

VIABILIDAD TÉCNICA DEL USO DE LA ENZIMA BIOLÓGICA GREENZYME AG-
280 A ESCALA DE LABORATORIO PARA REDUCIR EL DAÑO A LA
FORMACIÓN UTILIZANDO LOS FLUIDOS DEL POZO COLORADO 25

MIGUEL ANGEL PORRAS OJEDA
JUAN PABLO RAMÍREZ DÍAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

VIABILIDAD TÉCNICA DEL USO DE LA ENZIMA BIOLÓGICA *GREENZYME AG-280* A ESCALA DE LABORATORIO PARA REDUCIR EL DAÑO A LA FORMACIÓN UTILIZANDO LOS FLUIDOS DEL POZO COLORADO 25

MIGUEL ANGEL PORRAS OJEDA
JUAN PABLO RAMÍREZ DÍAZ

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR EL
TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR:
OSCAR VANEGAS ANGARITA
INGENIERO DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

Dedicatoria

A Dios, mi Padre celestial, por ser mi guía, mi proveedor, mi sustento en cada instante de mi vida, por darme el regalo más grande “La salvación”, por permitirme cumplir su propósito en mí, Bendito sea su nombre!!!

A mis amados padres Luis Francisco María Elvira por ser el motor de mi vida, por apoyarme en todo momento, por confiar en mí, por ser un gran ejemplo de vida y luchar incansablemente por conseguir ser lo que ahora soy, Papitos, este triunfo es de ustedes también.

A mis queridos hermanos (Ángel, Omar, Luis Carlos, Santiago y Aída) por brindarme su apoyo y afecto, Dios los bendiga.

A todas las personas que han hecho parte de este sueño y crecimiento tanto en lo profesional como en lo espiritual (Mis pastores Diógenes y Gloria Muñoz, Dina, Viviana, Jaímico y Luz Da Muñoz y los demás muchachos de la iglesia; a mis amigos de la Universidad: Steffann, Isa, Deisy, Carito, Yesid, Rosi y en especial a Miguel Porras, compadre, gracias por hacer parte de este sueño desde noveno bachillerato, lo quiero mucho mi hermano, y a todos los que por ahí se me escapan, infinitas gracias.

A la mujer más hermosa y especial que Dios a puesto en mi camino, que me ha enseñado demasiado en todos los aspectos de mi vida, por estar siempre a mi lado y ser motivo de inspiración, Lila te Amo y te admiro un montón...

Para todos ustedes mil bendiciones e infinitas gracias.

JUAN PABLO RAMIREZ DIAZ

A DIOS por darme la oportunidad de vivir y la bendición de cumplir mis metas.

A mis padres Jose Francisco y Luz Emilia por darme la vida, por todo su apoyo incondicional, por formarme con principios y valores firmes. Los amo

A mis hermanos: Luz Dary, Constanza, Andrés y Ximena por ser la alegría de mi vida por ser esas personas que siempre están cuando más los necesito. Los amo

A mi familia especialmente a mis tíos Julio y Alicia; mis primos Julio Cesar, Fabio, Carolina y Mary por su apoyo incondicional y brindarme ese amor familiar. Los quiero mucho.

A mis sobrinos: Jefferson, Brandon, Jaubert, Andres, Natalia y Nico por ser el motivo y las ganas de salir adelante para darles buen ejemplo.

A mis cuñados: Javier, Patricia y Johana por todo su apoyo, palabras de aliento, hospitalidad y por ser esos padres emprendedores.

A Jimmy Jiménez, cuñado gracias por todo, por acogerme y enseñarme tantas cosas buenas, Dios lo tenga en su santa gloria, lo quiero y lo extraño mucho mi Porre, éste logro va para sumerme que ahora desde el cielo me esta cuidando. Q.E.P.D.

A mis amigos los cuales son la familia que yo escogí: Stefann, Juan Pablo, Jaime, Yesid, Lina, Mónica, Deisy, Rocio y todas aquellas personas que hicieron parte de esta vida universitaria. Mil gracias.

A Isa por ser la mujer más especial, por ser incondicional en todo momento y estar presente en cada etapa. Gracias te quiero mucho.

A todas las personas que de una u otra forma me acompañaron y colaboraron durante toda mi formación académica. Muchas gracias.

Miguel Angel Porras Ojeda

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

OSCAR VANEGAS ANGARITA, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes, orientación y colaboración.

LEONARDO ARZUZA, Ingeniero de Petróleos Co-director del proyecto, por proveer la enzima biológica *GREENZYME AG-280* e información sobre ésta.

HERNANDO BUENDÍA LOMBANA, LUIS FELIPE CARRILLO, profesores, por sus aportes y conocimientos al proyecto.

Sr FREDY GÓMEZ DELGADO, por brindarnos su apoyo en cada etapa del proyecto.

LORIBETH ATALA BUENDÍA, por su calidad humana y colaboración durante el desarrollo de nuestra tesis.

LABORATORIO ANÁLISIS PETROFÍSICOS, UIS - SEDE GUATIGUARÁ, especialmente al grupo de profesionales por brindarnos su colaboración durante el desarrollo de las pruebas.

CAMPO ESCUELA COLORADO, por brindarnos su apoyo incondicional y su patrocinio durante todo el desarrollo de la tesis.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por darnos la oportunidad de formarnos como profesionales.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO TEÓRICO	21
1.1 PARAFINAS.....	21
1.1.1 Precipitación de las parafinas	22
1.1.2 Caracterización de las parafinas	25
1.1.3 Problemas inherentes a las parafinas	26
1.2 DAÑO DE FORMACIÓN.....	28
1.2.1 Causas de daño de formación	29
1.2.1.1 Daños durante la perforación:	30
1.2.1.2 Daños durante las operaciones de cementación	30
1.2.1.3 Daños durante las operaciones de terminación/reparación	31
1.2.1.4 Daños durante las operaciones de estimulación.....	32
1.2.1.5 Daños causados durante el proceso de producción	33
1.2.1.6 Daños causados durante procesos de inyección de gas o agua	33
1.2.2 Mecanismos de daño de formación	34
1.3 MÉTODO MICROBIAL O TRATAMIENTO BIOLÓGICO	36
1.4 CAMPO COLORADO	38
1.4.1 Pozo Colorado 25	40
1.5 ENZIMAS BIOLÓGICAS	42
1.5.1 Propiedades y comportamiento de las enzimas biológicas.....	43
1.5.2 Factores que no afectan el desempeño de las enzimas biológicas	46
1.5.3 Escenarios probados para la aplicación de enzimas biológicas	46
1.5.4. Estimulación con enzimas biológicas.....	47
1.5.5. Parámetros de aplicación.....	48
1.5.6 Equipo requerido en los procesos de estimulación con enzimas	49
1.5.7 Evaluación del proceso de inyección con enzimas biológicas	49
1.5.8 Greenzyme AG-280	50

1.5.8.1 Usos de la enzima Greenzyme AG – 280.....	50
1.5.9 Regla 2 ½.....	51
1.5.9.1 Regla 1:.....	51
1.5.9.2 Regla 2.....	52
1.5.9.3 Regla ½:.....	52
2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	54
2.1 MATERIALES	54
2.1.1 Muestra o Plug.....	54
2.1.2 Salmuera sintética:.....	55
2.1.3 Crudo pozo COLORADO 25	55
2.1.3.1 Pruebas de laboratorio para crudo.....	56
2.1.4 Enzima biológica <i>GREENZYME AG-280</i>	59
2.2 PRUEBAS PETROFÍSICAS BÁSICAS.	59
2.3 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LA ENZIMA BIOLÓGICA <i>GREENZYME AG-280</i>	62
2.3.1 Compatibilidad Fluido-Fluido.....	64
2.4 RESTAURACIÓN DE MOJABILIDAD	67
2.5 DESPLAZAMIENTO	68
3. RESULTADOS.....	70
3.1 CRUDO COLORADO 25:	70
3.2 SALMUERA SINTÉTICA.....	70
3.3 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LA ENZIMA BIOLÓGICA <i>GREENZYME AG-280</i>	71
3.3.1 Solubilidad	71
3.3.2 Densidad.....	72
3.3.3 pH	72
3.3.4 Conductividad	72
3.3.5 índice de Refracción	72
3.3.6 Sludge.....	72
3.3.7 Mojabilidad Visual	73

3.3.8 Emulsiones	74
3.3.9 Compatibilidad FLUIDO-FLUIDO.....	76
3.3.10 Restauración de Mojabilidad.....	80
3.3.11 Desplazamiento	81
CONCLUSIONES	88
RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA.....	90
ANEXO	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.	23
Figura 2. Sitios potenciales de precipitación de parafinas, producción, transporte y almacenamiento.....	25
Figura 3. Sección transversal tubo 6”.....	28
Figura 4. Daño a la formación en un yacimiento	29
Figura 5. Mecanismos de daño de formación.	35
Figura 6. Ubicación Campo Colorado.	39
Figura 7. Col-25, cabeza de pozo.	41
Figura 8. Comportamiento de las Enzimas Biológicas.	45
Figura 9. Funcionamiento de las Enzimas Biológicas.	45
Figura 10. Mecanismo de acción de la enzima biológica <i>Greenzyme AG 280</i> sobre una arena productora.....	48
Figura 11. Muestra Berea B8-12.....	54
Figura 12. Crudo Nafténico-Parafínico de pozo COLORADO 25.....	56
Figura 13. Hidrómetro y lectura gravedad API crudo COL-25.....	57
Figura 14. Viscosímetro Saybolt Universal y Furol.....	58
Figura 15. Enzima biológica <i>GREENZYME AG-280</i>	59
Figura 16. Dedal de celulosa 19n.....	60
Figura 17. Peso de la muestra	60
Figura 18. Equipo de limpieza Soxhlet.....	61
Figura 19. Arena limpia disuelta en la enzima biológica.....	66
Figura 20. Equipo de desplazamiento parte externa e interna.	69
Figura 21. Prueba Solubilidad.....	71
Figura 22. Prueba Sludge.	73
Figura 23. Mojabilidad visual en medio aceitoso.....	74
Figura 24. Mojabilidad visual medio acuoso.....	74
Figura 25. Prueba compatibilidad productos blancos.....	77

Figura 26. Compatibilidad Enzima 3% - Agua de Formación	78
Figura 27. Compatibilidad Enzima 6% - Agua de Formación	78
Figura 28. Compatibilidad alicuaota enzima 3%- Crudo COL 25	79
Figura 29. Permeámetro de líquido Core Pet.....	80
Figura 30. Equipo restauración de la mojabilidad	81
Figura 31. Equipo de desplazamiento positivo.....	82
Figura 32. Equipo Core Pet Sample Restoration System.....	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Puntos de Fusión de Algunas Parafinas.....	22
Tabla 2. Propiedades del pozo C-25	42
Tabla 3. Concentraciones salmuera sintética.....	55
Tabla 4. Conversión viscosidad Saybolt a viscosidad cinemática	58
Tabla 5. Propiedades petrofísicas básicas.....	60
Tabla 6. Propiedades de la limpieza de la muestra B8-12.....	60
Tabla 7. Nuevos valores de K y ϕ	62
Tabla 8. Resultados crudo COL-25.....	70
Tabla 9. Propiedades salmuera sintética.....	71
Tabla 10. Prueba emulsiones proporción 75:25	75
Tabla 11. Ciclos Crudo-Agua.....	82
Tabla 12. Valores a utilizar en la ecuación de Darcy	84

LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1. Prueba emulsiones proporción 75:25	76
Gráfica 2. Permeabilidad Vs tiempo en días	85
Gráfica 3. Permeabilidad relativa Vs Saturación de Agua.....	86

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Análisis fisicoquímico del agua de formación.....	92
ANEXO B. Protocolo Desplazamiento	94
ANEXO C Hoja de seguridad enzima <i>GREENZYME AG-280</i>	95

RESUMEN

TÍTULO:

VIABILIDAD TÉCNICA DEL USO DE LA ENZIMA BIOLÓGICA GREENZYME AG-280 A ESCALA DE LABORATORIO PARA REDUCIR EL DAÑO A LA FORMACIÓN UTILIZANDO LOS FLUIDOS DEL POZO COLORADO 25¹

AUTORES: MIGUEL ANGEL PORRAS OJEDA
JUAN PABLO RAMÍREZ DÍAZ²

PALABRAS CLAVES:

DAÑO DE FORMACIÓN, ENZIMAS BIOLÓGICAS, PRUEBAS DE LABORATORIO, PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS, CAMPO COLORADO 25.

La precipitación de sólidos orgánicos tales como parafinas y asfáltenos en los canales de flujo de las arenas productoras de hidrocarburos es uno de los problemas más graves que se deben afrontar en la fase de extracción de aceite en muchos campos petroleros colombianos y del mundo. La precipitación de éste tipo de componentes taponan las zonas de migración del hidrocarburo desde el yacimiento hasta la cara del pozo productor, lo cual se manifiesta a través de una reducción considerable en la permeabilidad de la arena; a esta disminución de permeabilidad se le denomina daño de formación. Un daño de formación de gran magnitud revela una mayor reducción de permeabilidad. Los tratamientos más tradicionales para la solución de este problema son las estimulaciones, el fracturamiento y los procesos biológicos. Este último tipo de tratamiento se basa en la utilización de sustancias tales como enzimas, que tienen la propiedad de disolver los compuestos orgánicos precipitados, para restaurar al máximo la permeabilidad de la arena productora. En este proyecto se pretende comprobar la efectividad de la enzima biológica *GreenZyme AG-280* a escala de laboratorio, con la finalidad de aplicar éste producto en primera instancia en los pozos del campo Colorado con problemas de parafinas y después en pozos colombianos con el mismo problema.

Esta enzima biológica ha sido utilizada en campos petroleros de otros países como China, Venezuela, Rusia, Canadá entre otros, los cuales han reportado excelentes resultados al momento de utilizarla; en la actualidad esta enzima es uno de los tratamientos biológicos más efectivos y utilizados a nivel mundial.

¹ Tesis de grado.

² Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: VANEGAS Angarita Oscar

ABSTRACT

TITLE:

TECHNICAL FEASIBILITY OF USING BIOLOGICAL ENZYME GREENZYME AG-280 TO LABORATORY SCALE TO REDUCE THE FORMATION DAMAGE, WELL FLUID USING THE COLORADO 25³

AUTHORS: PORRAS Ojeda Miguel Angel
RAMÍREZ Díaz Juan Pablo⁴

KEYWORDS:

FORMATION DAMAGE, BIOLOGICAL ENZYME, LABORATORY TESTS, PRECIPITATION OF PARAFFIN, 25 COLORADO FIELD.

Precipitation of organic solids such as paraffin and asphaltenes in the flow channels of the producing oil sands is one of the most serious problems that must be met in the oil extraction step in many Colombian and the word oil fields. The precipitation of this type of components plugs the areas of migration of hydrocarbon from the reservoir to the wellbore producer; this is manifested through a substantial reduction in the permeability of the sand, this decrease in the permeability is called damage of the formation. A formation damage of great magnitude shows a greater reduction in permeability. More traditional treatments to solve this problem are the stimulations, fracturing and biological processes. The latter type of treatment is based on the use substances such as enzymes; these enzymes have the property of dissolving the organic compound precipitates to restore permeability of the producing sand. This project aims to test the effectiveness of biological enzyme GreenZyme AG-280 laboratory scale, in order to apply this product in the first instance in the Colorado field wells with paraffin problems Colombian wells and then the same problem.

