

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD
EN EL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO DE LA ESTACIÓN A1 DEL
CAMPO CS-E DE LA EMPRESA ECOPETROL S.A.**

JESSICA ALEJANDRA CUERVO LOPEZ

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD
EN EL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO DE LA ESTACIÓN A1 DEL
CAMPO CS-E DE LA EMPRESA ECOPETROL S.A.**

JESSICA ALEJANDRA CUERVO LOPEZ

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Director
ANDERSON REYES MONTOYA
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

NOTA DE ACEPTACION

Bogotá, febrero de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA - PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA - PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de ingeniería

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Fundación 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.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, deseo expresar mi agradecimiento a Dios por bendecirme y guiarme en el camino para llegar hasta donde he llegado.

Al director de esta tesis, Ing. Anderson Reyes, por la dedicación y apoyo que ha brindado a este trabajo, por el respeto a mis sugerencias e ideas y por la dirección y el rigor que ha facilitado a las mismas. Gracias por la confianza ofrecida desde que llegue a Ecopetrol S.A.

Gracias a mis padres Carlos Humberto y María Alejandra y a mis hermanos Carlos David y Paula Daniela, porque ustedes son el motor de mi vida y la motivación más grande para cada día ser mejor persona, amiga, hija y hermana, de quienes he recibido un gran apoyo incondicional en los momentos difíciles de este trabajo y esta profesión, enseñándome a luchar por mis metas y mis sueños, con dedicación y amor, porque gracias a ustedes tengo el mejor ejemplo de una familia y entiendo que la unión hace la fuerza y el que persevera alcanza. Gracias equipo por todas las enseñanzas aprendidas, por sus buenos deseos y sus buenas energías, los amo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	22
1. MARCO TEORICO	26
1.1 GENERALIDADES DE LA ESTACION A1	26
1.1.1 Condiciones del lugar.	26
1.1.2 Capacidad de la estación.	27
1.2 PRODUCCION	28
1.2.1 Características del crudo.	29
1.3 DESCRIPCION GENERAL DE LOS EQUIPOS DEL PROCESO	29
1.3.1 Múltiples de recibo e inyección de químicos.	29
1.3.2 Tanque de surgencia.	31
1.3.3 Tanque de compensación o tanque de cabeza.	31
1.3.4 Bombas de trasvase o bombas de carga.	32
1.3.5 Brazos o trenes de dilución.	32
1.3.6 Tanque de lavado.	33
1.3.7 Tanque de almacenamiento.	33
1.3.8 Unidad LACT (lease automatic custody transfer).	33
1.4 DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO	34
1.4.1 Sistema de crudo.	34
1.4.2 Sistema de agua de producción.	37
1.4.3 Sistema de recuperación de vapores de nafta.	37
1.5 MEJORADORES DE FLUJO O REDUCTORES DE VISCOSIDAD	37
1.5.1 Tipos de reductores de viscosidad.	38
1.5.2 Equipos y beneficios de los reductores de viscosidad.	39
2. METODOLOGIA Y DATOS	40
2.1 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD	41
2.1.1 Procedimiento de las pruebas de fluidos.	43
2.1.2 Datos de las pruebas de fluidos.	47
2.1.3 Procedimiento de las pruebas de botella.	47

2.1.4	Datos de las pruebas de botella.	51
2.2	DETERMINACION DE BSW POR METODO DE CENTRIFUGA	52
2.3	PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE CAMPO	56
2.3.1	Sistemas involucrados.	56
2.3.2	Duración de la prueba, variables de seguimiento y construcción de la línea base.	57
2.3.3	Guías de control y Ventanas operativas.	59
2.3.4	Riesgos en el desarrollo de la prueba.	60
2.4	DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD POR METODO DE BROOKFIELD	63
2.5	DETERMINACION DE LA RELACION BENFICIO / COSTO	65
3.	RESULTADOS Y ANALISIS	69
3.1	PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD	69
3.1.1	Pruebas de fluidos.	69
3.1.2	Pruebas de botella.	74
3.2	PRUEBA DE CAMPO	91
3.2.1	Seguimiento de las variables operativas.	91
3.2.2	Comportamiento de la viscosidad, la presión y la producción en el proceso actual vs. En el proceso con la inyección del reductor de viscosidad.	99
3.3	VIABILIDAD FINANCIERA	108
3.3.1	Cantidad de reductor de viscosidad.	108
3.3.2	Cantidad de Nafta.	109
3.3.3	Flujo de caja sin proyecto.	110
3.3.4	Flujo de caja con proyecto.	110
3.3.5	Evaluación de la relación beneficio / costo	112
4.	CONCLUSIONES	115
5.	RECOMENDACIONES	117
	BIBLIOGRAFIA	118

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Condiciones del lugar (precipitación)	24
Tabla 2. Condiciones del lugar (temperatura)	25
Tabla 3. Capacidad actual estación A1	26
Tabla 4. Propiedades del crudo	27
Tabla 5. Características del diluyente	30
Tabla 6. Datos de las pruebas de fluidos	45
Tabla 7. Datos de las pruebas de botella	49
Tabla 8. Variables operativas para el seguimiento de la prueba	55
Tabla 9. Guías de control	57
Tabla 10. Ventanas operativas	57
Tabla 11. Composición de muestras para prueba de fluidos	69
Tabla 12. Resultados en volumen de la separación agua – crudo	69
Tabla 13. Eficiencias de la separación agua – crudo	70
Tabla 14. Resultados del BSW inicial	75
Tabla 15. Dosificaciones de los tratamientos químicos en las botellas	76
Tabla 16. Caída de agua de las muestras de crudo a temperatura del fondo de campo simulando proceso en tanques de surgencia	77
Tabla 17. Eficiencias de caída de agua de las muestras de crudo a temperatura del fondo de campo simulando proceso en tanques de surgencia	78
Tabla 18. Caída de agua de las muestras de crudo a temperatura de prueba simulando proceso en trenes de dilución	80
Tabla 19. Eficiencias de la caída de agua de las muestras de crudo a temperatura de prueba simulando proceso en trenes de dilución	81
Tabla 20. Caída de agua de las muestras de crudo simulando tiempos de residencia del tanque de lavado	82
Tabla 21. Eficiencias de la caída de agua de las muestras de crudo simulando tiempos de residencia del tanque de lavado	84
Tabla 22. Determinación del BSW con una muestra tomada 20% por encima de la interface simulando condiciones de rebose	86
Tabla 23. Determinación del BSW con la compuesta de la muestra	89
Tabla 24. Seguimiento de variables operativas en la troncal CLB2	92
Tabla 25. Seguimiento de variables operativas en el tanque de surgencia	94
Tabla 26. Seguimiento de variables operativas en el tanque de lavado	96
Tabla 27. Datos de viscosidad dinámica del CLB2	99
Tabla 28. Resultados de la caída de presión	101
Tabla 29. Datos de viscosidad dinámica del tanque de lavado	105
Tabla 30. Gasto anual sin proyecto	109
Tabla 31. Gasto anual con proyecto	110
Tabla 32. Beneficios a 5 años proyectados	112

