

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN
NÚCLEOS DE LAS ARENAS “T” Y “U” DEL CAMPO SHUSHUFINDI
CON LA APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE
LA INYECCIÓN DE NANOFUIDOS**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

EDGAR BLADIMIR AIMARA NINACURI

bladimh2@gmail.com

DIRECTOR: Ing. RAÚL VALENCIA. Msc.

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Octubre 2019

DECLARACIÓN

Yo, Edgar Bladimir Aimara Ninacuri, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

EDGAR BLADIMIR AIMARA NINACURI

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Bladimir Aimara, bajo mi supervisión.

Ing. RAÚL VALENCIA. Msc.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradezco por el cariño y apoyo incondicional a mi padre, madre, y hermanos, ya que sin ellos no hubiese logrado cumplir todas las metas que me he planteado y desafíos que la vida me ha impuesto.

A la majestuosa Escuela Politécnica Nacional, a todos sus docentes, y en especial a los profesores del Departamento de Petróleos, por impartir sus conocimientos, y experiencias a lo largo de toda la carrera.

Un agradecimiento enorme para el personal del CIQ de Petroamazonas que me brindaron sus conocimientos para el desarrollo de este proyecto, en especial para la PhD. Jenny Estupiñán, Ing. Jenny Pacheco, Ing. Edison Valencia, y Luis Aguinsaca.

Al Ing. Bladimir Cerón, por ser el precursor en la investigación de nanopartículas, al otorgarme este tema de investigación; además por compartir sus conocimientos, consejos y brindarme su apoyo para el progreso del mismo.

Al Ing. Álvaro Gallegos por su apoyo en esta investigación y aportar sus vastos conocimientos.

Al Ing. Raúl Valencia por ser el director, y guiarme en el proceso de este proyecto de investigación.

A mis seres queridos y amigos de Well Control que me han acompañado y ofrecido su valiosa amistad durante este largo trayecto, en especial: Tito, Cristian, Diego, Sylvia y la familia Ruano Castellanos.

Bladimir Jimara

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación se lo dedico de una manera muy especial a mi madre Nachita por ser el ejemplo perfecto de madre amorosa e inculcarme a ser un hombre de valor, perseverante, y resiliente. A mi padre Edgar, por ser mi ejemplo a seguir y al hombre que más admiro ya que gracias a sus consejos, apoyo, y cariño he logrado finalizar mi carrera en la Escuela Politécnica Nacional. Además quiero mencionar a mis hermanos Jhoel y Mishell ya que ustedes son mi fuente de inspiración, admiración y aprendizaje para seguir en este largo camino llamado vida.

A mis tíos Freddy, Nelly, y Eugenia que a pesar de la distancia, su apoyo y cariño ha sido de vital importancia.

A mis primos Leo, Nuria y en especial Yessenia, ustedes son mi inspiración para seguir adelante y deseo verlos triunfar.

Finalmente, este trabajo va dedicado para todas aquellas personas que desean cumplir sus metas, y a pesar de las adversidades de la vida siguen luchando por conseguirlo.

“Siempre debes separar el talento de la personalidad, que no tienen nada que ver.” Marlon Brando

Vladimir Jimara

Contenido

DECLARACIÓN	III
CERTIFICACIÓN	IV
AGRADECIMIENTOS	V
DEDICATORIA	VI
INDICE DE TABLAS	IX
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE ANEXOS	XI
NOMENCLATURA	XII
RESUMEN	XIII
ABSTRACT	XIV
INTRODUCCIÓN	1
REFERENCIAL TEÓRICO	5
1. GENERALIDADES	5
1.1 Campo Shushufindi.....	5
1.2 Características de la Arenisca “U”	6
1.3 Características de la Arenisca “T”	6
1.4 Propiedades petrofísicas de roca y fluido.....	6
1.4.1 Permeabilidad	6
1.4.2 Tensión interfacial.....	7
1.4.3 Humectabilidad	7
1.4.4 Presión capilar	8
2. NANOTECNOLOGÍA.....	8
2.1 Nanotecnología en recuperación mejorada	10
2.2 Nanopartículas de sílice	11
2.3 Mecanismos de las nanopartículas de sílice en la Recuperación Mejorada	12
2.3.1 Presión de separación.....	13
2.3.2 Canalización de poros.....	13
2.3.3 Alteración de la humectabilidad.....	14
2.3.4 Reducción de la tensión interfacial.....	15
2.3.5 Adsorción de finos.....	15
3. NANOFUIDO.....	16
4. FACTOR DE RECOBRO	17
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	17
5.1 Flujo de caja.....	18
5.2 Valor actual neto (VAN).....	18
5.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	18

5.4	Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	19
5.5	Relación costo beneficio (B/C)	19
METODOLOGIA		20
1.	ELABORACIÓN DEL NANOFUIDO	20
2.	SELECCIÓN Y RECORTE DE PLUGS	20
3.	SATURACIÓN DE PLUGS CON AGUA DE FORMACIÓN	21
4.	DESPLAZAMIENTO A CONDICIONES DE YACIMIENTO EN EL EQUIPO FDS ..	22
5.	DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DE CRUDO TOTAL INICIAL	24
6.	CÁLCULO DE FACTOR DE RECOBRO	25
RESULTADOS		26
1.	PRUEBAS REALIZADAS A PLUGS	26
1.1	Petrografía	26
1.2	Mineralogía por difracción de rayos x (DRX) y MEB	28
1.3	Análisis convencional (Permeabilidad y Porosidad)	29
1.4	Presión capilar	30
2.	PRUEBAS REALIZADAS AL HIDROCARBURO	31
2.1	Gravedad específica	31
2.2	Viscosidad	31
2.3	Prueba de compatibilidad de fluidos	32
3.	PRUEBA DE DESPLAZAMIENTOS	32
3.1	Saturaciones de fluidos y volumen total de crudo inicial (N)	32
3.2	Desplazamientos, volumen recuperado de crudo (Np) y cálculo del factor de recobro	33
3.3	Permeabilidad efectiva	34
4.	SIMULACIÓN	36
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	39
DISCUSIÓN		44
1.	ARENISCA U SUPERIOR	44
2.	ARENISCA T INFERIOR	45
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		48
1.	CONCLUSIONES	48
2.	RECOMENDACIONES	50
BIBLIOGRAFIA		51
ANEXOS		54

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Composición de Nanofluido	16
Tabla 2: Potenciales de producción	21
Tabla 3: Porosidad y Permeabilidad de los plugs.....	23
Tabla 4: Composición mineralógica de las muestras de la Arenisca " U " del pozo Shushufindi – 74.	26
Tabla 5: Composición mineralógica de las muestras de la Arenisca " T " del pozo Shushufindi – 79.	27
Tabla 6 Análisis convencional (porosidad y permeabilidad absoluta al aire) de la Arenisca "U" del pozo Shushufindi – 74.....	29
Tabla 7: Análisis convencional (porosidad y permeabilidad absoluta al aire) de la Arenisca "T" del pozo Shushufindi – 79.	30
Tabla 8: Saturaciones y volumen de fluidos SSF 74	32
Tabla 9: Saturaciones y volumen de fluidos SSF 79	33
Tabla 10: Volúmenes recuperados de crudo del pozo Shushufindi – 74.	33
Tabla 11: Volúmenes recuperados de crudo del pozo Shushufindi – 79.	34
Tabla 12: Producción estimada Arenisca U Superior	39
Tabla 13: Producción estimada Arenisca T Inferior	40
Tabla 14: Costos de equipos necesarios para inyección de nanofluido en el campo Shushufindi.....	40
Tabla 15: Ingresos en el campo Shushufindi	41
Tabla 16: Egresos en el campo Shushufindi	42
Tabla 17: Análisis Económico arenisca U superior	43
Tabla 18: Análisis Económico arenisca T inferior	43
Tabla 19: Resultados experimentales	56
Tabla 20: Resultados experimentales	59
Tabla 21: Estimación de la producción anual de la arenisca U superior.....	64
Tabla 22: Estimación de la producción anual de la arenisca T inferior	64
Tabla 23: Estimación del precio del crudo WTI	65

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación campo Shushufindi	5
Figura 2: La escala de cosas referidas al nanómetro	9
Figura 3: El Esquema de los mecanismos de Recuperación Mejorada de nanofluidos	12
Figura 4: Nanopartículas en una estructura en forma de cuña, resultando en un gradiente de presión de separación estructural en el vértice de cuña	13
Figura 5: Log-jamming.....	14
Figura 6: Nanopartículas y nanofluido pozo SSF 79.....	20
Figura 7: Cores pozo SSF 74, SSF 79, y recorte de una muestra de core.....	21
Figura 8: Bomba manual y acumulador para saturación de agua. Manómetro con 3000 psi saturando plug con agua de formación.....	22
Figura 9: Equipo FDS 350, compuesto por: 3 acumuladores, líneas de inyección de fluidos, y un coreholder	22
Figura 10: Partes internas equipo FDS 350.....	23
Figura 11: Equipo SOXHLET	25
Figura 12: MEB SSF 74	28
Figura 13: MEB SSF 79.....	29
Figura 14: Determinación de °API mediante hidrómetro (izquierda y centro crudo SSF 79, derecha crudo SSF 74)	31
Figura 15: Equipos utilizados para determinar la viscosidad	31
Figura 16: Resultados de la prueba de compatibilidad	32
Figura 17: Hidrocarburo recuperado mediante desplazamiento con agua y nanofluido.....	34
Figura 18: Permeabilidades efectivas arenisca U	35
Figura 19: Permeabilidades efectivas arenisca T	36
Figura 20: Cálculos del pozo SSF 74 realizados en el software Matlab	37
Figura 21: Caudal vs tiempo SSF 74 realizado en Matlab	37
Figura 22: Cálculos del pozo SSF 79 realizados en el software Matlab	38
Figura 23: Caudal vs tiempo SSF 79 realizado en Matlab	38
Figura 24: Curva de presión capilar, método de inyección de mercurio	57
Figura 25: Distribución de diámetros de gargantas porales	58
Figura 26: Curva de presión capilar, método de inyección de mercurio.....	60
Figura 27: Distribución de diámetros de gargantas porales	61
Figura 28: Historial de producción de la arenisca U superior	62
Figura 29: Historial de producción de la arenisca T inferior	63
Figura 30: Histórico precio del crudo WTI.....	65
Figura 31: Calculo de PIR arenisca U Superior.....	66
Figura 32: Calculo de PIR arenisca T Inferior	67

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Difractograma SSF 74 obtenidos mediante difracción de rayos x	54
Anexo 2: Difractograma SSF 79 obtenidos mediante difracción de rayos x	55
Anexo 3: Análisis de presión capilar SSF 74.....	56
Anexo 4: Análisis de presión capilar SSF 79.....	59
Anexo 5: Producción del campo Shushufindi por recuperación primaria	62
Anexo 6: Precio anual del petróleo WTI.....	65
Anexo 7: VAN Acumulado para cálculo de PIR.....	66

NOMENCLATURA

ABREVIACIÓN	DESCRIPCIÓN
<i>BBLs</i>	Barriles
<i>BPPD</i>	Barriles De Petróleo Por Día
<i>BSW</i>	Basic Sediment And Water (Contenido De Agua Y Sedimentos)
<i>CIQ</i>	Centro de Investigaciones Quito
<i>DRX</i>	Difracción De Rayos X
<i>EOR</i>	Enhanced Oil Recovery (Recuperación Mejorada)
<i>FDS</i>	Formation Damage And Well Treatment Evaluation System
<i>MEB</i>	Microscopio Electrónico De Barrido
<i>N</i>	Volumen Total Inicial En El Reservorio
<i>N_p</i>	Volumen Recuperado De Crudo
<i>POES</i>	Petróleo Original En Sitio
<i>ppm</i>	Partes Por Millón
<i>R</i>	Factor De Recobro
<i>S_g</i>	Saturación De Gas
<i>S_o</i>	Saturación De Petróleo
<i>SSF</i>	Shushufindi
<i>S_w</i>	Saturación De Agua
<i>TIR</i>	Tasa Interna De Retorno
<i>VAN</i>	Valor Actual Neto
<i>WTI</i>	West Texas Intermediate

RESUMEN

Se evaluó el incremento del factor de recobro mediante la inyección de nanofluidos como método EOR. Para el desarrollo de este estudio se elaboró nanopartículas de sílice en la Escuela Politécnica Nacional. El nanofluido se formuló mediante la composición de las nanopartículas y un fluido base. Los ensayos tomaron lugar en el laboratorio de Petroamazonas, donde la inyección del nanofluido se realizó en plugs de las areniscas “U” y “T” extraídas del núcleo de corona del pozo Shushufindi 74 y 79 con la ayuda del equipo de daños a la formación “FDS”. Además se realizaron múltiples pruebas petrofísicas, se evaluó la variación del factor de recobro y se comprobaron los resultados mediante la simulación matemática en el software Matlab.

Los resultados mostraron un incremento en la recuperación de crudo de 18,44% para el pozo Shushufindi 74 y 20,96% en el pozo Shushufindi 79, con esto se deduce que efectivamente existe un incremento en el factor de recobro. Adicionalmente se constató que la aplicación de nanopartículas en la recuperación del hidrocarburo es una buena opción ya que los costos en insumos son bajos, consecuentemente el proyecto será rentable y se convertirá en el futuro de la industria petrolera.

Palabras clave: EOR, factor de recobro, FDS, nanopartículas, nanofluidos.

ABSTRACT

Recovery factor increase was evaluated by injecting nanofluids as an EOR method. For the development of this study, silica nanoparticles were developed at the Escuela Politécnica Nacional. The nanofluid was formulated by the composition of the nanoparticles and a base fluid. The tests took place in the Petroamazonas laboratory, where nanofluid injection was carried out in plugs of “U” and “T” sandstones extracted from the core of the Shushufindi 74 and 79 well with the help of the formation damage system "FDS". In addition, multiple petrophysical tests were performed, the variation of the recovery factor was evaluated and the results were checked by mathematical simulation in Matlab software.

The results showed an increase in the recovery of crude oil of 18,44% for the Shushufindi 74 well and 20,96% in the Shushufindi 79 well, with this it follows that there is an increase in the recovery factor. Additionally, it was found that the application of nanoparticles in hydrocarbon recovery is a good option since the costs of inputs are low, consequently the project will be profitable and will become the future of the oil industry.

Keywords: EOR, recovery factor, FDS, nanoparticles, nanofluids.

ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN NÚCLEOS DE LAS ARENAS “T” Y “U” DEL CAMPO SHUSHUFINDI CON LA APLICACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE LA INYECCIÓN DE NANOFUIDOS

INTRODUCCIÓN

El petróleo como recurso no renovable se ha convertido en un elemento de vital importancia para el desarrollo tecnológico de nuestra civilización, por esta razón varios países depende de él, y también del gas para su desarrollo industrial. Estudios realizados por geólogos y grandes empresas, han dejado en evidencia de que ya no quedan grandes yacimientos explotables de hidrocarburos por descubrir en el mundo. Una investigación realizada por analistas calificados ha llegado a la conclusión de que las reservas mundiales de petróleo rondarían entre 1,8 y 2,2 billones de barriles (López, 2008).

Además, a este conjunto de problemas, se debe añadir el incremento del número de campos maduros en el mundo. Un campo maduro se define como aquel donde la energía natural de producción disminuye, pero posee un potencial de recuperación adicional, y necesita de métodos tecnológicos que ayuden a restablecer la energía necesaria para mantener las tasas de producción. Los campos maduros a nivel global están en ascenso, se encuentran en zonas como: el área marina de América del Norte, Golfo de México, campos petroleros del Mar del Norte y Rusia, llegando a regiones como China, India, Australia y Argentina (Ahmed, 2003). Los campos maduros o también conocidos como marginales tienden con el tiempo a amentar su corte de agua, esto es debido al ingreso de agua proveniente de los acuíferos a las zonas productoras de petróleo. “Este tipo de campos se caracterizan por hallarse en procesos de recuperación secundaria con necesidad de implementar nuevos métodos de producción para aumentar su tiempo de vida” (Pande & Clark, 1994).

El Ecuador, no está exento de esta dificultad, los principales campos petroleros han entrado en la etapa de madurez, entre los principales constan: Shushufindi, Sacha, Auca y Libertador, los cuales tienen alrededor de 40 años de producción continua (Sandoval, 2013). Para tratar de mantener la producción y buscar nuevos yacimientos

se ha intentado perforar nuevos pozos, tarea que se vuelve cada vez más compleja debido a factores como el precio del crudo o descubrimiento de nuevas fuentes de energía. Muchos de estos campos se encuentran produciendo por debajo de su producción óptima, además se ha incrementado el corte de agua substancialmente, esto debido a que la presión natural del reservorio está en constante declinación.

La depletación es la reducción del volumen de crudo y se relaciona con la declinación de producción de un pozo. Para obtener una mayor cantidad de petróleo recuperable e incrementar la rentabilidad de dichos campos es conveniente incrementar el factor de recobro de dichos campos (Ahmed, 2003). El factor de recobro es una función del mecanismo de desplazamiento y se lo expresa como un valor porcentual (Schlumberger Oilfield Glossary, 2018).

La etapa primaria de producción de un campo petrolero se debe a la energía natural del mismo, la cual empuja al hidrocarburo hacia el pozo y consecuentemente a superficie. La energía natural del yacimiento por tipo de empuje: expansión roca-fluido, liberación de gas disuelto, casquete de gas, empuje hidráulico, y segregación gravitacional. En los primeros meses de producción de un yacimiento, la presión es enorme en comparación a la del pozo. Sin embargo, al transcurrir el tiempo y producción, la presión de formación va declinando y es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial. La producción primaria tendrá su punto final, cuando la presión de formación es tan baja, que no es económicamente rentable la producción obtenida. También se puede dar por finalizada esta etapa cuando la producción de agua o gas son muy elevadas y, de igual forma, no son económicamente rentables.

La recuperación secundaria se caracteriza por ser empleada luego que la energía natural del yacimiento no es suficiente para empujar el hidrocarburo a superficie. En esta etapa se emplea la inyección de agua o gas mediante pozos inyectoras, para desplazar el crudo hacia los pozos productores. La función que cumple la inyección de agua, es abastecer de la presión adecuada al yacimiento para poder expulsar el crudo remanente. El agua inyectada hace la función de barrido en la zona saturada de crudo y ayuda a desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Mientras tanto, la finalidad de la inyección de gas es mantener la presión del reservorio.

En los campos maduros del Ecuador, el factor de recobro bordea el 20% (Petroamazonas EP, 2017), es por esta razón que la industria petrolera trata de innovar cada día en la tecnología usada en recuperación mejorada y así obtener un incremento de productividad.

Finalmente, la recuperación terciaria o mejorada es la fase final posterior de recuperación de crudo, después de la recuperación secundaria; esta es una de las más complejas y se deben realizar múltiples estudios de yacimientos, tales como capilaridad, mojabilidad, tensión interfacial, y más. La recuperación mejorada por sus siglas en inglés EOR (Enhanced Oil Recovery) se caracteriza por la inyección de químicos (surfactantes y polímeros), térmicos (inyección de vapor o agua caliente, combustión In-Situ), miscibles (CO_2 , solventes o gas hidrocarburo). Observando que la recuperación mejorada no siempre toma lugar luego de una recuperación secundaria, de hecho puede ser realizada en cualquier etapa de producción, incluso una vez iniciada la vida productiva del pozo. El objetivo de la recuperación mejorada es obtener un factor de recobro mayor, y de esta manera obtener un beneficio económico mayor al invertido. Por todos los motivos expuestos, es la indicada para ser usada en un campo maduro.

Una técnica innovadora en la industria petrolera, por la versatilidad y propiedades que benefician a la obtención de hidrocarburo, es la nanotecnología. Esta ciencia ha sido aplicada en varios países y está aportando grandes beneficios a la industria. La nanotecnología está siendo utilizada en fluidos de control, fluidos de perforación, cementación, caracterización de reservorios; y, en específico de EOR, se está utilizando para la preparación de nanofluidos.

Pregunta de investigación

¿Es factible incrementar el factor de recobro en núcleos de corona de las areniscas “T” y “U” en los pozos Shushufindi 74 y 79 con la aplicación de Recuperación Mejorada mediante la inyección de nanofluidos?

