

**EVALUACIÓN NUMÉRICA DE NANOFUIDOS; COMO ROMPEDORES DE
EMULSIONES DE AGUA EN CRUDOS PESADOS, Y SU EFECTO EN LA
EFICIENCIA DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES**

LEIDY AZUCENA AMADO GONZALEZ

JESSICA ASTRID MAYORGA BARRERA

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Orientadora

Adriana Milena Henao Bejarano

Geóloga

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BOGOTÁ D.C.

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Camilo Andrés Franco Ariza

Firma del Director

Nombre

Firma del Presidente de Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá D.C. junio de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA - PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSE LUIS MACIAS RODRIGUEZ

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Departamento de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

A Dios y a mi familia por su amor y apoyo incondicional; especialmente a mis padres que siempre estuvieron en los buenos y malos momentos motivándome a no desfallecer, a mis hermanos por estar dispuestos a brindarle ayuda cada vez que lo necesité y a Jessica por ser la mejor compañera de tesis. Gracias a ellos por ser la base y motivación para culminar este proyecto.

Leidy Azucena Amado González

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico a Dios, por darme la oportunidad de culminarlo, en un año tan difícil.

A Mamá por educarme y brindarme su apoyo y amor incondicional.

A Papá por siempre creer en mí, ser mi modelo para seguir y por amarme.

A mi hermanita Tani por ser un ejemplo para seguir, por amarme y siempre motivarme a terminar este proyecto.

A Leidy por pasar todo este proceso juntas.

Jessica Astrid Mayorga Barrera

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Fundación Universidad de América y al claustro de docentes íntegros que la conforman por brindarnos una excelente formación académica y profesional que es la base fundamental para nuestras futuras metas profesionales.

A nuestro director de tesis Dr. Camilo A. Franco por brindándonos siempre sus críticas constructivas que nos permitieron adquirir más conocimientos y la culminación de nuestro trabajo de grado.

Al Ingeniero Cesar Coronado por brindarnos su ayuda en todo el desarrollo de este proyecto, también por su acompañamiento y por estar siempre dispuesto a resolver las inquietudes que nos fueron surgiendo durante la simulación de este proyecto.

Agradecemos a los docentes Adriana Henao y Édison Jiménez por su inestimable ayuda y paciencia desde el inicio de este proyecto. Por cada una de sus aportaciones a esta tesis que han sido de gran importancia para el desarrollo y cumplimiento de esta.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
1. MARCO TEÓRICO	16
1.1 Nanotecnología	16
1.1.1 Síntesis de las nanopartículas	16
1.2 Nanofluidos	17
1.2.1 Estabilidad Coloidal de los nanofluidos	18
1.3 Emulsiones	18
1.3.1 Condiciones para la formación de emulsiones	19
1.3.2 Clasificación de las emulsiones	19
1.3.3 Proceso de desemulsificación	20
1.4 Rompedor de emulsiones	20
1.4.1 Tipo de crudo	20
1.4.2 Salinidad del agua	20
1.4.3 Película interfacial	20
1.4.4 Viscosidad de la fase continua	20
1.4.5 Tamaño de gota	21
1.4.6 Relación de volumen de fases	21
1.4.7 Temperatura	21
1.5 Bombeo electrosumergible	21
1.5.1 Equipo de subsuelo	22
1.5.2 Equipo de superficie	24
1.6 Simulador Pipesim	25
2. METODOLOGÍA	26
2.1 Recolección de datos	27
2.1.1 Características para la selección del pozo	28
2.1.2 Información requerida por el simulador	29
2.2 Caracterización de la nanopartícula	32
2.2.1 Prueba de Dispersión dinámica de luz (DLS)	33
2.2.2 Prueba de Espectrometría Infrarroja de Fourier (FTIR)	33

2.2.3 Prueba de Potencial Zeta	33
2.3 Efecto nanofluido – Propiedades fisicoquímicas del crudo	34
2.4 Separación de la emulsión	34
2.5 Efecto nanofluido – Bomba electrosumergible	34
2.5.1 Índice de productividad	35
2.5.2 Secciones PIPESIM 2017	36
2.5.3 Análisis nodal	45
2.5.4 Sensibilidades	47
3. RESULTADOS	49
3.1 Caracterización de la nanopartícula	49
3.2 Efecto nanofluido – Viscosidad	52
3.3 Separación de la emulsión	54
3.4 Comportamiento de la bomba electrosumergible	57
3.4.1 Primer escenario	59
3.4.2 Segundo escenario	62
3.4.3 Tercer escenario	65
3.4.4 Cuarto escenario	68
4. CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXO 1	80

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Fases de las emulsiones	19
Figura 2. Equipo de fondo y superficie del sistema BES	22
Figura 3. Partes de la bomba electrosumergible	24
Figura 4. Diagrama resumen de la metodología	26
Figura 5. Mapa del Campo Castilla.	27
Figura 6. Estado mecánico y especificaciones de la tubería.	30
Figura 7. Procedimiento para evaluar el efecto del nanofluido	35
Figura 8. Secciones del software PIPESIM 2017.	37
Figura 9. Sección: General	37
Figura 10. Ventana sección Tubulars	38
Figura 11. Ventana Deviation survey	38
Figura 12. Ventana Downhole equipment	39
Figura 13. Ventana Catalogs	40
Figura 14. Información de la bomba Alkorayef WH 15000	41
Figura 15. Ventana Artificial lift	42
Figura 16. Ventana Heat Transfer	43
Figura 17. Ventana Completions	44
Figura 18. Ventana Fluid model	44
Figura 19. Ventana Surface equipment	45
Figura 20. Ventana P/T profile	46
Figura 21. Ventana Nodal análisis.	46
Figura 22. Ventana P/T profile.	48
Figura 23. Potencial Zeta	50
Figura 24. Espectro FTIR de la nanopartícula de SiO ₂	52
Figura 25. Comportamiento del Nanofluido	53
Figura 26. Micrografías del tamaño de la gota	56
Figura 27. Curvas de comportamiento de la bomba electrosumergible.	58
Figura 28. Curva de Velocidad variable.	59
Figura 29. Cálculo de caudal a condiciones iniciales.	60

Figura 30. Ventana para el cálculo del caudal a condiciones iniciales	61
Figura 31. Curvas de oferta y demanda para el pozo a condiciones iniciales.	62
Figura 32. Cálculo de caudal a concentración de 450ppm.	63
Figura 33. Comportamiento de la bomba en presencia del nanofluido	64
Figura 34. Curvas de oferta y demanda para el crudo en presencia de nanofluido.	65
Figura 35. Cálculo de caudal de concentración de 700 ppm	66
Figura 36. Ventana para el cálculo del caudal en presencia del rompedor a una concentración de 700 ppm de nanopartícula	67
Figura 37. Curvas de oferta y demanda para el crudo en presencia del rompedor 700 ppm	68
Figura 38. Ventana para el cálculo del caudal en presencia del rompedor a una concentración de 1000ppm de nanopartícula.	69
Figura 39. Comportamiento de la bomba en presencia del rompedor a una concentración de 1000ppm de nanopartícula.	70
Figura 40. Curvas de oferta y demanda para el crudo en presencia de nanofluido	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información general del pozo	28
Tabla 2. Propiedades de los fluidos	29
Tabla 3. Prueba de producción	29
Tabla 4. Descripción de los intervalos cañoneados	31
Tabla 5. Componentes de la Sarta de Producción	31
Tabla 6. Condiciones iniciales del pozo	48
Tabla 7. Tamaño y Área superficial de la Nanopartícula de SiO ₂	49
Tabla 8. Comportamiento del nanofluido	54
Tabla 9. Tamaño de la gota	55
Tabla 10. Comportamiento de la emulsión	57
Tabla 11. Caudales	60
Tabla 12. Caudales determinado para cada escenario	71
Tabla 13. Tabla resumen de la simulación de los diferentes escenarios	72

RESUMEN

El bombeo electrosumergible es un mecanismo de levantamiento artificial óptimo y económico para la obtención de grandes cantidades de fluido que se derivan desde grandes profundidades, además de tener la capacidad de trabajar a diferentes condiciones de operación. Uno de los problemas que disminuyen el rendimiento de este sistema y aumentan los costos operativos es el deterioro de la bomba electrosumergible a causa de emulsiones que evitan la separación del agua y el crudo; por ende, aumentan la viscosidad del fluido provocando que la bomba trabaje por encima del rango permitido y disminuya la producción del pozo.

Con el propósito de mejorar el desempeño de las bombas electrosumergibles al ser afectadas por presencia de emulsiones en crudos pesados; se propone simular el comportamiento de estas al agregar nanofluidos como desemulsificantes formados por nanopartículas de sílice y un fluido base denominado rompedor comercial.

Se hará uso del software PIPESIM que es un simulador de flujo multifásico y permite crear modelajes de bombeo electrosumergible, creando dos escenarios; el primero de ellos es el comportamiento de la bomba con la emulsión presente y el segundo el desempeño de la bomba al romper la emulsión con el uso del nanofluido; para ello se evaluará el cambio de la viscosidad del crudo al interactuar con el nanofluido, como también se realizará la respectiva comparación de la producción del pozo. De esta manera verificar si el nanofluido ayuda o no a mejorar las condiciones de operación de la bomba y la producción de crudo.

PALABRAS CLAVES: Emulsión, nanopartículas, nanofluidos, bombeo electrosumergible, simulador PIPESIM, crudos pesados, viscosidad.

INTRODUCCIÓN

El mundo se encuentra en constante crecimiento, según la organización de las naciones unidas (ONU), se espera que para el año 2050 la población mundial aumente en 2000 millones de personas. [1] Con el incremento de la población mundial también aumentará la demanda energética mundial.

Con el pasar de los años se ha generado una disminución en las reservas de petróleo en yacimientos de fácil acceso, por lo que la industria petrolera debe renovarse y centrar sus esfuerzos en la búsqueda de hidrocarburos extrapesados, pesados y yacimientos no convencionales [2]; esto con el fin de aumentar las reservas de hidrocarburos y así suplir la demanda energética que se presentará en los próximos 30 años por el crecimiento poblacional.

La producción de crudos pesados en Colombia viene en aumento, el método de levantamiento artificial más usado para la extracción de este tipo de crudo son las bombas electrosumergibles. Sin embargo, un problema común en este tipo de levantamiento es la generación de emulsiones que se dan en la bomba, lo que causa una baja eficiencia en la misma y por ende en la producción del pozo. Para que se generen las emulsiones en el proceso de producción se necesita la presencia de dos líquidos inmiscibles (agua – crudo), agentes emulsionantes naturales (parafinas y asfáltenos) y la agitación producida en los líquidos al pasar por la bomba; estas condiciones afectan de manera directa a los crudos pesados debido a su baja gravedad API (10,0 - 22,3) y alta viscosidad (100 cp y 1000 cp). Cabe mencionar que la formación de emulsiones aumenta la viscosidad del fluido emulsionado que es inversamente proporcional al tamaño de gota en la emulsión, lo que aumenta la resistencia interna del fluido disminuyendo la eficiencia de la bomba se estima que casi “el 80% de crudo explotado en el mundo esta emulsionado”. [3]

En la industria de Oil & Gas para separar las emulsiones se utilizan diferentes métodos como la adición de agentes desemulsificantes, se cambian las características físicas de la emulsión, se aplican campos eléctricos para favorecer la coalescencia y se incrementa la temperatura. [4]

La finalidad del siguiente trabajo es dar a conocer nuevas tecnologías para romper emulsiones en crudos pesados y mejorar la eficiencia del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible; tal objetivo se llevará a cabo de la siguiente manera; primero se obtendrán los datos requeridos del pozo Castilla Norte 3 y las propiedades fisicoquímicas del crudo producido. Luego se usará como rompedor de emulsiones un nanofluido a base de nanopartículas de sílice que, por sus “propiedades como buena estabilidad química y térmica, baja densidad y toxicidad, mayor área superficial y elevado volumen de poro; se presentan como buenas candidatas para la remoción de hidrocarburos” [5], donde se analizará el efecto de la concentración de nanofluido sobre las propiedades fisicoquímicas del crudo y se definirá el porcentaje de separación de la emulsión. Por último, se hará uso del software de flujo multifásico llamado PIPESIM para realizar la simulación del efecto que tiene dicho nanofluido en el crudo pesado producido en el pozo Castilla Norte 3, observando los cambios en la operación de la bomba y la producción del pozo.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se expondrán conceptos básicos sobre nanotecnología, nanofluidos, emulsiones, rompedores de emulsiones, bombeo electrosumergible y una descripción del simulador PIPESIM.

1.1 Nanotecnología

La nanotecnología es una ciencia multidisciplinaria que se encarga de estudiar el comportamiento de las propiedades de los materiales en un tamaño nanométrico (entre 1 a 100 nanómetros). [6]

La razón por la cual existe un creciente interés en llevar todo tipo de materiales a la escala nano es que a esta escala se presentan “cambios en las propiedades físicas de las partículas, en particular mediante el aumento de la proporción de la superficie que afecta el volumen y el área. El aumento de superficie en el área también resulta útil en las interacciones entre los materiales y nanopartículas, dando lugar a propiedades especiales tales como incremento de la fuerza o aumento de resistencia química” [7], esto significa que el tamaño de los materiales condiciona sus características físicas; permitiendo producir nanomateriales con propiedades específicas según su aplicación. [8]

1.1.1 Síntesis de las nanopartículas

Los métodos de síntesis de nanopartículas se clasifican en dos grandes grupos aproximaciones de arriba hacia abajo o Top Down en donde los sólidos masivos se dividen en fragmentos más pequeños y los métodos de abajo hacia arriba o Bottom Up este método consiste en ensamblar átomos individuales y moléculas en nanoestructuras más grandes. [9]

1.1.1.a. Las aproximaciones de arriba hacia abajo. Entre los métodos más usados para hacer la síntesis de nanopartículas por este grupo se encuentran:

1.1.1.a.i. La litografía. “Permiten esculpir un material en escala macroscópica hasta la nanoescala utilizando técnicas de ataque químico (disolución con ácidos o disolventes) o físico (bombardeo de iones). La resolución final conseguida viene dada por la

resolución de la técnica utilizada para delimitar la geometría final de la nanoestructura, generalmente la técnica de litografía asistida con luz para generar los patrones nanométricos” [10]

1.1.1.a.ii La molienda. “es un proceso simple en el que los nanomateriales se forman por la atrición mecánica del mismo material. Aunque esta técnica es simple, no permite un buen control del tamaño final de partícula, y además puede existir contaminación derivada de los propios elementos mecánicos que realizan la molienda”. [10]

1.1.1.b. Las aproximaciones de abajo hacia arriba. Para la síntesis de nanopartículas a partir de este método se utiliza la síntesis química, el ensamble posicional y el auto ensamble, que serán descritas a continuación:

1.1.1.b.i. Síntesis química. “Es un método para producir materias primas como moléculas o partículas, que se puedan utilizar directamente como productos o bien, para fabricar materiales más avanzados o complejos”. [11]

1.1.1.b.ii. Ensamble posicional. “Los átomos, moléculas o sus agregados son manipulados deliberadamente y posicionados uno por uno. Este método es extremadamente laborioso y no es conveniente como proceso industrial.” [11]

1.1.1.b.iii Auto ensamble. “Técnica en la que, los átomos o moléculas se ordenan a sí mismos dentro de nanoestructuras mediante interacciones físicas y/o químicas entre las unidades básicas” [11]

1.2 Nanofluidos

“Los nanofluidos son suspensiones de nanopartículas en un fluido base”. [12] Las nanopartículas son partículas de 100 nm o menos, principalmente inorgánicas, pero se pueden funcionalizar con grupos orgánicos; se diferencian de sus contrapartes más grandes porque poseen un área superficial mayor con respecto a su volumen, esto significa que la medida total de la superficie de la nanopartícula ocupa un espacio mayor que su equivalente en escala macroscópica. [13] Las nanopartículas producidas a partir de nanotubos de carbono o metales son las más utilizadas en los nanofluidos. [7]

1.2.1 Estabilidad Coloidal de los nanofluidos

Los nanofluidos son sistemas coloidales; esto significa que las fases que la componen no se separan, pero en ocasiones las nanopartículas presentes en estas suspensiones se sedimentan y la fase sólida del nanofluido tiende a aglomerarse, lo que disminuye su estabilidad.

La estabilidad de los nanofluidos está determinada por las condiciones del medio en el cual fueron preparadas como el pH y la presencia de electrolitos en el mismo. [14] Para que los nanofluidos sean estables hay que controlar características como:

1.2.1.a. pH de la suspensión. La estabilidad del nanofluido depende de las propiedades electrocinéticas [15]; cuando las nanopartículas entran en contacto con la fase líquida adquieren una carga superficial que depende del pH del medio al cual se adicionan, este pH se conoce como punto de carga cero. [16]

Al someter un nanofluido a un campo eléctrico este se va a dividir en dos regiones, la primera región se denomina capa de estancamiento donde los iones presentes en la superficie del líquido no se mueven debido a las fuerzas de corto alcance y la segunda región corresponde a la capa de móvil en la cual los iones presentan movilidad al ser sometidos a este campo eléctrico y se da un arrastre en el líquido. El potencial que separa estas dos capas se define como potencial zeta. [17]

La variación del pH con respecto al punto isoeléctrico establece que tan estable está el sistema, entre mayor sea esta diferencia mayor será la estabilidad del nanofluido. [16]

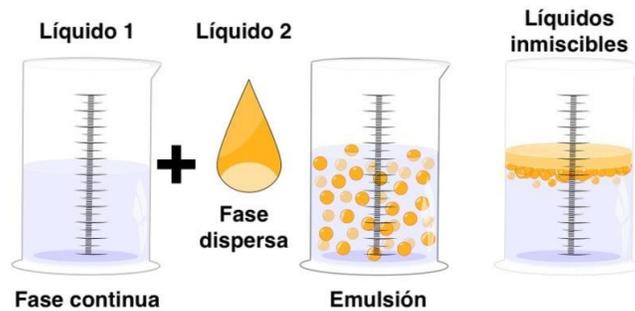
1.3 Emulsiones

La Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC), define una emulsión como un sistema coloidal compuesto por dos o más líquidos inmiscibles, en la cual uno está disperso en el otro. [18]

Las emulsiones se componen de dos fases como se muestra en la figura 1, una fase continua o externa y una fase dispersa o interna

Figura 1.

Fases de las emulsiones



Nota. La figura representa la formación de la emulsión al unirse dos líquidos inmiscibles. Tomado de: Concepto. “Emulsión química”. [En línea]. <https://concepto.de/emulsion-quimica/>. [Acceso: marzo 15, 2021].

1.3.1 Condiciones para la formación de emulsiones

Existen tres condiciones que se deben cumplir para que se generen emulsiones: la primera es que existan dos líquidos inmiscibles, la segunda condición es que se genere agitación suficiente para dispersar un líquido dentro del otro, esto se debe a la existencia de bombas en el fondo del pozo, el flujo a través de las tuberías, cabezal, líneas de flujo, bombas de transferencia en superficie y caídas de presión a través de estranguladores, válvulas u otros equipos en superficie. La tercera condición es la presencia de agentes emulsionantes [19] como las parafinas y los asfáltenos.