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Descripción de los productos químicos	28
Cuadro 2. Pozos incluidos para la muestra compuesta	73

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema general del proceso de tratamiento de crudo en estación A1	34
Figura 2. Actividades a realizar para la evaluación del reductor de viscosidad	39
Figura 3. Recursos para las pruebas de compatibilidad	40
Figura 4. Procedimiento pruebas de fluido	42
Figura 5. Procedimiento pruebas de botella	46
Figura 6. Determinación de los porcentajes de: BSW, agua libre, sólidos y emulsión primaria	51
Figura 7. Determinación de los porcentajes de: BSW, agua libre con química, sólidos y emulsión secundaria	52
Figura 8. Procedimiento para la determinación de BSW por el método de la centrifuga	53
Figura 9. Sistemas involucrados en la prueba	55
Figura 10. Riesgos en el desarrollo de la prueba	60
Figura 11. Viscosímetro de Brookfield	61
Figura 12. Determinación del indicador beneficio / costo	63

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Determinación de la cantidad del tratamiento químico	44
Ecuación 2. Determinación del BSW total	52
Ecuación 3. Determinación del gasto anual	65
Ecuación 4. Determinación de beneficios	65
Ecuación 5. Determinación del VPN_B	66
Ecuación 6. Determinación de la relación beneficio / costo	66

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Eficiencia de separación Agua - Crudo vs. Tiempo	71
Grafica 2. Eficiencia de la caída de agua a 81°C simulando el comportamiento en el tanque de surgencia vs Tiempo	79
Grafica 3. Eficiencia de la caída de agua a 66°C simulando el comportamiento en los brazos de dilución vs Tiempo	81
Grafica 4. Eficiencia de la caída de agua a las 14 horas vs Concentración del reductor de viscosidad	85
Grafica 5. Porcentajes de sólidos, agua y emulsiones vs. Concentraciones del reductor de viscosidad con una muestra tomada 20% por encima de la interface	88
Grafica 6. Porcentajes de sólidos, agua y emulsiones vs. Concentraciones del reductor de viscosidad con la compuesta de la muestra	89
Grafica 7. Seguimiento de variables operativas Troncal CLB2 vs. Tiempo	93
Grafica 8. Seguimiento de variables operativas Tanque de surgencia vs. Tiempo	95
Grafica 9. Seguimiento de variables operativas Tanque de lavado vs. Tiempo	98
Grafica 10. Comportamiento de la reducción de viscosidad en la troncal CLB2	100
Grafica 11. Seguimiento de la presión en múltiples CL02, CL04 y CL05	101
Grafica 12. Comportamiento de la presión del CL02 vs. Tiempo	102
Grafica 13. Comportamiento de la presión del CL04 vs. Tiempo	102
Grafica 14. Comportamiento de la presión del CL05 vs. Tiempo	103
Grafica 15. Comportamiento de la reducción de viscosidad y el consumo de nafta con respecto al tiempo en el tanque de lavado	107

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Muestras patrón (crudo troncal CLB2 + tratamiento reductor de viscosidad + agua troncal CLB2)	71
Imagen 2. Filtración del fluido de las botellas	72
Imagen 3. Filtrado final del fluido de las botellas	73
Imagen 4. Determinación del BSW inicial por método de la centrifuga	74
Imagen 5. Botellas 1, 2, 3, 4, 5, blanco (crudo + tratamiento reductor de viscosidad + rompedor directo + nafta)	85
Imagen 6. Botellas 4, 5, 6, 7, 8, blanco (crudo + tratamiento reductor de viscosidad + rompedor directo + nafta)	86
Imagen 7. Comportamiento de variables operativas de 22 pozos asociados a la troncal CLB2	104

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Baño maría llegando a la temperatura de fondo de campo 81°C	121
Anexo B. Agitador mecánico con 9 botellas en pruebas de compatibilidad	122
Anexo C. Baño maría llegando a la temperatura de prueba 66°C	123
Anexo D. Calentamiento de botellas en el baño maría	124
Anexo E. Centrifuga con las muestras de las 9 botellas para la determinación de BSW	125
Anexo F. hoja de seguridad reductor de viscosidad	126

ABREVIATURAS

°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
API	American Petroleum Institute
BBL	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPD	Barriles por día
BSW	Contenido de aguay sedimentos
Btu	British thermal unit
BWPD	Barriles de agua por día
CL	Clúster
cm ³	Centímetros cúbicos
ft	Pies
g	Gramo
gal	Galones
hr	Hora
ICP	Instituto colombiano de petróleo
KBOPD	Miles de barriles de petróleo por día
km	Kilómetros
LACT	Lease automatic custody transfer
LB	Línea base
m	Metros
mm	Milímetros
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día
PCL	Printer Command Language
ppm	Partes por millón
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta
STAP	Sistema de tratamiento de agua de producción
VPN _B	Valor presente neto de beneficios
VPN _C	Valor presente neto de costos

GLOSARIO

BS&W¹: abreviatura que se antepone a indicar el porcentaje de materiales extraños y agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados del mismo antes de su entrega en el punto de venta.