Objetivo general

Realizar un estudio para el incremento del factor de recobro sobre núcleos de la arena "T" y "U" pertenecientes al campo Shushufindi, con la aplicación de Recuperación Mejorada mediante la inyección de nanofluidos

Objetivos específicos

- Definir la concentración adecuada de nanopartículas presentes en el nanofluido para obtener un mayor factor de recobro.
- Evaluar las propiedades petrofísicas antes, durante y después del proceso de aplicación de nanofluidos.
- Examinar la conducta del desplazamiento de nanofluido y fluidos del reservorio sobre los núcleos pertenecientes a la arena "T" y "U" del campo Shushufindi.
- Establecer la alteración del factor de recobro entre la inyección de nanopartículas y la inyección de salmuera.
- Validar de los resultados obtenidos mediante el uso del simulador Matlab o tNavigator.

Alcance

Se realizará pruebas de desplazamiento de nanofluidos en núcleos pertenecientes a las arenas "T" y "U" del campo Shushufindi, la variación del factor de recobro de los núcleos y la formulación para la comprobación de los resultados con el software Matlab o tNavigator.

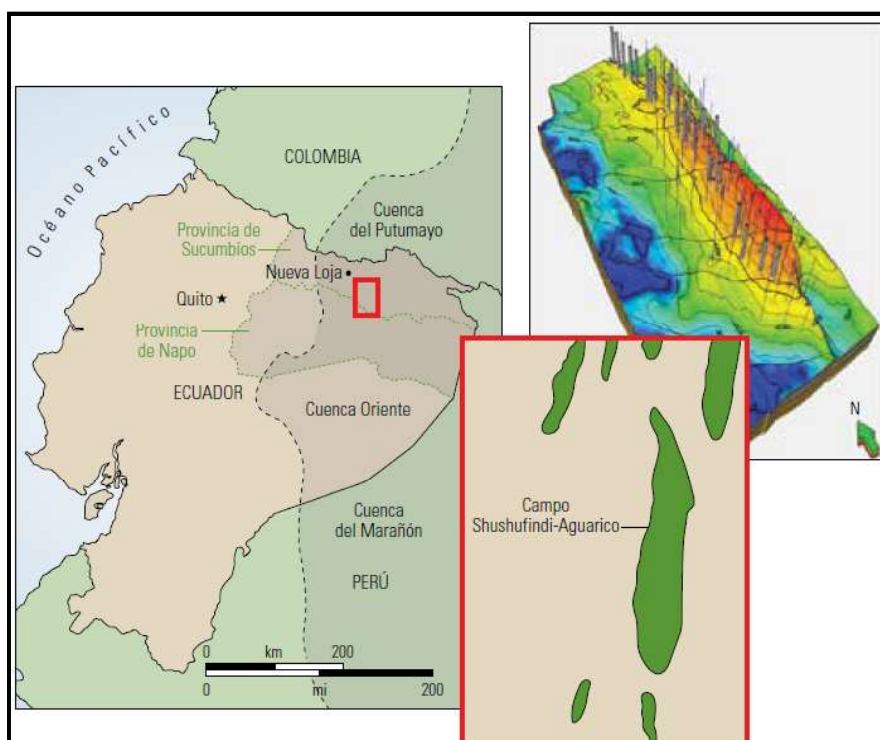
REFERENCIAL TEÓRICO

1. GENERALIDADES

1.1 Campo Shushufindi

El campo Shushufindi, en conjunto con los campos Sacha y Libertador, se encuentra formando parte del **Dominio Central Corredor Sacha-Shushufindi**. Este es uno de los campos más importantes y más grandes en la región amazónica del Ecuador. Como se observa en la Figura 1, se localiza ubicado entre las provincias de Napo y Sucumbíos; con coordenadas geográficas que se extienden desde 00° 06' 39" hasta 00° 17' 58" latitud Este, hasta los 76° 36' 55" de longitud Oeste (Enríquez, 2008).

Figura 1: Ubicación campo Shushufindi



Fuente: (Schlumberger, 2014)

De las pruebas efectuadas por la empresa Norteamericana Texaco, los principales reservorios del campo son las areniscas “U” y “T”. La arenisca “T” produce un crudo que varía entre de 32 y 26 °API, con un contenido de azufre de 0,52-0,64% en peso. La arenisca “U” produce crudo que fluctúa entre 24 y 31 °API, con un contenido de

azufre de 1,10-1,22% en peso; además de contar con un empuje por acuífero activo. Los pozos de interés para este estudio son SSF 74 y SSF 79. El pozo SSF 74 se encuentra ubicado en el centro del campo, mientras que el pozo SSF 79 se encuentra al sur.

1.2 Características de la Arenisca “U”

Es una arenisca de grano muy fino superior, color crema, forma subangular. La principal característica es la conformación de cuarzo monocristalino (95%), con presencia de feldespatos (2%), arcillas (2%), carbonatos (trazas) y de los minerales accesorios con la presencia de circón (trazas). Las arcillas más comunes presentes son caolinita, de los cementos se puede observar cemento de cuarzo y esporádicos cementos de calcita (Baby et al., 2004). Su porosidad primaria es intergranular, con un promedio de 19,22%

1.3 Características de la Arenisca “T”

Es una arenisca de grano medio a grueso, color crema, forma subangular. Su principal componente es cuarzo (98%), con feldespato (trazas), arcilla (1%), y minerales accesorio (trazas); los minerales accesorios presentes son glauconita y muscovita, similares a la arenisca “U”. Su matriz está compuesta por arcilla caolinitica (1%). Acerca de su porosidad primaria, es intergranular y con un promedio de 15,19%

1.4 Propiedades petrofísicas de roca y fluido

1.4.1 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él (Paris de Ferrer, 2010). Se lo define con la ecuación de Darcy:

$$q = -\frac{kA (\partial P)}{\mu * L} \quad (1)$$

Donde:

q: Caudal

A: Área transversal

K: Permeabilidad

μ : Viscosidad

∂P : Variación de Presión

L: Longitud

Permeabilidad absoluta

La permeabilidad absoluta es la medición de la permeabilidad, cuando la roca está saturada al cien por ciento de un solo fluido.

Permeabilidad efectiva

Conceptualmente, la permeabilidad efectiva, se define como la capacidad de transmisión de un fluido (petróleo) a través del yacimiento cuando existe la presencia de otros fluidos (agua, gas).

1.4.2 Tensión interfacial

La tensión interfacial es una propiedad que poseen dos fases líquidas, es la fuerza por unidad de longitud de interfaz a una misma presión y temperatura “causada por la diferencia entre fuerzas moleculares de ambas fases y por el desbalance en la interfase” (Paris de Ferrer, 2010). Como resultado de estos fenómenos se tiende a disminuir el área de contacto entre estas dos fases.

1.4.3 Humectabilidad

La humectabilidad se define como la capacidad que posee un fluido para adherirse y ocupar la mayor área posible sobre una superficie rocosa, en presencia de otro fluido (Paris de Ferrer, 2010). En este caso, los fluidos inmiscibles presentes son agua y petróleo. La humectabilidad se puede medir mediante el ángulo de contacto que se forma entre el fluido y la superficie a la que está adherida. Cuando las propiedades humectantes de un fluido aumentan, su ángulo de contacto disminuye, designándolo fase mojante. Por otro lado, cuando las propiedades humectantes disminuyen, el ángulo de contacto aumenta, a este fluido se lo denomina fase no mojante. Esta

propiedad es importante ya que afecta al comportamiento capilar de la roca, en los poros de menor medida tiende a ser cubierta por la fase mojante, mientras que los poros de mayor dimensión tienden a estar cubiertos por la fase no mojante.

1.4.4 Presión capilar

La presión capilar se define como la capacidad que posee una roca para absorber un fluido humectante o para rechazar un fluido que no es afín a la roca. Además la presión capilar depende de varios factores como geometría y tamaño de los poros, por esta razón la presión capilar es la fuerza retentiva que evita que el yacimiento sea vaciado completamente (Paris de Ferrer, 2010). Se determina la presión capilar mediante la ecuación:

$$P_c = P_o - P_w \quad (2)$$

Donde:

P_c: Presión capilar

P_o: Presión del crudo

P_w: Presión del agua

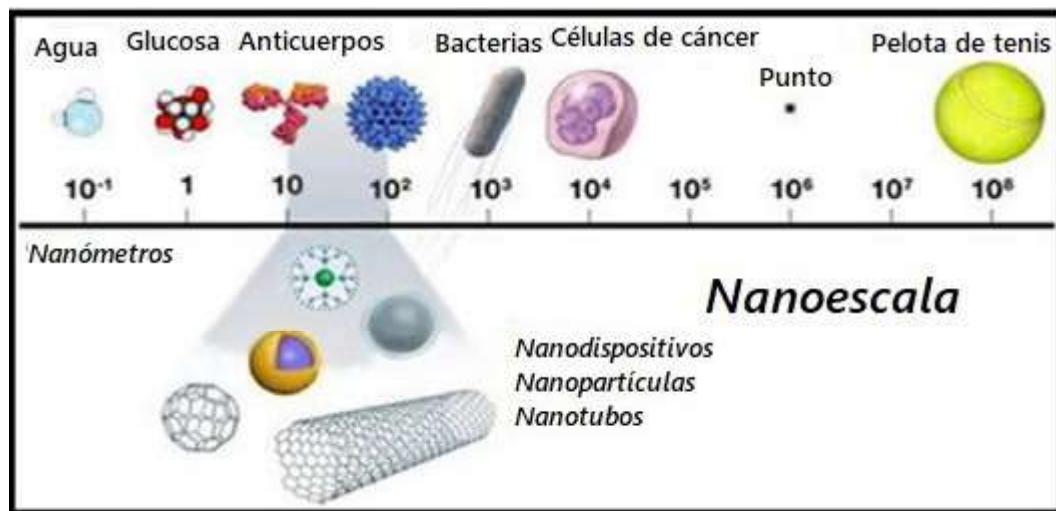
La presión capilar es la diferencia que existe entre el fluido no humectante y el fluido humectante. Por esta razón, para mantener el yacimiento humectado por agua, y parcialmente saturado con crudo, es necesario que la presión del petróleo sea mayor a la del agua. También se ha determinado que las fuerzas capilares son el resultado de la interacción entre la tensión interfacial, superficial y humectabilidad.

2. NANOTECNOLOGÍA

La nanotecnología o también denominada nanociencia, es la encargada de la investigación de varias disciplinas como la ingeniería, medicina, y por supuesto tecnología a pequeña escala. La nanociencia ensambla estos conocimientos para dar paso a la generación de las nanopartículas. Las nanopartículas o también llamadas “nanomateriales de ingeniería” pueden ser descritas como átomos artificiales, porque son colecciones de átomos unidos entre sí con el tamaño más pequeño de

aproximadamente 1nm a 100nm ($1\text{nm}=10^{-9}\text{m}$), en la Figura 2 se observa la escala de cosas referidas al nanómetro. La propiedad más importante que brinda las nanopartículas es la capacidad de mejorar la eficiencia de un sistema cuando es incorporado con nanotecnología, debido a su “gran área superficial, la cual la hace más eficiente para interactuar con solventes moleculares cuando ésta es agregada para hacer la suspensión” (Bera & Belhaj, 2016).

Figura 2: La escala de cosas referidas al nanómetro



Fuente: (Abdelrahman, 2015)

Modificado por: Aimara, 2019

La nanotecnología es una ciencia que aún se encuentra en vías de desarrollo, por ser nueva y novedosa; pero ha tenido grandes avances en campos como la medicina, electrónica, eléctrica, ciencia y por supuesto en ingeniería. En el campo de la ingeniería, se enfocará a la Industria Petrolera, ya que es el principal tema de interés. En este campo la nanotecnología ha sido desarrollada para varias líneas como exploración de petróleo, trabajos de completación, fluidos de perforación, brocas de perforación, herramientas de fondo, control de escala, trabajos de estimulación, producción y recuperación mejorada.

En el campo de exploración de petróleo, la nanotecnología puede ser usada como nanosensores en la caracterización sísmica, interpretación, y evaluación de formación con el fin de encontrar reservas de hidrocarburos (Krishnamoorti, 2006). En fluidos de perforación, las nanopartículas ayudarán a reducir la pérdida de fluido, a las propiedades de lubricidad, y a la estabilización del pozo durante la perforación

(Sharma et al., 2010). En brocas de perforación, la nanotecnología está aportando con nanodiamante, que está siendo integrada a la matriz de la broca PDC, y la hace más resistente que una broca normal (Agrawal et al., 2012). Con respecto a herramientas de fondo, la “nanotecnología puede ser efectivamente aplicada para el mejoramiento de propiedades mecánicas en herramientas de fondo, usando nanomateriales diseñados” (Zhang et al., 2012). En el proceso de trabajos de estimulación se utiliza nanopartículas conjuntamente con surfactantes visco-elásticos, para mejorar los trabajos de estimulación (Huang & Crews, 2007). En la producción de hidrocarburos las nanopartículas ayudan a mejorar ciertos factores como la mojabilidad y tensión interfacial.

2.1 Nanotecnología en recuperación mejorada

La nanotecnología es uno de los métodos químicos que están innovando la recuperación mejorada. Esto se debe a su pequeño tamaño, puesto que, debido a esta ventaja, pueden penetrar con mayor facilidad al medio poroso, y evitar el taponamiento de las gargantas porales, Además “las nanopartículas pueden actuar como un modificador de viscosidad en soluciones de polímeros, con el objetivo de obtener una mayor cantidad de crudo recuperado” (Bera & Belhaj, 2016).

Los aportes realizados por Abdelrahman (2015) en la investigación del uso de nanopartículas en Recuperación Mejorada en Egipto, en la formación de Bahariya han arrojado buenos resultados. De esta formación perteneciente al Cenomaniano temprano se obtuvo una muestra de núcleo, que fue recortado para obtener un plug. La primera etapa del experimento realizado fue saturar al plug con agua de formación y crudo provenientes de la misma formación. La segunda fase consistió en la inyección de una salmuera sintética para desplazar crudo y obtener un factor de recobro. Finalmente, la tercera etapa de este ensayo consistió en devolver al plug a sus condiciones iniciales, pero esta vez se inyectó nanofluido con partículas de sílice, para obtener un factor de recobro.

El factor de recobro obtenido del desplazamiento con agua fue de 36% del POES, mientras que el factor de recobro obtenido al inyectar nanofluido fue de 65%, usando nanopartículas de sílice de tamaño 20 nm y una concentración de 3% del peso. Cabe destacar que según el punto de vista del autor de este ensayo, el principal mecanismo

de recuperación de las nanopartículas fue la presión de separación. Las nanopartículas tienden a formar un ensamblaje en forma de cuña que ayuda a expulsar las partículas de crudo retenidas en el yacimiento.

Nuevos estudios realizados por Betancur y Cortés (n.d.) acerca del uso de nanopartículas de sílice para prevenir la formación de asfaltenos y de esta forma, evitar el taponamiento de los canales porosos, aumentando la porosidad y permeabilidad de la formación. El experimento se fundamentó en dos escenarios, el empaque de arena usada poseía una porosidad de 14% y un crudo extrapesado de 6,8 °API, y nanofluido con nanopartículas de sílice a una concentración de 500 mg/L. El primer escenario consistió en el desplazamiento del fluido con un medio poroso limpio, y se evaluó el daño induciendo la precipitación de asfaltenos. Para el siguiente escenario se utilizó nuevamente el empaque de arena limpia, se desplazó el fluido con un medio poroso limpio, pero esta vez se realizó la verificación del rendimiento del nanofluido para inhibir la precipitación de asfaltenos.

Los resultados obtenidos de este ensayo fueron determinantes, para deducir que las nanopartículas poseen las propiedades de inhibir la precipitación de asfaltenos, daños a la formación, e incrementar la productividad, ya que al utilizar una concentración de 500 mg/L lograron incrementar el factor de recobro de 68% a 79%. Cabe destacar que las nanopartículas consiguieron cambiar la mojabilidad de la roca, pasaron de estar humectadas al crudo a estar humectadas al agua. Esto se debe a una alta concentración y un tamaño menor de nanopartículas, de esta forma aumenta el área superficial de las partículas y contribuyen a un recobro mayor de petróleo como técnica de recuperación mejorada.

2.2 Nanopartículas de sílice

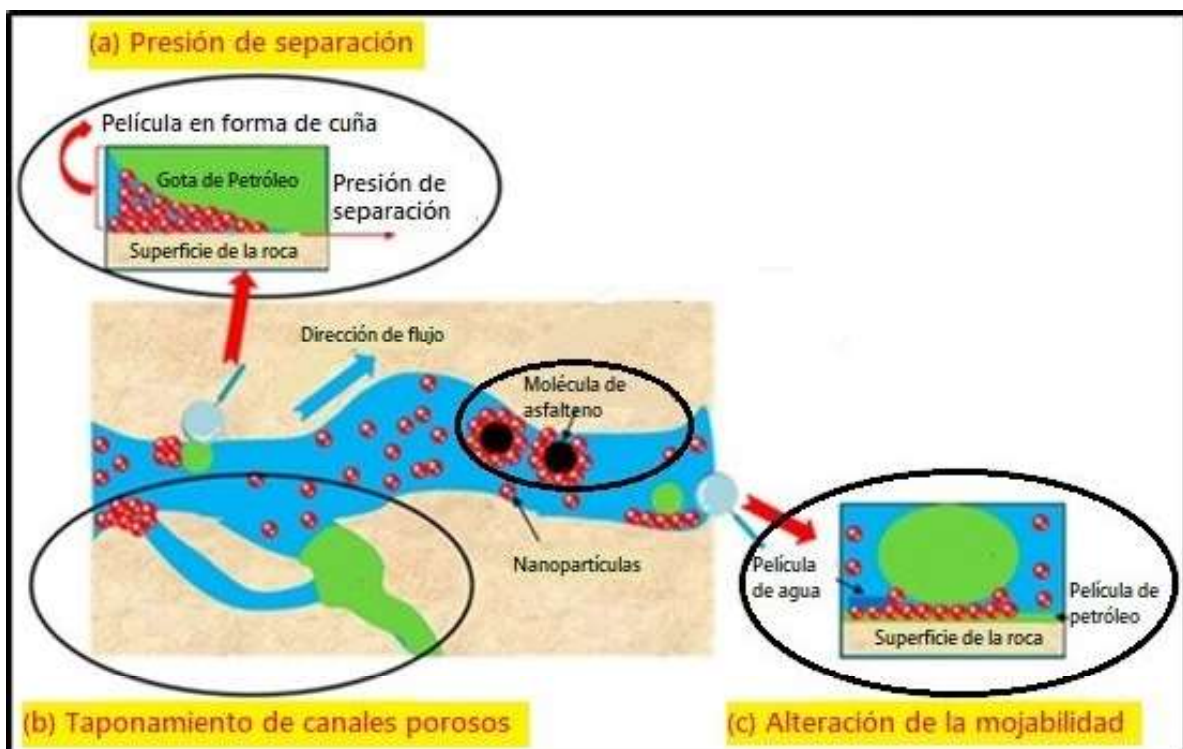
El avance en la nanotecnología ha brindado una infinidad de nanopartículas de diferentes tipos como sílice, alúmina, magnesio, hierro, y otras más. Este ensayo se enfocará en las nanopartículas de sílice, ya que presentan propiedades de gran interés como una gran área superficial y fácil obtención. Estas nanopartículas están compuestas por una matriz de sílice y comprenden un rango de tamaños entre 2-50 nm, y una elevada área superficial ($>1000 \text{ m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$) (Llinás & Sanchez-García, 2013). En este estudio, las nanopartículas tienen un tamaño promedio de 30 nm.

Las nanopartículas de sílice son usadas hoy en día a escala mundial en muchos aspectos, entre los más importantes, la industria del Petróleo. Esto debido a que poseen grandes características, y su bajo costo de obtención.

2.3 Mecanismos de las nanopartículas de sílice en la Recuperación Mejorada

La Figura 3 detalla los mecanismos de recuperación de las nanopartículas en el medio poroso. Un aspecto importante que poseen las nanopartículas es que disponen de una amplia área de cobertura, es decir ocupan una gran cantidad de área en una unidad de masa, esto gracias a su tamaño nanométrico.

