con el fin de remover el daño de formación y aumentar los canales de flujo de las fracturas naturales logrando así un aumento de la producción. Para tal fin se comienza con el estudio de los mecanismos de daño presentes en formaciones de carbonatos y el estudio de la técnica de estimulación viable para este tipo de yacimientos.

A continuación se presentan las generalidades del campo P del cual se tomó el pozo P1 como caso para validar la metodología.

Después se propone la metodología iniciando con la selección de candidatos la cual nos permitirá determinar a partir de criterios operacionales de potencial de producción, los pozos viables para implementar un trabajo de estimulación ácida.

Posteriormente dentro del diseño básico de los trabajos de estimulación, se propone una etapa cuyo objetivo será predecir la distancia de penetración del tratamiento ácido dentro de la fractura natural de la formación, con esta distancia y las dimensiones de la fractura se podrá calcular el volumen de ácido requerido para el tratamiento. Luego se implementa la metodología desarrollada, en un pozo.

Por último se valida la metodología comparando los resultados obtenidos de un tratamiento real realizado al pozo P1 y los resultados que se obtendrían si se utilizara la metodología propuesta en este trabajo.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenieras Fisicoquímicas, Escuela de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITULO: METHODOLOGY FOR THE DESIGN OF AN ACID STIMULATION IN CARBONATE NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS.*

AUTORES: LUZ HELENA CALDERON ESPINOSA
DANIEL RICARDO URREA URIBE**

KEY WORDS: Formation damage, acid stimulation, naturally fractured reservoirs, carbonates, fracture acidification.

DESCRIPTION

We developed a methodology to design works on acid stimulation in naturally fractured reservoirs. We did it to remove damage formation and to increase flux channels of natural fractures, in order to increase production. We start studying damage mechanisms present in carbonate formations, and studying stimulation techniques feasible to this type of reservoirs.

Generalities of camp P are showed and oil well P1 was chosen to validate this methodology.

Then, we propose a methodology by selecting candidates that will allow us to determinate, based on operational criteria of production potentiality, feasible oil wells to implement a work on acid stimulation.

Then, we propose a phase directed to predict penetration distance of acid treatment inside the natural formation fracture, within the basic design of stimulation works. Acid volume required for this treatment will be estimated based on this distance. We then test the developed methodology on an oil well.

Finally, we validate this methodology by comparing results from a real treatment performed in oil well P1, and results that would be obtained under the methodology proposed in this study.

* Project Grade

** Industrial University of Santander, Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director. M.Sc Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCION

Los yacimientos naturalmente fracturados contienen la mayor parte de las reservas mundiales de petróleo y gas, los más prolíficos y la mayoría provienen de formaciones de carbonatos naturalmente fracturados. Aunque su factor de recuperación es menor comparado con un yacimiento de areniscas, estos poseen un potencial muy alto para lograr un aumento de su producción. La técnica de estimulación ácida ofrece una solución ante la presencia de un daño de formación que este impidiendo el flujo natural de los fluidos hacia el pozo y para lograr la mejor solución se debe iniciar con un diagnóstico del problema a tratar.

De tal manera con un diagnostico definido y con pleno conocimiento del problema se puede buscar la mejor alternativa que nos represente un aumento de la producción.

Con el presente trabajo se pretende entregar una metodología que maneje eficientemente toda la información necesaria y dirigida a construir un diseño optimo que permita lograr los objetivos trazados de la estimulación y que además sea tomada en cuenta como una alternativa para llevar a un aumento de producción un YNF de carbonatos, mediante la estimulación ácida de sus fracturas. Este tipo de tratamiento no solo permitirá remover el daño dentro de las fracturas y en la cara del pozo, también ayudara a incrementar su tamaño proveyendo una mayor conductividad de fluidos de la formación hacia el pozo.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los yacimientos naturalmente fracturados representan un porcentaje significativo de los yacimientos de hidrocarburos alrededor del mundo, representado en el 20% de las reservas de petróleo y gas del mundo; el 53% de las reservas de Estados Unidos y cerca del 90% de México (Saavedra, 2003), pero son, de cualquier manera, la clase de yacimiento más complicada para producir eficientemente.

Los YNF pueden ser encontrados en una amplia variedad de litologías, tales como dolomitas, calizas, areniscas, lutitas, anhidritas, rocas ígneas, metamórficas y carbones. Este tipo de yacimientos se componen generalmente de una matriz de permeabilidad muy baja rodeada de una red de fracturas de alta permeabilidad y baja porosidad. La alta porosidad de la matriz almacena una gran parte de los hidrocarburos y las fracturas de alta permeabilidad actúan como canales para la transferencia de hidrocarburos en el yacimiento hacia los pozos de producción.

Las fracturas naturales en una roca del yacimiento puede haber sido inducida a partir de los movimientos de las capas internas de la tierra (fracturas Tectónicas), o por pequeños cambios en la corteza terrestre a través del tiempo geológico anterior (fracturas Regionales), mayor reducción de volumen debido a las alteraciones térmicas, químicas y mineral (fracturas de Contracción), y por otros mecanismos.¹

Las características de las fracturas naturales en los yacimientos de petróleo, incluyendo la porosidad, permeabilidad, orientación y extensión de las fracturas,

¹ Nelson, R. A.: "Geologic Analysis of Naturally Fractures Reservoirs," Gulf Professional Publishing, 2001, 9-35

varían dependiendo de la profundidad de la formación del yacimiento, historia geológica y las características físicas y químicas.

Los yacimientos naturalmente fracturados son por lo general anisotrópico y heterogéneo con diferentes proporciones de la permeabilidad horizontal y vertical.

La productividad de un yacimiento naturalmente fracturado depende en gran medida de la permeabilidad, tamaño, distribución y extensión de las fracturas a lo largo de la matriz en cada dirección. La correcta evaluación del rol de las fracturas naturales puede representarse en éxitos anticipados en el desarrollo de un campo, estableciendo bases para las etapas de desarrollo y futuros proyectos de estimulación y recuperación secundaria.

Debido al alto grado de complejidad los YNF han sido objeto de numerosos estudios que buscan describir el comportamiento de sus redes de fracturas en superficie (conectividad, densidad, orientación y ubicación). Por tal fin la industria ha direccionado sus conceptos de análisis en forma de "sistemas integrados", mediante la adecuada combinación de conceptos geológicos, de ingeniería y la integración de información derivada de la descripción de núcleos, interpretación de registros, análisis de datos de presión y producción, se han logrado modelos acertados de parámetros como: intensidad, orientación, porosidad y permeabilidad de fractura. Esto contribuye en un importante avance en el entendimiento de la distribución de fracturas en los yacimientos naturalmente fracturados.

1.1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE CARBONATOS

Las rocas carbonatadas, por definición contienen más del 50% minerales de carbonato. Los minerales de carbonato más comunes son la calcita (carbonato de calcio, CaCO_3) y dolomita, un solo mineral asociando 1 mole de CaCO_3 con 1 mole de MgCO_3 . Las rocas carbonatadas son típicamente clasificadas por la

proporción calcita: dolomita, y aquellos con una proporción mayor del 50% son generalmente llamados calizas. Las rocas carbonatadas presentan una característica física singular, tal como doble porosidad o contrastes e alta permeabilidad, que son heredados de los procesos de formación.

Los YNF se encuentran dispersos en todo el mundo y constituyen una de la mayor fuente de suministros de petróleo crudo en el mundo. Un valor estimado de 65% de la producción actual proviene de yacimientos de carbonatos, que se encuentran en algunas grandes regiones geológicas, tales como Medio Oriente, México y Canadá.

La mayoría de los yacimientos de carbonatos son naturalmente fracturados, contienen fracturas las cuales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. Sin embargo, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro del yacimiento, llevando a una producción temprana de agua o gas y por consiguiente hacen que los esfuerzos de recuperación secundaria resultan ineficaces.

Una de las zonas que contienen un gran número de reservas en YNF de carbonatos es en el sur-oeste de Irán y de Este a Norte de Irak. El petróleo in-situ en el Medio Oriente proviene de yacimientos naturalmente fracturados de carbonatos y representa un porcentaje de 25-30% del petróleo in-situ en esa región. Este porcentaje puede representar la contribución de los YNF del total del petróleo in-situ a escala mundial.

1.2 DAÑO A LA FORMACIÓN

Los problemas más comunes que se representan en la vida productiva de un pozo están íntimamente relacionados al daño de formación. Todos los tipos de daño

que ocurren en formaciones de areniscas pueden ocurrir en formaciones de carbonatos, excepto aquellos relacionados con presencia de arcillas en la matriz².

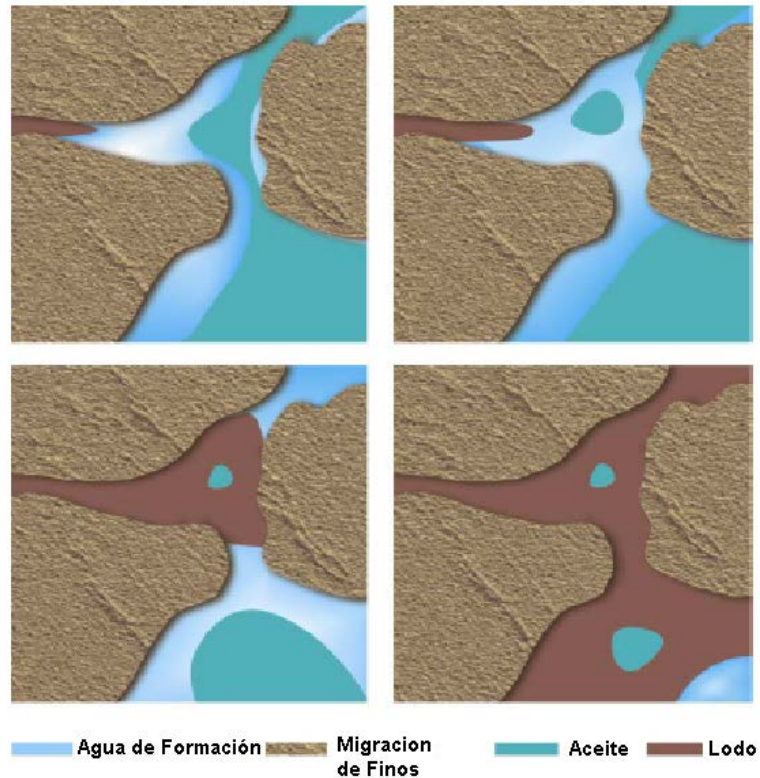
Las formaciones de carbonatos naturalmente fracturadas son fácilmente dañadas durante la perforación, completamiento o trabajos de workover por invasión de fluido dentro de las fracturas naturales³. Ver figura 1.

- En operaciones de perforación la invasión de los sólidos del lodo causa una disminución de la productividad de dos formas: taponamiento de las gargantas de los poros o las fisuras naturales y el incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros. Por otra parte la invasión de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocasiona alteración de la mojabilidad, migración de finos, precipitaciones orgánicas e inorgánicas, formación de emulsiones. Al ser más extensa esta operación, el fluido estará más tiempo en contacto con la formación por lo tanto la profundidad de invasión del fluido será mayor dando lugar a un daño profundo.
- También en las operaciones de completamiento el filtrado de las salmueras puede reaccionar con los minerales y fluidos de la formación produciendo migración de finos, cambios en la mojabilidad y cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo. A comparación de la operación de perforación, esta dura menos tiempo por lo tanto la invasión de fluidos es de pocos pies.
- Igualmente durante operaciones de workover se origina un daño de formación por invasión de fluidos, esto generalmente se debe a excesos de presión diferencial contra las zonas productoras que causan pérdidas de circulación; favoreciendo la existencia del daño por presencia de fluidos incompatibles con la formación. Los daños en este caso son: la invasión de sólidos, migración de finos, cambios en la mojabilidad y la formación de incrustaciones.

² ECONOMIDES, Michael J y NOLTE, Kenneth G. : Reservoir Stimulation. Houston, Texas. Schlumberger Educational Services, 1987 3a Edition.

³ Xiong Hongjie. Prediction of Effective Acid Penetration and Acid Volume for Matrix Acidizing Treatments in Naturally Fractured Carbonates. SPE, S.A.

Figura 1 Daño a la formación debido a la invasión del lodo de perforación.



Fuente: Applied carbonate Stimulation – An Engineering Approach schlumberger; Luis H.A. Remisio, SPE, ADCO.

Antes de realizar cualquier trabajo de estimulación ácida en un pozo, es importante tener un diagnostico apropiado del daño que afecta la formación, para finalmente tratar de llevar el factor skin hasta cero o un valor negativo y obtener un aumento en la productividad.

El valor skin se puede calcular mediante pruebas de presión: **PBU** (Prueba de ascenso de presión) – **PDD** (prueba de caída de presión).

En estas pruebas el daño se presenta como una caída adicional de presión debido a la reducción de la permeabilidad en cercanías a la cara del pozo.

S > 0 Indica una restricción al flujo (por ejemplo, daño en la cara del pozo); a Mayor valor del factor de daño más crítica será la restricción.

S < 0 Indica que hay estimulación; a mayor valor absoluto del factor de daño, la estimulación es más efectiva.

1.3 ESTIMULACIÓN ACIDA

Aumentar la productividad en yacimientos naturalmente fracturados de carbonatos por acidificación es una técnica común en el mundo. Esta técnica se ha utilizado para estimular los yacimientos antes de iniciar su etapa productiva o después de iniciada, eliminando el efecto de reducción de la permeabilidad de la formación cerca de la pared del pozo, agrandando los canales de flujo de la formación a la pared del pozo y disolviendo las partículas que taponan y reducen esos espacios.

1.4 ACIDIFICACIÓN

El objetivo de una acidificación, es mejorar la producción, reducir el skin por medio de la disolución de compuestos que ocasionan el daño o la creación de nuevos canales de flujo alrededor del pozo. Esto se logra bombeando el tratamiento a una presión inferior a la presión de fractura de la formación a estimular.

La mayoría de las formaciones de calizas, y dolomitas producen a través de una red de fracturas naturales. Al entrar en contacto la solución ácida reacciona con las paredes del canal de flujo, incrementando el ancho y la conductividad de la fractura. En el caso de los carbonatos la profundidad de penetración de ácido es muy limitada, porque el ácido es consumido rápidamente debido a la mayor solubilidad de los carbonatos en ácido. La distancia de penetración del ácido, se define como la distancia recorrida por el volumen del ácido al final del bombeo. Se puede determinar de las consideraciones de la geometría de la fractura (altura, espesor y longitud).

Para obtener un tratamiento efectivo, la penetración del ácido debe ser mayor que el radio del daño; por consiguiente, es necesario predecir la penetración del ácido y determinar el volumen de ácido que será bombeado dentro del daño de formación. Para ello en el capítulo 4 se encuentra el desarrollo de una metodología para realizar el diseño de estimulación ácida, cuyo diseño de tratamiento se basará en las consideraciones tratadas a continuación en el capítulo 3.

2. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACION DE FRACTURA EN YNF DE CARBONATOS

Un tratamiento de estimulación ácida en un yacimiento naturalmente fracturado se considera efectivo cuando se obtiene un incremento de la producción, sea por la remoción del daño o un aumento en la conductividad de la fractura.

El ácido bombeado a la formación se mueve a través de las fracturas naturales reaccionando con las caras de la fractura, esta es la fuente del aumento en la conductividad de la fractura.

Lograr el objetivo de una estimulación ácida en este tipo de yacimientos dependerá de las predicciones efectivas que se realicen de dos de los parámetros más relevantes en el diseño.

1. La predicción de la distancia de penetración del ácido
2. La tasa de gastado del ácido en una formación de carbonatos.

Estudios experimentales realizados con ácido clorhídrico (HCl) en carbonatos, permitieron evaluar los diferentes factores que afectan o influyen estos parámetros. Para explicar el efecto de estos factores de consideración en la distancia de penetración del ácido, se utilizan los estudios realizados por los autores M.H.Lee, L.D.Roberts⁴. En el cual se ilustra el efecto del calor de la reacción y como la inclusión de este afecta notablemente la distribución de la temperatura en la fractura y la penetración del ácido. Los datos que se utilizaron para los respectivos cálculos a continuación en la Tabla 1.

⁴ M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

Tabla1. Condiciones para los cálculos del ejemplo

VARIABLE	MAGNITUD	CANTIDAD
Acido Fuerza		28% HCl
Velocidad de Bombeo	m ³ /min	1.59
Ancho de Fractura	cm	0.635
Temperatura del Wellbore	°C	27
Temperatura de Fondo de Pozo BHT	°C	149
Calor Especifico de Fluido	cal/(s*cm*°C)	1
Volumen del Acido	m ³	151.4
Calor Especifico de la Roca de Formación	cal/(s*cm*°C)	0.22
Densidad de la Roca de Formación	g /cm ³	2.6
Conductividad Térmica de la Formación	cal/(s*cm*°C)	5.78*10 ⁻³
Conductividad Térmica de los Fluidos	cal/(s*cm*°C)	1.24*10 ⁻³
Calor de Reacción	cal/gmol	9500
Velocidad Constante para Caliza (a 100°F)	(gmol /cm ³) ¹⁻ⁿ * (cm ³ /cm ² -s)	5.53*10 ⁻⁵
Velocidad Constante para Dolomita (a 200°F)	(g* mol/cm ³) ¹⁻ⁿ * (cm ³ /cm ² - s)	3.808*10 ⁻⁴
Orden de Reacción para Caliza		0.441
Orden de Reacción para Dolomita		0.669
Altura de la Fractura	m	15.24

Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA DISTANCIA DE PENETRACIÓN DEL ACIDO

La predicción de la relación estimulación y penetración del ácido en fracturas ha sido ampliamente estudiada, en ellas se asumía una temperatura uniforme en la fractura. Sin embargo en fracturas reales esta temperatura varía desde el wellbore hasta la punta de la fractura⁵.

La inclusión de un perfil de temperatura de la fractura teniendo en cuenta el calor generado a partir del calor de reacción ácido-roca en un diseño de estimulación ácida, los factores fundamentales para realizar un diseño de estimulación ácida efectivo como: la distancia de penetración del ácido, la tasa de bombeo del ácido, el ancho de la fractura, la concentración del ácido a inyectar y el volumen de pre-flujo.