This biological enzyme has been used in oil fields in other countries such as China, Venezuela, Russia, Canada and others, which have reported excellent results when using it, and today this enzyme is one of the most effective biological treatments and used to globally.

³ Graduate thesis.

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directors: VANEGAS Angarita Oscar

INTRODUCCIÓN

La pérdida de productividad es a menudo el resultado de daños a la formación, que conlleva a una disminución considerable de la rentabilidad del negocio. Es así como los operadores de los campos petroleros han llevado a cabo un gran número de investigaciones y han implementado diferentes procedimientos para restaurarla o incrementarla. Estas operaciones generalmente son correctivas y temporales, lo que hace que no se mejore de manera eficiente la productividad y rentabilidad. Las operaciones de estimulación más comunes son el fracturamiento, la acidificación, el control de arena, la inyección de químicos, y las perforaciones direccionales, que generalmente son muy costosas.

Antes de aplicar una estimulación es necesario llevar a cabo una investigación, determinando la posible existencia de un daño de formación, su magnitud, las posibles causas del mismo y si es factible repararlo utilizando ese método.

No existe una metodología única en la definición de un método de estimulación, hay diversas estrategias y procedimientos frente a los diferentes escenarios que se presentan.

La metodología que se va a desarrollar en esta investigación es seleccionar y evaluar por primera vez en Colombia una enzima biológica para la estimulación de pozos petroleros, aplicándola experimentalmente en primera instancia al Campo Escuela Colorado y posteriormente aplicarla a otros campos Colombianos

1. MARCO TEÓRICO

1.1 PARAFINAS

Las parafinas pertenecen a una familia de compuestos hidrocarburos conocidos como alcanos, los cuales se caracterizan por tener cadenas lineales denominadas n-alcanos, o cadenas ramificadas llamadas iso-alcanos. Estas cadenas se componen de átomos de hidrógeno y átomos de carbono que se encuentran saturados, es decir, que las cuatro valencias de dicho átomo se encuentran formando parte de enlaces de tipo covalente. La fórmula química general que define a los hidrocarburos de esta familia es C_nH_{2n+2} .

Las parafinas que contienen cinco o menos átomos de carbono se encuentran normalmente en estado gaseoso (metano, etano, propano, etc). Las parafinas que contienen de seis a quince átomos de carbono (C6-C15), son líquidas. Cuando la estructura molecular del compuesto es de C16 a C25, comienzan a observarse ceras blandas. Las ceras cristalinas duras contienen de 25 a 60, o incluso una mayor cantidad de átomos de carbono en sus estructuras (C25-C60).

Las parafinas que se componen químicamente de una cantidad de átomos de carbono por molécula superior a 16, son consideradas como los potenciales agentes de precipitación en yacimiento.

Dependiendo del número de carbonos que contenga la molécula hidrocarburo y de la temperatura del reservorio, los compuestos parafínicos pueden solidificarse, obstruyendo los canales de flujo existentes en el medio poroso que permiten el paso de los fluidos desde la arena productora hacia el pozo. En este punto, un factor decisivo para evitar la precipitación es el punto de fusión de cada parafina, ya que es la temperatura mínima que se debe alcanzar en fondo para evitar dicho

efecto. Los puntos de fusión de algunas moléculas parafínicas se muestran en la tabla 1.1.

Tabla 1. Puntos de Fusión de Algunas Parafinas.

Número de Átomos de Carbono	Punto de Fusión (°F)
16	64
17	72
18	82
20	100
23	122
25	129
32	158
42	181
49	196
60	211

Fuente: SVETGOFF, Jim. Parafin Problem can be Resolved. Oil and Gas Journal. Feb 1984.

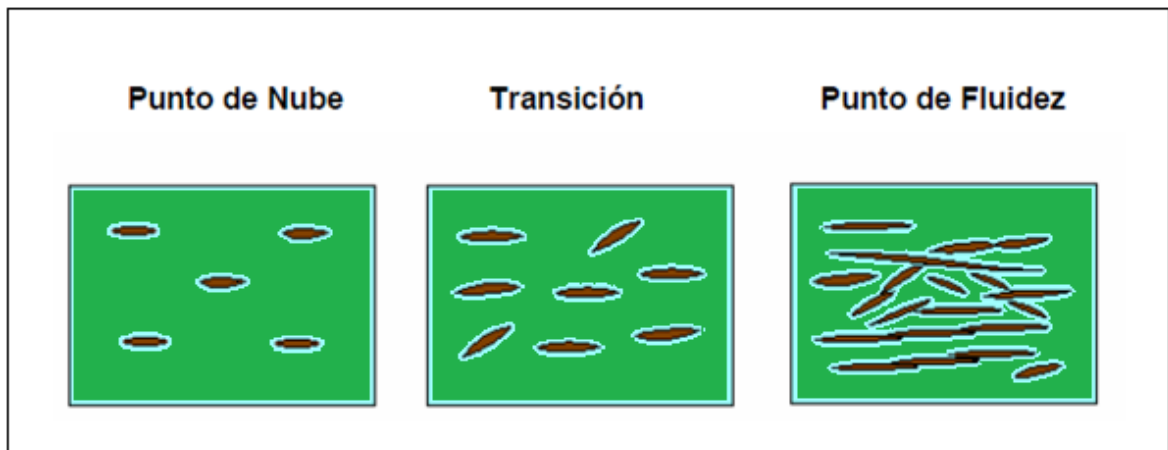
1.1.1 Precipitación de las parafinas

Las parafinas pueden precipitarse a partir del crudo cuando se altera el equilibrio termodinámico, causando una pérdida de la solubilidad de la parafina en el crudo. El punto de depositación en yacimiento normalmente se determina por la cercanía existente entre el crudo en su punto de saturación y la cantidad de parafina en ese crudo. La pérdida de la solubilidad de la parafina, sin embargo, necesariamente no causa depositación. Los cristales de parafina generalmente tienen forma de agujas, y si permanecen como cristales individuales separados tienden a dispersarse en el crudo en vez de precipitarse en el medio poroso.

La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante en la depositación de las parafinas debido a que la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura desciende. La expansión del aceite y el gas asociado

en puntos cercanos a la cara de la formación causan enfriamiento. En algún punto de la trayectoria hacia el fondo de pozo, la temperatura cae por debajo del punto de nube del crudo (temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera o parafina), y al seguir disminuyendo la temperatura, llegará un momento en que los cristales de parafina formarán una red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento del crudo, denominándose ese valor de temperatura como el punto de fluidez. El punto de fusión y el punto de nube de una sustancia pura son iguales mientras que para una mezcla el punto de fusión es normalmente superior por 10 o 20 °F.

Figura 1: Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.



Fuente: RODRIGUEZ, L. CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento dinámico de crudos parafínicos. Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 2. Dic 2001.

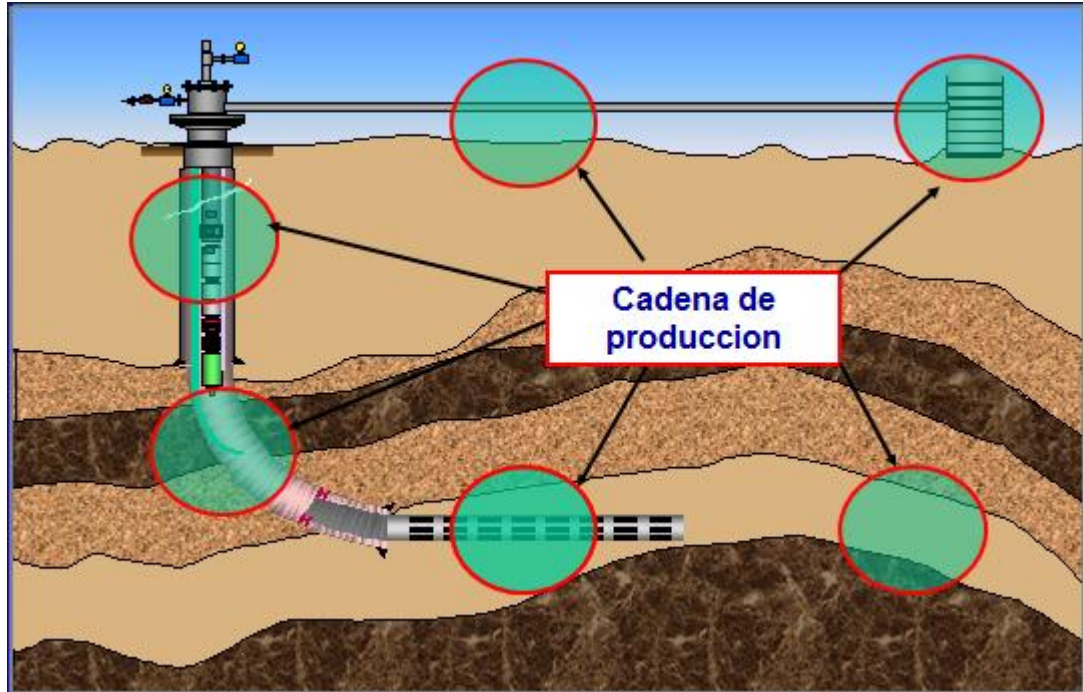
La inyección de fluidos fríos de fracturamiento o de acidificación hacia el interior de un yacimiento de petróleo puede causar un enfriamiento significativo del crudo y de la formación. Si el crudo es enfriado por debajo de su punto de nube, la parafina puede precipitar en los canales de flujo. Si toda la parafina no se

redisuelve después de que la temperatura de formación es restaurada, la producción de aceite puede verse limitada o peor aún, bloquearse definitivamente. Si la temperatura de formación es significativamente mayor que el punto de fusión de la parafina, no resultará ningún efecto duradero. El calentamiento del fluido de fracturamiento o de acidificación por encima de la temperatura de formación evitará la depositación de parafina durante tratamientos de recobro en frío, fracturamiento o estimulación.

La depositación de compuestos parafínicos también puede ocurrir en otros puntos del sistema de producción tales como el tubing o el casing. La parafina en estos puntos puede erradicarse y forzar su desplazamiento hacia la zona cañoneada del pozo o hacia la formación durante las operaciones de limpieza o remoción de sólidos orgánicos. Muchos pozos han sido dañados parcial o totalmente de esta forma y una vez causado el daño, la restauración del pozo a tasas óptimas es difícil de alcanzar.

En resumen, la precipitación de los cristales de parafina es un fenómeno termodinámico de saturación molecular, en donde las moléculas de parafina inicialmente están disueltas en el crudo bajo un estado molecular caótico, al ocurrir cambios termodinámicos de estado, ya sea liberación de livianos desde el crudo o cambios de presión y temperatura, la fase líquida comenzará a saturarse de los cristales y se precipitará la cantidad de moléculas en exceso de la solución.

Figura 2. Sitios potenciales de precipitación de parafinas, producción, transporte y almacenamiento.



Fuente: Depósitos orgánicos en operaciones petroleras, Octubre de 2009.

1.1.2 Caracterización de las parafinas

Se conocen actualmente un conjunto de propiedades físicas y químicas de las parafinas, siendo las más importantes: el carácter coloidal, la floculación, el punto de nube, el punto de fluidez, el peso molecular, la viscosidad, la solubilidad, la resistencia y la adherencia.

Con base en el peso molecular, las parafinas son los componentes más pesados del petróleo, y desde el punto de vista de la solubilidad, los compuestos parafínicos se encuentran disueltos en éste. En un sistema molecular, la totalidad de las moléculas están disueltas o mezcladas caóticamente hasta que un pequeño número comienza a precipitar reversiblemente en la solución debido a la

saturación del estado termodinámico que prevalece. Por lo tanto, el punto de floculación es un fenómeno coloidal, mientras que el punto de precipitación es de carácter molecular.

La temperatura es la fuerza motriz de mayor magnitud que altera el equilibrio de las fases sólida y líquida de las parafinas, y la subsecuente separación de fases. Los tres parámetros más importantes que influyen en la solubilidad de las parafinas en el crudo son la temperatura, la presión y la composición del crudo.

En el momento en que se altera el equilibrio termodinámico, las variaciones de presión no influyen en la capacidad del crudo para disolver la parafina, pero el cambio en la composición del crudo debido a la volatilización de los hidrocarburos más livianos como el metano, etano, propano y butano, disminuyen considerablemente la solubilidad de la parafina en el aceite. Lógicamente, el factor que ejerce mayor influencia en la precipitación de las parafinas es el descenso de la temperatura por debajo del punto de nube. El criterio de equilibrio de fases termodinámico puede utilizarse para predecir la formación de parafinas. El único inconveniente son las medidas a adoptar para tratar la fase cera o parafina.

Una característica importante de los precipitados de parafinas en los yacimientos es que no presentan fluorescencia al ser sometidos a la luz ultravioleta.

La dureza y resistencia de este conglomerado sólido depende de la composición y estructura de los cristales de parafina y de la cantidad de aceite crudo y otros materiales que están atrapados dentro de la parafina.

1.1.3 Problemas inherentes a las parafinas

La acumulación de depósitos de parafinas en los yacimientos provoca no sólo serios problemas en las operaciones, sino un incremento gradual en los costos de operación.

Las acumulaciones de tipo parafínico normalmente incrementan la viscosidad del crudo y reducen apreciablemente el área transversal de flujo de los fluidos a través del medio poroso. Este problema potencial requiere procedimientos preventivos y correctivos, los cuales pueden ser de carácter químico, térmico, mecánico, electromagnético, entre otros, que pueden llevar a frecuentes paradas e inconvenientes que afectan severamente la eficiencia operacional.

Los problemas de mayor magnitud durante la depositación de parafinas son los que ocurren en el yacimiento. La acumulación de ceras parafínicas en la cara de la formación produce una disminución gradual en la permeabilidad y afecta directamente la producción de crudo.

Según los autores Sutton y Roberts (1974), los yacimientos que tienen una temperatura aproximadamente igual a su punto de nube sufren daño en su permeabilidad cuando el petróleo se enfría por debajo de esta temperatura, y la magnitud del daño depende de la permeabilidad de la formación, la cantidad de parafina precipitada y la temperatura de yacimiento.

Otro factor que origina precipitación de parafinas y daño de formación son los tratamientos con aceite caliente que se realizan con el objetivo de remover depósitos parafínicos en los componentes del sistema de producción ya que el aceite transmite su temperatura al revestimiento y a la formación, produciendo la disolución de la parafina en el petróleo y su separación de las superficies metálicas. Este crudo llega al fondo del pozo a condiciones de temperatura de yacimiento. Esta temperatura puede estar por debajo del punto de nube del petróleo caliente y producir la precipitación de parafinas, afectando negativamente la permeabilidad de la formación.

Figura 3. Sección transversal tubo 6”.



Fuente: Grosso Vargas, Jorge Luis. Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio, planta piloto y experiencias. Primer simposio Campo escuela Colorado. 2006

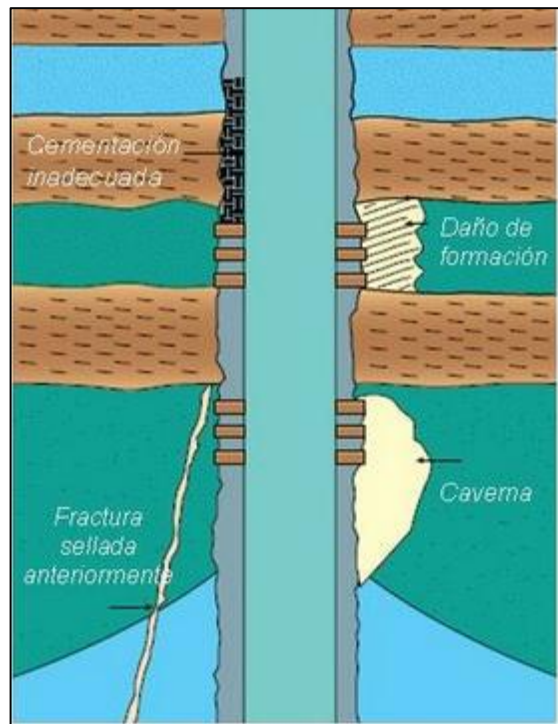
1.2 DAÑO DE FORMACIÓN⁵

El daño de formación se define como la pérdida de productividad o inyectabilidad de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, o de una restricción de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

También se define como cualquier restricción al flujo de fluidos que distorsionan las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías del pozo.