Figura 3: El Esquema de los mecanismos de Recuperación Mejorada de nanofluidos



Fuente: (Sun, et al., 2017)

Modificado por: Aimara, 2019

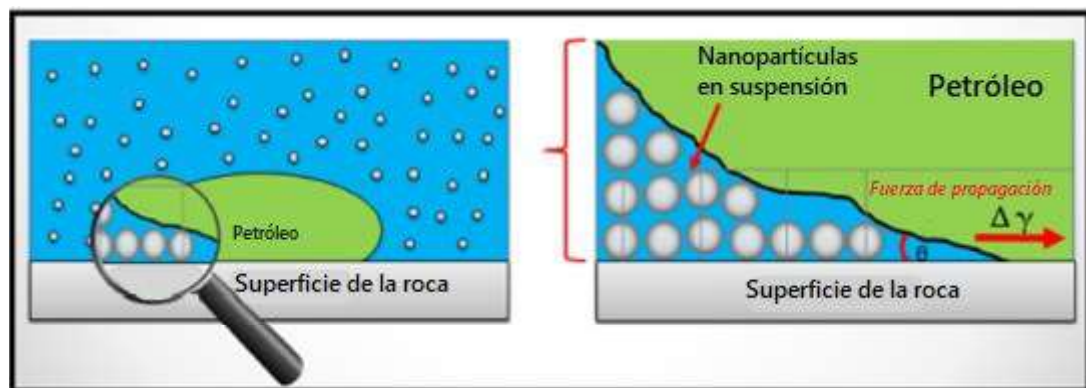
Las características que favorecen a la recuperación de petróleo son:

- Presión de separación
- Canalización de poros
- Alteración de la humectabilidad
- Reducción de la tensión interfacial
- Adsorción de finos

2.3.1 Presión de separación

Posiblemente, la propiedad más representativa de las nanopartículas es la Presión de Separación, debido a fenómenos como el movimiento Browniano y repulsión electrostáticas; las nanopartículas generan arreglos estructurales, lo que conlleva a una mayor entropía en la disolución. La capa o película de disolución (nanofluido) que se origina sobre la superficie de la roca es de un espesor muy pequeño. En este punto los arreglos estructurales de nanopartículas actúan en forma de cuña (self-assembled wedge-shaped) y expulsa al petróleo residual, como se observa en la Figura 4.

Figura 4: Nanopartículas en una estructura en forma de cuña, resultando en un gradiente de presión de separación estructural en el vértice de cuña



Fuente: (Abdelrahman, 2015)

Modificado por: Aimara, 2019

“Esta película en forma de cuña actúa para separar las moléculas de petróleo de la superficie de la roca, de esta manera se recupera más cantidad de petróleo que métodos convencionales como: inyección de agua, o de CO_2 ” (Hashemi et al., 2013).

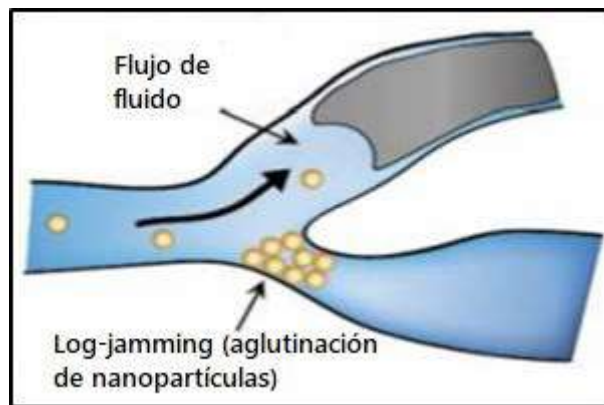
Este efecto se alcanza por la capacidad de las nanopartículas de ocupar amplias áreas de cobertura. La presión causada por una nanopartícula es muy débil, pero la presión que alcanza un arreglo estructural de nanopartículas es alrededor de 50000 psi.

2.3.2 Canalización de poros

La canalización de poros puede ser clasificada en dos tipos: *taponamiento mecánico* y *log-jamming* (Ver Figura 5). Al hablar de *taponamiento mecánico*, se hace referencia a

una obstrucción en las gargantas porales por la intromisión de nanopartículas, cuando estas tienen un diámetro mayor al de las gargantas porales. Sin embargo, este fenómeno tiene una probabilidad muy baja de ocurrencia, ya que las dimensiones de las gargantas porales se encuentran en rangos de micrones (10^4 - $6\mu\text{m}$), mientras que las nanopartículas, poseen tamaño nano (10^1 - 9nm) (Molnes et al., 2016).

Figura 5: Log-jamming



Fuente: (Aurand et al., 2014)

Al hablar de *log-jamming* (Figura 5), se hace referencia al taponamiento de las gargantas porales por la aglutinación de nanopartículas. Este fenómeno sucede cuando el nanofluido migra desde el poro hacia las gargantas porales, es decir fluye de un espacio de dimensiones más grandes hacia uno más pequeño, donde ocurre una variación de presión e incrementa la velocidad de flujo. Las moléculas de agua fluyen más rápidamente que las nanopartículas y esto provoca un taponamiento en las gargantas porales. No obstante, el *log-jamming* puede ser de provecho, ya que al taponar pequeños canales porosos producirá un incremento en la presión y ayudará a expulsar el hidrocarburo residual. “Una vez expulsado, la presión en el canal disminuirá y las nanopartículas causantes del taponamiento fluirán con el agua de forma usual. El mecanismo *log-jamming* es probablemente el más dominante en este sistema” (Aurand et al., 2014)

2.3.3 Alteración de la humectabilidad

Las nanopartículas pueden alterar las propiedades de humectabilidad por varios factores, como concentración y tamaño. Las nanopartículas de Sílice (SiO_2) poseen la capacidad de modificar las propiedades de humectabilidad. Cuando disminuye el

tamaño y con altas concentraciones las nanopartículas tienden a disminuir el ángulo de contacto entre el fluido y la superficie, lo que es de gran utilidad, puesto que la roca tiene la predisposición de mojarse al agua. Esto debido al tamaño de las nanopartículas y su concentración genera una mayor carga de repulsión electrostática. Con la roca mojada al agua será más sencillo que el crudo remanente se desplace y se obtenga una mayor recuperación.

2.3.4 Reducción de la tensión interfacial

Se ha comprobado que al disminuir la tensión interfacial de crudo, el fluido inyectado ayuda a aumentar en la recuperación de crudo. Esto es debido que el nanofluido inunda el medio poroso, incrementando el número capilar de modo que un sistema compuesto por agua-petróleo disminuye la tensión interfacial. “Según estudios realizados, la aplicación de nanofluidos han aportado con una eficiencia de desplazamiento de crudo” (Suleimanov et al., 2011).

Nanopartículas de sílice son de gran atractivo para la utilización en EOR, puesto que investigaciones elaboradas han demostrado que la concentración de nanopartículas idónea es de 0,05% en el nanofluido para formaciones de baja a media permeabilidad. Puesto que a altas concentraciones de nanopartículas disminuye la tensión interfacial entre crudo-agua, pero esto no es garantía de un factor de recobro adicional alto (Hendraningrant et al., 2013).

2.3.5 Adsorción de finos

La migración de finos es un fenómeno causado por la pobre cementación de las partículas a la matriz porosa. Cuando se encuentra en la fase de producción de crudo, el yacimiento tiende a sufrir daño, este suele ser ocasionado por partículas que se desprenden y migran hacia los canales porosos, taponando las gargantas porales. De esta manera disminuye la permeabilidad y esto conlleva a una reducción del factor de recobro de petróleo.

Las nanopartículas, en especial de sílice (SiO_2), presentan la propiedad de adsorción, es decir tienden a inhibir la migración de finos y estabiliza las fuerzas de interacción para remediar el daño hecho por estos finos a la formación. Según estudios

realizados por (Mora et al., 2013), las nanopartículas de sílice tienen una eficiencia de adsorción de 9,27%. Y muestran un fenómeno de inhibición y estabilización del daño por migración de finos.

3. NANOFLUIDO

Se define como nanofluido a la agregación de partículas de tamaño nano a un fluido base. Para este ensayo la composición del nanofluido se presenta en la tabla 1.

Tabla 1: Composición de Nanofluido

	Nanopartículas	Tamaño	Fluido Base	Salinidad
Nanofluido SSF 74	Sílice	30 nm	Agua sintética propiedades idénticas al agua de formación SSF 74 Arenisca "U superior"	15 600 ppm
Nanofluido SSF 79	Sílice	30 nm	Agua de formación SSF 79 Arenisca "T inferior"	13 000 ppm

Elaborado por: Aimara, 2019

Para la preparación del agua sintética del pozo SSFD 74, tomamos como referencia análisis físico-químicos de este pozo. Se mezcló agua destilada con sales minerales hasta obtener propiedades similares al aguade formación. Finalmente, se dejó en reposo por una noche.

La concentración de nanopartículas seleccionadas para la elaboración de los dos nanofluidos (Tabla 1) fue de 500 mg/L; es decir 0,05% en peso. Esta investigación se basó en los trabajos realizadas por (Betancur & Cortés, n.d.) donde obtuvieron resultados exitosos referentes al factor de recobro; este aumentó un 11% (desde 68% al 79%). Posteriormente se justifica esta concentración con los resultados obtenidos de las pruebas de compatibilidad realizadas entre el nanofluido y el crudo.

En la elaboración del nanofluido para el pozo SSF 74 se utilizó agua sintética, porque no se pudo obtener muestras de agua de formación del pozo seleccionado. La razón,

el BSW del pozo SSF 74 es menor al 1%, por tal motivo se utiliza agua sintética con propiedades similares al agua de formación.

4. FACTOR DE RECOBRO

Es la fracción en volumen de crudo que se recupera del yacimiento, generalmente se lo expresa en porcentaje. Se define como la relación del volumen recuperado de hidrocarburo y el volumen de hidrocarburo total inicial en el reservorio.

En este estudio, el factor de recobro secundario con inyección de salmuera y nanofluido, está definido por:

$$R1 = \frac{Np1}{N} \quad (3)$$

$$R2 = \frac{Np2}{N} \quad (4)$$

Donde:

R1: Factor de recobro mediante inyección de salmuera

R2: Factor de recobro mediante inyección de nanofluido

Np1: volumen recuperado de crudo mediante inyección de salmuera

Np2: volumen recuperado de crudo mediante inyección de nanofluido

N: volumen total inicial en el reservorio

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Una vez realizada el análisis de la inyección de nanofluidos a muestras del campo Shushufindi, es necesario verificar si el proyecto es viable y rentable en el futuro. Debe aportar réditos que ayuden al desarrollo de nuevas investigaciones inmersas en la industria petrolera. Se determinan los costos de inversión, egresos e ingresos que generaran la implementación de este proyecto innovador.

Para el desarrollo del análisis económico se emplean los indicadores económicos VAN y TIR.

5.1 Flujo de caja

Se define como flujo de caja a la diferencia existente entre los ingresos y egresos de un proyecto. El flujo de caja puede presentar valores negativos o positivos. En un proyecto nuevo los primeros periodos una empresa puede tener valores negativos hasta que alcance una estabilidad económica, esto se da ya que los egresos son mayores a los ingresos. Por otro lado, cuando el flujo de caja es positivo quiere decir que el proyecto tiene rentabilidad económica.

5.2 Valor actual neto (VAN)

Este indicador muestra la viabilidad de un proyecto; cuando es mayor a cero, el proyecto es rentable.

Para realizar este proceso se calcula el flujo de caja (ingresos - egresos), y realizar la diferencia con el monto inicial del proyecto; con una tasa de interés de 12% anual (Miranda, 2016).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5)$$

Donde:

Vt : Flujo de caja promedio

I_0 : Monto inicial del proyecto

n : Número de periodos

k : tasa de interés

5.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Se define como la tasa de interés cuando el VAR es igual a cero. Luego de la inversión en un proyecto, es el porcentaje de rentabilidad que deseamos obtener.

Costo de oportunidad se denomina r .

- $TIR < r$, el proyecto no es rentable

- TIR=r, el proyecto no produce ganancias, ni pérdidas
- TIR>r, el proyecto es rentable

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} \quad (6)$$

Donde:

Fn: Flujo de caja promedio

n: Numero de periodos

i: inversión inicial

5.4 Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Este indicador económico se caracteriza por señalar el tiempo en el cual se recuperará la inversión del proyecto a valor presente. Una de las principales ventajas es que revela con años, meses e inclusive días cuando la inversión inicial será cubierta.

5.5 Relación costo beneficio (B/C)

El análisis se sustenta en la relación entre los ingresos totales generados divididos para los gastos totales e inversión. Cuando la relación es superior a la unidad, el proyecto es rentable, mientras que si la relación es igual o menor a uno, no se recomienda iniciar el proyecto. La relación costo beneficio se determina:

$$B/C = \frac{\text{Ingresos totales}}{\text{Gastos totales} + \text{Inversión}} \quad (7)$$

METODOLOGIA

1. ELABORACIÓN DEL NANOFLUIDO

Para preparar la solución se utilizó 500 mg de nanopartículas de sílice por cada litro de fluido base (Figura 6), se realizó la mezcla en un cabezal de alto corte y cizallamiento a una velocidad de 5000 rpm durante 30 minutos. Se decidió utilizar como fluido base el agua sintética con similar salinidad al del agua de formación de la arenisca “U” del pozo SSF 74 para el nanofluido SSF 74; y agua de formación de la arenisca “T” del pozo SSF 79 para el nanofluido SSF 79.

Figura 6: Nanopartículas y nanofluido pozo SSF 79



Elaborado por: Aimara, 2019

2. SELECCIÓN Y RECORTE DE PLUGS

Se utilizaron cores de los pozos **SSF 74 y 79**. Se realizó los ensayos en estos pozos por recomendación del Activo Shushufindi. Para comprobar la eficiencia del nanofluido en estos pozos que tienen una producción relativamente baja. Como se observa en los datos de potencial de producción de Petroamazonas (Tabla 2) el pozo SSF 74 y SSF 79 presenta bajos niveles de producción. Además, se decidió realizar una comparación de la efectividad del nanofluido en una zona con contenido arcillosa y en otra con un contenido bajo de arcilla. El pozo SSF 74 se caracteriza por estar compuesto por un porcentaje moderadamente alto de arcilla, mientras que SSF 79 posee un porcentaje bajo de arcilla.

Finalmente, estos cores estaban disponibles en el catálogo de la Litoteca de San Rafael de Petroamazonas

La profundidad elegida para el pozo SSF 74 fue de 9070,3 ft en la arenisca “U” superior. Por otra parte el pozo SSF 79 fue de 9333,2 ft en la arenisca “T” inferior. La alta saturación de crudo fue el parámetro que se consideró para la selección de estas profundidades. Las muestras fueron recortadas y pulidas. En la Figura 7 se detalla el proceso de obtención de plugs.

Tabla 2: Potenciales de producción

	Fecha	BPPD	BSW (%)	API	Salinidad
SSF 74	09/12/2018	155	6	29,3	15600
SSF 79	17/12/2018	269	94	25,6	13000

Elaborado por: Petroamazonas, 2018

Figura 7: Cores pozo SSF 74, SSF 79, y recorte de una muestra de core



Elaborado por: Aimara, 2019

3. SATURACIÓN DE PLUGS CON AGUA DE FORMACIÓN

Luego de ser recortados, los plugs fueron lavados con tolueno, para retirar todo rastro de crudo y agua presente en las muestras. Posteriormente los plugs son saturados con agua sintética y de formación respectivamente a una presión de 3000 psi (Figura 8) para simular las condiciones iniciales de un yacimiento. El plug SSF 74 fue saturado con agua sintética con

características similares del mismo pozo y el plug SSF 79 fue saturado con agua de formación del mismo pozo.

Figura 8: Bomba manual y acumulador para saturación de agua.



Manómetro con 3000 psi saturando plug con agua de formación.

Elaborado por: Aimara, 2019

4. DESPLAZAMIENTO A CONDICIONES DE YACIMIENTO EN EL EQUIPO FDS

Los ensayos se realizaron en el equipo FDS 350 (Formation Damage and Well Treatment Evaluation System) mostrado en la Figura 9, de la marca VINCI TECHNOLOGIES, con el fin de evaluar el comportamiento del nanofluido sobre los plugs, y verificar si existe un incremento en el factor de recobro.

Figura 9: Equipo FDS 350, compuesto por: 3 acumuladores, líneas de inyección de fluidos, y un coreholder



Elaborado por: Aimara, 2019

Para los ensayos se utilizarán los plugs de la arenisca “U” superior del pozo SSF 74 y la arenisca “T” inferior del pozo SSF 79, las propiedades de los plugs se detalla en la Tabla 3

Tabla 3: Porosidad y Permeabilidad de los plugs

MUESTRAS	DIÁMETRO (mm)	LONGITUD (mm)	VOLUMEN POROSO (cc)	POROSIDAD (%)
SSF 74	37,16	60,11	12,525	0,19215
SSF 79	37,12	61,07	10,09	0,1519

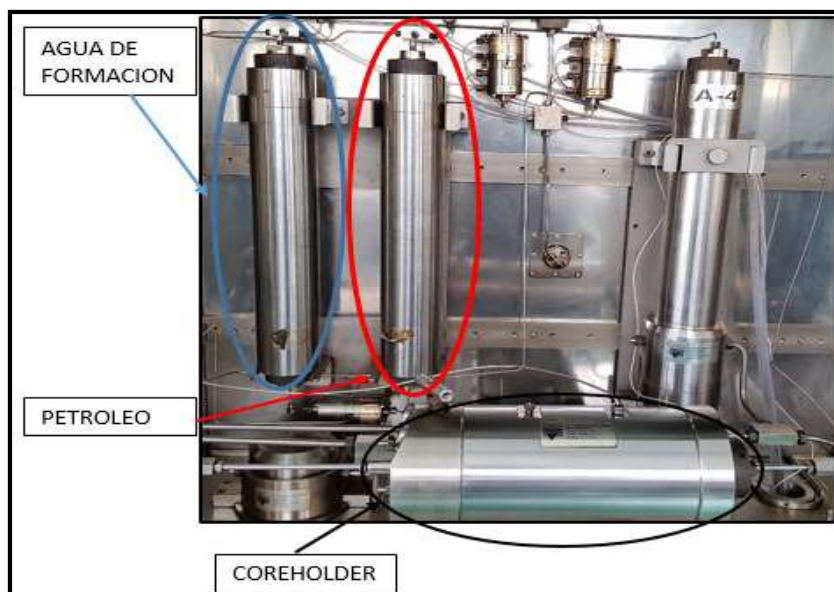
Elaborado por: Aimara, 2019

El ensayo consistió en tres desplazamientos, el primero se inyectó hidrocarburo, el segundo con agua de formación para simular una recuperación con inyección de agua, y finalmente con nanofluido para simular la recuperación mejorada.

- *Desplazamiento con crudo*

Una vez montado el plug dentro del coreholder (Figura 10), previo a la inyección de petróleo, se simularon las condiciones del reservorio a 176 °F (80°C) y (1800 psi).

Figura 10: Partes internas equipo FDS 350



Elaborado por: Aimara, 2019

Se inyecta un volumen de crudo equivalente a diez volúmenes porosos con un caudal inicial de 6 cc/min hasta obtener un valor de presión estable. Una vez alcanzado los diez volúmenes porosos, se inyecta crudo al plug con 3 distintos caudales (0,6, 0,8, 1 cc/min) de esta manera el software determinará la permeabilidad inicial con mayor exactitud. Estos valores de caudal se utilizarán posteriormente en la inyección de agua y nanofluido para el cálculo de sus respectivas permeabilidades efectivas.

- *Desplazamiento con agua de formación*

Finalizada la saturación de crudo, se inyectó agua de formación. Esto para simular una recuperación primaria mediante el desplazamiento de agua. EL volumen de crudo desplazado se recolectó en una probeta, y se lo denominó Np1 (volumen recuperado de crudo por desplazamiento de agua).

- *Desplazamiento con nanofluido*

Concluido el desplazamiento con agua de formación en el plug, se inyectó nanofluido al plug. Esto se realizó con el fin de simular la recuperación mejorada. El volumen de crudo desplazado por la inyección de nanofluido se recogió en una probeta y se denominó Np2 (volumen recuperado de crudo por desplazamiento de nanofluido).

5. DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DE CRUDO TOTAL INICIAL

Con la muestra saturada de agua de formación y crudo, se colocan en la cámara de lavado del equipo Soxhlet (Figura 11), el equipo utiliza tolueno para lavar la muestra y remover el crudo y agua. La cámara trabaja a 392 °F (200°C), temperatura a la que el agua se precipitó en una pipeta graduada. En la pipeta se recolecta el volumen de agua inicial y este valor ayudará a obtener volumen de petróleo total inicial (N) utilizando el método *Dean Stark-SOXHLET*.

Figura 11: Equipo SOXHLET



Elaborado por: Aimara, 2019

6. CÁLCULO DE FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro se calcula con la ecuación que relaciona el volumen recuperado de petróleo (N_p) y el petróleo total inicial en el plug (N). Se calculó tanto el factor de recobro con desplazamiento de agua como el factor de recobro con desplazamiento de nanofluido. Posteriormente se evaluó estos valores para determinar si existe o no un aumento en el factor de recobro.

