

MODELO FUNCIONAL PARA EXAMINAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN
OPTIMIZANDO LA PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS

Gladys Carolay Caballero Trespacios

Luisa Fernanda Ortiz Ramírez

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniera de Petróleos

Director

ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS

M.Sc en Gestión tecnológica

Codirector

RAÚL ANDRÉS MARTÍNEZ LÓPEZ

M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A Dios por iluminarme y darme la fuerza y sabiduría para cumplir con uno de mis principales objetivos académicos

A mis padres, por siempre creer en mí, por ser mi motor y por el apoyo incondicional durante todo mi proceso de formación

A mi hermano, por sus consejos, por su ayuda y por motivarme siempre que fuese necesario.

A mi familia, por siempre hacerme sentir respaldada y capaz de lograr todas mis metas

A Silvio, por ser mi amigo incondicional durante mi estadía en Bucaramanga

A mis amigas, por no dejarme desistir, por escucharme y acompañarme en todo momento

A mi compañera de tesis, Luisa, por ser pieza fundamental en el desarrollo de este proyecto, por su paciencia, dedicación y sobre todas las cosas su bonita amistad.

GLADYS CAROLAY CABALLERO TRESPALACIOS

Dedicatoria

A Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto de mi carrera, por darme la salud y bendición para alcanzar mis metas personales y profesionales, por toda la sabiduría y fuerza necesaria para nunca desistir.

A mi mamá Teresa, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, por la motivación durante todo este proceso, por ser mi amiga y siempre tener una palabra de aliento para nunca rendirme, por su sacrificio, pero más que nada por su ejemplo y amor incondicional.

A mi Papá Rodolfo, por motivarme a luchar por mis sueños, por enseñarme el valor del trabajo duro, por su apoyo, consejos y sacrificio durante todo este tiempo y sobre todo por su amor.

A mis hermanas, Silvia y Laura por su cariño y apoyo incondicional durante todo este proceso, por cuidarme y estar conmigo en todo momento.

A mi mejor amiga y compañera de tesis por apoyarme y estar en los momentos que más la necesito.

LUISA FERNANDA ORTIZ RAMIREZ

Agradecimientos

Las autoras expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios por darnos el don de la sabiduría y por permitirnos llegar a esta instancia de nuestra carrera.

A nuestras familias por apoyarnos y motivarnos incondicionalmente.

A nuestro director el Ingeniero Aristóbulo Bejarano Wallens por ser guía y pieza fundamental a lo largo del desarrollo de este proyecto, además de brindarnos su apoyo incondicional.

A nuestro codirector el Ingeniero Raúl Andrés Martínez López por compartir su conocimiento en el tema y asesorarnos cuando fue necesario.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por los espacios brindados para adquirir conocimiento y contribuir en nuestra formación integral.

Tabla de contenido

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	16
2. INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO	17
2.1 Planteamiento del Problema.....	17
2.2 Alcance.....	17
2.3 Objetivos	18
2.3.1 Objetivo General	18
2.3.2 Objetivos Específicos.....	18
3. TIPO Y ATRIBUTOS DE DAÑO.....	19
3.1 Variables Críticas	19
3.1.1 Fluidos.....	19
3.1.2 Roca.....	20
3.2 Daño a la formación.....	21
3.3 Tipos de daño a la formación	22
3.3.1 Daño por perforación	22
3.3.2 Daño por cementación.....	24
3.3.3 Daño por fluidos de completación	26
3.3.4 Emulsiones	27
3.3.5 Hinchamiento de arcillas.....	28
3.3.6 Daño por producción.....	30
3.3.7 Pozos de inyección.....	31

4.	ANÁLISIS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	33
4.1	Índice de Productividad.....	33
4.2	Curvas de IPR	33
4.3	Eficiencia de flujo (EF).....	35
4.4	Skin	35
5.	SOLUCIONES DE TRATAMIENTO DE DAÑO.....	37
5.1	Alternativas de tratamiento más importantes para inhibir el daño a la formación.....	37
5.1.1	Daño Por Perforación	37
5.1.2.1	Daño por perdida de filtrado	40
5.1.3	Daño Por Fluidos De Completación	42
5.1.3.1	Daño por fluidos de completación	42
5.1.4	Daño Por Emulsiones.....	44
5.1.4.1	Daño por altos filtrados con pH y fluidos de estimulación	44
5.1.5	Daño Por Hinchamiento De Arcillas.....	46
5.1.5.1	Daño por arcillas	46
5.1.6	Daño Por Producción	49
5.1.6.1	Daño por asfáltenos.....	49
5.1.6.2	Daño por parafinas	52
5.1.6.3	Daño por arcillas y migración de finos	55
5.1.6.4	Daño por sales y escamas inorgánicas	57
5.1.7	Daño En Pozos De Inyección.....	60
5.1.7.1	Daño por incompatibilidad de bacterias, geles residuales, arcillas	60

5.2 Casos históricos de soluciones implementadas en campos petroleros	63
Lost Material Control (LCM).....	63
Mezcla de fibras y partículas en yacimientos no consolidados.....	63
Perforación bajo balance	64
Campo Castilla, Castilla La Nueva	64
Lodo a base de nanopartículas	65
Nanopartículas funcionalizadas	65
Control de pérdida de circulación	66
Formulación de Cemento más económica para control de pérdidas	66
Nanopartículas aplicadas al control de pérdidas de filtrado.....	67
Estudio para la caracterización de la lechada con Nanopartículas.....	67
Uso de polímeros.....	68
Eficiencia de aditivos poliméricos como reductores de pérdida de fluido.....	68
Fluidos de completamiento compatibles	69
Composición de la salmuera	69
Muestras de Arenisca Berea y Casper.....	69
Incrustaciones de sulfuro de zinc	70
Inhibidores de Incrustaciones de Zinc.....	70
Inhibidor no ácido	70
Campo West Seno, Indonesia	70
Tensoactivos.....	73
Pozos productores de petróleo en el Golfo de México	73

Intercambio catiónico.....	73
Muestras de las formaciones Ortegua. Tuyuyacu, y Tena del bloque Tarapoa.....	73
Fluidos base agua/ fluidos poliméricos	75
Pozo West Cameron y Pozo de la isla de Matagorda en el Golfo de México.....	75
Estimulación matricial reactiva.....	76
Campo Bachaquero Lago, Venezuela	76
Nanotecnología	76
Campo Petrolero Cupiagua Sur en Colombia	76
Solventes aromáticos (remediación química)	77
Campo en tierra en Abu Dhabi.....	77
Resinas	78
Petróleo crudo Boscan y Hamaca de Venezuela.....	78
Método magnético.....	79
Petróleo de la cuenca Recönvaco Bahiano y cuenca campos Rio de Janeiro	79
Tratamiento microbiológico.....	80
Yacimiento en el Campo Teapot Dome en Naval.....	80
Tubería recubierta por vacío	81
Pozos del Golfo de México	81
Campo petrolero de Norman Wells, Canadá.....	82
Polimerización por adsorción de superficie	83
Upper Sespe – California	83
Arena I-2 Golfo de México	83

Aplicación de una monocapa auto ensamblada (SAM)	84
Descripción de la aplicación de SAM	84
Tratamiento Químico	85
Muestra de núcleos de arenisca de Berea.....	85
Técnica de remoción por explosivos.....	86
Campo petrolífero de Statfjord.....	86
Técnica con chorros de fluido	87
Herramienta de chorro implementada con tubería flexible.....	87
Solución Oxidante	88
Campo de East Beverly Hill.....	88
Película hidrofóbica de apuntalantes.....	89
Tratamientos realizados con SMA	89
6. MODELO EFECTIVO QUE PERMITE EL CONTROL DEL DAÑO.....	90
6.1 Tipos de daño a la formación	91
6.2 Cuantificación del impacto en el mejoramiento de la producción	94
6.3 Mejor solución para la inhibición del daño	95
6.4 Tratamiento seleccionado	98
Ejemplo de lectura.....	99
Valores de puntuación.....	100
7. MANUAL DE USO DEL MODELO EFECTIVO.....	106
8. CONCLUSIONES	115
9. RECOMENDACIONES	117

10. BIBLIOGRAFÍA.....	118
11. ANEXOS.....	127

Lista de figuras

Figura 1. Pérdida de filtrado durante la perforación y cementación. Rahman, S. S., & Marx, C. (1991)..... 23

Figura 2. Radio de permeabilidad vs. Concentración de NaCl. Rahman, S. S., & Marx, C. (1991)..... 26

Figura 3. Tipos de emulsiones según su fase dispersa. (3a) emulsión petróleo en agua y (3b) emulsión agua en petróleo. (Salager, 1999)..... 27

Figura 4. Hinchamiento de arcillas. (Patricia, 2015) 29

Figura 5. Migración de finos causados por el agua móvil. (Madrid M. , 2015) 30

Figura 6. *Grafica IPR (inflow performance relationship) tomado de:* (Fetoui, 2017) 34

Figura 7. Rompimiento de la Emulsión en el laboratorio al aumentar la dosis del desemulsificante ácido predominante. (Gallup, 2010). 72

Figura 8. Interrupción de la fusión en el laboratorio con dosis crecientes de un nuevo inhibidor/desemulsificante (Gallup, 2010). 72

Figura 9. Toma de datos de pozo en el modelo planteado. Elaborado por las autoras. 106

Figura 10. Datos para cuantificar el daño. Elaborado por las autoras..... 107

Figura 11. Análisis de daño con los datos proporcionados. Elaborado por las autoras 108

Figura 12. Producción histórica anual del campo Colibrí. Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger 109

Figura 13. Análisis de la declinación de la producción total, pozo Colibrí -70. Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi por Santiago Cordero 110

Figura 14. Producción diaria del pozo Colibrí-70. Fuente Proyecto Consorcio Shushufindi por Santiago Cordero 111

Figura 15. Modelo efectivo seleccionado para el daño a la formación por producción. Elaborado por las autoras. 112

Figura 16. Datos del pozo Colibrí 70. Elaborado por las autoras 112

Figura 17. Modelo planteado para inhibir el daño por sales y escamas. Elaborado por las autoras. 113

Lista de tablas

Tabla 1. Modelo efectivo. <i>Elaborado por las autoras.</i>	90
Tabla 2. Screening daños a la formación. <i>Elaborado por autoras.</i>	94
Tabla 3. Mejores soluciones para inhibir el daño a la formación. <i>Elaborado por las autoras.</i>	98
Tabla 4. Ejemplo del tipo de daño a la formación, causas y tratamientos. Elaborado por las autoras.	99
Tabla 5. Ejemplo del puntaje total de acuerdo con la suma de cada contexto. Elaborado por las autoras.	103
Tabla 6. Datos de pozo ejemplo. Elaborado por las autoras.	104
Tabla 7. Comparación de variables con datos de pozo ejemplo. Elaborado por las autoras.	104
Tabla 8. Selección del mejor tratamiento de acuerdo con los datos comparados. Elaborado por las autoras.....	105

Resumen

Título: MODELO FUNCIONAL PARA EXAMINAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN OPTIMIZANDO LA PRODUCCIÓN EN POZOS PETROLEROS.¹

Autores: Gladys Carolay Caballero Trespalacios, Luisa Fernanda Ortiz Ramírez**

Palabras Clave: Daño a la formación, modelo funcional, producción de petróleo, inhibir.

Descripción:

La cantidad de hidrocarburos que puede producir la industria del petróleo suele verse muy limitada por diversos factores, que, aunque son relativos dependiendo de cada campo y cada yacimiento, tienden a obstaculizar todo el proceso de extracción de petróleo desde de la fase de perforación del pozo. Uno de los factores más importante es el daño a la formación, esta restricción al flujo de fluidos a través del medio poroso es responsable de que gran parte del petróleo presente en el yacimiento no logre ser llevado a superficie, es un gran desafío para la industria encontrar alternativas que permitan la disminución de este daño y que se vea reflejado en un aumento significativo de la producción. De acuerdo con lo anterior, este proyecto aporta a la investigación de alternativas de solución a los daños a la formación que generen mayor impacto en la productividad del petróleo y contribuye a la elección de un modelo que optimice en términos económicos, tecnológicos, ambientales y sociales la producción de aceite.

¹ Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens. Codirector: M.Sc Raúl Andrés Martínez López

Abstract

Title: FUNCTIONAL MODEL FOR EXAMINING FORMATION DAMAGE AND OPTIMIZING PRODUCTION IN OIL WELLS.¹

Authors: Gladys Carolay Caballero Trespacios, Luisa Fernanda Ortiz Ramírez**

Key Words: Formation damage, functional model, oil production, inhibit.

Descripción:

The amount of hydrocarbons that can be produced by the oil industry is usually very limited by several factors, which, although relative depending on each field and each reservoir, tend to hinder the whole process of oil extraction from the drilling phase of the well. One of the most important factors is the damage to the formation, this restriction to the flow of fluids through the porous medium is responsible for the fact that much of the oil present in the reservoir cannot be brought to the surface, it is a great challenge for the industry to find alternatives that allow the reduction of this damage and that is reflected in a significant increase in production. Accordingly, this project contributes to the investigation of alternative solutions to the formation damage that generate a greater impact on oil productivity and contributes to the selection of a model that optimizes oil production in economic, technological, environmental and social terms.

¹ Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Aristóbulo Bejarano Wallens. Codirector: M. Sc Raúl Andrés Martínez López

1. Introducción

El daño a la formación definido como cualquier restricción ya sea parcial o total, del flujo de fluidos a través del medio poroso, que se origina por la interacción de la formación, un ente estático y aislado, con todas las operaciones realizadas durante la vida productiva de un pozo petrolero; es uno de los principales responsables de la disminución de la producción de petróleo, es por ello que el presente trabajo busca reunir diferentes alternativas de solución que permitan inhibir los principales daños a la formación. El daño a la formación es un valor adimensional que se puede clasificar dependiendo la actividad que lo genere, por ello se encuentran daños por perforación, fluidos de completación, cementación, producción y daño por pozos de inyección; dentro de las cuales hay diversas causas que generan mayor o menor impacto en la productividad del pozo.

En el desarrollo de este trabajo se realizó un screening en el cual, se resumen las causas más representativas de los tipos de daño a la formación y sus respectivas soluciones explicadas a lo largo del libro, según variables propias de un campo, como la temperatura o el tipo de roca y un corto análisis en términos económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

La recopilación propuesta en el screening se convierte en un modelo que simplifica la selección de un tratamiento para la inhibición del daño a la formación, de modo que, con una rápida mirada, se pueda tener una idea de cuál es el método más apropiado para inhibir el daño teniendo en cuenta las características del pozo y la evaluación propuesta en cada uno de los contextos mencionados anteriormente. Para tener mayor claridad del funcionamiento del modelo efectivo planteado, se realizó un manual ejemplo donde se especifica el paso a paso de su uso.

2. Información general del proyecto

2.1 Planteamiento del Problema

En la industria petrolera es totalmente conocido el impacto que genera el daño a la formación en la productividad de los pozos petroleros; sin embargo, a pesar de que ya están identificadas las causas de la restricción del flujo, no existe un modelo funcional que permita conocer, cuál es la alternativa óptima para disminuir en el mayor grado posible el daño a la formación, de tal manera que la recuperación de petróleo se maximice significativamente.

2.2 Alcance

Realizar la recopilación y clasificación de los tipos de daño a la formación con mayor importancia en los pozos petroleros. Con el fin de analizar qué alternativa inhibe el daño a la formación permitiendo identificar cual es el modelo más efectivo en términos económicos, tecnológicos, sociales y ambientales, que permita el control del daño en pozos petroleros generando mayor impacto en la producción.

De acuerdo con lo anterior este proyecto se enfoca en resumir y comparar las soluciones a los diferentes tipos de daño a la formación, de tal manera que facilite seleccionar un procedimiento que aumente significativamente la productividad de pozos de petróleo. Para ello en el presente trabajo se desarrolla un screening, el cual, es un modelo efectivo para identificar qué tipo de alternativa de solución se debe utilizar según las características del pozo.

2.3 Objetivos

2.3.1 Objetivo General

Definir un modelo efectivo que permita el control del daño a la formación asegurando la productividad en pozos petroleros.

2.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar los tipos de daño a la formación con mayor importancia en los pozos petroleros.
- Cuantificar el impacto del mejoramiento en la producción mediante la remediación del daño.
- Determinar la mejor solución para la inhibición del daño a la formación.
- Establecer el tratamiento para la mejora de la productividad de campos petroleros.

3. Tipo y atributos de daño

3.1 Variables Críticas

3.1.1 Fluidos

Tipo de fluido

1. Base agua

Son aquellos donde la fase continua es agua, y la fase dispersa para lograr la emulsión está compuesta por aditivos químicos, tales como densificantes, viscosificantes, y en algunas ocasiones propante.

Este tipo de lodo es el más utilizado en la industria de los hidrocarburos, por ser económico y generar poco impacto ambiental.

2. Base aceite

Este es un tipo de fluido cuya fase continua es aceite, en la mayoría de los casos el aceite utilizado es Diesel, y la fase dispersa suele ser agua, debido a que son costosos comparados con los base agua y altamente contaminantes solo son utilizados en situaciones especiales, por ejemplo, en pozos de muy altas temperaturas, perforaciones con alto riesgo de pegas de tubería, puesto que la lubricación lograda por estos fluidos es excelente y en pozos muy inestables también suelen ser utilizados.

Densidad

La densidad, también llamada peso del lodo, es el peso de un volumen de fluido expresado generalmente en libras por galón (lpg). Esta propiedad está relacionada con el porcentaje en peso de los sólidos presentes en el fluido, criterio que permite el control de la presión hidrostática, entre

más denso es el fluido, se hace más pesado y supone un mayor control de presiones en el pozo, sin embargo, se debe tener en cuenta que no exceda la presión de fractura.

Tipo de Crudo

El petróleo puede hallarse en estado gaseoso o líquido. Este último puede variar desde liviano, hasta pesado y extrapesado. De ello depende su clasificación en grados API (American Petroleum Institute, Instituto Americano del Petróleo). Así, cuantos más grados API tenga un petróleo, menos refinación se requiere para obtener de él los productos más costosos. (Ecopetrol, 2014).

Al relacionarlo con su gravedad API, el petróleo se clasifica en las siguientes categorías: **liviano**, con gravedades mayores a 31,1°; **mediano**, con gravedades entre 22,3 y 31,1°; **pesado**, entre 10° y 22,3°, y **extrapesado**, con gravedades API menores a 10°.

3.1.2 Roca

Temperatura

Es una magnitud física que indica la energía cinética de un cuerpo, un objeto o el medio ambiente, en este caso el cuerpo, sería el yacimiento en estudio, para medir la temperatura de un yacimiento se utilizan geotermómetros y se obtiene un promedio estimado.

La temperatura se mide en C, F Y K, sin embargo, en la industria petrolera la unidad de medida más utilizada son los grados Fahrenheit.

Profundidad

La profundidad del yacimiento hace referencia a la distancia existente entre la superficie y el punto donde el pozo impacta con la roca productora de hidrocarburos.

Tipo de formación

Por motivos de este trabajo, tipo de formación hace referencia a la roca contactada con el pozo y la cual está produciendo el hidrocarburo, en el caso de la arenisca es una roca lo suficientemente porosa para almacenar el hidrocarburo, por su parte la lutita es roca madre de baja permeabilidad y las arcillas suelen ser roca sello de baja porosidad y permeabilidad.

3.2 Daño a la formación

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción. (Escobar, 2012). Se define el daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. (O., 1998).

3.3 Tipos de daño a la formación

3.3.1 Daño por perforación

Desde que la broca entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad deseada del pozo, esta zona queda expuesta a lodos de perforación y diversas operaciones, que afectarán significativamente la capacidad de producción del pozo. Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la broca. El lodo de perforación contiene entre otros materiales como arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies. En la *(figura 1)* se observa la pérdida de circulación del fluido de perforación al pasar el tiempo.

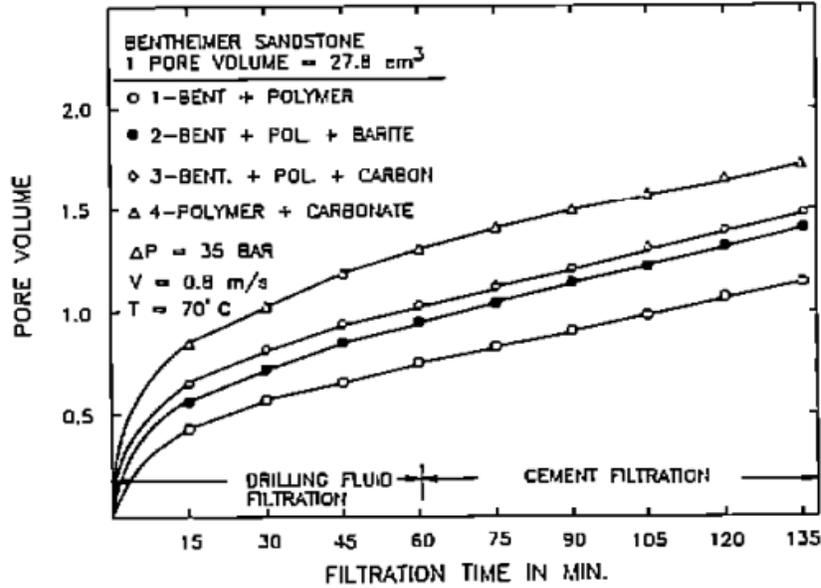


Figura 1. Pérdida de filtrado durante la perforación y cementación. Rahman, S. S., & Marx, C. (1991)

“El daño por perforación parece ser un resultado inherente del proceso de perforación convencional. Incluso bajo las mejores condiciones, inmediatamente después de la perforación la roca pulverizada, compactada y cargada, los residuos bloquean los espacios porosos naturales en la formación.” Rahman, S. S., & Marx, C. (1991)

Alternativa de solución

En la perforación convencional, se usan fluidos de perforación capaces de lograr una presión hidrostática mayor a la presión del yacimiento; sin embargo, estas altas densidades del fluido ocasionan daño a las formaciones porosas y permeables, a partir de este planteamiento se empezó a utilizar la perforación bajo balance (UBD), en la que se aprecian densidades del lodo cuya presión hidrostática es menor a la presión del yacimiento. Según los resultados de pruebas de filtrado API realizados por Erazo Bone, Romel Ángel Merchán Chancay y Elvis Enrique en 2019, se logra una

producción mayor con el fluido bajo balance, ya que se obtuvo un daño 49.3% mayor con el fluido convencional.

3.3.2 Daño por cementación

En la cementación del pozo, al bajar la tubería de revestimiento se puede generar una presión diferencial tal que compacte la torta de lodo aumentando la posibilidad de pérdida de filtrado. La lechada de cemento también produce alta pérdida de filtrado y los sólidos pueden penetrar a la formación. Los filtrados con altos Ph son dañinos en las formaciones arcillosas.