⁵ ISLAS, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, 1 ed. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991, 5p

Figura 4. Daño a la formación en un yacimiento



Fuente. Imagen Yacimientos .blogspot.com 2009 05 01.

1.2.1 Causas de daño de formación⁶

La mayor parte de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo petrolero, a lo largo de su vida, pueden ocasionar daños a la productividad del pozo. El daño de formación puede ser originado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

Las operaciones de campo como la perforación de pozos, la cementación de tuberías de revestimiento, la terminación o reparación de los pozos, e inclusive las de estimulación son las causas más importantes que generan daño de formación.

⁶ ECONOMIDES, Michael. J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. 3rd Edition. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, 1987.

En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

En el transcurso del proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño de formación, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

1.2.1.1 Daños durante la perforación: La causa más común de daños de formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. Desde que se empieza a perforar la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, se expone esta zona al contacto con lodos de perforación y a diferentes operaciones, que afectarán la productividad del pozo.

El daño y su impacto en la producción 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 barrena en el medio poroso. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la broca y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

1.2.1.2 Daños durante las operaciones de cementación. En el transcurso de las operaciones de cementación, al bajar la tubería de revestimiento se puede causar una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos.

Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden reaccionar con los minerales y los fluidos de formación, produciendo desestabilización de las arcillas, migración de partículas finas, cambios de mojabilidad y cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

1.2.1.3 Daños durante las operaciones de terminación/reparación. Durante la terminación y la reparación del pozo se realizan diferentes intervenciones, como controles de pozo, limpieza del pozo, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción. Estas actividades pueden ocasionar daños de formación.

Durante la perforación del intervalo se recomienda trabajar con un fluido de control libre de sólidos, y una presión diferencial a favor de la formación, debido a que el exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede provocar pérdidas de circulación. Aunque se tomen en cuenta estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan con residuos de las cargas explosivas, de la propia formación y del cemento de la tubería de revestimiento.

Los fluidos usados en este tipo de operaciones son, en general, salmueras de alta concentración de sales, que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes. Estas sales disueltas pueden ocasionar reacciones químicas con los fluidos presentes en la formación, y en algunos casos, con los minerales.

Los residuos de los polímeros utilizados, sobre todo en operaciones de empaque de grava, también son una fuente de daño, ya que no se rompen por completo.

Existe una tendencia a formar emulsiones entre el agua introducida y el petróleo presente, estabilizadas por partículas finas, o por el exceso de inhibidor de corrosión presente. También puede haber reacciones entre la salmuera que se filtra a la formación y el filtrado del fluido de perforación que ocupa el espacio alrededor del pozo. En general, el resultado de estas interacciones es la formación de emulsiones.

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

1.2.1.4 Daños durante las operaciones de estimulación. Para realizar una estimulación en un pozo se debe tener cuidado con los fluidos de tratamiento inyectados, ya que pueden producirse precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos,

desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, y provocar otros daños de formación.

1.2.1.5 Daños causados durante el proceso de producción. Los daños más comunes que se pueden observar durante la vida productiva de un pozo son la migración y taponamiento por partículas finas alrededor del pozo, principalmente en los intervalos disparados porque son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo. Otro daño que se presenta es la precipitación de inorgánicos (sales) y orgánicos (asfáltenos y/o parafinas) al cambiar las condiciones de presión y temperatura, con el consecuente taponamiento del espacio poroso y el daño de formación. Así mismo, en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario utilizar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

La producción de arena debida a altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo, puede ocasionar daño de formación. Este efecto puede producirse también al comenzar a producir agua, ya que ésta arrastra el material cementante en forma de partículas finas, reduciendo la resistencia mecánica de la roca

1.2.1.6 Daños causados durante procesos de inyección de gas o agua. Normalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, reduciendo la inyectividad por taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección. Lo anterior se presenta por el uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de

formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, entre otros.

Usualmente el gas alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, originando un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Igualmente, el gas inyectado puede transportar residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectabilidad.

1.2.2 Mecanismos de daño de formación⁷

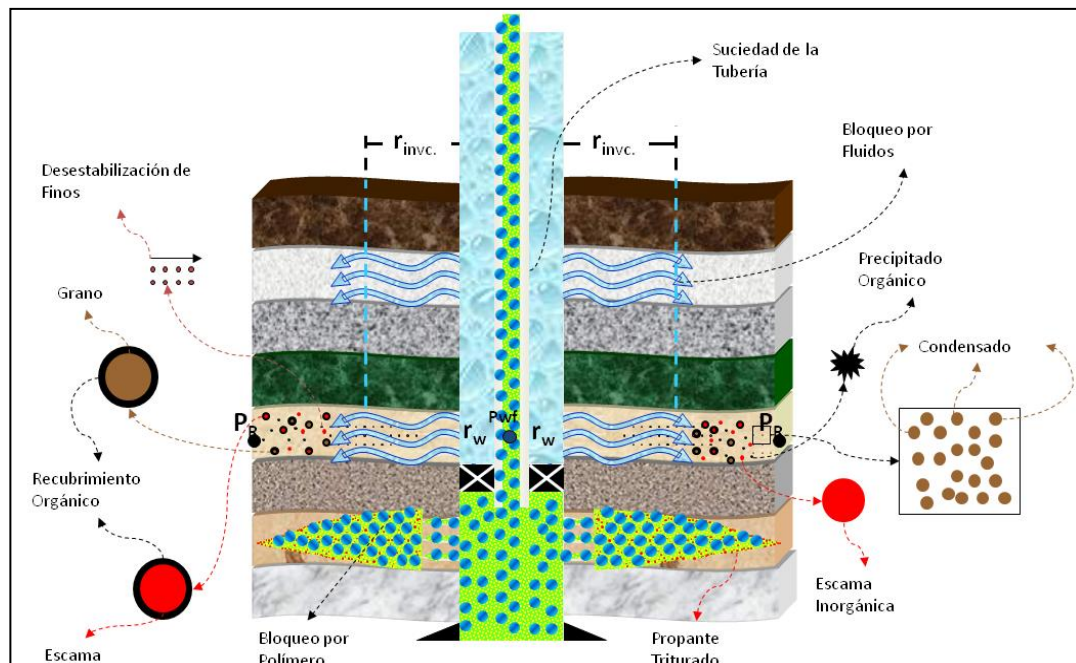
Los principales mecanismos a través de los cuales ocurren los problemas de daño a la formación son:

- Las incompatibilidades fluido-fluido, por ejemplo las emulsiones generadas entre el aceite, el lodo de perforación filtrado y el agua de formación.
- Las incompatibilidades roca-fluido, por ejemplo el contacto entre las capas de arcilla y el agua de formación, de inyección, o la que contiene el fluido de perforación.
- La invasión de partículas sólidas, por ejemplo la invasión de precipitado de agentes densificantes o viscosificantes del lodo, o la presencia de ripios de perforación en el medio poroso.
- Los procesos químicos y la alteración de la mojabilidad, por ejemplo la adsorción de emulsificantes y otras sustancias que alteran la mojabilidad de la formación y las características del flujo de fluidos.

⁷ INTEVEP. Daños a la formación, 1 ed. Venezuela: CIED-INTEVEP. 1997, 15 p.

- La migración de finos, por ejemplo el movimiento interno de partículas finas en las estructuras de las rocas almacenadoras, resultando en el bloqueo de las gargantas de los poros intercomunicados.
- La actividad biológica, por ejemplo la introducción de agentes bacteriales en la formación durante la etapa de perforación y la generación de polisacáridos que reducen la permeabilidad

Figura 5. Mecanismos de daño de formación.



Fuente: RESTREPO, Alejandro. A Multi-Parameter Methodology for Skin Factor Characterization. Memorias de la XI Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: BP Colombia, 2008.

1.3 MÉTODO MICROBIAL O TRATAMIENTO BIOLÓGICO⁸

Hoy en día en la industria petrolera se aplican diferentes métodos para reducir el daño a la formación, algunos de ellos son: tratamientos químicos, tratamientos ultrasónicos, tratamientos térmicos y tratamientos magnéticos entre otros. En el presente trabajo, se va a hacer énfasis en el método bacterial.

En los últimos tiempos, el tratamiento de estimulación de tipo microbial a base de enzimas y bacterias se ha utilizado como una medida alternativa a los demás procesos de remediación en casos de precipitación de parafinas en yacimiento. Aunque en ellos se ha descubierto un poderoso potencial, aún no se tiene una certeza absoluta respecto a sus beneficios técnicos y económicos, principalmente por el factor de biodegradación del crudo producto de la interacción entre estas sustancias biológicas y el petróleo.

Los estudios más recientes y la mayoría de pruebas de campo realizadas indican que los microorganismos vivos de procedencia marina, las proteínas enzimáticas y algunas otras bacterias pueden adaptarse para digerir la parafina en un caso particular de daño a la formación aplicándose desde el pozo. Se ha encontrado que estos agentes tienen la capacidad de remover o reducir la severidad de la depositación de parafinas en un periodo de tiempo relativamente corto.

Algunas de las principales características de las enzimas y demás sustancias biológicas utilizadas en este tipo de procesos son:

- No Tóxicos.
- No Cancerígenos.
- No patogénicos.
- No combustibles.

⁸ Informe final Campo Colorado. Noviembre de 2008.

- Anaerobios.
- Ambientalmente seguros y compatibles con el crudo.

La mayoría de estos compuestos se aplican en solución acuosa a través de un tratamiento inicial a baches para evitar una reproducción exagerada de estos organismos y mantener un control adecuado sobre la colonia.

El principal efecto no deseado durante un tratamiento biológico para remoción de parafinas es la biodegradación que provoca principalmente un cambio en las propiedades del crudo y la producción de compuestos químicos tales como ácidos orgánicos, grasas, biosurfactantes, alcoholes, acetonas, éteres y gases.

En el caso puntual de las enzimas biológicas, algunas de ellas modifican parcial o totalmente la mojabilidad del yacimiento cuando este es mojado por aceite, incrementando de esta forma la saturación de petróleo móvil en el reservorio y optimizando el potencial de producción del campo ya sea por flujo natural, o por levantamiento artificial.

Históricamente, se ha visto que los tratamientos con microorganismos conservan una tendencia a dar mejores resultados en pozos con nivel de fluidos bajo y con cortes de agua superiores al 1%. Para que funcione de forma óptima el metabolismo de estos agentes, ellos deben encontrarse en un ambiente con temperaturas máximas de 200°F y mínimas de 90°F. Pueden sobrevivir a concentraciones de cloruros menores a 180000 ppm, condiciones de pH mayores o iguales a 5,0, y concentraciones de H₂S inferiores a 1000 ppm en una solución líquida.

El método microbial o biológico, foco de este trabajo, posee algunas ventajas en relación con los demás procesos de estimulación:

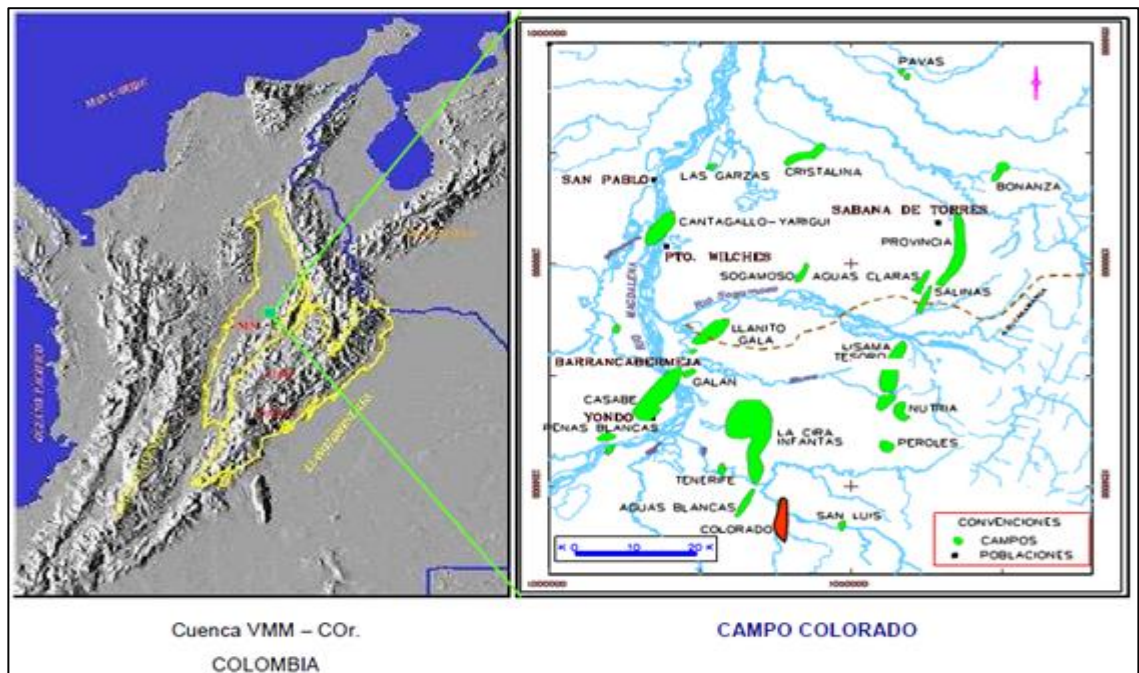
- Disminuye la viscosidad del crudo y aumenta su gravedad API producto de la mezcla de las dos sustancias (petróleo y agente biológico).
- La cantidad de parafina se reduce en mayor proporción con un efecto más duradero.
- La temperatura del punto de fluidez del crudo disminuye debido a que su contenido de parafina también se reduce. La temperatura del punto de nube del crudo se reduce debido a que su contenido de parafina disminuye.

1.4 CAMPO COLORADO⁹

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares (Figura 13). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

⁹ ARIZA, Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado, Bucaramanga 2008.

Figura 6. Ubicación Campo Colorado.



Fuente: Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de gerencia centro oriente, El centro, Diciembre 2003.

Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De estos, sólo 4 están en producción y los demás han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas, entre ellas por taponamiento por parafinas. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en noviembre de 1961. A diciembre de 2005 se han extraído 8.582 MMBIs de aceite. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBls con un factor de recobro actual de 14.4 %.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. En superficie, las facilidades no se están utilizando porque las tuberías están taponadas o rotas; por tanto el crudo va a un tanque instalado o a una trampa y periódicamente el camión chupa anchas recoge lo producido.

De acuerdo al comportamiento histórico de la producción del total de los pozos del campo, a las tendencias de declinación observadas, a las posibles tasas de producción al momento de reactivar cuando menos los cinco pozos con mejores expectativas desde el punto de vista de producción, sumado a los pozos actualmente activos y asumiendo un comportamiento optimista mediante un control y mantenimiento adecuado de los problemas de parafinas, se podría esperar una producción total de alrededor de 500 Mil barriles de aceite en un lapso de 10 años a una tasa promedio de 135 Bls/Día.