CLÚSTER: localización geográfica de un conjunto de cabezales de pozos en superficie dispuestos en una plataforma.

COALESCENCIA²: es la propiedad o capacidad de ciertas sustancias para unirse o fundirse con otras en una sola.

DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS³: proceso mediante el cual se separa la máxima cantidad de agua contenida en el crudo de forma emulsionada o libre.

DILUYENTE: agente que se le agrega a un líquido demasiado espeso para que pueda fluir, reduciendo el valor de la viscosidad.

EMULSIÓN⁴: sistema de dos fases que consta de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos.

FISCALIZACIÓN⁵: inspección y verificación de la cantidad y la calidad de cierto fluido producido.

MÚLTIPLE: colector de tubería que permite equilibrar la presión con el recibo de varias corrientes de proceso para permitir una distribución de flujo uniforme.

NAFTA⁶: mezcla inflamable de hidrocarburo líquido usada para diluir petróleo crudo pesado para reducir su viscosidad y facilitar el transporte.

VISCOSIDAD: resistencia que presenta el fluido al moverse.

¹ (en línea) disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/1385/1/T-UCE-0012-258.pdf>

² (en línea) disponible en: <https://www.wordreference.com/definicion/coalescencia>

³ (en línea) disponible en: https://issuu.com/vicenteregulez/docs/deshidratacion_del_crudo

⁴ (en línea) disponible en: <https://www.ecured.cu/Emulsi%C3%B3n>

⁵ (en línea) disponible en: <http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/33387/1/133668.pdf>

⁶ (en línea) disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Nafta>

RESUMEN

El crudo proveniente del campo CS-E es un crudo con una gravedad API de 11.8⁷, en el proceso de dilución con el fin de lograr la reducción de la viscosidad de este para su transporte se consumen alrededor de 8000⁸ bls/día de Nafta, lo inquietante de este consumo es el precio elevado y variable del barril de Nafta el cual tiene un valor aproximado de 100 USD/bbl por lo que se incrementan los costos de operación del campo.

Por lo anterior en el presente proyecto se propuso la evaluación de la implementación de un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo en la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. la cual se llevó a cabo inicialmente en los laboratorios de la estación mencionada determinando la incidencia que tendría el producto reductor de viscosidad en diferentes concentraciones con el producto rompedor directo que actualmente está en el campo; lo anterior se realiza mediante las pruebas de compatibilidad (pruebas de fluido y pruebas de botellas) con el uso de equipos tales como: centrifuga, baño maría, horno, vidriería de laboratorio y cámara fotográfica, en donde se encontró que la incidencia fue nula.

Por otra parte, se realizó la validación del reductor de viscosidad mediante la implementación de la prueba de campo en la estación A1 con la concentración del reductor de viscosidad seleccionada a nivel laboratorio la cual tiene un valor de 1000 ppm monitoreando variables tales como la viscosidad dinámica y los porcentajes de: sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW, en donde se observó ruptura completa de las emulsiones y crudo dentro de parámetros. La viscosidad dinámica fue determinada por el método de viscosidad de brookfield, y los porcentajes de: sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW se determinarán por el método de la centrifuga.

Posteriormente, se analizó el comportamiento de los parámetros de viscosidad, presión y producción de crudo con la inyección del reductor de viscosidad evaluado y la inyección de nafta (proceso propuesto) y el comportamiento de estas mismas variables sin esta inyección, únicamente con la inyección de nafta (proceso actual) en el proceso en donde se evidencio una eficiencia del reductor de viscosidad en conjunto con la nafta del 45% disminuyendo presión y aumentando la producción.

Por último se determinó la viabilidad financiera del uso del reductor de viscosidad con la ejecución de la prueba de campo en la estación A1, para esto se utilizó el indicador beneficio / costo realizando un diagnóstico del estado financiero actual dado por el consumo de Nafta para el proceso de dilución, mediante una revisión de los registros históricos del campo y de esta manera establecer el consumo y sus

⁷ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p8

⁸FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p21

costos; de igual forma, se evaluaron los gastos del reductor de viscosidad determinando su inversión inicial y los costos durante el proceso y finalmente se obtuvo un indicador beneficio / costo con un valor de 1.8 determinando que el proyecto es viable porque su valor es mayor a 1, esto quiere decir que el beneficio es mayor a su costo, por lo tanto, el tiempo de proyección establecido va a presentar rentabilidad, ya que la inversión del proyecto se recuperara en menor tiempo del periodo evaluado.

Palabras clave: Reductor, Viscosidad, Nafta, flujo, Tratamiento, petróleo, crudo

ABSTRACT

The crude oil coming from the CS-E field is a crude oil with an API gravity of 11.8°, in the dilution process in order to achieve its viscosity reduction for transportation, around 8000 bls / day of Nafta are consumed, What is disturbing about this consumption is the high and variable price of the Nafta barrel, which has an approximate value of 100 USD / bbl, which increases the field's operating costs. Therefore, in the present project, the evaluation of the implementation of a viscosity reducer in the crude treatment process in station A1 of the CS-E field of the company Ecopetrol S.A. was proposed. which was initially carried out in the laboratories of the mentioned station, determining the incidence that the viscosity reducing product would have in different concentrations with the direct breaker product that is currently in the field; This is done through compatibility tests (fluid tests and bottle tests) with the use of equipment such as: centrifuge, water bath, oven, laboratory glassware and photographic camera, where the incidence was found to be nil.