RESULTADOS

Se detallan los resultados de todas las pruebas realizadas a los plugs de los pozos estudiados. Las pruebas desarrolladas han sido necesarias para evaluar el comportamiento de los nanofluidos sobre el medio poroso.

1. PRUEBAS REALIZADAS A PLUGS

1.1 Petrografía

El análisis petrográfico consiste en la observación mediante un microscopio ZEISS con objetivos de 5, 10, 15 y 20 de alta gama de la roca para determinar ciertos factores como forma, tamaño de grano, textura, y porcentaje de arcilla. Todo esto es de utilidad para poder definir las características del plug. Si el porcentaje de arcilla presente en la muestra es alta, se puede deducir que existirá taponamiento por migración de arcillas y por ende disminuirá la permeabilidad. Caso contrario, si el porcentaje de arcillas es bajo, no afectará la permeabilidad de la muestra.

PLUG SSF 74

La muestra contiene un tamaño de grano muy fino, de buena selección, distribuido de forma subangular a subredondeada. Presenta una porosidad primaria del tipo intergranular. El análisis efectuado mediante el conteo de 300 puntos la clasifica como una Cuarzoarenita. En la Tabla 4 se detalla el porcentaje de los componentes minerales encontrados en el plug. Se evidencia que existe un porcentaje del 2% de arcillas.

Tabla 4: Composición mineralógica de las muestras de la Arenisca " U " del pozo Shushufindi – 74.

Microfotografía 5X	Pozo/Zona - Prof.	SSF-74 – 9070.3 ft
	Componente Mineral	%
	Cuarzo	92
	Feldespato	2

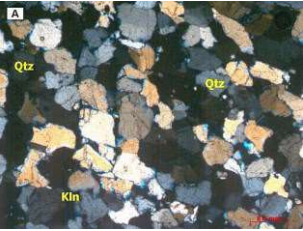
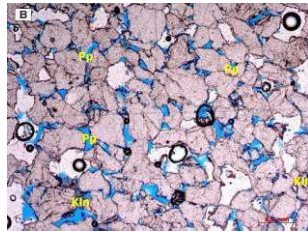
Continuación Tabla 4		
	Carbonatos	Tr
	Arcilla	5
	Accesorio	Tr

Elaborado por: (CIQ, 2019)

PLUG SSF 79

Según el análisis realizado la muestra contiene un tamaño de grano fino inferior, de buena selección, distribuido de forma subangular a subredondeada. Posee una porosidad primaria del tipo intergranular y la porosidad secundaria está dada por distribución de carbonatos. El análisis efectuado mediante el conteo de 300 puntos la clasifica como una Cuarzoarenita. En la Tabla 5 se observa que este plug contiene 1% de arcilla.

Tabla 5: Composición mineralógica de las muestras de la Arenisca " T " del pozo Shushufindi – 79.

Microfotografía 5X	Pozo/Zona -Prof.	SSF-79 – 9333.2 ft
	Componente Mineral	%
	Cuarzo	98
	Feldespato	Tr
	Arcilla	1
	Accesorio	Tr

Elaborado por: CIQ, 2019

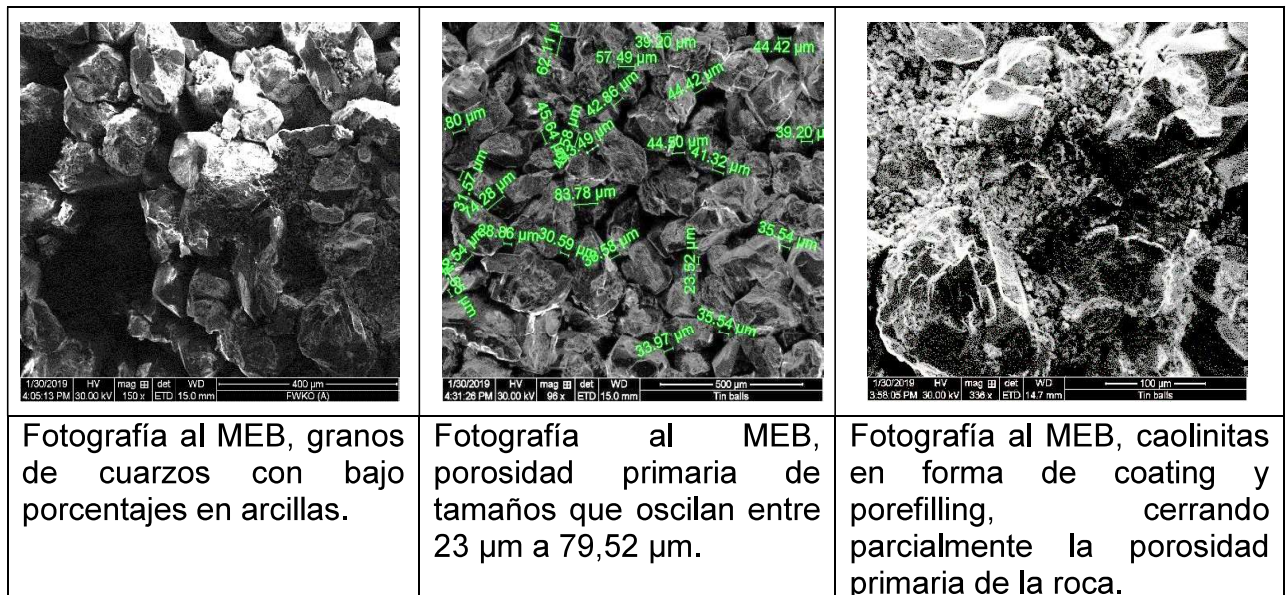
1.2 Mineralogía por difracción de rayos x (DRX) y MEB

PLUG SSF 74

La muestra del pozo Shushufindi 74 está caracterizada por un alto contenido en cuarzo, y moderado contenido en caolinita (aproximadamente 5%), véase anexo 1. La porosidad primaria está afectada por la presencia de la arcilla denominada caolinita.

Mientras que el análisis en el MEB, se observa como los granos de cuarzo están cubiertos por bajos porcentajes de arcilla, y además ha determinado que los tamaños de los poros oscilan entre 23 μm y 79,52 μm . Véase Figura 12.

Figura 12: MEB SSF 74

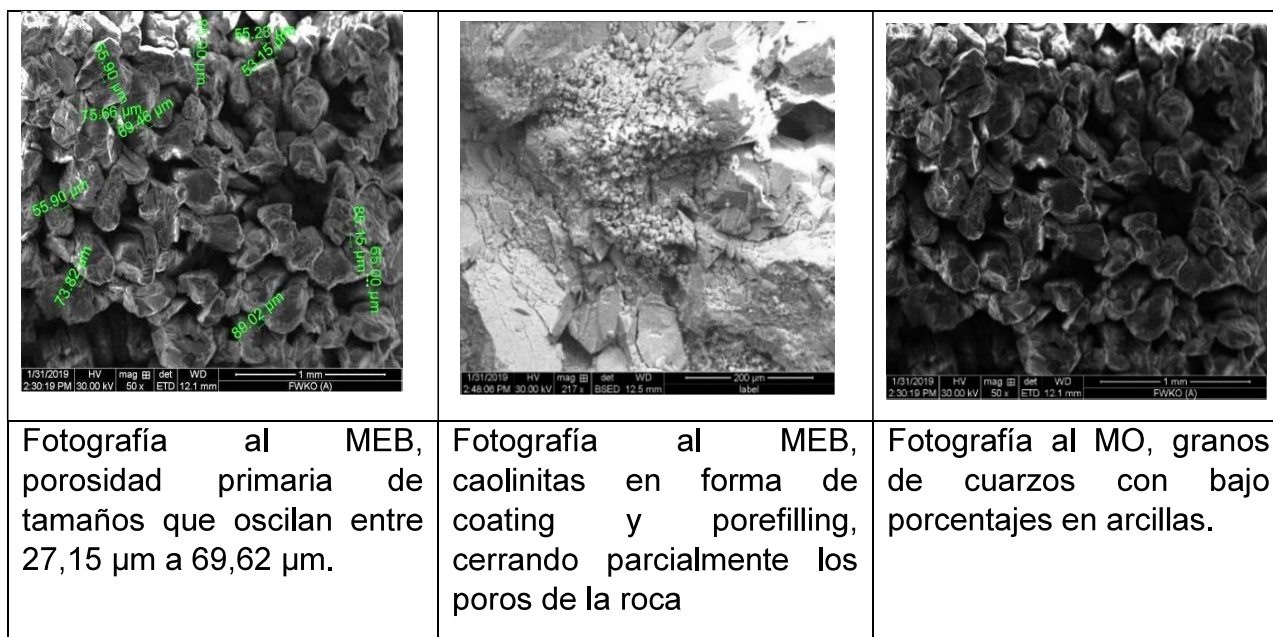


Elaborado por: CIQ, 2019

PLUG SSF 79

La muestra del pozo Shushufindi 79; está representada por un alto contenido en cuarzo, y bajo porcentaje en caolinita (aproximadamente 1%), véase anexo 2. La porosidad intergranular primaria está afectada por la presencia de la arcilla denominada caolinita. El MEB pudo detectar una porosidad primaria de tamaños que se encuentran entre los valores de 27,15 μm a 69,62 μm . Además, una fotografía donde se observa que el cuarzo se encuentra cubierto por bajas cantidades de arcilla de tipo caolínica.

Figura 13: MEB SSF 79



Elaborado por: CIQ, 2019

1.3 Análisis convencional (Permeabilidad y Porosidad)

El análisis convencional realizado en el equipo Poroper, proporciona parámetros de porosidad y permeabilidad absoluta al aire.

PLUG SSF 74

Los resultados de las mediciones de permeabilidad y porosidad del plug, se detallan en la Tabla 6

Tabla 6 Análisis convencional (porosidad y permeabilidad absoluta al aire) de la Arenisca “U” del pozo Shushufindi – 74.

Profundidad muestra (pies)	Diámetro (mm)	Largo (mm)	Volumen poroso (cc)	Permeabilidad absoluta (mD)	Porosidad antes del ensayo (%)	Porosidad después del ensayo (%)
9070	37,16	60,11	12,53	1272,633	19,22	18,60

Elaborado por: Aimara, 2019

PLUG SSF 79

De manera similar, se realizó evaluación a las propiedades de porosidad y permeabilidad absoluta al plug del pozo; ver Tabla 7

Tabla 7: Análisis convencional (porosidad y permeabilidad absoluta al aire) de la Arenisca “T” del pozo Shushufindi – 79.

Profundidad muestra (pies)	Diámetro (mm)	Largo (mm)	Volumen poroso (cc)	Permeabilidad absoluta (mD)	Porosidad antes del ensayo (%)	Porosidad después del ensayo (%)
9333	37,21	61,07	10,09	2286,448	15,19	18,58

Elaborado por: Aimara, 2019

1.4 Presión capilar

El ensayo de presión capilar se realizó mediante el picnómetro de mercurio, donde se inyecta mercurio al núcleo de corona, y se obtienen datos de diámetro de gargantas porales, distribución de gargantas porales; y resultados preliminares de presión capilar.

PLUG SSF 74

Los datos de diámetro (Anexo 3, Tabla 19) de gargantas porales y presiones capilares indican que la mayor distribución de gargantas porales se encuentra en el rango de Macroporos, y cuyos intervalos de diámetros están entre 2 μm a 10 μm (Anexo 3, Figura 25). El tamaño promedio aproximado de garganta poral es de 5.20 μm . Gráficamente el valor determinado de agua irreductible es de 20% (Anexo 3, Figura 24).

PLUG SSF 79

Los datos de diámetro de gargantas porales y presiones capilares (Anexo 4, Tabla 20) determinadas mediante el Equipo de Presión Capilar con Picnómetro de Mercurio en la muestra indican que la mayor distribución de gargantas porales se encuentra en el rango de Megaporos, cuyos diámetros son $> 10 \mu\text{m}$ (Anexo 4, Figura 27). El tamaño promedio aproximado de garganta poral para el reservorio es de 8,35 μm . Gráficamente el valor determinado de saturación irreductible de agua es de 9% (Anexo 4, Figura 26).

2. PRUEBAS REALIZADAS AL HIDROCARBURO

2.1 Gravedad específica

Utilizando un hidrómetro, se determinó la gravedad API, y con este se calculó la gravedad específica.

El crudo del pozo SSF 74 es de 29,2 °API, con una gravedad específica de 0,8805. De forma similar, los grados API del crudo del pozo SSF 79 son 25,7, la gravedad específica es 0,9. Ver Figura 14.

Figura 14: Determinación de °API mediante hidrómetro (izquierda y centro crudo SSF 79, derecha crudo SSF 74)



Elaborado por: Aimara, 2019

2.2 Viscosidad

La viscosidad se midió utilizando el viscosímetro Brookfield. La viscosidad del crudo SSF 74 fue de 4,085 cp, mientras que la del crudo SSF 79 fue de 7,135 cp. Ver Figura 15.

Figura 15: Equipos utilizados para determinar la viscosidad



Elaborado por: Aimara, 2019

2.3 Prueba de compatibilidad de fluidos

La prueba de compatibilidad se realizó para comprobar la existencia de emulsiones entre el nanofluido y el hidrocarburo. Esto quiere decir, si la concentración de nanopartículas de sílice es la adecuada, no se generó emulsiones al mezclarse con el crudo. En la Figura 16 se presenta los resultados finales de la prueba realizada. En el lado izquierdo se muestra el crudo del pozo SSF 74 formando una interfase claramente definida con el nanofluido SSF 74. En la parte derecha se puede observar al crudo del pozo SSF 79 presentando una buena interfase con el nanofluido SSF 79. La concentración óptima es 500 mg/L.

Figura 16: Resultados de la prueba de compatibilidad



Elaborado por: Aimara, 2019

3. PRUEBA DE DESPLAZAMIENTOS

3.1 Saturaciones de fluidos y volumen total de crudo inicial (N)

Las saturaciones de fluidos en las muestras se determinaron en el equipo SOXHLET. En la Tabla 8 y 9 se detallan las saturaciones y volúmenes de fluidos presentes en el plug.

Tabla 8: Saturaciones y volumen de fluidos SSF 74

Swi (%)	So (%)	Sg (%)
0,079	0,866	0,055

Continuación Tabla 8		
Volumen de agua (cc)	Volumen de crudo (cc)	Volumen de gas (cc)
0,99	10,845	0,69

Elaborado por: Aimara, 2019

Tabla 9: Saturaciones y volumen de fluidos SSF 79

Swi (%)	So (%)	Sg (%)
0,040	0,945	0,015
Volumen de agua (cc)	Volumen de crudo (cc)	Volumen de gas (cc)
0,4	9,54	0,15

Elaborado por: Aimara, 2019

Es importante señalar que el valor de N corresponde al valor de volumen de crudo, ya que es el volumen total de crudo inicial que tiene el plug. Por tanto, el valor de N para el plug SSF 74 es de 10,845 cc, y el valor de N para el pozo SSF 79 es 9,54 cc.

3.2 Desplazamientos, volumen recuperado de crudo (Np) y cálculo del factor de recobro

Los datos de la Tabla 10, obtenidos en el equipo FDS con el desplazamiento fueron: Np1 (volumen recuperado de crudo) correspondiente a la inyección de agua sintética de 4,37 cc. El valor de Np2 correspondiente a la inyección de nanofluido de 2 cc. El factor de recobro se determinó en base a la ecuación elemental del factor de recobro $R = \frac{Np}{N}$, R1 (factor de recobro primario) fue 40,29% y R2 (factor de recobro secundario) fue 18,44%; valores en Tabla 10.

Tabla 10: Volúmenes recuperados de crudo del pozo Shushufindi – 74.

N (cc)	Inyección de agua sintética		Inyección de nanofluido	
	Np1 (cc)	R1 (%)	Np2 (cc)	R2 (%)
10,845	4,37	40,29	2	18,44

Elaborado por: Aimara, 2019

La Tabla 11 representa los resultados obtenidos del FDS fueron Np1 de 2,1 cc para la inyección de agua de formación, y Np2 de 2 cc mediante la inyección de nanofluido. El factor de recobro primario conseguido fue 22,012% y el factor de recobro secundario fue 20,96%.

Tabla 11: Volúmenes recuperados de crudo del pozo Shushufindi – 79.

N (cc)	Inyección de agua formación		Inyección de nanofluido	
	Np1 (cc)	R1 (%)	Np2 (cc)	R2 (%)
9,54	2,1	22,01	2	20,96

Elaborado por: Aimara, 2019

En la Figura 17, se aprecian los volúmenes finales obtenidos; se realiza una comparación del petróleo recuperado por los desplazamientos con agua y nanofluido.

Figura 17: Hidrocarburo recuperado mediante desplazamiento con agua y nanofluido



Elaborado por: Aimara, 2019

3.3 Permeabilidad efectiva

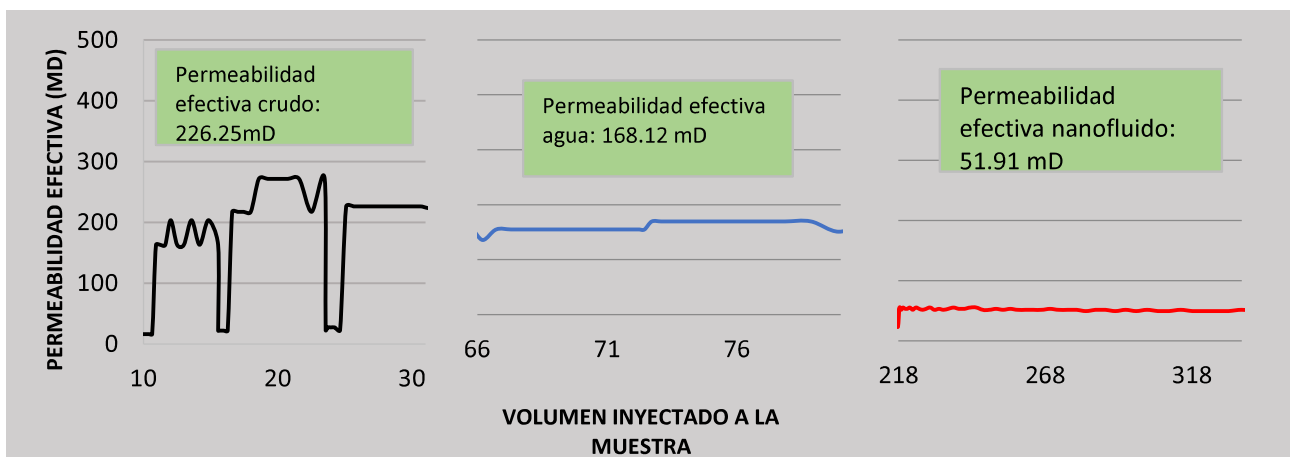
La permeabilidad efectiva se obtuvo con el software del equipo FDS, realizando un promedio aritmético de la información generada en las condiciones más estables para

cada ensayo; normalmente luego de que ha circulado por la muestra 10 volúmenes porosos del plug.

PLUG SSF 74

La permeabilidad inicial, cuando se inyecta crudo a la muestra, proporcionó un valor de 226,25 mD. Referimos a permeabilidad efectiva al agua cuando se inyecta salmuera para obtener un factor de recuperación, el valor fue de 168,12 mD. Por último, la permeabilidad efectiva al nanofluido se obtuvo cuando éste fue inyectado para obtener un recobro secundario, el valor fue de 51,91 mD; ver Figura 18.