1.4.1 Pozo Colorado 25¹⁰

El pozo esta localización: N 1'240.767,63 E 1'039.412,06 y una elevación de terreno: 395 pies, se inició perforación en Enero 18 de 1954 pero fue completado en Abril 12 de 1954; tiene una elevación rotaria de 405,2' con una profundidad total de 2.520' y taponado a: 2245'.

¹⁰ ARIZA, Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado, Bucaramanga 2008

La acumulación de Petróleo es de 12.018 Bls, gas de 32.031 MPC y agua de 698 Bls; el estado actual del pozo es inactivo desde Febrero 23 de 1960; fluye periódicamente esto quiere decir que es un pozo intermitente.

Colorado 25 está ubicado en el Bloque I, formación mugrosa B (arena productora entre 800-3000') y su tubería tiene un Casing 6 5/8"

Figura 7. Col-25, cabeza de pozo.



Fuente: ARIZA, Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado, Bucaramanga 2008

Tabla 2. Propiedades del pozo C-25

API	36,1
TEMPERATURA (°F)	78
BSW (%) A 120 (°F)	0,24
PUNTO DE FLUIDEZ (°C)	-24
PODER CALORIFICO (BTU/lbm)	19127,64
PRESION DE VAPOR REID (Psi)	3,25
WATSON	11,88 (NAFTENICO- PARAFINICO)
SARA (%)	
SATURADO	64,09
AROMATICOS	25,26
RESINAS	9,93
ASFALTENOS	0,73
CONTENIDO DE METALES (ppm)	
COBRE	0,059
HIERRO	0,143
NIQUEL	4,424
VANADIO	7,019
(%) en peso	
CONTENIDO DE AZUFRE	0,197
CONTENIDO DE CENIZA	0,0086
PUNTO DE NUBE DINÁMICO (°C)	30,1

FUENTE: CRISTANCHO, Diana; HOYOS, Jorge, Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campo maduros. Aplicación a los fluidos de campo colorado, Bucaramanga, Tesis 2008, Modificado.

1.5 ENZIMAS BIOLÓGICAS¹¹

Una enzima biológica se define como una sustancia catalizadora a base de materia no viviente y proteínas, las cuales propician de forma eficiente las reacciones biológicas. Las enzimas biológicas resultan de la impregnación de nutrientes de contenido altamente proteínico con el ADN de microorganismos cultivados de forma apropiada. Como resultado de esta mezcla se obtiene una

¹¹ Metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos. Noviembre de 2010.

enzima biológica asociada con bacterias que consumen los componentes más pesados de los hidrocarburos líquidos.

En sus comienzos, las enzimas se utilizaban en la industria petrolera con la finalidad de limpiar las instalaciones en superficie de los residuos de lodos aceitosos y restos de hidrocarburo, posteriormente, ya en la década de los 90's, darle paso a la implementación de estas sustancias en tratamientos de recobro mejorado. Aunque las tendencias en cuanto a estos usos se mantienen, en la actualidad las enzimas biológicas se utilizan de forma general para:

- Incrementar la recuperación de crudo en pozos petroleros, tanto en tierra firme como costa afuera.
- Mitigación del daño de formación causado por factores orgánicos en los alrededores del pozo productor.
- Humectante de las arenas de empaquetamiento y de la formación.
- Rompedor de parafinas y asfáltenos.
- Preventor de la formación de emulsiones.
- Limpieza de pozos, estaciones de flujo y equipos en general.

1.5.1 Propiedades y comportamiento de las enzimas biológicas

Por lo general, las enzimas biológicas tienen un punto de ebullición que oscila alrededor de los 212 °F, presión de vapor de 0,1 mmHg a 68°F y una gravedad específica aproximada a 1,0. Tienen un olor tenue y su estado físico natural es el líquido. Son muy solubles en agua pero completamente insolubles en el aceite.

En su estado natural, las enzimas biológicas son inofensivas a la salud de los seres humanos y al medio ambiente por su baja toxicidad, son biodegradables y tienen un pH en el intervalo de 5- 7.

Las enzimas biológicas también sobresalen por no debilitar los materiales con los que tienen contacto, no tienen punto de combustión y no son reactivas.

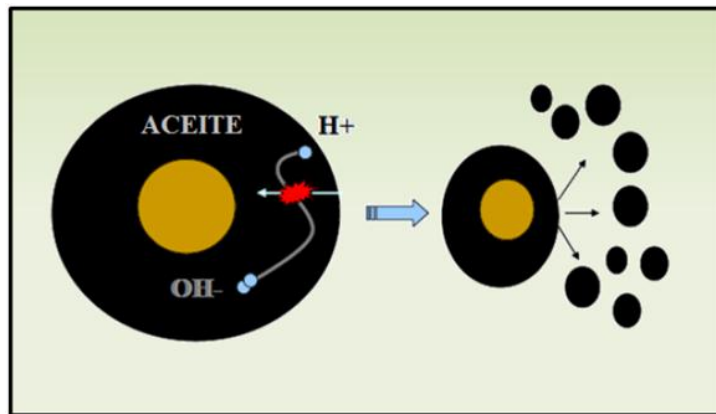
Cuando las enzimas se introducen en un medio que preferencialmente es mojado por agua o por aceite, ellas comienzan su proceso de interacción con el hidrocarburo a través de la fase agua. Esta interacción libera rápidamente el aceite alojado en la superficie de las arenas o las calizas y reduce la tensión interfacial entre las fases aceite y agua.

Debido a su capacidad para liberar aceite adherido a superficies sólidas, las enzimas pueden destaponar los poros dentro de los estratos de la formación, incrementando así la movilidad del crudo en el yacimiento, al igual que la permeabilidad alrededor del pozo que pudo haber sufrido una reducción considerable previamente.

Otra función no menos importante de las enzimas biológicas, es reducir los componentes orgánicos presentes en los hidrocarburos, causando con esto una disminución apreciable en la viscosidad y facilitando así la producción por flujo natural. Igualmente, las enzimas tienen la característica de adherirse y liberar nuevos volúmenes diferenciales de hidrocarburos, formando una membrana en la superficie de los granos de la arena y logrando de esta forma un cambio en la naturaleza de las rocas, pues estas pasan de estar mojadas por agua, por aceite o de forma fraccionada, a tener simplemente una superficie protegida con enzima biológica.

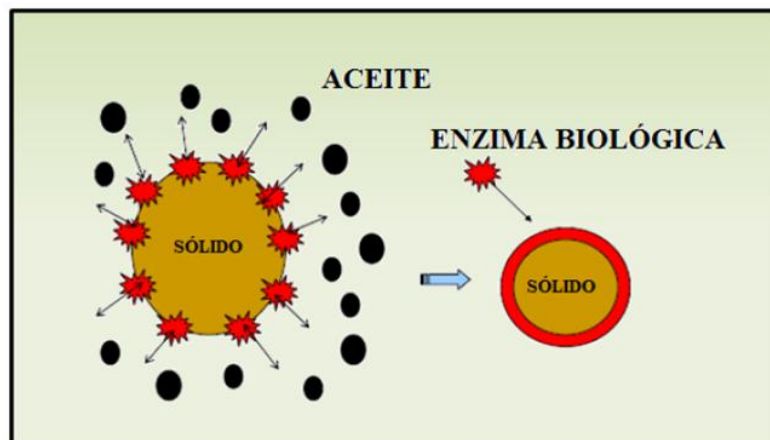
Los cambios anteriores en el sistema generan pequeñas gotas de crudo que al aglomerarse forman gotas libres y pueden ser desplazadas por el flujo de fluidos, resultando en un incremento del aceite disponible para aumentar la producción.

Figura 8. Comportamiento de las Enzimas Biológicas.



Fuente: MOON, Ted. Using Enzymes to Enhance Oil Recovery. JPT- SPE. Marzo 2008.

Figura 9. Funcionamiento de las Enzimas Biológicas.



Fuente: MOON, Ted. Using Enzymes to Enhance Oil Recovery. JPT-SPE. Marzo 2008.

1.5.2 Factores que no afectan el desempeño de las enzimas biológicas

Los factores que no alteran la actuación de las enzimas biológicas durante los tratamientos biológicos de estimulación de pozos son:

- El pH del fluido en la formación productora.
- La salinidad de los fluidos en la formación productora.
- La temperatura de la formación, debido a que se ha comprobado en estudios piloto, que estas sustancias biológicas no se degradan y actúan de forma óptima en temperaturas de hasta 520°F.
- La presencia de iones metálicos en la arena productora; puesto que las enzimas son compuestos de tipo biológico, más no químico. Por esta razón no reaccionan con muchos de los agentes minerales presentes en subsuelo.
- La presencia de parafinas, asfáltenos, naftalenos o sulfuros en cualquier porcentaje.
- La presencia de isótopos radiactivos en el crudo.

1.5.3 Escenarios probados para la aplicación de enzimas biológicas

Los casos de campo ideales en los cuales es viable la aplicación de enzimas biológicas son:

- Un pozo en un campo maduro que presenta una disminución dramática en su producción. Este es un indicador claro de la existencia de un factor skín positivo causado probablemente por un taponamiento leve del espacio poroso, o por la ocurrencia de conificación de agua.
- Un pozo nuevo que produce muy poco aceite desde sus primeros días.
- Un pozo, bien sea nuevo o maduro, que presenta problemas de producción de agua.
- Formaciones productoras en las cuales los registros evidencian excelentes propiedades petrofísicas y un buen potencial de producción, pero con pobres resultados en la recolección de los hidrocarburos en cabezal de pozo.

1.5.4. Estimulación con enzimas biológicas

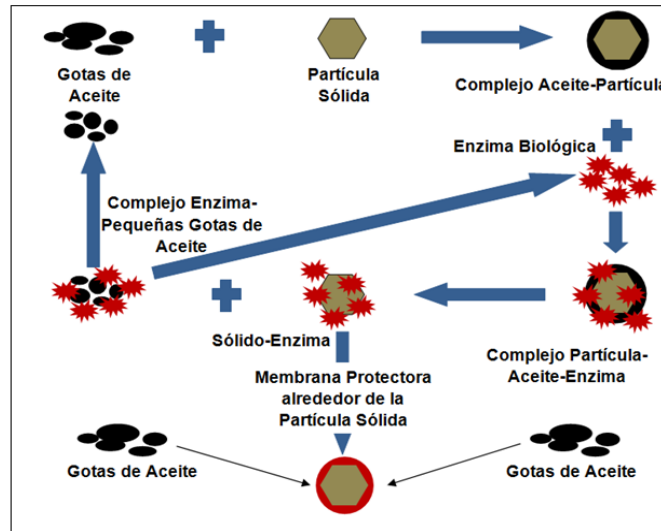
Las enzimas biológicas pueden utilizarse en pozos perforados sobre yacimientos con formaciones de areniscas y calizas. Para pozos sobre formaciones de arenisca, es suficiente la implementación de inyecciones periódicas de enzima. Sin embargo, en el caso de las formaciones de caliza es necesario, dependiendo de la profundidad total del pozo y de su tasa de producción diaria, la inyección de alguna cantidad de ácido diluido (por ejemplo, ácido clorhídrico HCl al 1% o 3% en volumen) previamente a la aplicación de la enzima biológica.

Los tratamientos con enzimas biológicas son por lo general muy sencillos. En la mayoría de proyectos se ha requerido un abastecimiento de enzima de 4 a 6 tambores de concentración al 100%. Estos tambores son de 55 galones cada uno y antes de su aplicación, se diluyen a concentraciones entre 5 y 10% en volumen. Después de este proceso inicial, se bombea hacia el pozo intercaladamente con baches de aceite o agua de formación. Una vez se completa el ciclo de inyección, se cierra el pozo durante un periodo de 3 a 5 días. Esto se hace con el objetivo de darle un tiempo de trabajo a la enzima en subsuelo, para luego reanudar la producción.

Luego de la implementación del tratamiento biológico en pozo, la enzima debe lograr los siguientes resultados:

- Reducir la tensión interfacial y superficial de los fluidos.
- Prevenir la formación de emulsiones y romper las que ya han sido formadas.
- No hinchar, encoger o dispersar las arcillas de la formación.
- Ser compatible con la salmuera y los fluidos de formación.
- Incrementar la saturación de aceite móvil en yacimiento.
- Incrementar la recuperación de crudo en superficie.
- Incremento significativo del nivel estático de líquido dentro del pozo.
- Disminución apreciable del WOR, con tendencia a estabilizarse.

Figura 10. Mecanismo de acción de la enzima biológica *Greenzyme AG 280* sobre una arena productora.



Fuente: LAU, Philip. *Greenzyme Mechanisms*. Apollo Technologies. Houston, Texas. Sept. 2008.

1.5.5 Parámetros de aplicación

Un pozo candidato ideal para la estimulación con enzimas biológicas debe cumplir con los siguientes parámetros:

- Producción inicial mayor a 100 BOPD.
- Producción actual de crudo mayor a 25 BOPD.
- Cortes de agua menores a 90%.
- Porosidad de formación mayor a 13%.
- Integridad óptima en tuberías y sistemas de levantamiento artificial.
- Gravedad específica del aceite menor a 0,85 y gravedad API mayor a 26°.
- Las formaciones de arenisca presentan mejores resultados que las formaciones de caliza.
- Permeabilidad de la formación mayor a 90 mD.

Una vez se han cumplido estos requerimientos, cada uno de los anteriores parámetros puede dividirse en intervalos de acuerdo a su magnitud. Dependiendo del intervalo en el cual caiga cada variable, surgen pequeños cambios en el procedimiento de aplicación del tratamiento y en los tiempos de cierre.

1.5.6 Equipo requerido en los procesos de estimulación con enzimas

Los equipos necesarios durante la inyección de enzimas biológicas son:

- Una bomba con capacidad para operar hasta 5000 Psi de presión.
- Un tanque para llevar a cabo la dilución de la enzima biológica.
- Salmuera compatible o idéntica a la de la formación para diluir la enzima biológica.
- Crudo o agua de formación para utilizar como fluido desplazante después de cada bache de enzima.

1.5.7 Evaluación del proceso de inyección con enzimas biológicas

Después de transcurrido el tiempo de remojo o tiempo durante el cual se cierra el pozo para permitir la acción efectiva de la enzima sobre la formación, el primer signo de éxito del proceso es un cambio en el nivel estático de líquido en el pozo. Un cambio significativo de este nivel después de abrir de nuevo el pozo a producción, es un indicador positivo en cuanto al resultado del tratamiento.

Una reducción en el corte de agua no es un factor decisivo para juzgar como favorable el desempeño del tratamiento. Solamente un incremento en el nivel estático puede considerarse como tal.

Un mes o dos aproximadamente después del tratamiento, la mayoría de los pozos experimentan una reducción en la producción de agua. Otros pozos mantienen estable el corte de agua, pero absolutamente todos obtienen un aumento considerable en la producción de aceite.

1.5.8 Greenzyme AG-280¹²

Es una enzima biológica líquida desarrollada, manufacturada y comercializada exclusivamente por Apollo Separation Technologies inc. Uno de los principales usos es mejorar el recobro del petróleo crudo. Esto lo logra liberando el hidrocarburo de la superficie de la formación arenosa a través de un proceso catalítico y cambiando la humectabilidad de la formación de un sistema humectado por aceite o agua a un sistema protegido por *Greenzyme AG- 280* humectado por agua.