On the other hand, the validation of the viscosity reducer was carried out by implementing the field test in station A1 with the concentration of the viscosity reducer selected at the laboratory level which has a value of 1000 ppm monitoring variables such as dynamic viscosity and the percentages of: solids, water, primary emulsion, secondary emulsion and BSW, where complete breakdown of the emulsions and crude within parameters was observed. The dynamic viscosity was determined by the Brookfield viscosity method, and the percentages of: solids, water, primary emulsion, secondary emulsion and BSW will be determined by the centrifuge method. Subsequently, the behavior of the parameters of viscosity, pressure and crude oil production was analyzed with the injection of the evaluated viscosity reducer and the injection of naphtha (proposed process) and the behavior of these same variables without this injection, only with the injection of naphtha (current process) in the process where an efficiency of the viscosity reducer in conjunction with 45% naphtha was evidenced, reducing pressure and increasing production.

Finally, the financial viability of the use of the viscosity reducer was determined with the execution of the field test in station A1, for this the benefit / cost indicator was used, making a diagnosis of the current financial status given by the consumption of Naphtha for the dilution process, through a review of the historical records of the field and thus establish consumption and its costs; likewise, the expenses of the viscosity reducer were evaluated determining its initial investment and the costs during the process and finally a benefit / cost indicator was obtained with a value of 1.8 determining that the project is viable because its value is greater than 1, This means that the benefit is greater than its cost, therefore, the established projection time will show profitability, since the project investment will recover in less time than the period evaluated.

Keywords: Reducer, Viscosity, Naphtha, flow, Treatment, oil, crude

INTRODUCCION

El crudo que proviene de Campo CS-E es un crudo con una gravedad API de 11.8⁹, este campo actualmente cuenta con tres estaciones de tratamiento de crudo (Estación C1, Estación C2 y Estación A1) las cuales procesan 114.000¹⁰ barriles de petróleo por día en total, provenientes de 590¹¹ pozos distribuidos en las formaciones productoras: Guadalupe Masivo/Une (K2), Guadalupe Superior/Chipaque (K1) y San Fernando (T2) y alineados a cada una de las estaciones del Campo CS-E. El presente proyecto será desarrollado en la estación A1 la cual se divide en dos módulos de tratamiento denominados 90K y 30K, los cuales procesan alrededor de 67.000 barriles de petróleo diarios mediante una serie de procesos conformados por inyección de químicos, tanques de surgencia, botas de gas, tanques de compensación, brazos o trenes de dilución, tanques de lavado, tanques de almacenamiento y finalmente facilidades para su despacho. Por otra parte, en el proceso de dilución se consumen alrededor de 8000¹² bls/día de Nafta la cual es bombeada desde la estación CH-E por el Naftaducto para ser distribuida en los trenes de dilución y lograr reducir la viscosidad del crudo para su transporte; lo inquietante de este consumo es el precio elevado y variable del barril de Nafta el cual tiene un valor aproximado de 100 USD/bbl por lo que se incrementan los costos de operación del campo. Los costos correspondientes a este gasto oscilan alrededor de 800.000 USD/día, adicionalmente la empresa Ecopetrol S.A. tiene como meta seguir implementando las políticas de optimización de procesos proporcionando beneficios en el área técnica y en el área financiera de la misma, partiendo de estas políticas la compañía busca eficiencia en su operatividad y reducción de costos de operación en el manejo de crudo en superficie.

Debido a lo anterior, se observa que la Nafta además de ser un disolvente costoso, es volátil e indispensable para el tratamiento de crudo, por ello con el ánimo de explorar nuevas alternativas Ecopetrol a finales del año 2018 y principios de 2019 inicio con la búsqueda de alternativas para la optimización de costos en el Campo CS-E, en este proceso se presentaron varias propuestas de reductores de viscosidad, una de estas fue el reductor de viscosidad propuesto por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) llamado JUPITER, este fue probado en el Campo CH-E obteniendo graves consecuencias para el tratamiento de crudo en la estación de este campo, debido a que ocasiono emulsiones en los tanques y espuma en el tratamiento de agua de producción por la cantidad de surfactantes que este producto posee, por lo anterior el campo CS-E aún sigue analizando esta opción y buscando más propuestas debido a que no quieren arriesgarse a estas posibles consecuencias, por otra parte empresas contratistas también han propuesto varios reductores de viscosidad los cuales se piensan evaluar a lo largo del tiempo debido

⁹ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p8

¹⁰ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p8

¹¹ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p18

¹² FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p21

a que el presupuesto para estas pruebas de campo es limitado, por lo tanto, se iniciara con la evaluación de la implementación de un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del Campo CS-E dado que este es uno de los reductores propuestos a evaluar; partiendo de esto se presenta la siguiente hipótesis: mediante la implementación de un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del Campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. se lograrán optimizar el proceso de dilución con nafta, los costos y la eficiencia de la operación.

Con el fin de soportar y complementar este proyecto, se menciona a continuación tres investigaciones llevadas a cabo en diferentes partes del mundo relacionadas con la implementación de reductores de viscosidad, en el primer estudio se propone un nuevo tipo de diluyente a base de plantas, y se estudia su eficacia en la reducción de la viscosidad del petróleo pesado para diferentes concentraciones, temperaturas y velocidades de cizallamiento¹³ de allí se puede resaltar la comparación del rendimiento del solvente propuesto y los solventes reductores de la viscosidad comunes debido a que es uno de los objetivos específicos para llegar a un resultado más verídico.

El segundo estudio presenta una nueva tecnología, asegurando el flujo en un campo de crudo extra pesado en donde se describe un exitoso estudio piloto llevado a cabo en la región de los Llanos Orientales de Colombia, donde el efecto del producto químico (mejorador de flujo) se expone durante la producción de fluidos del pozo del estudio piloto y la reducción de la nafta inyectada en la cabeza de pozo (diluyente utilizado para el movimiento del crudo superficial)¹⁴, de este estudio se puede resaltar el estudio económico ya que se puede tomar como base para determinar la viabilidad financiera, sin dejar a un lado el estudio técnico el cual aporta una alternativa de proceso en base teórica y finalmente el tercer estudio presenta una evaluación de diferentes agentes químicos que pueden reducir drásticamente la viscosidad aparente de un crudo pesado o una emulsión espesa, su objetivo es identificar los métodos para mejorar la producción de aceites pesados con emulsiones muy viscosas como las que se encuentran en California, Canadá y Venezuela¹⁵, de allí se destacan los beneficios de la reducción de viscosidad para el transporte de aceites pesados y para la producción del campo.