- **Perfil de Temperatura**

La temperatura en la fractura es uno de los factores más importantes en la predicción de la distancia de penetración del ácido, la cual se define como la distancia a la cual el ácido vivo viajaría antes que su concentración sea gastada al 0.1%⁶.

La cantidad de calor que se genera a partir del calor de la reacción depende de la velocidad de reacción, por lo tanto el perfil de temperatura de caliza es diferente de la dolomita ya que el ácido reacciona más rápido con caliza que con dolomita. Sin embargo, la temperatura en las fracturas de esa dos rocas será la temperatura de fondo de pozo en el momento que el ácido penetre lo suficientemente lejos del wellbore y el ácido inyectado se gaste y ya no ocurra reacción.

⁵ M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

⁶Ibid

Inicialmente Whitsitt y Dysart⁷ fueron los primeros en estudiar la distribución de la temperatura en una fractura, para lo cual construyeron un modelo que solo pudo ser aplicado en un fluido no reactante fluyendo en una fractura ya que el calor generado por la reacción ácido-roca no fue considerado.

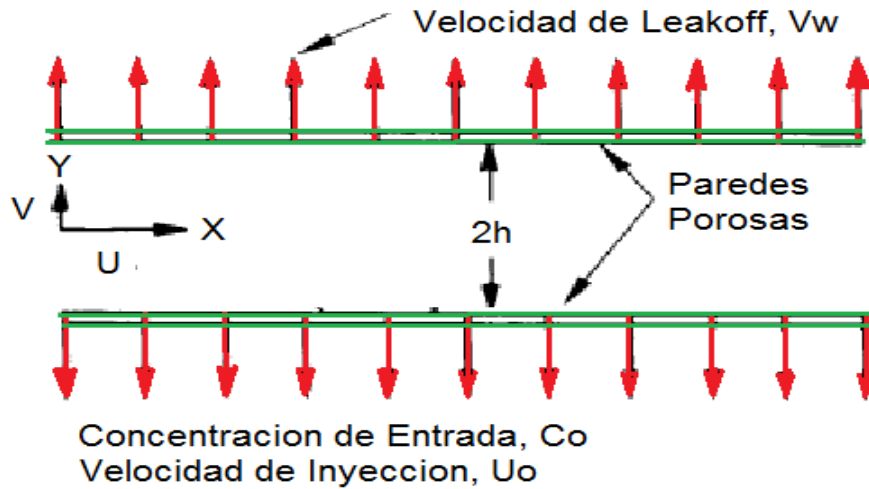
En un tratamiento de acidificación en YNF el ácido reacciona con las caras de la fractura, esta reacción ácido-roca genera calor ocasionando un aumento en la temperatura del ácido. Por ello los autores M. H. Lee y L. D. Roberts desarrollaron un modelo que por primera vez, examina el efecto del calor de reacción en la temperatura del fluido y la distancia de penetración del ácido.

Este modelo matemático que permite la construcción del perfil de temperatura en la fractura es una modificación del modelo introducido por Whitsitt y Dysart, el cual permite incluir el calor de reacción en la ecuación de balance de energía. Ya que el calor generado por la reacción también depende de la tasa de reacción, la ecuación de energía térmica junto con la ecuación de balance de masa deben ser resueltas simultáneamente.

El modelo para el ácido gastado en la fractura es ilustrado en la figura 2. La velocidad en las pérdidas de fluido inyectado (leakoff) V_w , es asumida constante sobre la longitud de la fractura. Asumiendo el flujo de estado estable en una fractura vertical y con propiedades de fluido constantes, la ecuación (1), es la ecuación de balance de masa para el flujo de ácido en una fractura.

⁷ Whitsitt, N.F. and Dysart, G.R.: "The Effect of Temperature on Stimulation Design," J. Pet. Tech. (April 1970) 493.502; Trans., AIME, 249.

Figura 2. Modelo Matemático de fractura



Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

Para establecer el perfil de temperatura es necesario hacer un balance de masa, balance de energía y tener en cuenta la ecuación de continuidad de velocidad en X y Y, para generar el perfil de temperatura se utiliza la ecuación.

$$U \frac{\partial C}{\partial x} + V \frac{\partial C}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial y} (D + D_E) \frac{\partial C}{\partial y} \dots\dots\dots (1)$$

Con las siguientes condiciones iniciales:

$$C = C_o \text{ en } X = 0, \dots\dots\dots (2a)$$

$$\frac{\partial C}{\partial y} = 0 \text{ en } Y = 0, \dots\dots\dots (2b)$$

$$-D \frac{\partial C}{\partial y} = k_R C^n \text{ en } Y = \pm h, \dots\dots\dots (2c)$$

Los componentes de velocidad U y V son funciones de X y Y, satisface la ecuación de continuidad (3).

$$\frac{\partial U}{\partial x} + \frac{\partial V}{\partial y} = 0 \dots\dots\dots (3)$$

El balance de energía sobre el elemento líquido en el rendimiento de la fractura está dado por la ecuación (4).

$$U \frac{\partial T}{\partial x} + V \frac{\partial T}{\partial y} = \frac{k_T}{\rho_f C_f} \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \dots\dots\dots (4)$$

Con las siguientes condiciones de frontera:

$$T = T_o \text{ en } X = 0, \dots\dots\dots (5a)$$

$$\frac{\partial T}{\partial y} = 0 \text{ en } Y = 0, \dots\dots\dots (5b)$$

$$k_T \frac{\partial T}{\partial y} = k_R C^n (-\Delta H_{Rxn}) + q_h(t) \text{ en } Y = a+h, \dots\dots\dots (5c)$$

La siguiente ecuación de flujo (6a) es el resultado de las modificaciones realizadas a la ecuación planteada por Whitsitt y Dysart, donde los autores M.H.Lee, y L.D.Roberts teniendo en cuenta el principio de la reacción ácido-roca y el calor generado por la misma, conforman un nuevo método de predicción del perfil de temperatura en la fractura.

Ecuación de Whitsitt y Dysart⁷.

$$\frac{T - T_W}{T_{Ri} - T_W} = 1 - e^{-\left[\frac{2.37 * I * (K' \sqrt{t} - 60 * X_D)}{(1 - \phi) * K' \sqrt{t}} \right]} \dots\dots\dots (6)$$

Ecuación Modificada por M.H.Lee, y L.D.Roberts

$$q_h(t) = \sqrt{\frac{M_{ma} k_{ma}}{\pi t}} (T_i - T_W) \cdot \left[e^{-\xi^2} - \sqrt{\pi} \xi \operatorname{erfc}(\xi) \right] \dots\dots\dots (6a)$$

Dónde:

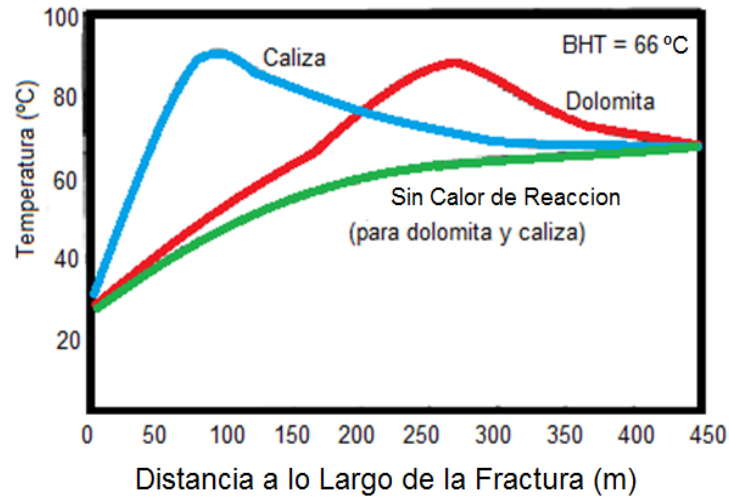
$$\zeta = \frac{W_L C_f}{2(1-\phi)} \sqrt{\frac{t}{M_{ma} k_{ma}}} \dots\dots\dots (6b)$$

Este es un modelo tanto matemático como experimental, que puede ser aplicado ampliamente a cualquier caso de acidificación de YNF. La solución de las ecuaciones diferenciales ordinarias son resueltas usando el método numérico Runge-Kutta de cuarto orden, el cual arroja resultados de temperatura del fluido inyectado y la concentración del ácido en cualquier punto de la fractura. El método de solución se encuentra en detalle en el apéndice A. Para aplicar este modelo se debe partir de suposiciones como: flujo en estado estable en una fractura, propiedades del fluido y la velocidad de pérdidas de fluido constantes, así como la temperatura de fondo de pozo que se asume constante hasta el comienzo de la fractura.

La construcción del perfil de temperatura de las condiciones de estimulación de la tabla 1 son mostradas en las figuras 2 a la 8, las cuales son obtenidas de la solución de las ecuaciones A-10 a la A-13 y A-15 para efectos de diversas variables teniendo en cuenta el calor de reacción y sin incluirlo en las ecuaciones ($\Delta H_{Rxn}=0$). Se incluye este paso para evidenciar la gran diferencia de temperaturas a lo largo de la fractura considerando el calor generado a partir de la reacción ácido-roca y sin considerarlo. También demuestra como una decisión en cuanto al diseño (concentración del ácido, volumen y tasa de bombeo, etc.), afectara la distancia de penetración del ácido necesaria para obtener un tratamiento efectivo.

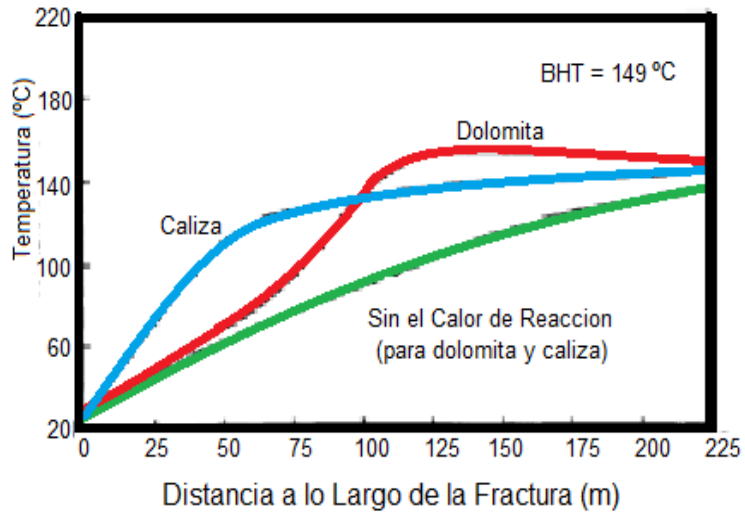
A continuación en las figuras 2 y 3 se aprecian los resultados del perfil de temperatura y el efecto del calor de reacción en el mismo a las condiciones de estimulación dadas en la tabla 1 y a diferente temperatura de fondo.

Figura 3. Perfil de Temperatura Vs Distancia de fractura para BHT= 66°C.



Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

Figura 4. Perfil de Temperatura Vs Distancia a lo Largo de la Fractura para BHT=149°C.



Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

De estas graficas se puede observar la gran diferencia de temperaturas a lo largo de una fractura para caliza y dolomita, y del perfil de temperatura que se obtiene sin tener en cuenta el calor de reaccion ácido-roca y cuyo resultado seria el mismo para caliza y dolomita.

- **Temperatura de Fondo**

Teniendo en cuenta el perfil de temperatura se puede analizar el efecto de la temperatura de fondo de pozo en la distancia de penetracion del ácido en las figura 4 y 5 en las cuales se obseravaran las diferencias en la distancia de penetracion para caliza y dolomita respectivamente en tres casos:

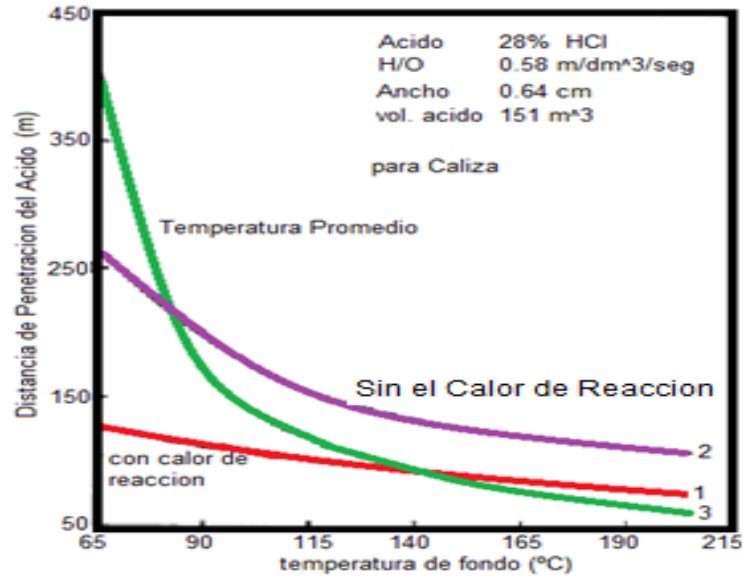
1^{er} caso: resultados obtenidos basados en un correcto perfil de temperatura de la fractura de la fig 2y 3, el cual se vera representado en la curva 1.

2^{do} caso: la curva 2 muestra que efecto tiene ignorar el calor de reaccion en la distancia de penetracion.

3^{er} caso: muestra la distancia de penetracion basado en la supuesto que la temperatura en la fractura es el promedio de la temperatura en el wellbore y el fondo de pozo (BHT).

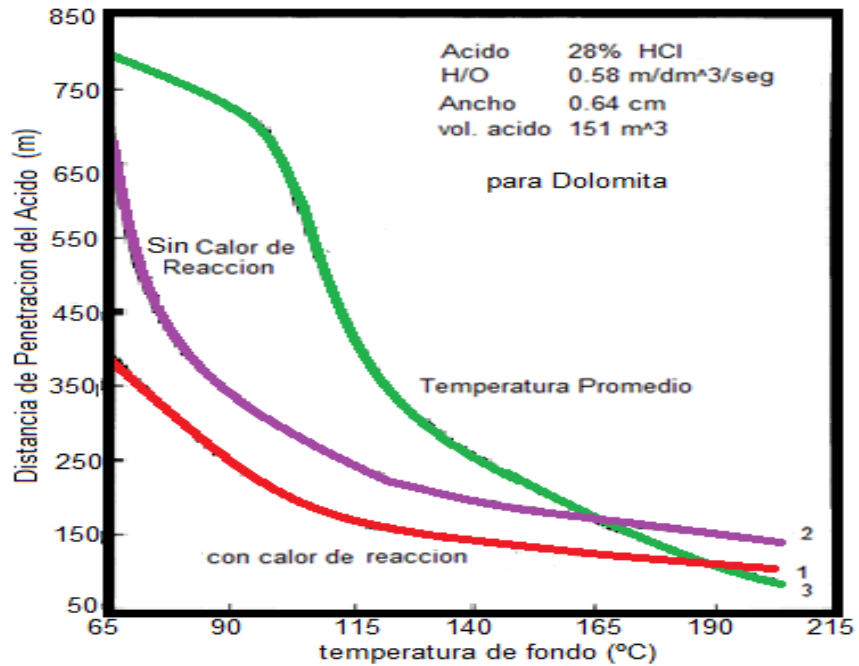
De este estudio los autores M.H.Lee, y L.D.Roberts, pudieron concluir que la diferencia en la distancia de penetracion para los casos mencionados es significativa. Por lo tanto este resultado soporta el hecho de que las predicciones correctas se pueden lograr solo cuando el calor de reacción es parte de la ecuacion de prediccion.

Figura 5. Distancia de Penetración del ácido Vs BHT para Caliza



Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

Figura6. Distancia de Penetración del ácido Vs BHT para Dolomita



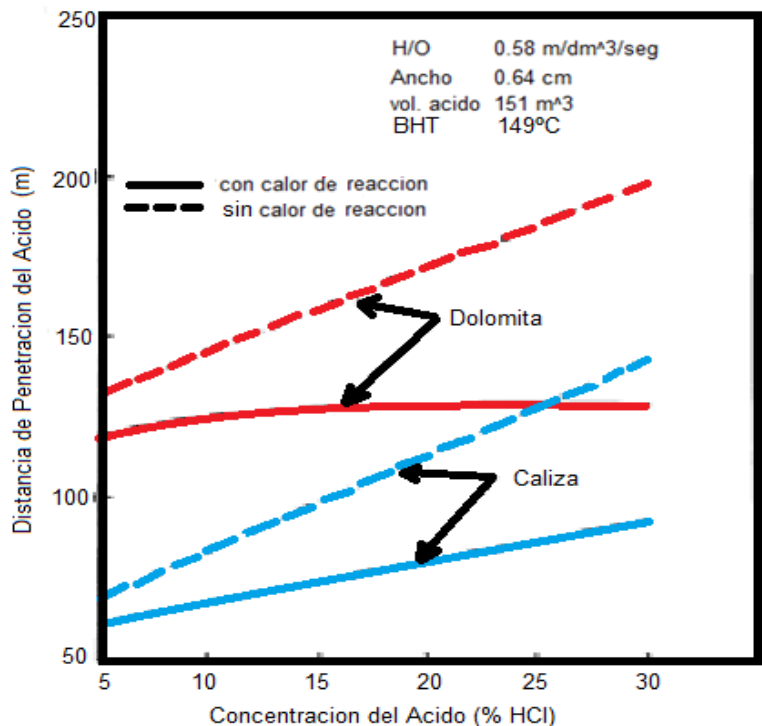
Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

- **Concentración del Acido**

La concentración del ácido también toma parte en la distancia de penetración del ácido, en este caso una gran longitud de penetración de ácido puede ser obtenida con una mayor resistencia del ácido en una formación de caliza. En una formación de dolomita, la distancia de penetración es casi constante después de una fuerza de ácido del 15% HCl. También se hace evidente los resultados de la distancia de penetración del ácido para cada tipo de formación, teniendo en cuenta o no el calor de reacción.

De este análisis se concluye que el no tener en cuenta el calor de reacción en el perfil de temperatura, además de afectar la distancia de penetración, me podría generar un cálculo erróneo de la concentración de ácido que debería utilizar para lograr la distancia de penetración deseada. Todo lo mencionado se demuestra en la figura 5.