La enzima está compuesta por un producto enzimático biológico que resulta de la impregnación de altos nutrientes proteínicos con el ADN de los microbios cultivados selectivamente: estos microbios consumen los crudos petroleros y su ADN. Su composición detallada es la siguiente:

- Dióxido Hexadecidifeniloxidodisulfonato.
- Disodio Dihexadecidifeniloxidodisulfonato.
- Sulfonato de sodio
- Sulfonato de cloro
- Agua.

1.5.8.1 Usos de la enzima Greenzyme AG – 280

- Humectante de arenas de empaque y de formación con agua.
- Rompedor de parafinas y asfáltenos.
- Preventor de formación de emulsiones.
- Limpieza de pozos, estaciones de flujo y talleres mecánicos.

*GreenZyme*¹³ AG – 280 es totalmente inofensiva a la salud del ser humano, así como al medio ambiente. Su fórmula contiene un PH entre 5-7 (neutro), no es patógena y es biodegradable.

¹² Análisis de enzima Greenzyme AG-280, Philip Lau, PE. (Actualizado en: Julio 17, 2009)

Por otro lado, *Greenzyme AG-280*, no causa reacción química. A diferencia de los químicos y aditivos, que al contacto con parafinas, asfáltenos, aguas subterráneas o cualquier otro taponamiento dentro de la formación, se debilitan y disminuye rápidamente su resistencia y efectividad; mientras que esta enzima no se disminuye o se debilita a si mismo cuando se encuentra con los mismos problemas, puesto que es de naturaleza biológica y su objetivo es liberar crudo, aun en presencia de grandes cantidades de agua subterránea y otros solidos que causan problemas de taponamiento.

1.5.9 Regla 2 ½

Esta regla se debe tener en cuenta solo para la aplicación de la enzima a nivel campo según sus comerciantes “Apollo Separation Technologies Inc. de Houston, Texas”, pero en este caso la tendremos en cuenta a nivel de laboratorio para obtener resultados representativos.

Las reglas son las siguientes:

1.5.9.1 Regla 1: Hay un Nivel de Líquido Estático (NLE) presente en el anular del pozo arriba de la formación productora de petróleo.

Este NLE puede ser fácilmente detectado por la cuadrilla de campo, usando instrumentos simples. Si los instrumentos simples fallan en detectar el nivel NLE, trate de bombear más agua local producida dentro de la formación arenífera y ejecutar otra prueba de NLE.

Si lo encuentra, un NLE será medido arriba de la formación arenífera productora de aceite, este pozo de petróleo cumple con la Regla 1.

¹³ Greenzyme para pozos de petróleo – 07.17-2009.

Si no hay, (un NLE no puede ser verificado arriba de la zona productora de aceite), hay una declinación en el fondo o formación tipo vacío, la cual drena cualquier liquido desde el fondo del pozo a cualquier parte. En este caso, no intente usar GreenZyme para este pozo en particular.

1.5.9.2 Regla 2: La temperatura de punto de fluidez del aceite crudo (Tpp) es más alta que la temperatura de ambiente. La temperatura de la formación arenífera (Tf) abajo, debe ser al menos 20 grados más alta que la temperatura del punto de fluidez del aceite crudo.

Por ejemplo: Si la temperatura de punto de fluidez del aceite crudo es 35 grados °C, y la temperatura de la formación arenífera es 65 grados °C, entonces:

$$\begin{aligned} T_f - T_{pp} &= 65 - 35 \text{ grados } ^\circ\text{C} \\ &= 30 \text{ grados } ^\circ\text{C}, \text{ lo cual es } 20 \text{ grados } ^\circ\text{C} \text{ mayor.} \end{aligned}$$

Nota: este pozo de petróleo cumple con la Regla 2, y es aceptable para aplicaciones *GreenZyme AG-280*.

Nota: Si la diferencia en temperatura en el ejemplo anterior es menor 20 grados C, por favor no use *GreenZyme AG-280* en este pozo, porque aun si una gran cantidad de crudo es liberado por *GreenZyme AG-280* en la formación, este aceite puede estar cayendo en una etapa de “congelamiento”, y eventualmente puede ser demasiado difícil empujarlo a través del tubing hasta la superficie.

Si el aceite crudo producido desde su pozo de aceite hasta superficie es pobre a temperatura de ambiente, aun en el mes más frio del año, entonces este pozo cumple automáticamente la Regla 2.

1.5.9.3 Regla ½: Esta regla media cuantifica solo la porosidad de la formación arenisca. Debido a la complejidad de la formación geológica y la historia de

producción de cada pozo, esta regla, direcciona solo la porosidad de una formación. Esto es usado solo como una estimación, de resultar exitosa, de incrementos esperados de producción en crudo después de las aplicaciones de *GreenZyme AG-280*.

Esta regla establece que, bajo muchas condiciones ideales, si:

- $P > 20\%$ y el resto de las condiciones son favorables, después de la aplicación exitosa de *GreenZyme AG-280*, el incremento de producción de aceite crudo puede ser muy significativo; muchos pozos tratados han registrado incrementos de producción en más de 5 veces.
- $15\% < P < 20\%$ y el resto de las condiciones son favorables, después de la aplicación exitosa de *GreenZyme AG-280*, el incremento de aceite puede ser muy bueno, muchos pozos tratados han registrado un incremento de producción de tres a cinco veces.
- $10\% < P < 15\%$ y el resto de las condiciones son favorables, después de la aplicación exitosa de *GreenZyme AG-280*, el incremento en la producción de aceite crudo puede ser bueno, muchos pozos tratados han registrado un incremento de producción de dos a tres veces.
- Para $P < 10\%$, y aun cuando el resto de las condiciones son favorable, después de la aplicación exitosa de *GreenZyme AG-280*, incremento en aceite crudo puede ser marginal, muchos pozos tratados han registrado un incremento de producción del 25% al 75%. Aunque este resultado es considerado exitoso, aun consideramos dicho Incremento marginal.

2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La metodología experimental que se va a desarrollar en este proyecto consta de 4 etapas principales: Pruebas petrofísicas básicas, caracterización de la enzima biológica, restauración de la mojabilidad y pruebas de desplazamiento positivo las cuales se describen a continuación.

2.1 MATERIALES

2.1.1 Muestra o Plug:

El ingeniero Hernando Buendía director del Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatigará) hizo la entrega de la muestra o plug de 1,5” berea B8-12 para el desarrollo de las pruebas.

Figura 11. Muestra Berea B8-12



Fuente: El Autor

2.1.2 Salmuera sintética¹⁴:

Para la realización de la salmuera sintética se tuvo en cuenta la caracterización Físico-Química del agua de formación del pozo COLORADO 21 realizada en el laboratorio de Consultas Industriales de la Universidad Industrial de Santander; basándose en estos resultados, se preparó una salmuera eléctricamente similar a las siguientes concentraciones:

Tabla 3. Concentraciones salmuera sintética.

COMPUESTO	CONCENTRACIÓN
NaCl	11 [gr/L]
KCl	0.021 [gr/L]
CaCl ₂ . 2H ₂ O	0.974 [gr/L]
MgCl ₂ .6H ₂ O	0.47 [gr/L]

Fuente. El Autor

2.1.3 Crudo pozo COLORADO 25

Éste crudo según el coeficiente de caracterización de Watson es un aceite Nafténico - Parafínico (ver tabla 2); Campo Escuela Colorado hizo entrega de 20 litros de éste crudo al director de la tesis Ingeniero Oscar Vanegas Angarita para el desarrollo del proyecto.

A éste crudo se le determinó la gravedad API, punto de fluidez, densidad y viscosidad en el laboratorio de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander (sede central); se volvió a determinar estas propiedades al crudo pero mezclado con la enzima biológica en concentración al 6%.

¹⁴ Anexo 2, Caracterización Físico-Química del agua de formación COL-21.

Figura 12. Crudo Nafténico-Parafínico de pozo COLORADO 25



Fuente. El autor

2.1.3.1 Pruebas de laboratorio para crudo¹⁵

Para el desarrollo de pruebas de laboratorio existen normas estandarizadas como las ASTM (American Society for Testing and Materials) o las API (American Petroleum Institute) con el fin de integrar a nivel mundial un criterio generalizado para describir propiedades de crudos o de sus derivados. Las siguientes pruebas son las que se usaran en el desarrollo de la aplicación de este trabajo, de lo contrario será necesario consultar la norma correspondiente.

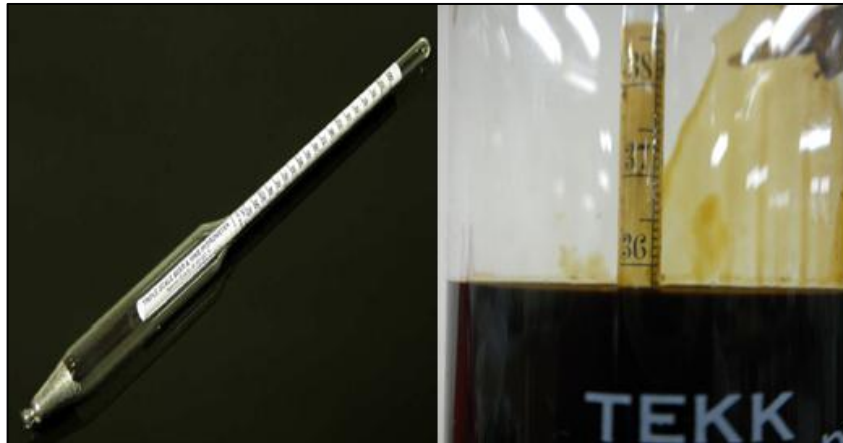
- **API (ASTM D287):** El método para determinar gravedad API se basa en el principio de que la gravedad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo flotante en el mismo. El cuerpo flotante esta graduado

¹⁵ CRISTANCHO, Diana, HOYOS, Jorge; Tesis Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo colorado

en dimensiones API y se denomina hidrómetro (Instrumento utilizado para medir la gravedad específica de los líquidos) (ver Figura 11).

La gravedad API se lee observando la graduación más cercana la intersección aparente del plano horizontal de la superficie del líquido con la escala vertical del hidrómetro, luego de que la temperatura de equilibrio se ha alcanzado. La temperatura de la muestra se lee en un termómetro ASTM. Luego se hacen los ajustes por temperatura.

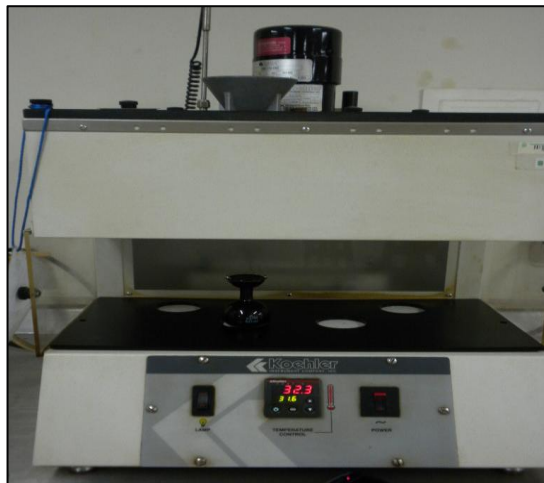
Figura 13. Hidrómetro y lectura gravedad API crudo COL-25



Fuente. El Autor

• **VISCOSIDAD SAYBOLT (ASTM D 88- 56):** Este método se basa en el principio de flujo por gravedad de un volumen determinado de líquido que pasa a través de un orificio calibrado. La prueba se hace para temperaturas desde 70 a 210°F (ver Figura 12).

Figura 14. Viscosímetro Saybolt Universal y Furol



Fuente. El Autor

El tiempo de flujo se mide para el paso de 60 ml de muestra fluyendo a través de un cilindro con un orificio calibrado en la parte inferior bajo condiciones controladas de temperatura. El tiempo se corrige por un factor de temperatura del orificio y se toma como la viscosidad Saybolt de una muestra a esa temperatura. Mediante las siguientes correlaciones es posible conocer la viscosidad cinemática a partir de la viscosidad de Saybolt.

Tabla 4. Conversión viscosidad Saybolt a viscosidad cinemática

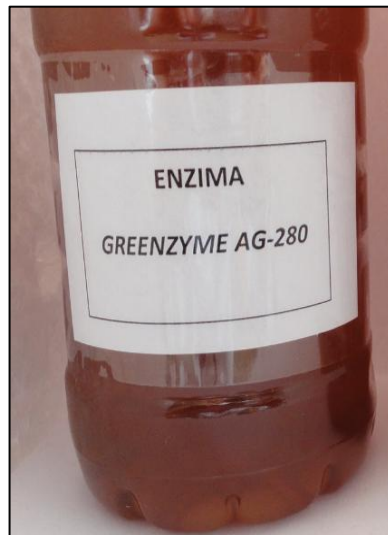
Viscosidad Saybolt	Intervalo t (segundos)	Viscosidad Cinemática (Stoke)
SSU	$32 \leq t \leq 100$	$0.00226t - 1.95/t$
	$t \geq 100$	$0.00220t - 1.35/t$
SSF	$25 \leq t \leq 40$	$0.00226t - 1.84/t$
	$t \geq 40$	$0.00220t - 0.60/t$

Fuente. Guía de laboratorio de fluidos, práctica N° 2, determinación de la viscosidad

2.1.4 Enzima biológica *GREENZYME AG-280*:

Esta enzima fue suministrada por el codirector del proyecto Ingeniero Leonardo Arzuza de GOW E&S LTDA; en el laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (sede Guatiguará) se le determinó las pruebas de pH, conductividad, densidad, solubilidad, mojabilidad, sludgs y compatibilidad.

Figura 15. Enzima biológica *GREENZYME AG-280*



Fuente. El autor

2.2 PRUEBAS PETROFÍSICAS BÁSICAS.

Consisten básicamente en el reconocimiento litológico y experimental que se le hacen a las muestras, en este caso plug (B8-12) para simular un comportamiento similar al que se presenta en el yacimiento.

A esta muestra se le realizó la caracterización petrofísica básica en el laboratorio de análisis petrofísicos de la universidad Industrial de Santander (sede Guatiguará) obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 5. Propiedades petrofísicas básicas.

Diámetro [cm]	3.828
Longitud [cm]	7.183
Volumen [cc]	82.668
Peso [gr]	181.767
Densidad [gr/cc]	2.65
Permeabilidad [md]	49.66
Porosidad [%]	18
Volumen poroso	14.88

Fuente. El Autor

Limpieza y secado: Se inicia el proceso de secado a la muestra B8-12, pero antes de esto se pesa el dedal de celulosa 19n (ver Figura 21) y se pesa la muestra (ver Figura 22) en la balanza analítica marca OHAUS.

Figura 16. Dedal de celulosa 19n



Fuente. El autor

Figura 17. Peso de la muestra



Fuente. El autor

Tabla 6. Propiedades de la limpieza de la muestra B8-12

Peso del dedal [gr]	7.455
peso de la muestra [gr]	181.767
Peso dedal + peso muestra [gr]	189.222

Fuente. El autor

Después de pesar el dedal y la muestra se lleva al equipo SOXHLET (ver Figura 23) para iniciar el proceso de limpieza, según la norma API-RP 40: 1998 esto tiene una duración mínima de 48 horas o hasta que el volumen de agua de la muestra no varié; para este caso la muestra por no haber sido utilizada anteriormente el volumen de agua condensado (0.2 cc) no presento cambios en un tiempo de 24 horas, en esta prueba se monitorea la temperatura del sistema de enfriamiento (20 °C) cada 30 minutos la cual no debe excederse esté valor por seguridad del equipo.