Este proyecto tiene como objetivo principal evaluar la implementación de un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo en la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. y como objetivos específicos:

¹³ AFRA, S., NASR-EL-DIN, H., SOCCI, D., & CUI, Z. Society of Petroleum Engineers. 2016, abril 11. SPE-179523-MS

¹⁴ CHAUSTRE RUIZ, A. J., IBAGON, J. J., & LEON RAMIREZ, E. A. ECOPETROL. 2014, septiembre 24, SPE-171080-MS

¹⁵ Shuler, P. J., Tang, Y., & Tang, H. Society of Petroleum Engineers. 2010, enero 1, SPE-132564-MS

- Seleccionar la concentración del reductor de viscosidad más eficaz para el proceso del tratamiento de crudo teniendo en cuenta la compatibilidad entre el reductor de viscosidad y el tratamiento químico de la estación A1.
- Realizar la prueba de campo en la estación A1 para evaluar la implementación del reductor de viscosidad.
- Comparar la eficiencia del reductor de viscosidad evaluado y la eficiencia de la Nafta en el proceso en cuanto a viscosidad, presión y producción.
- Evaluar financieramente el uso del reductor de viscosidad con la ejecución de la prueba de campo en la estación A1 con respecto al uso de la Nafta.

Para evaluar un reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo en la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. se parte de las pruebas de compatibilidad (pruebas de fluido y pruebas de botellas) realizadas de forma experimental en los laboratorios de la estación, entre el tratamiento químico de la estación A1 y el reductor de viscosidad con el fin de determinar la concentración del reductor de viscosidad más eficaz entre los diferentes escenarios propuestos tales como: 500 ppm, 750 ppm, 1000 ppm, 1250 ppm, 1500 ppm, 1750 ppm y 2000 ppm y los efectos que podrían ocurrir en el proceso de deshidratación de crudo al implementarse este reductor en superficie. Lo anterior se dará inicio con una prueba de fluidos con el crudo de la Troncal del clúster B2 y el reductor de viscosidad y finalizando con una prueba de botellas simulando las condiciones de campo con una muestra compuesta de fluido de algunos pozos que alimentan la Troncal del clúster B2, probando la incidencia que tendría el producto reductor de viscosidad en diferentes concentraciones con el producto rompedor directo que actualmente está en campo, estas pruebas serán desarrolladas con el uso de equipos tales como: centrifuga, baño maría, horno, vidriería de laboratorio y cámara fotográfica.

Además, se debe tener en cuenta que se realizara la validación del reductor de viscosidad mediante la implementación de la prueba de campo en la estación A1 con las concentraciones del reductor de viscosidad seleccionadas a nivel laboratorio monitoreando variables tales como la viscosidad dinámica y los porcentajes de: sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW, la viscosidad dinámica será determinada por el método de viscosidad de brookfield, y los porcentajes de: sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW se determinarán por el método de la centrifuga. Adicionalmente se seguirá un instructivo operacional con el apoyo del supervisor de la estación, el ingeniero de tratamiento, los analistas de laboratorio, los ingenieros QA/QC, los recorredores de pozos, el operador del cuarto de control, el supervisor de pozos y el personal de la empresa proponente del producto reductor de viscosidad en donde se evidenciarán los sistemas involucrados, la duración de la prueba, la construcción de la línea base de las variables a monitorear, las guías de control y las ventanas operativas.

Posteriormente, se analizará el desempeño de los resultados realizando la comparación de la eficiencia del reductor de viscosidad evaluado y la eficiencia de la Nafta en el proceso en cuanto a los parámetros de viscosidad, presión y producción de crudo con los datos obtenidos de estas variables en los puntos de medición especificados en el instructivo operacional y por último se determinará la viabilidad financiera del uso del reductor de viscosidad con la ejecución de la prueba de campo en la estación A1, para esto se debe realizar un diagnóstico del estado financiero actual dado por el consumo de Nafta para el proceso de dilución, mediante una revisión de los registros históricos del campo y de esta manera establecer el consumo y sus costos; de igual forma, se evaluarán los gastos del reductor de viscosidad determinando su inversión inicial y los costos durante el proceso y finalmente se podrá comparar el estado actual y la alternativa propuesta mediante la elección de un indicador y con este determinar su viabilidad financiera.

1. MARCO TEORICO

Es fundamental para la evaluación del reductor de viscosidad, conocer el proceso de deshidratación del crudo en la estación A1, sus generalidades y las características del crudo producido, su importancia se debe a que de la claridad que se tenga de esta información dependerá el éxito de la prueba de campo y el trabajo en equipo a lo largo del desarrollo de este proyecto.

1.1 GENERALIDADES DE LA ESTACION A1

La estación A1 inicio su operación el primero de julio del año 2009 con una capacidad inicial de tratamiento de 40KBOPD junto a una proyección futura de producción a mediano plazo de 60KBOPD la cual se cumplió en el año 2013, la estación alcanzo su mayor pico de producción en el año 2015 con un total de 115KBOPD, de esta manera se convirtió en parte fundamental del proceso de deshidratación de crudo pesado producido en el país¹⁶.

1.1.1 Condiciones del lugar. A continuación, se describen las condiciones de la zona donde se ubica la estación A1 teniendo en cuenta la precipitación, la humedad relativa, el viento, la elevación del terreno, la presión barométrica, la temperatura, la radiación solar y la zona sísmica, factores que podrían intervenir a lo largo del desarrollo del proyecto.