1.3.2 Clasificación de las emulsiones

Según la naturaleza de sus fases las emulsiones se pueden clasificar en:

1.3.2.a. O/W (Emulsión aceite en agua). La fase dispersa es el aceite y la fase continua es el agua; en este caso las gotas de aceite se encuentran dispersas en la fase continua. [20]

1.3.2.b. W/O (Emulsión agua en aceite). La fase dispersa es el agua y la fase continua es el aceite; en este caso las gotas de agua se encuentran dispersas en el aceite. [20]

1.3.2.c. Emulsiones múltiples (Emulsiones dobles). Son sistemas con baja estabilidad termodinámica, en donde coexisten las emulsiones aceite-agua y agua-aceite. [20]

Las emulsiones dobles pueden ser W/O/W (Agua-Aceite-Agua) y O/W/O (Aceite-Agua-Aceite). [20]

1.3.3 Proceso de desemulsificación

El proceso de desemulsificación para separar el agua emulsionada en el crudo se produce en cuatro etapas: La primera es la etapa de floculación en donde las gotas se aglutinan y forman agregados, la segunda etapa es donde estos agregados se combinan y por efecto de coalescencia generan gotas individuales, la tercera etapa consiste en el Creaming, donde las gotas de la fase dispersa empiezan a flotar en la emulsiones, este proceso se debe a la diferencia de densidades en las fases de la emulsión; la cuarta y última fase consiste en el rompimiento de la capa que rodean las gotas de la fase dispersa. [21]

1.4 Rompedor de emulsiones

Para que se genere como tal un rompimiento o una separación de las fases deben tener en cuenta la estabilidad de la emulsión. Los parámetros que afectan la estabilidad de la emulsión son:

1.4.1 Tipo de crudo

Crudos nafténicos y de base mixta tienden a generar emulsiones más estables en comparación a los crudos de base parafínica. [22]

1.4.2 Salinidad del agua

Alta concentración de sal disminuye la estabilidad de la emulsión y bajas concentraciones aumentan la estabilidad de la emulsión. [22]

1.4.3 Película interfacial

La película interfacial es lo que evita que se dé el proceso de coalescencia aumentando la estabilidad de la emulsión. [22]

1.4.4 Viscosidad de la fase continua

Si la viscosidad de la fase continua es alta incrementa la estabilidad de la emulsión, disminuyendo la frecuencia en que las gotas de la fase dispersa colisionan entre sí. [22]

1.4.5 Tamaño de gota

Es un parámetro muy importante, por efectos de coalescencia las gotas más grandes reducen la estabilidad de la emulsión. Una distribución uniforme de tamaño de gota aumenta la estabilidad de la emulsión. [22]

1.4.6 Relación de volumen de fases

Cuando la fase dispersa es mayor que la fase continua, aumenta el tamaño de gota y la tensión interfacial, reduciendo la separación entre las gotas generando más colisiones y reduciendo la estabilidad de la emulsión. [22]

1.4.7 Temperatura

La temperatura tiene una relación inversa con la estabilidad de la emulsión, Un aumento en la temperatura, genera una mayor difusión de las gotas en la fase continua, aumenta la viscosidad de la fase continua por lo tanto se reduce la estabilidad de la emulsión. [22]

1.5 Bombeo electrosumergible

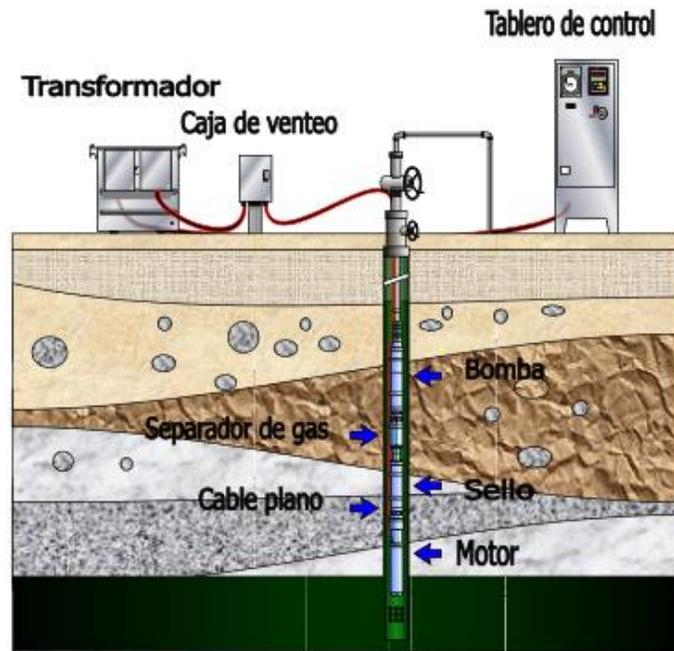
El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial; considerado como uno de los métodos más usados a nivel mundial debido a su alta efectividad al levantar caudales grandes de fluido (220-60000 BPD), con la capacidad de bombeo en profundidades de hasta 15000 pies y trabajando a diferentes condiciones de operación. [23]

El sistema de bombeo electrosumergible tiene como objetivo principal levantar la columna de fluido del yacimiento hasta la superficie. Funciona con una bomba centrífuga multietapas que es impulsada por un motor eléctrico, mediante un sistema rotacional que le permite al fluido ascender a través de las etapas de la bomba hasta llegar a superficie con la presión adecuada. [23]

Las unidades que conforman este sistema de levantamiento se pueden clasificar en: el equipo de fondo y el de superficie; donde desde superficie se controla el funcionamiento de la bomba electrosumergible, proporcionándole energía eléctrica al motor de esta, mientras que en el subsuelo se encuentra el equipo sujetado a la sarta de producción con el propósito de hacer producir el pozo. [24]

Figura 2.

Equipo de fondo y superficie del sistema BES



Nota. La figura muestra las unidades de superficie y subsuelo que componen el sistema de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible. Tomado de: M. Almeida, C. Juan, M. Rodríguez, F. Warrer, *Consideraciones técnico-económicas en los recortes de producción OPEP*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2002.

1.5.1 Equipo de subsuelo

El equipo de subsuelo este compuesto por cinco partes que serán descritas a continuación.

1.5.1.a. Motor. Proporciona la potencia al sistema generando el movimiento de la bomba centrífuga y de esta manera asegura la operación en el fondo del pozo. El motor recibe la energía eléctrica que es suministrada desde superficie y llega a este por medio del cable de potencia, esta energía es eléctrica y la función del motor es transformarla en energía mecánica para entregarla a la bomba. [25]

1.5.1.b. Cable de potencia. El objetivo principal del cable de potencia es transmitir la energía eléctrica que suministran los equipos de superficie al motor en el fondo del pozo; también recibe las señales de presión y temperatura llevándolas desde el fondo hasta superficie. Estos cables vienen diseñados de forma plana o redonda y soportan condiciones severas de operación gracias a diferentes armaduras y aislantes que los protegen. [26]

1.5.1.c. Sello. La posición del sello es en medio de la bomba y el motor, esto se debe a que una de sus funciones es conectar el eje de la bomba con el motor. Este sello evita que la parte interna del motor tenga contacto con los fluidos circundantes en el pozo y así aumenta la vida útil del mismo, además en su interior contiene un fluido de gravedad específica alta que sirve como lubricante para el eje del motor. [23]

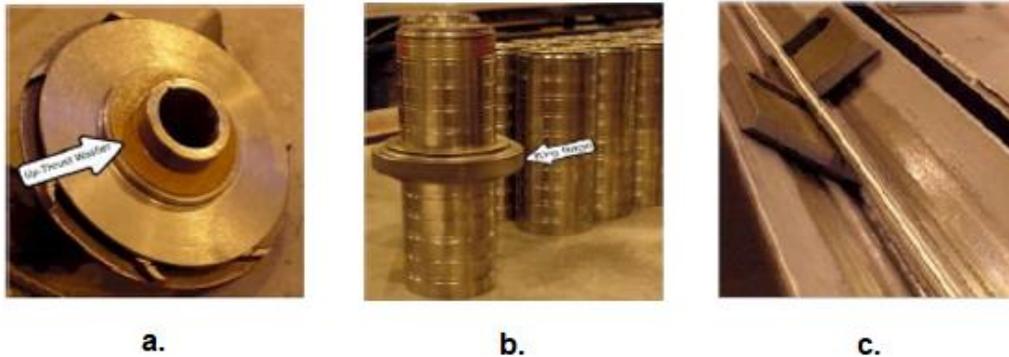
1.5.1.d. Separador de gas. Es utilizado cuando se tiene alta relación gas – petróleo y se posiciona entre el motor y la bomba. Como su nombre lo indica el propósito de este equipo es separar el gas libre del fluido y devolverlo por el anular del pozo a través de unas cajas de venteo, esto se hace con el fin de mejorar el caudal de la bomba al dejar pasar mayor cantidad de fase líquida. [23]

1.5.1.e. Bomba. La bomba centrífuga utilizada en el sistema BES es multietapas y está diseñada para transmitir energía al fluido y llevarlo a superficie. Esto se logra con ayuda de un impulsor que transfiere energía al fluido con el fin de generar movimiento y por ende el desplazamiento de este. Cuando la bomba está girando los alavés del impulsor producen la energía cinética y esta es transformada en energía potencial en el momento que el líquido bombeado rodea al impulsor; el movimiento giratorio que produce el impulsor es radial en la parte externa del mismo originado por la centrifugación de la bomba y el otro movimiento es tangencial producido en el diámetro externo del impulsor. [26]

1.5.1.e.i. Impulsor. El objetivo del impulsor es ceder la energía cinética al fluido cada vez que este pasa por la etapa de la bomba, mediante un movimiento rotacional que genera succión y crea un vacío parcial en la etapa. Este dispositivo está ubicado dentro del difusor. [25]

Figura 3.

Partes de la bomba electrosumergible



Nota. La figura muestra las partes que conforman la bomba electrosumergible: a. Impulsor de flujo radial, b. Difusores y c. Eje de la bomba. Tomado de: L. A. Constante Barragan, "Localización, Detección Y análisis De Fallas En El Sistema De Bombeo Electrosumergible Para La Región Amazónica Del Ecuador", Escuela Politécnica del Ejército, Latacunga, 2002. [PDF]. Disponible: <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/3996> . Acceso: mar,09,2021.

1.5.1.e.ii. Difusor. Convierte la energía cinética del fluido en energía potencial, por ende, aumenta la presión del fluido. Este dispositivo tiene la capacidad de soportar el movimiento que genera la rotación del impulsor. [25]

1.5.1.e.iii. Etapa: El número de etapas que conforman la bomba viene dado por la relación entre la cabeza total requerida en la operación y la cabeza que aporta cada etapa. El impulsor y el difusor son los componentes de cada etapa y por medio de esta también pasa el eje de la bomba. [25]

1.5.2 Equipo de superficie

El equipo de superficie se compone de cinco partes que se detallan a continuación.

1.5.2.a. Transformador. Este equipo se usa con el propósito de modificar el voltaje que trae la línea y llevarlo hasta el voltaje requerido para el funcionamiento del motor en el subsuelo. Tienen la ventaja de ser sumergidos en aceite sin afectar su funcionamiento y funcionan con voltajes que varían entre 250 – 4000 voltios. [23]

1.5.2.b. Caja de venteo. Se ubica entre el cabezal del pozo y el variador de frecuencia. Su función es conectar el cable de potencia que viene de superficie con el cable del motor de la bomba, además elimina el gas que fluye hacia la superficie. [23]

1.5.2.c. Tablero de control. Es el dispositivo que controla la operación de la producción en el fondo del pozo. Este tablero es formado dependiendo de la calidad de control que se requiera; contiene un botón de arranque y la cantidad de fusibles necesarios en la operación. [23]

1.5.2.d. Cabezal de descarga. Proporciona un sello para el cable de potencia que tiene la capacidad de resistir presiones de hasta 3000 lpc, como también suministra un tipo de suspensión para la sarta de producción. [23]

1.5.2.e. Variador de frecuencia. Este equipo cuenta con dispositivos que tienen la capacidad de variar frecuencias y voltajes que son transmitidos al motor de la bomba. [23]

1.6 Simulador Pipesim

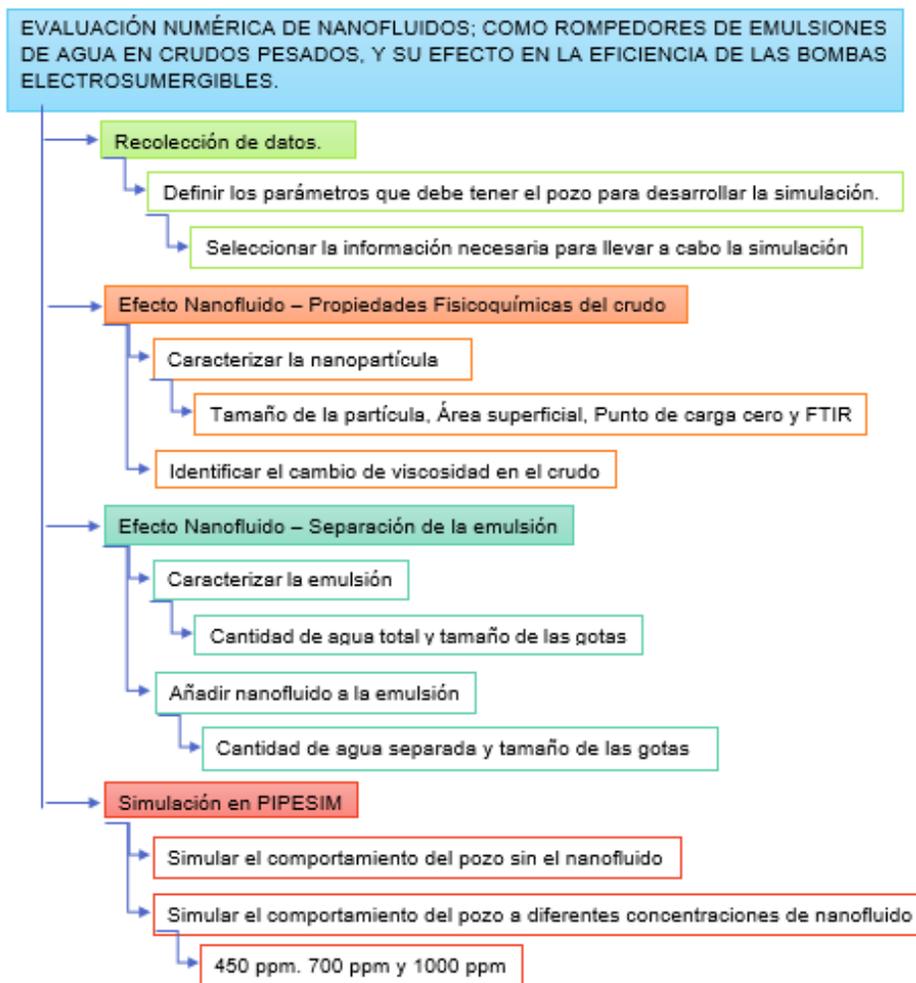
PIPESIM es un simulador de flujo multifásico que permite el modelado del flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo; caracterizando el yacimiento y las propiedades fisicoquímicas de los fluidos presentes. Este software se utiliza para simular la producción de un pozo realizando la estructuración, el análisis y la evaluación de los sistemas de producción de petróleo y gas con el fin de generar predicciones del comportamiento de la producción en diferentes escenarios. Tiene la capacidad de presentar gráficos con datos de entrada y salida del caudal en cualquier nodo ubicado en el pozo y realizarle el respectivo diagnóstico del buen funcionamiento de las líneas de flujo y facilidades de superficie. Entre las funciones que brinda posibilita el modelado para todo tipo de completamiento en pozos verticales, horizontales y fracturados como también todas las correlaciones de flujo multifásico actuales [27]. El software cuenta con ocho secciones las cuales serán descritas ampliamente en el Capítulo 2 de este trabajo.

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se realizará una descripción detallada de los procedimientos que se llevaron a cabo para el cumplimiento de los objetivos propuestos. En la figura 4 podemos observar un esquema general que resume el procedimiento para el desarrollo de este trabajo de grado.

Figura 4.

Diagrama resumen de la metodología



Nota. En la figura se observa el procedimiento a seguir para cumplir cada uno de los objetivos.

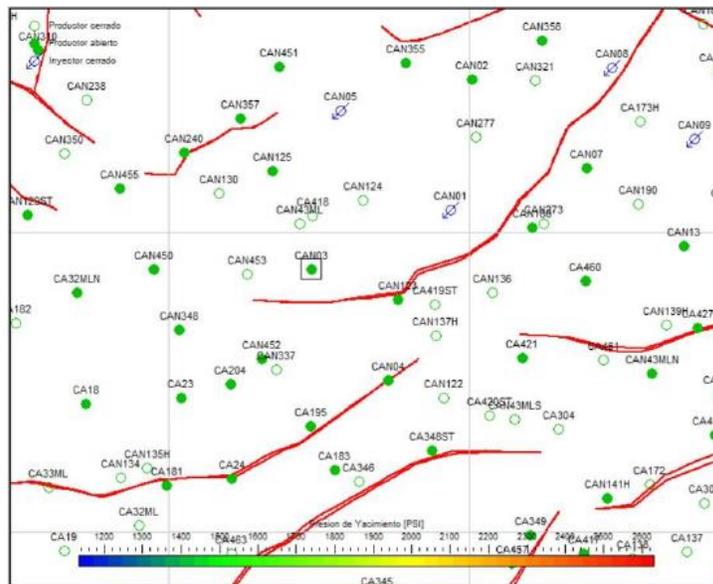
A continuación, se mostrará de manera detallada la metodología expuesta, comenzando con la recolección de datos, seguido del efecto nanofluido en las propiedades fisicoquímicas del crudo y en la separación de la emulsión, finalizando con la simulación en el software PIPESIM.

2.1 Recolección de datos

El pozo que se ajusta a las características requeridas para la simulación es el pozo Castilla Norte 3 ubicado en el campo Castilla; en la Figura 5 se observa un mapa del campo y la ubicación exacta del pozo; toda la información recolectada sobre este pozo para el desarrollo de este trabajo fue suministrada en su mayoría por la Superintendencia de Operaciones Castilla GDT de ECOPETROL S.A.

Figura 5.

Mapa del Campo Castilla.



Nota. La imagen muestra de manera detallada la cantidad de pozos que forman el campo Castilla y la ubicación de cada uno de ellos. Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

El Pozo Castilla Norte 3 inició su perforación el 19 de enero del 2004 y su completamiento finalizó el 31 de enero del 2004, se cañonearon 271 ft de los cuales 44ft están en la formación K1 y 227 ft están en la formación K2; en la Tabla 1 se encuentran

las Coordenadas de Gauss del Pozo Castilla 3 e información relevante del pozo como la profundidad perforada, la profundidad actual del pozo y la elevación del terreno.

Tabla 1.

Información general del pozo

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO Castilla Norte 3			
Coordenadas Gauss		Este 1.049.500 m - Norte 919.915 m	
Profundidad Perforada (ft)	7500'	Elevación mesa Rotaria (ft)	1313'
Profundidad Actual (ft)	7405'	Elevación del terreno (ft)	1283'

Nota. Esta tabla muestra las coordenadas y elevaciones del pozo Castilla Norte 3. Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

Para dar continuidad a la sección 2.1 se describen las características necesarias para la selección del pozo y se exponen los datos requeridos por el software PIPESIM para llevar a cabo la simulación de este proyecto.

2.1.1 Características para la selección del pozo

Con el fin de considerar un pozo como candidato para la inyección del nanofluido en este proyecto, se necesita principalmente que su sistema de levantamiento artificial se encuentre en óptimas condiciones y sea un bombeo electrosumergible, además el crudo debe presentar una Gravedad API entre los 10 y los 22,3 API para que se formen emulsiones del tipo agua en petróleo. En el caso del pozo Castilla Norte 3 se presenta una producción de crudo con gravedad API 10,9 mediante una bomba electrosumergible WH-15000, en la Tabla 2 se encontrarán propiedades del yacimiento relacionadas con este pozo que serán importantes para la simulación en el software PIPESIM.

La finalidad de este trabajo de grado es analizar el efecto que tiene el nanofluido como rompedor de emulsiones de agua en crudo pesado, y el comportamiento de la bomba electrosumergible cuando el crudo ha sido tratado con este nanofluido.

Tabla 2.*Propiedades de los fluidos.*

Presión del Yacimiento	1900 psi
Gravedad API	10,9
Relación gas-petróleo GOR	15 scf/stb
Factor volumétrico del crudo β_o	1,04731
Viscosidad del crudo μ_o	411,0569 cp

Nota. En la tabla se muestran algunas de las propiedades del crudo producido en el pozo. Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

2.1.2 Información requerida por el simulador

Hacer un diseño óptimo es la clave para maximizar la producción durante la vida útil del pozo, el simulador PIPESIM permitirá analizar los parámetros claves que influirán en el rendimiento general del pozo utilizando la técnica de análisis nodal. Para la construcción del modelo de pozo son necesarios datos sobre el volumen de líquido producido, detalles del revestimiento, componentes de la sarta de producción y la ubicación de intervalos cañoneados. Para obtener esta información se requiere una prueba de producción y una descripción detallada del estado mecánico del pozo; estos datos fueron suministrados por el equipo de *ECOPETROL S.A* y se encuentra a continuación:

2.1.2.a. Prueba de producción. En la Tabla 3 se muestra la información de la última prueba de producción que fue realizada el día 12 de marzo del 2021. En esta se encontrarán datos sobre el volumen de agua producida, volumen petróleo producido, el porcentaje de agua y sedimentos contenidos en el hidrocarburo, la gravedad API del crudo y la presión de cabeza.