Figura 18: Permeabilidades efectivas arenisca U

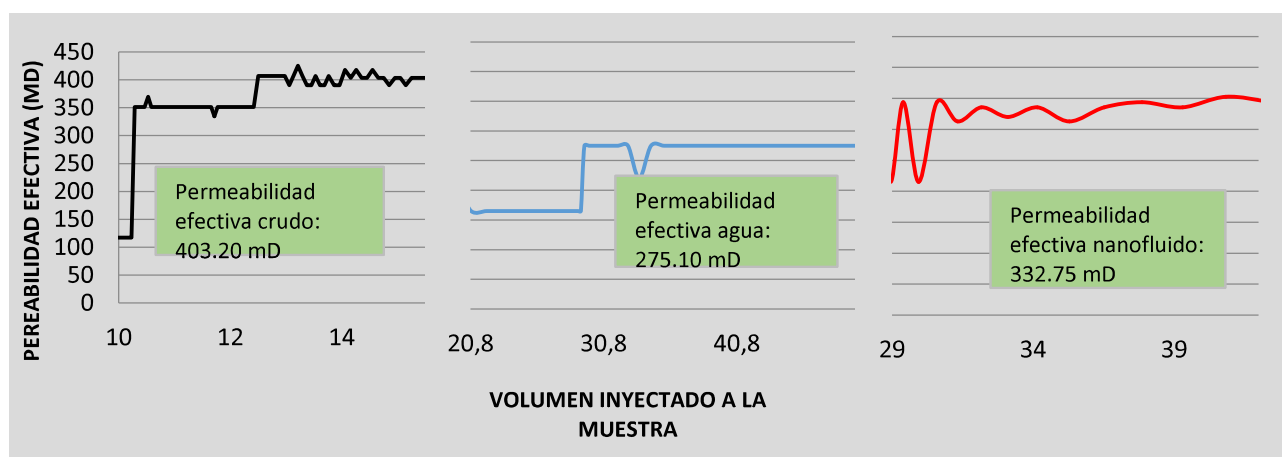


Elaborado por: Aimara, 2019

PLUG SSF 79

La permeabilidad efectiva al crudo fue de 403,20 mD cuando se inyectó por primera vez al plug. Posteriormente, la permeabilidad efectiva al agua fue de 275,10 mD cuando la salmuera se inyectó con el fin de obtener un factor de recobro. Finalmente, la permeabilidad efectiva al nanofluido fue de 332,75 mD cuando este fue desplazado sobre la muestra para obtener el factor de recobro final; ver Figura 19.

Figura 19: Permeabilidades efectivas arenisca T



Elaborado por: Aimara, 2019

4. SIMULACIÓN

La simulación del proyecto se realizó en el software Matlab, mediante la ecuación (1) ya definida:

$$q = - \frac{kA (\Delta P)}{\mu * L}$$

El software comprueba los valores obtenidos experimentalmente del **factor de recobro** por inyección de nanofluidos, mediante cálculos matemáticos

Matlab calcula el valor q (caudal de producción de crudo mediante la inyección de nanofluido).

Cabe acotar que los datos de permeabilidad y diferencial de presión se obtuvieron por el software del equipo FDS durante el tiempo que duró la producción de crudo. Luego se determina el valor de caudal acumulado y se multiplica por el valor del tiempo de inyección y obtenemos Np (volumen recuperado de crudo). Finalmente, se procede a calcular el factor de recobro:

$$R = \frac{Np}{N}$$

Figura 20: Cálculos del pozo SSF 74 realizados en el software Matlab

A (cm ²)	μ (cp)	L (cm)	K(D)	ΔP (atm)	q (cm ³ /seg)	t (seg)
10.845	4.085	6.011	0.051193	-0.183673469	0.00415286	10
			0.049364	-0.190476190	0.00415281	20
			0.049364	-0.190476190	0.00415281	30
			0.051193	-0.183673469	0.00415286	40
			0.049364	-0.190476190	0.00415281	50
			0.049364	-0.190476190	0.00415281	60
			0.049364	-0.190476190	0.00415281	66

Caudal acumulado (cm ³ /seg)	Np=Caudal acumulado*t (cm ³)	N=volumen de Petróleo Total en el Reservorio
0,029069767	1,918604634	10.485

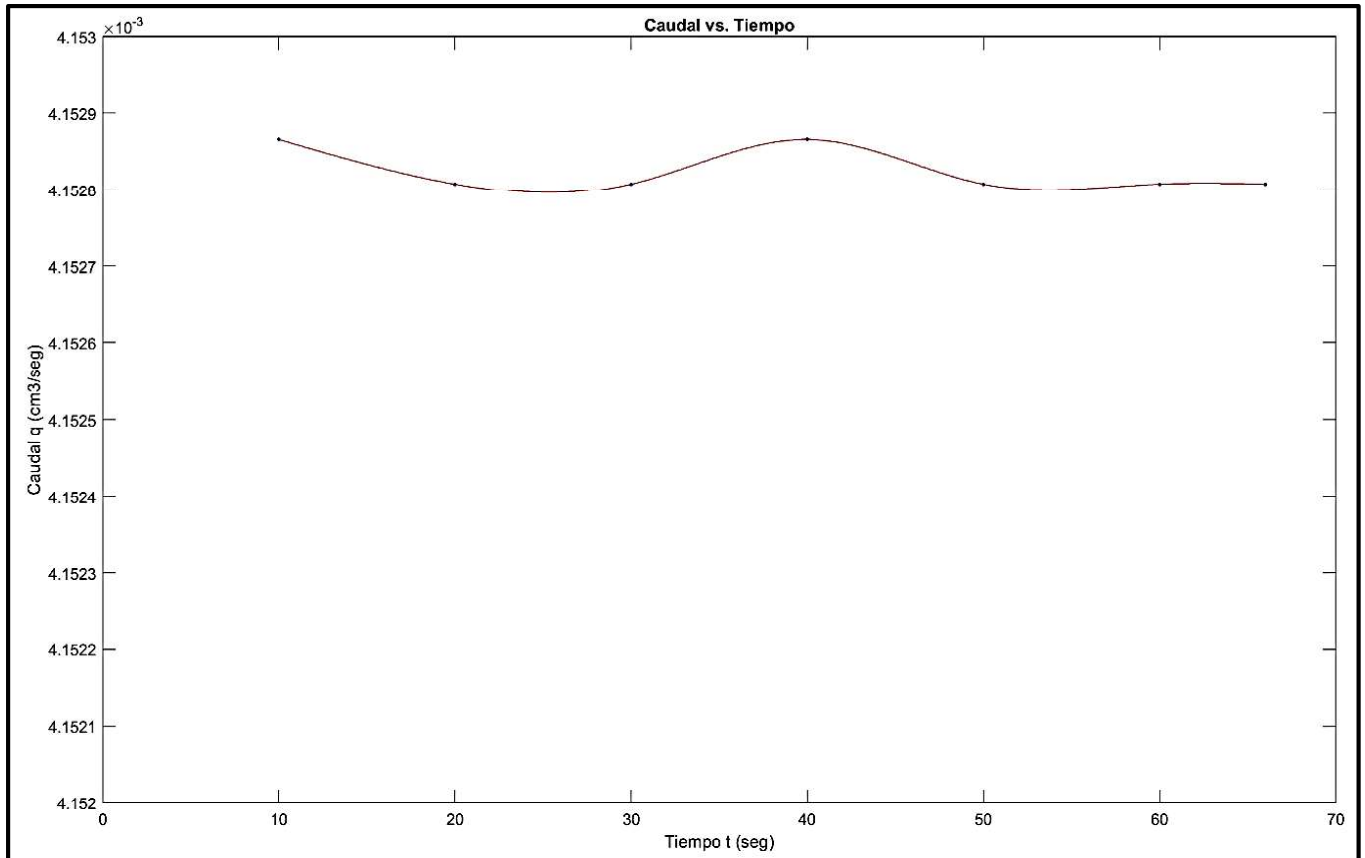
CÁLCULO DE FACTOR DE RECOBRO

$$R = \frac{Np}{N}$$

R = 18,29856589%

Elaborado por: Aimara, 2019

Figura 21: Caudal vs tiempo SSF 74 realizado en Matlab



Elaborado por: Aimara, 2019

Figura 22: Cálculos del pozo SSF 79 realizados en el software Matlab

A (cm ²)	μ (cp)	L (cm)	K(D)	ΔP (atm)	q (cm ³ /seg)	t (seg)
10.874	7.315	6.107	0.312618	-0.029931973	0.0022776994	10
			0.335493	-0.027891156	0.0022777028	20
			0.319888	-0.029251701	0.0022776980	30
			0.335493	-0.027891156	0.0022777028	40
			0.312618	-0.029931973	0.0022776994	50
			0.335493	-0.027891156	0.0022777028	60
			0.343880	-0.027210884	0.0022777007	70
			0.335493	-0.027891156	0.0022777028	80
			0.352698	-0.026530612	0.0022777043	95

Caudal acumulado (cm ³ /seg)	Np=Caudal acumulado*t (cm ³)	N=volumen de Petróleo Total en el Reservorio
0,0204993131	1,947434748	9.54

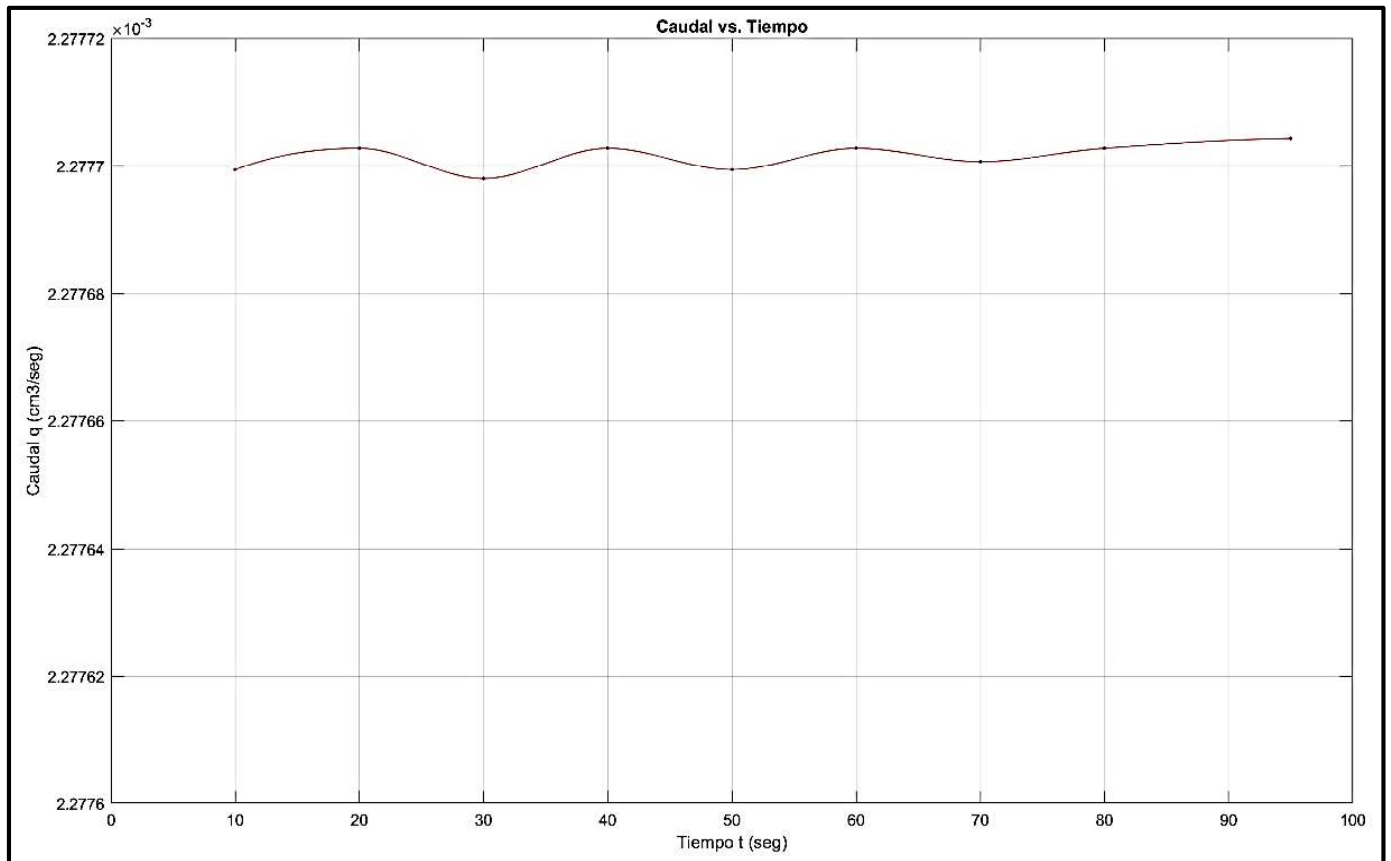
CÁLCULO DE FACTOR DE RECOBRO

$$R = \frac{Np}{N}$$

R = 20,41336214%

Elaborado por: Aimara, 2019

Figura 23: Caudal vs tiempo SSF 79 realizado en Matlab



Elaborado por: Aimara, 2019

Los resultados del software Matlab fueron similares a los obtenidos experimentalmente. Matlab determinó valores de factor de recobro de 18,29% y 20,41% para SSF 74 y 79, respectivamente. El margen de error entre los resultados del simulador y los obtenidos en el laboratorio fueron de 18% para SSF 74 y 2,6% para SSF 79 (Figura 20 y 22)

El comportamiento del caudal de nanofluido inyectado con respecto al tiempo se observó en las Figuras 21 y 23. El caudal de inyección de nanofluido tiene el mismo patrón con respecto al tiempo y no se observó ningún comportamiento anómalo.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Ante la alta demanda de hidrocarburo y al gran impacto que está teniendo la nanotecnología aplicada a la industria petrolera en países como Egipto y Colombia, es necesario determinar la rentabilidad del proyecto, propuesto en este trabajo se realizó el análisis; por lo tanto, económico con una proyección de 5 años.

Según Petroamazonas EP el factor de recobro para la **arenisca U superior** por flujo natural es de 11,73% y el factor de recobro acumulado del campo es de alrededor 18,44% mediante la inyección de nanofluido. Según el anexo 5, en la Tabla 21, la producción promedio anual del campo por recuperación primaria durante los últimos cinco años fue de 1 478 250 bbls. Con estos datos se estima que con la implementación de inyección de nanofluidos se obtendrá una producción promedio anual 2 323 864 bbls, véase Tabla 12.

Tabla 12: Producción estimada Arenisca U Superior

Factor de recobro primario (%)	Producción estimada anual (bbls)
11,73	1 478 250
Factor de recobro con nanofluidos (%)	Producción estimada anual (bbls)
18,44	2 323 864

Elaborado por: Aimara, 2019

Para la **arenisca T inferior** el factor de recobro es de 26,90%, y el factor de recobro acumulado con el uso de nanotecnología es de 20,96%. En el anexo 5, en la Tabla 22, la producción promedio anual del campo por recuperación primaria en los últimos cinco años fue de 5 548 000 bbls. Con estos datos se estima que con la inyección de nanofluidos la producción promedio anual del campo será 4 322 902 bbls (Tabla 13).

Con los valores de producción inyectada se procedió a realizar el análisis económico para la producción del campo a futuro.

Tabla 13: Producción estimada Arenisca T Inferior

Factor de recobro primario (%)	Producción estimada anual (bbls)
26,90	5 548 000
Factor de recobro con nanofluidos (%)	Producción estimada anual (bbls)
20,96	4 322 902

Elaborado por: Aimara, 2019

Inversión inicial del proyecto

La producción de nanofluido de sílice tiene un costo de \$20,86 por cada barril (Prieto, 2017). El volumen de agua inyectada en el campo Shushufindi es 21 270 barriles diarios (Petroamazonas EP, 2018); por lo tanto, se inyectará el mismo valor de barriles de nanofluido. El volumen de inyección de nanofluidos será 7 763 550 bbls con un costo de \$161 947 653, para el periodo de un año.

Se debe considerar el reacondicionamiento de pozos para completarlos como inyectoras. Para este análisis, se han tomado como referencia 4 pozos para la inyección de agua en Shushufindi (Miranda, 2016), con costo aproximado de \$5.200.000. Ver Tabla 14 con los costos asociados a los equipos requeridos para la recuperación de nanofluidos

Tabla 14: Costos de equipos necesarios para inyección de nanofluido en el campo Shushufindi

Equipos	Costo
Tanque de almacenamiento de nanofluido (34000 bbls)	\$1.680.050

Continuación Tabla 14	
Tanque de inyección (5000 bbls)	\$540.000
4 Bombas de inyección	\$700.000
4 Bombas de transferencia	\$300.000
Tanque transvase, y skimer	\$1.200.000
Facilidades de superficie	\$7.000.000
Reacondicionamiento de 4 pozos	\$5.200.000
Tubería	\$670.405
Inyección de nanofluidos	\$161 947 653
TOTAL	\$179 238 108

Elaborado por: Aimara, 2019

Costos de producción

En las Tablas 15 y 16 constan los ingresos y egresos, respectivamente, para el proyecto de inyección de nanofluidos en el campo Shushufindi; el costo del barril WTI en promedio anual durante los últimos 5 años se encuentra en \$ 51 (anexo 6, Tabla 23). Mientras que los costos de producción de un barril de crudo es \$ 27.

Tabla 15: Ingresos en el campo Shushufindi

POZO SSF 74	
Recuperación de hidrocarburo por año (bbls)	2 323 864
Precio de petróleo WTI (USD/bbls)	51
Ingresos totales (USD)	118 517 064
POZO SSF 79	
Recuperación de hidrocarburo por año (bbls)	4 322 902

Continuación Tabla 15	
Precio de petróleo WTI (USD/bbls)	51
Ingresos totales (USD)	220 468 002

Elaborado por: Aimara, 2019

Tabla 16: Egresos en el campo Shushufindi

POZO SSF 74	
Recuperación de hidrocarburo por año (bbls)	2 323 864
Costo producción (USD/bbls)	27
Egresos totales (USD)	62 744 328
POZO SSF 79	
Recuperación de hidrocarburo por año (bbls)	4 322 902
Costo producción (USD/bbls)	27
Egresos totales (USD)	116 718 354

Elaborado por: Aimara, 2019

Resultados del análisis económico

Se realizó los cálculos de VAN y TIR, mediante el flujo de caja del proyecto con un valor de tasa de descuento de 12% anual (1% anual) (Salazar, 2014), una inversión inicial de \$179 238 108 y un periodo de 5 años. Los datos del flujo de caja se computaron mediante la diferencia de ingresos y egresos. Los valores del PRI se obtuvieron mediante el análisis y se presentaron en el anexo 7. Finalmente, los valores de B/C se determinaron relacionando los ingresos totales divididos para los egresos totales.

Tabla 17: Análisis Económico arenisca U superior

INVERSION		179 238 108		TASA DE DESCUENTO		0.12		
AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	$V_{AN} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$	VAN	TIR	PRI	B/C
0	0	179 238 108	-179 238 108	-179 238 108	\$21 810 123	17%	4,3	1,52
1	118 517 064	62 744 328	55 772 736	49 797 086				
2	118 517 064	62 744 328	55 772 736	44 461 684				
3	118 517 064	62 744 328	55 772 736	39 697 932				
4	118 517 064	62 744 328	55 772 736	35 444 582				
5	118 517 064	62 744 328	55 772 736	31 646 948				
TOTAL	592 585 320	492 959 748						

Elaborado por: Aimara, 2019

Tabla 18: Análisis Económico arenisca T inferior

INVERSION		179 238 108		TASA DE DESCUENTO		0.12		
AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA	$V_{AN} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$	VAN	TIR	PRI	B/C
0	0	179 238 108	-179 238 108	-179 238 108	\$194 756 154	50%	2	1.47
1	220 468 002	116 718 354	103 749 648	92 633 614				
2	220 468 002	116 718 354	103 749 648	82 708 584				
3	220 468 002	116 718 354	103 749 648	73 846 950				
4	220 468 002	116 718 354	103 749 648	65 934 777				
5	220 468 002	116 718 354	103 749 648	58 870 337				
TOTAL	1 102 340 010	762 829 878						

Elaborado por: Aimara, 2019

DISCUSIÓN

1. ARENISCA U SUPERIOR

En la muestra (plug) de la arenisca U superior correspondiente al pozo SSF 74, mediante los desplazamientos de nanofluido se observó que el factor de recobro secundario se incrementó en 18,44%, después de la recuperación mediante inyección de agua que obtuvo un factor de recobro de 40,29%. Por lo tanto, el factor de recobro final acumulado es de 58,73%. Este valor representativo es factible debido a las propiedades que tienen los nanofluidos: la presión de separación, y gran área de cobertura, permiten expulsar las partículas de hidrocarburo que se encuentran en los lugares más profundos del medio poroso. El crudo de este pozo, de 29,2 °API, indica un crudo liviano, que será fácil desplazar sobre el medio poroso, y además su bajo valor de viscosidad (4,085 cp) conjuntamente con el nanofluido y su acción sobre la tensión interfacial, permitió tener un mayor recobro de hidrocarburo.