Iniciando por la precipitación se puede decir que presenta un valor promedio de 634,2 mm (Ideam, septiembre 2014) lo cual describe una intensidad máxima de lluvias en esta zona, a continuación, se presenta una tabla de información sobre la precipitación del lugar:

Tabla 1. Condiciones del lugar (precipitación)

PRECIPITACION	
Máxima en 1 hora	102 mm
Máxima en 24 horas	213 mm
Temporada de lluvia	Marzo a Noviembre
Temporada de sequia	Diciembre a Febrero

Fuente: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1.2 edición p10

En cuanto a la humedad relativa, se presenta una humedad relativa máxima del 90%, una humedad relativa media del 78% y una humedad relativa mínima del 65%.

¹⁶ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p8

Para describir las condiciones del lugar en cuanto al viento, se habla de su dirección predominante la cual va en dirección noreste, su velocidad promedio es de 1,6 m/s y su velocidad predominante es de 100 km/h.

La altura promedio sobre el nivel del mar es de 395 msnm para describir la elevación del terreno y su presión barométrica se describe como normal con un valor de 14,3 psia.

En cuanto a la descripción de la temperatura a continuación se presenta una tabla con tal información:

Tabla 2. Condiciones del lugar (temperatura)

TEMPERATURA	
Temperatura ambiente máxima	92.5°F (33.6°C)
Temperatura ambiente media	78.2°F (25.7 °C)
Temperatura ambiente mínima	65.7°F (18.7°C)
Temperatura máxima de bulbo seco	82.5°F (28.0°C)
Temperatura máxima de bulbo húmedo	76°F (24.4°C)
Temperatura media de bulbo húmedo	74°F (23.3°C)
Temperatura mínima de bulbo mínimo	71.4°F (21.9°C)

Fuente: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1.2 edición p10

La radiación solar tiene un valor promedio de 300 Btu/hr.ft³ y finalmente para la descripción de la zona sísmica se puede decir que se tiene un coeficiente sísmico con un valor de 0.33 la cual tiene un alto riesgo sísmico.

1.1.2 Capacidad de la estación. La estación A1 cuenta con dos módulos de tratamiento integrados denominados módulo 90K y módulo 30K, descritos a continuación:

Módulo 90K: este módulo cuenta con una capacidad total de 90000 BOPD¹⁷ para el tratamiento del crudo pesado mediante mecanismos de dilución y sedimentación por gravedad en tres etapas compuestas por 5 tanques de surgencia, 2 tanques de compensación, 3 tanques de lavado y 3 tanques de almacenamiento de producto. Como facilidades auxiliares para el proceso de deshidratación se cuenta con 2 tanques de almacenamiento de nafta y 3 brazos de dilución, adicionalmente se cuenta con 7 STAP's (sistemas de tratamiento de agua de producción), de los cuales 5 son sistemas fijos que reciben el agua directamente de los cabezales de los tanques de proceso con una capacidad total de 1,440,000 BWPD¹⁸ y los otros 2 son sistemas portátiles que actúan como respaldo a los sistemas fijos y al

¹⁷ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p11

¹⁸ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p11

tratamiento de corrientes de recirculación de los sistemas de deshidratación de sobrenadantes con una capacidad total de 100,000 BWPD¹⁹.

Por otra parte, se tiene el sistema integral de manejo de vapores efluentes de los tanques de proceso, este sistema está compuesto por un cabezal de recolección de gas, una unidad de recuperación de vapores la cual tiene una capacidad de 2.1 MMSCFD²⁰ y finalmente una tea de quema atmosférica con capacidad hasta de 1,7 MMSCFD²¹.

Módulo 30K: este módulo cuenta con una capacidad total de 30000 BOPD²² para el tratamiento del crudo pesado mediante un tren compuesto por un tanque de surgencia, un tanque de compensación, un sistema de inyección de diluyente y se dirige a uno de los tanques de lavado del módulo 90K para luego ser transferido a los tanques de almacenamiento descritos anteriormente.

Adicionalmente en este sistema se ubican dos sistemas de tratamiento de agua de producción fijos con una capacidad total de 600,000 BWPD²³, estos STAP's reciben el agua que proviene del tanque de surgencia al ingreso del sistema. Para el manejo de los vapores generados se cuenta con una unidad recuperadora de vapores con capacidad de 0.5 MMSCFD²⁴.

En la siguiente tabla se presenta la información sobre la capacidad total del tratamiento de fluidos en la estación A1:

Tabla 3. Capacidad actual estación A1

CAPACIDAD	UNIDADES	VALOR
Tratamiento de crudo	BOPD	120,000
Tratamiento de agua	BWPD	2,140,000
Manejo de vapor de nafta	MMSCFD	1,7
Flujo de nafta	BPD	12,000

Fuente: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1.2 edición p11

1.2 PRODUCCION

La producción del campo CS-E inicio con un valor alrededor de 18 KBOPD en el mes de diciembre del año 2000, logrando una producción 9 años después de 92 KBOPD²⁵, esto permitió que Ecopetrol realizara una inversión en el campo con

¹⁹ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p11

²⁰ Ibíd. p11

²¹ Ibíd. p11

²² Ibíd. p11

²³ Ibíd. p11

²⁴ Ibíd. p11

²⁵ Ibíd. p12

tecnología y ajustes en el proceso para la implementación de operaciones más limpias y eficientes en todos los aspectos, multiplicando su producción en 7 veces más actualmente.

1.2.1 Características del crudo. El sistema de deshidratación de crudo de la estación A1 es alimentado con la totalidad del fluido proveniente de los pozos perforados de la zona norte del campo y parte de la producción de la zona sur, el tipo de crudo tratado en le estación A1 es característico por contener un alto porcentaje de agua, tiene un valor mayor al 90% de porcentaje de BSW y por ser categoría pesado, con una gravedad API de 11.2°, a continuación, se presentan las propiedades de este tipo de crudo:

Tabla 4. Propiedades del crudo

PROPIEDADES DEL CRUDO	
°API @ 60	11.5 – 12
Densidad	0.9658 g/cm ³
Flujo de gas	1.7 MMCSFD
Flujo máximo de producción	120 Kbopd
Presión en el manifold	23 a 25 psi
Temperatura en el manifold	184 – 187 °F

Fuente: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1.2 edición p16

1.3 DESCRIPCION GENERAL DE LOS EQUIPOS DEL PROCESO

A continuación, se describe la secuencia de proceso y la operación dentro de cada uno de los equipos involucrados en este.