Tabla 3.*Prueba de producción.*

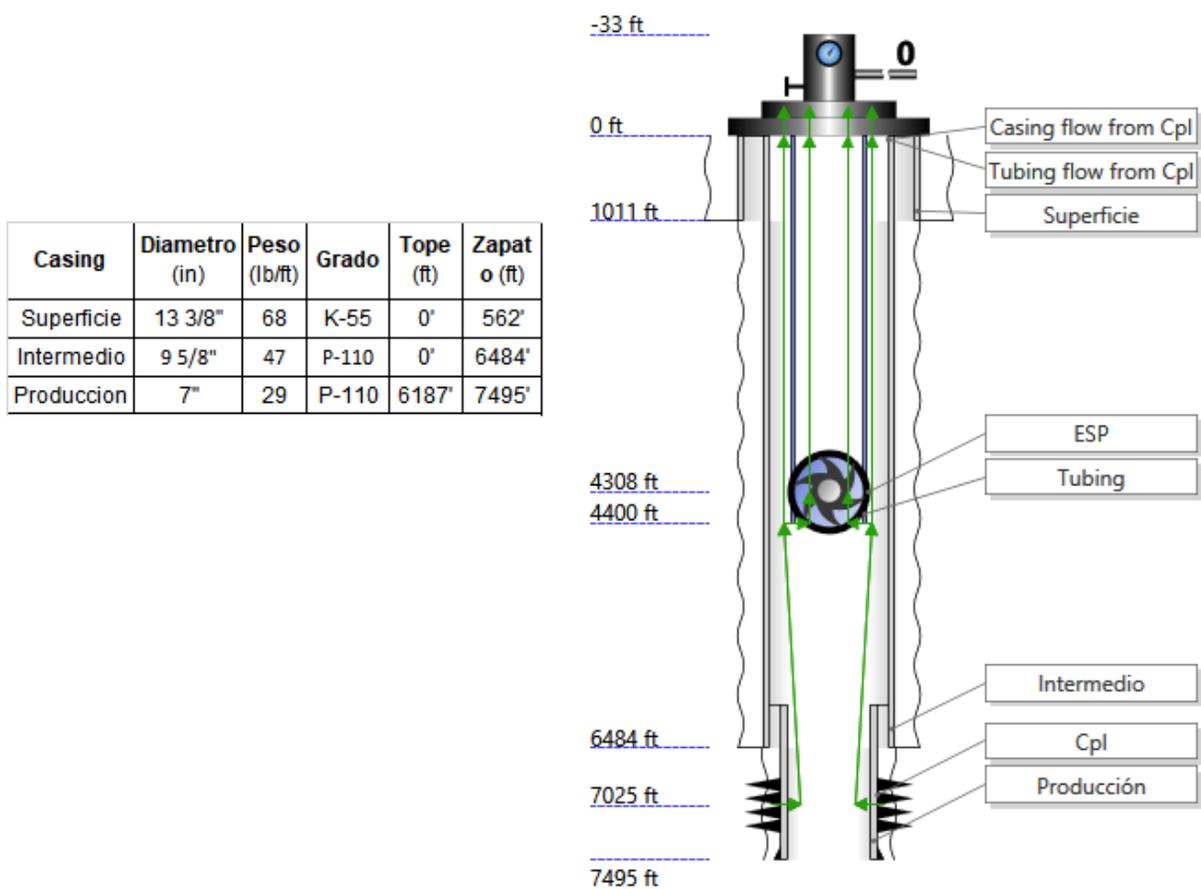
VOL. LIQUIDO (BFPD)	VOL.OIL (BPPD)	VOL. AGUA (BAPD)	BSW%	°API	THP (Psi)
14335	479	13856	96,66	10,9	30

Nota. Última prueba de producción. Tomado de: *ECOPETROL S.A*

2.1.2.b. *Estado Mecánico*. En la Figura 6 se muestra el estado mecánico del pozo junto a la información correspondiente a la tubería (profundidades, diámetros y espesor). Por otro lado, en la Tabla 4 se encontrará la información de los intervalos cañoneados y en la Tabla 5 se encuentra descrito cada uno de los componentes existentes en la sarta, la profundidad donde se encuentran ubicados y la profundidad del intake que para el pozo Castilla Norte 3 es de 4307,71ft. Cabe resaltar que el pozo utiliza una bomba electrosumergible de flujo mixto Marca ALKHORAYEF, WH 15000, serie 562, con un motor (782 HP). Cuenta con 84 etapas. En la Tabla 6. Se encuentra más información de la Bomba.

Figura 6.

Estado mecánico y especificaciones de la tubería.



Nota. La figura representa el estado mecánico del pozo. Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

Tabla 4.*Descripción de los intervalos cañoneados*

INTERVALOS CAÑONEADOS					
Fecha	Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Condición	Intervalos (ft)
29-ene-07	K1	6830	6839	Activo	9
20-may-07	K1	6861	6863	Activo	2
20-may-07	K1	6882	6887	Activo	5
20-may-07	K1	6890	6892	Activo	2
20-may-07	K1	6894	6897	Activo	3
21-may-07	K1	6897	6906	Activo	9
21-may-07	K1	6915	6922	Activo	7
21-may-07	K1	6922	6929	Activo	7
29-ene-04	K2	6936	6972	Activo	36
29-ene-04	K2	6982	7014	Activo	32
29-ene-04	K2	7020	7060	Activo	40
29-ene-04	K2	7070	7098	Activo	28
29-ene-04	K2	7105	7134	Activo	29
29-ene-04	K2	7143	7180	Activo	37
28-ene-04	K2	7190	7200	Activo	10
28-ene-04	K2	7205	7220	Activo	15

Nota. En la tabla se describen el tope y la base de todos los intervalos cañoneados.
Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

Tabla 5.*Componentes de la Sarta de Producción.*

SARTA DE PRODUCCIÓN			
Descripción	Longitud (ft)	Desde (ft)	Hasta (ft)
TUBING HANGER 11" OD x 5 1/2" EU S/N: 100938722 P/N: RP-341012308 (Usado)	1,1	30	31,1
135 jts de Tubería 5-1/2" LTC, 15,5 lbs/pie, J-55 (Usada)	4212,57	31,1	4243,67
X-over 5-1/2" LTC BOX x 3-1/2" EUE PIN (nuevo)	0,7	4243,67	4244,37
Pup Joint 3-1/2" EUE N-80 (Usado)	6	4244,37	4250,37

Tabla 5 continuación.

Y-tool CSG 9-5/8" x 3-1/2" EUE FEPCO S/N: 14-013006 P/N: P781039586 (Nueva)	7,5	4250,37	4257,87
Pup Joint 3-1/2" EUE N-80 (Nuevo)	6	4257,87	4263,87
Check Valve 3-1/2" EU S/N: Check Valve 3-1/2" EU S/N: 000139 (nuevo)			
Check Valve 3-1/2" EU S/N: Check Valve 3-1/2" EU S/N: 000139 (nuevo)	0,54	4263,87	4264,41
Descarga, Discharge Pressure Line Assembly ZENITH P/N: 11199-2001-11480001202 (nuevo)	0,88	4264,41	4265,29
Descarga Convencional	0,49	4265,29	4265,78
Bomba Upper, WH15000, #140 HSG, 42 STG, CMP, FULL AR, UHSS, CH, CSHB, AFLAS S/N: 2JB17C25383501	20,34	4265,78	4286,12
Bomba Lower, WH15000, #140 HSG, 42 STG, CMP, FULL AR, UHSS, CH, CSHB, AFLAS S/N: 2JB17C25383502	20,34	4286,12	4306,46
INTAKE, 562SER, STANDARD, EHSS 200KSI, SST 410 BODY S/N: RGB15K19185104	1,25	4306,46	4307,71
Sello Upper, PROSEAL, 500 SER, LSBPB, HL, AR, UHSS, CH, CSHB,AFLAS S/N: 3FB18A29781902	8,93	4307,71	4316,64
Sello Lower, PROSEAL,500 SERI, BPBSL, HL,AR,UHSS,CH,CSHB,AFLAS S/N: 3FB17L29268601	8,93	4316,64	4325,57
MOTOR UPPER, CT, XT1, FULL STEEL LAMINATION,391HP,1454V,161A,HSS,CH,CSHB,AFLAS(Nuevo)	35,68	4325,57	4361,25
MOTOR LOWER, CT, XT1, FULL STEEL LAMINATION,391HP,1454V,161A,HSS,CH,CSHB,AFLAS (Nuevo)	33,88	4361,25	4395,13
ADAPTER 450 x 562	0,75	4395,13	4395,88
ZENITH E7 ESP DOWNHOLE SENSOR MOTOR WINDING S/N: TB15102 (Nuevo)	2,8	4395,88	4398,68

Nota. La tabla muestra una descripción detallada de los elementos que conforman la sarta de producción. Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

2.2 Caracterización de la nanopartícula

Para la elaboración de este trabajo se utilizaron nanopartículas de Sílice (SiO₂); a continuación, se describen las diferentes pruebas que se llevaron a cabo para la caracterización de dichas nanopartículas.

2.2.1 Prueba de Dispersión dinámica de luz (DLS)

El equipo que se utilizó para determinar el tamaño de la nanopartícula fue el Nanoplus-3 que utiliza la técnica de dispersión Dinámica de Luz, por lo general las partículas que se encuentran dispersas en un fluido se rigen por el movimiento browniano, lo que significa que cuando las partículas tienen un mayor tamaño su movimiento es lento en comparación a las partículas de tamaños más pequeños cuyo movimiento es más rápido [28]. Teniendo en cuenta este principio el procedimiento consistió en someter una solución de nanopartícula y agua desionizada a un haz de luz, cuando la luz ilumina la nanopartícula, esta se dispersa según el tamaño de la nanopartícula y envía una fluctuación que se interpreta mediante el método de detección de fotones de tipo estenopeico y se calcula el tamaño de la nanopartícula. [28]

2.2.2 Prueba de Espectrometría Infrarroja de Fourier (FTIR)

Para identificar los compuestos o grupos funcionales que predominan en la superficie de la nanopartícula se utilizó el espectrofotómetro IRAffinity-1 (Shimadzu, Japón) que utiliza la técnica de Espectrometría Infrarroja con Transformada de Fourier.

La mayoría de las moléculas convierten la luz absorbida (transmitancia) en la región infrarroja del espectro electromagnético en vibración molecular, para medir esta absorción se utiliza un espectrómetro el cual mide la longitud de onda de la absorción y genera una huella digital molecular que permite identificar la naturaleza de las muestras. [29]

El procedimiento consistió en macerar una mezcla de nanopartícula con Bromuro de Potasio (KBr) en un mortero de ágata hasta obtener un polvo fino, después se ingresó en el portamuestra para su respectivo análisis. [30]

2.2.3 Prueba de Potencial Zeta

El potencial zeta es uno de los factores que afectan la estabilidad del nanofluido, este es una medida de magnitud de la repulsión o atracción electrostática entre las nanopartículas.[31] En esta prueba las nanopartículas poseen una carga electrostática (negativa o positiva) y cuando se someten a campos eléctricos estas migran en dirección opuesta de su carga, las nanopartículas a medida que se irradian durante la migración generan un desplazamiento Doppler en función de la movilidad electroforética. El

software del equipo utilizado (Nanoplus- 3) se encarga de calcular el desplazamiento Doppler mencionado anteriormente y el potencial Zeta. [28]

2.3 Efecto nanofluido – Propiedades fisicoquímicas del crudo

Por estudios anteriores realizados por el grupo Michael Polanyi de la Universidad Nacional de Colombia, se conoce que este nanofluido sólo influye en la viscosidad del crudo y para comprobarlo se determina el comportamiento reológico de la emulsión a diferentes temperaturas. Esta prueba es realizada haciendo uso de un reómetro Kinexus – Pro con geometría plato – plato. Para determinar el efecto sobre la viscosidad se hacen diferentes mediciones a velocidades de corte entre 0,1 y 100 s⁻¹ y a diferentes temperaturas.

2.4 Separación de la emulsión

Para obtener el porcentaje de separación de la emulsión utilizando el nanofluido se debe caracterizar primero la emulsión, donde se determina la cantidad de agua presente y el tamaño de las gotas. El procedimiento comienza al adicionar tolueno en una proporción de 1/1 en volumen de la emulsión, dicha solución se debe calentar a 80°C en un periodo de tiempo de 24 horas y de esta manera determinar la cantidad de agua total. El tamaño de las gotas se observó mediante el uso de un microscopio óptico de fase rotatoria (MOTIC BA310).

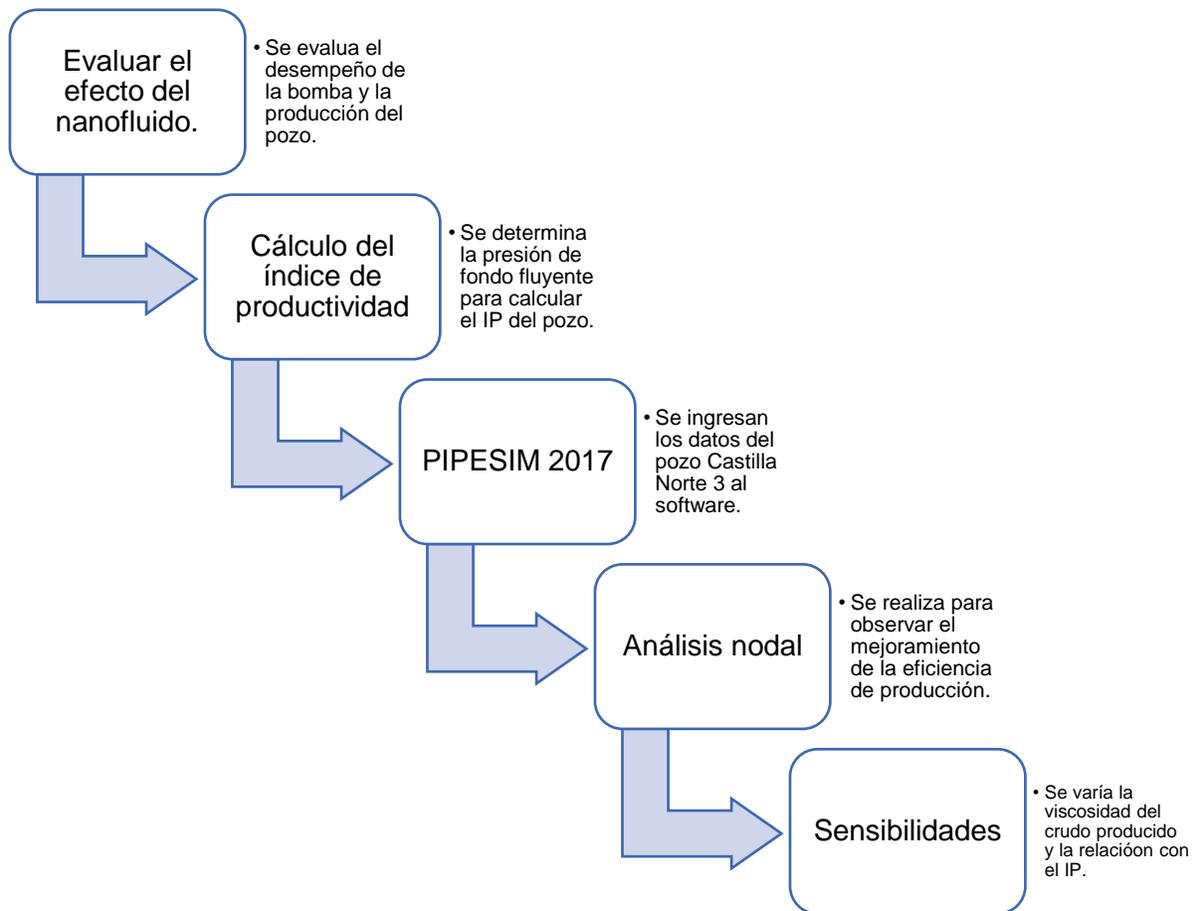
La preparación del nanofluido consistió en adicionar las nanopartículas de SiO₂ en concentraciones entre 450 y 1000 ppm a un rompedor comercial que tiene la función de ser el fluido portador, después fueron sonificadas durante una hora a temperatura ambiente. Posteriormente el nanofluido se añadió a la emulsión y para garantizar la homogeneidad de este con la emulsión se agitó durante 30 minutos. Pasados estos 30 minutos se realizó la medición de la cantidad de agua separada y el tamaño de las gotas.

2.5 Efecto nanofluido – Bomba electrosumergible

En la figura 7 se observa el procedimiento para evaluar el efecto del Nanofluido en la emulsión generada durante el proceso de producción con el mecanismo de levantamiento de bombeo electrosumergible usando el simulador PIPESIM versión 2017.

Figura 7.

Procedimiento para evaluar el efecto del nanofluido



Nota. En la figura se observan los cinco pasos necesarios para evaluar el efecto del nanofluido.

2.5.1 Índice de productividad

Para realizar el cálculo del índice de productividad se necesita información detallada del yacimiento como permeabilidades, viscosidades de los fluidos, área de drenaje, radio del pozo y factor de daño; sin embargo, muchas veces esta información no se encuentra disponible, por esto se debe utilizar la Ecuación 1 que nos permite calcular el IP [32] utilizando datos de pruebas de presión como la presión de fondo fluyente y la presión del yacimiento.

Ecuación 1. Índice de productividad (IP)

$$IP = \frac{Q}{P_{yac.} - P_{wf}}$$

En el caso del pozo Castilla Norte 3 no se conoce la presión de fondo fluyente, por lo tanto, se debe calcular haciendo uso de la Ecuación 2, para la cual se requiere calcular un diferencial de profundidades (Ecuación 3) y un diferencial de presión (Ecuación 4).

Ecuación 2. Presión de fondo fluyente (P_{wf})

$$P_{wf} = PIP + \Delta P$$

Ecuación 3. Diferencial de profundidades

$$\Delta F = Prof.PMP - Prof.Intake$$

Ecuación 4. Diferencial de presión

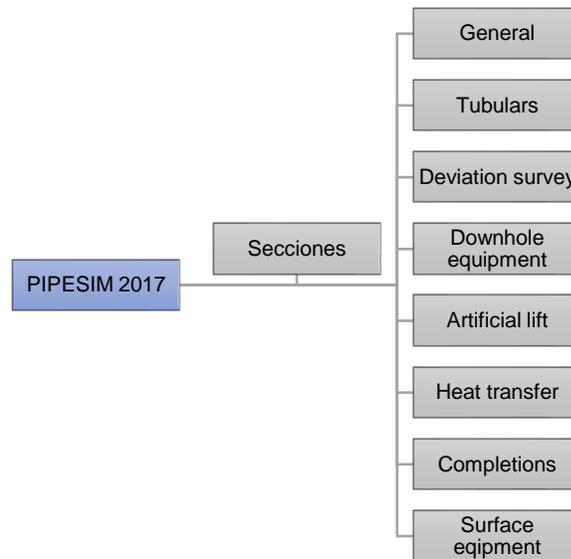
$$\Delta P = 0,433 * \Delta F * S_g$$

2.5.2 Secciones PIPESIM 2017

Antes de iniciar la simulación del comportamiento de la bomba del pozo Castilla Norte 3 se deben llenar adecuadamente las 8 secciones del software expresadas en la figura 8. A continuación, se encuentra el procedimiento detallado para el diligenciamiento de cada una de estas secciones.

Figura 8.

Secciones del software PIPESIM 2017.



Nota. La figura muestra las 8 secciones que forman parte de PIPESIM.

2.5.2.a. General. En esta sección se ingresa información como el nombre del pozo, el estado del pozo, (activo o inactivo), el tipo de pozo (Inyector o Productor) y su tipo de válvula, como se muestra en la Figura 9.

Figura 9.

Sección: General

General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Well name: <input type="text" value="CASTILLA NORTE 3"/>							
Active: <input type="checkbox"/>							
Well type: <input checked="" type="radio"/> Production <input type="radio"/> Injection							
Check valve setting: <input type="text" value="Block reverse"/>							

Nota. Se muestra el formato de la primera sección del software. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.b. Tubulars. En la Figura 10 se muestra la sección Tubulars del simulador, en esta sección se establece el estado mecánico del pozo y se adiciona información del casing,

el liner y el tubing. La información utilizada para esta sección se encuentra en la Figura 6, Tablas 4 y 5 anteriormente descritas en este trabajo.

Figura 10.

Ventana sección Tubulars

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	Superficie	0	1011	12,415	0,48	0,001	...
2	Casing	Intermedio	0	6484	8,681	0,472	0,001	...
3	Liner	Producción	6484	7495	6,184	0,408	0,001	...

+

^ TUBINGS

TUBING

Name:

Grade:

Density:

Nota. Segunda sección del software correspondiente a la tubería utilizada. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.c. Deviation survey. Para esta sección se indica que el pozo Castilla Norte 3 es un pozo vertical y tiene una profundidad de 7495 ft como se observa en la Figura 11.

Figura 11.