La Figura 18 muestra que la permeabilidad efectiva al crudo fue de 226,25 mD, al momento de inyectar agua sintética fue de 168,12mD, y al inyectar nanofluido la permeabilidad fue de 51,91 mD. La permeabilidad efectiva disminuyó drásticamente por el uso de agua sintética como fluido base de nuestro nanofluido. El agua sintética está constituida por sólidos disueltos y en suspensión. Los sólidos disueltos tienden a disolverse en agua, mientras que los sólidos en suspensión no pueden disolverse en la misma. Los sólidos disueltos con el pasar del tiempo tienden a convertirse en sólidos en suspensión y tiende a precipitarse. Al ingresar al medio poroso y tener un tamaño mayor a las gargantas porales obstruyó los canales porales y como consecuencia la disminución de la movilidad del crudo. Las nanopartículas no causaron efecto de taponamiento puesto que su tamaño es mucho menor (10^{-9} m) en comparación a los sólidos en suspensión ($0,45\mu$ o $4,5 \times 10^{-5}$ m) (Wikipedia, 2019).

Las pruebas realizadas en el MEB y DRX, complementadas con petrografía y ensayos en el Poroper han mostrado tener una porosidad primaria de 19,22%, lo que significa que es una porosidad buena y conlleva a saturaciones de fluidos más altas. El resultado del análisis convencional, Tabla 6, da una permeabilidad absoluta al aire de 1272 mD. La prueba de porosidad antes del ensayo era de 19,22%, pero después de los desplazamientos esta decayó a 18,60%. Consecuentemente disminuye la

permeabilidad de la muestra, debido a la migración de finos que obstruyen las gargantas porales.

La muestra está compuesta por cuarzo, y el porcentaje de arcillas es del 5%; la arcilla más representativa en el plug es caolinita. El mayor problema que se tiene con este tipo de arcilla es el taponamiento de los espacios porales por acumulación de las mismas. La migración de estas arcillas hacia los canales porosos es una de las causas para una baja permeabilidad efectiva en los desplazamientos de agua y nanofluido.

La prueba de presión capilar indica que los diámetros de gargantas porales se encuentra en rangos de 2 μm a 5 μm ; los coloca en el rango de macroporos. Esto es de vital importancia puesto que no ocasionarán problemas de taponamiento con las nanopartículas de sílice; éstas tienen un diámetro de 30 nm. Debido al alto porcentaje de gargantas macroporosas, se puede deducir que la roca ofrecerá menor resistencia capilar a la migración de hidrocarburos; es decir, los fluidos migrarán a través de la roca con una mínima presión de desplazamiento.

Los resultados del ensayo de desplazamiento se verificaron mediante la simulación en el software Matlab. El factor de recobro mediante el ensayo se encuentra en 18,44% y en el software de 18,29%, con un porcentaje de error del 0,18%; el cual muestra la veracidad de los resultados obtenidos.

2. ARENISCA T INFERIOR

Los análisis de laboratorio realizados en el plug de la arenisca T inferior para el pozo SSF 74 proporcionaron resultados satisfactorios en el factor de recobro; éste aumentó en 20,96%, después de la recuperación mediante inyección de agua que obtuvo un factor de recobro de 22.01%. El factor de recobro acumulado fue de 42,97%.

La extracción del crudo SSF 79 fue fácil, por tener una baja viscosidad que es de 7,135 cp y de 25,7 °API (crudo moderadamente liviano), y también por el uso de nanofluido; ya que éste disminuyó la tensión interfacial entre el crudo y el agua de formación facilitando la recuperación de crudo.

La prueba de presión capilar indica que los diámetros de gargantas se encuentran en el rango de macroporosas, por lo tanto se puede deducir que la roca ofrecerá menor

resistencia capilar a la migración de hidrocarburos y ayudará en gran medida a producir más crudo.

La permeabilidad efectiva al crudo fue de 403,20 mD y disminuyó a 275,10 mD al inyectar agua de formación. Esto se debe a que el agua de formación al ingresar al plug arrastra las arcillas que no se encuentran bien adheridas a la roca, además el agua de formación al no poseer la propiedad de adsorción de finos que las nanopartículas si poseen, resultan en la disminución de la permeabilidad efectiva al agua por migración de finos. Pero la permeabilidad efectiva al nanofluido aumentó a 332,75 mD. Esto significa que el nanofluido tiene gran facilidad para desplazarse sobre el medio poroso, y previene su taponamiento. Esto debido a la propiedad de adsorción de finos, que poseen las nanopartículas, retuvieron las arcillas caoliníticas y mejoraron la permeabilidad efectiva, además al mejorar la humectabilidad del medio poroso ayudó a aumentar la permeabilidad efectiva del nanofluido.

Según las pruebas de DRX y MEB, se comprueba que la muestra tiene bajo porcentaje de arcilla (caolinita); representa un 1% en el plug SSF 79. Mientras que la permeabilidad absoluta al aire es de 2286,44 mD, lo cual es un valor relativamente alto. Todas estas buenas condiciones ayudaron al desplazamiento de crudo. Además en la prueba de porosidad se tiene que antes del ensayo la porosidad era de 15,19% y la porosidad después del ensayo se incrementó a 18,58%.

Utilizó Matlab se determinó un factor de recobro con desplazamiento de nanofluido de 20,41%, mientras que los resultados obtenidos en el ensayo fue de 20,96% con un margen de error de 2,6%. Lo que quiere decir que los resultados obtenidos son válidos.

Comparando los resultados del factor de recobro con inyección de nanofluidos de los pozos SSF 74 y 79, muestran una diferencia significativa de 18,44% y 20,96% respectivamente. Esto es debido a la presencia de una mayor cantidad de arcillas en el plug SSF 74 del 5% en comparación con el 1% del plug SSF 79. Esta variación puede causar una mayor cantidad de finos que migran hacia los espacios porosos, taponándolos e impidiendo que podamos obtener una mayor recuperación de hidrocarburo. Otro factor a considerar es el agua sintética utilizada como fluido base para la preparación del nanofluido SSF 74. A pesar de las propiedades de adsorción

de finos de las nanopartículas, no fue de completa ayuda, ya que el agua sintética contiene sólidos en suspensión que no pudieron ser removidos y podrían taponar las gargantas porales; este fenómeno explicaría la disminución en la permeabilidad efectiva del nanofluido, que se redujo de 226,25mD a 51,91mD.

Por otro lado, el nanofluido utilizado SSF 79 se preparó como fluido base agua de formación de la propia arenisca, y se evidenció los buenos resultados obtenidos; un alto porcentaje de recobro y una permeabilidad efectiva “alta” de 332,75 mD en comparación al nanofluido SSF 74.

En la Figura 16 se observan los resultados de las pruebas de compatibilidad realizadas a los nanofluidos, claramente se evidencia una interfase definida entre el nanofluido y el hidrocarburo. Es decir, que la concentración de 500mg/L utilizada para la elaboración de los nanofluidos SSF 74 y SSF 79 fue la adecuada porque no generaron emulsiones y se mantuvieron estables.

Los resultados obtenidos del análisis económico, en el caso del VAN para SSF 74 y SSF 79 de \$21 810 123 y \$194 756 154, respectivamente. Esto significa que se generarán grandes réditos y se recuperará la inversión a un corto plazo (en menos de un año, para ambos casos). Mientras que el valor de la TIR para SSF 74 es de 17% y para SSF 79 es 50%; esto significa una alta rentabilidad y la implementación de nanotecnología por los 5 años para la proyección de esta investigación. Para el caso de SSF 74 el valor PRI es de 4,3 años y B/C es de 1,20 lo cual significa que se recuperara la inversión inicial en este periodo con un beneficio moderado. Mientras tanto SSF 79 el valor PRI es 2 años, y un B/C es de 1,45 lo que significa que el proyecto es muy rentable.

La nanotecnología apuesta a ser uno de los grandes avances del futuro, no solamente por sus propiedades sobre el medio poroso, sino también por los altos réditos económicos que brindará a la industria.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES

- Mediante el desplazamiento de nanofluidos sobre los plug SSF 74 y SSF 79 se obtiene un factor de recobro de 18,44% y 20,96% respectivamente. Experimentalmente se comprueban los beneficios que aportan las nanopartículas al mejorar la humectabilidad de la roca, disminuir la tensión interfacial de los fluidos, al presentar propiedades adsorptivas y presión de separación que ayudan a desplazar el crudo residual del yacimiento.
- La muestra SSF 74 es una arenisca moderadamente consolidada, compuesta de 92% de cuarzo y 5% de caolinita. Se evaluó propiedades de permeabilidad efectiva y porosidad antes y después de los desplazamientos. La permeabilidad efectiva al crudo 226,25 mD, disminuyó a 51,91 mD cuando se desplazó nanofluido. Esto quiere decir que el nanofluido SSF 74 con base agua sintética tuvo complicaciones para desplazarse a través del medio poroso. Se deduce que el nanofluido SSF 74 no obtuvo un factor de recobro tan alto como en el caso de SSF 79, porque se usó agua sintética para su elaboración y ocasionó un *taponamiento mecánico*.
- La porosidad disminuyó en el plug SSF 74, de 19,22% a 18,60%, visto que esta arenisca presenta un contenido más alto de arcilla, aproximadamente 5%; esto que estas arcillas, específicamente caolinitas, obstruyeron en cierta medida los canales porosos interconectados.
- El software Matlab presentó a corroborar los datos experimentales obtenidos en el plug SSF 79, En el simulador se obtuvo resultados de factor de recobro de 20,41% en comparación a los datos experimentales 20,96%; se determina un margen de error de 2,62%. Para el plug SSF 74 con el simulador se obtuvo un factor de recobro de 18,29% y los resultados experimentales 18,44%; se determina un margen de error del 0.8%. Se observa que el margen de error en ambos casos es bajo, lo que garantiza los resultados obtenidos

- El plug de la arenisca SSF 79 está conformada por 1% de arcilla caolinítica y 98% de cuarzo. En esta muestra se evidenció que la permeabilidad efectiva no disminuyó en gran medida, ya que la permeabilidad al crudo fue de 403,20 mD y al inyectar nanofluido fue de 332,75 mD. Es decir, el nanofluido SSF 79 se desplazó sin ningún tipo de inconvenientes sobre el medio poroso.
- El plug SSF 79 mostró un incremento en la porosidad de 15,19% a 18,58% por efecto del desplazamiento con el nanofluido SSF 79. Debido a la propiedad de adsorción de finos, incremento la porosidad efectiva; y, además, el contenido de acillas es muy bajo, alrededor de 1%.
- La concentración adecuada de nanopartículas para la preparación de nanofluido fue de 500 mg/L (500 ppm). Esto se comprobó mediante la prueba de compatibilidad que se realizó entre el crudo y nanofluido, donde no existió formación emulsiones.
- Las nanopartículas, además de presentar propiedades que no generan efectos negativos sobre la roca, son económicamente rentables. El estudio económico realizado indica un VAN de \$21 810 123 y una TIR de 17% para la arenisca U superior; y para la arenisca T inferior el margen de ganancias son mayores, el VAN está alrededor de \$194 756 154 con una TIR de 50%.
- La relación costo beneficio (B/C) es de 1,20 y el periodo de recuperación de inversión (PRI) es 4,3 años para el nanofluido SSF 74. Para el nanofluido SSF 79 la relación costo beneficio (B/C) es de 1,45 y el periodo de recuperación de inversión (PRI) es 2 años. Esto significa que la inversión inicial del proyecto se recuperará en un breve periodo con amplio margen de beneficio para ambos casos; No obstante, el estudio económico se proyectó para 5 años.

2. RECOMENDACIONES

- Para futuras investigaciones de inyección de nanopartículas se recomienda el uso de agua de formación como fluido base para la preparación de nanofluidos; el agua sintética no presenta las mismas características que el agua de formación.
- Realizar un mayor número de estudios referentes a la inyección de nanopartículas de sílice en el campo Shushufindi, y en otros pozos; este trabajo presenta limitaciones con respecto al número de ensayos realizados. Debido a que este tipo de investigación, de magnitud y atractivo requiere realizar varios ensayos para su validación e implementación.
- Para futuros ensayos de inyección con nanopartículas, se deben seleccionar pozos y zonas reservorios que presenten un porcentaje moderado y alto de arcillas para establecer con mayor exactitud el comportamiento de las nanopartículas en el yacimiento y determinar los componentes porcentuales a utilizar.
- El apoyo financiero de instituciones públicas o privadas, para el desarrollo de nuevos proyectos de investigación, puesto que esta tecnología al ser relativamente nueva, requiere
- tener un capital de inversión para continuar con futuros proyectos de nanotecnología como método EOR.

BIBLIOGRAFIA

- Abdelrahman, I. (2015). *The Potential of Nanoparticles to Improve Oil Recovery in Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study*.
- Agrawal, G., Chakraborty, S., DiGiovanni, A., & Scott, D. E. (2012). The trick is the surface-functionalized nanodiamond PDC technology. *Paper SPE-157039-MS*.
- Ahmed. (2003). Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. *Oilfield Review*.
- Aurand, K., Dahle, G. S., & Torsaeter, O. (2014). Comparison of Oil Recovery for Six Nanofluids in Berea Sandstone Cores. *Symposium of the Society of Core Analysts held in Avignon, France*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito, Ecuador: Travaux de l'Institut Français d'Études Andines.
- Bera, A., & Belhaj, H. (2016). Application of Nanotechnology by Means of Nanoparticles and Nanodispersions in Oil Recovery - A Comprehensive Review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 34, 1284-1309, 1303.
- Betancur, S., & Cortés, F. (n.d.). *Desarrollo de Nanopartículas Basadas en Sílice para la Inhibición de la Precipitación/Depositación de Asfaltenos*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
- CIQ. (2019). *Análisis Petrofísicos*. Quito: Centro de Investigaciones Quito.
- Enríquez, J. (2008). *Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi (Tesis de Grado)*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Ep, P. (2017). *Plan Maestro de Estrategias Corporativas Para El Desarrollo De Los Campos Con Mayor Promesa De Valor En Petroamazonas EP, El Enfoque De La Metodología Metod.* Quito, Ecuador.
- Hashemi, R., Nassar, N. N., & Almas, P. P. (2013). Enhanced heavy oil recovery by in situ prepared ultradispersed multimetallic nanoparticles: A study of hot fluid flooding for Athabasca bitumen recovery. *Energy Fuels*, 2194–2201.
- Hendraningrat, L., Torsaeter, O., & Li, S. (2013). A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery in low-medium permeability Berea sandstone. *Conference Paper*.
- Huang, T., & Crews, J. B. (2007). Nanotechnology applications in viscoelastic surfactant stimulation fluids. *SPE Prod. Oper.* 23 (04), 512-517.
- Krishnamoorti, R. (2006). Extracting the benefits of nanotechnology for the oil industry. *J. Pet. Tech.* 58 (11).
- Llinás, M., & Sanchez-García, D. (2013). *Nanopartículas de sílice: preparación*. Barcelona, España: Universitat Ramon Llull.
- López, J. (2008). Geopolítica del Petróleo y Crisis Mundial. *Dyna*, 75, 156.

- Miranda, C. I. (2016). *Análisis Técnico–Económico del Plan Piloto de Recuperación Secundaria en Campos Maduros a través de Inyección de Agua (Tesis de Grado)*. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Molnes, S. N., Torijos, I. P., Strand, S., Paso, K. G., & Syverud, K. (2016). Sandstone injectivity and salt stability of cellulose nanocrystals (CNC) dispersions—Premises for use of CNC in enhanced oil recovery. *Ind. Crops Prod.*, 152–16.
- Mora, C., Franco, C., & Cortés, F. (2013). Uso de nanopartículas de sílice para la estabilización de finos en lechos empacados de arena Ottawa. *Informador Tecnico (Colombia)* , 77 (1), 27-34.
- Pande, P. K., & Clark, M. B. (1994). Data Acquisition Design and Implementation: Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoirs. *SPE*.
- Paris de Ferrer, M. (2010). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaib, Venezuela: Astro Data.
- PetroamazonasEP. (2017). *Plan Maestro de Estrategias Corporativas para el Desarrollo de los Campos con Mayor Promesa de Valor en Petroamazonas EP*. Quito, Ecuador.
- PetroamazonasEP. (2018). *Informe de Seguimiento del Proyecto de Recuperación Secundaria en el Campo Shushufindi*. Ecuador: PetroamazonasEP.
- Prieto, K. (2017). *Evaluación de la Viabilidad Técnico-Financiera de las Nanopartículas de Sílice como Aditivo para el Control del Filtrado del Fluido de Perforación Base Agua a Nivel Laboratorio*. Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América .
- Salazar, A. (2014). *Actualización de las Reservas y Ubicación de Pozos de Relleno para Incrementar la Producción del Campo Shushufindi*. Quito, Ecuador: Escuela Politecnica Nacional.
- Sandoval, J. C. (2013). *Metodología para la Identificación de Pozos con Oportunidades de Incremento de Producción en Campos Maduros (Tesis de Grado)*. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Schlumberger. (2014). Shushufindi: El renacimiento de un gigante. *Oilfield Review otoño*, 46-62.
- Schlumberger Oilfield Glossary. (2018). *Factor de Recuperacion*. Retrieved from Schlumberger Oilfield Glossary:
http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx
- Sharma, K. P., Aswal, V. K., & Kumaraswamy, G. (2010). Adsorption of nonionic surfactant on silica nanoparticles: structure and resultant interparticle interactions. *J. Phys. Chem. B* 114, 10986-10994.
- Statista. (2019). *Statista*. Retrieved from <https://es.statista.com/estadisticas/635114/precio-medio-del-crudo-fijado-por-la-opep/>
- Suleimanov, B., Ismailov, F., & Veliyev, E. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. *J. Pet. Sci. Eng.*, 431-437.

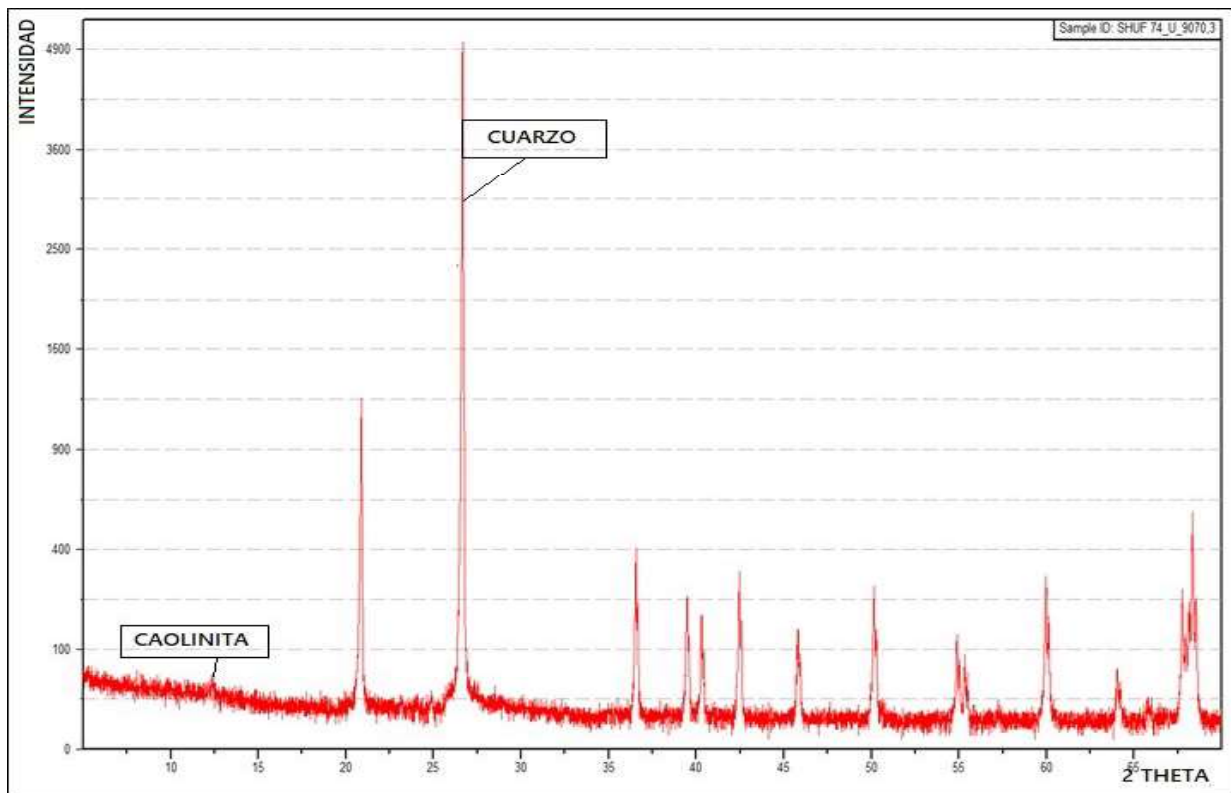
Sun, X., Zhang, Y., & Cheng, G. (2017). *Application of Nanoparticles in Enhanced Oil Recovery: A Critical Review of Recent Progress*.