“Ha sido postulado que el filtrado de cemento puede dañar la permeabilidad de la formación dos formas posibles: (1) hidratación del cemento para la sobresaturación con cal seguida de recristalización (deposición en espacios porosos), y (2) reacción de la cal en el filtrado con sílice en la formación para formar silicato de calcio hidratado, un compuesto cementoso. Invasión de la formación por los sólidos de cemento son otra fuente potencial de daño.” (Krueger, 1988)

Alternativa de solución

Una reducción en la permeabilidad de la zona cercana al pozo puede disminuir drásticamente la producción de hidrocarburos. El estudio realizado por (Jones, RR. Carpenter, RB. 1991) examina la extensión del daño de la formación causado por 1) la incompatibilidad entre la formación y los fluidos inyectados, 2) los tiempos de exposición y 3) los volúmenes de fuga. Se presentan estudios de pérdida dinámica de fluidos para ilustrar los efectos de algunos lodos de perforación, fluidos espaciadores y lechadas de cemento en areniscas típicas de Berea. Los estudios se realizaron utilizando muestras de núcleo de 500 mili Darcy presaturado de 2 x 5 "de largo para evaluar el daño potencial de los finos y filtrados. Estas pruebas simulaban aplicaciones

a temperaturas de circulación y presiones diferenciales típicas del fondo del pozo. 0,5; 3,0; 5,5 y 8,0 pulgadas de las caras de formación expuestas.

Los estudios anteriores de la industria se han concentrado en el uso de filtrados y muestras de núcleos pequeños para medir los cambios en la permeabilidad. Aunque son beneficiosas, estas pruebas no simulan la deposición de la torta de filtración o el tiempo de exposición para diferentes fases de fluido durante una aplicación de cementación. Los lodos de perforación pueden estar expuestos a una formación durante muchos días, mientras que la mayoría de los fluidos espaciadores solo entran en contacto con la formación durante 5 a 15 minutos y las lechadas de cemento durante algunas horas.

Los resultados de las pruebas indicaron que los lodos de lignina o PHPA causan un daño mínimo en la formación de la arenisca Berea. También construyeron tortas de filtro muy densas y de baja permeabilidad que restringieron la invasión de finos y filtrado de espaciadores y lechadas de cemento. La mayor parte del daño de la formación se limitó a 1-2 pulgadas de la cara expuesta del núcleo.

Los estudios también mostraron que los espaciadores de agua dulce eran mucho más dañinos que los que contienen pequeñas concentraciones de cloruro de potasio (KCl). Las pruebas que incorporaron lechadas de cemento API demostraron sus excelentes características de formación de puentes y de formación de torta. La adición de aditivos para la pérdida de fluidos, como el polímero de hidroxietilcelulosa (HEC) o el látex de alcohol polivinílico (PVA), disminuyó la pérdida de filtrado y el daño a la formación. (Jones, RR. Carpenter, RB. 1991) La relación entre la permeabilidad y la concentración de cloruros en la salmuera se muestra en la siguiente imagen.

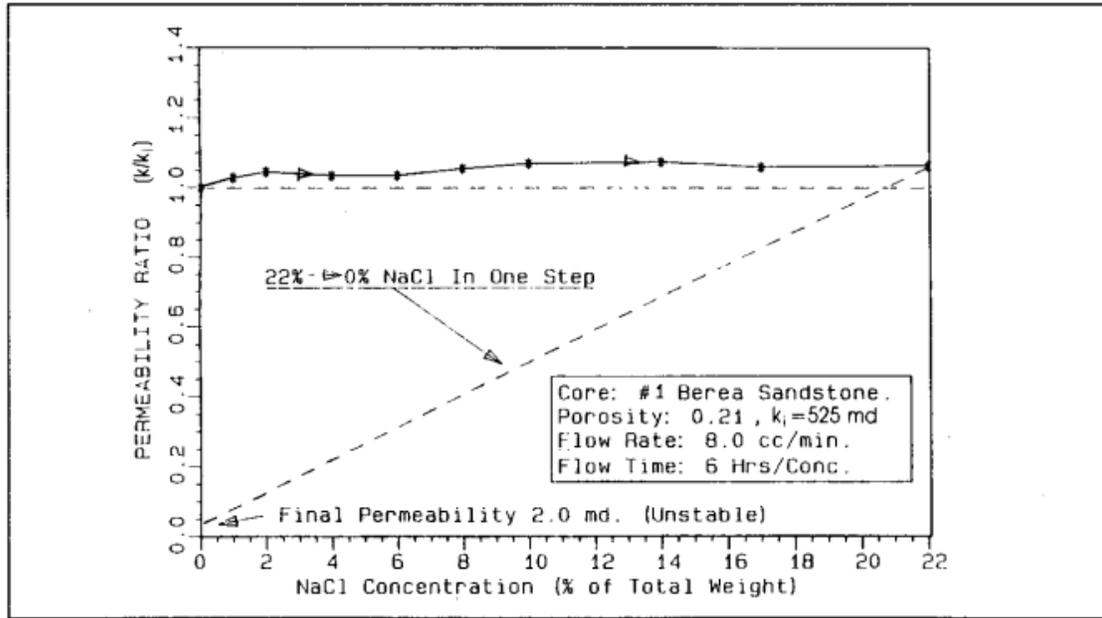


Figura 2. Radio de permeabilidad vs. Concentración de NaCl. Rahman, S. S., & Marx, C. (1991)

3.3.3 Daño por fluidos de completación

Un fluido de completación es un líquido libre de sólidos utilizado para "terminar" un pozo de petróleo o gas. (Oilfield Glossary, 2020). Este fluido se coloca en el pozo para facilitar las operaciones finales antes del comienzo de la producción. El fluido está diseñado para controlar un pozo en caso de falla de las instalaciones de fondo de pozo, sin dañar la formación productiva o los componentes de la terminación. Habitualmente, los fluidos de terminación de pozos son salmueras; sin embargo, podría ser cualquier fluido con características adecuadas de densidad y flujo. Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas. Los fluidos deben ser mantenidos en tanques limpios lejos de la contaminación a la que está expuesto en las zonas cercanas al pozo. También debe controlarse el uso de grasas y lubricantes. (Apo, 2016)

Las causas más comunes de daño ocasionado durante el completamiento de un pozo son: Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación. (López, 2018).

Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua, bloqueo por emulsiones y precipitación de incrustaciones.

3.3.4 Emulsiones

La emulsión es la dispersión de gotas de un líquido en la cavidad del otro, ocupando el espacio poroso cercano al pozo y ocasionando una obstrucción en el flujo de fluidos. En la **(figura 3)**, se puede observar los dos tipos de emulsiones:

- Agua en petróleo
- Petróleo en agua

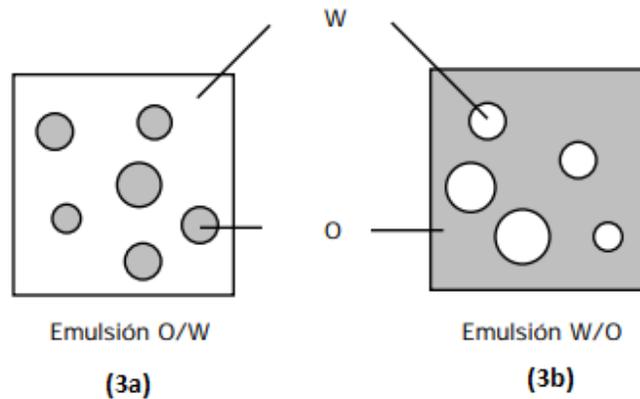


Figura 3. Tipos de emulsiones según su fase dispersa. (3a) emulsión petróleo en agua y (3b) emulsión agua en petróleo. (Salager, 1999)

La formación de emulsiones entre el agua y el crudo en la vecindad del pozo pueden causar daño, debido a que la viscosidad aparente de la emulsión puede ser más alta que la viscosidad del crudo. Adicionalmente, las emulsiones son frecuentemente no-newtonianas y pueden requerir una fuerza para poder vencer el esfuerzo para ser movidos. Las emulsiones son comúnmente causadas por una mezcla mecánica entre el agua y el crudo, la cual rompe una de las fases en pequeñas gotas dispersas dentro de la otra fase. En la formación, es más probable que las emulsiones se formen químicamente, a través de la introducción de surfactantes o finos que tienden a estabilizar estas gotas. (Madrid, 2015).

3.3.5 Hinchamiento de arcillas

Este tipo de daño reduce la permeabilidad de la formación al desprenderse de las superficies y obstruir las gargantas de poro, ocurre cuando el filtrado a base de agua penetra en la formación y reacciona inmediatamente causando hinchamiento cuando entra en contacto con minerales arcillosos (*ver figura 4*), se da en regiones cercanas al pozo asociada generalmente con problemas de perforación, generando defectos en los trabajos de cementación y en las operaciones de reacondicionamiento, etc. (Zhou Z. J., 1997). Esto hace que una gran cantidad de fluido migre detrás de la tubería, lo que reduce el control de fluido en el pozo. Su contribución al daño depende de la composición mineralógica de la formación. Entre las arcillas expansivas la más conocida es la montmorillonita, la cual es el constituyente principal de la bentonita. (Zhou Z. G., 1996)

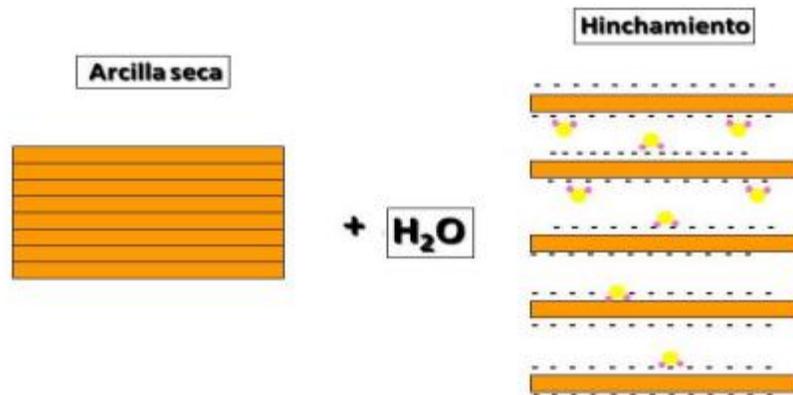


Figura 4. Hinchamiento de arcillas. (Patricia, 2015)

Alternativas de solución

El hinchamiento de arcillas se puede evitar utilizando sus propias características, la propiedad más importante para inhibir las arcillas es la propiedad de intercambio catiónico, consiste en intercambiar un catión de mayor radio iónico por un catión de menor radio iónico. Cuando ocurra este intercambio se logrará minimizar el hinchamiento. (Civan F. , 2007). Para esto es ideal utilizar un ion de Potasio, pues tiene un diámetro pequeño y permite encajar perfectamente en los huecos de la capa de Silicio y neutraliza la eficiencia de carga produciendo una estructura no expandible y provocando que se disminuya el hinchamiento. (Kudrashou, 2020).

Los fluidos base agua pueden ser inhibitorios, esto quiere decir que tiene la capacidad de impedir el hinchamiento de arcillas presentes en la formación. (Jones, 1964) Dentro de estos se encuentran también los fluidos poliméricos, los cuales están formulados con agua fresca, bentonita y polímeros donde su objetivo es reducir el contenido de sólidos de arcillas.

3.3.6 Daño por producción

El taponamiento en las gargantas de los poros es un problema muy común en las operaciones de producción, estas se dan por migración de finos de formación, ceras, asfaltos y escamas inorgánicas. En algunas ocasiones la alta velocidad en el medio poroso cerca a la cara de la arena es suficiente para que la migración de finos genere el taponamiento, una velocidad crítica por encima comienza a generar el daño a la formación; esta velocidad crítica depende del tipo de roca y fluido y la única manera de determinarla es a través de inundación de núcleos de laboratorio.

Como se puede observar en la **figura 5**, cuando los finos se mueven en el medio poroso, pueden pasar por él y adherirse a las paredes del poro provocando que su permeabilidad se reduzca, mientras que las partículas grandes que son transportadas a través del medio poroso pueden crear puentes y crear una especie de película dentro del medio poroso. Los finos son probablemente movidos cuando las fases que los moja son móviles, y como la mayoría de las formaciones son mojadas por agua, la presencia de agua móvil puede causar la migración de finos y un posterior daño a la formación.

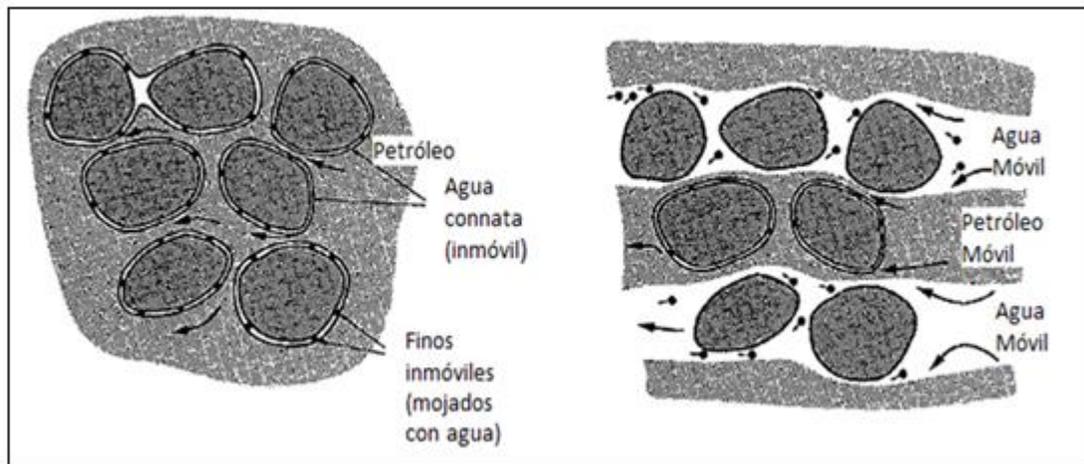


Figura 5. Migración de finos causados por el agua móvil. (Madrid M. , 2015)

Estas fuentes de daño a la formación pueden ser frecuentemente removidas con tratamientos de estimulación (estimulaciones ácidas para remover los precipitados de carbonatos o solventes para la remoción de finos). (Krueger, 1988).

3.3.7 Pozos de inyección

El amplio uso de inyección de agua genera que se presenten varias causas de daño a la formación como la migración de finos, escamas y precipitados, la presencia de sólidos y gotas de aceite.

Un daño común en los pozos de inyección es la formación de precipitados insolubles de hierro como resultado de la corrosión, mezclados con otro material orgánico que pueden generar reducciones severas e irreversibles en la inyectividad del pozo. Las características del precipitado influyen en la extensión del daño de la formación entre estas condiciones se encuentra la presencia de impurezas, cambios de temperatura y la velocidad de mezcla controla la cantidad del precipitado.

Muchos yacimientos presentan problemas en la evacuación de incrustaciones cuando la inyección de agua comienza a penetrar. Las incrustaciones contribuyen al desgaste, restricción de flujo y corrosión de equipos, lo que produce una disminución de petróleo y gas. La inyección de agua también presenta un serio problema con la evacuación de escamas, esta limita y bloquea la producción de petróleo, taponar la formación o genera fracturas. Cuando la fractura de pozos de inyección es indeseable, la calidad del agua de inyección juega un papel importante en la determinación de la inyectividad del pozo o el daño de la formación en los pozos de inyección.

Otro problema muy común es la presencia de bacterias en el agua de inyección, estas pueden taponar la formación como cualquier otra fracción sólida. Las bacterias pueden crecer en las

paredes del pozo causando grandes daños a la formación. Se debe examinar la inyección de agua para determinar su presencia y agregar bactericidas para disminuirlas. (Moghadasi, 2004).

4. Análisis del daño a la formación

4.1 Índice de Productividad

El índice de productividad es una medida de la capacidad de un pozo para producir. (Jahanbani, 2009). Es la relación entre el caudal de líquido y la reducción de presión definida a continuación:

$$PI = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} = \frac{q_o}{\Delta P}$$

Donde:

q_o : Caudal del líquido

ΔP : Reducción de la presión

P_{wf} : Presión de flujo del pozo

P_R : Presión de yacimiento

Los pozos se pueden clasificar de acuerdo con el índice de productividad:

$PI < 0,5$ Mal productor

$0,5 \leq PI \leq 1,0$ Productividad media

$1,0 \leq PI \leq 2$ Buen productor

$PI \geq 2$ Excelente Productor

4.2 Curvas de IPR

La relación de rendimiento de entrada (IPR) es la relación entre la tasa de entrada de líquido y la presión de flujo del fondo del pozo. Con esta relación, el potencial o la tasa de flujo del pozo se puede determinar bajo varias presiones de flujo de la cara de arena. Para calcular el IPR para un

tiempo determinado se realizan procedimientos iterativos para calcular primero el estado de agotamiento.

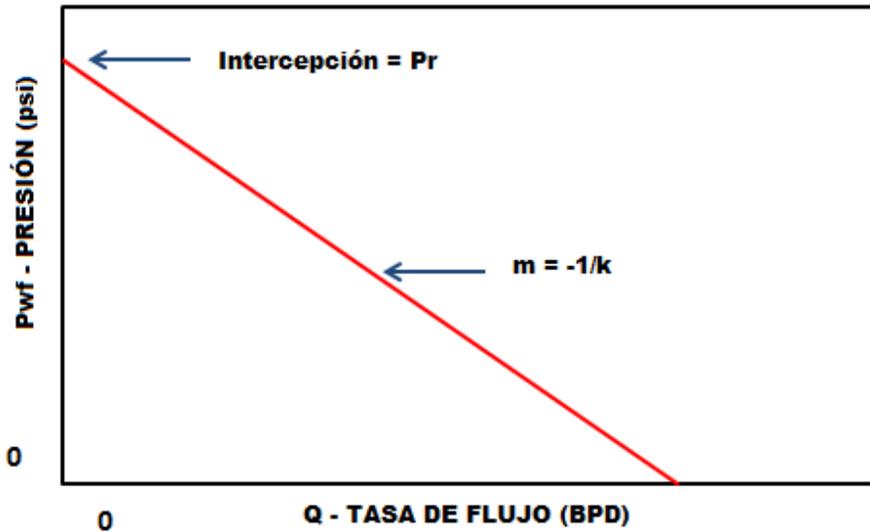


Figura 6. Gráfica IPR (inflow performance relationship) tomado de: (Fetoui, 2017)

La curva representa la capacidad del aporte del yacimiento hacia un pozo en un momento dado de su producción.

Factores que afectan las curvas IPR.

- Mecanismos de Producción del yacimiento.
- Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua.
- Incremento de la viscosidad del petróleo por la disminución de la presión y del gas en solución.
- Encogimiento del petróleo debido al gas en solución cuando la presión disminuye.

4.3 Eficiencia de flujo (EF)

Es la relación que existe entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal, es decir, el dado a partir de la ley de Darcy. La EF es mayor que 1 en un pozo estimulado (el daño es menor que cero) y si la EF es menor que 1 para un completamiento dañado (el daño es mayor que cero) (Jahanbani, 2009).

$$EF = \frac{PI (Real)}{PI (Ideal)}$$

4.4 Skin

Durante todas las operaciones la permeabilidad de la formación en el área cercana al pozo puede ser alterada provocando daños, la invasión de fluidos de perforación, la dispersión de las arcillas (hinchamiento), la presencia de revoque y cemento son algunos de los factores responsables de la disminución en la permeabilidad. Sin embargo, un exitoso tratamiento de estimulación tal como, acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, rediciendo así el daño de la formación (skin). El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación:

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Donde:

r_{skin} : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin.

r_w : Radio del pozo.

K: Permeabilidad media de la formación productiva.

K_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin).

Y relacionándolo con el caudal y la conductividad de la formación. Entonces:

$$S = \frac{\Delta p_{skin}}{\left(\frac{141,2q\mu_o B_o}{kh}\right)}$$

Donde:

ΔP_{skin} : ($P'_{wf}-p_{wf}$) presión de pozo fluyendo, considerando un caso ideal – presión de fondo fluyendo a condiciones reales.

q: Caudal

μ_o : Viscosidad

B_o : Factor volumétrico

5. Soluciones de tratamiento de daño

5.1 Alternativas de tratamiento más importantes para inhibir el daño a la formación

5.1.1 Daño Por Perforación

Los atributos más importantes que pueden provocar algún daño en la formación por perforación son los fluidos de perforación.

5.1.1.1 Daño por fluidos de perforación

- Lost Material Control (LCM)
- Perforación bajo balance
- Lodo a base de nanopartículas

Lost Material Control (LCM)

La principal causa de daño a la formación por perforación es la pérdida de fluido de perforación, para mitigar este daño una técnica muy popular es el uso de LCM, material sólido introducido intencionalmente en un sistema de lodo para reducir y eventualmente prevenir el flujo de fluido de perforación hacia una formación débil o fracturada. En su estado natural este material es generalmente fibroso o suele ser encontrado en forma de placa. Los materiales de pérdida de circulación populares son productos de desecho de bajo costo de las industrias de procesamiento de alimentos o fabricación de productos químicos. Ejemplos de material de pérdida de circulación incluyen cáscaras de maní molidas, mica, celofán, cáscaras de nueces, carbonato de calcio, fibras vegetales, cáscaras de semillas de algodón, caucho molido y materiales poliméricos.

En estudios realizados por Xu, C., Kang, Y., You, L. y You, Z. (2017). Se probaron diferentes combinaciones de LCM granulares y fibrosos en un aparato de taponamiento de permeabilidad con discos ranurados. Cuando las partículas de LCM se acumularon en las ranuras y formaron un tapón de baja presión, la presión de inyección se mantuvo constante para permitir un mayor establecimiento del tapón mediante filtración. Se investigó el efecto del tiempo de remojo de LCM, la presión de remojo y la tasa de inyección en la presión de ruptura del tapón y el fluido total en el volumen de pérdida. Para las mezclas de LCM granulares, la presión y el tiempo de remojo no tuvieron un impacto significativo en la presión máxima de rotura del tapón y pérdida acumulativa de fluido. Para mezclas con LCM fibrosos, un mayor tiempo de remojo contribuyó a aumentar la presión de rotura del tapón y reducir la pérdida de fluido. Un LCM bajo la tasa de inyección de la píldora redujo el volumen de pérdida de líquido en comparación con una alta tasa de inyección al momento del establecimiento de un sello eficaz. La incorporación de LCM fibrosos mejoró los efectos de sellado de las ranuras desde el lodo deshidratado no sólo en la boca de la fractura, sino también dentro de la fractura. (Xu, 2017)

Perforación bajo balance

“La tecnología de perforación bajo balance o perforación desbalanceada cumple con varios beneficios los cuales son: minimizar los daños de formación, evitar el tiempo no productivo, generar la mínima costra de lodo en los alrededores del pozo, evitando así que la permeabilidad del reservorio se vea afectada. La densidad del fluido se diseña tomando en cuenta las restricciones de presión, es decir, que la presión hidrostática debe ser menor a la presión del yacimiento $P_h < P_y$, mientras que la perforación convencional diseña el fluido con una mayor

densidad, esto se debe a la presión del yacimiento, la cual debe ser mayor a la presión hidrostática $P_h > P_y$. Mediante, pruebas experimentales de laboratorio se logró obtener resultados satisfactorios de la tecnología UBD (Under Balance Drilling), en comparación con la perforación convencional: la costra formada por el fluido de perforación bajo balance tiene un espesor un 45,9% menor en comparación con el fluido convencional. Se logra una producción mayor con el fluido bajo balance, esto se debe a los resultados de pruebas de filtración API, en los cuales nos dio un daño 49.3% mayor con el fluido convencional.” Erazo, R. (Merchan, 2019)

Lodos a base de nanopartículas

La investigación realizada por Mahmoud, O., Nasr-El-Din, HA, Vryzas, Z. y Kelessidis, VC (2016). Se centra en las técnicas de laboratorio y los resultados de rendimiento de las pruebas de fluidos de perforación innovadores a base de agua que contiene nanopartículas (NP) para minimizar el daño de la formación a alta presión/alta temperatura.