Ventana Deviation survey

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

CALCULATION OPTIONS

Survey type:

REFERENCE OPTIONS

Depth reference:

Wellhead depth:

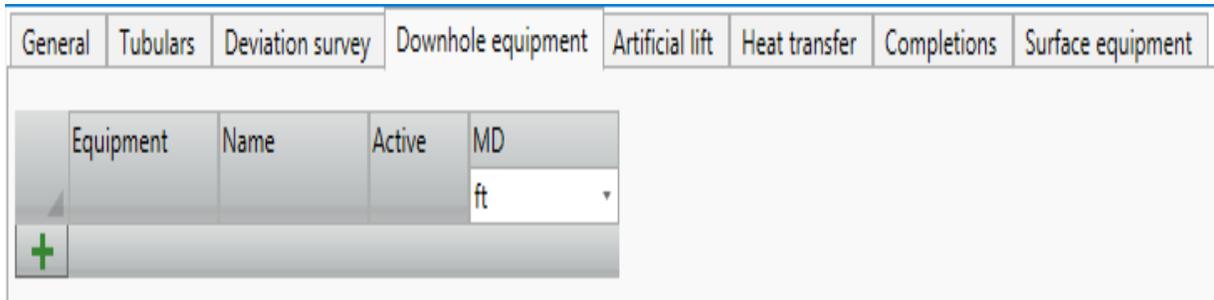
Bottom depth:

Nota. Tercera sección del software. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.d. Downhole equipment. La Figura 12 muestra la opción que brinda el simulador de agregar el equipo de fondo del pozo. En este caso se deja esta ventana en blanco debido a que no es relevante para esta simulación.

Figura 12.

Ventana Downhole equipment

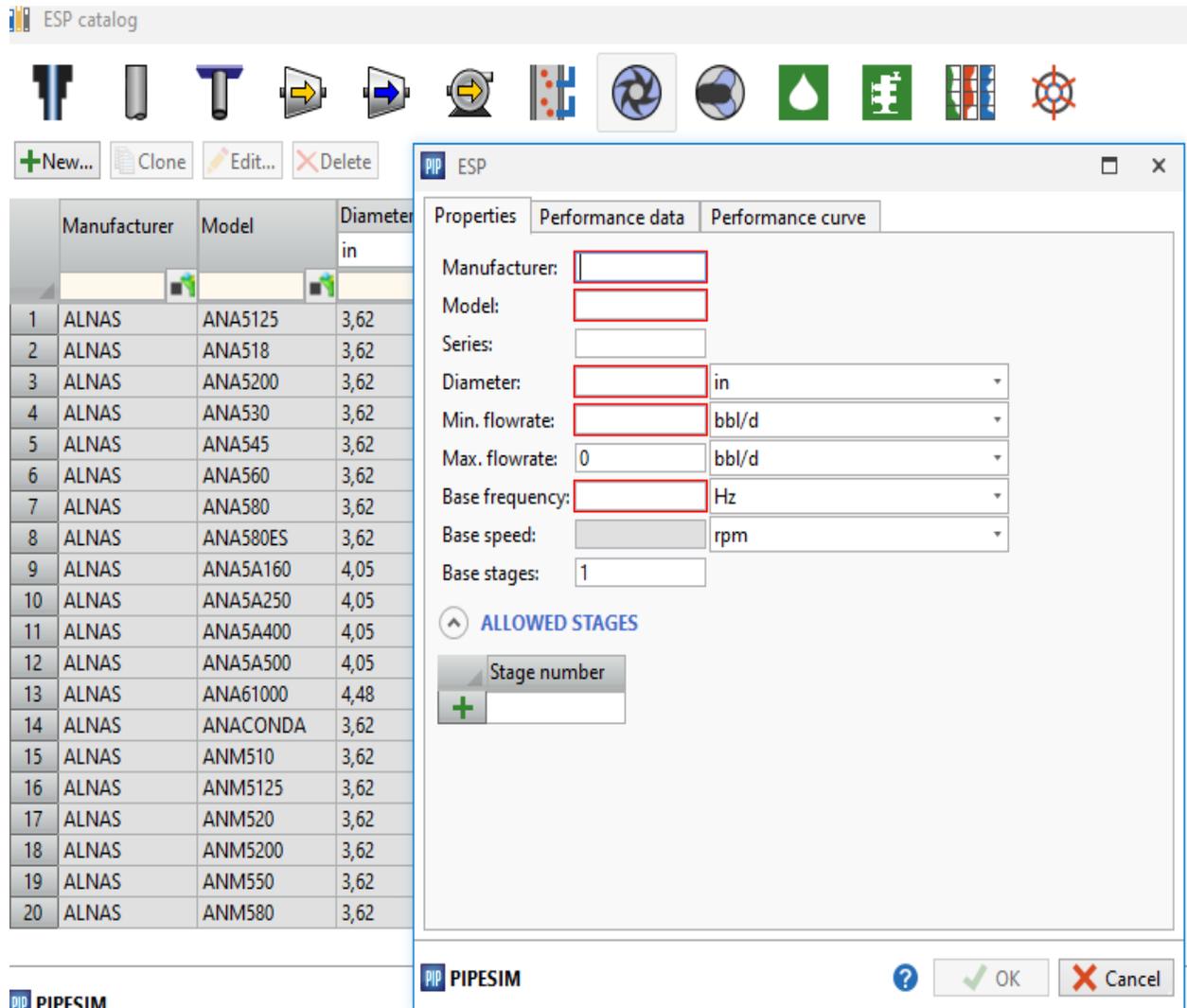


Nota. La figura muestra la cuarta sección que pertenece al equipo utilizado en fondo. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.e. Artificial lift. Dicha ventana tiene la opción de elegir el tipo de levantamiento artificial que utiliza el pozo (ESP, PCP ó Rod Pump); Para este caso se seleccionó bombeo electrosumergible (ESP) a la profundidad donde está instalada la bomba.

El software cuenta con un catálogo de bombas, sin embargo, la bomba utilizada por el pozo Castilla Norte 3 no se encuentra dentro del catálogo, por lo que debe ser agregada en la opción *catalogs – ESP – New*, esto despliega una ventana que debe ser diligenciada con los datos de la bomba (*Properties* y *Performance data*) como se muestra en la Figura 13, los datos utilizados para este proceso se encuentran en la Figura 14.

Figura 13.
Ventana Catalogs



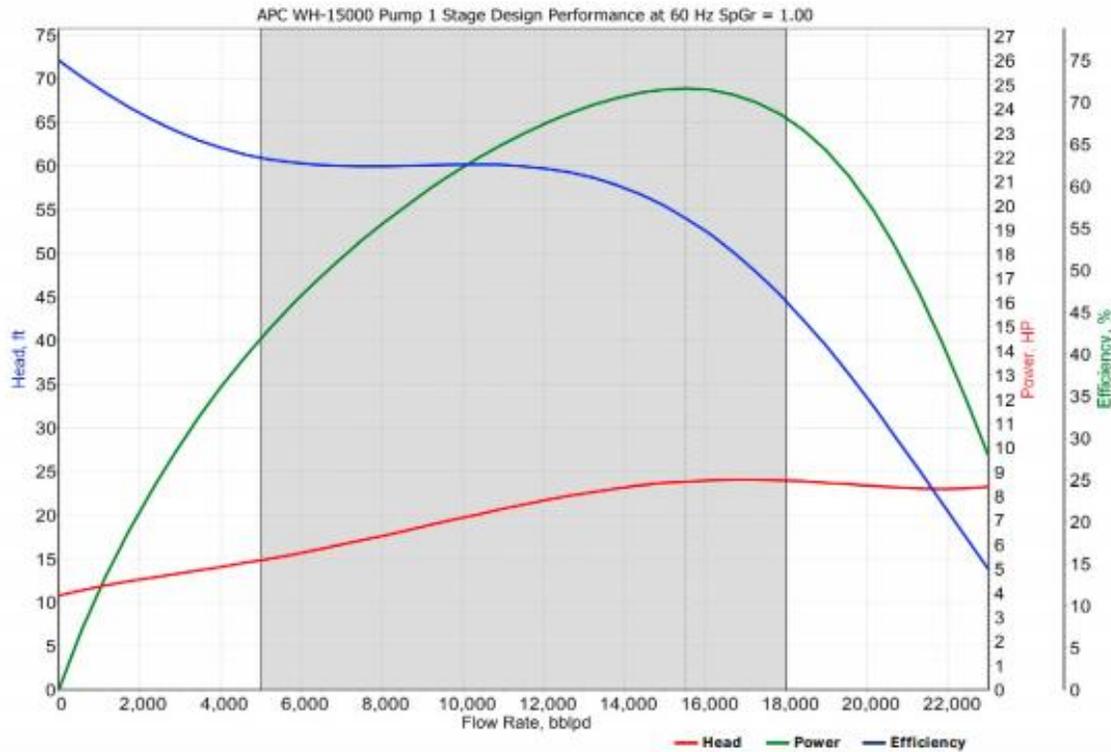
Nota. La figura muestra la información requerida para añadir una nueva bomba al catálogo. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

Figura 14.

Información de la bomba Alkorayef WH 15000

WH-15000

562 series



Optimum operating range	5,000 to 18,000 BPD
BEP flow rate	15,500 BPD
Housing diameter	5.62 In.
Minimum casing size	7 In.
Shaft diameter	1.188 In.
Standard shaft limit @ 60Hz	625 HP
High strength shaft limit @ 60Hz	1,000 HP
Ultra high strength shaft limit @ 60Hz	1,250 HP

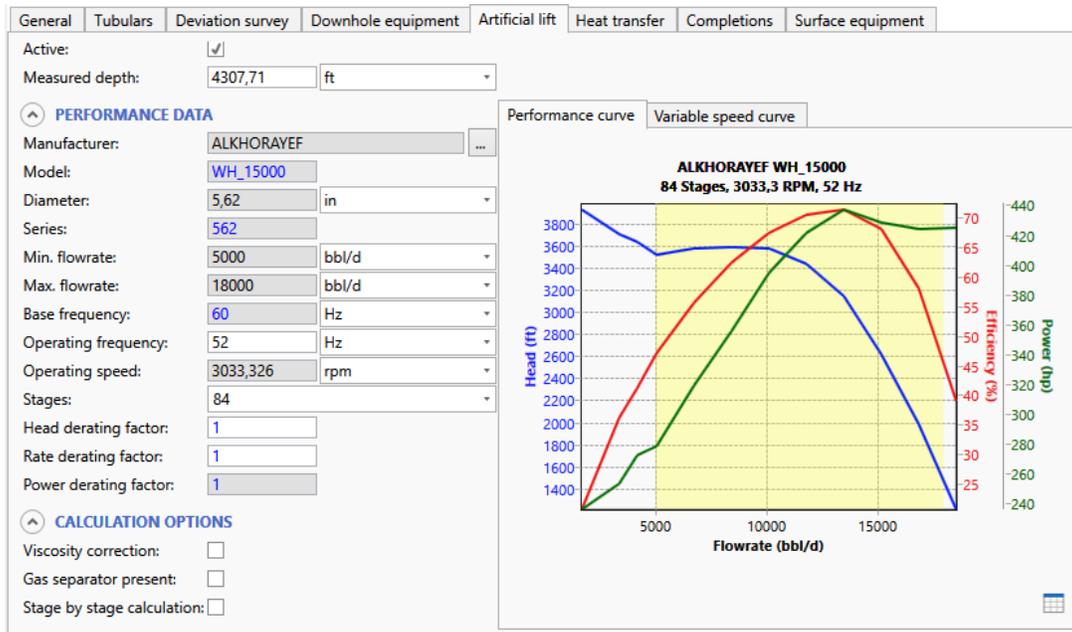
Fluid specific gravity	1
Rotational direction	CCW
Housing pressure limit	3,000 PSI
High pressure housing limit	3,600 PSI
Stage type	Mixed Flow

Nota. La figura muestra las curvas de comportamiento correspondientes a la bomba WH-15000. Tomado de: Alkorayef Catalog 2019, "Always producing - International ESP Systems and solutions" [PDF]. Disponible: Acceso:mar,10,2021.

Después de agregar una nueva bomba, ya la podemos seleccionar del catálogo en la ventana de artificial lift y completar la información de las etapas de la bomba para obtener los datos de la sección *Performance curve* como se puede notar en la Figura 15.

Figura 15.

Ventana Artificial lift

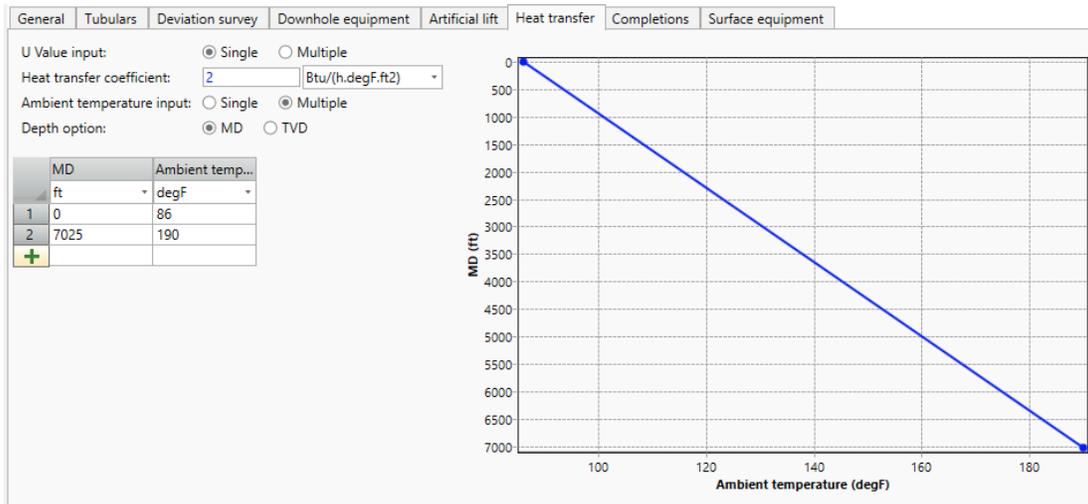


Nota. La figura muestra la quinta sección del software. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.f. Heat Transfer. En esta sección se calcula el coeficiente de transferencia de calor, para esto se toman dos profundidades junto a sus respectivas temperaturas: la primera en superficie y la segunda en el punto medio de los perforados. Gracias a esta información el simulador calcula un perfil sencillo de temperatura como se muestra en la Figura 16.

Figura 16.

Ventana Heat Transfer



Nota. Corresponde a el perfil de temperaturas manejado en el pozo. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.g. Completions. En esta sección se ingresa información sobre la zona cañoneada del pozo como se expone en la Figura 17, se recomienda ubicar un solo perforado, el cual es el punto medio de todos los perforados. En la opción *IPR model* se elige *WELL PI* porque se está produciendo por encima del punto de burbuja y no se están liberando grandes cantidades de gas, luego se ingresa la información de presión y temperatura del reservorio y por último se calcula el índice de productividad utilizando las ecuaciones 1,2, 3 y 4 nombradas en la sección 2.5.1 del capítulo de metodología en este trabajo.

Cálculo del IP:

$$\Delta F = 7025 \text{ ft} - 4307,71 \text{ ft} = 2717,29 \text{ ft} \quad (3)$$

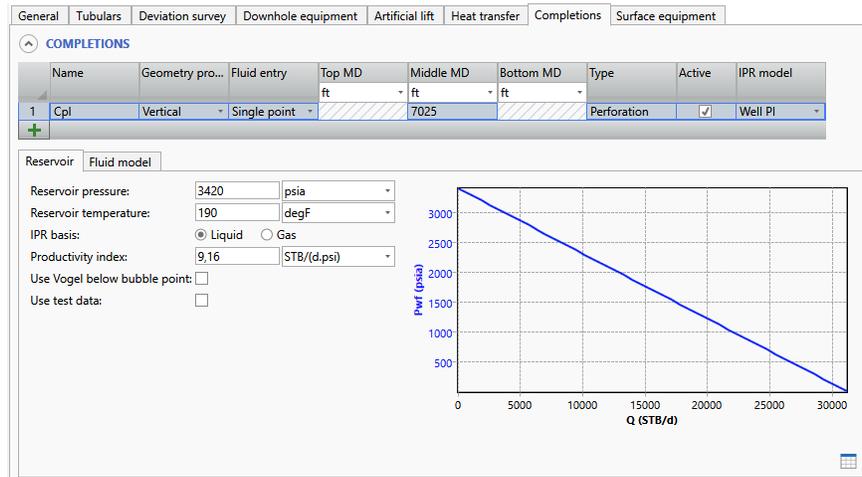
$$\Delta P = 0,433 * 2717,29 \text{ ft} * 0,99368 = 1169,15 \text{ psi} \quad (4)$$

$$P_{wf} = 686 + 1169,15 = 1855,15 \text{ psi} \quad (2)$$

$$IP = \frac{14335 \text{ BFPD}}{3420 - 1855,15} = 9,16 \quad (1)$$

Figura 17.

Ventana Completions

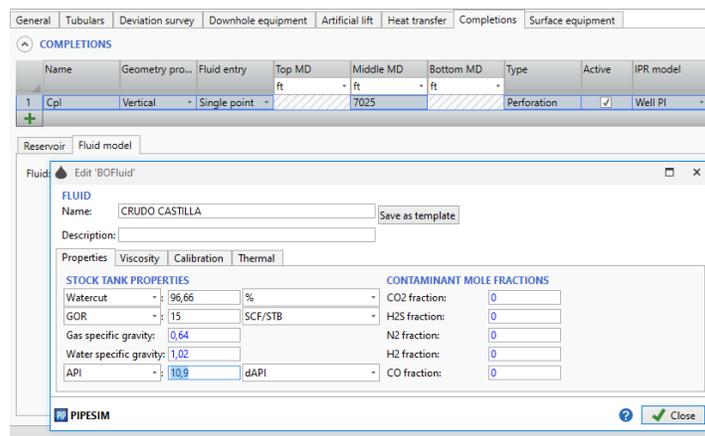


Nota. La figura muestra la sección de completamiento perteneciente a la zona cañoneada. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

En la Figura 18 se tiene la ventana *Fluid model* donde se ingresa el tipo de fluido que se está produciendo en el pozo, para esta simulación se llamará *CRUDO CASTILLA*; después se selecciona *Dead oil* y se despliega otra ventana para cargar los datos de corte de agua, GOR y API los cuales son mencionados en la Tabla 2 de este trabajo.

Figura 18.

Ventana Fluid model



Nota. Corresponde a las propiedades del fluido producido. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.2.h. Surface equipment. Esta ventana sólo debe ser diligenciada si el pozo presenta restricciones. En *Fluid model* se selecciona el tipo del fluido que se está produciendo en este caso *CRUDO CASTILLA* como se muestra en la Figura 19.

Figura 19.

Ventana Surface equipment

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

CASTILLA NORTE 3

WELLSTREAM OUTLET CONDITIONS

Provide boundary conditions for use in network simulations with boundary conditions specified at the surface (wellstream outlet). The fluid model defined represents the full wellstream fluid mixture to account for gas lift injection, multiple completions, etc.

PQ curve:

Pressure: psia

Temperature: degF

Liquid flowrate: STB/d

FLUID MODEL

Fluid: CRUDO CASTILLA Edit... + New...

Override phase ratios:

Nota. La figura muestra la información requerida para añadir el equipo de superficie. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

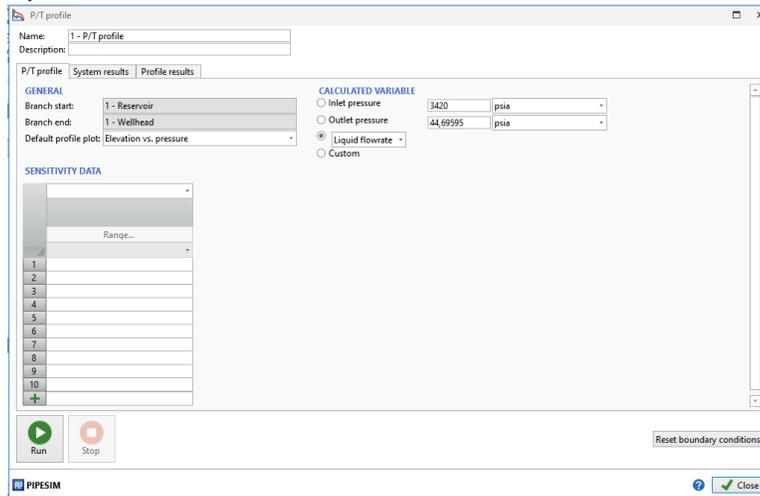
2.5.3 Análisis nodal

Para comprobar que la aplicación del nanofluido a base de nanopartículas de sílice traerá óptimos resultados se realizó una simulación mediante análisis nodal con el programa PIPESIM versión 2017 al pozo Castilla Norte 3 que produce crudo con un porcentaje de emulsión primaria del 11%, bajo este escenario se aplicará el nanofluido a diferentes concentraciones para observar su comportamiento a través del simulador. Esta simulación se realizó con el propósito de observar cual sería el desempeño de la bomba cuando el nanofluido rompa la emulsión, el procedimiento que se debe seguir para llevar a cabo dicha simulación se muestra a continuación:

En la Figura 20 se observa la ventana P/T profile, el primer paso para iniciar la simulación es seleccionar la variable a calcular, que en este caso es el caudal. Luego se ingresan los datos de Inlet pressure que corresponde a la presión estática del yacimiento y la Outlet pressure que es la presión de cabeza; se inicia la simulación dando click al botón RUN.