Figura7. Distancia de Penetración del Acido Vs Concentración del Acido



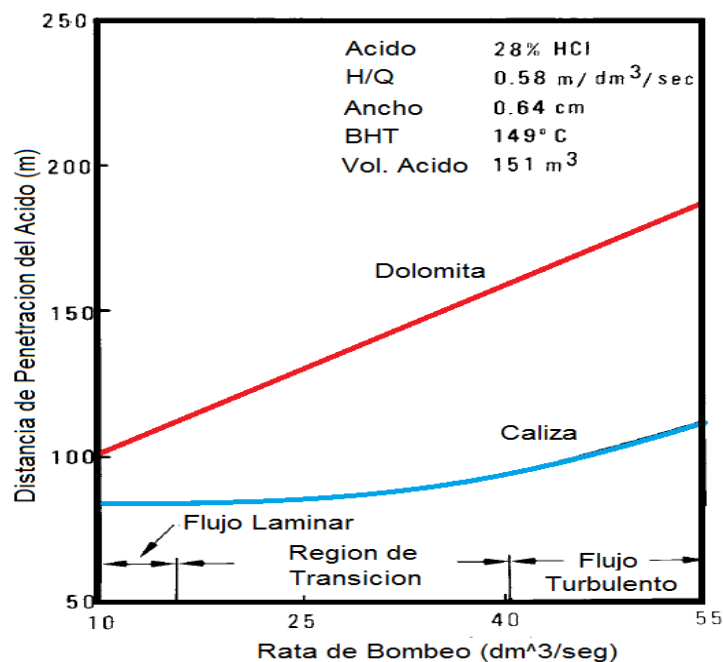
Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

- **Tasa de Bombeo**

La velocidad de bombeo tiene un efecto contrario en la distancia de penetración del ácido. A mayor velocidad de bombeo más lejos llegar el ácido sin gastarse, esto ocurre porque el ácido se moverá tan rápido dentro de la fractura en un determinado periodo de tiempo que el ácido no tendrá el tiempo para gastarse y reaccionar con las paredes de la fractura y por lo tanto no logrará el aumento de sus dimensiones.

En la figura 6 se muestra el efecto de la tasa de bombeo en la penetración del ácido. Para la caliza solo se presenta un leve aumento en la distancia de penetración antes de que el ácido entre en flujo turbulento. Al entrar al flujo turbulento en un periodo de tiempo se muestra un significativo aumento en la distancia recorrida por el ácido. Por lo contrario en la dolomita la distancia recorrida es más importante porque la tasa de reacción de la superficie es más lenta para dolomita que para caliza.

Figura 8. Distancia de Penetración Vs Tasa de bombeo



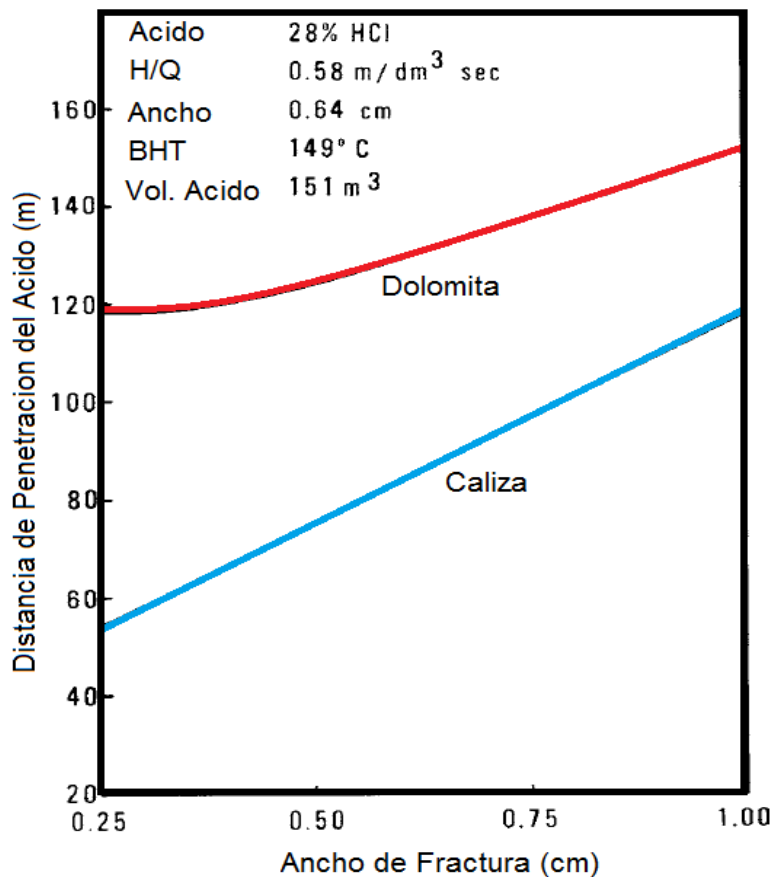
Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

- **Ancho de la Fractura**

El ancho de la fractura afecta el tiempo de gastado del ácido, cuanto mayor sea el ancho de la fractura más tiempo tomara para que los iones hidrogeno alcancen las caras de la fractura por tanto el ácido vivo llegara más lejos.

En la fig.7 se observa como varia la distancia de penetración del ácido con el ancho de la fractura si otros factores son tomados constantes. Y como resultado final se obtuvo una proporción directa de las variables, es decir a mayor ancho de fractura mayor la distancia recorrida por el ácido vivo.

Figura 9. Distancia de Penetración Vs Ancho de la Fractura



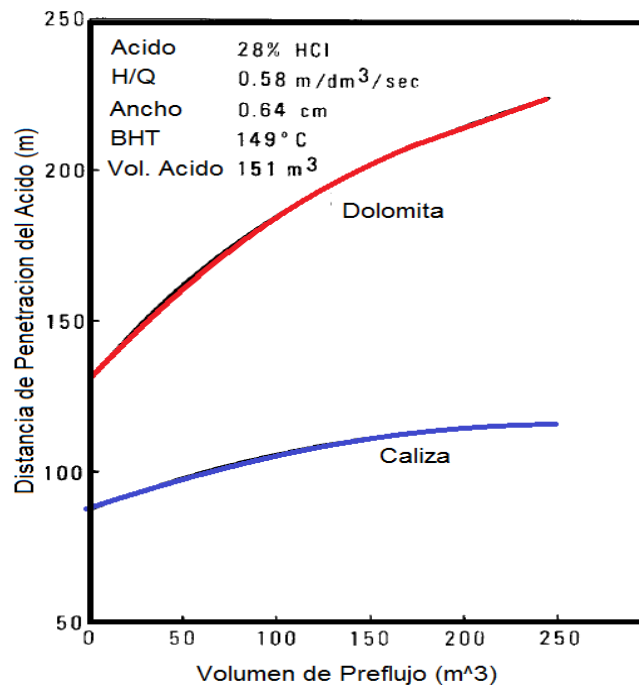
Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.:“Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture”.SPE, Halliburton Service.

- **Pre-flujo**

Uno de los objetivos de enviar un pre-flujo a la formación, es el de enfriar la fractura para que el ácido pueda alcanzar una penetración mayor. Esta actividad permite un aumento en la distancia de penetración del ácido porque el obtener una temperatura en la fractura más baja permitirá que el ácido se gaste lentamente conservando así su fuerza de remoción de la roca.

En la fig. 8 se observa el efecto del volumen de pre-flujo en la penetración del ácido, y como resultado este efecto es más significativo en la dolomita que en la caliza. Esto se debe a que en la dolomita el gastado del ácido es controlado por la superficie de reacción, pero en caliza es dominado por transferencia de masa la cual es menos dependiente de la temperatura que la superficie de reacción.

Figura 10. Distancia de Penetración Vs Volumen de Pre-flujo



Fuente: M.H.Lee, L.D.Roberts.: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture".SPE, Halliburton Service.

3. METODOLOGIA PARA UN DISEÑO DE ESTIMULACION ACIDA EN YACIMIENTOS DE CARBONATOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El proceso de estimulación ácida de un pozo, es un trabajo que necesita una planeación especial la cual no es igual para dos campos diferentes. Por ello se hace necesario establecer un orden de criterios para manejar eficientemente toda la información y establecer un óptimo diseño de estimulación ácida.

En este capítulo se propone una metodología que comprende desde la selección de pozos candidatos hasta las principales consideraciones de diseño y evaluación de un tratamiento de estimulación ácida en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados.

La metodología define los criterios más relevantes a considerar en la ejecución del trabajo. Estos criterios se encuentran divididos en 4 etapas así:

Etapas 1: Selección de Pozos Candidatos

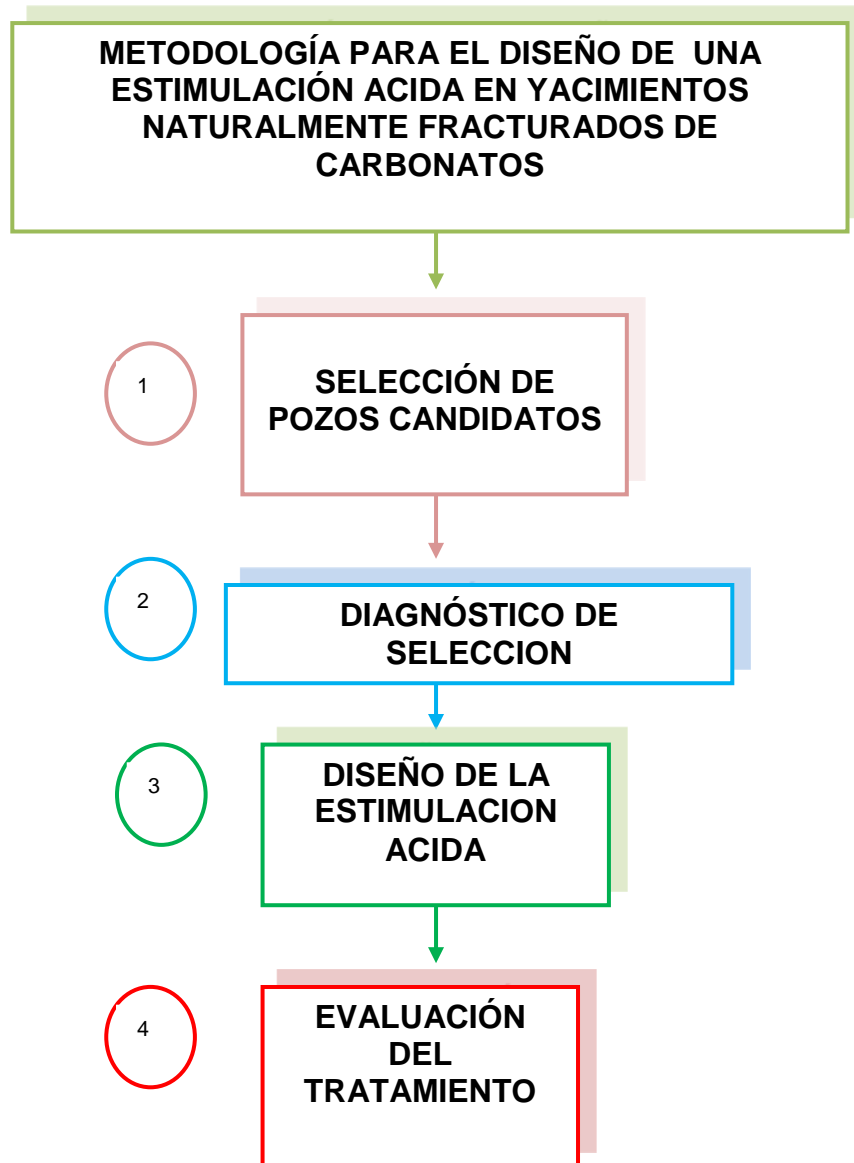
Etapas 2: Diagnostico de Selección

Etapas 3: Diseño de Estimulación Acida

Etapas 4: Evaluación del Tratamiento

Estas etapas a su vez se componen de los respectivos pasos que llevaran a cumplir el objetivo de cada etapa, llevando paso a paso a la consecución de un diseño óptimo para la estimulación ácida de YNF de carbonatos. Y para fines de su validación esta será corrida con datos de un pozo previamente estimulado, el cual por confidencialidad será llamado pozo P1 el cual forma parte del campo P1.

Figura 11. Algoritmo de la Metodología para el Diseño de una Estimulación Ácida en YNF de Carbonatos⁸.

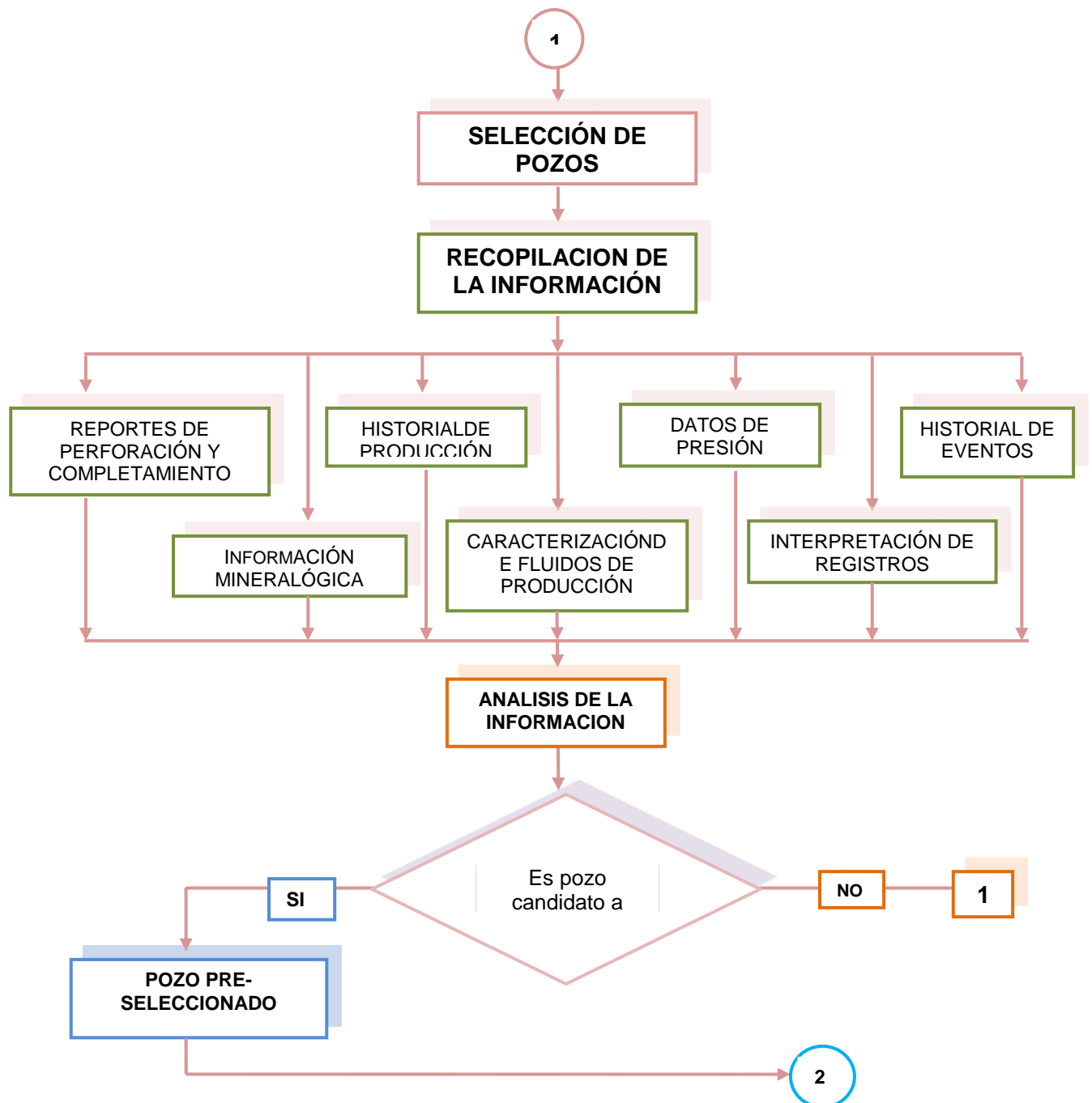


⁸Los Autores

3.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La primera etapa de la metodología propuesta, es el proceso para una adecuada selección de pozos candidatos a una estimulación ácida.

Figura 12. Algoritmo de la selección de pozos candidatos a una estimulación ácida.



Como se mencionó anteriormente, en este capítulo se explicara paso a paso la metodología para realizar un diseño de estimulación ácida en YNF de carbonatos. La primera de las etapas en la metodología es el proceso de selección de los pozos candidatos para una estimulación ácida, el cual se compone de los siguientes pasos:

Paso1: Recopilación de Información

El primer paso es recoger toda la información que sea relevante de todos y cada uno de los pozos del campo en cuestión, esto permitirá identificar los pozos que presenten problemas. Dentro de la información necesaria y relevante para este proceso se encuentra la siguiente:

- **Reportes de Perforación y Completamiento:** Aquí se puede conocer los tipos de fluidos usados durante la perforación del pozo. Esta información es muy importante para tener en cuenta las pérdidas de fluido al momento de entrar en contacto con el intervalo productor.
- **Información Mineralógica:** Al momento de diseñar un tratamiento de estimulación es primordial el análisis de la compatibilidad de los fluidos a inyectar con los diferentes componentes y fluido de la formación, con el fin de no incurrir en un daño de formación. Y en el caso de los carbonatos para analizar la reacción acido-roca.
- **Historial de Producción:** Con ella se analiza los cambios en la declinación normal que presentan los pozos, se deben comparar para ver cuáles de ellos presenta una mayor declinación.
- **Historial de Eventos:** Allí se encuentran registrados todos los trabajos realizados al pozo, con sus respectivos detalles y análisis de cada operación.
- **Datos de presión:** Aunque en muchos pozos no se cuenta con datos de presión actualizados, la importancia de estos datos al momento de realizar una selección de pozos es primordial. Y en el caso de no contar con datos de presión actualizados, la selección de los datos disponibles debe realizarse

teniendo en cuenta la fecha en que fueron tomados, el radio de investigación, entre otros.

- **Caracterización de los Fluidos de Producción:**Es importante conocer tipo y características particulares de fluidos que se encuentran en la producción, ya que estos pueden causar problemas debido a cambios termodinámicos que puedan ocurrir dentro del pozo.
- **Interpretación de registros:**En ellos se puede identificar las zonas productoras, a fin de determinar cavernas comunicadas, zonas de fracturas y micro fracturas, zonas de porosidad primaria y zonas compactas; lo anterior con el objetivo de conocer las zonas de admisión y establecer dichas zonas a estimular.