Wikipedia. (2019). *Total de sólidos disueltos*. Retrieved from Wikipedia, La enciclopedia libre.: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Total_de_s%C3%B3lidos_disueltos&oldid=117736565

Zhang, Z., Xu, Z., & Salinas, B. J. (2012). High strength nanostructured materials and their field applications. *Paper SPE-157092*.

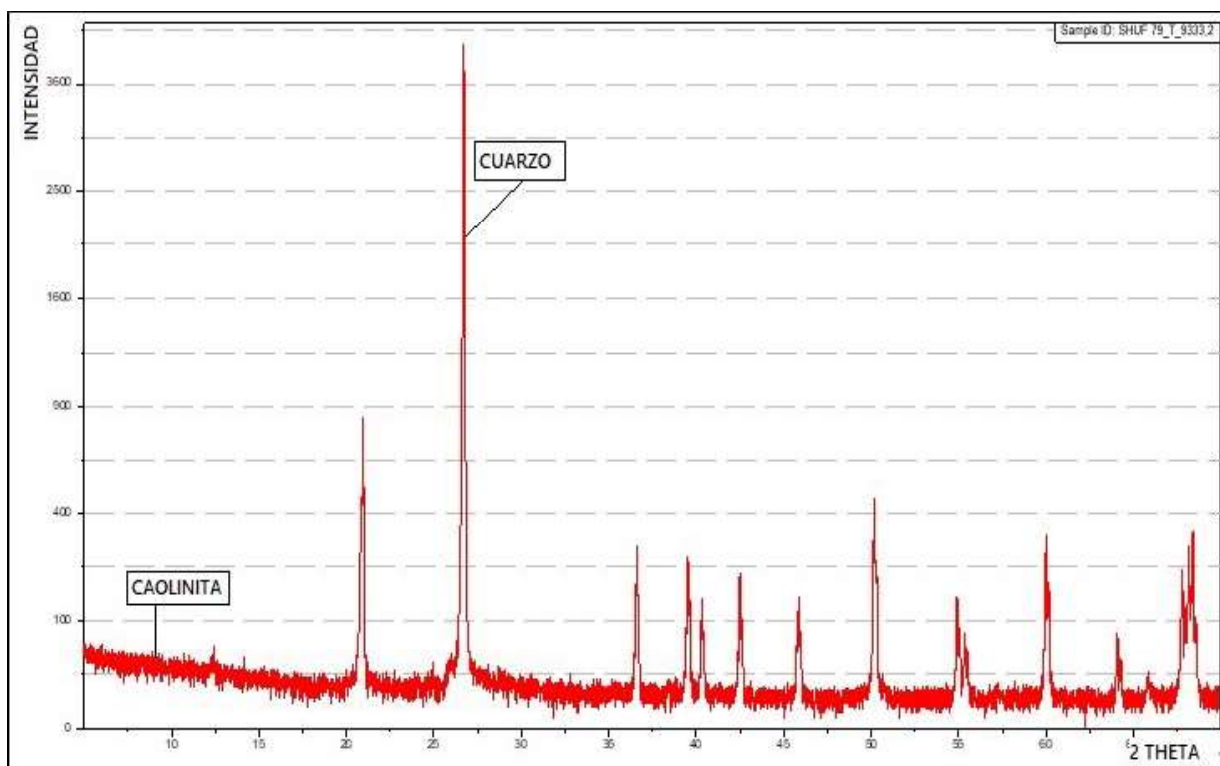
ANEXOS

Anexo 1: Difractograma SSF 74 obtenidos mediante difracción de rayos x



Elaborado por: CIQ, 2019

Anexo 2: Difractograma SSF 79 obtenidos mediante difracción de rayos x



Elaborado por: CIQ, 2019

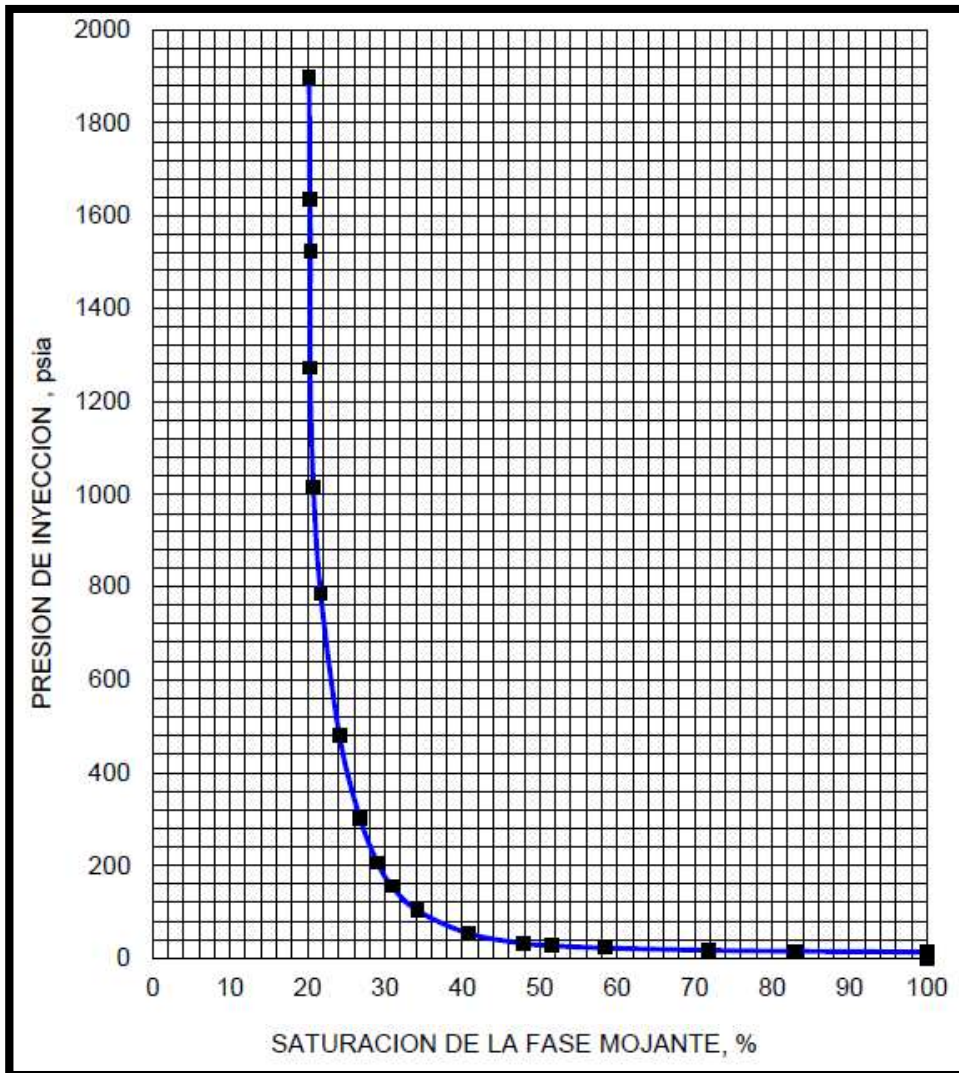
Anexo 3: Análisis de presión capilar SSF 74

Tabla 19: Resultados experimentales

Presión Capilar (Pc)	Pc corregida	Volumen de Hg	Variación de volumen	Volumen corregido	Volumen ingresado	Saturación de la fase mojanete (SFM)	Saturación de la fase no mojanete (SFNM)	Diametro poral (DP)	Fracción de volumen poroso invadido
(psia)	(psia)	(cc)	(cc)	(cc)	(cc)	(%)	(%)	(µm)	(%)
0	0	72,246	0,00	0	0,00	100,00	0,00		
1	2,10	73,450	1,20	0,87	0,34	89,70	10,30	102,69	10,30
2	3,10	73,700	1,45	0,87	0,59	82,08	17,92	69,60	7,61
4	5,10	73,997	1,75	0,87	0,88	73,05	26,95	42,33	9,03
5	6,10	74,357	2,11	0,87	1,24	62,09	37,91	35,39	10,96
6	7,10	75,094	2,85	0,87	1,98	39,63	60,37	30,41	22,46
7	8,10	75,522	3,28	0,87	2,41	26,59	73,41	26,66	13,04
8	9,10	75,803	3,56	0,87	2,69	18,03	81,97	23,73	8,56
9	10,10	76,102	3,86	0,87	2,99	8,93	91,07	21,38	9,11
11	12,10	76,367	4,12	0,87	3,25	0,87	99,13	17,85	8,06
14	15,10	76,605	4,36	0,87	3,49	-6,35	106,35	14,30	7,22
16	17,10	76,720	4,47	0,87	3,60	-9,84	109,84	12,63	3,46
21	22,10	76,878	4,63	0,87	3,76	-14,60	114,60	9,77	4,76
25	26,10	76,967	4,72	0,87	3,85	-17,27	117,27	8,27	2,67
35	36,10	77,082	4,84	0,88	3,96	-20,67	120,67	5,98	3,40
52	53,10	77,185	4,94	0,88	4,06	-23,63	123,63	4,07	2,96
78	79,10	77,253	5,01	0,89	4,11	-25,42	125,42	2,73	1,79
100	101,10	77,292	5,05	0,90	4,15	-26,38	126,38	2,14	0,00
245	246,10	77,407	5,16	0,95	4,21	-28,33	128,33	0,88	1,95
300	301,10	77,433	5,19	0,97	4,22	-28,53	128,53	0,72	0,20
402	403,10	77,475	5,23	1,01	4,22	-28,72	128,72	0,54	0,19
501	502,10	77,516	5,27	1,04	4,23	-28,91	128,91	0,43	0,19
602	603,10	77,558	5,31	1,08	4,23	-29,11	129,11	0,36	0,20
702	703,10	77,597	5,35	1,11	4,24	-29,23	129,23	0,31	0,12
1540	1541,10	77,875	5,63	1,41	4,22	-28,72	128,72	0,14	-0,50
1603	1604,10	77,905	5,66	1,43	4,23	-28,96	128,96	0,13	0,24
1810	1811,10	77,96	5,71	1,50	4,21	-28,42	128,42	0,12	0,00
1913	1914,10	77,995	5,75	1,54	4,21	-28,39	128,39	0,11	-0,04

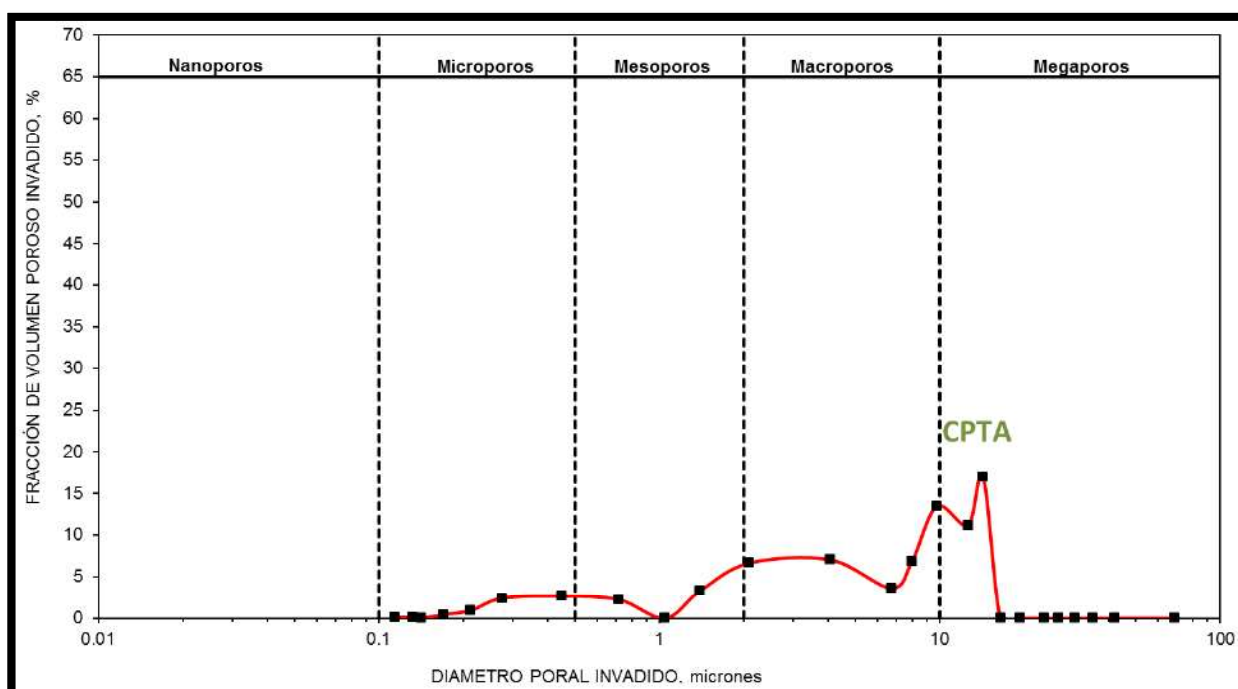
Elaborado por: CIQ, 2019

Figura 24: Curva de presión capilar, método de inyección de mercurio



Elaborado por: CIQ, 2019

Figura 25: Distribución de diámetros de gargantas porales



Elaborado por: CIQ, 2019

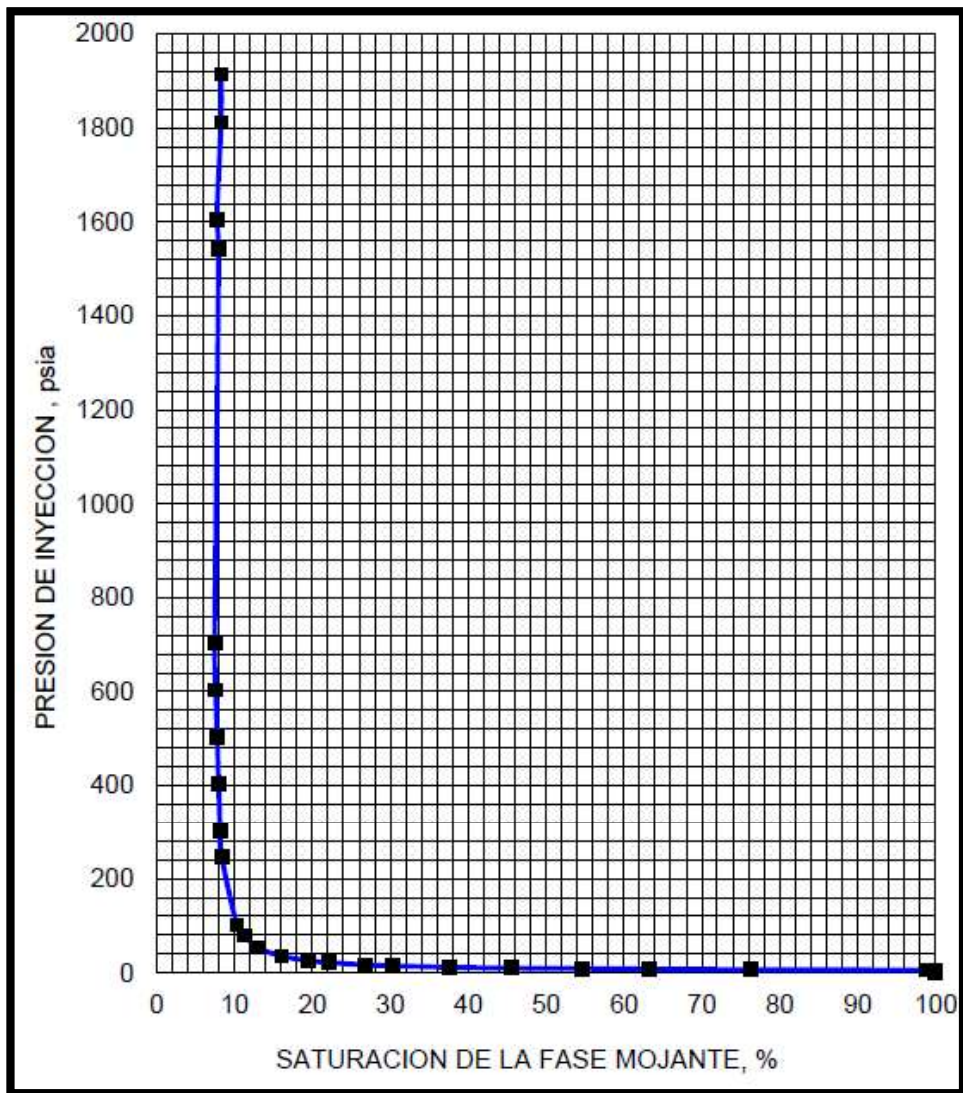
Anexo 4: Análisis de presión capilar SSF 79

Presión Capilar (Pc)	Pc corregida	Volumen de Hg	Variación de volumen	Volumen corregido	Volumen ingresado	Saturación de la fase mojante (SFM)	Saturación de la fase no mojante (SFNM)	Diametro poral (DP)	Fracción de volumen poroso invadido
(psia)	(psia)	(cc)	(cc)	(cc)	(cc)	(%)	(%)	(μ m)	(%)
0	0	68,109	0,00	0	0,00	100,00	0,00		
2	3,15	69,721	1,61	0,87	0,75	76,25	23,75	68,60	23,75
4	5,15	69,802	1,69	0,87	0,83	73,70	26,30	41,95	2,56
5	6,15	69,839	1,73	0,87	0,86	72,53	27,47	35,13	1,17
6	7,15	69,873	1,76	0,87	0,90	71,46	28,54	30,22	1,07
7	8,15	69,899	1,79	0,87	0,92	70,64	29,36	26,51	0,82
8	9,15	69,940	1,83	0,87	0,96	69,35	30,65	23,61	1,29
10	11,15	70,078	1,97	0,87	1,10	64,97	35,03	19,37	4,37
12	13,15	70,570	2,46	0,87	1,59	49,33	50,67	16,43	15,65
14	15,15	71,122	3,01	0,87	2,14	31,77	68,23	14,26	17,56
16	17,15	71,474	3,37	0,87	2,49	20,58	79,42	12,60	11,19
21	22,15	71,898	3,79	0,87	2,92	7,14	92,86	9,75	13,45
26	27,15	72,115	4,01	0,87	3,13	0,28	99,72	7,96	6,85
31	32,15	72,231	4,12	0,88	3,25	-3,36	103,36	6,72	3,64
52	53,15	72,460	4,35	0,88	3,47	-10,42	110,42	4,06	7,06
102	103,15	72,687	4,58	0,90	3,68	-17,08	117,08	2,09	6,67
154	155,15	72,808	4,70	0,92	3,78	-20,36	120,36	1,39	3,27
205	206,15	72,884	4,78	0,94	3,84	-22,21	122,21	1,05	0,00
300	301,15	72,988	4,88	0,97	3,91	-24,45	124,45	0,72	2,25
478	479,15	73,134	5,03	1,03	3,99	-27,11	127,11	0,45	2,66
782	783,15	73,317	5,21	1,14	4,07	-29,54	129,54	0,28	2,43
1013	1014,15	73,428	5,32	1,22	4,10	-30,49	130,49	0,21	0,95
1270	1271,15	73,532	5,42	1,31	4,11	-30,92	130,92	0,17	0,44
1525	1526,15	73,62	5,51	1,40	4,11	-30,87	130,87	0,14	-0,05
1635	1636,15	73,661	5,55	1,44	4,11	-30,95	130,95	0,13	0,07
1898	1899,15	73,756	5,65	1,53	4,11	-31,03	131,03	0,11	0,08
	1,15		-68,11	0,87	-68,97	2296,65	-2196,65	188,05	0,00