Al agregar nanopartículas de óxido férrico al fluido base se observó una mejora de las propiedades reológicas a altas temperaturas. Los resultados de las pruebas de laboratorio muestran que de los fluidos de perforación que tienen 0,5% en peso de nanopartículas de óxido férrico a diferentes temperaturas cuentan con mayor tensión de fluencia en comparación con la del fluido base bajo las mismas temperaturas. El mayor estrés de fluencia que se logra al agregar nanopartículas asegurará una mejor suspensión dinámica de los recortes de perforación, lo que aumentará la capacidad de limpieza de orificios durante la perforación. Esta mejora es directamente proporcional a la concentración de nanopartículas. (Mahmoud, 2016)

5.1.2 Daño Por Cementación

El atributo más importante que puede provocar algún daño en la formación por Cementación es la pérdida de filtrado:

5.1.2.1 Daño por perdida de filtrado

- Control de pérdida de circulación
- Nanopartículas aplicadas al control de pérdidas de filtrado
- Uso de Polímeros

Control de perdida de circulación

Uno de los problemas serios durante la cementación es la pérdida de circulación, que puede ocurrir en formaciones de alta permeabilidad, cavidades o formaciones naturalmente fracturadas. Por lo tanto, el estudio realizado por Samsuri, A. y Phuong, BTN se enfocó en el desarrollo de una mezcla de cemento capaz de superar el problema de pérdida de circulación y al mismo tiempo ser lo suficientemente fuerte como para sostener el revestimiento con un daño mínimo a la formación de producción potencial. Los resultados mostraron que el tamaño óptimo de la bentonita local varía entre 150 y 250 μm y la fibra de caña de azúcar entre 2000 y 2800 μm . Una formulación de sistema de cemento adecuada para un control óptimo de la pérdida de circulación es 9% de bentonita local, 2% de cloruro de calcio y 0,5 de fibra de caña de azúcar con una resistencia adecuada al cizallamiento y la reducción de la permeabilidad de la formación es de aproximadamente un 10%.

Generalmente, el cemento mezclado especial tiene menos agua libre y pérdida de líquido, mejor desarrollo de resistencia, pero un tiempo de espesamiento más corto que el cemento G. El costo

del cemento mezclado es barato, la bentonita es un material local y la fibra de caña de azúcar es un material de desecho, por lo tanto, habrá un 48% de ahorro en el costo del material de cemento si esta formulación de cemento se usa para un pozo de petróleo promedio a 8,000 pies de profundidad. Esta formulación también demuestra ser la opción más barata para trabajos de cementación, particularmente en pozos poco profundos debido al tiempo de espesamiento más corto. (Samsuri, 2002)

Nanopartículas aplicadas al control de pérdidas de filtrado

El volumen de filtrado de la lechada es compuesto básicamente por carbonato de calcio y sulfato de calcio los cuales ocasionan daños en la formación, debido a que la composición química produce una reacción por el cambio del pH con los fluidos del yacimiento, provocando la creación de emulsiones las cuales taponan las gargantas de poro, alteran la permeabilidad en la cara del pozo y obstruyen la movilidad del hidrocarburo. Por lo tanto, en los estudios realizados por Romero, A se evaluó el efecto de las nanopartículas de sílice en la fase acuosa, como controlador de las pérdidas por filtrado ocasionadas por la deshidratación prematura de la lechada de cemento frente a zonas altamente permeables obteniendo resultados positivos de las nanopartículas como aditivo especial para controlar el filtrado y consecuentemente mitigar el daño a la formación. (Romero, 2018)

Uso de polímeros

La torta de filtración es fundamental para prevenir la invasión del reservorio por filtrado de lodo. Se ha demostrado que la invasión de polímeros del reservorio tiene un gran impacto en la

reducción de la permeabilidad. Se encontró que los efectos de los polímeros en las propiedades de la torta de filtración y la composición del filtrado eran relacionados con su incorporación a la torta de filtrado y más específicamente a sus interacciones con sólidos y solutos presentes en el fluido. La incorporación de diferentes polímeros utilizados principalmente como reductores de pérdida de fluido dentro de la torta de filtración se ha estudiado en función de la estructura polimérica y peso molecular.

La torta de filtración impermeable es esencial para minimizar la extensión del daño de la formación. La experiencia adquirida en el pasado por los diferentes socios se utilizó para estudiar el impacto de diferentes aditivos poliméricos sobre las propiedades de filtración de diferentes formulaciones de lodos y su impacto en la reducción de la permeabilidad. El objetivo era buscar aditivos o asociaciones poliméricos que conducirían a un daño mínimo. Los aditivos poliméricos en un fluido de perforación no solo actúan como viscosificadores, también inducen fuertes efectos entre los sólidos del lodo, torta de filtración y poros de roca. Los Polímeros debe contribuir en la construcción de la torta de filtración y asegurar su baja permeabilidad. (Audibert, 1999)

5.1.3 Daño Por Fluidos De Completación

Los atributos más importantes que pueden provocar algún daño en la formación durante el completamiento son los fluidos de completación

5.1.3.1 Daño por fluidos de completación

- Fluidos de completamiento compatibles
- Composición de la salmuera

- Incrustaciones de sulfuro de Zinc

Fluidos de completamiento compatibles

El problema de precipitados en los poros de la roca formados por la mezcla del fluido de completamiento con el agua de formación representa una significativa disminución en la permeabilidad de la formación, una alternativa de solución preventiva consiste en la realización de estudios de compatibilidad del líquido de terminación antes del diseño del completamiento del pozo. Algunos ejemplos son evidentemente incompatibles, como es el caso de fluido de cloruro de calcio junto con agua de formación con alta concentración de bicarbonato, otros ejemplos no son tan evidentes, por lo cual un sencillo análisis de compatibilidad representaría menor daño por precipitados de fluidos de completación. (Reed, 1989)

Composición de la salmuera

Los cambios en la permeabilidad de la formación son a menudo el resultado de la cantidad, ubicación y tipo de minerales arcillosos en la formación. La cantidad de minerales arcillosos en una formación puede ser un indicador engañoso de posibles cambios de permeabilidad. Debe conocerse la abundancia relativa de tipos específicos de arcilla en la matriz y los espacios porosos, además de la cantidad total de arcillas presentes. Los estudios elaborados por Azari, M. y Leimkuhler, JM (1990). indicaron que la permeabilidad mejorada era principalmente el resultado de la alteración de la illita en los minerales arcillosos de las areniscas. (Azari, 1990).

Incrustaciones de sulfuro de Zinc

Las salmueras de alta densidad de bromuro de zinc se utilizan ampliamente en pozos terminaciones, e incrustaciones de sulfuro de zinc, que pueden causar disminución de la producción. Cuando ocurre una severa incrustación, se requieren tratamientos de estimulación para restaurar la producción del pozo. Por lo tanto, es muy conveniente agregar una cantidad de ZnS (inhibidor) directamente a las salmueras de Bromuro de Zinc antes de que se produzcan incrustaciones en fondo de pozo. Las sustancias químicas candidatas se seleccionaron en función de sus características potenciales de inhibición, y se estudiaron en salmueras de zinc de alta densidad a altas temperaturas.

Para prevenir la formación de escamas de sulfuro de zinc causadas por pérdida de fluido de terminación en el depósito de producción, un enfoque preferido es tratar las salmueras de bromuro de zinc con inhibidores de incrustación de sulfuro de zinc durante el proceso de terminación del pozo. (Wang, 2005)

5.1.4 Daño Por Emulsiones

Los atributos más importantes que pueden provocar algún daño en la formación por emulsiones son los filtrados con pH alto y los fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmuera.

5.1.4.1 Daño por altos filtrados con pH y fluidos de estimulación

- Inhibidor no ácido
- Uso de Tensioactivos

Inhibidor no ácido

Las pruebas de detección en laboratorio de inhibidores con surfactantes han demostrado que el calor y varios inhibidores no ácidos rompen las emulsiones más eficientemente que el emulsificante ácido. Este inhibidor no solo es más efectivo en una dosis más baja, sino que su precio al por mayor es también menor. La unidad de producción flotante utiliza calor y un ácido desemulsificante para romper la emulsión en aceite y agua de formación. (Gallup, 2010).

La estimulación no ácida, en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca, se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión, daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos. (M.I. Carlos, 1991)

Uso de tensioactivos

Foxenberg y col., demostraron que cuando se agregan a los fluidos de terminación, los tensioactivos pueden proporcionar beneficios como la prevención de emulsiones, reducción de la tensión superficial y ayuda al flujo de retorno del fluido que se ha filtrado a la formación.

Un no emulsionante eficaz para prevenir emulsiones en una amplia variedad de aceites es necesariamente una mezcla heterogénea compuesta de superficie soluble en agua y aceite, no iónica e iónica de agentes activos. Si el no emulsionante no es muy soluble en la salmuera, no podrá evitar la emulsión en cada punto de contacto entre la salmuera y aceite crudo. Además, si es mínimamente soluble o dispersable, probablemente se adsorberá en la superficie de la formación y será incapaz de prevenir emulsiones y la salmuera se recupera. Desarrollar un no emulsionante para fluidos de terminación de alta densidad es complicado debido a la saturación salina de las salmueras y la altamente estructurada naturaleza del complejo de hidratación divalente catiónico-

agua. Se encontró que varios compuestos eran efectivos previniendo emulsiones en algunos aceites, pero fueron sólo parcialmente eficaz o completamente ineficaz en otros. Finalmente se determinó que una combinación de los solventes / tensioactivos eran necesarios para el cloruro de calcio y salmueras de cloruro de calcio-bromuro de calcio y otra combinación era necesaria para el bromuro de zinc que contienen algunas salmueras. (Foxenberg, 1998)

5.1.5 Daño Por Hinchamiento De Arcillas

Los atributos más importantes que nos puede provocar algún daño en la formación por hinchamiento de arcillas ocurren cuando el agua tiene diferentes composiciones (diferente salinidad y pH).

Se ha recomendado que los fluidos de invasión contengan iones divalentes de calcio o magnesio o altas concentraciones de potasio para minimizar el daño.

5.1.5.1 Daño por arcillas

- Mediante el intercambio catiónico
- Usar fluidos base agua (fluidos poliméricos: agua fresca, bentonita y polímeros)
- Estimulación matricial reactiva

Intercambio Catiónico

La más importante propiedad de las arcillas es su capacidad de intercambio catiónico, que es definida como la habilidad que tiene este mineral para absorber cationes en sus caras o aristas. Las arcillas tienen en sus superficies cargas negativas balanceadas por los cationes, que actúan por

atracción electrostática hacia las partículas cargadas negativamente, a su vez se produce una repulsión entre estos cationes. Esto resulta en una distribución de cationes muy concentradas en la superficie de la partícula y más difusa a medida que se aleja de la misma. La atracción de cationes hacia la partícula depende de la densidad total de carga de la misma y de la carga efectiva de los cationes. Las fuerzas de difusión son fuertemente afectadas por la concentración y tipo de iones en la solución, por lo que en presencia del agua destilada se tendrá una mayor difusión de cationes intercambiables que en presencia de salmueras de alta concentración de electrolitos. Además, en agua destilada se tendrá mayor difusión si los iones son monovalentes que si son divalentes; todo lo cual hace a las arcillas más expandibles.

Cuando dos partículas de arcilla se aproximan, la interacción entre sus cationes intercambiables tiende a mantenerlas separadas, además si se ponen en agua destilada, se crea una expansión y un aumento de las fuerzas de repulsión que tienden a separarlas más. En caso de los cationes intercambiables divalentes, la fusión será menor, produciéndose menos separación que en el caso de cationes monovalentes.

La Capacidad de Intercambio Catiónico, consiste en intercambiar un catión de mayor radio iónico por un catión de menor radio iónico. Es un indicador que hace referencia a la cantidad de cationes que pueden ser retenidos por un suelo dado un determinado pH, y que pueden intercambiados por otros contenidos en la solución del suelo. Es una medida de cantidad de cargas negativas presentes en las superficies de los minerales y componentes orgánicos del suelo (arcilla, materia orgánica o sustancias húmicas) y representa la cantidad de cationes que las superficies pueden retener (Ca, Mg, Na, K, NH₄ etc.). (M.I. Carlos, 1991)

Fluidos poliméricos

Los polímeros se constituyen por unidades estructurales que se llaman monómeros y forman cadenas largas y fuertes mediante la polimerización, los polímeros son coloides orgánicos y constituyen por lo general los sistemas no dispersos.

Los polímeros permiten encapsular los sólidos perforados para prevenir la dispersión o cubrirlos para la inhibición. La actuación de los aditivos utilizados como inhibidores de arcillas tales como las aminas y el glicol en otras regiones del mundo, utilizados para disminuir inconvenientes que involucra la hidratación de la arcilla y lutita. (M.I. Carlos, 1991)

Estimulación matricial reactiva

La estimulación matricial reactiva, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas, areniscas y en rocas cálcareas.

Esta acidificación matricial consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a tasas y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. (M.I. Carlos, 1991)

5.1.6 Daño Por Producción

Los atributos más importantes que puede provocar algún daño en la formación por producción son los asfáltenos, parafinas, las arcillas y finos, sales y escamas inorgánicas.

Algunas de las alternativas para inhibirlos son las siguientes:

5.1.6.1 Daño por asfáltenos

- Con nanotecnología (nanopartículas de sílice)
- Se trata con solventes aromáticos como el tolueno o el xileno y surfactantes.
- Uso de resinas como inhibidores de la precipitación de asfáltenos
- Uso de bacterias

Nanotecnología

El uso de nanopartículas es una alternativa para el mejoramiento de la productividad del yacimiento. Estas son capaces de remover y detener rápidamente los asfáltenos presentes en el yacimiento, lo que permite la inhibición del daño de formación y restauración de la humectabilidad. Específicamente el uso de nanopartículas de sílice ha demostrado un buen rendimiento en dicho proceso, pero las condiciones del medio tienen gran influencia en el comportamiento de estas, y uno de los factores más importantes es la concentración óptima de dichas partículas en el crudo que se desea tratar. (Mesa, 2020)

Este tipo de tratamientos en el crudo se plantean con el fin de disminuir los costos de operación y aumentar los porcentajes de extracción, además de garantizar la perdurabilidad del tratamiento

un poco más en el tiempo que los tratamientos convencionales que implican la utilización de solventes aromáticos.

Solventes aromáticos y surfactantes

Los solventes son usados para limpiar y remover la depositación orgánica y el daño provocado por esta, como el asfalto y la parafina de las tuberías y de la matriz de la formación.

Los solventes generalmente se emulsionan con ácido para formar una dispersión ácida en el solvente para la eliminación de residuos inorgánicos, oxidación, trituración o cualquier otro bloqueo que haya sido impregnado con hidrocarburos como parafina, condensado, asfaltos o cualquier otro depósito de aceite. (Loredo, 2010). Una limpieza simultánea de tubos o formación se pueden alcanzar con la emulsión mientras la fase externa del solvente aromático disperse o disuelva el componente del hidrocarburo, permitiendo a la fase ácida interna reaccionar con el componente inorgánico.

Para inhibir la condición de daño por asfaltos y con la intención de recuperar la productividad del pozo, se han planteado diversos métodos químicos y mecánicos (Speight, 2015). Entre las técnicas de remediación química, la más común suele ser la del tipo inyección-producción, en la que se inyectan en el depósito diferentes reactivos químicos (tratamientos), como disolventes puros, dispersantes, inhibidores o una combinación de estos. (Speight, 2015), (Kelland, 2009), (Mansoori, 2010). En estas técnicas químicas, los tratamientos se inyectan en fase líquida, por lo que pueden actuar en un área igual al radio de penetración. La interacción de las moléculas químicas con los asfaltos previene su agregación y deposición, estas pueden provocar la

desagregación de las partículas de asfaltenos que se han agregado, ya sean suspendidas o depositadas en el crudo.

(Civan, 2007). Luego de inyectar los químicos, estos se dejan en reposo por un tiempo para que puedan actuar en el sistema y posteriormente el pozo vuelve a ser puesto en producción. Estas soluciones permiten mitigar el problema temporalmente, ya que después de que el volumen de crudo tratado es producido junto con el tratamiento, se retorna a la condición de daño en cuestión de meses (Zhang, 2007) y las tasas de producción de crudo vuelven a decaer. En la mayoría de los casos, se vuelve a tratar este escenario inyectando nuevamente los químicos para que surtan el mismo efecto, y de esta forma, se convierte en una técnica remedial periódica

(Mullins, 2007) Estos tratamientos químicos comprenden disolventes y surfactantes que viajan como gotas de líquido dispersas en fase gaseosa.

Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o no iónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Resinas

Durante mucho tiempo, la resina se ha estimado un buen mecanismo para la solvatación de asfaltenos. Este consiste en disolver los asfaltenos a través de resinas, que aumentan su solubilidad debido a la interacción con grupos polares y aromáticos, inhibiendo así su precipitación. En cuanto a la cantidad de resina necesaria para inhibir la floculación de asfaltenos, se han realizado varios

estudios en los que se ha determinado la proporción óptima de resina de asfaltenos, permitiendo que cada crudo específico cuantifique la cantidad de resina utilizada para inhibir la floculación. (Shuker, 2012)

La idea que las resinas en el crudo actúen como agentes estabilizantes de asfaltenos ha sido reportado en muchos artículos. El concepto que, en algunos casos, las resinas pueden ser obtenidas de uno o varios crudos y luego ser usadas para estabilizar asfaltenos de otros crudos, no es universalmente aceptado. Estudios realizados recientemente en el Laboratorio FIRP (Dávila A., Rodríguez M. y Alayón M.) han demostrado que la adición de resinas de crudos exógenos a otros crudos, pueden tanto retardar como acelerar el proceso de precipitación de los asfaltenos, estos resultados permiten aseverar que la compatibilidad entre las resinas y asfaltenos es factor primordial en el proceso de precipitación de estos. (Alayon, 2004)

Bacterias

Las bacterias usadas en yacimientos son para reducir la deposición de asfaltenos mediante la biodegradación. Varios tipos de microorganismos pueden oxidar los asfaltenos y se encuentran dispersos en la naturaleza. Es por ello que se separan y cultivan en laboratorios para asegurar su eficacia en la oxidación de los componentes asfaltenos. Entre estas bacterias, se pueden utilizar: bacterias anaeróbicas, bacterias aeróbicas y hongos. (Mansoori, 2010)

5.1.6.2 Daño por parafinas

- Método magnético
- Tratamientos microbiológicos

- Tubería recubierta por vacío

Método magnético

En este método (Rocha, 1997) sostiene que la acción de un campo magnético sobre las moléculas de parafina en una muestra de crudo cambia los patrones de rotación y traslación de los electrones, variando así su momento angular orbital. Esto causa la perturbación en el proceso de aglomeración de los cristales provocando cambios en sus propiedades reológicas y morfológicas (Diana, 2010).

Se ha afirmado que el uso de las herramientas magnéticas puede mitigar la acumulación de parafina en las líneas de flujo. La parafinas presentan alteraciones en el comportamiento reológico cuando son expuestas a campos magnéticos, el proceso es reversible en ocho horas y concluye que el efecto magnético poco contribuye a alterar la viscosidad aparente cuando el crudo se encuentra a temperaturas elevadas. Respecto a la morfología de los depósitos (Diana, 2010). observó que los cristales de parafina formados luego del tratamiento son quebradizos y desordenados comprobando que un campo magnético actúa en la forma típica de cristalización de parafinas de modo semejante a la inhibición química donde un agente polimérico altera su forma de cristalización.

Tratamientos microbiológicos

Las bacterias tienen la habilidad de descomponer fracciones pesadas de hidrocarburos en hidrocarburos más livianos, reducen la tensión entre las fases y así incrementa la solubilidad de las parafinas. (A. Sadeghasad and N. Ghaemi, 2003). Este método necesita condiciones muy especiales del crudo (temperatura, PH, cantidad de agua, cloruros) para que las bacterias puedan

prosperar en él y la tubería del pozo debe estar limpio antes de adicionar las bacterias (Lijian, 1995). En un experimento realizado por (Giangiacomo, 1999). con tratamientos microbianos y químicos comprobó que el microbiano tuvo un efecto más sostenido, además de una menor inversión económica, destaca que este tratamiento puede ser fácil de diseñar, requiere volúmenes pequeños y porque no es riesgoso (Diana, 2010).

Según afirma Bailey, Kenney y Schneider (S.A. Bailey, 2001). Este tratamiento aumenta la movilidad del crudo resultando en un incremento de 20% a 25% en la tasa de producción de crudo. Estos compuestos también pueden actuar como agentes que recubren la superficie de la tubería controlando la corrosión.

Tubería recubierta por vacío

La técnica de la tubería recubierta por vacío consiste en reemplazar la tubería tradicional por una de dos capas separadas por vacío: se introduce la tubería transportadora dentro de otra tubería de diámetro ligeramente mayor, seguidamente el aire y gases presentes en el delgado espacio anular entre las dos capas se extrae con una bomba mecánica de vacío y finalmente se sueltan los extremos, por último, en la implementación en el campo se ensamblan por tramos asegurando el vacío para evitar la corrosión. (Diana, 2010).

Para mejorar aún más el nivel de vacío en el espacio anular, el conjunto de tubería se calienta para arrancar humedad y otros gases presentes. Cuando se alcanza el nivel de vacío adecuado el orificio en el tubo de la camisa se tapona y soldando el sello para cerrarlo. Para asegurar que los gases presentes en la tubería o el gas hidrógeno generado de la corrosión no reduzca el nivel de vacío (y, por tanto, las propiedades aislantes) un material absorbente de gas, o una bomba química

se instala en el espacio anular durante el montaje. La principal ventaja de los tubos aislados por vacío es el aislamiento térmico superior, principalmente debido al vacío en el espacio anular entre los dos tubos. (Bunton, 1999).