Paso 2: Análisis de la Información

El análisis de la relevancia de la información que se ha escogido para realizar la selección de los candidatos a estimulación ácida es muy importante. Y para ello se deben tener en cuenta parámetros como:

- **Disponibilidad de la información:** Es aquella información, que se tiene al momento de iniciar la evaluación. Además determina si la información que se tiene es suficiente o se requiere de datos adicionales o más específicos.
- **Análisis de la información:** Este parámetro permite evaluar la calidad de la información, es decir la relevancia de los datos al momento de su requerimiento.
- **Interpretación de la información:** Son aquellas deducciones derivadas de la información analizada.

Paso 3: Pre-Selección de los Pozos Candidatos.

Los criterios propuestos para la pre-selección de pozos candidatos se derivan de la información recopilada y son aquellos pozos que puedan estar presentando problemas de algún tipo.

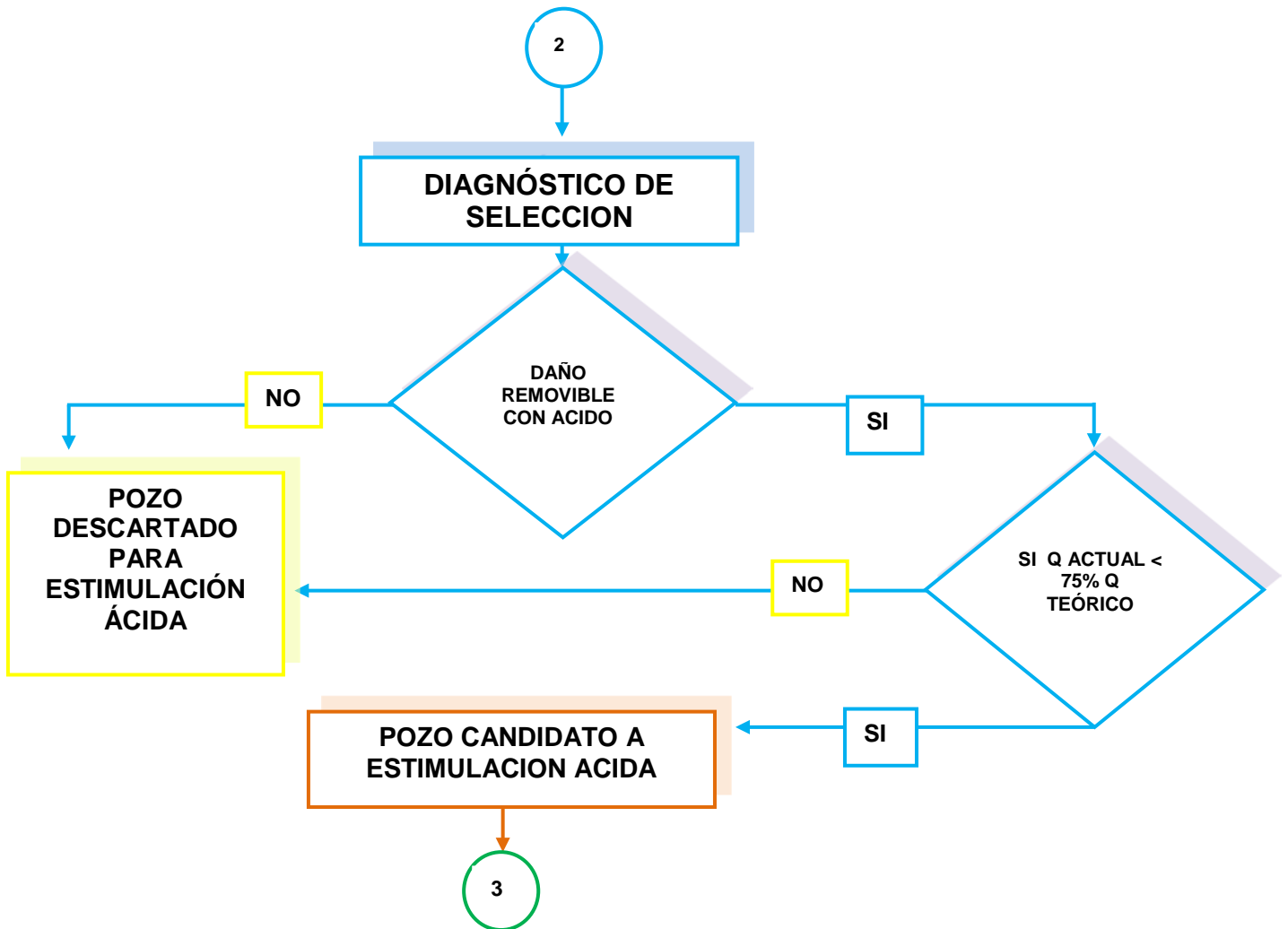
Esto comúnmente se ve reflejado en:

- Una rápida declinación.
- Caídas de presión bruscas
- Y buenos potenciales de producción.

De acuerdo a esta información se considerara el pozo apto para una estimulación.

3.2 DIAGNOSTICO DE SELECCIÓN

Figura 13. Algoritmo para el Diagnostico de Selección



Fuente los Autores del proyecto

Después de determinar los pozos pre-seleccionados a una estimulación, se inicia con la etapa 2: diagnóstico de selección, el cual nos determinara los o el pozo candidato a estimular con ácido.

Para iniciar esta etapa se deberían de contestar dos preguntas claves:

¿Por qué ha disminuido la producción del pozo? y por consiguiente

¿La producción se incrementará con la estimulación de la matriz?

La producción se pudo haber disminuido por una u otra razón, y la única forma de saberlo es analizando la información recopilada al inicio de la metodología.

Esta información permitirá identificar las causas de los problemas que están afectando su producción. Si el problema es un daño de formación se deben indagar las posibles causas de este problema, ya que la determinación y caracterización del daño es el principal parámetro que se debe de obtener para definir la factibilidad de realizar un tratamiento. Y como paso a seguir se debe determinar si ese tipo de daño es removible con ácido; generalmente el daño de formación removible con ácido es aquel que genera un taponamiento o en el caso de los YNF la reducción o taponamiento de las fracturas y puede ser generado durante cualquier operación que se realice al pozo, a continuación en la TABLA 1 se presenta un listado de daños de formación que son solubles en ácido.

Por lo tanto si se define que el pozo tiene un daño removible con ácido se deberá evaluar si el q actual $< 75\%$ del q teórico⁹, y de ser afirmativo el pozo seleccionado continuara en el ciclo para su respectivo diseño de tratamiento.

Por lo contrario si se encuentra un pseudo daño el pozo este no sería candidato a estimulación ácida, ya que este tipo de daño no es removible con ácido. A continuación se mencionaran algunos de los pseudo daños que deterioran la producción:

⁹ ECONOMIDES, Michael J y NOLTE, Kenneth G. : Reservoir Stimulation. Houston, Texas. Schlumberger Educationalservices, 1987 3a Edition.

- Baja densidad de disparos baja penetración de disparos
- Baja penetración de disparos
- Fase inadecuada de disparos
- Formación de incrustaciones en el pozo
- Producción por debajo del punto de burbuja (bloqueo por gas)
- Tuberías colapsadas
- Problemas con obstrucciones mecánicas
- Mala cementación
- Diseños inadecuados de terminación (aparejo, sistema artificial, estrangulador inadecuado, etc.)

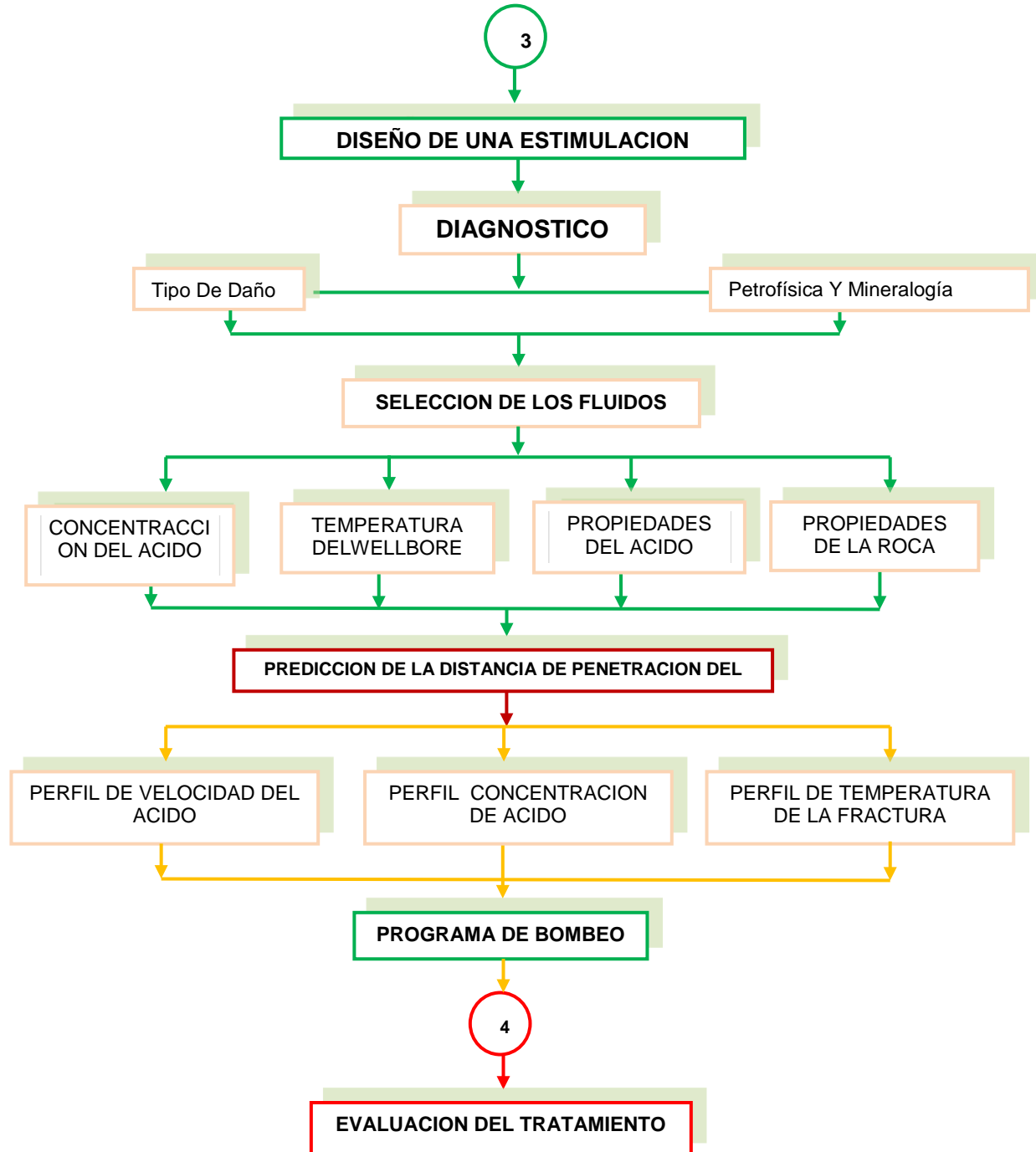
TABLA 2. Mecanismos de daño de formación removibles con ácido.

ORIGEN	MECANISMOS DE DAÑO
PERFORACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Invasión de sólidos de Lodo • Invasión de Filtrado de lodo
CEMENTACIÓN	Invasión de Filtrado (Efecto de alto pH)
PRODUCCIÓN	Taponamiento por Incrustaciones Inorgánicas (Removibles con HCl) <ul style="list-style-type: none"> • Carbonato de Calcio • Óxidos de Hierro • Sulfato de Hierro • Sulfuro de Hierro • Sulfuro de Zinc Migración de finos
WORKOVER	Invasión de Sólidos Hinchamiento o migración de Arcillas (salmueras incompatibles)
ESTIMULACIÓN	Migración de Finos y Relacionados Precipitación de sólidos Formados por: <ul style="list-style-type: none"> • Reacción de los fluidos de estimulación con los minerales de la formación o los fluidos • Daño por polímeros • Cambios de la mojabilidad (Causados por aditivos; tratar con surfactantes requeridos)

Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement Whit Acid Stimulation. United States: Pennwells Corp, 2008.262 p.

3.3 DISEÑO DE UNA ESTIMULACIÓN ACIDA PARA CARBONATOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Figura 14. Algoritmo para el diseño de una acidificación de la matriz



El diseño de una estimulación ácida hace parte de la etapa 3, la cual nos permite crear un programa general de diseño teniendo como objetivo la selección del fluido de tratamiento óptimo que permita remover el daño ocasionado a la formación. Seguido por el programa de bombeo, tasas y volumen de ácido a inyectar dentro de la fractura natural, estos pasos llevarán a la construcción de un perfil de temperatura de la fractura.

Este perfil mostrará la temperatura del ácido en cualquier punto de la fractura y la distancia de penetración a la cual llegará el ácido, con esta información y con el radio de daño se determinará si con las condiciones de diseño se cumplirá el objetivo trazado o se deberán hacer cambios.

A continuación se explicarán cada uno de los pasos a seguir para la consecución de un óptimo diseño de estimulación ácida.

Paso 1: Diagnóstico

Este paso consiste en el diagnóstico del problema, para el cual se requiere de la caracterización del daño de formación basada en la mineralogía de la formación, la composición de los fluidos de la formación y la química del fluido inyectado para la estimulación.

Realizar una determinación de la naturaleza del daño no es fácil, ya que las evidencias directas del daño se hallan usualmente ocultas. Es allí donde el ingeniero debe hacer uso de toda la información disponible, como: la historia del pozo, resultados de pruebas de laboratorio, y la experiencia de operaciones previas realizadas al yacimiento.

Paso 2: Selección de los Fluidos

El objetivo inicial de un diseño de estimulación ácida, es seleccionar el fluido de tratamiento adecuado y la concentración del mismo. Esta selección inicia con una revisión de las características de la formación: composición de la roca, permeabilidad y porosidad. Otros factores que deben ser considerados son las propiedades de los fluidos del yacimiento, temperatura y presión y cualquier

limitación en las tasas de inyección. Este es un proceso complejo que depende de muchos factores, y para analizarlos es necesario conocer la siguiente información.

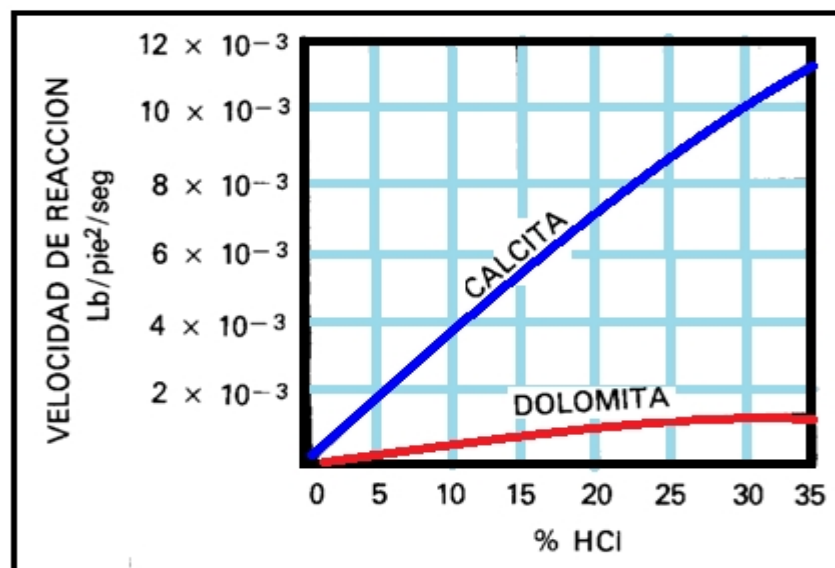
- **El tipo de daño**

Esta información permitirá la selección del fluido adecuado para removerlo sin causar daños adicionales.

- **Mineralogía de la Formación y Composición de la Roca**

Además de seleccionar un fluido que remueva el daño, este a su vez debe ser compatible con la roca de la formación y sus fluidos. La sensibilidad depende de la reactividad de los minerales y el poder de disolución del ácido con la formación. En lo que respecta a carbonatos, es importante conocer si se tiene una caliza pura o totalmente dolomitizada ya que los fluidos de tratamiento son específicos en cada caso. En el caso del ácido clorhídrico (HCl) reaccionan generalmente más lento en dolomitas que en calizas. En la siguiente figura 15 se puede observar que efecto tiene el HCl a diferentes concentraciones en la velocidad de reacción al entrar en contacto con caliza y dolomita.

Figura 15. Efecto de la composición de la roca en la reacción con HCl para una fractura de 0.79 μg y 200°F



Fuente: Halliburton

- **Petrofísica**

El tipo y distribución de la porosidad y la permeabilidad de la formación, poseen una fuerte influencia en la extensión del daño y en la penetración del ácido. Formaciones de alta permeabilidad pueden dañarse severamente por invasión de partículas sólidas o fluidos; en estos casos la profundidad del daño puede ser alta.

- **Temperatura del wellbore**

Este factor limita el uso de los ácidos en un pozo, por tanto es importante tener presente la temperatura a la cual se encuentra la formación a tratar.

A continuación se observa una guía general para la selección de los fluidos de estimulación en carbonatos, teniendo en cuenta la temperatura a la cual se encuentra la formación de interés¹⁰:

- $T \leq 300^{\circ}\text{F}$

En general HCL del 15 al 28% con aditivos necesarios

En dolomitas HCl $\leq 20\%$

En pozos de gas HCl con alcohol

Con alto contenido de Fe, HCl con ácido orgánico

- $300^{\circ}\text{F} \leq T \leq 400^{\circ}\text{F}$

15% HCl o HCl-Acético

En general ácidos orgánicos con aditivos necesarios (para altas temperaturas ácido acético, para bajas temperaturas ácido fórmico)

- $T \geq 400^{\circ}\text{F}$

15% HCl o HCl-Acético

Generalmente las concentraciones a usar, son para cuando no se cuenta con la suficiente información.

- **Concentración del ácido y Solubilidad en la roca:**

¹⁰ B.B. Williams, J.L.Gildley, R.S. Schechter, 'Acidizing Fundamentals', SPE New York, 1979

El tratamiento principal va a depender además de la solubilidad que tenga el fluido seleccionado con los minerales presentes en la formación.