Terminada la limpieza se lleva la muestra B8-12 al horno convencional a una temperatura de 90 °C durante un periodo de 4 horas, antes de esto se ventila la muestra de 40 minutos con el fin de disminuir los vapores en el horno; pasado este tiempo de secado se lleva la muestra al desecador 2 horas para posteriormente volver a medir sus propiedades petrofísicas básicas.

Después de todo este proceso de limpieza y secado se calcula nuevamente la permeabilidad absoluta y la porosidad pero los valores obtenidos no varían significativamente con los calculados anteriormente debido a que la muestra B8-12 estaba limpia y nueva, ver valores (ver tabla 9).

Figura 18. Equipo de limpieza Soxhlet.



Fuente. El autor

Tabla 7. Nuevos valores de K y ϕ

PROPIEDADES	ANTES DE LA LIMPIEZA	DESPUÉS DE LA LIMPIEZA
Permeabilidad [md]	49.66	50.642
Porosidad [%]	18	18.05
Volumen poroso	14.88	15

Fuente. El autor

2.3 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LA ENZIMA BIOLÓGICA *GREENZYME AG-280*

Solubilidad

La prueba de solubilidad se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará). Para determinar la solubilidad cualitativamente, se agregó en los tubos de ensayo enzima biológica y agua COL-21 en una proporción 50:50. Esta prueba se realizó a la concentración de 6%.

Equipos y Materiales

- a. Probeta 100 ml
- b. Cronómetro
- c. Solución de salmuera
- d. Varilla de agitación

Procedimiento: Se preparan 100 ml de agua de formación o salmuera y se agrega la enzima biológica en las concentraciones que se desean probar. Se usa una varilla de agitación hasta obtener una mezcla homogénea y se observa periódicamente durante un tiempo de dos horas. Si se forman dos fases o la mezcla no es completamente homogénea puede ser un indicativo que la enzima

no es totalmente soluble en el fluido transportador y por consiguiente no debe utilizarse esta enzima.

Densidad

La prueba de densidad fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) a la enzima biológica pura y a crudo COL-25 mezclado con la enzima a una concentración al 6% en una concentración 75:25 utilizando un picnómetro de volumen calibrado de 9.909 cc

pH

La prueba de pH se realizó a condiciones de laboratorio usando un pH METER TEC 3210 SET 2 a la enzima biológica pura.

Se realiza para medir la relativa acidez o alcalinidad de un fluido. Es un factor muy importante en muchos procesos y tiene una gran influencia en la tendencia incrustante o corrosiva de un fluido. En este caso el fluido sería la enzima biológica.

Procedimiento: El peachimetro debe estar calibrado antes de la práctica. La medida se realiza sumergiendo el electrodo de medición directamente en la muestra. La lectura se tomará tan pronto se estabilice.

Conductividad:

Este procedimiento se realiza para conocer la conductividad de la enzima biológica. La mayoría de las sustancias inorgánicas se ionizan cuando se encuentran disueltas en compuestos polares. Estas soluciones por lo tanto, conducen una corriente eléctrica razón por la cual se les denomina "Electrolitos". Cuando compuestos inorgánicos como el Cloruro de Sodio y el Sulfato de Sodio están en solución, se disocian en iones positivos y negativos, estos iones conducirán la electricidad en proporción a la cantidad de ellos presentes en el fluido. La conductividad específica se usa comúnmente para indicar la

concentración total de los constituyentes ionizados de un fluido. En este caso el fluido será una enzima biológica.

Procedimiento: Conductivímetro Jenway: Se conecta la celda de conductividad a la toma de 7 pines. Luego, se pulsa ON para encender el instrumento y también MODE hasta que aparezca en la pantalla 1.0 SET K. Este valor debe permanecer constante en el instrumento si la constante de la CELDA es 1 o mayor. De nuevo se pulsa MODE y aparecerá T en °C. En esta posición se toma la temperatura. En la probeta plástica de 250 ml, se toma aproximadamente 110 ml de enzima biológica. Luego, se introduce la celda en la muestra y se revisa que el nivel de enzima biológica llegue hasta el aforo de la celda. Se pulsa nuevamente MODE, aparecerá una lectura mS (milisiemens). Finalmente se pulsa una vez más MODE y entonces aparecerá una nueva lectura en μ S (microsiemens). Se reporta esta lectura y la temperatura correspondiente.

Índice de refracción

Esta prueba fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) a la enzima biológica pura. Esta prueba se realiza para medir el grado de pureza de un fluido o el grado de concentración y densidad de una solución. El índice de refracción es una magnitud característica para cada fluido o solución y está directamente vinculada a otras propiedades. La medición del índice de refracción se realiza por medio de un refractómetro. Estos son instrumentos ópticos de alta precisión y de un sencillo manejo, se basan en la refracción de la luz al pasar por un prisma. Se usan frecuentemente para reconocer un producto dado, para medir y regular su grado de concentración y para el control de calidad.

2.3.1 Compatibilidad Fluido-Fluido Sludge

Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con otras sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados Sludge a pesar de que los sistemas no tengan tendencia a formar emulsiones.

La prueba se realizó de acuerdo a la norma API RP 42-1990 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará), se adiciono la enzima biológica *GREENZYME AG 280* en una proporción 50:50 con aceite crudo libre de sólidos y emulsión, se agitó vigorosamente durante 60 segundos en un agitador eléctrico marca HAMILTON BEACH y se llevó a una temperatura de 90 °C durante 24 horas; luego se pasó la mezcla a través de una malla # 100, y se examinaron los sólidos remanente en ella. Si se observa la presencia de sólidos, emulsiones o parafina, se lava la malla alternadamente con agua tibia y aceite mineral; esto removerá emulsiones y parafinas pero no removerá los Sludge formados. Los resultados se expresan así:

- Sin Sludge: sin partículas retenidas en la malla.
- Trazas: pocas partículas en la malla.
- Cantidad moderada: partículas obviamente presentes.
- Abundante: partículas grandes

Mojabilidad Visual

Es un procedimiento rápido y simple para determinar cualitativamente la tendencia humectante de la enzima biológica *GREENZYME AG 280*; La prueba se realizó de acuerdo a la norma API RP 42-1990 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) de la siguiente manera: en 50 mL de enzima biológica pura se adicionaron 10 cc de arena limpia malla 40-60 (**Figura 24**), después de 30 minutos en contacto se decantó la solución y se adicionó sobre dos probetas, la primera contenía salmuera sintética COL-21 y la segunda varsol como aceite de referencia, pasado a través de un filtro con algodón y sílica gel malla 60. Posteriormente se espolvoreó la arena dentro de

la probeta y se observó la dispersión relativa de las partículas o su tendencia a formar grumos en la fase acuosa y en la fase aceite.

Figura 19. Arena limpia disuelta en la enzima biológica.



Fuente. El autor

Rompimiento de Emulsiones

Ésta prueba indica la tendencia de un agente tenso- activo a aumentar o disminuir la formación de emulsión en un sistema crudo-salmuera, y su procedimiento se encuentra contemplado en la norma API RP-42. Se realizó en el laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (sede Guatiguará) utilizando crudo filtrado COL-25, salmuera sintética, finos (85% arena Otawa y 15% Bentonita) y enzima biológica *GREENZYME AG-280* al 6% en concentración. Se prepararon 100 ml de la mezcla crudo- salmuera con enzima en tres proporciones 25:75, 50:50 y 75:25. A cada mezcla se adicionaron 2.5 gramos de finos malla 200, se agitó a 14000 rpm en un agitador HAMILTON BEACH Modelo

HMD200 durante 30 segundos, y se observó a los tiempos 15 minutos, 1,24 y 48 horas.

Compatibilidad

Es una prueba que permite determinar y/o identificar sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión y con base en esto identificar posibles incompatibilidades.

El procedimiento consiste en preparar la mezcla enzima biológica *GREENZYMEAG-280* al 3 y 6% – agua de formación en la proporción deseada y agitar a 14.000 rpm en un agitador HAMILTON BEACH Modelo HMD200 durante 60 segundos, vaciar la emulsión formada en un tarro tapa azul, tomar la observación inicial y llevar a temperatura de 90 °C. La compatibilidad se evalúa mediante la observación del comportamiento de la mezcla a los tiempos 30 minutos, 1, 2, 4, 6 y 24 horas

Posteriormente se repite el procedimiento tomando una alícuota de la mezcla anterior y se coloca en una proporción 50:50 con el crudo COL-25.

Las pruebas de compatibilidad se realizaron a productos puros (agua destilada-salmuera) y a los productos (enzima biológica - salmuera) en las proporciones 25:75, 50:50 y 75:25.

Ésta prueba se realiza bajo los lineamientos del laboratorio de análisis petrofísicos sede Guatiguará.

2.4 RESTAURACIÓN DE MOJABILIDAD

La restauración de la mojabilidad se realiza a la muestra berea B8-12 antes de la prueba de desplazamiento con el fin de recuperar su tendencia natural a dejarse

humectar por un fluido en presencia de fluidos inmiscibles. El procedimiento que se llevó a cabo en el laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander (sede Guatiguará) fue el siguiente:

- Se saturó la muestra B8-12 con salmuera sintética al vacío
- Se pesa la muestra en la balanza analítica
- Se desplazan 10 volúmenes porosos (VP) de salmuera sintética, en el equipo CorePet Liquid Permeameter.
- Se llevó a condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wir}), desplazando 10 volúmenes porosos de aceite mineral.
- Se realizó desplazamiento miscible con crudo COL-25.
- Se dejó en condiciones de presión y temperatura de yacimiento durante 15 días.

Nota: 1 volumen poroso equivale a 15 cc

2.5 DESPLAZAMIENTO

Es la última prueba que se realizó a nivel laboratorio para finalizar el proyecto, en esta parte se llevó a cabo el protocolo de desplazamiento (ver **Anexo B**) propuesto y establecido entre los Ingenieros Luis Felipe Carrillo (evaluador) y Oscar Vanegas Angarita (Director); la muestra berea B8-12 se monto en un equipo Core Pet Liquid Fluid System Automatizado, se le suministraron condiciones de presión de confinamiento, temperatura de formación (90°C) y presión de desplazamiento (1300 psi).

Figura 20. Equipo de desplazamiento parte externa e interna.



Fuente. El Autor

3. RESULTADOS

En éste capítulo se da a conocer el resultado y análisis de todas las pruebas realizadas mencionadas anteriormente con la finalidad de concluir la efectividad y viabilidad técnica de la enzima biológica *GREENZYME AG-280*.

3.1 CRUDO COLORADO 25:

A éste fluido se le realizó las pruebas a temperatura ambiente de viscosidad, gravedad API, punto de fluidez y densidad, basándose en las normas estandarizadas para cada prueba mencionadas en el capítulo 2 obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 8. Resultados crudo COL-25.

Viscosidad [cp]	8.39
Gravedad API	35.7
Punto de fluidez [°C]	-15
Densidad [gr/cc]	0.86

Fuente. El Autor.

Nota: El crudo utilizado fue filtrado con papel filtro 41ashless (11 cm) marca Whatman.

3.2 SALMUERA SINTÉTICA

Se preparó la salmuera sintética según las concentraciones de la **tabla 3**, y se realizó las pruebas de pH, conductividad y densidad a temperatura ambiente aproximadamente 20°C obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 9. Propiedades salmuera sintética.

pH	6.29
Conductividad [mS/cm]	20.15
Densidad [gr/cc]	1.006

Fuente. El Autor

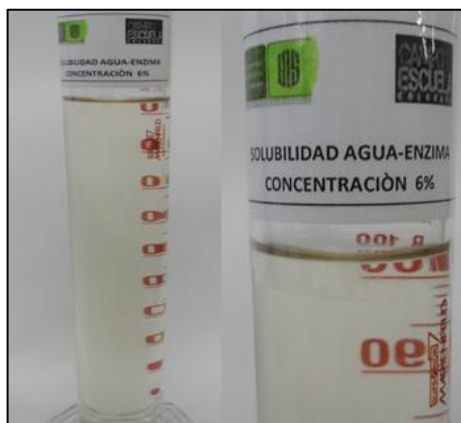
3.3 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE LA ENZIMA BIOLÓGICA *GREENZYME AG-280*

3.3.1 Solubilidad

Esta prueba se realizó a una concentración de enzima biológica al **6%** en volumen por cada 100 mL de salmuera sintética.

La enzima biológica *GreenZyme AG-280* evaluada es completamente soluble en la salmuera sintética preparada. En la figura 21 se observa al aspecto la solubilidad de la enzima.

Figura 21. Prueba Solubilidad



Fuente. El Autor

3.3.2 Densidad

Se cálculo la densidad a la enzima biológica *GreenZyme AG-280* utilizando el picnómetro calibrado de volumen 9.909 mL, el peso del picnómetro más la enzima fue de 10.143 gr el cual fue pesado en la balanza analítica marca OHAUS, obteniendo el siguiente resultado:

- $\rho = \frac{m}{v}$ Ec.1
- $\rho = \frac{10.143\text{gr}}{9.909\text{mL}}$
- $\rho = 1.0236\text{ gr/mL}$

3.3.3 pH

Se le midió el pH a la enzima biológica *GreenZyme AG-280* en el laboratorio de Análisis Petrofísicos a temperatura ambiente (T= 22°C) obteniendo un valor de **4.17**; antes de esto se calibró el peachimetro en soluciones patrones de 4,7 y 10.

3.3.4 Conductividad

Se le midió la conductividad a la enzima biológica *GreenZyme AG-280* en el laboratorio de Análisis Petrofísicos a temperatura ambiente (T= 22°C) obteniendo un valor de **10.45** [mS/cm].

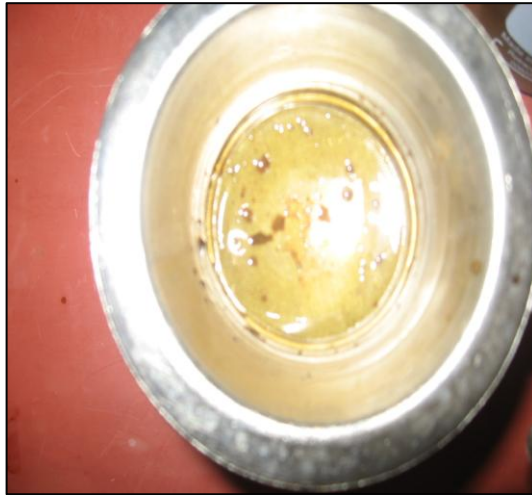
3.3.5 Índice de Refracción

Este parámetro se midió en el laboratorio de análisis petrofísicos utilizando dos (2) gotas de la enzima biológica y el refractómetro obteniendo un índice de 1.35.

3.3.6 Sludge

Ésta prueba se realizó según el procedimiento descrito en el capítulo 2 obteniendo un resultado de trazas: pocas partículas sólidas retenidas en la malla 100 mesh como se muestra en la siguiente figura.

Figura 22. Prueba Sludge.