5.1.6.3 Daño por arcillas y migración de finos

- Estimulación matricial reactiva
- Polimerización por adsorción de superficie
- Aplicación de una monocapa autoensamblada (SAM)

Estimulación matricial reactiva

La arena de formación y los finos pueden liberarse como resultado de una falla por cizallamiento si las caídas de presión exceden el rendimiento. Las terminaciones de empaque de grava se diseñaron típicamente para controlar la producción de arena de formación. Sin embargo, los finos comienzan a migrar y a dañar la matriz de grava, los esfuerzos a menudo se centran en eliminar los finos de la grava, más que en impidiendo la producción de finos en sus fuentes. A menudo, un tratamiento con ácido, como la acidificación de HF, se utiliza en el reacondicionamiento para eliminar los finos, en realidad debilita aún más la formación y crea finos adicionales, empeorando el problema (Stanley, 2000). Además del daño de las partículas finas en la grava, las mallas de arena que se utilizan para retener la grava también pueden experimentar un problema de taponamiento causado por las partículas finas. Por otro lado, si estas partículas finas atraviesan la malla la erosión local de la pantalla puede convertirse en una preocupación adicional. Se han implementado varios métodos de limpieza para eliminar el taponamiento de la

malla y aumentar productividad (Asadi, 2000). Las bombas sumergibles también son susceptibles a daños por los fluidos de producción que contienen finos de formación y partículas de arena (Nguyen, 2010).

Polimerización por adsorción de superficie

El proceso es una polimerización por adsorción superficial (SAP) que forma una película delgada que es estable a altas velocidades de cizallamiento, inmovilizando así eficazmente los finos en las paredes de los poros. El SAP es un proceso de tres pasos que implica la adsorción de un tensioactivo catiónico en el medio poroso, seguido de una solución de monómero que reside preferentemente en la capa de tensioactivo. Donde se utiliza una solución iniciadora para polimerizar el monómero en la superficie de las paredes de los poros, formando una película ultrafina que es muy estable y que inmoviliza eficazmente los finos en el medio poroso. Las evaluaciones preliminares de laboratorio mostraron la estabilización de las púas a altas velocidad y la eficacia a largo plazo con la exposición al agua dulce.

Los fluidos de tratamiento se preparan con agua dulce que contiene NaCl, NH₄Cl o KCl y se inyectan individualmente, siguiendo la secuencia de tensioactivo el monómero y el iniciador. El tratamiento se desplaza a las perforaciones y el pozo se cierra en 2 a 6 horas. Para la inyección se utiliza un patín de bombeo. El tratamiento puede ser por tubería flexible, y un paquete de sensores de fondo de pozo (DSP) puede utilizarse para controlar y registrar la presión y la temperatura de entrada. Las tuberías, las válvulas, el bombeo de la tubería y el equipo de inyección se someten a pruebas de presión y de fugas con salmuera o agua de mar antes de

bombear las soluciones de tratamiento. Una prueba de inyección con salmuera para determinar la inyectividad de la formación. (L. J. Maberry, 1998)

3.

Aplicación de una monocapa auto ensamblada (SAM)

La formación de una monocapa auto ensamblada (SAM), donde la sustancia química se une covalentemente a la superficie de formación silíceas, ofrece un recubrimiento químico más robusto sobre la superficie de la arcilla. Este recubrimiento actúa como escudo químico, que evita que los fluidos posteriores del pozo interactúen con la formación superficial.

Se ha evaluado un nuevo tratamiento químico y, se analiza los resultados de las pruebas de laboratorio que indican que la aplicación de un recubrimiento hidrofóbico ofrece una protección sustancial de arcilla sensibles al agua.

Se puede reducir o eliminar la probabilidad de daño a las arcillas mediante la aplicación de una monocapa auto ensamblada (SAM) a la formación. Este SAM altera la interacción del fluido / arcilla por deposición de un revestimiento químicamente inerte sobre la porción de sílice de la arcilla. Las propiedades se alteran mediante el recubrimiento de SAM en superficies de arcilla, la medición de esas propiedades es descrito por las evaluaciones de laboratorio reportadas realizadas en este estudio. (Monroe, 2015)

5.1.6.4 Daño por sales y escamas inorgánicas

- Tratamiento químico
- Técnica de remoción por explosivos
- Técnica con chorros de fluido

Tratamiento químico

Esta nueva tecnología implica un viscoelástico, biopolímero-hidrogel como matriz para incorporar y transportar productos químicos a la formación. Cuando se coloca en la longitud de la fractura, la matriz porosa controla la liberación del agente de tratamiento durante un largo periodo de tiempo. Los productos químicos sólidos y líquidos se pueden incrustar dentro de este andamio de polímero biodegradable y viscoelástico, se coloca en la formación durante la estimulación del pozo sin necesidad de herramientas mecánicas adicionales o equipos. El material polimérico es de naturaleza inerte y permanece sin cambios en un rango variado de pH, temperatura, presión y otras condiciones del pozo.

Los agentes de tratamiento se adsorben en la superficie, lo que da como resultado una gran liberación inicial de los productos durante la colocación. Esta nueva tecnología permite que los productos químicos se incrusten dentro del hidrogel. (Akaighe, 2016)

La remoción de incrustaciones con productos químicos es por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo: los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo. (Mike, 1998)

Técnica de remoción por explosivos

Uno de los métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y el cemento. Cuando se trató de cambiar el tipo de explosivo o reducir la cantidad de carga explosiva, se determinó que uno o dos cabos de la cuerda de detonación conocida como cuerda de disparo, proporcionaban la intensidad adecuada. Las cuerdas de disparo todavía se utilizan, en especial como simples herramientas de diagnóstico, en los casos en que una entrada rápida con cable de acero y detonación durante el flujo puede dar indicios sobre el tipo y la ubicación de las incrustaciones. Las cuerdas de disparo todavía se utilizan, en especial como simples herramientas de diagnóstico, en los casos en que una entrada rápida con cable de acero y detonación durante el flujo puede dar indicios sobre el tipo y la ubicación de las incrustaciones.

Las incrustaciones gruesas, en especial las que se encuentran dentro de las tuberías, por lo general son demasiado resistentes para utilizar este sistema y, debido a que su nivel de porosidad es muy bajo, los tratamientos químicos no resultan efectivos en un lapso de tiempo razonable. Para la eliminación de este tipo de incrustaciones es necesario recurrir a las técnicas utilizadas para perforar rocas y triturar acero. Las mechas de impacto y la tecnología de fresado han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y utilizando distintas mechas cinceladoras y variadas configuraciones de fresado. (Mike, 1998)

Técnica con chorros de fluidos

Se cuenta con algunos sistemas de chorros de fluidos como el Hydroblast de Halliburton o el sistema de Rotojef de BJ-NOWSCO, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y cañoneos. Estas herramientas cuentan con varioso orificio de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones de mayor resistencia como calcita y sulfato de bario. A la presión de superficie, el chorro de agua remueve las incrustaciones por cavitación, mediante pequeñas burbujas que aparecen en el chorro del fluido. Estas burbujas se forman por la gran liberación de presión que ocurre cuando el fluido pasa a través de la boquilla. Las burbujas colapsan al chocar con las incrustaciones, lo cual produce un fuerte casi explosivo efecto erosivo. (Mike, 1998)

5.1.7 Daño En Pozos De Inyección

Los atributos más importantes que nos puede provocar algún daño en la formación en pozos de inyección son las sales no compatibles con el agua, acarreo de finos y la incompatibilidad de arcillas, bacterias, geles residuales en la inyección de polímeros.

5.1.7.1 Daño por incompatibilidad de bacterias, geles residuales, arcillas

- Solución Oxidante
- Película hidrofóbica

Solución oxidante

Las bacterias son un problema común en pozos de inyección, y pueden existir en una variedad de condiciones, con y sin oxígeno, típicamente duplicando su población cada 20 minutos aproximadamente. El resultado es una combinación de limos y desorden amorfo surtido que bloquea la producción. Una razón adicional para la limpieza de estos organismos es matar a las llamadas bacterias reductoras de sulfato que viven de iones de sulfato en agua, ya sea en el pozo o formación. Bacterias reductoras de sulfato produce sulfuro de hidrógeno que se corroe fácilmente en los tubulares. El daño bacteriano se puede limpiar con hipoclorito de sodio y es tan importante tanto para limpiar el equipo de superficie, de donde se origina el agua de inyección, ya que es para limpiar el pozo y la formación. (M.I. Carlos, 1991)

La solución oxidante es más efectiva si se realiza un tratamiento en dos etapas de una técnica que utiliza una solución de hipoclorito de sodio inhibido seguido de ácido se ha encontrado que es extremadamente eficaz en el tratamiento de la inyección de agua. Para limitar la corrosión, el hipoclorito comúnmente se emplea a un máximo concentrado de aproximadamente 100 ppm, durante un período de 48 horas, se ha observado una mejora de la inyectividad. (Crow, 1968).

Película hidrofóbica de apuntalantes

Recubrir el propante con un agente de modificación de superficie (SMA) proporciona cohesión entre los granos, lo que da como resultado la formación de agregados de propante. Proporciona una gran variedad de beneficios como aumentar la porosidad y permeabilidad del paquete al dificultar la compactación, reduce el reflujó del propante, controla la invasión de finos en el paquete del propante y minimiza la migración de finos dentro del paquete.

Hay dos propiedades adicionales importantes de los tratamientos. El primero de ellos se refiere a la reducción del daño del gel que se espera con el uso de fluidos de fracturamiento a base de agua. Incluso cuando se utilizan rompedores de gel efectivos, a menudo se observa un daño significativo a la conductividad con los fluidos de fracturamiento típicos a base de agua. Los datos muestran que el recubrimiento de propante con una película hidrófoba reduce significativamente el daño de conductividad causado por fluidos a base de agua. El tratamiento con SMA da como resultado pozos que se limpian más rápido con mayor productividad.

La segunda propiedad recientemente demostrada es que la formación de incrustaciones minerales en el paquete de propante se inhibe al recubrir el propante con una película hidrofóbica de SMA. La incrustación puede ser rápida, causada por la incompatibilidad con el agua del fluido de fractura con la formación. (Weaver, 2010)

Se ha encontrado que recubrir el propante de la superficie y la cara de formación con una película fuerte e hidrofóbica reduce significativamente la tendencia a que se produzcan incrustaciones minerales.

SMA: Se ha desarrollado e implementado una familia de materiales poliméricos catiónicos super hidrófobos para un uso regular que cambia de manera eficiente las propiedades superficiales del apuntalante y las caras de fracturas frescas mediante adsorción química (Nguyen et al. 1998). Una breve descripción general del uso de estos agentes de modificación de superficies en la reducción y prevención de la conductividad. Es una familia de polímeros hidrófobos que se adsorben fuertemente a las superficies minerales, creando una película hidrófoba. (Weaver, 2010)

5.2 Casos históricos de soluciones implementadas en campos petroleros

Lost Material Control (LCM)

Mezcla de fibras y partículas en yacimientos no consolidados

Francis (1995) realizó un trabajo significativo para evaluar la magnitud del daño de formación porque afirmó que la invasión de fluidos juega un papel altamente dañino. Por lo tanto, en las formaciones con altas permeabilidades y grandes fracturas siempre es deseable minimizar el daño, en la medida de lo posible, evitar la invasión tanto de partículas como de fluidos al taponar o unir los poros de las formaciones.

Varios casos en los que se desplegó una mezcla de fibras y partículas para controlar la pérdida en reservorios no consolidados agotados han sido reportados en la literatura publicada (Ali et al. 1994). Jiao et al. (1995) describió el uso de dos diferentes agentes puentes CaCO_3 (mármol molido) y fibras solubles en ácido para reducir los sólidos y la invasión en una muestra de núcleo de Berea fracturada.

Se recomienda agregar LCM cuando existe una experiencia previa de pérdida, o se espera un evento de pérdida. La aplicación adecuada de LCM tiene el potencial de mejorar la calidad del revoque de filtración y prevenir la pérdida de fluidos en formaciones altamente permeables y fracturas inducidas por la perforación (Ezeakacha et al., 2017) (Yang, 2022) (Yang et al., 2019). Los LCM se agregan a todo el sistema de lodo o desplazado como una pastilla, dependiendo de la mecánica de pérdida y la severidad de la pérdida.

Una importante empresa de servicios fue pionera en la práctica de aplicar combinaciones diseñadas de partículas y fibras como LCM potenciales para detener las pérdidas de lodo (Wang 2005). A partir de un estudio de la literatura sobre pérdidas de circulación, se puede encontrar que

generalmente son las combinaciones de LCM en lugar de un solo tipo que da los mejores resultados en la contención de las pérdidas de lodo. La aplicación óptima consiste en la combinación de mármol molido, carbono grafitico elástico único y fibras con relaciones de aspecto relativamente grandes (Kumar2010)

(Savari, 2011) realizó estudios para evaluar la eficacia del uso de las fibras de mármol molido, carbono grafitico elástico, único como LCM a distintas temperaturas, iniciando en 150° F, hasta los 225° F, de lo cual concluyó que luego de 16 horas a 225°F las fibras comienzan a degradarse, por lo cual no recomienda utilizar LCM en temperaturas iguales o superiores a 225°F.

A pesar de que otras variables como la profundidad del yacimiento y la densidad del fluido no son críticos para el uso de LCM, (Colmenares, 2019) propuso un rango de profundidad del reservorio entre 3000 ft a 12000 ft.

Perforación bajo balance

Campo Castilla, Castilla La Nueva

Un caso estudiado por (Merchan, 2019) donde se pueden ilustrar las ideas y ventajas de la perforación bajo balance es el descrito a continuación:

El yacimiento, objetivo de este pozo, fue la formación “A”; la formación era fracturada carbonatada. El mecanismo de accionamiento del reservorio era capa de gas. Las cadenas de lutitas no se esperaban en esta formación. La presión y temperatura esperada del yacimiento fue de 2.622 psi y 141 ° F, respectivamente. El fluido del yacimiento era petróleo con una gravedad API de 25°, GOR 564 SCF / STB, y la concentración de H₂S de 240 ppm. La permeabilidad del yacimiento

era 0,1-1000 md con una porosidad de 9%. El pozo fue perforado desde 9-5 / 8 in, profundidad de la zapata a una profundidad total de 2.938 m. MD

Los objetivos principales de este proyecto de perforación bajo balance fueron: minimizar el daño de formación inducida por la perforación; eliminar las pérdidas de fluidos de perforación; y, mejorar el rendimiento de perforación. La selección del fluido de perforación fue una de las decisiones más importantes en la planificación de un pozo de bajo balance.

La perforación bajo balance UBD en este pozo experimentó algunos problemas logísticos y de puesta en marcha asociados con una curva de aprendizaje, siendo esta la primera operación de este tipo en el caso de estudio. A pesar de los problemas encontrados en este pozo, no se encontraba ninguna pérdida de circulación durante la perforación, la tecnología UBD fue implementada con éxito.

Lodo a base de nanopartículas

Nanopartículas funcionalizadas

Con el objetivo de minimizar los problemas asociados a la inyección de fluidos de perforación, se propuso la evaluación de una modificación del fluido convencional base agua que incluye el uso de nanopartículas funcionalizadas a diferentes concentraciones. Para ello múltiples autores han realizado estudios variando la concentración y tipo de nanopartículas, con el fin de observar el cambio en el comportamiento del fluido de perforación y la disminución o posible aumento de la pérdida de filtrado que posteriormente ocasiona daño a la formación.

(Betancur-Márquez, 2014) utilizaron fluido de perforación base agua de 8.5 lpg, nanopartículas de sílice, alumina y nanopartículas en suspensión coloidal. Las nanopartículas fueron modificadas

a nivel superficial mediante el método de impregnación incipiente. En el caso de las nanopartículas de sílice fueron impregnadas con una solución acuosa de CMC en diferentes porcentajes de masa (10, 20, 30%) y fueron secadas a 373 K durante 6 horas. Posteriormente fueron puestas en un desecador durante 3 horas y recogidas para ser agregadas al fluido de perforación. Las nanopartículas de alúmina fueron impregnadas con CMC en un porcentaje de masa de 10% y en otra prueba fueron impregnadas con $\text{Ni}(\text{NO}_3)_2$ a porcentajes de masa de 5 y 15%.

De este experimento se concluyó que las nanopartículas de sílice impregnadas con CMC que disminuyeron en mayor medida las pérdidas de filtrado y el espesor de retorta tienen un tamaño de 10-20 nm con una concentración de sílice de 0.05% impregnadas por el método de impregnación incipiente con CMC al 10%. La reducción observada en las pérdidas de filtrado es de 23.08% y del espesor de la retorta fue de 70.00%. Por su parte, las nanopartículas de alúmina pese a tener un comportamiento hidrofóbico presentaron la mayor reducción de pérdidas de filtrado con un valor de 33.33%. Además, es importante resaltar que la densidad y el ph del fluido base no se vieron afectados luego de la aplicación de la nanotecnología.

Control de pérdida de circulación

Formulación de Cemento más económica para control de pérdidas

El daño de permeabilidad de las muestras de núcleo causado por estos sistemas de cemento está en el rango de 10%-20%. En general, el grado de daño por permeabilidad causado por fluido de perforación o lechada de cemento es de aproximadamente 40%-75% y algunos daños más graves pueden ser del 80 % al 90 % (Rahman, 1991). Por lo tanto, estos sistemas de cemento conformados por lechadas de bentonita local, fibras de caña de azúcar y cloruro de calcio al 2% habían

minimizado el daño de formación. A partir de un análisis económico simple es más barato usar cemento mezclado producido localmente para la operación de cementación de un pozo de petróleo promedio de 8,000 pies de profundidad. Con base en el precio de venta actual del cemento, habrá un ahorro de 48% del costo total de material de cemento si se utiliza el cemento mezclado producido localmente para la operación de cementación de pozos petroleros. (Samsuri, 2002)

Nanopartículas aplicadas al control de pérdidas de filtrado

Estudio para la caracterización de la lechada con Nanopartículas

Para caracterizar una lechada de cemento se deben analizar propiedades como: La densidad, la cual dependerá de la cantidad de agua y cemento del que está compuesto la lechada, variando de 11 a 18.5 ppg. El tiempo de bombeabilidad es otro parámetro muy importante debido a que indica el tiempo que la lechada se encuentra en estado líquido bajo condiciones de presión y temperatura en un medio dinámico, el tiempo de mezclado en el Waring Blender y el volumen de lechada final.

Previo a la caracterización de la lechada de cemento con nanopartículas se elaboró pruebas experimentales considerando la influencia de la nanoadición en el comportamiento de la mezcla. El resultado se obtuvo mediante una prueba de filtrado API 10B RP con la cual se observó un comportamiento homogéneo de la mezcla tal como lo demostró Pang et, al. conformada por agua, cemento y aditivos, justificando la adición de las nanopartículas después de la elaboración de la lechada, logrando conseguir una reducción en el porcentaje de filtrado con este método. (Romero, 2018)

Uso de polímeros

Eficiencia de aditivos poliméricos como reductores de pérdida de fluido

En los experimentos realizados por (Audibert et al, 1999) se utilizaron núcleos de arenisca Clashach. Su mineralogía es 95 % de cuarzo y una baja fracción de arcilla (<1% illita). La permeabilidad promedio a la salmuera fue de 600 mD y porosidad aproximadamente 17%.

La eficiencia de diferentes aditivos poliméricos como reductores de pérdida de fluido. se pueden clasificar como: almidón > PAC \geq TC y esto es independiente de la temperatura del fluido. Variando la concentración del polímero dentro de la formulación necesaria para confirmar esta clasificación.

Se realizaron pruebas para estudiar el efecto de la temperatura del lodo sobre la pérdida por chorro, la pérdida de fluido y la permeabilidad de retorno. Los núcleos de salmuera saturados tenían su permeabilidad al queroseno medida a temperatura ambiente de 2,5 y 10 psi. Luego, los núcleos se expusieron a un fluido de polímero pesado durante 4 horas en condiciones de filtración estática a un diferencial de presión de 300 psi. La filtración se realizó a 20, 50, 75 y 95°C. Después de enfriar se midieron los niveles de permeabilidad de retorno. Los resultados muestran que la pérdida parece independiente de la temperatura hasta 75°C, lo que implica que el proceso es controlado por los sólidos presentes en el fluido. La pérdida total de líquidos aumenta con temperatura. Los niveles de permeabilidad de retorno de hasta 50°C son independientes de la temperatura. Por encima de 50°C permeabilidad de retorno cae y esto es más marcado a la presión más baja (2 PSI). Esto es consistente con el aumento de la pérdida de fluidos a altas concentraciones de polímero que lleva la temperatura más allá del núcleo.

Fluidos de completamiento compatibles

Estudio previo de compatibilidad del fluido de completación con los fluidos del yacimiento.

(Reed, 1989)

Composición de la salmuera

Muestras de Arenisca Berea y Casper

La composición de la terminación y la inyección de los fluidos de formación rara vez coinciden con los del agua de la formación. Por la dificultad y el costo de duplicar la composición exacta del agua de formación, un contraste de composición a menudo existe entre los dos fluidos. Varios autores (Monaghan et al, 1959) (Reed, 1977) han informado los efectos de valiosas salmueras de terminación sobre la permeabilidad de arenisca. Sus estudios se limitaron a concentraciones singulares de salmuera, una serie de bajas concentraciones de salmuera (6 wt%), bromuro de calcio y zinc salmueras de alta densidad.

Según lo publicado por (Azari, 1990) Para las areniscas Berea y Casper, como otras areniscas con mineralogía similar, se aplican las siguientes conclusiones en núcleos inundados con KCl o NaCl salmueras de diferentes concentraciones, la permeabilidad aumenta a medida que aumenta la concentración de salmuera al 10% en peso. Para las inundaciones de KCl, el aumento de la permeabilidad resulta no sólo de menores cantidades de agua asociadas con minerales arcillosos, sino también del colapso de las plaquetas de arcilla illita alrededor del intercambio externo.

Incrustaciones de sulfuro de zinc

Inhibidores de Incrustaciones de Zinc

(Wang, 2005) Para representar un amplio espectro de salmueras a base de bromuro de zinc de alta densidad, seleccionó fluidos de zinc con una densidad de 15,5; 16,0; 16,5; 17,0; 17,6 libras/galón (ppg) para evaluación de laboratorio. Todas estas salmueras de zinc eran tres sales soluciones formuladas a partir de cloruro de calcio, bromuro de calcio, bromuro de zinc y agua dulce mezclando fluido estándar 15,1 ppg CaCl_2 - CaBr_2 con 19,2 ppg de fluido CaBr_2 - ZnBr_2

Del experimentó se determinó que los inhibidores de incrustaciones de ZnS para tales condiciones de aplicación necesitan ser compatible con el bromuro de zinc en concentraciones efectivas en varios rangos de densidad aplicados. Ellos también necesitan ser estables a la temperatura aplicada y se trabajó con temperaturas entre 180° F y 300° F, donde se pudo observar la inestabilidad del inhibidor.

Un equilibrio entre la solubilidad en salmuera de alta densidad y la inhibición de incrustaciones es crítica para un inhibidor de incrustaciones exitoso. La actividad del inhibidor de incrustaciones se ve afectado por la composición de la salmuera y temperatura del yacimiento.

Inhibidor no ácido

Campo West Seno, Indonesia

Desde el inicio de la operación del campo West Seno y el desarrollo del desemulsificante de calentamiento ha sido un esquema de tratamiento para producir petróleo y agua, se ha postulado que la inyección en el fondo del pozo de un desemulsificante reduciría las tasas de dosificación química y los costos. Al aprovechar el calor del yacimiento y tratar con un desemulsificante o

inhibidor antes de que el aceite y el agua se mezclen, o antes de que el pH del agua aumente por encima de 6,2, creemos que la ruptura de la emulsión podría mejorarse. Se usaron una serie de desemulsificantes no ácidos e inhibidores de nafteno de varios proveedores. En la primera serie de laboratorio se realizaron pruebas de detección, los productos químicos de tratamiento se aplicaron directamente a las emulsiones existentes obtenidas del campo West Seno.