Figura 20.

Ventana P/T profile

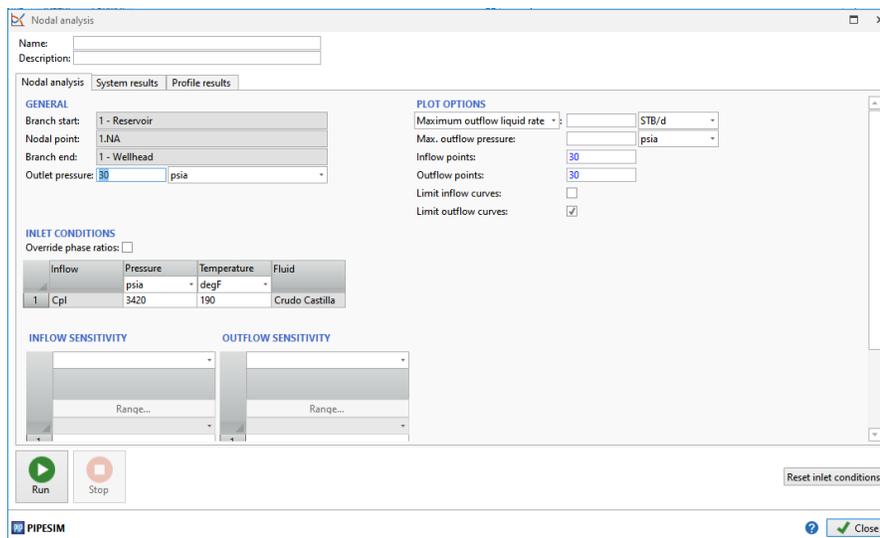


Nota. Se observa la ventana para realizar la primera corrida para la simulación del caudal. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

El segundo paso es obtener la curva IPR, para esto se ingresa a la sección *Nodal analysis* y se ingresa la THP en la opción de *Outlet pressure* como se indica en la Figura 21.

Figura 21.

Ventana Nodal análisis.



Nota. Se muestra la manera en que el software realiza el análisis nodal. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

2.5.4 Sensibilidades

Debido a que la única propiedad que cambia con el uso del nanofluido es la viscosidad del crudo y esta no puede ser cargada en el programa PIPESIM, se buscó una ecuación que relacionara la viscosidad y el índice de productividad del pozo (IP) para realizar un análisis de sensibilidad teniendo como referencia esta última variable. La Ecuación 5 muestra la fórmula de Darcy, con dicha ecuación se calcula la relación de radio de drenaje y el radio del pozo. Luego se calcula el caudal a diferentes concentraciones de nanofluido variando la viscosidad y teniendo en cuenta la relación de radios anterior.

Ecuación 5. Ecuación de Darcy

$$Q_o = \frac{0,00708kh(P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)}$$

Donde:

Q_o = Caudal de aceite, STB/day

P_e = Presión, Psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, Psi

K = Permeabilidad, md

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

β_o = Factor volumétrico de aceite, bbl/STB

h = Espesor, ft

r_e = Radio de drenaje, ft

r_w = Radio del pozo, ft

2.5.4.a. Cálculo de la relación entre radio de drenaje y radio del pozo. Para realizar las variaciones de la viscosidad hacemos uso de la ecuación de Darcy. Se requieren datos como presiones, la permeabilidad, viscosidad del aceite, factor volumétrico del petróleo, el espesor, radio del pozo y el radio de drenaje.

Como se desconoce la relación entre el radio de drenaje y el radio del pozo se procede a calcularlo con los datos iniciales del pozo que se encuentran en la Tabla 6.

Tabla 6.

Condiciones iniciales del pozo.

Caudal	14335 STB/DAY
Presión estática	3420 Psi
Presión de fondo fluyente	1855,15 Psi
Permeabilidad	2035,6 md
Viscosidad	411,0569 cp
Espesor	271 ft

Nota. En la tabla se observan datos de presión, espesor y algunas propiedades iniciales del pozo. Tomado de: *ECOPETROL S.A.*

Para determinar la relación de radios se utiliza la Ecuación 5.

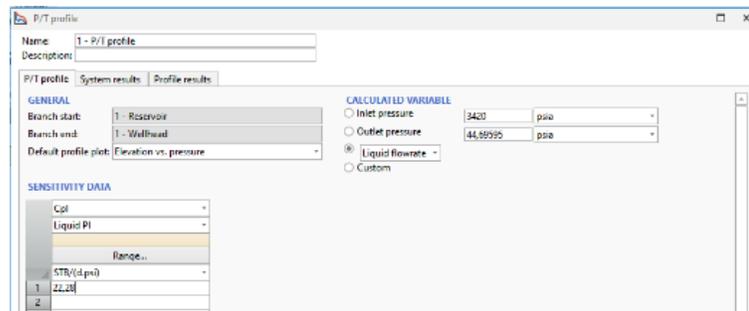
$$14335 \text{ STB/day} = \frac{0,00708 * 2035,6 \text{ md} * 271 \text{ ft} * (3420 \text{ Psi} - 1855,15 \text{ Psi})}{411,0569 \text{ cp} * 1,04731 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Despejando de la formula la relación de radios $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = 0,9903$

2.5.4.a. Variables de sensibilidad (índice de productividad). Para determinar el comportamiento de la bomba electrosumergibles se debe introducir en la ventana de *P/T Profile* en la parte de *Sensitivity data* los nuevos valores de IP calculados anteriormente como se muestra en la Figura 22.

Figura 22.

Ventana P/T profile.



Nota. La figura muestra la opción que brinda pipesim de cambiar el IP como variable de sensibilidad. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

3. RESULTADOS

A continuación, se encontrará un análisis detallado de los resultados obtenidos en la ejecución de la metodología como lo son la caracterización de la nanopartícula de SiO₂ y los escenarios simulados.

3.1 Caracterización de la nanopartícula

Se realizó la caracterización de la nanopartícula de Sílice (SiO₂), en la Tabla 7 se encuentra su tamaño y su área superficial; estos datos se obtuvieron con la prueba de laboratorio DLS realizada con el equipo Nanoplus-3, este análisis se realizó con el fin de asegurar que la nanopartícula se encuentre dentro de un rango de tamaño nanométrico apropiado, es decir que su tamaño se encuentre entre 1 a 100 nm; la nanopartícula caracterizada en este proyecto tiene un tamaño de 10,3 nm lo que cumple con la anterior afirmación.

Tabla 7.

Tamaño y Área superficial de la Nanopartícula de SiO₂

Nanopartícula de SiO ₂	
CARACTERIZACIÓN DE LA NANOPARTÍCULA	
Tamaño	10,3 nm
Área superficial	390 m ² ·g ⁻¹

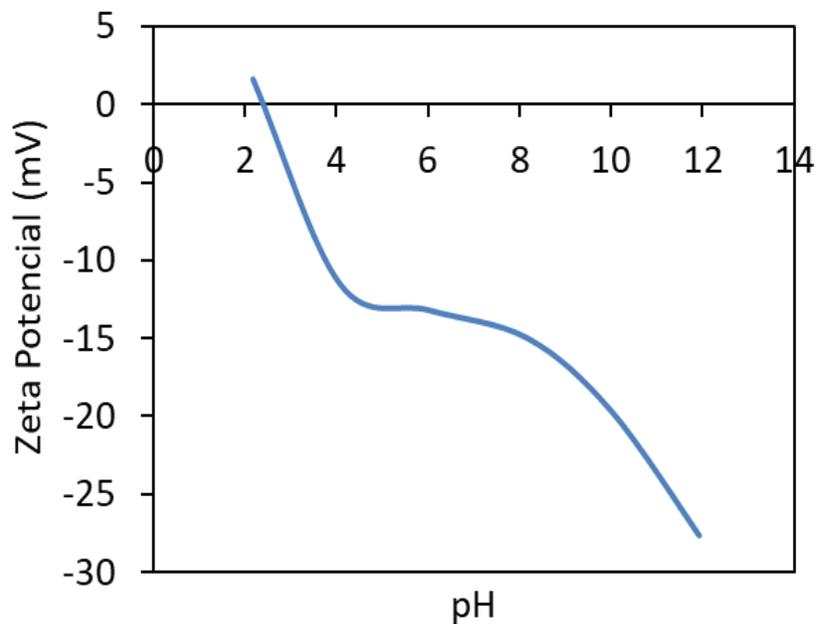
Nota. La tabla muestra la caracterización de la nanopartícula en cuanto a tamaño y área superficial. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

Seguido de la prueba DLS se realizó la prueba de Potencial Zeta la cual busca medir la estabilidad de la nanopartícula dentro del nanofluido. En la figura 23 se determinó el punto isoeléctrico de la nanopartícula SiO₂, este dio como resultado 2,42 lo que significa que en este pH la nanopartícula no tendrá ninguna interacción con las cargas externas; En pH por debajo del punto isoeléctrico la nanopartícula de SiO₂ se cargara positivamente es decir que la densidad de la carga va a aumentar a medida que disminuye el pH, provocando que la nanopartícula tenga una tendencia a agregarse. [33]

Para pH por encima del punto isoeléctrico, la nanopartícula va a aumentar su carga negativa a medida que aumente el pH lo que genera un aumento en las fuerzas de repulsión asegurando que la nanopartícula va a estar dispersa en el medio sin que esta se deposite [33]. Teniendo en cuenta lo anterior se puede deducir que las nanopartículas de SiO₂ utilizadas para el desarrollo de este proyecto se encontraran estables en el fluido cuando este tenga pH mayor a 2,42.

Figura 23.

Potencial Zeta



Nota. La figura muestra el potencial Zeta a Diferentes valores de pH para la Nanopartícula SiO₂. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

Para relacionar el potencial zeta de la nanopartícula de sílice como agente rompedor de emulsiones primero debemos conocer el concepto de tensión interfacial que se define como “la fuerza de atracción por unidad de longitud paralela a la interfase en un sistema

no gaseoso”. Teniendo en cuenta lo anterior, pueden presentarse emulsiones cuando los valores de tensión interfacial son muy bajos. [34]

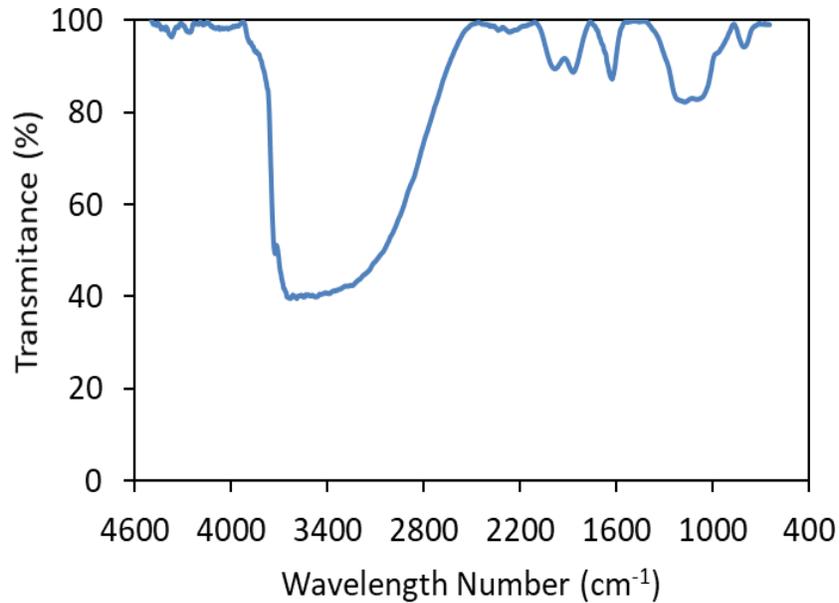
Por otro lado, tenemos que el resultado de la prueba de potencial zeta es el pH que tiene la nanopartícula y que al agregarla a la emulsión se modificará el pH que tiene el agua presente. Tenemos que el pH del agua de producción posee una influencia sobre la estabilidad de la emulsión y si se tiene concentraciones de sal mayores a 35000 ppm, existe un rango de pH óptimo en el cual la película interfacial presenta propiedades de estabilización mínimas [34].

Al modificar el pH en la emulsión se presentan dos opciones. La primera es que las gotas de la emulsión se carguen positivamente al disminuir el pH provocando que se atraigan entre ellas suprimiendo en mayor grado los mecanismos de inestabilidad. La segunda opción es aumentar el pH, cargando las gotas de la emulsión negativamente y la consecuencia es que estas actúen de manera repulsiva desestabilizando la emulsión hasta llegar a romperla; y esto lo logra la presencia del nanofluido. [35]

Por último, se realizó la prueba FTIR, esta indica la presencia de longitudes de ondas de absorción características en compuestos presentes en la superficie de la nanopartícula. En la figura 24 se muestra el espectro FTIR de la nanopartícula de SiO₂, donde se evidencia una longitud de onda de absorción prominente entre aproximadamente 3730 y 3050 cm⁻¹ con un 40% de transmitancia (luz absorbida), además se observa un pico a 1600 cm⁻¹ con un 85% de transmitancia, estas fluctuaciones se pueden atribuir a las vibraciones de estiramiento y flexión de los grupos OH libres en la superficie de la nanopartícula. Por otro lado, se presenta una longitud de onda de absorción entre el rango de 1340 a 1000 cm⁻¹ con un 81% de luz absorbida esto se les atribuye a las vibraciones de estiramiento de los enlaces Si-OH. Todo esto nos indica que la nanopartícula no presenta ningún otro compuesto en su superficie.

Figura 24.

Espectro FTIR de la nanopartícula de SiO₂



Nota. La figura muestra el resultado de la prueba FTIR para la Nanopartícula SiO₂. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

Posteriormente se analizará el efecto que tiene el nanofluido en la viscosidad del crudo y como este afecta el funcionamiento de la bomba electrosumergible.

3.2 Efecto nanofluido - Viscosidad

La figura 25 y Tabla 8 muestran el comportamiento de la viscosidad vs la tasa de corte a diferentes concentraciones de nanofluido.

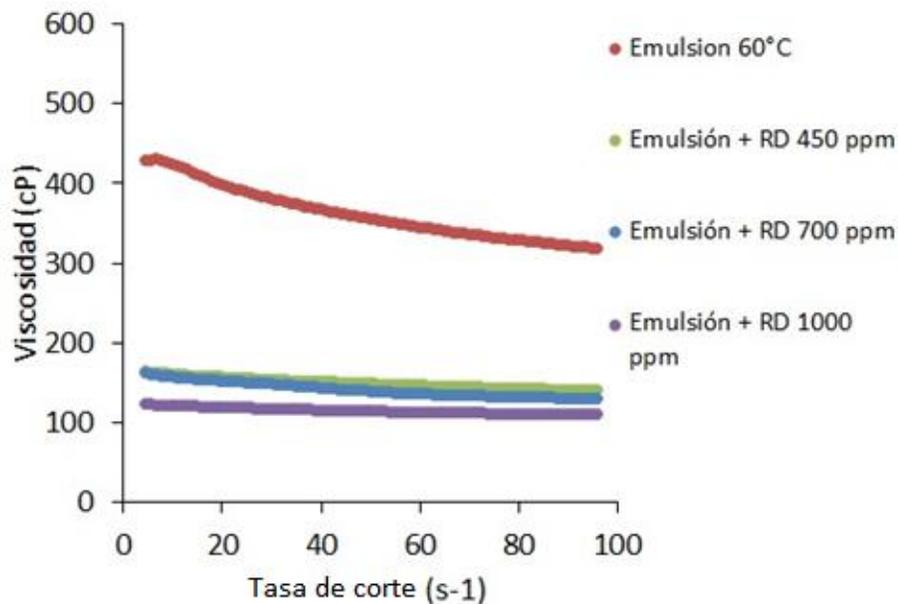
En este comportamiento se puede observar que el crudo emulsionado se comporta como un fluido no newtoniano, es decir que la viscosidad disminuye a medida que aumenta la tasa de corte; hay que tener en cuenta que la tasa de corte es un gradiente de velocidad que indica cuanto tiempo demora el fluido para que cambie de una velocidad a otra, entre más alto sea su valor se requerirá más tiempo y más fuerza para que el fluido fluya. Por otro lado, el comportamiento reológico muestra una relación

inversamente proporcional entre la viscosidad y la temperatura debido a que las fuerzas de cohesión del crudo se reducen; tomando como referencia la Tasa de corte de 20 s^{-1} la Tabla 8 indica que la viscosidad sin rompedor es de 411,0569 cp y con el nanofluido (Rompedor+Nanopartícula SiO_2) su viscosidad disminuye a valores inferiores a 170 cp.

De lo anterior se concluye que el fluido va a tener una velocidad más alta y va a fluir mejor con el nanofluido a concentraciones de 450, 700 y 1000 ppm haciendo evidente el comportamiento newtoniano.

Figura 25.

Comportamiento del Nanofluido



Nota. Gráfica de tasa de corte versus viscosidad a diferentes concentraciones de nanofluido. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

Tabla 8.

Comportamiento del nanofluido.

Tasa de Corte (S^{-1})	Viscosidad cP			
	Emulsión 60°C	Emulsión + RD 450 ppm	Emulsión + RD 700 ppm	Emulsión + RD 1000 ppm
0	411,0569	169	158	123
20	400	164	152	120
40	360	157	144	115
60	345	148	137	111
80	328	144	133	107

Nota. La tabla muestra el comportamiento de la emulsión al ser aplicado el nanofluido a una concentración determinada. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

Después de analizar el efecto que tiene el nanofluido en la viscosidad del crudo, se procede a realizar un breve análisis de la separación de la emulsión.

3.3 Separación de la emulsión

En la Tabla 9 se observa el tamaño de gota de la emulsión y el cambio obtenido en el transcurso de 7 días; también se tienen las diferentes concentraciones de nanofluido utilizadas para romper la emulsión con su respectivo tamaño de la gota y se demuestra que el nanofluido si logra reducir este tamaño, aunque se esperaba que al aumentar la concentración de nanopartículas de sílice el tamaño de la gota disminuyera continuamente, pero esto no ocurre debido a que para la concentración de 700 ppm el tamaño de la gota vuelve casi a su valor inicial, en el día 1; esto puede haber pasado al no homogenizar bien la mezcla nanofluido – emulsión evitando que el nanofluido no cumpliera su función en el primer día. Al pasar los días si se evidencia el efecto del nanofluido en un tamaño de gota menor.

Tabla 9.

Tamaño de la gota.

EMULSIÓN (Tamaño de la gota en μm)	
<i>Día 1</i>	<i>Día 7</i>
165,4039	142,8388
EMULSIÓN + 450 ppm NP (Tamaño de la gota en μm)	
<i>Día 1</i>	<i>Día 7</i>
129,0506	118,1370
EMULSIÓN + 700 ppm NP (Tamaño de la gota en μm)	
<i>Día 1</i>	<i>Día 7</i>
162,1615	102,4313
EMULSIÓN + 1000 ppm NP (Tamaño de la gota en μm)	
<i>Día 1</i>	<i>Día 7</i>
113,8381	83,6481

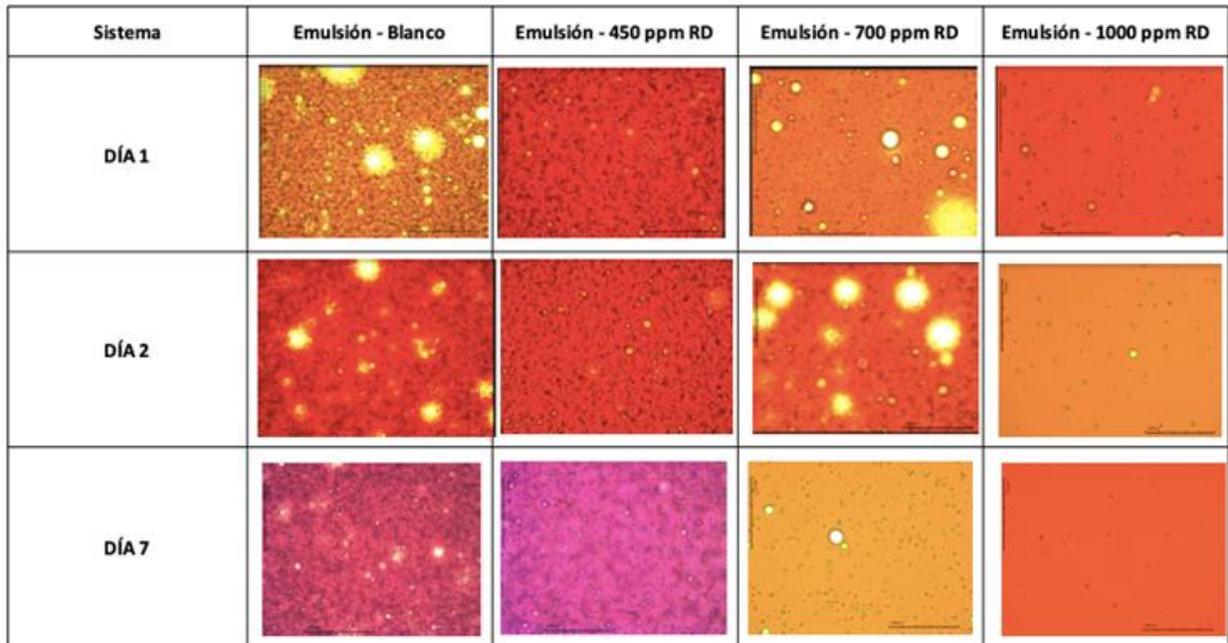
Nota. La tabla muestra el tamaño de la gota en μm para las diferentes concentraciones de nanopartículas en el nanofluido. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

En la Figura 26 se observan las micrográficas del tamaño de la gota de la emulsión y el cambio que tiene al agregar diferentes concentraciones de nanofluido; tomadas en 3 días diferentes. En cada imagen se evidencia círculos de distintos diámetros que corresponden a las gotas de agua como fase dispersa en el medio continuo que es el crudo.