El ácido HCl reacciona con calizas de la siguiente manera:



El ácido HCl reacciona con calizas para formar cloruro de calcio (en solución), agua y dióxido de carbono (gas).

A continuación en la tabla 3 se observa el poder de disolución del HCL para dolomita y caliza a diferentes concentraciones, a mayor concentración mayor poder de disolución y mayor costo del tratamiento.

Generalmente estas concentraciones sirven como guía de uso cuando no se cuenta con la suficiente información y se selecciona aquella que tenga mayor poder de disolución para lograr mayor distancia de penetración del ácido en la formación, pero solo en el caso grandes yacimientos que amerite la inversión.

Tabla 3. Poder de disolución de ácidos para Carbonatos

ROCA	ACIDO	Volumen de roca disuelta			
		Volumen de ácido reaccionado			
		5%	10%	15%	30%
Caliza ($\rho=2.71$ g/cc)	HCl	0.026	0.053	0.082	0.175
	HCOOH	0.020	0.041	0.062	0.129
	CH ₃ COOH	0.016	0.031	0.047	0.096
Dolomita ($\rho=2.87$ g/cc)	HCl	0.023	0.046	0.071	0.157
	HCOOH	0.018	0.038	0.054	0.112
	CH ₃ COOH	0.014	0.027	0.041	0.083

Fuente: B,B. Williams, J,L.Gildley, R,S. Schechter, 'Acidizing Fundamentals', SPE New York, 1979.

- **Selección de Aditivos**

La adecuada selección de aditivos en el tratamiento va relacionada con la previa selección del fluido ácido, la temperatura y la información mineralógica de la formación. Esto con el fin de no crear incompatibilidad en los fluidos.

Este tipo de selección al igual que la selección del sistema ácido va soportada por pruebas de laboratorio las cuales definirán el óptimo fluido según los factores mencionados anteriormente.

En el caso de que la formación de carbonatos contenga grandes cantidades de material silíceo, la disolución de la roca resultara en la liberación de finos insolubles, para ello será conveniente contemplar ácidos con agentes dispersantes y suspensores de finos y hasta ácidos gelados. Si del análisis mineralógico se detecta anhidrita (sulfato de calcio) el HCL la disolverá pero rápidamente se precipitara como yeso (sulfato de calcio hidratado); a causa de su baja solubilidad, en este caso deberá utilizarse agentes quelantes.

Paso 3: Predicción de la Distancia de Penetración del Acido

La predicción de esta distancia dependerá directamente de la temperatura que se encuentre a lo largo de la fractura, para ello en esta metodología se propone la construcción de un perfil de temperatura.

El desarrollo de este perfil se basa en las propiedades del ácido previamente seleccionado, de las propiedades de la formación y las temperaturas de wellbore y formación. Para este proceso se hará uso de las ecuaciones descritas en el anexo A y siguiendo el algoritmo de solución del anexo B, la tabla 4 muestra los datos de entrada necesarios para la construcción del perfil de temperatura, el cual a su vez genera un perfil de velocidad de reacción y un perfil de concentración del ácido.

El perfil de temperatura nos indicara la temperatura en cualquier punto de la fractura y la distancia a la cual llegara el ácido vivo seleccionado, el perfil de velocidad de reacción nos indicara la velocidad de reacción a lo largo de la fractura y el perfil de concentración muestra la relación que existe en

la concentración de ácido seleccionado frente a la distancia que se desea alcanzar. Es decir si la distancia a la cual llega el ácido a la concentración seleccionada no sobre pasa el daño el perfil de concentración nos puede dejar entre ver qué pasaría si aumento la concentración del ácido seleccionado.

Tabla 4. Datos de entrada necesarios para la construcción de los perfiles

Uo	Velocidad promedio axial del fluido a través de la fractura
Co	concentración de entrada inicial
To	temperatura del wellbore
t	tiempo
Mma	capacidad calorífica de la formación
kma	conductividad térmica de la formación
Ti	temperatura en fondo de pozo
WL	volumen de leak off
Cf	Calor específico del fluido
Porosidad	porosidad
H	Altura del a fractura
Vw	Velocidad de leak off
n	orden de reacción de la superficie
Denf	densidad del fluido
Hrxn	calor de reacción ácido roca
D	coeficiente efectivo de difusividad del ácido
Vis cinem	viscosidad cinemática
Vis dina	viscosidad dinámica
kT	conductividad térmica del fluido
kR	constante de tasa de reacción de la superficie
L	longitud de la fractura
Cp	calor específico del ácido

Fuente: Los autores

Paso 4: Programa de Bombeo

El programa de bombeo consiste en la secuencia de inyección de fluidos que se realiza en el tratamiento de estimulación ácida.

En este paso se calcularán los volúmenes y las tasas de inyección.

A partir de la información básica de petrofísica y de datos de la geometría de la fractura natural a acidificar.

- **Pickling**

Esta etapa del tratamiento será usada para limpiar la tubería antes de cualquier tratamiento ácido, esto debido a que la cantidad de hierro disuelto por el ácido será arrastrado hacia la formación y generará mayores problemas de los evaluados inicialmente. Por esta razón esta etapa es indispensable, aun si las tuberías usadas para el tratamiento son nuevas.

A continuación se enumeran las consideraciones de diseño para el pickling¹¹:

1. Cuando no se dispone de un software o guías de análisis especializados, se puede utilizar 50 galones de xileno por 1000 pies de tubing.
2. Usar 100 galones de 15% de HCl por 1000 pies de tubing si este es nuevo o ha sido utilizado con anterioridad en inyección de agua.
3. Circular el xileno en cabeza del ácido por dentro del tubing y por fuera del anular.
4. Si la presión del yacimiento es muy baja para la circulación se debe energizar el ácido y desplazar el fluido.
5. Repetir el tratamiento del pickling en pozos productores es innecesario, pero puede serlo en pozos inyectoros.
6. Si no es posible hacer un pickling, un pre-flujo de HCl podría ser circulado.
7. Alternadamente, si el pickling no se puede hacer un "spearhead" de xileno en secuencia del HCl pueden hacer una limpieza efectiva.

- **Pre-flujo**

Este ácido es el primero que se envía a la formación con el fin de bajar la temperatura en la fractura, lo cual permite que el ácido del tratamiento principal se gaste lentamente y logre una distancia de penetración mayor. El radio que este tratamiento debe alcanzar debe sobrepasar mínimo el radio en el cual esté disminuida la permeabilidad original de la roca, también llamado radio de daño, además este volumen no debe exceder el caudal máximo de inyección para no provocar fractura dentro de la formación.

$$q_{max} = \left(\frac{(3,7702E - 05 \times k \times h \times (D \times gf - Pe))}{\left(\mu \times \ln \left(\frac{re}{rw} \right) \right)} \right) \quad (7)$$

Dónde:

k: permeabilidad

h: espesor de la formación

gf: gradiente de fractura

Pe: presión del yacimiento

D : Profundidad de la formación

rw: radio del wellbore

El radio de daño se puede calcular con base en la siguiente ecuación.

$$rd = rw \times e^{\left(\frac{St}{\left(\left(\frac{K}{kd} \right) - 1 \right)} \right)} \quad (8)$$

Dónde:

k : permeabilidad

kd : permeabilidad de la zona dañada

St: Daño total

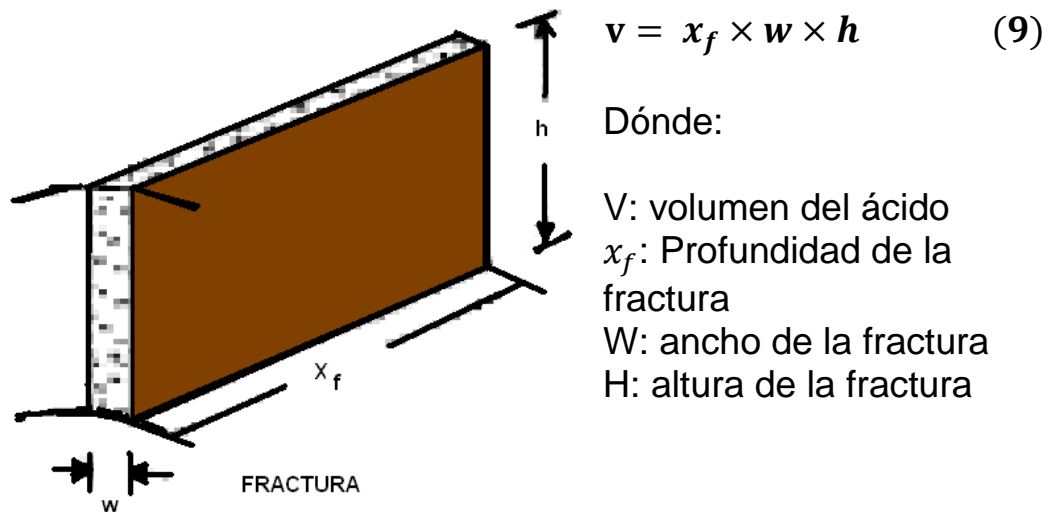
rw: radio wellbore

Calculado el radio de daño y teniendo en cuenta el caudal máximo de inyección, se hace uso de la geometría de la fractura con la cual se obtiene el volumen de pre-flujo necesario para preparar la formación y obtener una mayor distancia de penetración del tratamiento principal.

- **Tratamiento principal**

El tratamiento principal contiene el ácido y los aditivos para controlar sus funciones, diseñado con la finalidad de eliminar el daño que se ha diagnosticado y aumentar la conductividad de la fractura natural. El volumen del ácido a inyectar dentro de la fractura natural será el mismo del pre-flujo y se calculara como se muestra en la figura 16.

Figura 16. Volumen de la fractura



Fuente: Autores

3.4 EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO

La siguiente secuencia de ecuaciones permitirá hacer los cálculos teóricos necesarios para medir el índice de efectividad del tratamiento ácido en el pozo.

Radio efectivo

$$r'w = rw \times e^{-s} \quad (10)$$

Dónde

$r'w$: Radio de daño

rw : Radio del pozo

s : Skin

índice de productividad de una
formación dañada **Jd**

$$Jd = \frac{K' * h}{\alpha r * \beta o * \ln\left(\frac{re}{r'w}\right)} \quad (11)$$

Dónde:

k : permeabilidad

βo : factor volumétrico del aceite

μ : viscosidad

h : espesor de la formación

αr : coeficiente de unidades Dary

re : radio de drenaje

$r'w$: radio efectivo

Índice de daño

$$is = \left(\left(\frac{K}{k_s} - 1 \right) * \ln\left(\frac{rs}{r'w}\right) \right) \quad (12)$$

Dónde:

k : permeabilidad

rs : radio desde el centro del pozo al borde externo del skin

ks: permeabilidad media de zona afectada por el daño

β_0 : factor volumétrico del aceite

$$q = \frac{(7,082 * e^{-3} * K * h * (Pr - P_{wf}))}{\left(\mu * \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + i_s\right)\right)} \quad (13)$$

Caudal teórico

Dónde:

K : permeabilidad

Bo: factor volumétrico del aceite

μ : viscosidad

h: espesor de la formación

α_r : coeficiente de unidades darcy

r_e : radio de drenaje

r_w : radio wellbore

i_e : índice de daño

$$s_t = \left(\left(\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{K}{\phi * \mu * C_t * r_w^2} \right) \right) + 3,23 \quad (14)$$

Daño total

Dónde:

P_{1h} : presión a 1 hora en la gráfica de horner

P_{wf} : presión de fondo fluyendo

m : pendiente sección recta del grafico de horner

Φ : porosidad

μ : viscosidad

K : permeabilidad

r_w : radio equivalente

Radio de daño

$$rd = rw \times e^{\left(\frac{st}{\left(\frac{k}{kd}\right)^{-1}}\right)} \quad (15)$$

Dónde:

k : Permeabilidad

kd : Permeabilidad de la zona dañada

st : Daño total

rw : Radio wellbore

Cálculo del índice de productividad para la evaluación teórica esta parte de los cálculos se hace teniendo en cuenta los resultados de las anteriores ecuaciones teóricas de la literatura.

Índice de productividad teórico de un pozo después de una estimulación

$$Jd = \frac{Qd}{(Pe - Pwf2)} \quad (16)$$

Dónde:

Qd : caudal después de la estimulación

Pe : presión del yacimiento

$Pwf2$: presión de fondo fluyendo después de la estimulación

índice de efectividad teórico

$$ief = \frac{Jd}{Jo} \quad (17)$$

Dónde:

Jd : Índice de productividad del pozo dañado

J_0 : índice de productividad pozo sin daño

Radio efectivo teórico después
del tratamiento

$$r'w = \frac{re}{e^{\left(\frac{k \cdot h}{\mu \cdot \alpha r + \beta_0 \cdot Jd}\right)}} \quad (18)$$

Dónde:

K : permeabilidad

β_0 : factor volumétrico del aceite

μ : viscosidad

h : espesor de la formación

αr : coeficiente de unidades darcy

re : radio de drenaje

Jd : Índice de productividad de un pozo después de estimulación

Daño teórico después de la
estimulación

$$s = -\ln\left(\frac{r'w}{rw}\right) \quad (19)$$

Dónde:

$r'w$: radio de wellbore efectivo

rw : radio wellbore

3.5 VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para realizar la validación de la metodología se necesita conocer los resultados reales del tratamiento efectuados al pozo en estudio, con el fin de comparar los resultados teóricos obtenidos con la metodología aquí propuesta y los resultados del tratamiento real. Las siguiente secuencia de ecuaciones son aplicadas a los resultados del tratamiento real .

Índice de productividad después de una estimulación

$$Jd = \frac{Qd}{(Pe - Pwf2)} \quad (20)$$

Dónde:

Qd : caudal después de la estimulación

Pe : presión del yacimiento

Pwf2: presión de fondo fluyendo después de la estimulación

índice de efectividad real

$$ief = \frac{Jd}{Jo} \quad (21)$$

Dónde:

Jd :Índice de productividad del pozo dañado

Jo: índice de productividad pozo sin daño

Radio efectivo después del tratamiento

$$r'w = \frac{re}{e^{\left(\frac{k*h}{\mu*\alpha r*\beta o*Jd}\right)}} \quad (22)$$

Dónde:

K : permeabilidad

β_o : factor volumétrico del aceite

μ : viscosidad

h : espesor de la formación

ar : coeficiente de unidades darcy

r_e : radio de drenaje

J_d :Índice de productividad de un pozo después de estimulación

Daño después de la estimulación

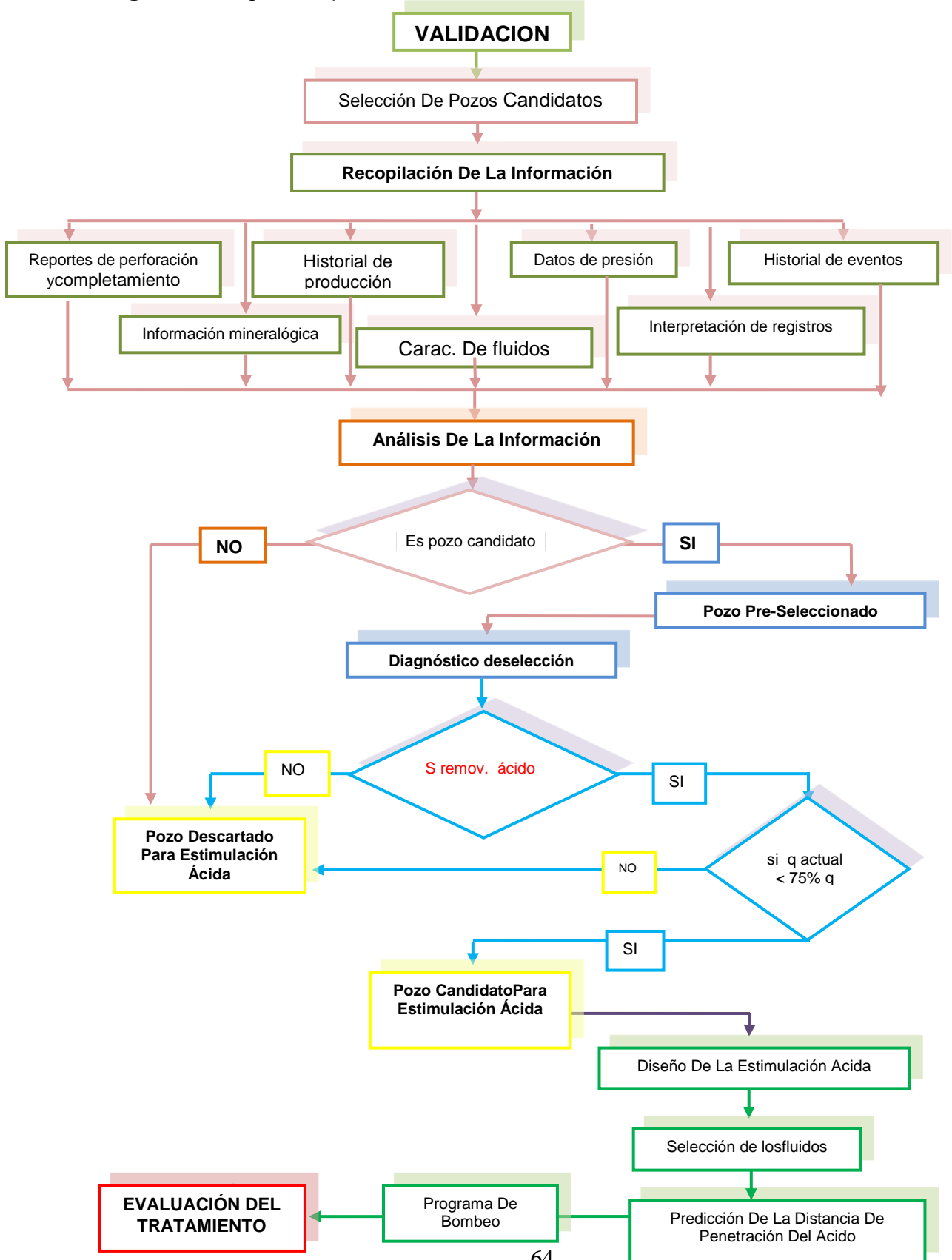
$$s = -\ln\left(\frac{r'_w}{r_w}\right) \quad (23)$$

Dónde:

r'_w : radio de wellbore efectivo

r_w : radio wellbore

Figura 17. Algoritmo para la validación



4. EJECUCION DE LA METODOLOGIA

Según lo expuesto en el capítulo anterior, se procede a presentar paso a paso la metodología desarrollada para la evaluación del diseño de estimulación ácida según las características de la formación de interés. Las unidades en las cuales se desarrolla la metodología corresponden a las unidades de entrada del perfil de temperatura en este caso el sistema internacional.