Las muestras de las pruebas fueron esencialmente emulsiones al 100% (sin separación de agua y solo rastros de aceite flotante). Las emulsiones, calentadas a 65°C fueron tratadas con los respectivos desemulsificante o inhibidores mediante agitación manual durante 1 minuto. Las mezclas se dejaron reposar a 65°C durante 5 minutos donde se observaron las fases y se registraron los volúmenes de aceite, agua y emulsión residual. Las adiciones químicas fueron continuas hasta que la emulsión desapareció por completo dejando aceite negro y agua relativamente clara. (Gallup, 2010).

La figura 7 muestra cómo se requirieron más de 2000 ppm del desemulsificante ácido predominante para romper completamente la emulsión, en contraste la figura 8 muestra los resultados del tratamiento con un desemulsificante no ácido. Una dosis entre 200 y 250 ppm.

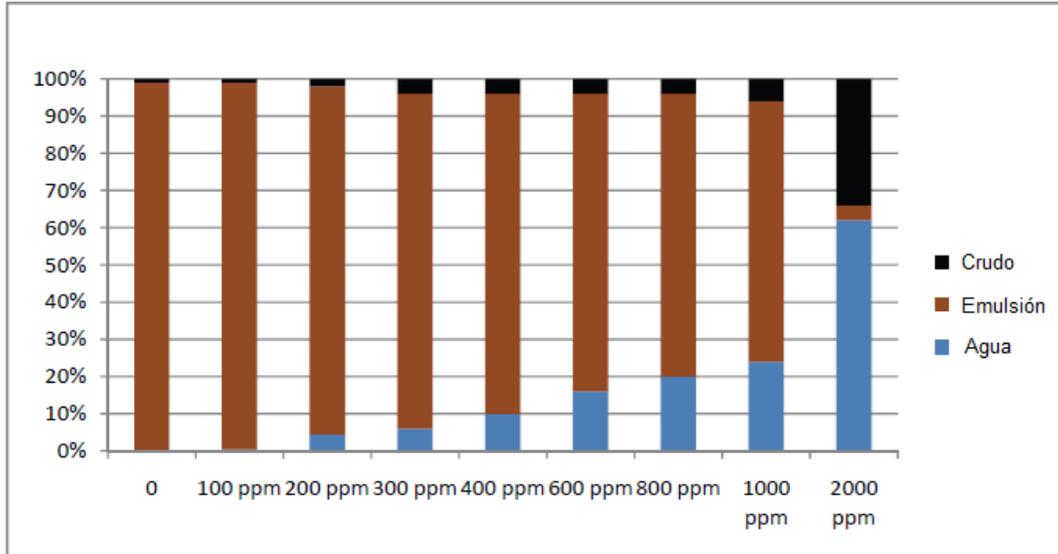


Figura 7. Rompimiento de la Emulsión en el laboratorio al aumentar la dosis del desemulsificante ácido predominante. (Gallup, 2010).

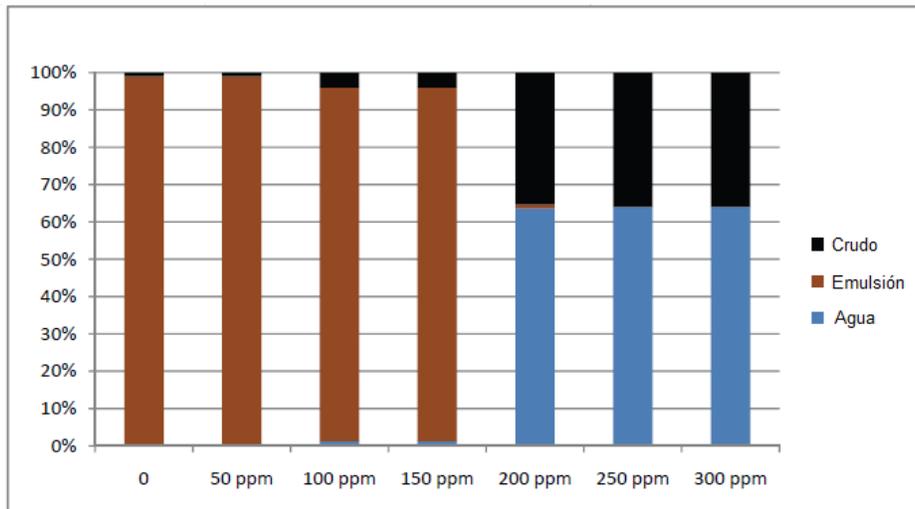


Figura 8. Interrupción de la fusión en el laboratorio con dosis crecientes de un nuevo inhibidor/desemulsificante (Gallup, 2010).

Tensoactivos

Pozos productores de petróleo en el Golfo de México

Se recolectaron muestras representativas de petróleo crudo de pozos productores en el Golfo de México y se realizaron pruebas de compatibilidad con terminación fluidos de diversa composición.

Procedimiento en South Timbalier:

Se realizaron las pruebas de compatibilidad con un fluido de terminación de salmuera de 13,8 lpg, los ensayos de compatibilidad de laboratorio indicaron que se trataba de una emulsión de agua en aceite con representativas muestras de petróleo y fluidos de terminación.

Después de la experimentación de laboratorio y las pruebas piloto, la empresa de servicios de fluidos pudo eliminar el tensioactivo y disolvente mutuo de la salmuera. La altura de concentración de aditivos había reducido la densidad del fluido por aproximadamente 0,15 lpg. La densidad del fluido de terminación fue corte adicional en el campo, produciendo un fluido de 12,6 lpg. El proceso de recuperación requirió saturar el fluido con CaCl₂ seco para reducir la solubilidad del solvente, cuya fase se separó y salió a la superficie. Luego, el fluido se trató con orgánicos adsorbentes y absorbentes para eliminar el disolvente mutuo residual y tensioactivo. Esta recuperación le ahorró al operador el costo de disposición y recuperado más del 80% del valor original del fluido. (Foxenberg W. A., 1998)

Intercambio catiónico

Muestras de las formaciones Orteguaza, Tuyuyacu, y Tena del bloque Tarapoa

El estudio comienza con el análisis de inhibición de las arcillas utilizando la prueba de tiempo de succión capilar (CST). Las soluciones que se requieren para el análisis de inhibición son: Nitrato

de Potasio y Sulfato de Potasio, variando sus concentraciones y pH. Una vez realizado este análisis, se puede observar el comportamiento que tuvieron las arcillas Orteguanza, Tiyuyacu y Tena, y se escogen las mejores tendencias para luego continuar con el análisis de dispersión utilizando otra fuente de Potasio llamada SCAL.

El análisis de dispersión consiste en la formulación de lodos variando las concentraciones de SCAL y combinandolas con las soluciones ya analizadas en el estudio de inhibición. Después de este análisis, se escogió un lodo con menor porcentaje de dispersión y se comparó con el lodo que se utiliza actualmente en el campo obteniendo resultados favorables con los altos porcentajes de mejora para cada formación Orteguanza.

Analizando las curvas de inhibición de Nitrato de Potasio para un pH entre 10 y 11 se puede notar que no existe una tendencia definida para cada formación esto quiere decir que el comportamiento de las soluciones es bastante similar.

El objetivo de este procedimiento es encontrar un lodo con el menor porcentaje de dispersión posible, ya que esto significaría que se ha logrado formular un mejor lodo inhibidor dispersante.

El mejor lodo inhibidor dispersante obtenido mediante la prueba de dispersión en el laboratorio es el lodo con 10000 ppm K^+ de Nitrato de Potasio y 3% de SCAL (lodo Id), manteniendo sus propiedades reológicas adecuadas y logrando una mejora respecto al lodo actual de 98,22%, 39,32% y 60,93% para las formaciones Orteguaza, Tituyacu y Tena respectivamente. (Galarza, 2010)

Fluidos base agua/ fluidos poliméricos

Pozo West Cameron y Pozo de la isla de Matagorda en el Golfo de México

En el pozo West Cameron fue donde se realizó la primera aplicación de un lodo altamente inhibidor con agua de mar como fluido base. El fluido de perforación de 9,1 a 12,8 lb/gal mostró una gran estabilidad y funcionó bien tanto en la inhibición como del mantenimiento. El lodo se preparó en la plataforma, utilizando tres fosas de 500 bbl, que se igualaron y se llenaron con agua de mar hasta el nivel deseado. La preparación se simplificó al utilizar agua de mar y no requerir el transporte de NaCl en forma seca o de salmuera. El valor más alto de MBT fue de 10 lb/bbl después del desplazamiento, con alguna contribución de la torta de pared incorporada al fluido del pozo. El MBT se mantuvo por debajo de 7 lb/bbl a lo largo de la sección altamente reactiva, hasta aproximadamente 6900 pies. En el pozo de la isla de Matagorda, el lodo base agua se utilizó en el intervalo de 14^{3/4} pulgadas de 4990 a 10905 pies. El fluido se mezcló en el emplazamiento de la plataforma utilizando agua de mar siendo la primera aplicación del nuevo lodo junto con una herramienta rotativa. Este fluido elimino todos los problemas con el gumbo (lutita gruesa).

Conclusiones

El uso del lodo base agua redujo el coste del pozo al no requerir el equipo esencial de gestión de residuos, este se preparó con agua de mar y proporcionó una inhibición de la pizarra, similar a la del SBM. (Klein, 2005)

Estimulación matricial reactiva

Campo Bachaquero Lago, Venezuela

Para aplicar el tratamiento matricial con productos químicos, se seleccionó el yacimiento Bachaquero-02. Este se ubica en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, en las inmediaciones de la población de Bachaquero.

Para la selección de los químicos, los dos surfactantes (SBA: surfactante base agua / SBH: surfactante base hidrocarburo) fueron seleccionados mediante ensayos y pruebas de laboratorio usando crudo muerto y agua de formación del yacimiento. Estos dos surfactantes fueron inyectados simultáneamente con el vapor de agua. La aplicación en campo se realizó en un total de 8 pozos los cuales se seleccionaron porque se había realizado inyección de vapor de agua en su primer ciclo, al decaer la producción en este primer ciclo se procede a realizar el tratamiento matricial con químicos en conjunto con la inyección de vapor de agua con el objetivo de reestablecer las condiciones del yacimiento como en su primer ciclo de vapor.

Conclusiones

Se demostró en las pruebas de campo que el surfactante base agua junto al surfactante base hidrocarburo hacen sinergia para mejorar el recobro de crudo pesado, incrementando la producción de petróleo, reducción de los cortes de agua y mejoramiento de la permeabilidad. (Pizzarelli, 2014)

Nanotecnología

Campo Petrolero Cupiagua Sur en Colombia

El objetivo de la inyección de nanofluidos que contienen nanopartículas de alúmina con alta superficie es absorber los asfaltenos y llevarlos con el condensado, evitando precipitaciones cerca del pozo.

Primero se realizó un estudio que consistió en la extracción de asfaltenos de una muestra de aceite mediante la metodología tradicional (agregando n-heptano).

El nanofluido se preparó utilizando una mezcla de disolventes como fluido portador para nanopartículas de alúmina. Este fluido portador, o mezcla de disolventes, necesitaba una viscosidad para mantener las nanopartículas en suspensión y una baja tensión superficial con el fin de mantener una adecuada dispersión de las nanopartículas. Los disolventes aromáticos no se incluyeron en el nanofluido por razones medioambientales. Después de la inyección de n-heptano, sin inhibición, la precipitación de asfaltenos crea un daño superior al 99% si se compara con la permeabilidad original. Después de la limpieza con una inyección de diésel, alcohol y xileno, el daño se redujo al 37% y, después de la aplicación del nanofluido que contiene nanopartículas para la inhibición de asfaltenos, se logró una reducción adicional del daño al 34%. (Carpenter, 2014)

Solventes aromáticos (remediación química)

Campo en tierra en Abu Dhabi

En el campo petrolífero en tierra de Abu Dhabi, ubicado a 185 Km al sur de Abu Dhabi se recolectó varios depósitos de pozos problemáticos en el campo y se caracterizó para determinar los componentes del depósito (contenido de agua, aceite ocluido, contenido orgánico y contenido inorgánico). Antes de realizar el análisis, los depósitos se homogeneizaron. Los resultados de HTSD indicaron que había rastros de aceite ocluido y sin cera, además una presencia significativa de material pesado en el depósito. Se realizó una prueba de detección de inhibidores para evaluar su eficacia a 1 atmosfera y 25 °C

Los asfaltenos precipitados se centrifugan, secan y pesan mientras la cantidad de asfaltenos que queda disperso en la fase líquida se cuantifica utilizando medidas de transmitancia de luz. El procedimiento es repetido con el inhibidor de interés agregado al aceite en varias concentraciones, que van desde 1000 a 25 ppm. En cuanto menor sea la cantidad de asfaltenos precipitados, más efectiva será su inhibición.

Resultados

La recomendación del estudio es que el campo comience a usar solventes aromáticos para los trabajos de remojo de asfaltenos, estos mejorarán la eficiencia de limpieza y reducirán el tiempo de remojo en comparación con el diesel. El diesel no es efectivo y debe abandonarse como transportista. (Abdallah, 2010)

Resinas

Petróleo crudo Boscan y Hamaca de Venezuela

Los asfaltenos se precipitaron a partir de 100g muestras de crudos de Boscan y Hamaca mediante la adición de una relación de n-heptano de 20:1. Se dejó reposar la mezcla a temperatura ambiente durante 24 horas y luego se filtró para recuperar el residuo de asfaltenos inicial.

El objetivo de este procedimiento de lavado era eliminar resinas adicionales que pueden haber sido adsorbidas en el asfalteno precipitado. El residuo lavado se mantuvo a 80 °C en una atmósfera inerte, hasta que el peso del residuo permaneció constante. Para esta prueba se utilizaron dos Resinas (Resina I y Resina II).

Resina I. El residuo de asfaltenos inicial sin lavar que se precipito de los crudos de Boscan y Hamaca, se procesó por extracción Soxhlet, utilizando n -heptano como líquido. Se destiló al vacío

el líquido Soxhlet, dejando la resina I como el residuo. El material recuperado se secó, se pesó y se reportó sobre la base del porcentaje en peso de resina I en el crudo muestra de aceite.

Resina II. se obtuvo del crudo desasfaltado aceite + filtrado de n- heptano + líquido de lavado de n- heptano por adsorción sobre gel de sílice activado. La resina II es soluble en n- heptano. El material adsorbido se recuperó lavando el gel de sílice con una mezcla 90:10 (volumétrica) de xilenos y metanol. La mezcla de lavado de xileno-metanol se destiló luego al vacío para concentrar resina II. El material residual se secó, se pesó y se reportó como porcentaje en peso de resina II en la muestra de Crudo Boscan o Crudo Hamaca.

Resultados

La resina I tiene un efecto positivo sobre los asfaltenos. La estabilidad; sin embargo, el efecto es menor que el observado para resina II. La resina I consiste en un material que ha sido cerrado y unido a la precipitación inicial de asfaltenos. (Carnahan, 1999)

Método magnético

Petróleo de la cuenca Recôncavo Bahiano y cuenca campos Rio de Janeiro

Para estas pruebas se eligió muestras de aceite de la cuenca del Recôncavo Baiano (Bahía) y la Cuenca Campos (Río de Janeiro) de acuerdo con la facilidad operativa para definir el método experimental, ya que provienen de campos de producción de petróleo con problemas de deposición de parafina. Se usaron muestras a tres temperaturas: una 5 °C por encima del punto de fluidez, otro a la temperatura del yacimiento y un último entre ellos. Después de alcanzar el equilibrio térmico del sistema, el bombeo se inició en el caudal correspondiente a los tiempos de permanencia en los imanes de 9,28s, 12,38s y 18,56s.

Inicialmente la mezcla de las parafinas se sometió a un campo magnético de 0,83 T y temperatura de 40 °C. Se acopló a un sistema termo controlado, que llevó la temperatura de la muestra de 40 °C a 15 °C, permitiendo observar continuamente la cristalización de las parafinas. Además, cristales puros de n-octacosano o n-tricosano, dispersos en n-heptano, se sometieron al campo magnético de 0,83 T a temperatura ambiente.

Resultados

Los resultados permitieron una mejor evaluación de la viscosidad aparente a temperaturas por debajo y por encima del punto de fluidez. Las tasas de cizallamiento utilizadas en los aceites son similares a los observados durante el proceso de producción a temperaturas superiores al punto de fluidez, no se observan cambios en la viscosidad aparente en comparación con las muestras originales y magnetizadas en diferentes tiempos de residencia en el campo magnético. En temperaturas por debajo del punto de fluidez, la viscosidad aparente disminuye, este efecto es notable en aceite con mayor concentración de parafina. (Rocha N. d., 1997)

Tratamiento microbiológico

Yacimiento en el Campo Teapot Dome en Naval

El sistema microbiano se aplicó a cuatro pozos de bajo rendimiento, se mezcló en medio microbiológico seco con agua de producción. Los pozos se trataron durante tres meses y la producción se supervisó en todos los pozos tratados antes y durante ocho meses. Para la prueba se seleccionó una reserva del campo Teapot Dome con una profundidad de 2.850 a 3.100 pies y temperatura de 125 °F.

Procedimiento

Las bacterias llegaron de forma seca, se mezclaron veinte libras con 10 barriles de agua producida a 120 °F los cuales fueron bombeados por la carcasa anillo, los pozos se cerraron durante 24 horas y luego se volvió a la producción. Los tratamientos microbianos requirieron solo de 10 a 20 bbls de fluido a bombear. Para una mezcla adecuada los medios secos tenían que ser volcados en el camión bomba con el agua producida. Esto no fue peligroso, y no se requirió manipulación especial.

Resultados

Durante el período de evaluación de ocho meses los pozos tratados con microbios lograron un aumento del 16%. Y un rendimiento del 48%. Los tratamientos microbianos funcionan un período de tiempo más largo a un ritmo más lento. Puede en realidad causar una disminución de las tasas de producción inicialmente a medida que movilizan depósitos de parafina solidificada en el depósito y moverlos a través del sistema de producción. (Giangiacomo L. A., 1999)

Tubería recubierta por vacío

Pozos del Golfo de México

En algunos pozos del Golfo de México se utilizó esta tecnología para aislar térmicamente el crudo de las superficies frías y lograr mantener la temperatura alta del yacimiento. Calculó que se puede reducir de 20% a 30% la pérdida de calor, disminuyendo así los trabajos de inyección de químicos.

La tubería con camisa de vacío es una tubería dentro de un sistema de tubería aislada. El tubo portador está cubierto con barreras de radiación y equipado con espaciadores a intervalos regulares. El tubo portador está insertado dentro de la tubería de revestimiento, y los extremos de

la tubería están soldados entre sí, formando un espacio anular delgado entre los dos tubos. Luego, el espacio se evacúa a través de un puerto en la tubería de revestimiento usando una bomba de vacío mecánica. A medida que el aceite fluye hacia arriba por la tubería, la temperatura del aceite disminuye debido a tanto a la pérdida de calor a la formación como a la caída de presión del aceite. (Bunton M. A., 1999)

Campo petrolero de Norman Wells, Canadá

El campo petrolífero de Norman Wells se encuentra en el río MacKenzie en los Territorios del Noroeste de Canadá, el yacimiento se encuentra a una profundidad promedio 1475 pies.

Para el pozo 1-18X, la tubería aislada se hizo descender hasta el primer elevador de gas o segundo mandril de elevación de gas, esto parecería elevar la temperatura de la boca de pozo de la tubería en el rango de temperatura del punto de enturbiamiento. Se consideró que era insuficiente para proporcionar cualquier flexibilidad en términos de cambios en las tasas de flujo e incertidumbre sobre la temperatura del punto de enturbiamiento. Por esto se decidió instarle tubería aislada al vacío hasta el segundo elevador de gas.

La importancia práctica de la tubería aislada al vacío era determinar si el desparafinado mecánico con herramientas operadas con cable podría ser eliminado. Para evaluar este aspecto, el programa de desparafinado en este pozo fue aumentado progresivamente. Durante las primeras 3 semanas después en el reacondicionamiento, la herramienta de desparafinado con cable se ejecutó una vez por semana. No se encontró evidencia de parafina, entonces el intervalo fue aumentado a 2 semanas entre corridas de la herramienta de desparafinado con cable. Nuevamente, no se

encontró parafina. Y se decidió mantener el intervalo hasta el 1 de febrero de 1991, cuando se tomó la decisión de prorrogar el intervalo de una vez al mes ya que no se ha encontrado parafina.

Conclusiones

Se demostró que la tubería aislada al vacío es un éxito como solución térmica al problema de la deposición de parafina en la tubería en pozos en el campo Norman Wells. La viabilidad económica de esta tubería en Norman Wells será limitada a pozos específicos donde se pueden atribuir ganancias de producción al tubo aislado al vacío. (Purdy, 1991)

Polimerización por adsorción de superficie

Upper Sespe – California

El pozo era productor de petróleo (completado sin un paquete de grava). Antes del tratamiento, el pozo produjo arena de producción de superficie obstruidos. Un tratamiento SAP fue realizado para estabilizar la formación mezclando estos fluidos fácilmente en agua marina. El tratamiento se bombeó y los fluidos fueron desplazados a la parte superior de las perforaciones. La producción de arena se controló muy bien durante 8 meses después del tratamiento, y siguió produciendo solo un rastro de arena.

Arena I-2 Golfo de México

Un paquete de grava estaba presente en este pozo productor de petróleo, la producción se redujo a menos de 100 barriles al día debido a la migración de finos. Por esto, se realizó un tratamiento con ácido de lodo para eliminar los daños, seguido de un tratamiento SAP para estabilizar la formación con respecto a la migración libre. Se prepararon los fluidos de tratamiento de SAP en tanques de mezcla limpios tipo paleta alojados permanentemente en el vaso de estimulación. El tratamiento se bombeó y se desplazó a la parte superior de la perforación. El pozo se cerró en las

8 horas siguientes del tratamiento, su producción inicial después del reflujo fue aproximadamente 1000 BOPD. La producción aumentó a 1700 BOPD seguido de una disminución a 543 BOPD a los 140 días.

Conclusiones

1. Un tratamiento de polimerización por adsorción superficial (SAP) fue desarrollado para controlar la migración de la formación finos.
2. SAP fue eficaz en el control de la migración de finos en núcleos no consolidados de pozos en el Golfo de México y el Mar del Norte.
3. El tratamiento SAP fue más eficaz que un tratamiento con organosilanos.
4. Los tratamientos típicos con ácido no afectarán la capacidad del Tratamiento SAP para controlar la migración de finos. (L. J. Maberry, 1998)

Aplicación de una monocapa auto ensamblada (SAM)

Descripción de la aplicación de SAM

En la recopilación de varios artículos se pudo encontrar que estas monocapas en las superficies son importantes para controlar las propiedades de la superficie, como la humectabilidad, la fricción y protección contra la corrosión.