El mayor tamaño medido de gota pertenece a la emulsión que contiene 700 ppm; para la concentración de 450 ppm se observan gotas grandes de agua en una proporción muy pequeña y una alta frecuencia de gotas de tamaños pequeños. Los tamaños de gotas más pequeños obtenidos corresponden a la muestra con una concentración de nanofluido de 1000 ppm.

Figura 26.

Micrografías del tamaño de la gota



Nota. Micrografías tomadas a la emulsión en días diferentes para observar su comportamiento. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

El fluido del pozo Castilla Norte 3 presenta un porcentaje de emulsión primaria del 11% y un porcentaje de emulsión secundaria del 4%. La emulsión primaria hace referencia al porcentaje de emulsión determinado sin tratamiento químico (rompedor directo) y el porcentaje de emulsión secundaria es determinado luego de aplicar el rompedor directo.

Para determinar la cantidad de agua total emulsionada en el crudo evaluamos el 11% del total de agua producida teniendo en cuenta los siguientes datos:

- Volumen de líquido total: 14335 BPD ----- 11% = 1576,85 BPD
- Volumen de crudo: 479 BPD
- Volumen de agua: 13856 BPD

De lo anterior se puede concluir que la cantidad inicial de agua presente en la emulsión es igual a 1524,16 BPD. Para el porcentaje de separación de agua sólo se realizó la prueba a una concentración de 450 ppm, se determinó que es del 95%, lo que hace al nanofluido altamente efectivo y esto se debe a la afinidad de los asfáltenos presentes en este tipo de crudo pesado con las nanopartículas de sílice, dichos asfáltenos se encargan de estabilizar la película interfacial de las gotas presentes en la fase dispersa de la emulsión, otorgándoles a las nanopartículas alta capacidad de adsorción de asfáltenos. En la tabla 10 se observa la cantidad de agua que fue separada de la emulsión.

Tabla 10.

Comportamiento de la emulsión.

Muestra	Porcentaje de separación de agua	Cantidad de agua separada
Emulsión	0%	1524,16 BPD
Emulsión + 450 ppm	95%	1447,952 BPD

Nota. La tabla muestra el porcentaje de separación de agua al ser aplicado el nanofluido a una concentración determinada. Tomado de: *Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie—Michael Polanyi*, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 050034 Medellín, Colombia.

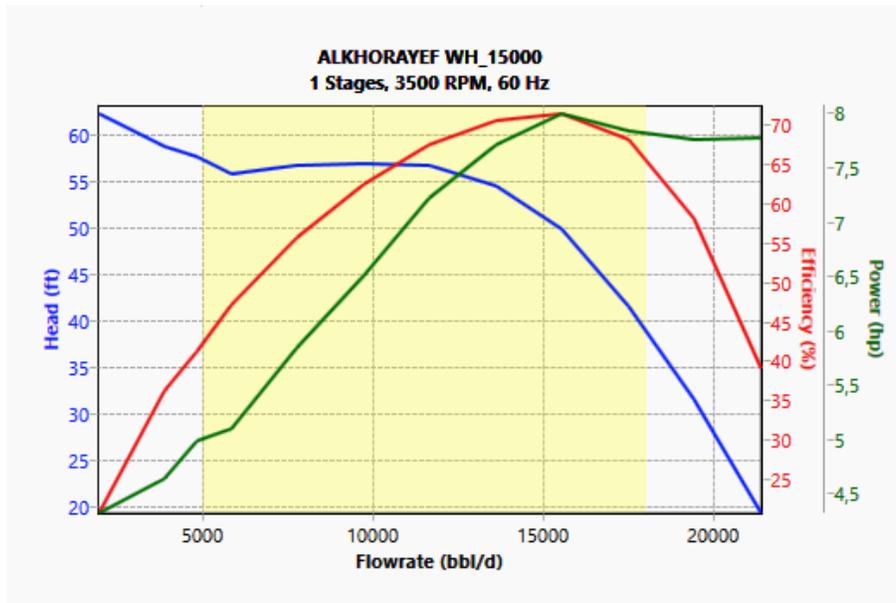
Por último, se analizó el comportamiento de la bomba electrosumergible en dos escenarios. El primero es el comportamiento de la bomba a condiciones normales y el segundo escenario es el comportamiento de la bomba en presencia del nanofluido.

3.4 Comportamiento de la bomba electrosumergible

En la figura 27 se muestra el comportamiento de la bomba electrosumergible; dependiendo de la tasa de producción del pozo se puede leer la capacidad de levantamiento, la eficiencia y la potencia de la bomba que se requiere para llevar el fluido a superficie.

Figura 27.

Curvas de comportamiento de la bomba electrosumergible.



Nota. La grafica muestra el comportamiento de la bomba respecto a la eficiencia, potencia, y cabeza para levantar determinados caudales. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

Estas curvas son el resultado de diferentes pruebas que realiza el simulador a la bomba específica para el pozo Castilla Norte 3, donde la velocidad de la bomba es estándar y varía el caudal de producción. La Gráfica 6 permite determinar si la bomba está trabajando en su rango óptimo, si la bomba está fuera del rango (entre 5000 y 18000 bbl/d) pueden existir dos casos; el primero donde la bomba trabaja con una producción mayor a 18000 bbl/d, a esto se le conoce como upthrust; el otro caso es cuando la bomba opere downthrust lo que significa que la bomba opera por debajo del rango óptimo de producción, es decir caudales menores a 5000 bbl/d.

En dicha grafica la curva de la potencia HP se mide en caballos fuerza necesarios para levantar una determinada columna de fluido teniendo un caudal específico. Para el caso donde la bomba electrosumergible trabaja forzada por la presencia de la emulsión la bomba necesitará aumentar dicha potencia para lograr su objetivo.

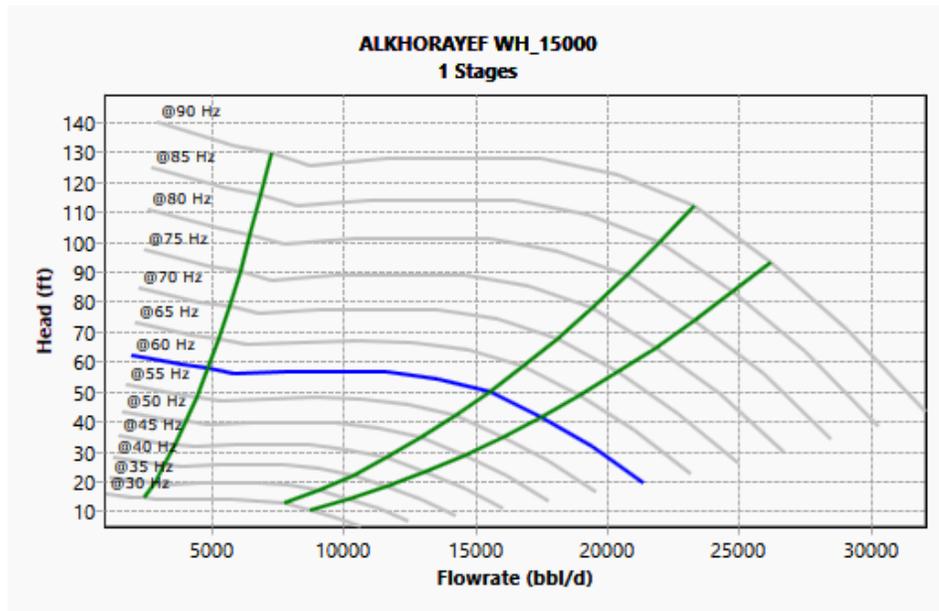
La curva que representa la capacidad de levantamiento se refiere a la presión de la bomba necesaria para levantar un caudal determinado hasta superficie; existe una relación inversamente proporcional de caudal y capacidad de levantamiento de la bomba.

La eficiencia de la bomba no se mide directamente; el software tiene la capacidad de calcularlo y se puede observar que al aumentar el caudal disminuye la eficiencia.

En la figura 28 se muestran los gastos de flujo correspondientes a cada etapa de la bomba, como también las posibles predicciones si la bomba trabajara a diferentes frecuencias.

Figura 28.

Curva de Velocidad variable.



Nota. La grafica muestra el caudal versus la cabeza a diferentes frecuencias de operación. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

3.4.1 Primer escenario

Una vez validada la información cargada en el simulador se hace la primera corrida y se obtiene el valor del caudal a las condiciones de Inlet pressure y Outlet Pressure; en la Tabla 10 se indica el caudal de referencia que es el caudal producido por el pozo el día 12 de marzo del 2021 y el caudal obtenido con la simulación.

Tabla 11.
Caudales

Caudal de referencia	Caudal obtenido
14335 bpd	14202,79

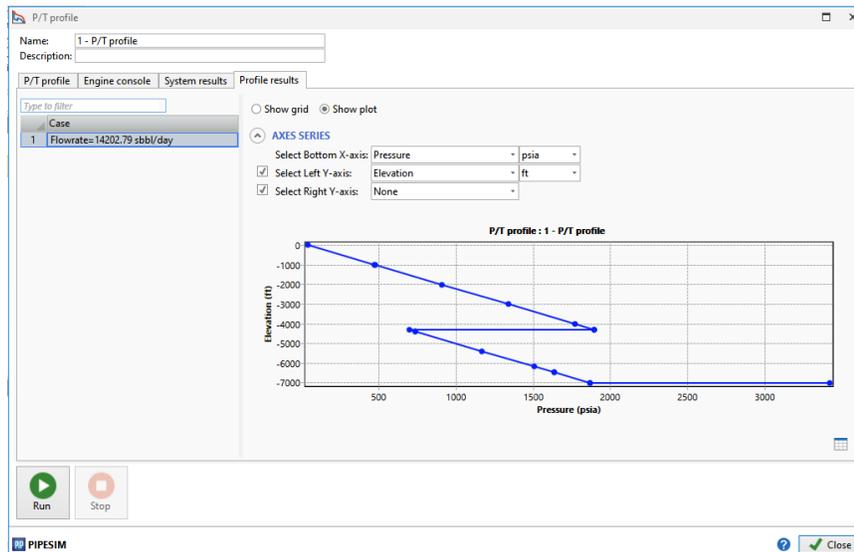
Nota. En la tabla se observa la comparación del caudal obtenido en la prueba de producción y el caudal obtenido en la simulación con pipesim.

El caudal obtenido por la simulación es menor al caudal de referencia en un 0,922%, debido a la inexactitud con que se leyeron los valores de eficiencia y head de la bomba en la gráfica que se encuentra en la Figura 12.

En la Figura 29, se muestra la gráfica de P/T profile que muestra la relación que existe entre la presión (psia) y la elevación (ft) la cual es negativa porque el 0 simboliza la superficie del terreno. El pozo presenta un comportamiento normal puesto que a mayor profundidad la presión aumenta; en la sección correspondiente a -3000 ft y -4000ft, se evidencia una disminución en la presión por la presencia de la bomba electrosumergible.

Figura 29.

Cálculo de caudal a condiciones iniciales.

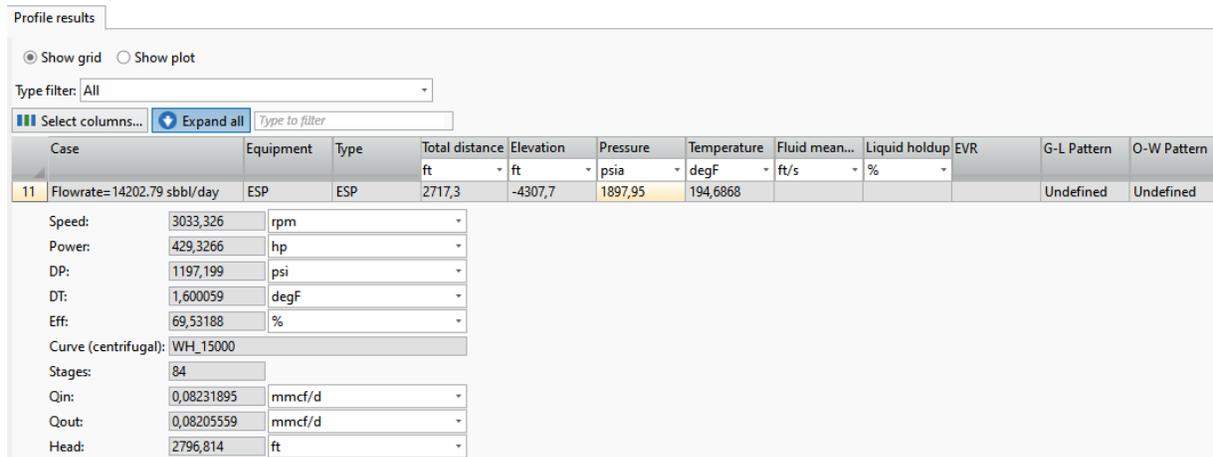


Nota. La figura el resultado del perfil de presiones a un determinado caudal. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

El simulador calcula el comportamiento de la bomba, para un caudal de 14202,79 bbl/d se obtiene una eficiencia de 69,53188% y una potencia de 429,3266 hp como se evidencia en la Figura 30.

Figura 30.

Ventana para el cálculo del caudal a condiciones iniciales



Nota. La tabla muestra el resultado de la eficiencia de la bomba para levantar 14202,79 sbbl/day. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

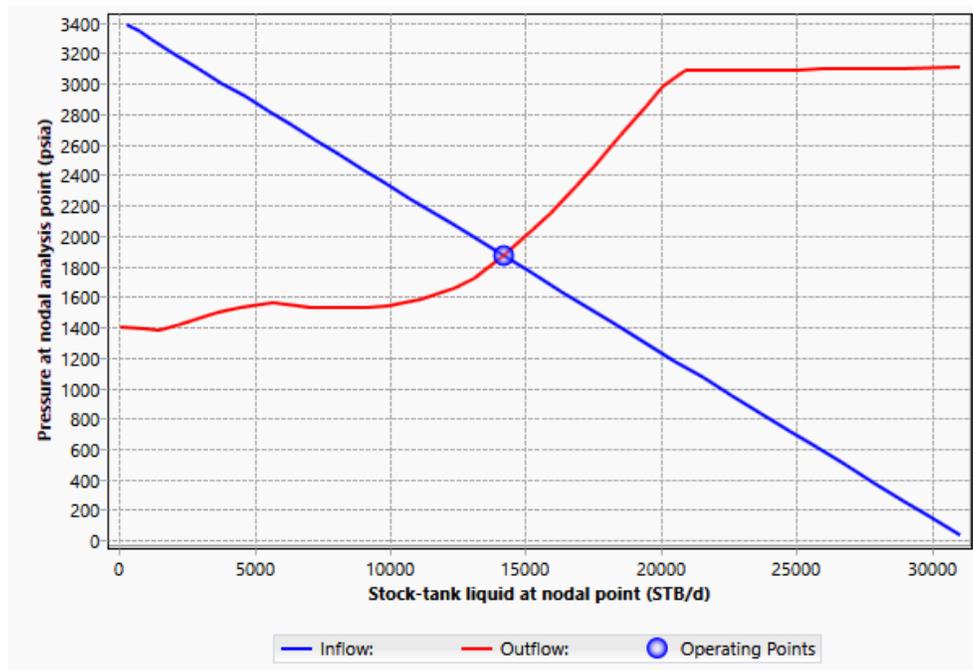
En la figura 31 se evidencia el punto óptimo de operación que corresponde a la intercepción de la curva de oferta (Inflow) con la curva de demanda (Outflow).

La curva de oferta denota las presiones desde yacimiento hasta la ubicación del nodo en el fondo del pozo y el caudal que se produce. Existe una relación inversamente proporcional entre la presión y el caudal lo que significa que a mayor caudal menor será la presión de fondo.

La curva de demanda indica la cantidad de energía (presión) que necesita el pozo para llevar determinada cantidad de fluido a superficie. Es decir, entre mayor sea el caudal que se quiera producir, mayor energía requiere el pozo.

Figura 31.

Curvas de oferta y demanda para el pozo a condiciones iniciales.



Nota. En la gráfica caudal vs presión se representan las curvas Inflow y Outflow. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

3.4.2 Segundo escenario

El segundo escenario corresponde a la simulación del pozo utilizando el nanofluido a una concentración de 450ppm, al utilizar esa concentración se obtuvo una reducción de la viscosidad en un 59%, con un resultado de 169 cp.

Nota: El siguiente procedimiento para el cálculo de caudal es el mismo para las 3 diferentes concentraciones de nanofluido y se van a realizar cálculos representativos sólo para la concentración de 450 ppm.

3.4.2.a. Cálculo del caudal. Para determinar el caudal a una concentración de 450 ppm de nanofluido se hace uso de la Ecuación 5 de la siguiente manera:

$$Q \frac{\text{STB}}{\text{day}} = \frac{0,00708 * 2035,6 \text{ md} * 271 \text{ ft} * (3420 \text{ Psi} - 1855,15 \text{ Psi})}{169 \text{ cp} * 1,04731 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0,9903}$$

$$Q \frac{\text{STB}}{\text{day}} = 34866,86$$

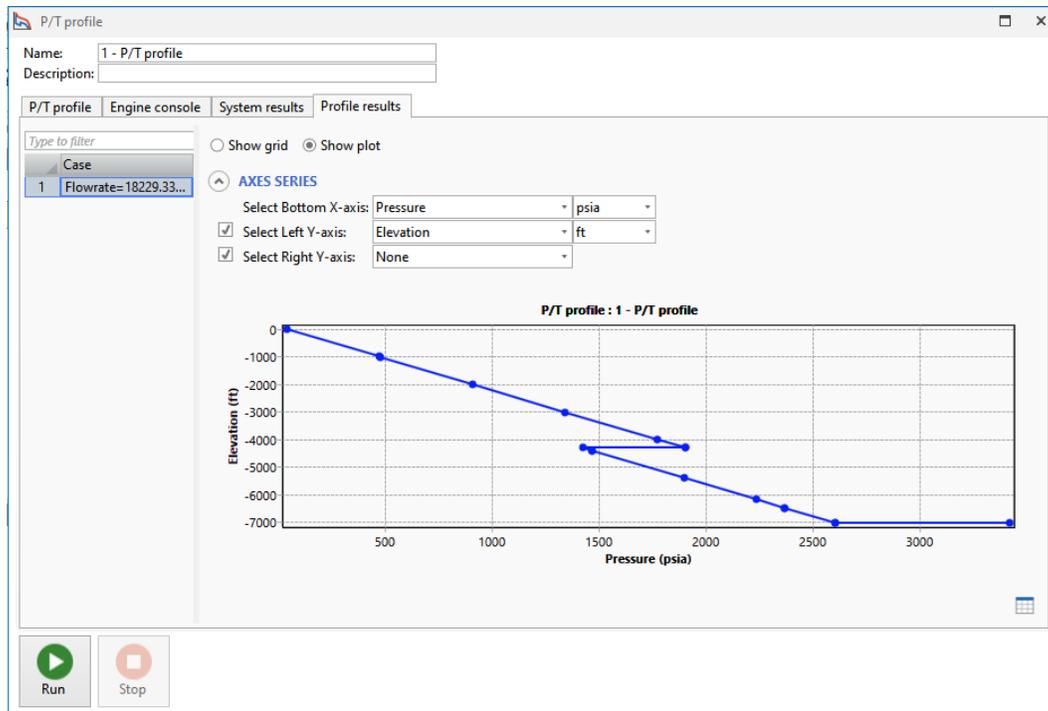
Después de obtener el caudal se procede a hacer el cálculo del índice de productividad utilizando la Ecuación 1.

$$IP = \frac{34866,86 \text{ BFPD}}{3420 - 1855,15} = 22,28$$

El caudal calculado es de 34866,86 STB/day con un IP de 22,28; este caudal no tiene en cuenta los rangos con los cuales trabaja la bomba electrosumergible WH 15000. Por esta razón se ingresa el nuevo IP en el simulador para que se tome en cuenta la bomba, con el dato de IP calculado PIPESIM determina un caudal de 18299,33 STB/day como se muestra en la Figura 32, este resultado se debe a la incidencia de la bomba en el pozo ya que esta no tiene la capacidad de levantar un caudal mayor a 25000 STB/day.