Fuente. El Autor

3.3.7 Mojabilidad Visual

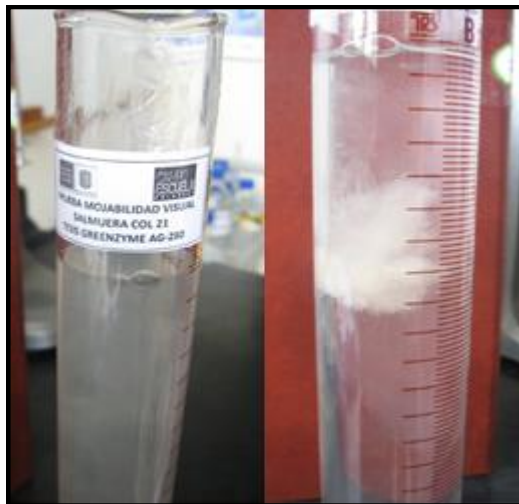
Ésta prueba se realizó según el procedimiento descrito en el capítulo anterior, la arena mojada por la enzima biológica *GREENZYME AG-280* tiene un comportamiento de formar grumos y caer al fondo de la probeta cuando se disuelve en un medio aceitoso; y cuando se disuelve la arena en un medio acuoso se observa un comportamiento disperso y un aspecto turbio, las partículas sólidas quedan suspendidas y caen lentamente hasta el fondo de la probeta como se observa en la figura 24.

Figura 23. Mojabilidad visual en medio aceitoso.



Fuente. El Autor

Figura 24. Mojabilidad visual medio acuoso



Fuente. El Autor

3.3.8 Emulsiones

Para ésta prueba se utilizó dos concentraciones de enzima biológica 3% y 6% con la finalidad de comparar la eficiencia de está según la cantidad de concentración a diferentes proporciones 25:75, 50:50 y 75:25 (teniendo en cuenta que los

primeros valores son enzima diluida en agua de formación y los segundos valores representan la cantidad de crudo COL 25), tuvo el siguiente comportamiento:

- **Proporción 25:75**

En ésta proporción las dos concentraciones presentaron un comportamiento similar, no hubo separación de agua en ningún intervalo de tiempo, la mezcla se mantuvo homogénea de color marrón oscuro.

- **Proporción 50:50**

En esta proporción las dos concentraciones 3% y 6% presentaron un comportamiento similar, hubo separación de agua pero una cantidad poco representativa (2 ml y 5 ml) respectivamente

- **Proporción 75:25**

En ésta proporción se observó una separación considerable de agua (turbia) en las dos proporciones con una interfase definida, finos en el fondo < 1, excelente detergencia.

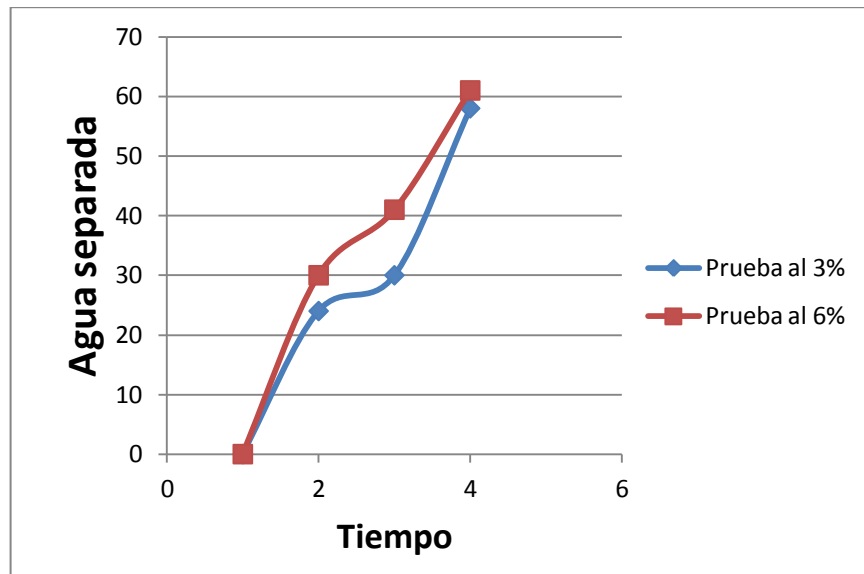
A continuación se presenta el comportamiento de la mezcla a diferentes tiempos

Tabla 10. Prueba emulsiones proporción 75:25

Concentración	3%	6%
Tiempos	Cantidad de agua separada proporción 75:25 (ml)	
t1 = 0 min	0	0
t2 = 15 min	24	30
t3 = 1hr	30	41
t4 = 24hr	58	61

Fuente. El Autor

Grafica 1. Prueba emulsiones proporción 75:25



Fuente. El Autor

De las tres proporciones mencionadas anteriormente la que tuvo mejor comportamiento fue la proporción 75:25 a la concentración del 6% debido a que separo más agua, presento excelente detergencia comparada con las otras.

En la gráfica 1 se puede observar que a mayor concentración de enzima biológica y mayor tiempo está separa más agua comparada con la concentración al 3% (línea azul).

En conclusión la enzima ayuda a que no se forme la emulsión y si ya esta formada ayuda a romperla.

3.3.9 Compatibilidad FLUIDO-FLUIDO

Ésta prueba se inicia con productos puros-blancos (agua destilada- agua de formación) con la finalidad de observar la presencia de sólidos en la interfase o

fase acuosa en proporciones 25:75, 50:50 y 75:25 durante los tiempos 0, 30 min, 1, 2, 4,6 y 24 horas a temperatura de yacimiento (90°C)

Figura 25. Prueba compatibilidad productos blancos



Fuente. El Autor

Durante toda la prueba no hubo presencia de sólidos, la apariencia de la mezcla siempre tuvo un aspecto cristalino, color transparente y sin precipitados como se observa en la figura 25.

La prueba de compatibilidad enzima biológica *GREENZYME AG-280* – Agua de formación a las concentraciones de 3% y 6% desarrollando el procedimiento mencionado en el capítulo anterior, presento el mismo comportamiento a las diferentes concentraciones, no se evidencio sólidos en la interfase debido que se presentó una sola fase homogénea, no hubo precipitados, aspecto semi-cristalino y color amarillo ligero.

Figura 26. Compatibilidad Enzima 3% - Agua de Formación



Fuente. El Autor

En la figura 26 se muestra la compatibilidad enzima biológica 3% – agua de formación a las tres proporciones 25:75, 50:50, y 75:25 respectivamente.

Figura 27. Compatibilidad Enzima 6% - Agua de Formación



Fuente. El Autor

En la figura 27 se muestra la compatibilidad enzima biológica 6% – agua de formación a las tres proporciones 25:75, 50:50, y 75:25 respectivamente

Durante todos los tiempos de la prueba y teniendo en cuenta las dos figuras anteriores se puede afirmar que en el transcurso de ésta no se evidencio problemas de compatibilidad.

De las pruebas de compatibilidad anteriores a las dos concentraciones de enzima biológica de 3% y 6% se toma una alícuota de 50ml de las tres proporciones 25:75, 50:50, y 75:25 y se mezcla con 50ml de crudo COL-25 para ver la compatibilidad al crudo, para esta prueba se tomo la concentración de enzima al 3% debido a que presento el mismo comportamiento que al 6%.

Figura 28. Compatibilidad alicuota enzima 3%- Crudo COL 25



Fuente. El Autor

En la figura 28 se observa que no se formó precipitados en las pruebas con alícuota y crudo lo que indica que no presentó ninguna incompatibilidad, esta foto fue tomada al tiempo de 24 horas el cual es el último tiempo de registro según el protocolo que se realiza en laboratorio, pero a un tiempo de 48 horas se evidencio

más separación de agua debido a que la enzima biológica es más eficiente cuando se deja en un tiempo de remojo superior a éste.

3.3.10 Restauración de Mojabilidad

Esta prueba se desarrolló en el laboratorio de análisis petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander sede Guatigará, basándonos en experimentos hechos previamente en el laboratorio, solo son necesarias 336 horas (14 días) para restaurar la mojabilidad a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, 1300 psi y 90°C respectivamente.

Figura 29. Permeámetro de líquido Core Pet.



Fuente. El Autor

Figura 30. Equipo restauración de la mojabilidad



Fuente. El Autor

3.3.11 Desplazamiento

El desplazamiento es la última prueba realizada en laboratorio y con ésta se comprueba la eficiencia de la enzima biológica *GREENZYME AG-280* al aumentar la permeabilidad en la muestra debido al cambio en el diferencial de presión.

Para el desarrollo de este desplazamiento se tuvo en cuenta el protocolo propuesto (**ANEXO B**)

Se inicia el desplazamiento pero antes de esto se tiene que estabilizar el diferencial de presión ΔP en la muestra, esto se presentó en el ciclo cinco (5) teniendo en cuenta que un ciclo es un desplazamiento de crudo-agua. La estabilidad corresponde a 5 volúmenes porosos en los cuales el ΔP varía +/- 10%, repitiendo los ciclos de agua y crudo hasta que se estabilice, los valores obtenidos se muestran en la tabla 12.

Figura 31. Equipo de desplazamiento positivo



Fuente. El Autor

Tabla 11. Ciclos Crudo-Agua

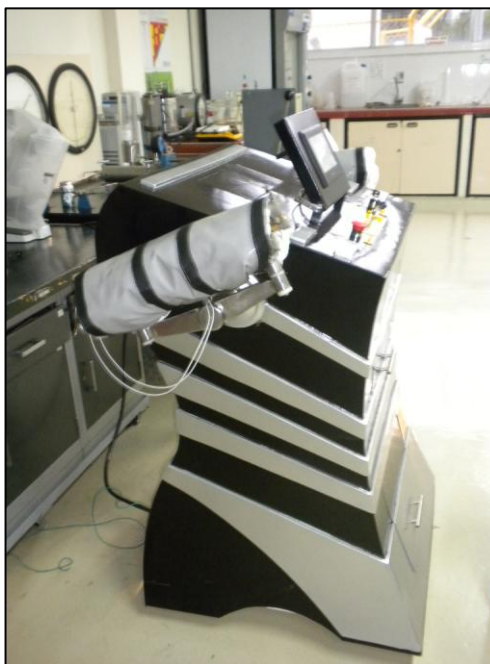
Ciclos	Fluido	Q= cm ³ /s	ΔP psi
ciclo 1	oil	0,8	89
		0,4	44
	water	0,8	122
		0,4	57
ciclo 2	oil	0,8	70
		0,4	37
	water	0,8	123
		0,4	56
ciclo 3	oil	0,8	63
		0,4	34
	water	0,8	75
		0,4	34
ciclo 4	oil	0,8	61
		0,4	31
	water	0,8	83
		0,4	43
ciclo 5	oil	0,8	59
		0,4	32

Fuente. El Autor

El diferencial de presión que se toma como referencia es de 59 psi, a partir de esto se continua con el protocolo propuesto (ANEXO B) desplazando la mezcla crudo-enzima biológica 6% + salmuera sintética en proporción 50:50 a una tasa de 0.8 cm³/s, esta mezcla se agitó durante 48 horas en el equipo Core Pet Sample Restoration System (**Figura 32**), el valor obtenido del ΔP no fue representativo, se deja en agitación la mezcla 48 horas más con la finalidad que el ΔP se estabilice y se reduzca, al cabo de este tiempo se cumple el objetivo y se da por terminado el desplazamiento.

ΔP @ tiempo de 96hr = **53 psi**

Figura 32. Equipo Core Pet Sample Restoration System



Fuente. El Autor

Para calcular las permeabilidades tenemos en cuenta la ecuación de Darcy:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad Ec.2$$

Dónde:

K: permeabilidad (darcy) **q:** caudal (cm³/ s)
μ: viscosidad (cp) **L:** longitud (cm)
A: área (cm²) **ΔP:** P_{entrada}- P_{salida} (psi)

Cálculo de las permeabilidades efectivas 1 y 2 @ Swir, donde 1 es la permeabilidad de referencia al crudo COL 25 y 2 hace referencia al tratamiento biológico con la enzima *GREENZYME AG-280*; teniendo en cuenta los siguientes valores (tabla 13) obtenidos en las pruebas mencionadas anteriormente.

Tabla 12. Valores a utilizar en la ecuación de Darcy

Parámetros	Valores
q [cm ³ /s]	0.8
μ [cp]	8.39
L [cm]	7.183
A [cm ²]	11.508
ΔP ₁ [psi]	59
ΔP ₂ [psi]	53

Fuente. El Autor

- Cálculo de **K_{ef1}** @ S_{wir} y **∇P₁**:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

$$k = \frac{0.8 \times 8.39 \times 7.183}{11.508 \times 59}$$

$$k = 71 \text{ md}$$

- Cálculo de **K_{ef2}** @ S_{wir} y **∇P₂**:

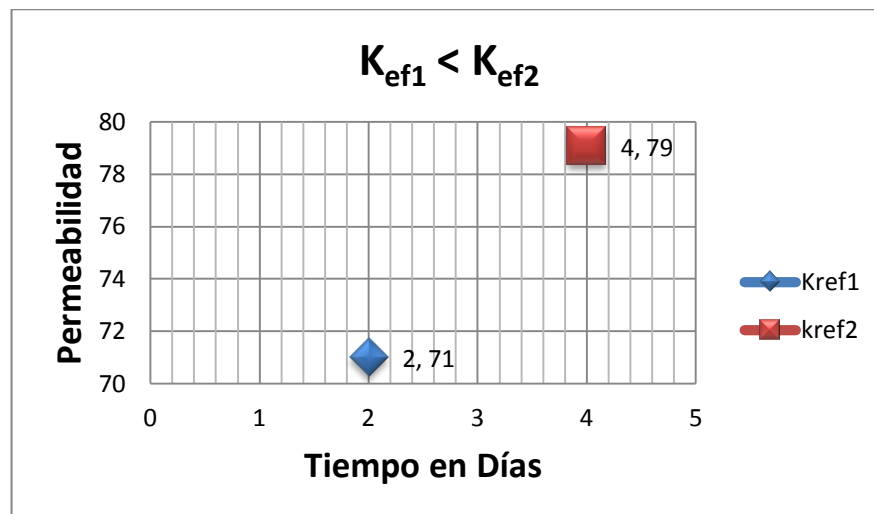
$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

$$k = \frac{0.8 \times 8.39 \times 7.183}{11.508 \times 53}$$

$$k = 79.5 \sim 80 \text{ md}$$


Dónde: $K_{ef1} < K_{ef2}$ la diferencia de permeabilidad es de 9 md, lo cual comprueba la efectividad de la enzima biológica.