1.3.1 Múltiples de recibo e inyección de químicos. Cada múltiple de recibo o también llamado sistema de recolección dispone de una tubería por la cual se recibe el fluido de los pozos y está formado por uno o varios cabezales de producción y otro de prueba.

El cabezal de prueba es utilizado para aislar individualmente la producción de un pozo con el objeto de evaluarlo.

Hay dos tipos de sistemas de recolección, de línea radial y troncal. El tipo radial conduce todas las líneas de flujo a un encabezado central, mientras que el tipo troncal se compone de principalmente de varios cabezales remotos para recolectar fluido. Este último es el implementado en este proyecto debido a que se utiliza en campos grandes²⁶.

²⁶ (en línea) disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gathering_system.aspx

Debido a la emulsión de crudo y agua que presenta el fluido, se cuenta con un proceso de inyección de químicos que facilita la separación de más del 99.5%²⁷ de agua emulsionada en el crudo, logrando la optimización de variables como el tiempo, los costos de tratamiento y la calidad en la entrega del producto final.

La siguiente tabla presenta los productos químicos y sus funciones empleados en el proceso de tratamiento de crudo como lo son: rompedor directo, rompedor inverso, antiespumante, inhibidor de corrosión e inhibidor de incrustación, estos dos últimos se inyectan según los análisis de integridad realizados a la facilidad.

Adicionalmente los productos químicos inyectados en el sistema de tratamiento de agua como lo son: el floculante y el coagulante.

Cuadro 1. Descripción de los productos químicos

PRODUCTO QUIMICO	FUNCION	PARAMETRO DE DOSIFICACION
Rompedor directo	Romper la emulsión formada entre el crudo como fase continua y el agua como fase dispersa	Flujo de crudo tomado con el sistema de medición dinámico de flujo llamado Coriolis
Rompedor inverso	Romper la emulsión formada entre el agua como fase continua y el crudo como fase dispersa	Flujo de agua tratada tomado en los sistemas de tratamiento de agua de producción
Antiespumante	Minimizar la formación de espuma en el fluido	Nivel de los tanques y velocidad de aumento del nivel
Inhibidor de corrosión	Reducir el efecto de corrosión en equipos y tuberías	Velocidad de corrosión, monitoria mediante cupones
Inhibidor de incrustación	Reducir el efecto de los depósitos inorgánicos en equipos y tuberías	Cantidad de agua y simulaciones de incrustación
Coagulante	Neutraliza la carga eléctrica de las partículas dispersas en el agua para formar coágulos facilitando su salida a superficie	Se aplica a los retro lavados de filtros

²⁷ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p24

Cuadro 1. (Continuación)

PRODUCTO QUIMICO	FUNCION	PARAMETRO DE DOSIFICACION
Floculante	Clarificador de agua de producción el cual aglutina las sustancias coloidales o partículas en suspensión con el fin de aumentar su tamaño y peso facilitando su separación	Se aplica en la entrada de las celdas de flotación y en el desnate de las mismas

Fuente: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1.2 edición p74

1.3.2 Tanque de surgencia. Este corresponde a la primera etapa de tratamiento de la mezcla agua y crudo en donde se espera un corte de agua entre 90% a 92%, este se compone de una bota de gas ubicada en la parte interna la cual recibe el fluido para desplazarlo hacia el sistema de dispersión tipo estrella de David que distribuye de manera uniforme el fluido dentro del tanque de surgencia asegurando un flujo laminar.

El crudo se desplaza a la parte superior del tanque por diferencia de densidad, este se recupera en un anillo perimetral para ser enviado al tanque de cabeza o de compensación. Por otra parte, el agua se desplaza hacia la parte inferior del tanque y se recolecta en el recolector de agua.

El tanque de surgencia tiene un medidor de nivel compuesto de un radar y un indicador de temperatura y de presión para corregir la medición de nivel, también cuenta con dos medidores capacitivos de interface que permiten establecer la ubicación de la fase acuosa y de la fase de crudo. Todos estos medidores trabajan en conjunto para establecer los criterios de apertura y cierre de las válvulas que alimentan el proceso de crudo y el proceso de agua favoreciendo el paso de cada especie a su respectivo proceso de tratamiento impidiendo que el agua se envíe en exceso al proceso de aceite o el aceite se envía en exceso al proceso de agua²⁸.

1.3.3 Tanque de compensación o tanque de cabeza. El tanque de cabeza recibe el fluido sobrenadante (crudo) del tanque de surgencia, la fracción volumétrica de corte de agua que se espera en esta etapa oscila entre el 15% y el 30% igualmente por diferencia de densidades, pero este tanque tiene una función adicional la cual es ofrecer protección para las bombas de carga con el nivel del fluido dentro del mismo es decir que tiene un sistema de control de nivel que lo

²⁸ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p75

protege de reboses si el nivel es alto y también su límite inferior el cual asegura la alimentación con la cabeza de presión necesaria para la succión de las bombas.

1.3.4 Bombas de trasvase o bombas de carga. Debido a que la gravedad no es suficiente para desplazar el fluido que sale de los tanques de compensación hasta los tanques de lavado, se hace necesario el uso de bombas que impulsen el crudo, estas bombas de carga son de tipo de cavidades progresivas ya que estas son de alta eficiencia con un bajo consumo de energía y además tienen un bajo costo de inversión y además no requiere de altas presiones de entrada de succión, la cantidad de bombas en uso para la operación estará determinada por las condiciones de demanda de producción, estas cuentan con un variador de velocidad para flexibilizar la operación en los tanques de lavado.