Tabla 20: Resultados experimentales

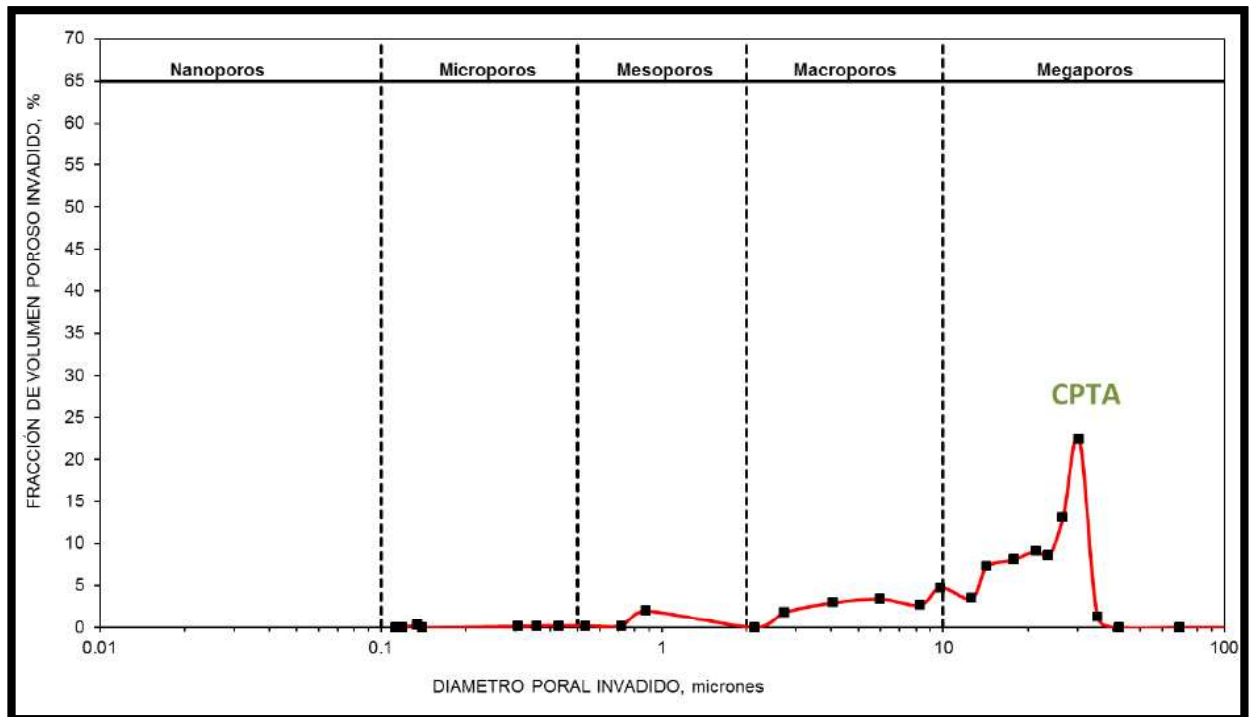
Elaborado por: CIQ, 2019

Figura 26: Curva de presión capilar, método de inyección de mercurio



Elaborado por: CIQ, 2019

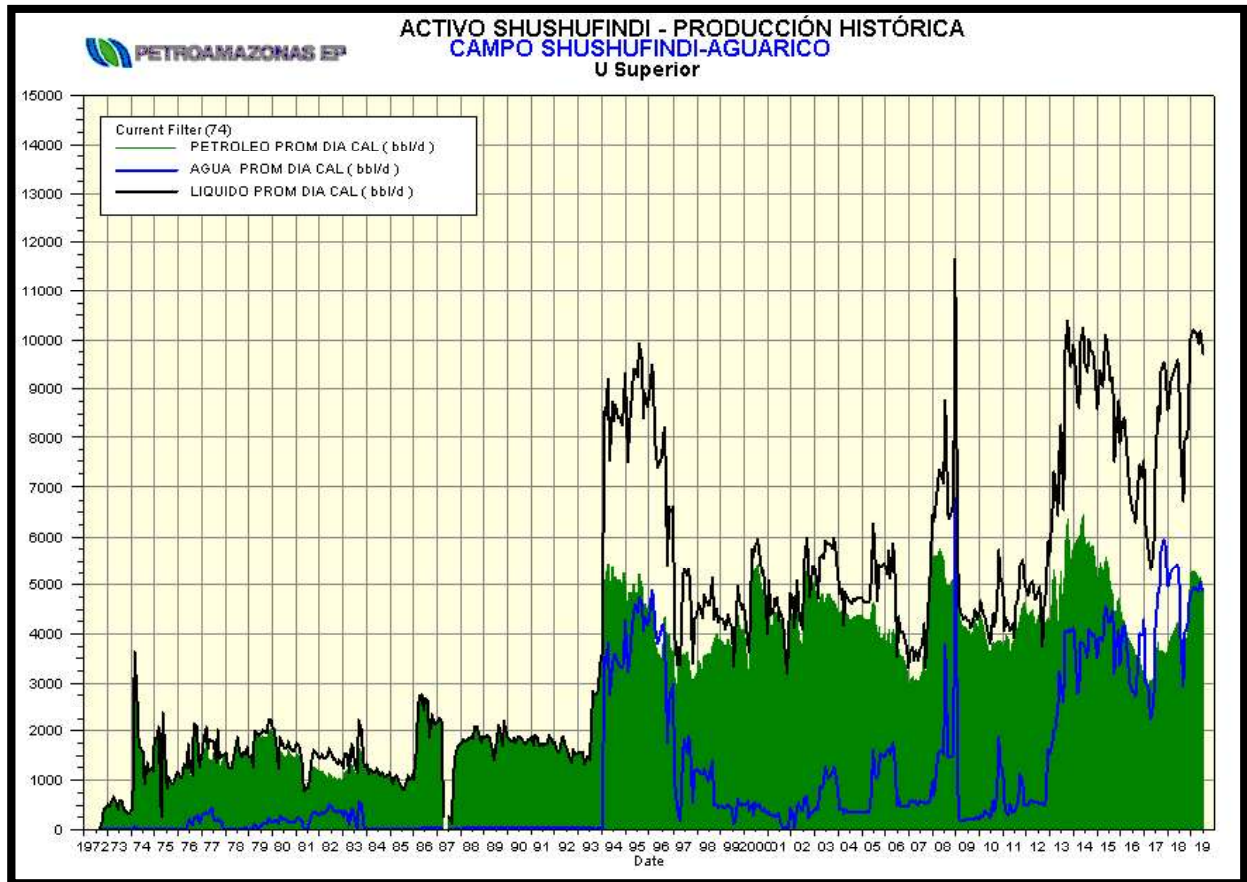
Figura 27: Distribución de diámetros de gargantas porales



Elaborado por: CIQ, 2019

Anexo 5: Producción del campo Shushufindi por recuperación primaria

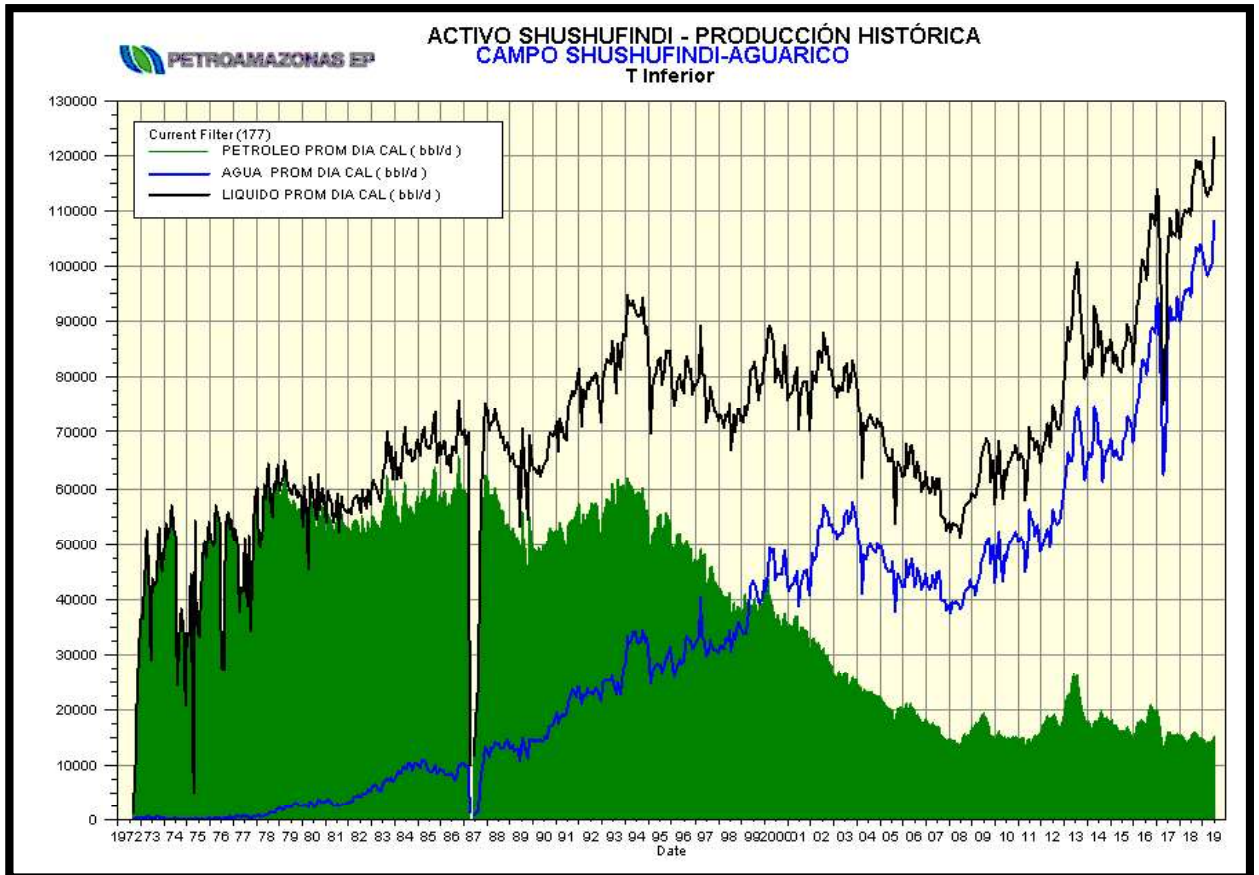
Figura 28: Historial de producción de la arenisca U superior



Elaborado por: **Aimara, 2019**

Fuente: Petroamazonas, 2018

Figura 29: Historial de producción de la arenisca T inferior



Elaborado por: Aimara, 2019

Fuente: Petroamazonas, 2018

Tabla 21: Estimación de la producción anual de la arenisca U superior

Año	Producción de crudo diaria (bbl/d)	Producción promedio diaria (bbl/d)
2015	4500	4050
2016	3500	
2017	3000	Producción promedio anual (bbl/año)
2018	4250	1478250
2019	5000	

Elaborado por: Aimara, 2019

Fuente: Petroamazonas, 2019

Tabla 22: Estimación de la producción anual de la arenisca T inferior

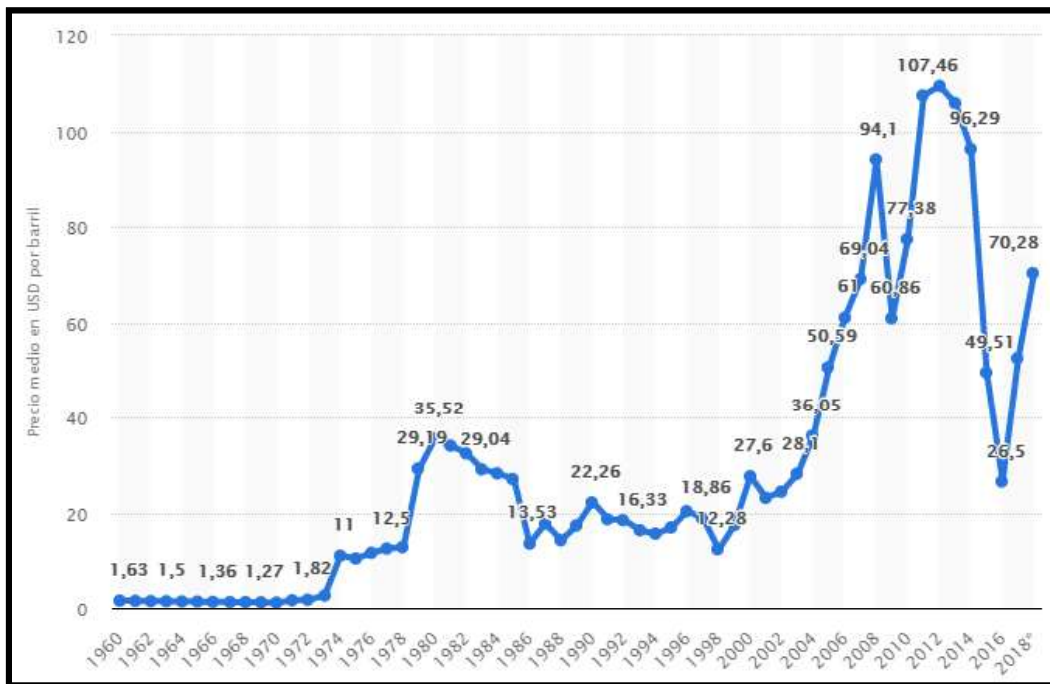
Año	Producción de crudo diaria (bbl/d)	Producción promedio diaria (bbl/d)
2015	16000	12500
2016	17000	
2017	15500	Producción promedio anual (bbl/año)
2018	15000	5548000
2019	12500	

Elaborado por: Aimara, 2019

Fuente: Petroamazonas, 2019

Anexo 6: Precio anual del petróleo WTI

Figura 30: Histórico precio del crudo WTI



Fuente: (Statista, 2019)

Tabla 23: Estimación del precio del crudo WTI

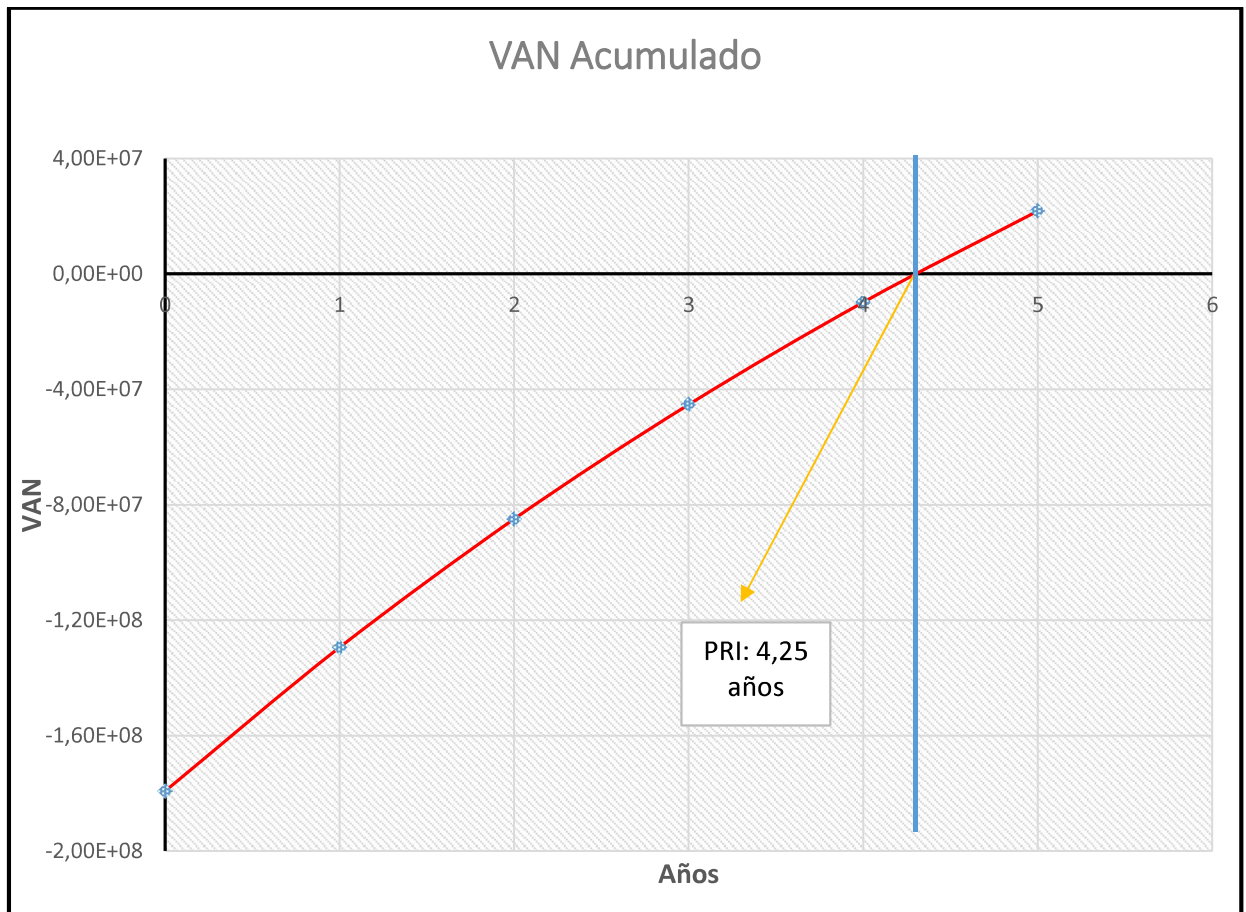
Año	Precio de crudo WTI (USD)	Precio promedio del crudo WTI (USD)
2015	49,51	51
2016	26,5	
2017	52,51	
2018	70,28	
2019	56,37	

Elaborado por: Aimara, 2019

Fuente: (Statista, 2019)

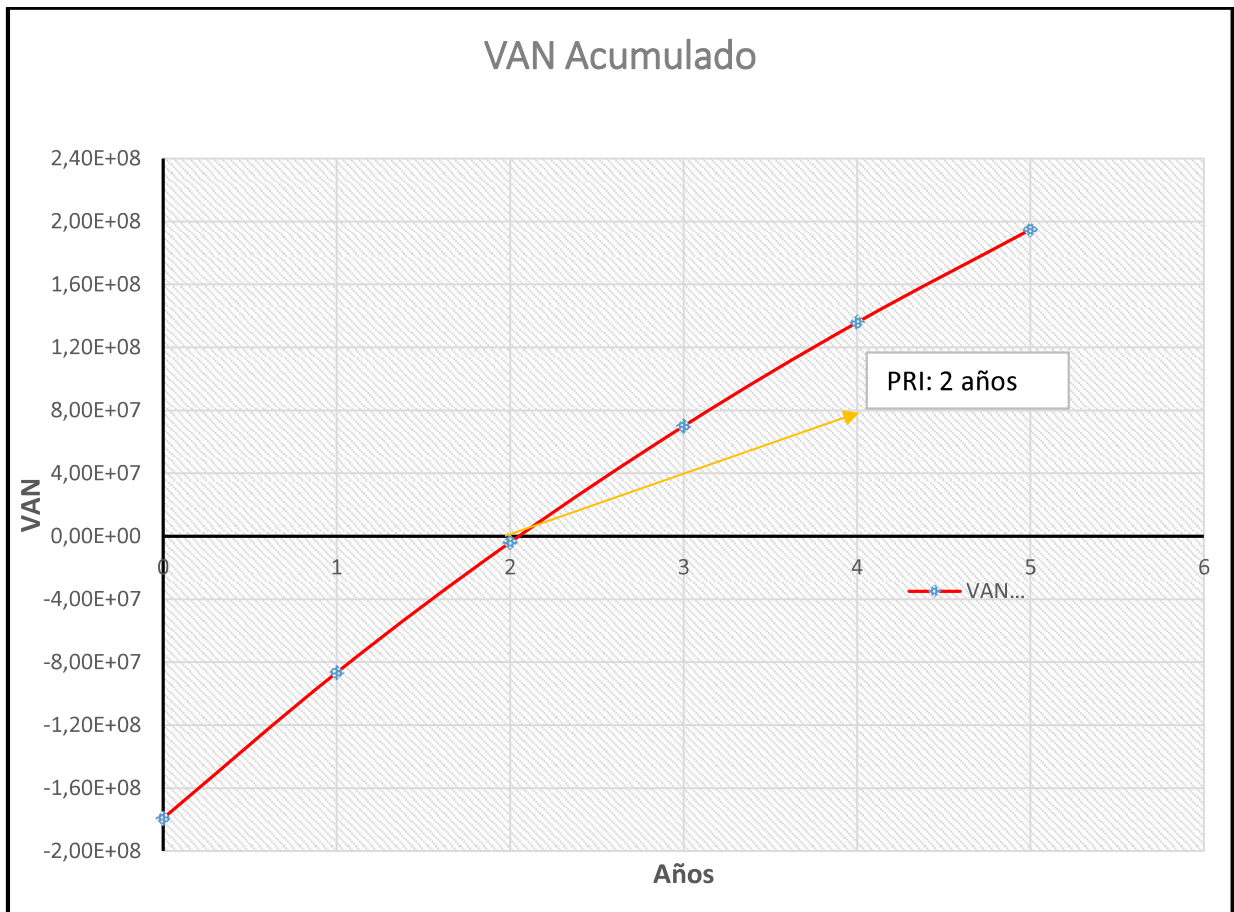
Anexo 7: VAN Acumulado para cálculo de PIR

Figura 31: Calculo de PIR arenisca U Superior



Elaborado por: Aimara, 2019

Figura 32: Calculo de PIR arenisca T Inferior



Elaborado por: Aimara, 2019