Gráfica 2. Permeabilidad Vs tiempo en días



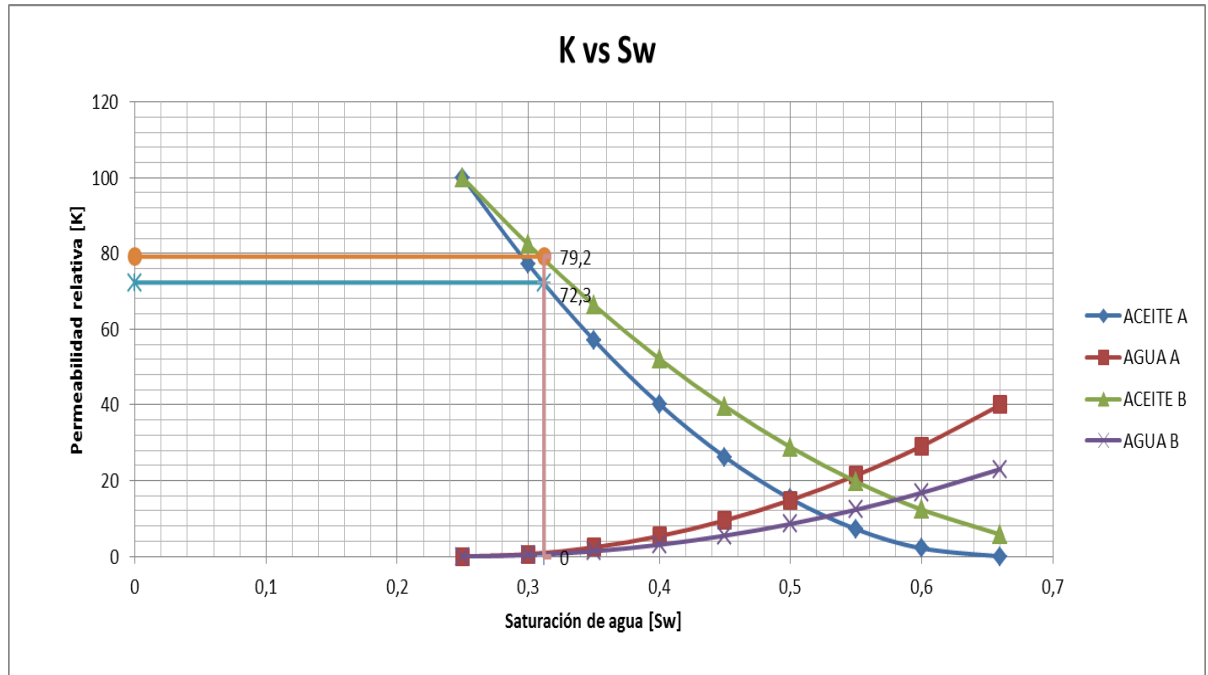
Fuente. El Autor

 kref2 Permeabilidad con tratamiento enzima biológica GreenZyme.

 Kref1 Permeabilidad al crudo Colorado 25.

En la gráfica 2 se puede observar el aumento de la permeabilidad al tiempo 4 (96 horas) de la mezcla crudo- enzima biológica con respecto al tiempo 2 el cual es la permeabilidad solo al crudo COL-25.

Gráfica 3. Permeabilidad relativa Vs Saturación de Agua



Fuente. El Autor

Las permeabilidades relativas¹⁶ indican la habilidad del aceite y el agua a fluir simultáneamente en un medio poroso; éstas se pueden calcular a partir de los datos obtenidos en las medidas de laboratorio en corazones, modelos matemáticos y cálculo de datos de presión capilar.

La enzima biológica *GREENZYME AG-280* tienen la característica de adherirse y liberar nuevos volúmenes diferenciales de hidrocarburos, formando una membrana en la superficie de los granos de la arena y logrando de esta forma un cambio en la naturaleza de las rocas, pues estas pasan de estar mojadas por

¹⁶ PALMA, Jorge. Permeabilidades relativas y flujo fraccional. Métodos de recobro

agua, por aceite o de forma fraccionada, a tener simplemente una superficie protegida con enzima biológica. Ver capítulo 1

- $0 < \text{mojabilidad} < 0.5$ Mojado por aceite
- $\text{Mojabilidad} = 0.5$ Mojabilidad mixta o intermedia.
- $0.5 < \text{mojabilidad} < 1$ Mojado por agua.

En la gráfica 3 se observa el aumento de la permeabilidad de la mezcla K_2 (crudo COL-25- Enzima biológica diluida en salmuera sintética) proporción 50:50 con respecto a la permeabilidad de referencia K_1 del mismo aceite a la misma saturación de agua

K_1 hace referencia al crudo COL-25, sus curvas cortan en 0.5 lo que indica una mojabilidad intermedia.

K_2 hace referencia a la mezcla, sus curvas cortan en 0.58 lo cual representa que esta mojado por agua.

De lo anterior se puede decir que el tratamiento biológico altera la mojabilidad creando una superficie mojada por agua- enzima desplazando el hidrocarburo de la superficie matricial.

CONCLUSIONES

Se comprobó en el laboratorio de análisis petrofísicos sede Guatiguará la efectividad de la enzima biológica *GREENZYME AG-280* al aumentar la permeabilidad en la muestra B₈₋₁₂ pasando de 71 md a 80 md.

Se evidenció que la enzima biológica *GREENZYME AG-280* no presenta ninguna incompatibilidad con los fluidos de la formación del campo Colorado, en las pruebas realizadas durante el desarrollo del proyecto.

La enzima biológica *GREENZYME AG-280* tiene la propiedad de aumentar la permeabilidad efectiva de la formación.

Se comprobó que la enzima biológica *GREENZYME AG-280* tiene la propiedad de dejar la formación mojada por agua.

La enzima biológica *GREENZYME AG-280* aumenta la gravedad API del crudo y disminuye su viscosidad.

Se comprobó que la muestra Berea B 8-12 tiene las características petrofísicas del campo Colorado.

A mayor tiempo de agitación, mayor efecto tiene la enzima biológica *GREENZYME AG-280* sobre la muestra.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas técnicas de tensión interfacial y cromatografía con el fin de evaluar y comprobar la efectividad de la enzima biológica *GREENZYME AG-280*.

Se recomienda hacer un estudio económico de éste proyecto a nivel de campo.

Se recomienda no utilizar la enzima biológica *GREENZYME AG-280* a una temperatura superior a 212 °F debido a que este es su punto de ebullición; por encima de ésta se perderá sus componentes.

Se recomienda utilizar muestras representativas del yacimiento o en su defecto muestras Bereas con propiedades petrofísicas similares a éstas con la finalidad de obtener resultados representativos.

Se sugiere realizar las pruebas de laboratorio bajo los lineamientos de las normas API RP 40, API RP 42 y las ASTM.

Para inyectar la enzima biológica *GREENZYME AG-280* a nivel de campo se recomienda cumplir con la regla 2 ½, según sus comerciantes “Apollo Separation Technologies Inc. de Houston, Texas”

En formaciones de caliza según la profundidad total del pozo y su tasa de producción diaria se recomienda inyectar ácido clorhídrico HCl al 1% o 3% en volumen previamente a la aplicación de la enzima biológica.

Se recomienda utilizar únicamente salmuera compatible o idéntica a la de la formación para diluir la enzima biológica

BIBLIOGRAFÍA

ARIZA, Emiliano, Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado, Bucaramanga 2008.

Cavallaro, A.N., y otros; Laboratory investigation of an innovative solvent based enhanced recovery and in situ upgrading technique; Canadian International Petroleum Conference, Calgary, AB, June 7-9, 2005 Paper 2005-016.

CHAVARRIA, Sandra Del Pilar, NIÑO, Angélica, Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo colorado, Bucaramanga, Tesis 2010.

CRISTANCHO, Diana; HOYOS, Jorge, Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campo maduros. aplicación a los fluidos de campo colorado, Bucaramanga, Tesis 2008.

GONZALEZ, Oscar, Análisis de influencia de la enzima GreenZyme AGE 280 de global en la humectabilidad de las arenas y su influencia en la productividad, Abril 2002.

Lou, P., Wang, W., and Gu, Y.; Asphaltene Precipitation and Its Effects on the Vapor Extraction (VAPEX) Heavy Oil Recovery Process; SPE 117527. 2008.

MOON, Ted; Using enzymes to enhance oil recovery, SPE, Abril 1 de 2008.

Moghadam, S., Nobakht, M. and Gu, Y.; Permeability Effects in Vapor Extraction (VAPEX) Heavy Oil Recovery Process; Canadian International Petroleum Conference, Calgary, AB, June 12-14, 2007, Paper 2007-95.

OTERO, Zully; SALAMANCA, Mónica, Metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos, Bucaramanga, Tesis 2010.



PETROZYMA, Petrol solutions; Aplicación para el recobro mejorado en campos petroleros.


Rostami, B., y otros; Effect of the Capillarity and Surface Tension on the Performance of VAPEX Process; Canadian International Petroleum Conference, Calgary, AB, June 12-14, 2007, Paper 2007-39.

Yazdani, A.J., Maini, B.B.; Further Investigation of Drainage Height Effect on Production Rate in Vapex; SPE 101684. 2006.


ANEXO

ANEXO A. Análisis fisicoquímico del agua de formación

	LABORATORIO QUÍMICO DE CONSULTAS INDUSTRIALES	Código: F-PA-02	
	POST-ANALITICO	Versión: 05	
	INFORME DE RESULTADOS	Fecha: 2012/01/16 Página 1 de 2	



Acreditación por el IDEAM según la Resolución No. 1659 de 2011, en los parámetros pH, DBO₅, DQO, SST, fenoles, SAAM, grasas y aceites en aguas, metales totales y disueltos en aguas, metales totales en suelos y toma de muestras puntuales y compuestas



INSTITUTO NACIONAL DE SALUD

Autorización del Ministerio de la Protección Social, mediante la resolución 5534 de 2010, para la realización de análisis físicos, químicos y microbiológicos al agua para consumo humano

Informe de resultados No.	12-179	Fecha de emisión:	Abril 24 de 2012
Cliente:	CAMPO COLORADO / JUAN PABLO RAMIREZ		
Dirección del cliente:	Universidad Industrial de Santander / Campo Colorado		
Solicitud de servicio No.	12-179	No. de muestras:	01
Fecha de recepción de las muestras:	Abril 10 de 2012		
Muestras recibidas por:	Johanna Riveros		
Fecha de análisis:	Abril 13 de 2012 - Abril 24 de 2012		

1. ANALISIS FISICOQUIMICO

Codificación de la Muestra:	12-179-01	Tipo de muestra:	Puntual
Identificación de la muestra:	Agua Pozo Colorado 21		
Matriz de la muestra:	Agua de Producción		
Muestreo realizado por:	El Cliente		
Lugar y punto de muestreo:	Barranca Vereda Yarima / Pozo 21		
Fecha del muestreo:	Abril 03 de 2012		

PARAMETRO	RESULTADO	MÉTODO/NORMA
pH (Unidades de pH)	6,41	Potenciométrico / SM 4500-H ⁺ B
Temperatura (°C)	24	Termométrico / SM 2550 B
Conductividad (µS/cm)	32000	Conductivimétrico / SM 2510
Carbonatos (mg CO ₃ ²⁻ /L)	0	Titrimétrico / SM 2320 B
Bicarbonatos (mg HCO ₃ ⁻ /L)	140,1	Titrimétrico SM 2320 B
Sulfatos (mg SO ₄ ²⁻ /L)	< L.D.	Espectrofotométrico / SM 4500 E
Cloruros (mg Cl ⁻ /L)	7248,5	Argentométrico / SM 4500-Cl ⁻ B
Dureza Total (mg CaCO ₃ /L)	1187	Titrimétrico-EDTA / SM 2340 C
Calcio (mg Ca/L)	265,6	Absorción Atómica / SM 3111 B
Magnesio (mg Mg /L)	13,1	Absorción Atómica / SM 3111 B
Bario (mg Ba/L)	241,3	Absorción Atómica / SM 3111 D
Hierro (mg Fe/L)	1,08	Espectrofotométrico / SM 3500-Fe B
Sodio(mg Na/L)	905,4	Absorción Atómica / SM 3111 B
Silíce (mg SiO ₂ /L)	19	Espectrofotométrico / SM 4500
Potasio (mg K/L)	11,1	Absorción Atómica / SM 3111 B

L.D: Límite de Detección de Sulfatos 0,5mg /L

Ciudad Universitaria Carrera 27 Calle 9 – Edificio Camilo Torres/ Laboratorio 222
 Conmutador: (7) 6344000 Ext. 2465. Telefax: (7) 6349009
 Página web: <http://ciencias.uis.edu.co/laci/> E-mail: laboratorioquimicodeconsultas@uis.edu.co
 Bucaramanga - Colombia

	LABORATORIO QUÍMICO DE CONSULTAS INDUSTRIALES	Código: F-PA-02	
	POST-ANALÍTICO	Versión: 05	
	INFORME DE RESULTADOS	Fecha: 2012/01/16	
		Página 2 de 2	

Informe de resultados No. 12-179 Solicitud de servicio No. 12-179

Observaciones: *Ninguna*

Nota 1: Estos resultados son válidos únicamente para las muestras analizadas y reportadas por el laboratorio.

Nota 2: En caso de ser copia del resultado original se realizará la siguiente aclaración: Copia del resultado original.

Estimado cliente: Para nosotros es muy importante conocer sus inquietudes, sugerencias, felicitaciones, quejas y/o reclamos en los servicios prestados por el laboratorio, con el propósito de mejorar nuestros servicios. Le agradecemos que se comunique con el laboratorio, donde un miembro del personal amablemente recibirá su solicitud y pronto estaremos en comunicación con usted para aclarar y/o resolver su requerimiento.

Revisó y aprobó:

Luz Yolanda Vargas Fallo
Directora del Laboratorio
Química. Msc Química UIS
MP PQ 1144

Elaboró: *Johanna Riveros*

ANEXO B. Protocolo Desplazamiento.

Orden	Producto	Volumenes Porosos	Sentido
1	Crudo Agua	5	Inyección
	Crudo Agua	5	
	Crudo Agua	5	
	Crudo Agua	5	
	Crudo Agua	5	
Estabilización del Delta de presión (K Referencia 1)			
2	Crudo + Enzima 6% en salmuera	5	Inyección
Tiempo de Agitación = 48 horas			
3	Crudo + Enzima 6% en salmuera	5	Inyección
Tiempo de Agitación = 96 horas			
4	Crudo + Enzima 6% en salmuera	5	Inyección
Comparar kf1 y Kf2			

ANEXO B Hoja de seguridad enzima *GREENZYME AG-280*

HOJA DE SEGURIDAD	
Nombre comercial del producto	Apollo Greemzyme serie 280, 190,460.
Identificación de la sustancia	Emzima, Agua y estabilizante.
Datos físicos	Descripción: Amarillo semi claro con fermentación ligera.
	Rata de evaporación: No aplica;
	pH: 5-7
	Punto de ebullición: 212º F ó 100º C; para diferentes aplicaciones, ésta enzima puede ser calentada por enzima de los 212º F, siempre y cuando sea a una mayor presión.
	Gravedad específica: 1
	Solubilidad en el agua: Completamente soluble en el agua
Efectos sobre la salud y primeros auxilios	Presión de vapor: 0,1 MMHg - 20º C
	Inalación: No es peligroso
	Contacto con la piel: Enjuague con agua y jabón, si hay sensación de picazón y enrojecimiento, consulte con el médico.
	Contacto al ojo: Puede causar irritación menor, ejuague los ojos con agua si hay sensación de picazón y enrojecimiento, consulte con el médico.
Datos de reactividad	Ingestión: Relativamente inofensivo. En caso de ingestión, tomar uno o dos vasos de agua. Si se producen síntomas intestinales, consulte con el médico.
	Reactividad: Estable bajo todas las condiciones.
	Incompatibilidades: Ninguna.
Datos de incendio y explosión	Polimerización peligrosa: No ocurrirá.
	Como es agua en solución, no se presentan problemas de explosión e incendio.
Medidas de seguridad	Ventilación: Es necesario que halla una ventilación adecuada.
	Protección de los ojos: Evite el contacto con los ojos; No se recomienda usar lentes de contacto.
	Ropa de protección: Bata de manga larga, evitar el contacto con la piel durante largos periodos de tiempo.
	Protección respiratoria: No aplica, no es necesario.
Almacenamiento y eliminación	Almacenamiento: Se puede almacenar en cualquier lugar fresco y no exponerla directamente al sol ni a temperaturas mayores a 160º F, Su tiempo de vida es de 3 años.
	Eliminación: Si es posible, hacerlo en residuos no peligrosos.
Greezyme® es una marca registrada por Apollo Separation technologies Inc.	