Figura 32.

Cálculo de caudal a concentración de 450ppm.

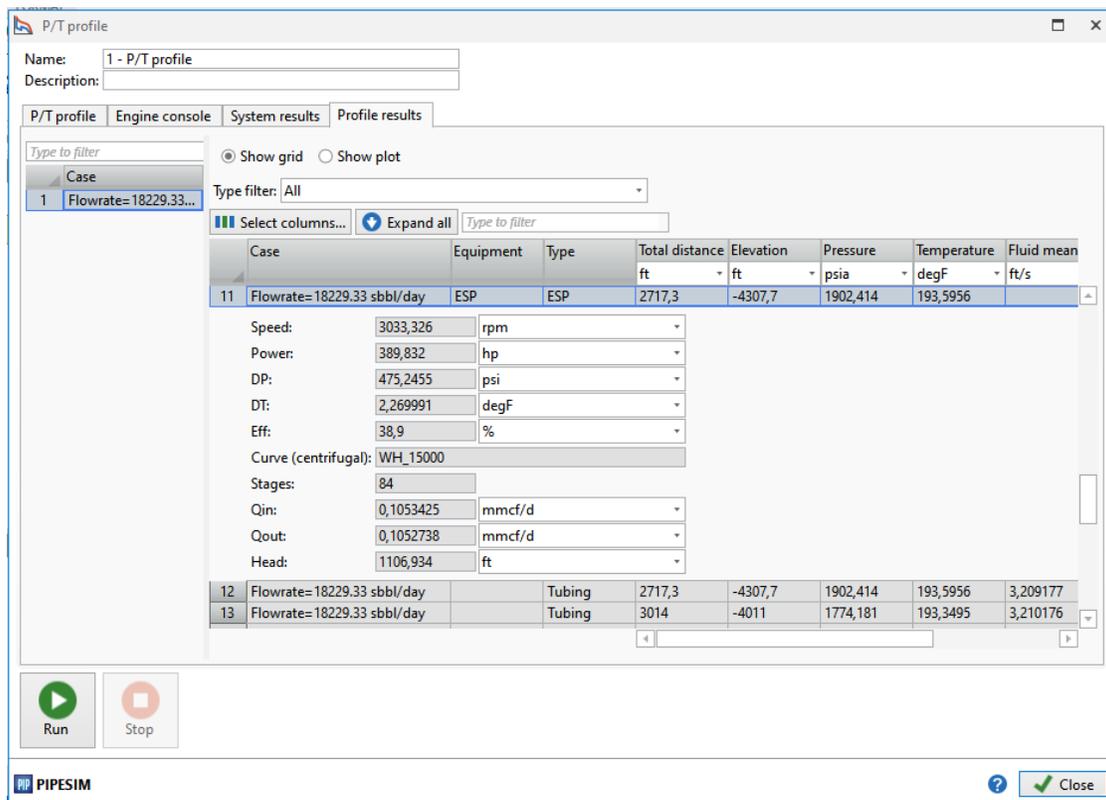


Nota. La grafica muestra la presión versus la elevación del pozo. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

El simulador calcula el comportamiento de la bomba, para un caudal de 18299,33 STB/day se obtiene una eficiencia de 38,9% y una potencia de 389,832 hp como se evidencia en la Figura 33. Si se compara la eficiencia de la bomba en condiciones iniciales con la eficiencia de la bomba en presencia del nanofluido se evidencia una disminución aproximada de 30% esto se debe a que la bomba está trabajando por encima del rango óptimo de operación, lo que disminuye su eficiencia. Por otro lado, la potencia de la bomba tiende a aumentar a medida que se produce más fluido en este caso la potencia de la bomba disminuye con respecto a la potencia determinada por el simulador para el crudo sin nanofluido debido a la disminución de la viscosidad.

Figura 33.

Comportamiento de la bomba en presencia del nanofluido

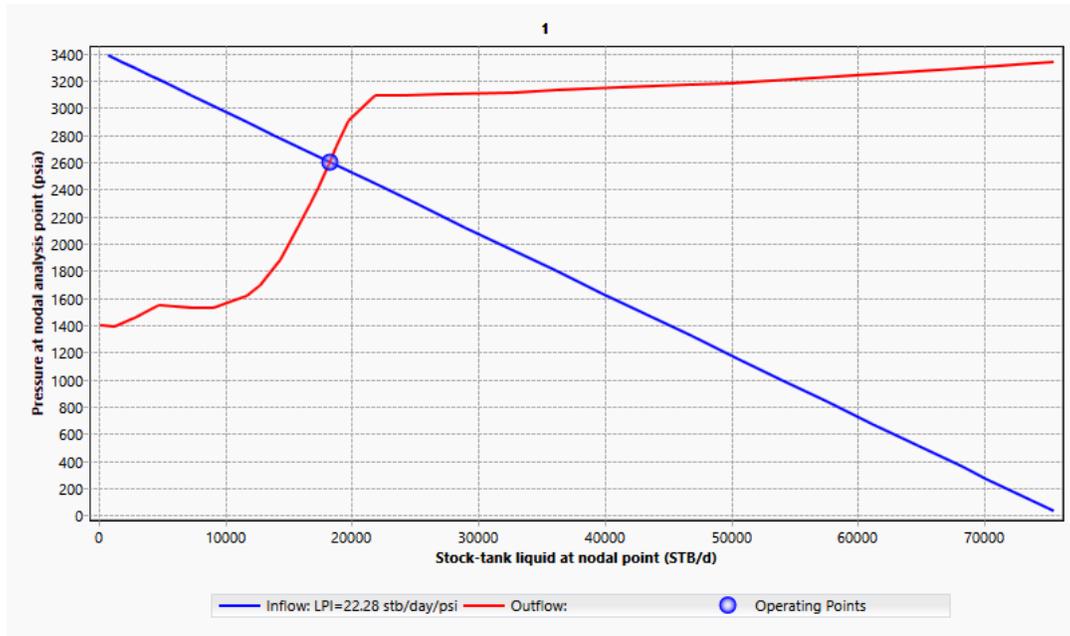


Nota. La tabla muestra el resultado de la eficiencia de la bomba para producir 18229,33 bbl/day. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web]. Schlumberger, 2017.

La figura 34 corresponde a las curvas de oferta y demanda, el punto óptimo de operación se encuentra a una presión de 2600 psia y un caudal de 18400 STB/d.

Figura 34.

Curvas de oferta y demanda para el crudo en presencia de nanofluido.



Nota. En la gráfica caudal vs presión se representan las curvas Inflow y Outflow . Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

3.4.3 Tercer escenario

El tercer escenario corresponde a utilizar el nanofluido a una concentración de 700 ppm, para este caso se notó una reducción en la viscosidad en un 62%, con un resultado de: 158 cp

3.4.3.a. Cálculo del caudal. Se utilizo la Ecuación 5 para determinar el caudal producido por el pozo a una concentración de nanopartícula de 700 ppm, como se muestra a continuación:

$$Q \frac{\text{STB}}{\text{day}} = \frac{0,00708 * 2035,6 \text{ md} * 271 \text{ ft} * (3420 \text{ Psi} - 1855,15 \text{ Psi})}{158 \text{ cp} * 1,04731 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0,9903}$$

$$Q \frac{\text{STB}}{\text{day}} = 37294,70$$

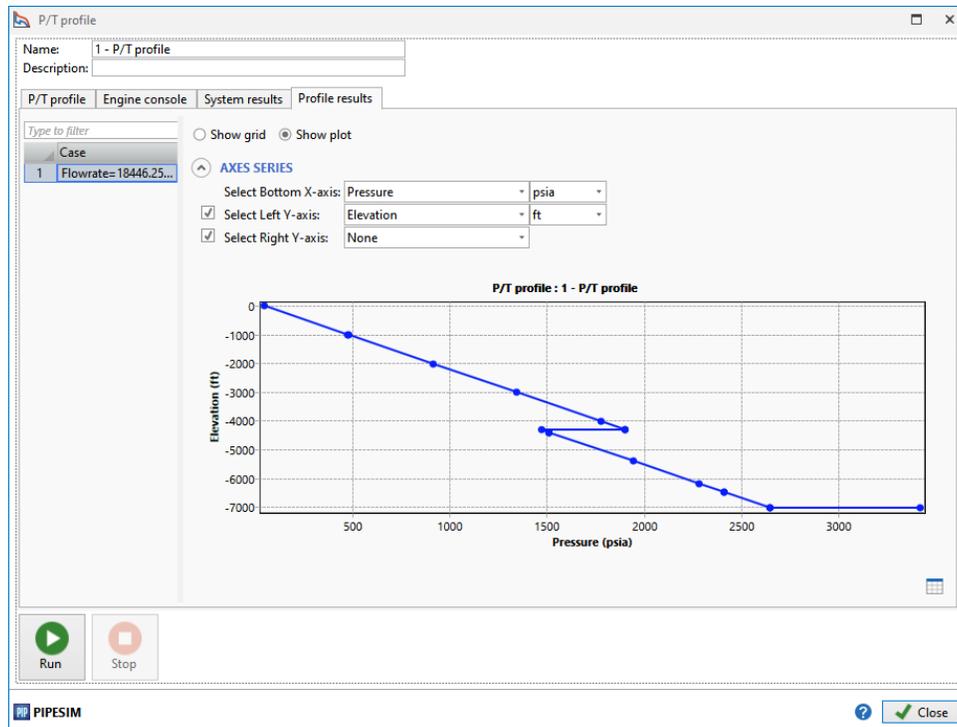
Posterior al cálculo del caudal se determinó el Índice de Productividad del pozo con la Ecuación 1.

$$IP = \frac{37294,70 \text{ BFPD}}{3420 - 1855,15} = 23,83$$

Para la concentración de 700 ppm se obtuvo un caudal de 37294,70 STB/day y un índice de productividad de 23,83 estas estimaciones no tienen en cuenta el trabajo que hace la bomba para levantar el fluido a superficie, para que se tenga en cuenta el funcionamiento de la bomba WH 15000. Se ingresa el IP en el simulador para determinar el caudal que produciría el pozo en presencia de la bomba WH 15000, como se muestra en la Figura 35.

Figura 35.

Cálculo de caudal de concentración de 700 ppm

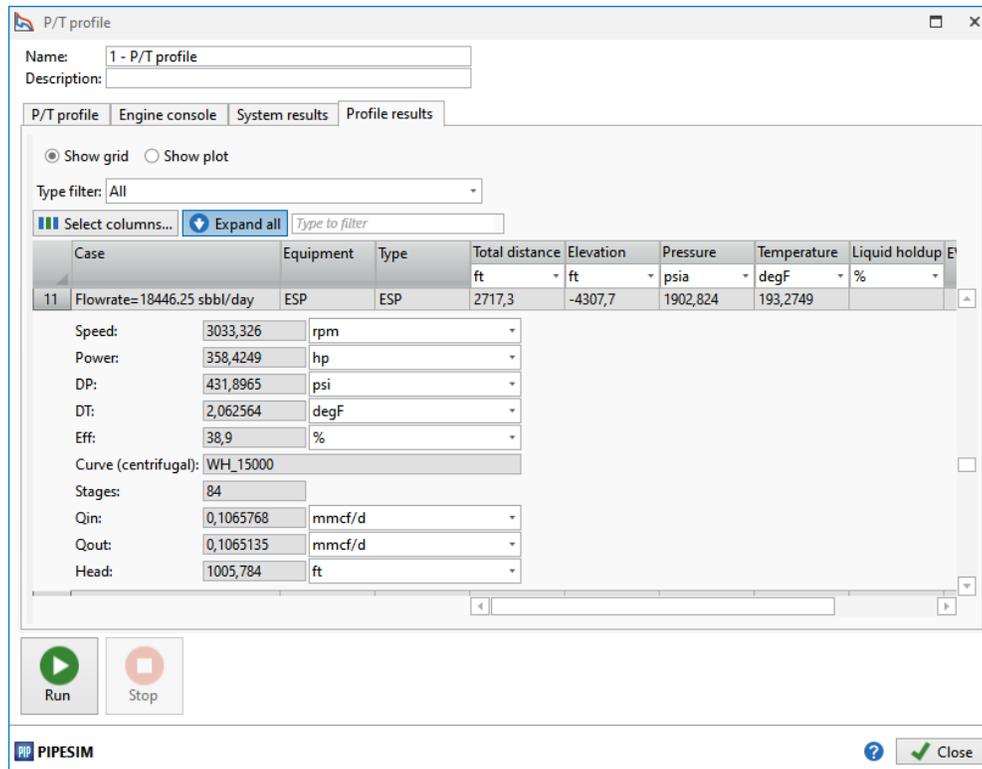


Nota. La figura el resultado del perfil de presiones a un determinado caudal. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

Con el comportamiento de la bomba se obtuvo un caudal de 18446,25 sbbl/day y se simuló el comportamiento de la bomba como se muestra en la Figura 27; determinando así la eficiencia y la potencia que utiliza la bomba para levantar esa cantidad de líquido.

Figura 36.

Ventana para el cálculo del caudal en presencia del rompedor a una concentración de 700 ppm de nanopartícula

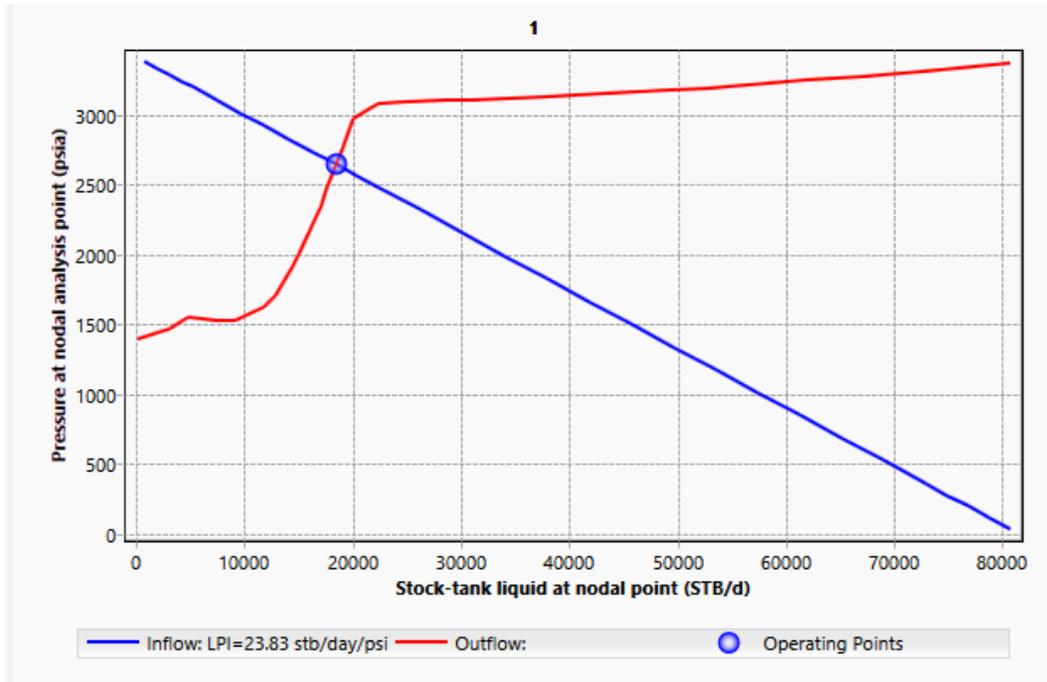


Nota. La tabla muestra el resultado de la eficiencia y la capacidad de levantamiento de la bomba para levantar 18446,25 sbbl/day. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

Por último, se determinaron las curvas de oferta y demanda las cuales se evidencian en la figura 37, la intersección de las curvas de oferta y demanda corresponde al punto óptimo de operación, para el tercer escenario la presión es de 18446,25 psia y el caudal de operación es de 2645,923stb/d

Figura 37.

Curvas de oferta y demanda para el crudo en presencia del rompedor 700 ppm



Nota. En la gráfica caudal vs presión se representan las curvas Inflow y Outflow. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

3.4.4 Cuarto escenario

La simulación del cuarto escenario corresponde a utilizar el rompedor de emulsiones con una concentración de nanopartícula de 1000 ppm.

3.4.4.a. Cálculo del caudal. Se determinó el caudal con la Ecuación 5, para este escenario se utilizó una viscosidad de 123 cp obtenida al utilizar el rompedor con una concentración de nanopartícula de 1000 ppm.

$$Q \frac{\text{STB}}{\text{day}} = \frac{0,00708 * 2035,6 \text{ md} * 271 \text{ ft} * (3420 \text{ Psi} - 1855,15 \text{ Psi})}{123 \text{ cp} * 1,04731 \frac{\text{bbl}}{\text{STB}} * 0,9903}$$

$$Q \frac{\text{STB}}{\text{day}} = 47907,01$$

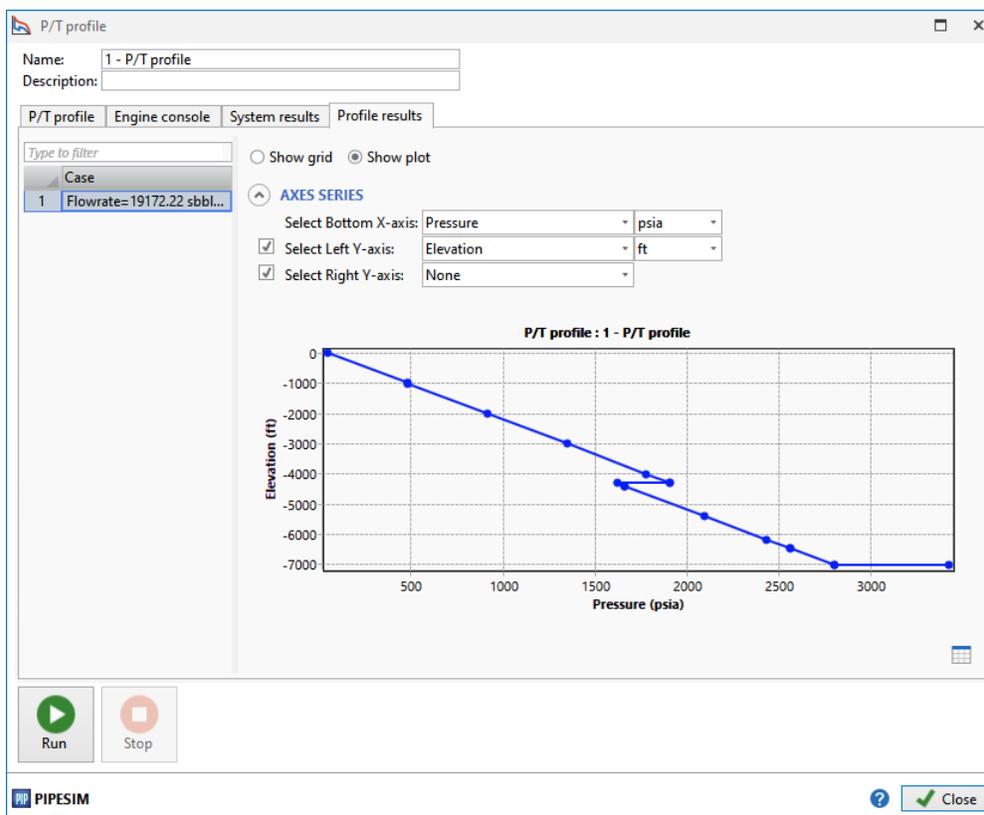
Con el caudal obtenido por la ecuación de Darcy se procedió a determinar el Índice de Productividad con la Ecuación 1.

$$IP = \frac{47907,01 \text{ BFPD}}{3420 - 1855,15} = 30,61$$

Una vez determinado el IP para el cuarto escenario, se simuló el escenario introduciendo el nuevo Ip en la sección P/T profile para determinar el caudal que produce el pozo en presencia de la Bomba electrosumergible como se muestra en la Figura 28.

Figura 38.

Ventana para el cálculo del caudal en presencia del rompedor a una concentración de 1000ppm de nanopartícula.