4.1 GENERALIDADES DEL YACIMIENTO

Para implementar la metodología propuesta, se utilizaron datos de un yacimiento productor de crudo y gas que por razones de confidencialidad será denominado campo P. La perforación del primer pozo descubridor PD1 se inició el 7 de julio de 1956, terminado originalmente en la caliza a una profundidad de 8.115 ft y una producción de 195 bpd en flujo natural con una gravedad de 33,4 API. En total se han perforado 28 pozos, de los cuales actualmente 7 pozos se encuentran en producción.

La caliza constituye el yacimiento principal almacenador de hidrocarburos, debido a que presenta un desarrollo continuo a través del campo con un alto grado de fracturamiento y una porosidad secundaria del 10%. Mediante registros eléctricos, con curvas de potencial espontáneo y de resistividad, se determinaron los espesores netos petrolíferos de las calizas los cuales determinaron un área de 6.709 acres y un volumen de 440.839 acres-pie.

Además es establecida la presencia de un acuífero a través de todo el yacimiento con un empuje de fondo y con flujo preferencial por fracturas verticales.

El mecanismo predominante del yacimiento productor de hidrocarburos es el gas en solución. Posee una temperatura de formación de 120.002 °F, una presión inicial de 4500 psi, una gravedad API de 40, una presión de burbuja de 3770 psia.

En este yacimiento se realizaron estimulaciones de tipo ácida, estos tratamientos se llevaron a cabo con el fin de limpiar depósitos inorgánicos en la formación que se encuentran en la cara del pozo permitiendo contactar el mayor número de fracturas naturales que permitan incrementar la productividad del pozo.

4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Los criterios para la pre-selección de los pozos candidatos descritos en el capítulo 4, se dejan propuestos para casos donde se cuente con la información necesaria de los pozos posibles a ser candidatos a estimulación ácida.

Para cumplir el objetivo de validar la metodología propuesta, se tomó un pozo que tiene los datos mínimos para ingresar en la fase más importante de la metodología como es el diseño del tratamiento ácido. Debido a temas de confidencialidad y antigüedad del campo todos los pozos no cuentan con los estudios y pruebas necesarias para desarrollar la metodología del diseño que se propone en este documento.

4.2.1 Historia de los pozos

El campo P inició producción en el año de 1957, entre 1956 y 1960 se perforaron 24 pozos, de los cuales 21 resultaron productores comerciales y 3 fueron improductivos. De los 21 pozos productores siete penetraron únicamente calizas con evidencias de fracturas naturales.

Los archivos de cada pozo contienen la información de su historia desde la planeación y perforación hasta el registro de los eventos. Para el caso particular del campo P no se cuenta con toda la información necesaria para realizar su

análisis y poder determinar si el pozo será preseleccionado para una estimulación ácida.

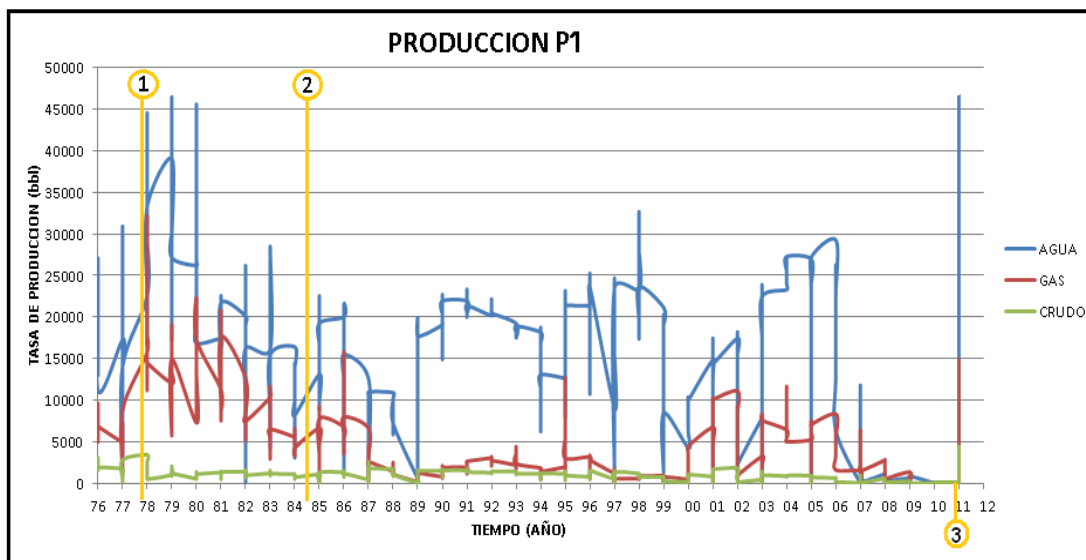
Por lo tanto el pozo seleccionado para efectos de validación de la metodología, será el pozo P1 , del cual se obtuvo la mayor información relevante para continuar.

- **Pozo P1.**

La perforación de este pozo inicio el 7 de agosto de 1957, con una duración de 1.9 meses termino el 25 de septiembre de 1957, se abrió el intervalo productor a hueco abierto de 7800 a 8221 ft de caliza naturalmente fracturadas y basamento. De las fracturas naturales se asumieron un ancho de 0.0508 m y de altura el 25% de la sección de hueco abierto la cual es 11.8872 m y una longitud de 25 m.

Tasa inicial promedio de flujo 1900 BOPD, gravedad: 40.2 °API @ 60 °F, RGA 1452 PC / Bbl, presión estática original BHO: 4471 PSI, BHP fluyendo 4412 PSI, BHT: 190 °F, IP= 2.95 BLS/PSI. Se acidificó hueco abierto (flujo natural). Los eventos realizados a este pozo serán ilustrados en la figura 18.

Figura 18. Producción y eventos del pozo P1



Fuente: Los autores del proyecto

A continuación se presentan los eventos de los cuales se obtuvo información, y se hallan enumerados en la figura anterior:

1. Noviembre 22 de 1977. Tratamiento intervalos 7800 – 8228 ft, con 3360 gls de Aceite y Morflo II.
2. Julio 12 de 1984. Tratamiento a intervalos 7800 – 8228 ft, con 1000 gls de Aceite y NALCO
3. Marzo de 1997 se cambió el sistema de levantamiento de gas lift a bombeo mecánico.
4. Marzo de 1998. Se convirtió nuevamente a bombeo neumático.
5. Marzo de 2011. Se realizó una estimulación a caudal matricial con píldora orgánica (20 bbl) y HCl 10% (30 bbl)

4.3 DIAGNOSTICO DE SELECCIÓN

1^{era} condición, Daño removible con ácido:

De acuerdo a los datos proporcionados del pozo P1, este se encuentra dañado por precipitación de carbonatos. Y como se puede observar en la tabla 1 este tipo de daño es removible con HCl por lo tanto cumple con la primera condición para ser un pozo candidato a estimular con ácido.

2^{da} condición, si $Q_{\text{actual}} < 75\% Q_{\text{teórico}}$:

Según la información del pozo P1 se calcula lo siguiente,

$Q_{\text{teórico}} = 94.89 \text{ m}^3\text{pd}$

$Q_{\text{actual}} = 33.98 \text{ m}^3\text{pd}$

Como se observa el Q_{actual} corresponde al 35% del $Q_{\text{teórico}}$, por lo tanto cumple con la segunda condición para ser un pozo candidato a estimulación ácida.

4.4 DISEÑO DE LA ESTIMULACION ACIDA

Para el diseño se hará uso de la metodología donde muestra unos pasos generales para realizarlo. Dicha técnica se desarrolla a continuación.

4.4.1 Diagnostico:

El pozo P1 produce de calizas naturalmente fracturadas con textura finamente cristalina, inicialmente la formación produjo por gas en solución y actualmente se encuentra bajo el mecanismo de levantamiento artificial del bombeo mecánico. Es establecida la presencia de un acuífero con un empuje de fondo y con flujo preferencial por fracturas verticales, esto debido a la alta producción de agua. En la figura 17 se observa la producción de crudo, agua y gas que ha mostrado históricamente el pozo P1.

Otras propiedades se muestran a continuación:

- Permeabilidad de la formación: 8,5 md
- Porosidad secundaria 10%
- Radio de pozo: 0,08 m
- Profundidad del intervalo productor: 7800 a 8221 ft
- Geometría de la fractura natural:
 - Ancho: 0.0508 m
 - Altura: 11.8872 m
 - Longitud: 25 m

El objetivo de un tratamiento de estimulación ácida en el pozo P1 es remover el daño ocasionado por la precipitación de CaCO_3 el cual es expresado como el radio de daño dentro de la formación. Además incrementar los canales de flujo en este caso las fracturas naturales mediante disolución de la roca caliza con HCl, para así incrementar la capacidad de flujo.

4.4.2 Selección de los fluidos:

- **Pickling**

Como se mencionó en la sección 4.3 esta etapa es para limpieza de las tuberías desde la cabeza del pozo hasta la cara de la formación y el fluido a utilizarse para este fin es el xileno, acompañado de un inhibidor de corrosión, y un agente controlador de hierros.

- **Pre-flujo y Tratamiento principal**

Como se mencionó anteriormente el ácido seleccionado es el HCl y para cumplir con el objetivo de estimulación este ácido tiene una mayor velocidad de reacción con la caliza lo cual permitirá incrementar la conductividad de las fracturas naturales. La temperatura de wellbore del pozo P1 es de 80 ° F por tanto esta es menor de 300 ° F se recomienda utilizar HCL del 15 al 28% con aditivos necesarios.

Debido a que el HCl 15% es altamente corrosivo, se opta por tomar una concentración más baja con el fin de preservar la integridad de la tubería. Por lo tanto iniciaremos con una concentración de HCl del 10% y de no obtener una distancia de penetración del ácido vivo efectiva esta se aumentara.

Los principales aditivos para un tratamiento de estimulación ácida en este tipo de pozo y compatibles junto al ácido principal son:

Inhibidor de corrosión, surfactante, secuestrante de hierro , reductor de hierro y ácido fórmico. A continuación en la tabla 5 se hace una descripción de los fluidos a utilizar.

La etapa de preflujo busca sobrepasar y remover el daño de formación ocasionado por las incrustaciones orgánicas de CaCO₃, luego que el daño es removido y la formación es preparada para recibir el tratamiento principal el cual tiene como

objetivo incrementar el canal de flujo de la fractura natural mediante la disolución de roca caliza.

A continuación en la tabla 5 se presenta la descripción de los fluidos seleccionados para el programa de bombeo.

Tabla 5. Descripción de los Fluidos

<p>FLUIDOS PICKLING</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inhibidor de corrosión ▪ Surfactante ▪ Agente controlador de Hierro
<p>PRE-FLUJO HCl 10%</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inhibidor de corrosión ▪ Surfactante ▪ Agente controlador de Hierro ▪ Secuestrante de Hierro ▪ Acido 70%
<p>TRATAMIENTO PRINCIPAL HCl 10%</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inhibidor de corrosión ▪ Surfactante ▪ Agente controlador de hierro ▪ Secuestrante de Hierro ▪ Acido 70%

Fuente: Los autores del proyecto

4.4.3 Predicción de la Distancia de Penetración del Acido

A continuación se inicia el proceso de construcción del perfil de temperatura de una fractura.

Para tal fin es necesario que los datos de entrada se encuentren en unidades de CGS, y así sean dimensionalmente correctas con las ecuaciones que se utilizaran en la construcción del perfil de temperatura.

- **Datos de entrada:**

Contiene toda la información suministrada según las condiciones del pozo, la geometría de la fractura y propiedades del ácido a inyectar que en este caso es HCl al 10% en concentración.

De los datos de entrada se pueden especificar: los datos constantes que son específicos de las propiedades del ácido y la formación a tratar, algunos de estos datos no encontrados en la literatura fueron solicitados a la compañía que tiene a cargo el pozo P1 la cual manifiesta que algunas de estas propiedades son obtenidas del simulador FRACPRO data específica de fluidos como se observa figura 19.

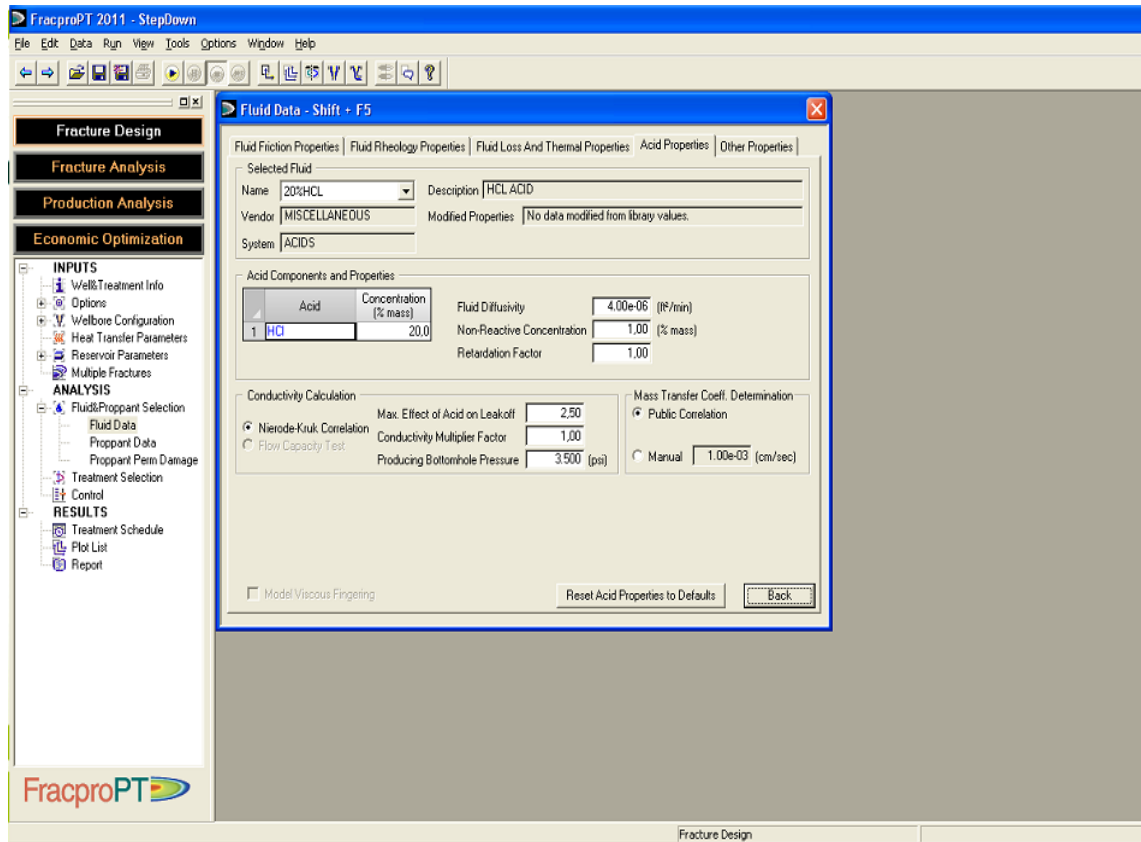
Tabla 6.Propiedades de la Caliza:

Uo	10000	Velocidad prom axial del fluido a través de la fractura
Mma	0,484	Capacidad calorífica de la formación
Kma	2,21E-02	Conductividad térmica de la formación
n	0,44	Orden de reacción de la superficie
Vw	9,00E02	Velocidad de leak off

Tabla 7. Propiedades del ácido a inyectar, HCl 10%

CO	10	Concentración de entrada inicial
Cf	18,778	Calor específico del fluido
Denf	2,6	Densidad del fluido
D	6,19E-05	Coefficiente efectivo de difusividad
Vis C	0,38461538	Viscosidad cinemática
Vis D	1	Viscosidad dinámica
KT	1,38E-01	Conductividad térmica del fluido
Cp	0,828954	Calor específico
KR	5,53E-05	Constante de tasa de reacción de la superficie

Figura 19. Simulador FRACPRO



Fuente: cortesía

Los datos del pozo en este caso los datos básicos del pozo P1 obtenidos de los historiales de pozo como:

Tabla 8. Datos del Pozo

To = 26,67	temperatura del wellbore °C
Ti = 48,89	temperatura en fondo de pozo °C
Poro = 10	Porosidad %
H = 1188,72	Altura del a fractura m
L = 2500	Longitudde la fractura m

Para el tiempo que tarda en ser inyectado el ácido se calcula con la siguiente ecuación y su solución se encuentra en el anexo C.

$$t = V \times q \text{ max} \quad (24)$$

Dónde:

V : volumen de la fractura

qmax: el caudal máximo de inyección

t = 580 s

En la figura 20 se visualiza los datos de entrada en Excel y la solución de las ecuaciones. En el anexo A se encuentran las ecuaciones a utilizar, en el anexo B el diagrama de flujo del programa en Excel para la construcción de los perfiles y en el anexo D la nomenclatura de las variables de las ecuaciones a utilizar.

El perfil obtenido mediante la corrida del programa permite predecir la profundidad a la cual llegara el ácido vivo dentro de la fractura a las condiciones dadas se observa en la figura 21. En este caso tenemos en la zona productora del pozo P1 una longitud de fractura de 2.500 cm (25 m) y según el perfil de temperatura el ácido vivo llegara a una profundidad de 2.300 cm (23 m).

Adicionalmente se obtiene el perfil de velocidad de reacción a las condiciones de temperatura obtenidas anteriormente, el cual se observa en la figura 22. De este perfil se evidencia que la velocidad de reacción disminuye a medida que aumenta la distancia de penetración del ácido. Y aunque en este perfil se observa que el ácido llega al final de la fractura después de pasar la distancia a la cual llega el ácido vivo este ya no reacciona con las paredes de la fractura.