Se usaron varios modificadores de superficie para alterar las propiedades de humectabilidad del apuntalante. Todas las modificaciones de las superficies se obtuvieron a través de un proceso simple mezclando el apuntalante con una cantidad determinada de modificador en solución de superficie, el material se adsorbió sobre las superficies y reaccionó con los óxidos. Luego el sistema se calentó para que el modificador reaccionara completamente con la superficie del

apuntalante. Manteniéndose a 150 °F en un horno hasta que estuviera completamente seco. Se utilizaron modificadores tanto hidrofóbicos como oleofóbicos. la humectabilidad de la superficie se determinó depositando una gota de líquido sobre las superficies y midiendo el contacto ángulo cuando sea posible.

Las superficies de apuntalante se modificaron con éxito utilizando una monocapa autoensamblada que condujo a superficies que eran hidrofóbicas o hidrofóbicas/oleofóbicas. Se encontró que, si el apuntalante es solo hidrofóbico, se vuelve aceite retenido húmedo y potencialmente conducirá a un flujo de aceite deficiente. el oleofóbico característica se vuelve necesaria entonces para mantener el flujo de aceite. Cuanto más oleofóbica sea la superficie, más fácil es para que se extraiga el aceite, mientras que la hidrofobicidad suprime los bloques de agua y proporciona una limpieza mucho mejor del paquete de apuntalante durante las operaciones de flujo de retorno cuando se usa fracturación a base de agua líquido. (Bestaoui-Spurr, 2017)

Tratamiento Químico

Muestra de núcleos de arenisca de Berea

Un procedimiento más eficiente y menos costoso es un tratamiento de "compresión", en que el químico se inyecta en la formación. El inhibidor se liberará en el pozo a medida que se ocasione la producción. Idealmente, la concentración de inhibidor es constante y baja (a concentración ligeramente superior a la requerida para la inhibición total). La vida útil de un apretón depende del caudal, la relación aceite / agua y muchos otros factores, pero pueden durar 6 meses e incluso hasta 2 años. (Pardue, 1991)

Los prensados de simulación se realizaron en núcleos de arenisca Berea, los núcleos se prepararon mediante secado inicial durante la noche a 120 °C en un horno de vacío bajo aspiración de agua. Se permitió que los núcleos volvieran a temperatura ambiente mientras se mantuvo el vacío. (Pardue, 1991)

Conclusiones

1. Se ha descubierto que un producto oligomérico que contiene fósforo ser un inhibidor muy eficaz para las incrustaciones de los yacimientos petrolíferos. Es superior a la mayoría de los inhibidores en uso ahora y es especialmente útil para controlar escamas de sulfato de bario.
2. El nuevo producto es un compuesto oligomérico, pero puede analizarse para la concentración residual mediante un método de titulación simple. Esto es especialmente importante en aplicaciones de campo. (Pardue, 1991)

Técnica de remoción por explosivos

Campo petrolífero de Statfjord

El campo petrolífero de Statfjord, operado por Statoil en el Mar del Norte ha tenido una buena experiencia en la eliminación de escamas con fresado de tubería flexible (CT). Este enfoque ha tenido éxito en el pozo C-36 pero, debido a la larga entrega de tiempo y el costo de la producción de petróleo, se diseñó un programa de operación para la eliminación mecánica de incrustaciones con brochas de alambre (WL) en combinación con un cepillo rígido de alambre. A medida que avanzaba la operación, se hizo evidente que la mecánica del brochado y el fresado de respaldo eran ineficaces quitando la incrustación dura de Ba/SrSO₄. Sin embargo, el uso de explosivos en carreras de tiro con cuerda logró eliminar la incrustación y volver a poner el pozo en producción.

Para evitar cualquier choque indeseable en el equipo de control de presión de superficie, la cantidad de explosivos se limitó a un disparo de cuerda de 6m para poder matar el pozo. (Boreng, 2004).

De acuerdo con el historial del caso, String Shot funciona mejor en profundidades someras (<2000 m) e intervalos cortos. Esta no será una herramienta adecuada para el uso continuo a largo plazo de explosivos, deberá realizarse varias veces para un área determinada y después de cada aplicación debe extraerse para el análisis de los resultados y diseñar nuevamente los explosivos, es por lo que trabajar con esta técnica lleva mucho tiempo. (Gholinezhad, 2006)

Técnica con chorros de fluido

Herramienta de chorro implementada con tubería flexible

La herramienta de limpieza de chorro de rotación se utilizó por primera vez en cuatro motores de gas y en pozos de almacenamiento donde se habían depositado sal, parafina y arena las cuales habían provocado la disminución de la producción de pozos. El propósito de los trabajos era eliminar los depósitos antes de que se fracturaran los pozos para que los escombros no fueran forzados a formar nuevas fracturas.

El CT se corrió dentro del pozo a 6 pies/min. desde la superficie hasta una profundidad de 300 pies; para eliminar la incrustación sustancial acumulada en la parte superior del pozo, se utilizó espuma de nitrógeno con una mezcla de aditivos como líquido de limpieza y después de que la tubería alcanzó los 300 pies, la velocidad de la tubería se incrementó a 60 pies/min hasta que la herramienta estuvo a 300 pies del fondo del pozo. La velocidad de CT se redujo de nuevo a 6 pies/min. Para eliminar completamente la acumulación de sarro parafínico por encima del intervalo de producción. La mezcla de disolvente se bombeó fuera de la boquilla de lavado por

pulverización, posteriormente se bombeó un espaciador a base de agua y nitrógeno y cuando el fluido de tratamiento llegó al fondo de la tubería, la herramienta de limpieza de chorro giratorio se cicló durante el intervalo de almacenamiento, se siguió bombeando nitrógeno hasta que el pozo fue fluyendo solamente con gas.

La producción para pozos de almacenamiento de gas no pudo medirse con precisión durante al menos 1 año después del tratamiento. La herramienta de limpieza a chorro limpió a fondo las paredes de carcasa y perforaciones, y se eliminó el relleno de arena del fondo de ella. (Connell, 2000)

Solución Oxidante

Campo de East Beverly Hill

En el pozo P-54, del campo de East Beverly Hill, cuando se produjo salmuera, se realizó una inyección de más de 1000 galones de lejía (NaOCl) donde inicialmente aumentó su inyectividad. Sin embargo, las inyecciones continuas de otros 2000 galones de lejía, luego aproximadamente 5000 galones de agua clara filtrada hicieron que disminuyera sustancialmente su inyectividad. La actividad fue restaurada y mejorada por el tratamiento con ácido, el éxito de esta secuencia de tratamiento puede ser confirmado por el mantenimiento de un alto nivel de inyectividad en el pozo.

Para investigar los efectos de tratamientos con ácido y lejía en superficies obstruidas por combinaciones de partículas y bacterias, fue realizado en el laboratorio una inyección de ácido clorhídrico (HCl) a los núcleos tapados sólo con materia particulada (carbonato de calcio; CaCO₃). Se limpió completamente los núcleos y se restauró por completo permeabilidad. Del mismo modo, la inyección de lejía en los núcleos obstruidos con bacterias también limpió

completamente el núcleo. La materia particulada y las bacterias se usaron juntas para tapar los núcleos. (Cusack, 1987) determinó que el éxito de la operación de limpieza dependía totalmente de la secuencia del tratamiento.

Película hidrofóbica de apuntalantes

Tratamientos realizados con SMA

Con la revisión de varios artículos se pudo determinar que uno de los impactos más significativos de recubrir el apuntalante y la cara de la fractura con una película SMA es reducir el daño del gel que ocurre típicamente. Se piensa que una vez que la superficie del mineral se vuelve hidrofóbica, el polímero de agua hidrofílico no puede adherirse a él y es repelido de la superficie. El proceso de recubrimiento de apuntalante más efectivo consiste en agregar el Material SMA directamente al apuntalante seco a medida que se transporta al fluido de fracturamiento a través de tornillos de arena. Los tornillos de arena proporcionan una acción de trituración que da como resultado una capa uniforme del SMA sobre el apuntalante. Luego, a medida que el apuntalante revestido se transfiere al fluido de fracturación a base de agua, el solvente oxigenado SMA se reparte en la fase acuosa dejando una capa insoluble muy pegajosa. En sus experimentos se pudo comprobar que el material funcionaba tanto en base agua como en base aceite, y se determinó que se realizaban las pruebas con temperaturas mayores de 150 °F. La aplicación de un recubrimiento SMA sobre el apuntalante reduce el daño del gel causado por los fluidos de fracturamiento, lo que resulta en una disminución tiempo de limpieza del pozo y mejor conductividad. (Weaver, 2010)

6. Modelo efectivo que permite el control del daño

TIPO DE DAÑO	ATRIBUTOS DEL DAÑO	ALTERNATIVAS	PROCESOS DE INVENCIÓN	REFERENCIAS	INFORMACIÓN TÉCNICA Y DE YACIMIENTO				CONTEXTO				TOTAL		
					VARIABLES				ANÁLISIS						
					TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD	TIPO DE CRUDO	TEMPERATURA	ROCA	TIPO DE FORMACIÓN	TECNOLÓGICO (2 pts)	SOCIAL (2pts)		ECONÓMICO (1pts)	AMBIENTAL (5 pts)
DAÑO POR PERFORACIÓN	FLUIDOS DE PERFORACIÓN		Proceso de Inyección	Luis Material Control (LUM) Cortezones, 2012 Munoz, 2011 Munoz et al., 2011 Munoz, 2010 Balsamor et al., 2004	Base agua	8.5 a 9.5 l/g	Uleno o Pesado	150°F a 250°F	3000 ft a 13000 ft	Areniscas, carbonatos, lutitas, yesos, yesos, fracturados	3	3	3	3	32
					Base agua / aceite	6.0 a 12 l/g	Uleno o Pesado	140°F a 190°F	1700 ft - 8000 ft	Areniscas arenositas, carbonatos, perforados, lutitas	2	2	1	2	19
					Base agua	8.5 a 9.1 l/g	Uleno o Pesado	140°F a 170°F	NC	NC	2	3	1	3	20
DAÑO POR CEMENTACIÓN	PÉRDIDA DE FILTRADO		Control de pérdida de circulación	Munoz, 2010 Munoz, 2009 Munoz, 2008 Munoz, 2006	Base agua / aceite	12.8 a 14.7 l/g	NC	NC	>8000 ft	NC	3	3	3	3	32
					Base agua	11 a 18 l/g	Uleno o Pesado	140°F a 170°F	NC	Arenisca	1	2	1	3	20
					Base agua	NC	Uleno o Pesado	>207°F	NC	Areniscas, arcillas	2	3	3	3	30
DAÑO POR FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	FLUIDOS DE COMPLETACIÓN		Composición de la salmuera	Luis, 1989 Munoz, 2010 Munoz, 2007 Munoz, 2006	Estudio previo de compatibilidad del fluido de completación con los fluidos del yacimiento.				3	2	3	3	34		
					Base agua	NC	NC	NC	NC	Areniscas barros y calizas	3	3	3	3	32
					Base agua	18 a 18 l/g	Uleno o Pesado	< 380°F	NC	2	3	1	2	17	
DAÑO POR EMULSIONES	EMULSIONES		Inhibidor no ácido	M. Carlos, 1991 Luis, 2010 Florencia, 2008 Luis, 2010	Base agua / aceite	NC	Condensado a Pesado	> 140°F	> 2000 ft	Arenisca	2	2	3	2	29
					Base agua / aceite	> 12 l/g	Mediano o Uleno	70°F a 190°F	NC	NC	3	2	3	3	
					Base agua	35 l/g	Condensado a Pesado	NC	NC	Sueltos Areniscos, Lutita	3	1	3	3	
DAÑO POR INCHAMIENTO DE ARCILLAS	ARCILLAS		Fluidos base agua / fluidos poliméricos	M. Carlos, 1991 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 M. Carlos, 1991	Base agua	7 a 18 l/g	Condensado a Pesado	140°F a 150°F	> 3000 ft	Lutitas	2	2	2	2	
					Base agua	NC	Condensado a Pesado	> 300°F	> 6000 ft	Areniscas, Rocas silíceas y Calizas	1	2	3	2	
					Base agua	NC	Condensado a Pesado	> 300°F	> 6000 ft	Areniscas, Rocas silíceas y Calizas	1	2	3	2	
DAÑO POR PRODUCCIÓN	ASFALTENOS		Nanotecnología	Munoz, 2010 Munoz, 2009 Cortezones, 2014 Luis, 2011 Luis, 2010	Base agua	NC	Pesado y entrapados	100°F a 200°F	NC	Silíceo, arcilla	1	3	2	2	
					Base aceite	NC	Pesado y entrapados	75°F a 200°F	> 3000 ft	Arcilla	2	2	3	2	
					Base aceite	NC	Pesado y entrapados	< 300°F	> 4000 ft	Arcilla	2	3	3	2	
DAÑO POR PRODUCCIÓN	PARAFINAS		Método neogélico	Diana, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010	NC	NC	Uleno o Pesado	113°F a 176°F	> 4000 ft	Arena fina y Sedimento	1	3	3	2	
					Base agua	NC	Uleno o Pesado	< 207°F	> 2000 ft	Areniscas finas	3	2	2	3	
					NC	NC	Uleno o Pesado	125°F a 380°F	> 1500 ft	Arena fina	1	3	1	2	
DAÑO POR PRODUCCIÓN	FINOS Y ARCILLAS		Estimulación matricial reactiva	Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010	Base agua	NC	Condensado a Pesado	> 300°F	> 4000 ft	Rocas silíceas y Calizas	1	2	3	2	
					Base agua	NC	Condensado a Pesado	> 140°F	> 3000 ft	Areniscas no consolidadas	2	3	2	2	
					Base agua / aceite	NC	Condensado a Pesado	> 150°F	NC	Roca Silíceo, arcilla	2	2	2	2	
DAÑO POR PRODUCCIÓN	SALES Y ESCAMAS		Tratamiento Químico	Munoz, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010	Base agua	NC	Condensado a Pesado	< 400°F	NC	Areniscas, arcillas	2	2	3	2	
					Base agua	NC	Condensado a Pesado	< 300°F	< 6000 ft	Arcilla, Arenisca	1	3	1	1	
					Base agua	NC	Condensado a Pesado	< 104°F	8500 ft	Arena	2	2	2	2	
DAÑO EN POZOS DE INYECCIÓN	SALINIDAD, ARCILLAS Y GASES RESIDUALES		Solución Desafiante	M. Carlos, 1991 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010 Luis, 2010	Base agua	NC	Uleno o Pesado	< 150°F	> 5000 ft	Lutita, arenisca	2	2	3	2	
					Base agua / aceite	NC	Uleno o Pesado	> 180°F	> 1500 ft	Lutita, Arenisca	1	3	2	2	
					Base agua	NC	Uleno o Pesado	> 180°F	> 1500 ft	Lutita, Arenisca	1	3	2	2	

Tabla 1. Modelo efectivo. Elaborado por las autoras.

Nota: En el anexo se encuentra archivo de Excel para observarlo en su formato original.

Para el desarrollo del modelo efectivo fue necesario llevar a cabo una serie de pasos lógicos tales como determinar los tipos de daño a la formación, sus principales causas, y posibles tratamientos que permitan inhibir el daño; seguido de esto, fue necesario realizar un análisis del daño para cuantificar el impacto en la producción. Finalmente, se seleccionó la mejor solución para inhibir el daño y se estableció el tratamiento para la mejora de esa productividad.

Por otra parte, todas las variables tanto de los fluidos (tipo de fluido, densidad, tipo de crudo) como de la roca (Temperatura, profundidad y tipo de formación) fueron obtenidas de los casos históricos y experimentos consultados en la literatura, los rangos seleccionados fueron promedios de varios ejemplos estudiados por las autoras de este proyecto de investigación. Así mismo, haciendo uso de la información recopilada de los casos históricos revisados, se asignaron valores entre 1 y 3 a los contextos tecnológico, social, económico y ambiental con el fin de determinar la mejor alternativa de solución, ya que el análisis planteado permite comparar los puntajes de cada tratamiento, de tal manera que la alternativa con la calificación más alta sea seleccionada como la más adecuada para inhibir el tipo de daño a la formación en estudio.

6.1 Tipos de daño a la formación

Luego de la revisión bibliográfica realizada, en la tabla 2 Se observa el screening inicial desarrollado por las autoras, en el cual se indican los tipos de daño consultados, la causa que más influye en ese tipo de daño y los posibles tratamientos para inhibirlo. Este screening busca reunir los tipos de daño a la formación más comunes, sus posibles causas y lo más importante, sus soluciones, de tal manera que, teniendo todo resumido el lector de este proyecto pueda hacerse una idea de cómo solucionar el daño teniendo en cuenta un atributo en específico.

ATRIBUTOS		ALTERNATIVAS
TIPO DE DAÑO	ATRIBUTOS DEL DAÑO	PROCESOS DE INHIBICIÓN
DAÑO POR PERFORACIÓN	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	Lost Material Control (LCM)
		Perforación bajo balance
		Lodo a base de nanopartículas
DAÑO POR CEMENTACIÓN	PERDIDA DE FILTRADO	Control de pérdida de Circulación
		Nanopartículas aplicadas al control de pérdidas de filtrado
		Uso de polímeros
DAÑO POR FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	Fluidos de completamiento compatibles
		Composición de la salmuera
		Incrustaciones de sulfuro de zinc
DAÑO POR EMULSIONES	EMULSIONES	Inhibidor no ácido
		Tensoactivos

DAÑO POR PRODUCCIÓN	ASFALTENOS	Nanotecnología
		Solventes aromáticos (remediación química)
		Resinas
	PARAFINAS	Método magnético
		Tratamiento microbiológico
		Tubería recubierta por vacío
	FINOS Y ARCILLAS	Estimulación matricial reactiva
		Polimerización por adsorción de superficie (SAP)
		Aplicación de una monocapa autoensamblada (SAM)
	SALES Y ESCAMAS	Tratamiento Químico
		Técnica de remoción por explosivos
		Técnica con chorros de fluido

DAÑO POR HINCHAMIENTO DE ARCILLAS	ARCILLAS	Intercambio catiónico
		Fluidos base agua/ fluidos poliméricos
		Estimulación matricial reactiva
DAÑO EN POZOS DE INYECCIÓN	BACTERIAS, ARCILLAS Y GELES RESIDUALES	Solución Oxidante
		Película hidrófoba de apuntalantes (SMA)

Tabla 2. Screening daños a la formación. *Elaborado por autoras.*

6.2 Cuantificación del impacto en el mejoramiento de la producción

Para la cuantificar el impacto del mejoramiento en la producción se debe tener en cuenta aspectos como el índice de productividad, el Skin y la eficiencia de flujo.

Para este análisis, lo primero que se determina es si existe o no un daño en la formación, esto se estima mediante la relación de permeabilidades, radios del skin, caudal y conductividad de la formación.

Al obtener el resultado se podrá determinar si el pozo esta dañado o ya ha sido estimulado; si el Skin es mayor que 1 significa que hay daño y si el skin es menor que 0 quiere decir que el pozo fue estimulado.

Con el índice de productividad el lector va a determinar cuál es la capacidad que tiene el pozo para producir, con estos valores podrá establecer si el pozo es mal productor, medianamente productor, buen y excelente productor, ya que con esta información podrá planificar tanto el costo económico que tendrá el yacimiento como el desarrollo de los sistemas de producción e instalación de equipos de levantamiento artificial. Estimando así, su productividad, eficiencia y desempeño.

Con base en el índice de productividad, se podrá determinar la eficiencia de flujo y establecer si existe daño o ya fue estimulado. Teniendo en cuenta que, si la eficiencia de flujo es mayor a uno significa que el pozo ya fue estimulado o que si, por el contrario, es menor a uno es porque se encuentra dañado.

Para este modelo, es necesario que el lector realice un análisis del daño a la formación, para que, al encontrar su tratamiento más adecuado, pueda aplicarlo y determinar en cuanto mejoró su productividad.

6.3 Mejor solución para la inhibición del daño

Luego de seleccionados los posibles tratamientos para inhibir el daño a la formación, es necesario analizar las ventajas y desventajas de cada solución revisada y determinar qué tan recomendable es el uso de ese procedimiento, para ello, se examinaron 4 contextos: tecnológico, social, económico y ambiental.

Tecnológico: hace referencia a las herramientas especializadas o maquinaria muy específica que se requiere para la realización del tratamiento y la disponibilidad de ella en las cercanías del campo o pozo petrolero donde se quiera aplicar, además de que tan fácil es su transporte y que tan factible es conseguir la tecnología adecuada o si por el contrario, la técnica a utilizar no precisa de aparatos sofisticados para su desarrollo y con pocas herramientas comunes en campos petroleros puede realizarse dicho tratamiento.

Social: este aspecto tiene en cuenta las oportunidades laborales que puede generar la realización del tratamiento para personas pertenecientes a la comunidad aledaña al pozo petrolero y para las empresas del sector de hidrocarburos.

Económico: todo proyecto petrolero debe ser rentable, la inhibición del daño a la formación para aumentar la producción no es la excepción, así que, para determinar la ganancia del proyecto, a pesar de que la cantidad de barriles incrementales, comparados con la inversión, no hacen parte del alcance de este trabajo, sí se tuvo en cuenta qué tan costoso o barato es la aplicación de las alternativas de solución en cuestión, teniendo en cuenta, mano de obra, tiempo, herramientas y materiales requeridos para ser llevada a cabo.

Ambiental: en este aspecto se tiene en cuenta la alteración al medio ambiente ocasionado por la técnica a implementar, qué tanto impacto genera a la flora y fauna presente en las cercanías al pozo, qué tan probable es que se llegue a contaminar un acuífero superficial o cualquier otra fuente hídrica disponible en el sector.

Con base en todo lo anterior, la revisión bibliográfica consultada, y teniendo en cuenta cada uno de los contextos mencionados (Tecnológico, Social, económico y ambiental), los tratamientos se cuantifican de 1 a 3, donde 1 es la calificación mínima y 3 la máxima.

De tal manera que, si en la variable tecnológica un tratamiento se califica con 3, quiere decir que requiere pocas herramientas especializadas para su desarrollo, por el contrario, si es calificado con 1, significa que necesita de muchas tecnologías especiales y con 2, hay cierto balance en el requerimiento, puede que sean necesarias tecnologías especializadas, sin embargo, son fáciles de conseguir; en el caso del contexto social, 3 indica efectos positivos al ser una posible fuente de empleo tanto para la comunidad aledaña al pozo, como para las empresas del sector petrolero; 2, indica generación de empleo para la comunidad, pero no para una nueva empresa o viceversa, mientras que una calificación de 1, quiere decir que no se logra ningún nuevo empleo; a nivel económico, si el tratamiento es calificado con 1, señala que es excesivamente costoso, con 2 medianamente costoso y 3, es de bajo costo.

En cuanto al contexto ambiental; calificarlo con 3, denota que el tratamiento tendrá poco impacto en el medio ambiente, mientras que con 1, apunta a consecuencias altamente dañinas al ambiente y con 2 se refiere a un tratamiento medianamente dañino.