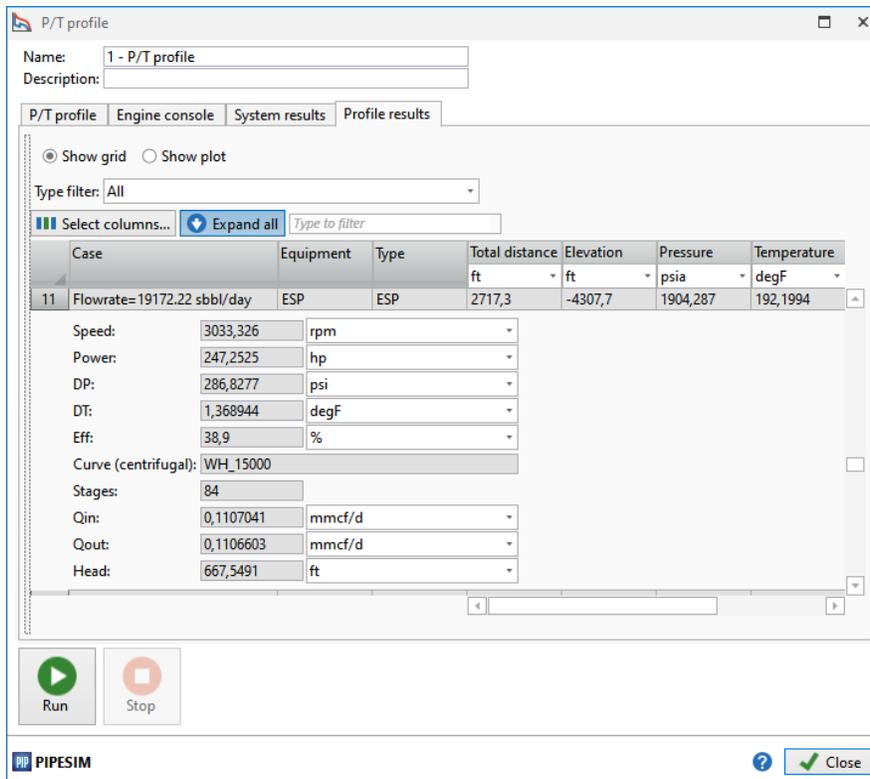


Nota. La grafica muestra la presión versus la elevación del pozo. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

El caudal determinado con la simulación para el escenario cuatro es de 19172,22 sbbl/day. En la Figura 39 se puede observar cómo trabaja la bomba en presencia del nanofluido.

Figura 39.

Comportamiento de la bomba en presencia del rompedor a una concentración de 1000ppm de nanopartícula.

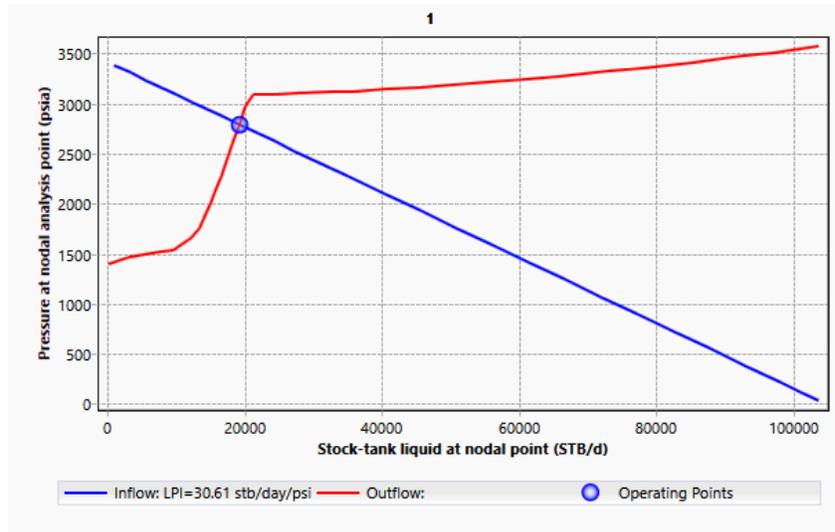


Nota. La tabla muestra el resultado de la eficiencia de la bomba para producir 19172,22 sbbl/day. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

También se determinó el punto óptimo de operación que corresponde al cruce de las curvas de oferta y demanda el cual se encuentra a una presión de 2793,662 psia y un caudal de 19172,22 stb/d, como se muestra en la Figura 40.

Figura 40.

Curvas de oferta y demanda para el crudo en presencia de nanofluido.



Nota. Se muestra las curvas de oferta y demanda para 1000 ppm de nanofluido. Tomado de: Pipesim, 2017.2.1071.0.[Página web].Schlumberger,2017.

En la Tabla 12 se observa que el caudal calculado por la simulación no corresponde al caudal determinado con la ecuación de Darcy esta incidencia en todos los escenarios se debe a que la ecuación de Darcy no tiene en cuenta la capacidad de la bomba, la bomba WH 15000 está diseñada para trabajar en un rango óptimo de 5000 a 18000 BPD, los caudales calculados con la reducción de viscosidad generada por el uso del nanofluido sobrepasan el caudal que puede levantar la bomba a superficie.

Tabla 12.

Caudales determinado para cada escenario.

Escenario	Concentración de la nanopartícula en el nanofluido	Viscosidad	Caudal	
			Determinado por la Ecuación de Darcy (BPD)	Determinado por la simulación (BPD)
2	450 ppm	169 cp	34867,23743	18230,51
3	700 ppm	158 cp	37294,70332	18446,52
4	1000 ppm	123 cp	47907,01728	19172,56

Nota. En la tabla se observa el efecto de la concentración de nanofluido respecto a la viscosidad y caudal.

En la Tabla 13 se presenta un compilado de los datos obtenidos durante la simulación para evaluar el comportamiento de la bomba en los cuatro escenarios, se observa que en el tercer y cuarto escenario la bomba no alcanza a levantar a superficie ni la mitad del caudal producido normalmente debido a que no está capacitada para trabajar en esas condiciones. También se puede determinar que a caudales superiores a 18000 BPD la bomba WH 15000 tendrá una reducción en su eficiencia en un 55% en comparación al comportamiento inicial; esto se debe a que el rompedor de emulsión reduce la viscosidad del fluido, al ocurrir estas reducciones de viscosidades en todos los escenarios se presenta un aumento en el caudal producido por el pozo, pero la bomba no tiene la capacidad de llevarlo a la superficie disminuyendo la eficiencia del sistema.

Tabla 13.

Tabla resumen de la simulación de los diferentes escenarios

Escenario	Eficiencia (%)	Potencia (hp)	Caudal (BPD)
Emulsión	69,53188	429,3266	14202,79
Emulsión + 450 ppm	38,9	389,832	18299,33
Emulsión + 700 ppm	38,9	358,4249	2645,923
Emulsión + 1000 ppm	38,9	247,2525	2793,662

Nota. La tabla muestra el cambio en el comportamiento de la bomba electrosumergible en cuanto a variables de eficiencia, potencia y caudal a diferentes concentraciones de nanofluido.

4. CONCLUSIONES

El uso de nanopartículas de sílice en crudo emulsionado se realizó a escala de laboratorio con el objetivo de solucionar un problema común en la industria como lo es la generación de emulsiones. En este proyecto se llegó a la conclusión que el uso de nanofluidos con nanopartículas de Sílice (SiO_2) es uno de los métodos más efectivos para la separación de emulsiones tipo agua en aceite, puesto que se evidenció que este método logró separar el 95% de agua contenida en el crudo utilizando una concentración de 450 ppm de nanofluido.

El tamaño de las gotas de agua presentes en la emulsión se reduce al aplicar el nanofluido. Podemos decir que la concentración de nanopartículas es directamente proporcional al tamaño de las gotas siempre y cuando se homogenice bien la mezcla emulsión – nanofluido y así este pueda actuar de manera eficiente desde el primer día de la aplicación.

La función del nanofluido en la emulsión es aumentar el pH de las gotas de agua provocando que estas se carguen negativamente y actúen de manera repulsiva para desestabilizar la emulsión hasta llegar a romperla.

La presencia de emulsiones tipo agua en aceite aumenta considerablemente la viscosidad del fluido producido y la resistencia interna del mismo. Al utilizar el nanofluido con nanopartículas de Sílice (SiO_2) se obtiene una reducción en la viscosidad en un 30% a un 60% dependiendo la concentración de la nanopartícula. Cabe destacar que la concentración de la nanopartícula es inversamente proporcional a la viscosidad, es decir cuando mayor sea la concentración usada menor será la viscosidad del fluido a producir.

Para mejorar la eficiencia de la bomba electrosomergible en el pozo Castilla Norte 3 se debe controlar la concentración de la nanopartícula de sílice (SiO_2) para que la bomba trabaje dentro de los rangos óptimos de operación, disminuya el consumo de energía e incremente la producción del pozo. En el caso de la bomba WH15000 es importante

trabajar con concentraciones menores a 450 ppm debido a que en esta concentración se disminuye la viscosidad en un 59% lo que hace que la bomba trabaje en su límite de operación.

La estabilidad del nanofluido con nanopartículas de sílice (SiO_2) aumentará siempre y cuando el fluido portador tenga un pH mayor a 2,42. De lo contrario las nanopartículas se cargarán positivamente y por efecto de coalescencia se unirán, esto producirá que se decanten generando un daño en la bomba electrosumergible. Además, aumentará la viscosidad del fluido y su resistencia interna lo que dificultará su producción.

En el pozo Castilla Norte 3 la propiedad fisicoquímica de viscosidad es inversamente proporcional al caudal producido debido a que a medida que la viscosidad disminuye el caudal aumenta. Por otro lado, a medida que el caudal de producción aumenta, el índice de productividad (IP) también aumenta, esto significa que la variable de caudal y la variable de IP son directamente proporcionales.

BIBLIOGRAFÍA

-
- [1] Noticias ONU, "La población mundial sigue en aumento, aunque sea cada vez más vieja," 17, junio, 2019, [En línea]. Disponible: <https://news.un.org/es/story/2019/06/1457891>. [Acceso: marzo 10, 2020].
- [2] J. Mitchell, V. Marcel and B. Mitchell, "*What Next for the Oil and Gas Industry?*" Londres, oct, 2012. [PDF]. Disponible: https://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy%2C%20Environment%20and%20Development/1012pr_oilgas.pdf . Acceso: mar,10,2021.
- [3] W. Kang., B. Xu., Y. Wang., Y. Li., X. Shan., F. An., J. Liu, "Stability mechanism of W/O crude oil emulsion stabilized by polymer and surfactant", *Colloids and Surfaces A: Physicochem*, vol. 384, pp. 555-560, jul, 2011, <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.05.017> [Acceso: marzo 10, 2021]
- [4] S. Kokal, "Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review", *SPE Prod & Fac*, vol. 20, pp. 5-13, Feb, 2005, DOI: <https://doi.org/10.2118/77497-PA> [Acceso: marzo 10, 2020].
- [5] J. Villegas, N. Arcila, D. Ortega, C. Franco, F. Córtes, "Crude Oil Removal from Production Water Using Nano-Intermediates of a SiO₂ Support Functionalized with Magnetic Nanoparticles", *DYNA*, vol. 84, no. 202, pp. 65-74, sep, 2017, DOI: <http://dx.doi.org/10.15446/dyna.v84n202.63686> [Acceso: marzo 10, 2021].
- [6] E. Záyago, G. Foladori, "La nanotecnología en México: un desarrollo incierto", *Economía, Sociedad Y Territorio*, vol. 10, no. 32, pp. 143-178, ene./abr, 2010, Disponible: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-84212010000100006. [Acceso: marzo 12, 2021].
- [7] J. F. Cruz., *Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2013.
- [8] C. Hoppe, F. Williams, "Nanomateriales creados en la Argentina", *Ciencia hoy*, vol. 21, no. 124, pp. 33-38, Sep, 2011, URI: <http://hdl.handle.net/11336/8195> . [Acceso: marzo 12, 2021].
- [9] R. Zanella, "Metodologías para la síntesis de nanopartículas controlando forma y tamaño", *Mundo Nano. Revista Interdisciplinaria En Nanociencias Y Nanotecnología*,

vol.5,no.1,pp.70,2014, DOI: <https://doi.org/10.22201/ceiich.24485691e.2012.1.45167>
[Acceso: mayo 6, 2020].

- [10] V. Sebastian, "Nanocristales, nuevos materiales con propiedades y aplicaciones únicas", *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, vol.26, no. 3, pp. 306-314, 2018 [En línea] Disponible: <https://raco.cat/index.php/ECT/article/view/343169>. [Acceso: septiembre 18, 2020]
- [11] G. Mendoza, J. L. Rodríguez López, "La nanociencia y la nanotecnología: una revolución en curso", *Perfiles Latinoamericanos*, no. 29, pp. 161-186, ene-jun, 2007, [En línea]. Disponible: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=11502906> [Acceso: mayo 6, 2020].
- [12] E. Abascal Carral, *Aportaciones para el uso de nanofluidos en un intercambiador de calor de carcasa y tubos*, Master, Facultad de Ingenierías, Universidad de Cantabria-Universidad del País Vasco, España, 2019
- [13] A. D., Pizarro, *Nanofluidos Para La Recuperación Mejorada De Petróleo*. tesis pre. Facultad de Ingenierías, Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Patagonia Argentina, 2018.
- [14] R. Mondragón, J. Juliá, A. Barba, J. Jarque, "Preparación y caracterización de nanofluidos: Influencia de variables sobre su estabilidad, estado de aglomeración y propiedades físicas", *Boletín de la sociedad española de cerámica y vidrio*, vol. 53, no. 3, pp. 101-110, May/Jun, 2014, DOI: [10.3989/cyv.142014](https://doi.org/10.3989/cyv.142014). [Acceso: marzo 14, 2021].
- [15] S. Mukherjee, S. Paria, "Preparation and Stability of Nanofluids-A Review", *IOSR*, vol. 9, no. 2, pp. 63-69, Sep/Oct, 2013, DOI: [10.9790/1684-0926369](https://doi.org/10.9790/1684-0926369). [Acceso: marzo 14, 2021].
- [16] R. Mondragón, *Estudio de la cinética de secado de gotas de nanofluidos, y su caracterización microestructural y mecánica de los gránulos obtenidos*. tesis doc. Facultad de Ingenierías, Universidad Jaume I de Castello, Castellón de la Plana, 2013.

-
- [17] S. A. Ahualli, "*Propiedades Electrocinéticas De Suspensiones Coloidales Concentradas*", Universidad de Granada, Granada, 2008.[PDF]. Disponible: <https://hera.ugr.es/tesisugr/17386366.pdf>. Acceso: mar,10,2021.
- [18] IUPAC. "Compendium of Chemical Terminology, 2nd ed. (the "Gold Book"). Compiled by A. D. McNaught and A. Wilkinson. Blackwell Scientific Publications" [En línea]. <https://doi.org/10.1351/goldbook>. [Acceso: marzo 15, 2021]
- [19] E. Hernandez, "*fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y su aplicación en la industria petrolera*", Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2008.[PDF].Disponible:<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/14861/1/FUNDAMENTOS%20DE%20LAS%20EMULSIONES%20AGUA-ACEITE%20CRUDO%20Y%20SU%20APLICACI%C3%93N%20EN%20LA%20INDUSTRIA%20PETROLERA.pdf> .Acceso: mar,10,2021.
- [20] G. Chen and D. Tao, "*An experimental study of stability of oil–water emulsion*", Fuel Process Technol, 2005 [PDF]. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378382004001213>. Acceso: mar,11,2021.
- [21] I. Aranberri, B. Binks, J. Clint, P. Fletcher, "Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polímeros y agentes tensioactivos", *Revista iberoamericana de polímeros*, vol. 7, no. 3, Ago, 2006, Disponible: <https://reviberpol.files.wordpress.com/2019/08/2006-aranberri.pdf>. [Acceso: marzo 12, 2021].
- [22] P. E. Noguera, "*Investigación De Los Factores Influyentes En El Comportamiento Reológico Y Estabilidad De Emulsiones De Petróleo Crudo Cubano*", Universidad de Instituto Superior Minero Metalúrgico, 2008.[PDF]. Disponible: <http://ninive.ismm.edu.cu/handle/123456789/3394>. Acceso: mar,09,2021.
- [23] S. Arismendi, J. Santander, J. Harrysong, *Optimización utilizando modelaje del bombeo electrosumergible*, tesis pre. Facultad de Ingenierías, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2007.
- [24] S. C. M. Lucas Isizán, "*Optimización De La Producción De Petróleo Del Pad De Mayor Producción Del Campo Cuyabeno-Sansahuari Mediante La Utilización De Un Simulador De Flujo Multifásico En Tuberías*", Universidad central de Ecuador,

-
- Ecuador, 2019 .[PDF]. Disponible: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/17662> . Acceso: mar,12,2021. Pag.23-28-26-27-34-36-34-36-35
- [25] J. D. Orejarena " *Diseño Del Equipo De Bombeo Electrosumergible Para Un Campo Colombiano Ubicado En La Cuenca De Los Llanos Orientales Mediante La Herramienta Designpro 9.0.2*", Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2018.[PDF]. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172325.pdf> . Acceso: mar,12,2021. pag 33-25-25-26
- [26] L. A. Constante Barragan, " *Localizacion, Detección Y análisis De Fallas En El Sistema De Bombeo Electrosumergible Para La Región Amazónica Del Ecuador*", Escuela Politécnica del Ejército, Latacunga, 2002. [PDF]. Disponible: <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/3996> . Acceso: mar,09,2021.
- [27] SCRIBD. "User Guide - PIPESIM Suite", Schlumberger, [En línea]. <https://es.scribd.com/document/221805281/Pipesim-User-Guide> . [Acceso: marzo 15, 2021]
- [28] Course Hero. "NanoPlus Zeta Potential and Nano Particle Analyzer", Particulate Systems, [En línea]. <https://www.coursehero.com/file/19285776/NanoPlus-Brochure-Final-v8/> . [Acceso: marzo 20, 2021]
- [29] Bruker . "Guía sobre espectroscopía FT-IR", Bruker.com, [En línea]. <https://www.bruker.com/es/products-and-solutions/infrared-and-raman/ft-ir-routine-spectrometer/what-is-ft-ir-spectroscopy.html> . [Acceso: abril 20, 2021]
- [30] S. Betancur Márquez *Desarrollo De Nanopartículas Basadas En Sílice Para La Inhibición De La Precipitación/Deposición De Asfáltenos*", Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2016.[PDF]. Disponible: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/55847> . Acceso: mar,30,2021.
- [31] Malvern Panalytical. "Potencial zeta - Material Analysis and Biophysical Characterization", [En línea]. <https://www.malvernpanalytical.com/es/products/measurement-type/zeta-potential> . [Acceso: abril 22, 2021]
- [32] B. Guo, X. Tan, X. Liu. (2017). Petroleum Production Engineering. [En línea]. Disponible: <https://www.elsevier.com/books/petroleum-production-engineering/guo-phd/978-0-12-809374-0>

-
- [33] S. Han wu, C. Mou, H. Pin Lin (2013). Synthesis of mesoporous silica nanoparticles. [Enlínea]. Disponible: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2013/cs/c3cs35405a>
- [34] D. Guzmán, *Análisis del comportamiento de las emulsiones y su influencia en la cadena de producción de hidrocarburos*”, Universidad Industrial de Santander, 2018.[PDF]. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173272.pdf>. Acceso: mar,25,2021.
- [35] F. Mendoza, *Análisis multiescala de propiedades asociadas a la estabilidad de emulsiones directas altamente concentradas.”*”, Universidad de los Andes, 2018.[PDF]. Disponible: <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/40125/u807843.pdf?sequence=1> . Acceso: mar,25,2021.
- [36] Manual Estructuración del Trabajo de Grado. Fundación Universidad de América, 2021. [PDF].

ANEXO 1

RECOMENDACIONES

Debido a la efectividad de la nanopartícula de SiO_2 en la disminución de la viscosidad del crudo se aconseja realizar escenarios en donde se disminuya la concentración de la nanopartícula.

Se recomienda el uso de nanopartículas de sílice funcionalizadas con nanopartículas de magnetita debido a que tienen amplia área de superficie y afinidad hacia la adsorción de hidrocarburos pesados y por el componente magnético facilitaría su remoción en superficie.

Se aconseja realizar un análisis financiero de la viabilidad del uso de nanofluidos como rompedor de emulsiones comparándolos con los rompedores comerciales usados normalmente.

Se sugiere la aplicación del nanofluido en pozos que operen con bombas electrosumergibles con capacidad de levantar grandes caudales de fluido.

Se recomienda realizar una nueva simulación enfocada al yacimiento y a la producción con un simulador que permita modificar propiedades fisicoquímicas como la viscosidad.