El tercer perfil que se obtiene a partir del perfil de temperatura, es el perfil de concentración de ácido, el cual se muestra en la figura 23. Este perfil me indica a que profundidad llega la concentración de ácido seleccionada para el tratamiento. Como se mencionó anteriormente una concentración mayor permitirá que el ácido

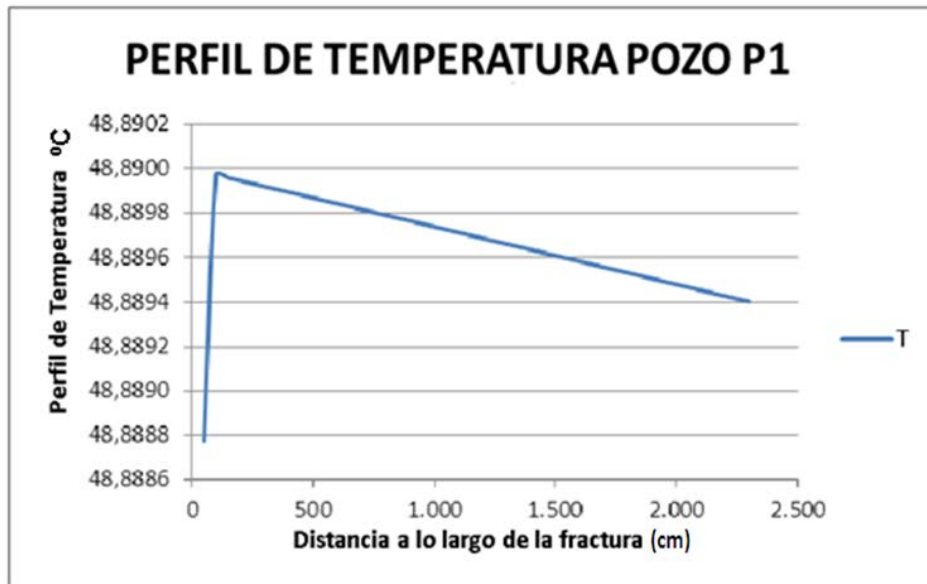
llegue a una distancia mayor pero como se puede observar esta concentración nos permite lograr los objetivos planteados en el diagnóstico del tratamiento.

Figura 20. Visualización de datos de entrada y resultados de los perfiles

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
2		Uo	10000	U	9954,822835				
3		Co	10	C	10,00001768				
4		To	26,67	T	48,88933683				
5		t	580	Tw	9,99				
6		Mma	0,484	Cw	48,8064907				
7		kma	2,21E-02	Iteraciones	51				
8		Ti	48,89	x	2550				
9		WL	2,54		0,022380113				
10		Cf	18,778						
11		Poros	10						
12		H	1188,72		1000				
13		Vw	9,00E-02						
14		n	0,44						
15		Denf	2,6						
16		Hrxn	9500						
17		D	6,19E-05						
18		Vis cinema	0,38461538						
19		Vis dina	1						
20		kT	1,38E-01						
21		kR	5,53E-05						
22		L	2500						
23		dx	50						
24		Cp	0,828954						
25		Cma	0,22						
26		h	5,08						
27		Cwi	0						

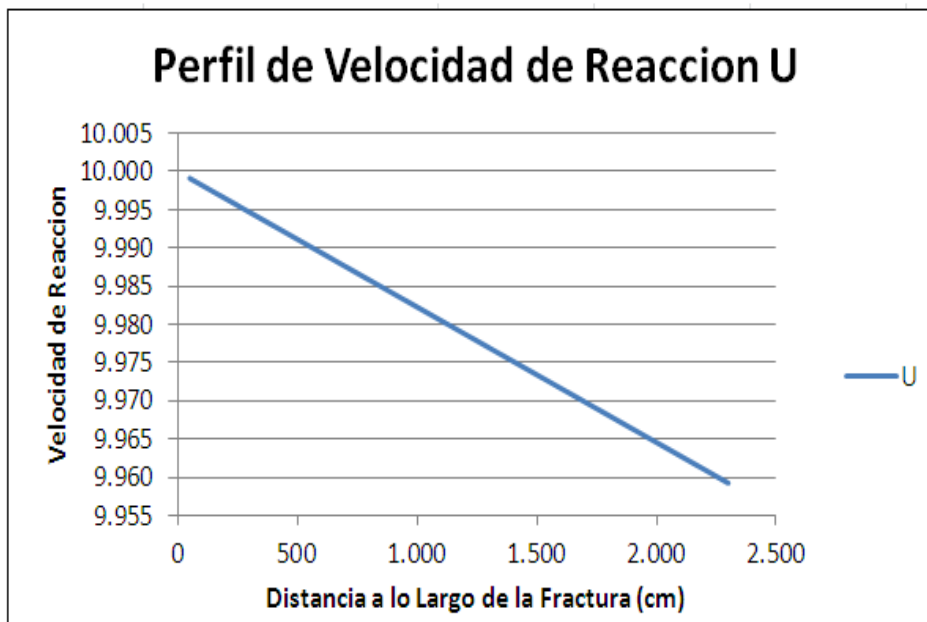
Fuente: Los autores del proyecto

Figura 21. Perfil de temperatura pozo P1



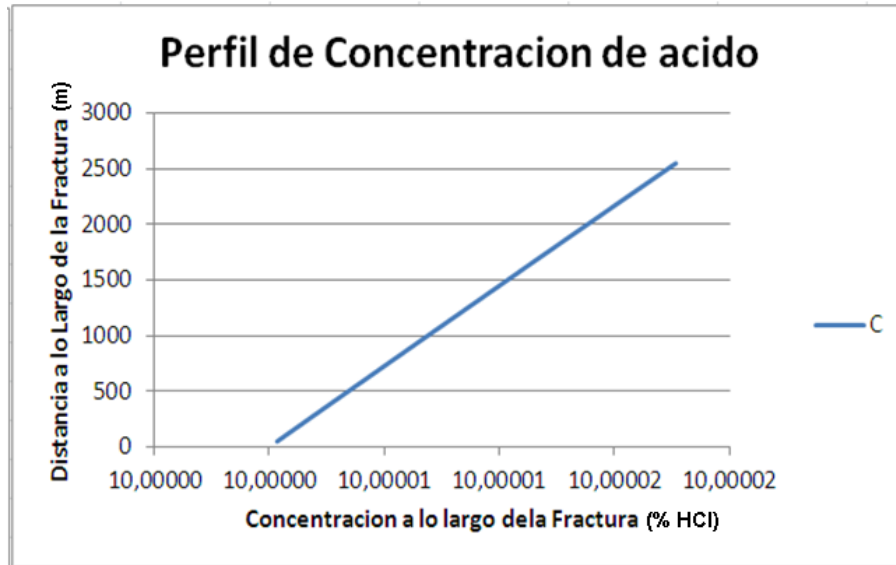
Fuente: Los autores

Figura 22. Perfil de velocidad de reacción



Fuente: Los autores del proyecto

Figura 23. Perfil de concentración de ácido



Fuente: Los autores

5.4.4 Programa de Bombeo

Primero realizamos el cálculo de la tasa máxima de inyección dentro de la fractura y así no incurrir en un fracturamiento.

$$q_{max} = \left(\frac{(3,7702E - 05 \times k \times h \times (D \times gf - Pe))}{\left(\mu \times \ln \left(\frac{re}{rw} \right) \right)} \right)$$

$$q_{max} = 0,178755 \text{ m}^3$$

Realizada la predicción de la distancia de penetración efectiva del ácido, necesitamos conocer el radio de daño calculado teóricamente y cuya solución se encuentra en el anexo C.

$$rd = rw \times e^{\left(\frac{St}{\left(\left(\frac{K}{Kd} \right) - 1 \right)} \right)}$$

$$rd = 18,8488844 \text{ m}$$

Figura 22. Visualización de las ecuaciones 7, 8 y sus resultados

14	PROGRAMA DE BOMBEO		
15			
16	Ec (7) qmax inyeccion acido	$q_{max}=(3,7702E(-05))*((k*h*(D*gf-Pe))/(\mu*(\ln(re/rw))))$	0,0178755
17			
18	Ec (15)radio de daño	$rd=rw*exp(st/((k/kd)-1))$	18,848884
19			

Fuente: Los autores del proyecto

Según este radio de daño y la distancia que llega el ácido vivo dentro de la fractura se logra el primer objetivo del tratamiento que es sobre pasary remover el radio de daño teóricamente calculado.

Por lo tanto para calcular el volumen de ácido requerido no se toma la longitud total de la fractura sino la distancia real que alcanza el ácido vivo que es de 23 m, lo cual nos lleva a conseguir el segundo objetivo del tratamiento que es el incremento en el canal de flujo que en este caso es una fractura natural. Según la ecuación de volumen de la fractura, el volumen necesario de ácido para el tratamiento es:

$$v = x_f \times w \times h$$

x_f : 23 m

w : 0.0508 m

h : 11.8872 m

$$V (\text{ácido HCl 10\%}) = 13.889000448 \text{ m}^3 = 14 \text{ m}^3 = 3698.408 \text{ gal}$$

Este volumen de ácido será el implementado para el tratamiento principal y la mitad en concentración y volumen será el preflujo.

- **Pickling**

En el capítulo 4, sección 4.3 se hacen varias recomendaciones para el pickling, la más adecuada es la primera: 50 galones de xileno por cada 1000 pies de tubería de trabajo, entonces se tiene:

$$7728 \text{ ft} \times \frac{50 \text{ gal}}{1000\text{ft}} = 386.4 \text{ gal} = 387 \text{ gal}$$

- **Tasa de Bombeo**

Esta tasa de bombeo se toma de trabajos anteriores realizados a otros pozos del mismo campo, para lo cual determinaron una tasa de 1 bpm.

A continuación en la tabla 5 se expone el programa de bombeo para una estimulación ácida de una fractura natural en calizas.

Tabla9. Programa de Bombeo pozo P1

ETAPA	FLUIDO	VOLUMEN	TASA
Pickling	Xileno	386.4 gal	1 bpm
Pre-flujo	HCl 5%	1849.204 gal	1 bpm
Principal	HCl 10%	3698.408 gal	1 bpm

Fuente: Los autores del proyecto

5. EVALUACION DEL TRATAMIENTO

Para evaluar la efectividad del tratamiento en el pozo P1 se utilizarán las ecuaciones descritas en el capítulo 4, sección 4.4 y 4.5, las cuales se encuentran resueltas en el anexo D. Estas ecuaciones se encuentran en unidades del sistema internacional para que estas sean dimensionalmente consistentes con el perfil de temperatura, como se observa en la tabla 6.

Para iniciar con la evaluación del tratamiento es necesario hacer unos cálculos previos a las estimación los cuales permitirán conocer las condiciones iniciales del pozo P1 tales como el daño actual del pozo, índice de productividad de la zona dañada, radio efectivo, índice de daño y el caudal que teóricamente debería estar produciendo el pozo P1.

Para tal fin se solucionan las ecuaciones 10, 11, 12, 13 y 14, las cuales se visualizan junto con los resultados en la figura 23.

Figura 24. Visualización de las ecuaciones 10, 11, 12 y 13 y sus resultados

K21		
A	B	C
ECUACIONES PREVIAS		
		resultado
Ec (10) Radio efectivo	$r'w=rw*e^{(-s)}$	3,632E-06
Ec (11) Índice de productividad de una formación dañada	$J_s=(k*h)/(a*\beta_o*\mu*\ln(re/r'w))$	0,8940455
Ec (12) índice de daño	$i_s=((k/ks)-1)*\ln(rs/r'w)$	3,589044
Ec (13) El caudal teórico	$q=(7,082*e^{-3}*k*h*(Pr-Pwf))/(\mu*(\ln(re/r'w)+i_s))$	178,04011
Ec (14) año total	$st=(P1h-Pwf)/m-\log(k/(\Phi*\mu*Ct*(r'w^2)))+3,23$	4,8552732
PROGRAMA DE BOMBEO		
Ec (7) qmax inyección ácido	$q_{max}=(3,7702E(-05))*((k*h*(D*gf-Pe))/(\mu*(\ln(re/rw))))$	0,0178755
Ec (15) radio de daño	$rd=rw*\exp(st/((k/kd)-1))$	18,848884

Fuente: los autores del proyecto

Tabla 10. Unidades para las ecuaciones de evaluación y validación

s	daño	
β_o	factor volumétrico del aceite	
h	espesor de la formación	m
Pe	presión del yacimiento	atm
Ct	compresibilidad total	
rs	Radio del centro de pozo al borde externo del skin	m
α_r	coeficiente de unidades darcy =1	
Pwf	presión de fondo fluyendo	atm
μ	viscosidad	cp
m	pendiente de la sección recta del grafico de horner	
gf	gradiente de fractura	atm/m
rw	radio del pozo	m
re	radio de drenaje	m
k	permeabilidad	md
Q	caudal antes de estimular	m ³ /min
kd	permeabilidad de la zona dañada	md
ks	Permeabilidad media de zona afectada por el daño	md
pr	presión inicial	atm
p1h	presión a 1 hora semilog de horner	atm
D	profundidad de la formación	m
rd	radio de daño	m
Φ	porosidad	fracción
Pwf2	presión de fondo fluyendo después de estimulación	atm
Qd	caudal después de estimular	m ³ /min

Fuente. Autores del proyecto

Paso a seguir en la evaluación del tratamiento se hacen los cálculos teóricos del índice de productividad después de la estimulación basados en el caudal teórico previamente calculado y la presión de fondo antes del tratamiento ya que la presencia del acuífero activo garantiza la estabilidad de la presión.

Para ello se deben resolver las ecuaciones 16, 17, 18 y 19 como se aprecian en la figura 24.

De los resultados obtenidos teóricamente se puede concluir que la productividad del pozo P1 dañado puede ser incrementada en un factor de 5 si el daño es removido y la productividad original restaurada.

Esta efectividad se ve representada en la notable disminución del daño el cual queda reducido a -4,5, generando un aumento en el radio efectivo del pozo a $r_w' = 7,7$ m.

Figura 25. Visualización de las ecuaciones 16, 17, 18 y 19 y sus resultados

20	CALCULO DEL J TEORICO PARA LA EVALUACION	
21		
22	Ec (16) Ip teorico de un pozo despues de estimulación $j_d = q / (P_e - P_{wf2})$	9,5720489
23		
24	Ec (17) Indice de efectividad teorico $i_{ef} = j_d / j_o$	10,706445
25		
26	Ec (18) r_w' teorico despues del tratamiento $r_w' = r_e / (e^{(\frac{k \cdot h}{\mu \cdot \alpha r \cdot \beta_o \cdot j_d})})$	37,845854
27		
28	Ec (19) Daño teorico despues de la estimulación $s = -\ln(r_w' / r_w)$	-6,15925
29		

Fuente: Los autores

5.1 VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La validación de la metodología propuesta en este documento está basada en la comparación de los resultados de un tratamiento real practicado al pozo P1, al cual se le realizó una estimulación ácida matricial, cuyo tratamiento arrojó los siguientes resultados:

- Q (antes del tratamiento) = 1.13506 m³pd
- Q (Después del tratamiento)= 34 m³pd
- Pwf2 = 181 atm

Adicional a estos datos se realizó el cálculo de las siguientes variables :

- índice de efectividad del tratamiento $ief = 2$
- El daño del pozo después de la estimulación $s = 0$
- radio efectivo $r'w = 0,0304481$ m.

Esto con el fin de comparar los resultados reales con los resultados teóricos obtenidos con la estimulación ácida de fractura desarrollada dentro de la metodología propuesta.

En la figura 25 se visualiza las ecuaciones 20, 21, 22 y 23 de los cálculos reales y sus resultados.

Figura 26. Visualización de las ecuaciones 20, 21, 22 y 23 de los cálculos reales y sus resultados.

30	CALCULO DEL J REAL PARA LA VALIDACION		
31			
32	Ec (20) J_p despues de la estimulación real	$J_d = Q_d / (P_e - P_{wf2})$	1,8129032
33			
34	Ec (21) Índice de efectividad real	$ief = J_d / J_o$	2,0277528
35			
36	Ec (22) $r'w$ despues del tratamiento	$r'w = r_e / (e^{((k*h) / (\mu * cr * \beta_o * J_d))})$	0,0304481
37			
38	Ec (23) Daño despues de la estimulación	$s = \ln(r'w / r_w)$	0,9660029

Fuente: los autores

A continuación en la tabla 8 se ilustra los resultados del tratamiento real ejecutado en el pozo P1 mediante estimulación matricial y los resultados teóricos de una estimulación ácida de la fractura natural en la formación productora.

De estos resultados se puede concluir que es más efectivo estimular aquellos canales de flujo en los cuales un incremento en su conductividad se ve directamente reflejado con el incremento en la productividad del pozo.

Tabla 8. Resultados comparativos del tratamiento real Acidificación matricial Vs Acidificación de Fractura teórico.

VARIABLES		ACIDIFICACIÓN DE FRACTURA	ACIDIFICACIÓN MATRICIAL
Ip teórico de un pozo después de Estimulación	Jo	4,893900762	1,812903226
Índice de efectividad	lef	5,473883357	2,027752764
r'w después del tratamiento		7,706928558	0,030448104
Daño después de la estimulación	S	-6,15925008	0,96600292

Fuente: Los Autores

El anterior cuadro comparativo evidencia una mayor disminución en el radio de daño si al pozo P1 se le realizara un tratamiento de acidificación de fractura. Este resultado se atribuye a la efectiva predicción de penetración del ácido la cual permitió desarrollar un diseño óptimo que cumpliera el objetivo de sobrepasar el daño e incrementar el tamaño de la fractura.

CONCLUSIONES

La metodología organiza de una forma eficiente la información relevante para seleccionar, adecuar y realizar un diseño de estimulación ácida en pozos representativos de YNF de carbonatos, generando así eficiencia en la toma de decisiones que lleven a obtener los resultados deseados.

La metodología permite una efectiva selección de los pozos candidatos a estimular bajo criterios de potencial de producción y la remoción del daño con ácido.

Un factor clave en el diseño de la estimulación es la identificación del daño de formación en el pozo a tratar, ya que este es determinante en la selección de los fluidos del tratamiento, el cual permitirá no solo remover el daño dentro de la fractura natural sino también disolver eficientemente las paredes de la fractura y así aplicar el canal de flujo.

La efectividad del ácido seleccionado para acidificar la fractura no radica principalmente en el volumen a inyectar sino en la concentración la cual bajo condiciones de temperatura llegara a una determinada distancia dentro de la fractura.