En concordancia con lo expuesto anteriormente, este proceso se realizó con la información consultada en los casos históricos encontrados para cada solución. Se evaluó cada contexto en cuanto a la importancia que las autoras le dieron a cada uno. Para el contexto tecnológico y social se le asignó un valor de 2 puntos, en el caso del contexto económico un valor de 5 puntos, y el contexto ambiental 3 puntos, los cuales fueron multiplicados por el valor otorgado a cada contexto;

con estos resultados, el tratamiento que obtuvo el mayor puntaje fue seleccionado como el mejor método para inhibir cada uno de los daños a la formación, los cuales son presentados a continuación:

TIPO DE DAÑO		TRATAMIENTO SELECCIONADO
DAÑO POR PERFORACIÓN		Lost Material Control (LCM)
DAÑO POR CEMENTACIÓN		Control de pérdida de Circulación
DAÑO POR FLUIDOS DE COMPLETACIÓN		Fluidos de completamiento compatibles
DAÑO POR EMULSIONES		Tensoactivos
DAÑO POR HINCHAMIENTO DE ARCILLAS		Intercambio catiónico
DAÑO POR PRODUCCIÓN	ASFALTENOS	Solventes aromáticos (remediación química)
	PARAFINAS	Tratamiento microbiológico
	FINOS Y ARCILLAS	Polimerización por adsorción de superficie (SAP)
	SALES Y ESCAMAS	Tratamiento Químico
DAÑO EN POZOS DE INYECCIÓN		Solución Oxidante

Tabla 3. Mejores soluciones para inhibir el daño a la formación. *Elaborado por las autoras.*

6.4 Tratamiento seleccionado

La selección del tratamiento que permita mejorar la productividad se puede determinar a partir de dos lecturas que se encuentran propuestas en el modelo funcional, una de ellas consiste en analizar la información técnica y de yacimiento con los datos del pozo de interés del lector y

compararlos con los promedios reunidos en cada variable del screening; y la segunda se fundamenta con lo planteado en la sección 6.3 a partir de los valores asignado a cada contexto.

Ejemplo de lectura

A continuación, para ilustrar al lector acerca de la manera correcta de leer el screening según lo desarrollado en las secciones 6.1 6.2 y 6.3, se plantean dos ejemplos, en el primero se seleccionó el tratamiento con mayor puntaje en cuanto a sus contextos para el daño por perforación.

Para facilitar la apreciación del screening, se dividió en cada una de las secciones propuestas anteriormente:

4. Se determinó el tipo de daño a la formación, sus causas y las tres posibles alternativas de solución.

ATRIBUTOS		ALTERNATIVAS
TIPO DE DAÑO	ATRIBUTOS DEL DAÑO	PROCESOS DE INHIBICIÓN
DAÑO POR PERFORACIÓN	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	Lost Material Control (LCM)
		Perforación bajo balance
		Lodo a base de nanoparticulas

Tabla 4. Ejemplo del tipo de daño a la formación, causas y tratamientos. Elaborado por las autoras.

Con base en los casos históricos consultados en la revisión bibliográfica, se asignaron valores a cada uno de los contextos propuestos (tecnológico, ambiental, social y económico).

Valores de puntuación

Para calificar el tratamiento de Lost Material Control (LCM) en el contexto económico se le asignó la calificación máxima debido a que (Samsuri, 2002) explicó que los productos mayormente utilizados para este fin son desechos de bajo costo de las industrias de procesamiento de alimentos o fabricación de productos químicos. Entre ellos se encuentran cáscaras de maní molidas, mica, celofán, cáscaras de nueces, carbonato de calcio, fibras vegetales, cáscaras de semillas de algodón, caucho molido y materiales poliméricos. Por lo anterior se deduce que el uso de LCM es económico, conseguir el material es sencillo lo que indica poca necesidad de tecnología especializada, por lo cual en el contexto tecnológico también se le otorgó la calificación de 3, teniendo en cuenta los bajos requerimientos de herramientas específicas.

Siguiendo la línea de lo publicado por (Samsuri, 2002) en lo que al contexto ambiental respecta, se tuvo en cuenta que el material utilizado como LCM son productos de desechos de otras industrias, lo que indica que su fabricación no genera aumento del impacto ambiental, por el contrario, se hace un "reciclaje" y en lugar de botar los residuos de otras industrias o acumularlos, se le da un uso productivo, de tal manera que en este aspecto la calificación del tratamiento fue un 3, por la baja alteración ambiental que ocasiona la producción y posterior uso de material de pérdida de circulación.

Por último, en la literatura no se consiguió información acerca del impacto social del uso de LCM, si su aplicación es beneficiosa para la comunidad aledaña al pozo o si le es indiferente, sin embargo, a criterio de la autoras del presente proyecto de investigación, en el contexto social, se

calificó con 1 la solución LCM, siendo este el puntaje mínimo, debido a que, lo económico del material, la facilidad de transporte y los pocos requisitos para su uso, no representan generación de empleo adicional, por lo tanto no existe un impacto positivo en la comunidad cercana al pozo petrolero en el que se aplique el tratamiento.

El puntaje otorgado al tratamiento de perforación bajo balance estuvo basado en lo planteado por Bennion, D. B., et al. (1996) donde se explican las desventajas de aplicar este procedimiento. Primeramente, la perforación bajo balance no es una solución para todos los problemas de daños a la formación. Los daños debidos a programas de perforación con bajo balance mal diseñados y/o ejecutados pueden rivalizar o incluso superar con creces los que pueden ocurrir con un programa de perforación convencional bien diseñado. La perforación bajo balance implica mayores costos operacionales y preocupaciones de seguridad, debido a mayor dificultad para mantener el control en el pozo, es por ello que en el contexto económico se le asignó la calificación mínima de 1, porque requiere un aumento de precio considerable para ser llevado a cabo. En el contexto tecnológico se le asignó un puntaje intermedio de 2, puesto que, si bien es una tecnología que requiere de herramientas especializadas, su auge ha ayudado a facilitar la disponibilidad de la tecnología necesaria, por lo que hay un equilibrio entre lo requerido y la posibilidad de obtenerlo.

Para el contexto ambiental se le otorgó un puntaje de 2, porque comparada con la perforación convencional la diferencia en el impacto ambiental ocasionado es mínima.

Finalmente, en el contexto social la calificación fue de 2, porque la aplicación de este procedimiento puede generar empleo para empresas del sector que se han dedicado a perfeccionar

la técnica, a profesionales de la industria, sin embargo, no se garantiza generación de empleo para la comunidad aledaña al pozo de interés.

Según Halliburton latino América el costo de un barril recuperado con nanofluidos es 34% mayor que si no se utiliza nanofluido, lo cual es un incremento considerable, motivo por el que el tratamiento de lodo a base de nanopartículas fue calificado con 2, en el contexto económico, por los altos costos operativos, además de que el proceso de obtención de nanopartículas requiere de tecnología especial y mano de obra calificada, no obstante, el amplio uso de nanopartículas en diversas industrias ha facilitado su fabricación, razón por la cual en el aspecto tecnológico, fue calificado con 2.

Con respecto al contexto ambiental, el uso de nanopartículas actualmente busca disminuir el impacto ambiental, sin embargo, es un proceso paulatino y las nanopartículas utilizadas en la industria, especialmente las de nanosílice no son consideradas de bajo impacto ambiental, tampoco de muy alto impacto, por eso la calificación asignada en este aspecto fue de 2.

En el ámbito social la síntesis de nanopartículas sugiere generación de empleo para profesionales de la industria y empresas del sector, debido a que es un proceso multidisciplinario, sin embargo, no representa muchas oportunidades laborales informales para la comunidad cercana al pozo, es por ello que se le otorgó un puntaje de 2 en este contexto.

Posterior a esto, se realizó una sumatoria junto con los puntos otorgados por las autoras para cada contexto, en función de esto se obtuvo un puntaje total, el cual, permitió determinar que el tratamiento de Lost Material Control (LCM) era el más óptimo, ya que, obtuvo el mayor puntaje

comparado con los demás tratamientos; a pesar de no ser fuente de empleo para la comunidad aledaña al pozo, es económico, genera bajo impacto ambiental y requiere poca tecnología para ser desarrollado.

CONTEXTOS				TOTAL
ANÁLISIS				
TECNOLÓGICO (2 pts)	SOCIAL (2 pts)	ECONÓMICO (5pts)	AMBIENTAL (3 pts)	
3	1	3	3	32
2	2	1	2	19
2	2	2	3	27

Tabla 5. Ejemplo del puntaje total de acuerdo con la suma de cada contexto. Elaborado por las autoras.

Para la segunda lectura, se asumieron datos de un pozo ejemplo y se completó la información requerida por el modelo.

DATOS DEL POZO	
TIPO DE DAÑO	Por perforación
TIPO DE FLUIDO	Base agua
DENSIDAD DEL FLUIDO	7 Lpg
TIPO DE CRUDO	Mediano
TEMPERATURA	150 °F
PROFUNDIDAD	5000 ft
TIPO DE FORMACIÓN	Arenisca

Tabla 6. Datos de pozo ejemplo. Elaborado por las autoras.

A partir de esta información, se comparan los datos del pozo en estudio con los promedios propuestos en cada una de las variables del modelo.

INFORMACION TECNICA Y DE YACIMIENTO						
REFERENCIAS	VARIABLES					
	FLUIDOS			ROCA		
	TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD	TIPO DE CRUDO	TEMPERATURA	PROFUNDIDAD	TIPO DE FORMACIÓN
Xu, 2017	Base agua	8,9 a 9,5 lpg	Liviano a Pesado	150 °F a 230° F	3000 ft a 12000 ft	Areniscas, carbonatos, lutitas, yacimientos fracturados
Colmenares, 2019						
Merchan, 2019	Base agua / aceite	6,95 a 12 lpg	Liviano a Pesado	140 °F a 198° F	1700 ft - 8000 ft	Areniscas consolidadas, carbonatos, lutitas
Salazar et al, 2011						
Mahmoud, 2016	Base agua	8,5 +- 0,1 lpg	Liviano a Pesado	140 °F a 176° F	NC	NC
Betancurt et al, 2014						

Tabla 7. Comparación de variables con datos de pozo ejemplo. Elaborado por las autoras.

De acuerdo con la comparación anterior, se pudo determinar que el mejor tratamiento para el daño propuesto es la perforación bajo balance, porque cumplió con cada una de las condiciones del pozo.

ATRIBUTOS		ALTERNATIVAS
TIPO DE DAÑO	ATRIBUTOS DEL DAÑO	PROCESOS DE INHIBICIÓN
DAÑO POR PERFORACIÓN	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	Lost Material Control (LCM)
		Perforación bajo balance
		Lodo a base de nanoparticulas

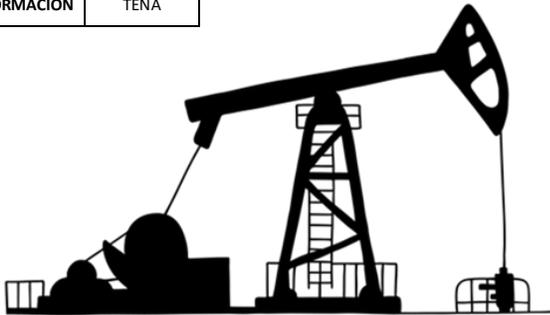
Tabla 8. Selección del mejor tratamiento de acuerdo con los datos comparados. Elaborado por las autoras.

7. Manual de uso del modelo efectivo

Para la explicación de este manual de uso, se seleccionó el campo Colibrí ubicado en el centro-norte de la cuenca oriente en las provincias de Sucumbíos, a 250 Km al Este de la ciudad de Quito, y 35 Km al Sur de la frontera con Colombia. (Cordero, 2015)

1. Inicialmente se le pide al usuario que ingrese ciertos datos de su campo, identificando su tipo y causa del daño para realizar el respectivo análisis e identificar como se encuentra el pozo. Estos datos requeridos son las variables críticas que más adelante serán necesarias para compararse con los rangos dispuestos en el modelo efectivo.

CAMPO	COLIBRI
POZO	COLIBRI 70
FORMACION	TENA



Ingrese la información de su pozo

DATOS DEL POZO				
TIPO DE DAÑO		POR PRODUCCIÓN		
VARIABLES CRÍTICAS	FLUIDOS	TIPO DE FLUIDO	BASE AGUA	Sales y escamas
		DENSIDAD DEL FLUIDO	/	
		TIPO DE CRUDO	LIVIANO	
	ROCA	TEMPERATURA	259 °F	
		PROFUNDIDAD	9362 ft	
		TIPO DE FORMACIÓN	ARENISCAS	ARCILLA 5%, CUARZO 95%

Figura 9. Toma de datos de pozo en el modelo planteado. Elaborado por las autoras.

En la figura 9, se puede observar los datos del pozo Colibrí 70, pozo seleccionado como ejemplo para la explicación del paso a paso de este manual. Estas variables críticas tanto de la roca como de los fluidos, son las necesarias para seleccionar el mejor tratamiento en el modelo efectivo planteado. Se identificó que el pozo presenta un daño a la formación por producción, sus causas

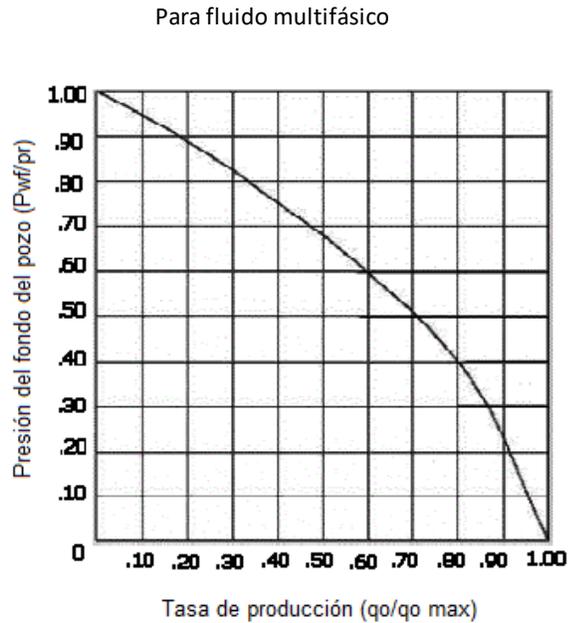
principalmente son sales y escamas, está formado principalmente de areniscas, con un API de 32°, temperatura y profundidad de 259 °F y 9362 ft respectivamente.

- Para cuantificar el impacto que tendrá el pozo en el mejoramiento de su producción, se le pide al usuario que ingrese los datos de yacimiento como lo son la permeabilidad, caudal, espesor, punto de burbuja, presión de yacimiento y presión de fondo fluyendo. Todo esto con la finalidad de poder identificar cuál es su índice de productividad, eficiencia de flujo, factor de daño y análisis de la curva IPR.

Ingrese los datos para analizar el daño a la formación de su pozo				
$PI = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} = \frac{q_o}{\Delta P}$	$EF = \frac{PI (Real)}{PI (Ideal)}$	$S = \frac{\Delta p_{skin}}{\left(\frac{141,2q\mu_o B_o}{kh}\right)}$		
	FECHA DE PRUEBA	6/07/1997	21/06/1999	12/01/2000
	API	31	31	31
PERMEABILIDAD	K	166	96	72
CAUDAL TOTAL	Qt	1127	2497	1680
ESPESOR	h	60	60	60
PB		1052	1053	1050
Q max		3482,875345	12134,08094	4113,535921
Py	Presión del yacimiento	2685	2268	2738
PWF	Presión fluyendo	2156	1994	2037
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	IP	2,13	9,11	2,40
EFICIENCIA DE FLUJO	EF	-3,5	-1	-2,5
SKIN	S	8,2	1,0	3,3

Figura 10. Datos para cuantificar el daño. Elaborado por las autoras.

Para fluido monofásico	
ANÁLISIS DE PI	
$PI < 0,5$	Mal productor
$0,5 \leq PI \leq 1,0$	Productividad media
$1,0 \leq PI \leq 2$	Buen productor
$PI \geq 2$	Excelente Productor
ANÁLISIS DE EF	
$EF > 1$	Pozo estimulado
$EF < 1$	Pozo dañado
ANÁLISIS DEL SKIN	
$SKIN < 0$	Pozo estimulado
$SKIN > 0$	Pozo dañado



J.V.Vogel, desarrollo una curva que referencia sin dimensiones que puede ser usada para determinar la curva de IPR para un pozo particular

Figura 11. Análisis de daño con los datos proporcionados. Elaborado por las autoras

En la figura 10, se registró las pruebas que se le aplicaron al pozo Colibrí 70, con el objetivo de obtener los comportamientos que ocurría cada año en su producción. Con estos datos se pudo analizar el índice de productividad, la eficiencia de flujo y el factor de daño. Estos datos son necesarios para cuantificar el impacto que tendrá y determinar si el pozo se encuentra dañado o ya se fue estimulado.

Observando las tablas presentadas en la figura 11, se realiza un análisis de los factores mencionados anteriormente, donde se puede determinar con cada rango, en qué condiciones se

encuentra el pozo. A partir de esto, se logró comprobar que el pozo era excelente productor y efectivamente se encontraba dañado.

PRODUCCIÓN DEL POZO Colibrí-70

El pozo inició con una producción de 1266 BPPD y con una producción acumulada de petróleo de 14448,1 Mbbls. (Cordero, 2015)

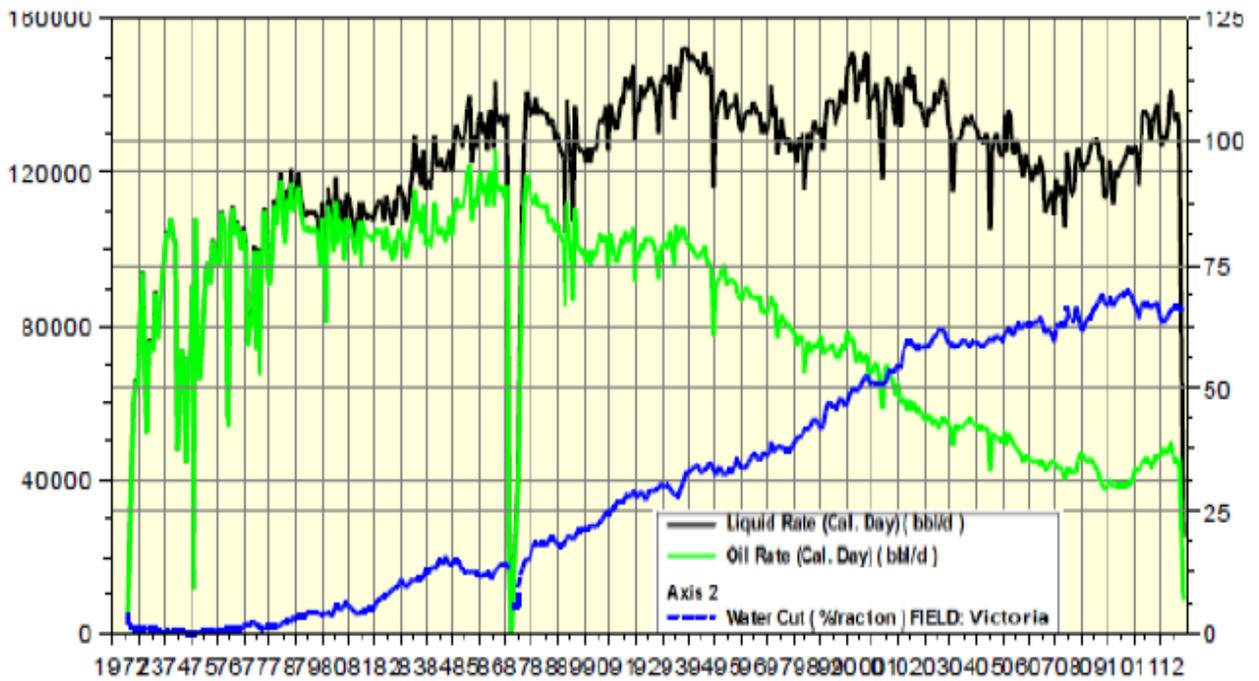


Figura 12. Producción histórica anual del campo Colibrí. Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger (Cordero, 2015)

Durante las operaciones de Workover se evidenció un alto grado de incrustaciones, esto produjo que se presentara disminución en su producción, porosidad y permeabilidad. La figura 13, muestra la disminución que comenzó a tener el pozo Colibrí- 70, a partir, de enero de 2002 cuando fue encontrado el daño por incrustaciones.

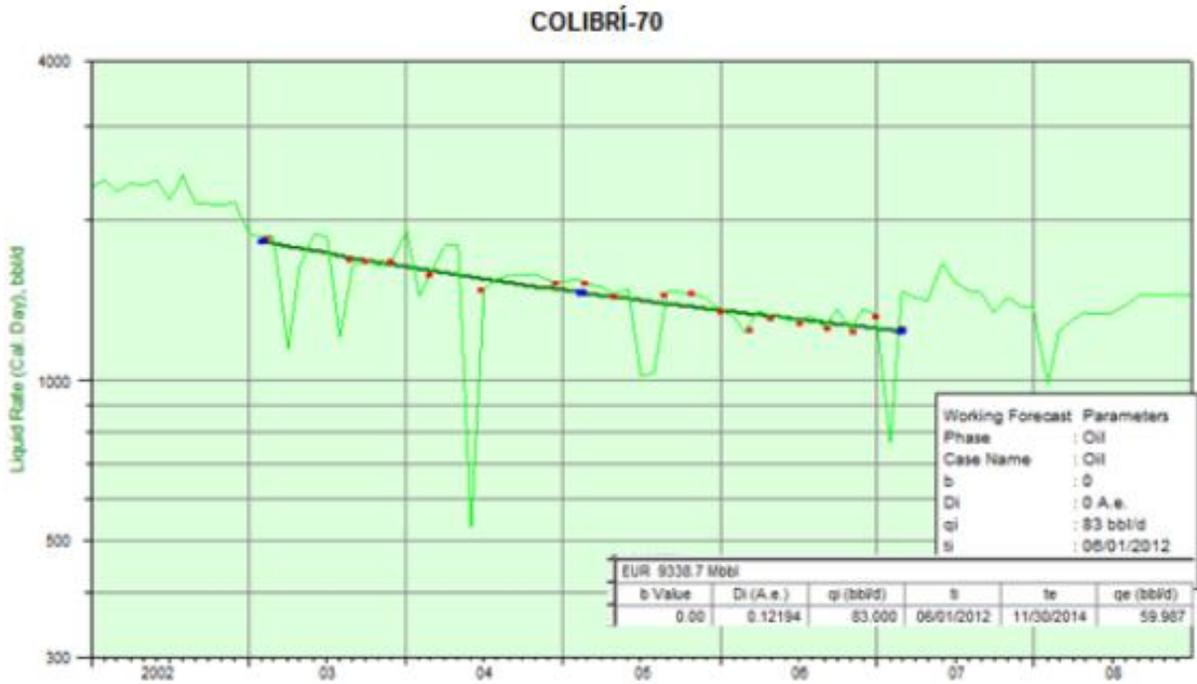


Figura 13. Análisis de la declinación de la producción total, pozo Colibrí -70. Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi (Cordero, 2015)

En la figura 14, se presenta el comportamiento de producción que tuvo el pozo Colibrí-70, en el inicio se muestra una declinación normal de la tasa de petróleo, en el año 2000, se observa una fuerte caída de la tasa de petróleo y en el 2004 una disminución de la tasa normal de petróleo. El aumento drástico del corte de agua puede ser debido a la migración de finos y/o incrustaciones.