El efecto del calor de reacción roca.-ácido y la temperatura en la fractura afecta notablemente la distancia de penetración a la cual llegara el ácido vivo dentro de la fractura, ya que es esta distancia es la que permite realizar un óptimo diseño de estimulación de la fractura en aras de lograr los principales objetivos del tratamiento que son: remover el daño y aumentar la conductividad de la fractura.

Al desarrollar la metodología propuesta en el pozo P1 se puede mostrar el impacto que tiene en el diseño de un tratamiento de estimulación ácida de fractura el calor de reacción ácido-roca y la temperatura dentro de la fractura.

Los resultados en el tratamiento se debieron en gran parte a los perfiles de temperatura, velocidad de reacción y concentración desarrolladas por M.H.Lee, L.D.Roberts, los cuales son la base en el diseño óptimo de acidificación de la fractura propuesto en esta metodología.

Una acidificación de fractura en un YNF de carbonatos resulta ser más efectiva que una acidificación matricial, ya que en realidad se está estimulando la zona con mayor permeabilidad en el intervalo productor.

RECOMENDACIONES

Para obtener mejores resultados en futuros tratamientos de acidificación a ejecutar en el campo P, se recomienda:

- Realizar pruebas de presión para tener datos reales de las propiedades petrofísicas así como la p_{wf} y la presión estática.
- Realizar registros imagen UBI, que permitan tener una visión más real de las fracturas naturales dentro de las formaciones productoras.
- Realizar un estudio de daño de formación para así determinar el tipo de problema que puedan estar afectando las fracturas naturales y a que profundidad.
- Tener una base de datos de pruebas de laboratorio como test de compatibilidad roca – fluido y fluido-fluido, que servirán como base para realizar una adecuada selección de los fluidos de acidificación.

Se recomienda como base de un nuevo proyecto el paper adjunto en el anexo E. En el cual los autores buscan minimizar los cálculos con ecuaciones simulando fracturas naturales en carbonatos bajo condiciones de temperatura y concentración de ácido la construcción de graficas que permitan entrar con la distancia de penetración del ácido deseada y la tasa máxima de inyección y así obtener el volumen que se debe inyectar.

BIBLIOGRAFIA

- ✓ AGUILERA, R.: *Geologic Aspects of Naturally Fractured reservoirs*, The Leading Edge (December 1998), pp. 1667-1670.
- ✓ ECONOMIDES, Michael J y NOLTE, Kenneth G. : Reservoir Stimulation. Houston, Texas. Schlumberger Educational Services, 1987 3ª Edition.
- ✓ GOLAN MICHAEL y CURTIS WHISTON - Well Performance, Tarpir edition, 1996, 669 p
- ✓ KNOX, J, A.Ripley,H.E."Fracture Acidizing in Carbonate Rock"JCPT,(1979), Halliburton Service
- ✓ M..H LEE y L.D ROBERTS, Effect of head of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in Fracture, SPE diciembre de 1980
- ✓ M,H,LEE. AND L, D, ROBERTS: "Effect of Heat of Reaction on Temperature Distribution and Acid Penetration in a Fracture," SPE, Halliburton Service
- ✓ N.F. WHITSITT y G.R. DYSART, Effect of Temperature On stimulation Desing, jpt 25410 abril de 1970
- ✓ NELSON, R. A.: "Geologic Analysis of Naturally Fractures Reservoirs," Gulf Professional Publishing, 2001, 9-35.
- ✓ PhD. DUOGLAS A ALVARADO QUINTERO.: Análisis Moderno de Presiones, Universidad de Zulia. inpeluzMaracaiboVenezuela, Noviembre de 2003.
- ✓ REN, S. and d Xiong, H.: "The Influence of Temperature Field and Common Ion Effects on Acid Penetration in a Fracture," SPEJ (Dec.1980) 501.
- ✓ SCHECHTER, s, Robert.: Oil Well Stimulation.
- ✓ SAN ANTONIO A COMPANY WITH PRIDE. Daño de Formación y Estimulación Acida. Argentina: INGTEC Ingeniería y Tecnología, 2005. 190 p
- ✓ VAN GOLF-RACHT,T.D.: Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, New York City (1982)
- ✓ WHITSITT, N.F. and DYSART, G.R.:"The Effect of Temperature on Stimulation Design," J. Pet. Tech. (April 1970) 493.502; Trans., AIME, 249.

- ✓ XIONG Hongjie. Prediction of Effective Acid Penetration and Acid Volume for Matrix Acidizing Treatments in Naturally Fractured Carbonates. SPE, S.A.
- ✓ XIONG, H. and REN, S.: "Study of Velocity Field, Temperature Field, and Concentration Distribution When Acid Is Flowing and Reacting in a Fracture Carbonate Formation," SPE 16438 available at SPE, Richardson, TX (1987).

ANEXOS

ANEXO A. ECUACIONES PARA LA CONSTRUCCION DE LOS PERFILES

Las siguientes son las ecuaciones que rigen la construcción de los perfiles de temperatura, velocidad y concentración.

ECUACIONES A RESOLVER

$$h * \frac{d\bar{u}}{dx} + V_w = 0 \dots \dots \dots (1)$$

$$h\bar{u} * \frac{d\bar{C}}{dx} = (V_w - k_g) * (\bar{C} - C_w) \dots \dots \dots (2)$$

$$k_g * (\bar{C} - C_w) = k_R * C_w^n \dots \dots \dots (3)$$

$$h\bar{u} * \frac{d\bar{T}}{dx} = \left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right) * (\bar{T} - T_w) \dots \dots \dots (4)$$

$$h_T * (T_w - \bar{T}) = k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn} + q_h(t)) \dots \dots \dots (5)$$

SOLUCIÓN ECUACIÓN 1

$$h * \frac{d\bar{u}}{dx} + V_w = 0$$

$$\frac{d\bar{u}}{dx} = -\frac{V_w}{h}$$

$$\int d\bar{u} = \int -\frac{V_w}{h} dx$$

$$\bar{u} = -\frac{V_w}{h} * X + U_o \dots \dots \dots \Rightarrow SOL$$

Esta ecuación determina el perfil de velocidad

SOLUCIÓN ECUACIÓN 2

$$h\bar{u} * \frac{d\bar{C}}{dx} = (V_w - k_g) * (\bar{C} - C_w)$$

$$\frac{d\bar{C}}{dx} = \frac{(V_w - k_g) * (\bar{C} - C_w)}{h\bar{u}}$$

$$\int \frac{d\bar{C}}{(\bar{C} - C_w)} = \int \frac{(V_w - k_g)}{h\bar{u}} dx$$

$$\text{Ln}(\bar{C} - C_w) = \frac{(V_w - k_g)}{h\bar{u}} * X + kte$$

Haciendo $X = 0$ cuando $\bar{C} = C_0$

$$\text{Ln}(C_0 - C_w) = kte$$

$$\text{Ln}(\bar{C} - C_w) = \frac{(V_w - k_g)}{h\bar{u}} * X + \text{Ln}(C_0 - C_w) = W_a$$

$$C_0 - C_w = e^{W_a}$$

$$C_0 - e^{W_a} = C_w \dots \dots \dots \Rightarrow \text{Sol. por Runge Kutta 4}^\circ \text{ orden}$$

Determina el perfil de concentración

SOLUCIÓN ECUACIÓN 3

$$k_g * (\bar{C} - C_w) = k_R * C_w^n$$

$$k_g * (\bar{C} - C_w) - k_R * C_w^n = 0$$

$$\left(k_g * \frac{dC_w}{d\bar{C}}\right) - R * k_R * C_w^{n-1} * \frac{dC_w}{d\bar{C}} = 0$$

$$\frac{dC_w}{d\bar{C}} = k_g + R * k_R * C_w^{n-1} \dots \dots \dots \text{SOL}$$

$$C_{w_{i+1}} = C_{w_i} - \frac{k_g(\bar{C} - C_w) - k_R * C_w^n}{k_g + R * k_R * C_w^{n-1}} \dots \dots \dots \Rightarrow \text{Sol. por Newton Rhapson}$$

SOLUCIÓN ECUACIÓN 4

$$h\bar{u} * \frac{d\bar{T}}{dx} = \left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right) * (\bar{T} - T_w)$$

$$\frac{d\bar{T}}{dx} = \frac{\left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right) * (\bar{T} - T_w)}{h\bar{u}}$$

$$\frac{d\bar{T}}{(\bar{T} - T_w)} = \frac{\left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right)}{h\bar{u}} dx$$

$$\int \frac{d\bar{T}}{(\bar{T} - T_w)} = \int \frac{\left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right)}{h\bar{u}} dx$$

$$\text{Ln}(\bar{T} - T_w) = \frac{\left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right)}{h\bar{u}} * x + kte$$

$$\text{Ln}(\bar{T} - T_w) = \frac{\left(V_w - \frac{h_T}{\rho_f * C_f} \right)}{h\bar{u}} * x + \text{Ln}(T_0 - T_w)$$

$\bar{T} = e^{\omega e} - T_w \dots \dots \dots \Rightarrow \text{Sol. por Runge Kutta } 4^{\text{o}} \text{ orden}$

SOLUCIÓN ECUACIÓN 5

$$h_T * (T_w - \bar{T}) = k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn} + q_h(t))$$

$$k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn} + q_h(t)) - h_T * (T_w - \bar{T}) = 0$$

$$k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn}) + 2(T_i - T_w) - h_T * (T_w - \bar{T}) = 0$$

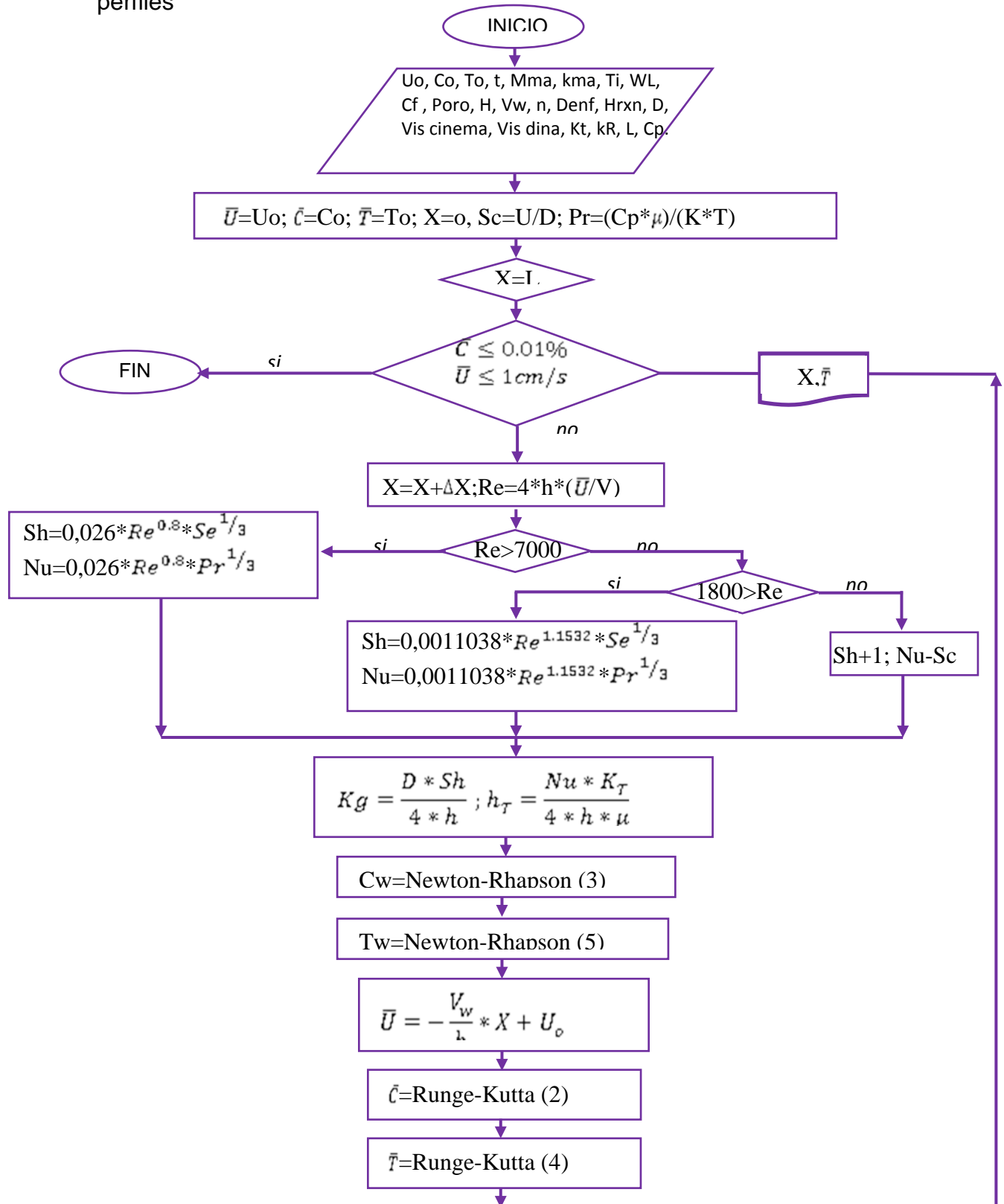
$$2(T_i - T_w) - h_T * (T_w - \bar{T}) = -k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn})$$

$$2(T_i - T_w) - h_T T_w + h_T \bar{T} = -k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn})$$

$$-2T_w - h_T T_w + = -k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn}) - h_T \bar{T} - 2T_i$$

$$T_w = \frac{-k_R * C_w^n * (-\Delta * H_{axn}) - h_T \bar{T} - 2T_i}{2 + h_T} \dots \dots \dots \Rightarrow \text{Sol Newton Rhapson}$$

ANEXO B. Diagrama de flujo del programa en Excel para el desarrollo de los perfiles



ANEXO C. Resultados de la evaluación y validación del tratamiento

	A	B	C
1	ECUACIONES PREVIAS		
2			resultado
3	Ec (10) Radio efectivo	$r'w=rw \cdot e^{-s}$	3,632E-06
4			
5	Ec (11) Índice de productividad de una formación dañada	$J_s=(k \cdot h) / (\alpha r \beta \sigma \cdot \mu \cdot \ln(re/r'w))$	0,8940455
6			
7			
8	Ec (12) índice de daño	$is=((k/ks)-1) \cdot \ln(rs/r'w)$	3,589044
9			
10	Ec (13) El caudal teórico	$q=(7,082 \cdot e^{-3} \cdot k \cdot h \cdot (Pr-Pwf)) / (\mu \cdot (\ln(re/r'w)+is))$	178,04011
11			
12	Ec (14) año total	$st=((P1h-Pwf)/m)-\log(k/(\Phi \cdot \mu \cdot Ct \cdot (r'w^2)))+3,23$	4,8552732
13			
14	PROGRAMA DE BOMBEO		
15			
16	Ec (7) qmax inyeccion acido	$q_{max}=(3,7702E(-05)) \cdot ((k \cdot h \cdot (D^*gf-Pe)) / (\mu \cdot (\ln(re/rw))))$	0,0178755
17			
18	Ec (15) radio de daño	$rd=rw \cdot \exp(st / ((k/kd)-1))$	18,848884
19			
20	CALCULO DEL J TEORICO PARA LA EVALUACION		
21			
22	Ec (16) Ip teorico de un pozo despues de estimulación	$j_d=q/(Pe-Pwf^2)$	9,5720489
23			
24	Ec (17) Índice de efectividad teorico	$ief=j_d/j_o$	10,706445
25			
26	Ec (18) r'w teorico despues del tratamiento	$r'w=re/(e^{((k \cdot h) / (\mu \cdot \alpha r \beta \sigma \cdot j_d))})$	37,845854
27			
28	Ec (19) Daño teorico despues de la estimulación	$s=-\ln(r'w/rw)$	-6,15925
29			
30	CALCULO DEL J REAL PARA LA VALIDACION		
31			
32	Ec (20) Ip despues de la estimulación real	$j_d=Qd/(Pe-Pwf^2)$	1,8129032
33			
34	Ec (21) Índice de efectividad real	$ief=j_d/j_o$	2,0277528
35			
36	Ec (22) r'w despues del tratamiento	$r'w=re/(e^{((k \cdot h) / (\mu \cdot \alpha r \beta \sigma \cdot j_d))})$	0,0304481
37			
38	Ec (23) Daño despues de la estimulación	$s=-\ln(r'w/rw)$	0,9660029

ANEXO D. Nomenclatura

μ	viscosidad
Cf	Calor específico del fluido
Co	concentración de entrada inicial
Cp	calor específico del ácido
Ct	compresibilidad total
D	coeficiente efectivo de difusividad del ácido perfiles
D	profundidad de la formación validación
Denf	densidad del fluido
gf	gradiente de fractura
H	Altura de la fractura
h	espesor de la formación
Hrxn	calor de reacción ácido roca
ief	índice de efectividad teórico
is	índice de daño
J	índice de productividad
jd	IP pozo después de estimulación
Jo	índice de productividad pozo dañado
k	permeabilidad
kd	permeabilidad de la zona dañada
kma	conductividad térmica de la formación
kR	constante de tasa de reacción de la superficie
ks	Permeabilidad media de zona afectada por el daño
kT	conductividad térmica del fluido
L	longitud de la fractura
m	pendiente de la sección recta del gráfico de horner
Mma	capacidad calorífica de la formación
n	orden de reacción de la superficie
p1h	presión a 1 hora semilog de horner
Pe	presión del yacimiento

Porosidad	porosidad
p_r	presión inicial
P_{wf}	presión de fondo fluyendo
P_{wf2}	presión de fondo fluyendo después de estimulación
Q	caudal antes de estimular
q	El caudal teórico
Q_d	caudal después de estimular
q_{max}	q_{max} inyección ácido
r_d	radio de daño
r_d	radio de daño
r_e	radio de drenaje
r_s	Radio del centro de pozo al borde externo del skin
r_w	radio del pozo
$r'w$	radio equivalente
$r'w$	calculo del nuevo $r'w$ teórico
s	daño
s	cálculo del nuevo s teórico
st	daño total
t	tiempo
T_i	temperatura en fondo de pozo
T_o	temperatura del wellbore
U_o	Velocidad promedio axial del fluido a través de la fractura
Vis cinema	viscosidad cinemática
Vis dina	viscosidad dinámica
V_w	Velocidad de leak off
WL	volumen de leak off
α_r	coeficiente de unidades darcy =1
β_o	factor volumétrico del aceite
Φ	Porosidad