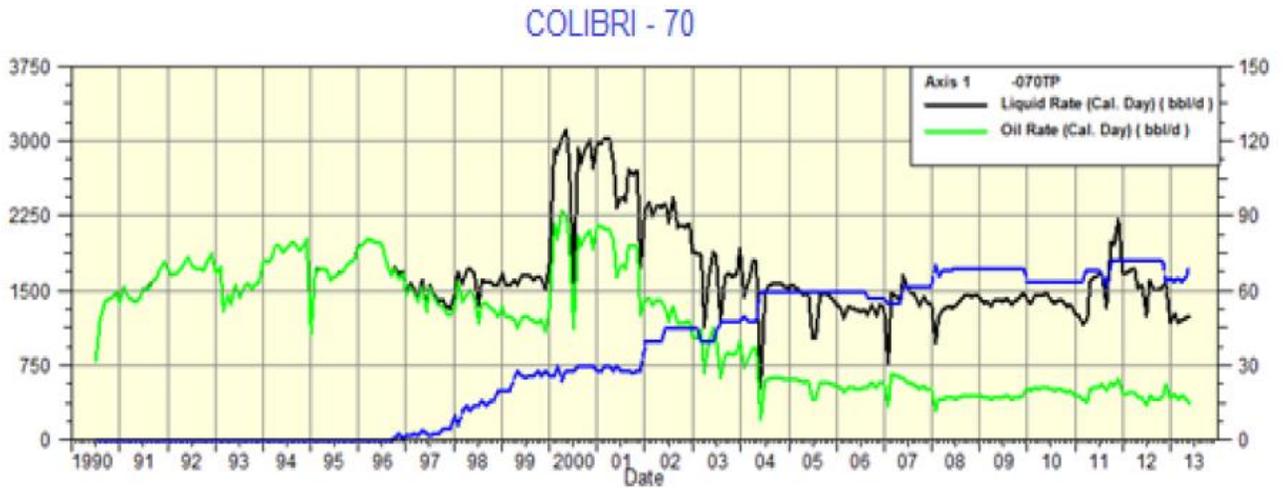


Figura 14. Producción diaria del pozo Colibrí-70. Fuente Proyecto Consorcio Shushufindi (Cordero, 2015)

3. En la siguiente parte, se puede observar el modelo efectivo planteado, para este ejemplo se conoce que el pozo Colibrí tiene un daño por producción causado por sales y escamas.

En la figura 15, se puede observar el modelo efectivo planteado para el daño por producción, descartando los demás tipos de daño, es por esto que el usuario solo se enfocará en los tres tratamientos que se seleccionaron para inhibir el daño por sales y escamas.

SALES Y ESCAMAS	Tratamiento Químico	mukhopadhyay,2016	Base agua	NC*	Condensado a Pesado	< 400 °F	NC*	Arenisca, arcillas
		Mike, 1998						
		Pardue, 1991						
	Técnica de remoción por explosivos	Mike, 1998	Base agua	NC*	Condensado a Pesado	< 300 °F	< 6000 ft	Arcilla, Arenisca
		gholinezhad,2006						
		Boreng,2004						
	Técnica con chorros de fluido	Shakeel,2017	Base agua	NC*	Condensado a Pesado	< 194 °F	8500 ft	Arena
		Mike, 1998						
		Connell,2000						
		Fowler,1991						
		Nichols,2017						

Figura 15. Modelo efectivo seleccionado para el daño a la formación por producción. Elaborado por las autoras.

- El siguiente paso es comparar los datos proporcionados al inicio del modelo con las variables críticas propuestas en cada tratamiento para determinar cuál es el rango que más se acomoda al pozo ejemplo y así poder seleccionar el mejor tratamiento que permita inhibir el daño y lograr la mejora en su productividad.

DATOS DEL POZO			
TIPO DE DAÑO			POR PRODUCCIÓN
VARIABLES CRÍTICAS	FLUIDOS	TIPO DE FLUIDO	BASE AGUA
		DENSIDAD DEL FLUIDO	/
		TIPO DE CRUDO	LIVIANO
	ROCA	TEMPERATURA	259 °F
		PROFUNDIDAD	9362 ft
		TIPO DE FORMACIÓN	ARENISCAS

Figura 16. Datos del pozo Colibrí 70. Elaborado por las autoras

Con la figura 14, se comienza a verificar variable por variable para determinar el tratamiento que más se adecúa a este pozo. En cuanto al tipo de fluido, se necesita un tratamiento que se pueda realizar con base agua, al observar el modelo (figura 15), se puede ver que todos cumplen esta propuesta. Se continua el análisis con la densidad del fluido, esta no es crítica en ninguno de los casos y en el pozo Colibrí 70, no fue determinada; el tipo de crudo es Liviano, este aplica para todos los tratamientos planteados, se procede a analizar el rango de temperatura, la temperatura del pozo es de 259 °F y según el modelo, el tratamiento de técnica con chorro de fluido se puede descartar ya que este aplica solo a temperaturas menores de 194 °F, se analiza la profundidad del pozo la cual es de 9362 ft , con esto se puede descartar la técnica de remoción por explosivos, ya que este es más efectivo aplicarlo a pozos con profundidades menores de 6000 ft. Para concluir se puede determinar que el mejor tratamiento de inhibición para el daño a la formación por producción causado por sales y escamas es el tratamiento químico, pues también aplica para el tipo de formación que es principalmente de arenisca.

Tratamiento Químico	mukhopadhyay,2016	Base agua	NC*	Condensado a Pesado	< 400 °F	NC*	Arenisca, arcillas
	Mike, 1998						
	Pardue,1991						
Técnica de remoción por explosivos	Mike, 1998	Base agua	NC*	Condensado a Pesado	< 300 °F	< 6000 ft	Arcilla, Arenisca
	gholinezhad,2006						
	Boreng,2004						
Técnica con chorros de fluido	Shakeel,2017	Base agua	NC*	Condensado a Pesado	< 194 °F	8500 ft	Arena
	Mike, 1998						
	Connell,2000						
	Fowler,1991						
	Nichols,2017						

Figura 17. Modelo planteado para inhibir el daño por sales y escamas. Elaborado por las autoras.

Despues de todo el análisis y la elección del tratamiento que más se adaptara al Campo Colibrí, se logró determinar que con el tratamiento químico, el pozo Colibrí-70 obtuvo una recuperación de su producción aproximadamente del 10%. (Cordero, 2015)

8. Conclusiones

A partir de la investigación realizada, por medio de un screening se pudieron resumir los tipos de daño a la formación más relevantes en pozos petroleros y sus posibles causas, de tal manera que, los tipos de daño seleccionados fueron: Daño por perforación, cementación, fluidos de completación, daño por emulsiones, daño por hinchamiento de arcillas, daño por producción y daño en pozos de inyección.

Teniendo en cuenta lo planteado a lo largo del proyecto de investigación, se logró cuantificar de manera teórica el impacto del mejoramiento en la producción mediante la remediación del daño, debido a que el lector de este trabajo gracias al análisis del daño propuesto puede identificar qué tan dañado está su pozo y hacer la comparativa con la producción posterior a la aplicación del tratamiento.

A partir de la investigación realizada se pudo plantear alternativas de solución para los daños a la formación que se presentan en los campos petroleros y cuantificar su impacto bajo cuatro diferentes contextos: tecnológico, social, económico y ambiental, a los que se le asignaron valores con el fin de seleccionar el mejor tratamiento que aumente la producción del campo en que se aplique, de tal manera, que con la información dispuesta en el modelo efectivo planteado permita al lector de este proyecto observar el screening y según las características de su pozo escoger la alternativa más adecuada.

En síntesis, la recopilación propuesta en el screening de los diferentes tipos de daño, sus soluciones e impactos, simplifica la selección de un tratamiento para la inhibición del daño a la formación, de modo que, con una rápida mirada al modelo, se pueda tener una idea de cuál es el método más apropiado para desarrollar la inhibición del daño.

9. Recomendaciones

Se recomienda continuar con la etapa investigativa en la cual se pueda revisar con mayor profundidad cada uno de los tratamientos de inhibición y ampliar las variables que los afectan; Así mismo se recomienda consultar otros tipos de daño a la formación con su respectivo tratamiento para tener una mirada más amplia de esta problemática que afecta todos los pozos petroleros.

Es conveniente revisar más casos aplicados en la industria que permitan corroborar la cuantificación estimada en el screening y proporcionar mayor veracidad al trabajo realizado, ya que algunos han sido experimentados únicamente en laboratorio.

Se aconseja realizar experimentos a nivel de laboratorio y pilotos de campo, para corroborar que las soluciones elegidas sí son las más adecuadas para los tipos de daño a la formación estudiados, debido a que se hace énfasis en que el presente trabajo es netamente teórico, por lo cual sería ideal, llevarlo a la práctica real y continuar el estudio mientras que se hace más confiable.

Se recomienda cuantificar el daño en los pozos y el aumento en la producción posterior al tratamiento seleccionado, con datos reales de un campo petrolero, puesto que, el trabajo de investigación realizado fue netamente teórico, por lo que la cuantificación desarrollada fue una estimación.

10. Bibliografía

- A. Sadeghasad and N. Ghaemi. (2003). Microbial prevention of wax precipitation in crude oil biodegradation mechanism. Jakarta, Indonesia: Paper SPE 80529 prepared for presentation an the 2003 SPE Asia Pacific Oild and Gas.
- Abdallah, D. (2010). *Asphaltene Studies in on-shore Abu Dhabi Oil fields, PART III: Optimization of Field Chemicals for Remediation and Inhibition of Asphaltene Deposition*. Abu Dhabi, UAE: Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. doi: <https://doi.org/10.2118/138040-MS>
- Akaighe, S. M. (2016). A new technology that delivers long-term chemical treatment during well simulation: Organic deposits, inorganic scales and corrosion control. *Paper presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference*. doi: <https://doi.org/10.2118/180293-MS>
- Alayon, M. (2004). *Asfaltenos ocurrencias y floculación*. Merida-Venezuela: Ministerio de ciencia y tecnologia.
- Apo, N. P. (2016). *Formulación del fluido de control para operaciones de reacondicionamiento en la arenisca “u media” del campo Yanaquincha Este*. Quito- Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Asadi, M. a. (2000). *Sand control screen plugging and cleanup*. Brisbane, Australia: Paper SPE 64413. doi:10.2118/64413-MS

- Audibert, A. A.-F. (1999). *Role of Polymers on Formation Damage*. The Hague, Netherlands: Paper presented at the SPE European Formation Damage Conference. doi:<https://doi.org/10.2118/54767-MS>
- Azari, M. a. (1990). *Formation Permeability Damage Induced by Completion Brines*. J Pet Technol 42. doi:<https://doi.org/10.2118/17149-PA>
- Baroid. (1999). *Manual De Fluidos Perforaci3n - Baroid 002*. UserManual.wiki. Obtenido de <https://usermanual.wiki/Document/Manual20de20Fluidos20de20PerforaciC3B3n2020Baroid002.1631763326/view>
- Bennion, D. B. (1996). *Underbalanced Drilling, Praises and Perils. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. doi:10.2118/35242-ms
- Bestaoui-Spurr, N. (2017). *Using properties in nature to modify proppant surfaces and increase flow*. Texas, USA: Spe international Conference on oilfield chemistry held .
- Betancur-Márquez, A.-E. G.-C. (2014). *Optimization of drilling fluids using functionalized nanoparticles: Loss filtration reduction and thickness mudcake*. Boletín de Ciencias de la Tierra, (35), 5-14.
- Boreng, R. (2004). *A successful scale removal operation by use of new and old technology*. Louisiana, USA: The SPE international symposium and exhibition on formation damage control to be held in lafayette.
- Bunton, M. A. (1999). *Vacuum Jacketed Tubing: Past, Present, and Future*. Alaska: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Carnahan, N. F. (1999). *Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in Boscan and Hamaca Crude Oils*. Merida, Venezuela.

- Carpenter, C. (2014). *Application of a Nanofluid for Asphaltene Inhibition in Colombia*. JPT Technology.
- Civan, F. &. (1987). Effect of Clay Swelling and Fines Migration on Formation Permeability. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/16235-MS
- Civan, F. (2007). Formation damage control and remediation- conventional techniques and remedial treatments for common problems. Norman: Gulf publishing.
- Colmenares, N. L. (2019). *Evaluación técnico-financiera de diferentes prácticas de perforación para la reducción del impacto que generan las pérdidas de circulación en Campo Castilla campaña 2015-2018*. Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América.
- Connell, M. L. (2000). *Coiled Tubing-Deployed Jetting Tool Enhances Cleaning and Jet Cutting*. Houston, Texas: Paper presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable. doi:<https://doi.org/10.2118/60705-MS>
- Cordero, S. (2015). *Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del campo Colibrí*. Quito.
- Crow, C. (1968). New treating technique to remove bacterial residues from water-injection wells. *J pet technol* 20, 475-478. doi: <https://doi.org/10.2118/2132-PA>
- Cusack, F. (1987). *Dianogsis and removal of microbial/fines plugging in water injection well*. Dallas, TX: the Society of Petroleum Engineers held in.
- Diana, G. C. (2010). Métodos para el control e inhibición de la acumulación de depósitos parafínicos. *Revista UIS ingenierias*.
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos 1a ed*. Neiva, Huila: Universidad surcolombiana.

- Fetoui, I. (mayo de 2017). *Introduction to IPR and VLP*. Obtenido de <http://production.technology.org/introduction-ipr-vlp/>
- Formation permeability damage by mica alteration and carbonate dissolution. Journal of petroleum technology*. (1977). *Journal of petroleum technology* 29(09), 1056-1060.
- Foxenberg, W. E. (1998). *Eliminate formation Damage Caused by high density completion fluid - crude oil Emulsion*. Lafayette, Louisiana.
- Galarza, L. A. (2010). *Estudio de efectividad del sistema de fluidos base amina - Glicol -PHPA en la inhibición de los componentes arcillosos de las formaciones Ortegua, Tiyuyacu, Tena y Lutita napo en un campo del Oriente Colombiano*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Gallup, D. L. (2010). *Inhibition of sodium soap emulsions, west seno, Indonesia Field*. United Kingdom: SPE International conference.
- Gholinezhad, J. (2006). *Evaluation of latest techniques for remedial treatment of scale depositions in petroleum wells*. Scotland, U.K: SPE international.
- Giangiaco, L. A. (1999). *Stripper Field Performance Comparison of Chemical and Microbial Paraffin Control*. Oklahoma : SPE, Extreme Petroleum Technology, Inc.
- Jahanbani, A. &. (2009). Determination of Inflow Performance Relationship (IPR) by Well Testing. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/2009-086
- Jones, F. O. (1964). Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability. *Society of petroleum Engineers*. doi:10.2118/631-PA
- Kelland, M. (2009). *Production chemicals for the oil and gas industry*. Boca Raton: Taylor & Francis Group. Obtenido de <http://doi.org/10.1365/s10337-010-1557-2>

- Klein, A. L. (2005). *Field Verification: Invert Mud Performance from Water-Based Mud in Gulf of Mexico Shelf*. SPE Drill & Compl 20 (2005): 37–43. doi:<https://doi.org/10.2118/84314-PA>
- Krueger, R. F. (1988). An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: An Update. *Society of petroleum Engineers*. doi:10.2118/17459-MS
- Kudrashou, V. Y.-E.-D. (2020). Formation Damage Associated With Mineral Alteration and Formation of Swelling Clays Caused by Steam Injection in Sandpacks. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/195700-PA
- L. J. Maberry, D. S. (1998). Formation fines stabilization using surface adsorption polymerization. *Society of petroleum Engineers*.
- Lijian, W. B. (1995). Paraffin characteristics of waxy crude oils in china and methods of paraffin removal and inhibition. Beijing, P.R. China: Paper SPE 29954.
- López, E. A. (7 de febrero de 2018). *Repositorio Digital - EPN*. Obtenido de Análisis de los fluidos de control en operaciones de completación y reacondicionamiento para minimizar el daño de formación en reservorios del campo Cuyabeno-Sansahuari: <https://bibdigital.epn.ec:443/handle/15000/19169>
- Loredo, R. K. (2010). *Estudio sobre la depositación y remoción de asfaltenos durante el flujo a través de medios porosos*. México.
- M.I. Carlos, I. S. (1991). *Manual de estimulación matricial de pozos petroleros*. México: Colegio de Ingenieros.
- Madrid, M. (febrero de 2015). *Mecanismos de daño a la formación*. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2015/02/mecanismos-de-dano-la->

formacion_7.html#:~:text=Da%C3%B1o%20por%20Fluidos%3A%20Emulsiones%20C%20Permeabilidad%20Relativa%20y%20cambios%20en%20la%20Mojabilidad&text=La%20formaci%C3%B3n%20de%20emulsiones%20entre,que

Mahmoud, O. N.-E.-D. (2016). *Nanoparticle-Based drilling fluids for minimizing formation damage in HP/HT application*. Sociedad de ingenieros petroleros.

Mansoori, A. (2010). Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and in pipelines. In Socar Proceedings.

Merchan, C. E. (2019). *Metodología para reducir el daño de formaciones durante la perforación bajo balance en pozos someros mediante pruebas experimentales en laboratorios*. La libertad: Universidad estatal península de Santa Elena.

Mesa, S. (2020). *Inhibición del daño de formación por precipitación de asfaltenos en la zona cercana al pozo, mediante el uso de nanopartículas de Sílice en el fluido de perforación*. Medellín: Tesis de grado, Universidad Nacional de Colombia.

Mike, C. D. (1998). La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención. *Schlumberger*, 30-49.

Moghadasi, J. J.-S. (2004). Formation Damage Due to Scale formation in porous Media Resulting from water injection. *Society of petroleum Engineers*. doi:10.2118/86524-MS

Monroe, T. . (2015). *Making Clays Water Resistant: New Technology That Minimizes Formation Damage*. Budapest, Hungary: SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. doi:<https://doi.org/10.2118/174269-MS>

Mullins, O. C. (2007). *Asphaltenes, heavy oil and petroleomics*. New York: Springer Science.

- Nguyen, P. (2011). *Water-based, frac-pack remedial treatment extends well life*. The Netherlands: Spe European damage conference held in Noordwijk.
- Nguyen, P. D. (2010). *Maintain well productivity through inhibiting scale formation and controlling fines migration*. Brisbane, Queensland, Australia. doi:<https://doi.org/10.2118/132663-MS>
- O. (1 de enero de 1998). *An overview of formation damage and Well productivity in oilfield operations: an update*. Obtenido de Onepetro: <https://www.onepetro.org:443/conference-paper/SPE-17459-Ms>
- Oilfield Glossary*. (9 de noviembre de 2020). Obtenido de Fluido de terminación: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/completion_fluid.aspx
- Pardue, J. (1991). *A New Inhibitor for Scale Squeeze Applications*. California,: the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Anaheim.
- Patricia, M. (2015). *Análisis del efecto térmico en la estructura de arcillas de chulucanas por difracción de rayos-x, refinamiento rietveld y técnicas complementarias*. Lima, Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Tesis.
- Pizzarelli, S. G. (2014). *Estimulación matricial para el mejoramiento del factor de recobro de producción en pozos de crudo pesado con inyección alterna de vapor combinadas con químicos térmicos en el campo bachaquero lago del lago de Maracaibo, Venezuela*. USA: Tecana American University (TAU).
- Purdy, I. (1991). *Evaluation of Vacuum-Insulated Tubing for Paraffin Control at*. Alaska: Society of Petroleum Engineers, Inc.

- Rahman, S. S. (1991). *Laboratory evaluation of formation damage caused by drilling fluids and cement slurry*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 30(06).
- Reed, M. G. (1989). *Formation damage prevention during drilling and completion*. SPE Centennial Symposium at New Mexico Tech.
- Rocha, N. O. (1997). *Efeito do campo Magnetico Na Deposicao de Parafinas Na Explotacao do Petroleo*. Rio de Janeiro: M.Sc Thesis Federeal University.
- Romero, V. C. (2018). *Nanoparticulas aplicadas al control de pérdidas por filtrado en procesos de cementación de pozos petroliferos*. Trabajo de grado, Ingeniería de Petróleos.
- S.A. Bailey, T. K. (2001). Microbial enhanced oil recovery: Diverse successful applications of biotechnology in the oil field. Malaysia: Paper SPE 72129.
- Salager, J. (1999). *Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas*. Merida, Venezuela: Cuaderno FIRP S747B, Univeridad de los Andes.
- Samsuri, A. y. (2002). *Cheaper cement formulation for lost circulation control*. Asia Pacific Drilling Technology.
- Savari, S. . (2011). *Improved Lost Circulation Treatment Design and Testing Techniques Minimize Formation Damage*. Noordwijk, The Netherlands: aper presented at the SPE European Formation Damage Conference, .
- Schlumberguer. (s.f.). Fluid selection Guide for matriz treatments.
- Shuker, M. A. (2012). *Asphaltene Prediction and prevention: A Strategy to Control Asphaltene Precipitation*.
- Speight, J. (2015). *Fouling in Refineries*. Kidlington: Gulf Publishing.

Stanley, F. O. (2000). *Matrix Acidizing Horizontal Gravel-Packed wells for fines damage removal*.

Calgary, Alberta, Canada: Paper SPE 65519. doi:10.2118/65519-MS

Vallejo, V. (10 de Octubre de 2017). *Inhibidor de corrosión para la protección de metales*.

Obtenido de Sumatec: <https://sumatec.co/inhibidor-de-corrosion-para-metales/>

Wang, X. K. (2005). *Scale Inhibitors designed for Zinc Bromide High-density completion Brines*.

Houston, Texas: SPE international symposium on oilfield chemistry.

Weaver, J. a. (2010). Hydrophobic filming reduces frac gel and mineral scale damage. *SPE,*

Halliburton.

Xu, C. K. (2017). *Lost-Circulation Control for Formation-Damage Prevention in Naturally*

Fractured Reservoir: Mathematical Model and Experimental Study. SPE journal.

Yang, M. &. (2022). *Lost Circulation Material Implementation Strategies on Fluid Loss*

Remediation and Formation Damage Control. In SPE International Conference and

Exhibition on Formation Damage Control. OnePetro.

Zhang, D. C. (2007). Asphaltenes- Problematic but rich in potential.

Zhou, Z. G. (1996). Effect of Clay Swelling on Reservoir Quality. *Petroleum Society of Canada*.

doi:10.2118/96-07-02

Zhou, Z. J. (1997). Clay Swelling Diagrams: Their Applications in Formation Damage Control.

Society of petroleum Engineers. doi:10.2118/31123-PA

11. Anexos

En el siguiente enlace se encuentra el archivo original en Excel del modelo efectivo que permite el control del daño a la formación. [Screening daño a la formación](#)