1.3.5 Brazos o trenes de dilución. La dilución se realiza con un compuesto orgánico derivado del petróleo conocido como nafta, a continuación, se muestran las características del diluyente:

Tabla 5. Características del diluyente

PROPIEDADES	VALOR
Punto inicial de ebullición (°F)	150 – 155
Punto final de ebullición (°F)	225 – 270
Corte	Nafta (gasolina ligera)
Azufre (%)	0.05 – 0.15
°API	58 – 70
Gravedad específica	0.72 – 0.747
Presión de vapor Reid (psi)	9 - 12

Fuente: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1.2 edición p36

La nafta ingresa por una tubería proveniente del naftaducto que bombea la estación aledaña y va hacia los trenes de dilución cada uno conformado por un brazo de inyección, un mezclador estático, un medidor tipo Coriolis para medir el flujo del crudo, un analizador de BS&W para conocer el porcentaje de agua en el fluido, un medidor vortex el cual muestra el volumen de nafta añadido, una válvula dosificadora y un transmisor de presión.

El volumen de nafta añadido se determina de acuerdo a la información arrojada por el medidor de flujo dinámico Coriolis que mide el flujo de la emulsión, el analizador de BS&W que muestra el % BSW del fluido y la temperatura medida en los brazos de dilución logrando densidades de crudo de 15° a 16°API y un %BSW de 0.5%²⁹.

²⁹ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p37

1.3.6 Tanque de lavado. Luego de ser diluido el fluido pasa por las botas de gas para remover el gas remanente de la emulsión y el generado por el diluyente, posteriormente entra a los tanques de lavado donde alcanza un %BS&W de 0.5% debido al tiempo de residencia o también llamado tiempo de retención del fluido en estos tanques, el cual es de aproximadamente 15 horas³⁰, de igual forma que los tanques mencionados anteriormente este se divide en dos niveles, uno de crudo en la parte superior y otro de agua en la parte inferior por la diferencia de densidades, este tanque controla el nivel por medio de válvulas reguladoras las cuales abren o cierran según la medición identificada por las sondas agar de %BSW en el crudo.

1.3.7 Tanque de almacenamiento. Después de pasar por la fase de lavado, el fluido está listo para ser despachado, este se desplaza hacia los tanques de almacenamiento los cuales tienen funciones diferentes dependiendo del recibo y despacho del crudo, es decir, mientras uno de los tanques de almacenamiento está recibiendo de los tanques de lavado, un segundo tanque mantiene en reposo el fluido alrededor de 12 horas logrando separar un poco más de agua, en especial por el crudo que es recirculado por estar fuera de especificación. Por otra parte, un tercer tanque está enviando hacia las bombas de despacho el producto final, entonces cuando este último termina su función pasa a ser quien recibe el fluido de los tanques de lavado, el tanque que estaba con crudo en reposo pasa a despachar y el que estaba recibiendo comienza a mantener su contenido en reposo, esta operación sigue rotando cada vez que se cumpla un ciclo de llenado³¹.

1.3.8 Unidad LACT (lease automatic custody transfer). Por medio de esta unidad se realizan mediciones dinámicas del fluido, la cual es utilizada sobre la locación de un productor que actúa automáticamente y se autorregula para supervisar la cantidad de crudo producido y asegurar que el volumen sea medido, muestreado y rechazado si estuviese fuera de especificaciones para ser recirculado a los tanques de almacenamiento hasta alcanzar las condiciones de entrega para posteriormente ser enviado, esta unidad se compone de los siguientes elementos:

Stainers que son filtros tipo canasta encargados de separar impurezas que vengan en el crudo, válvulas de contra presión las cuales se encargan de mantener contra presión al fluido cuando este está en el medidor y en el sistema probador, las válvulas de control de flujo son aquellas que mantienen y balancean la tasa de flujo cuando se manejan dos o más brazos, los sistemas de muestreo son los equipos encargados de tomar muestras de la línea y almacenarlas hasta que puedan ser llevadas al laboratorio, los transmisores o indicadores de temperatura se instalan en la mitad del segundo tercio del tubo de presión, el panel de control contiene el

³⁰ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p39

³¹ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p42

computador de flujo y el PCL los cuales se encargan de procesar las señales de control de la unidad y del equipo asociado y finalmente los medidores de flujo que son los encargados de medir el volumen acumulado por día del producto que pasa por la unidad.

1.4 DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO

El fluido producido en la estación A1 proviene de 402 pozos productores los cuales se dirigen por 43 líneas de flujo a los múltiples correspondientes a cada clúster, es decir que se cuenta con 43 clúster asociados a la producción de la estación, estos están interconectados por medio de 9 troncales hasta el colector principal de la estación A1 en los módulos 90K y 30K para su tratamiento³² en el sistema de crudo, en el sistema de agua de producción y en el sistema de recuperación de vapores de nafta.

1.4.1 Sistema de crudo. La estación A1 como se muestra en la figura 1 inicia el proceso de tratamiento con la recolección de crudo proveniente de las troncales 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 de la zona norte, este fluido entra al múltiple de la estación conformado por diez brazos y se unen a seis colectores que alinean el flujo a los tanques de surgencia³³, dando inicio al proceso de deshidratación.

El flujo que sale de los colectores del múltiple es alineado a las botas de gas de los tanques de surgencia para remover el gas remanente del fluido y posteriormente en los tanques retirar el agua libre, logrando un porcentaje de BSW aproximadamente del 30%³⁴. El crudo obtenido de los tanques de surgencia es enviado hacia el tanque de compensación cuya función es dar cabeza hidrostática a las bombas de trasvase en donde debido a las facilidades existentes en el tanque se logra obtener un BSW a la salida del 20%³⁵. Adicionalmente la estación cuenta con la facilidad de alinear un tanque de surgencia como tanque de compensación para dar mayor capacidad de flujo al fluido y evitar fluctuaciones fuertes de nivel y caudal hacia los tanques de lavado.

Después que el fluido sale del tanque de compensación se realiza la inyección de químicos también llamado el tratamiento químico (rompedor directo, rompedor inverso, antiespumante, inhibidor de corrosión e inhibidor de incrustación) y se dirige hacia las bombas de trasvase para ser impulsado hacia los tanques de lavado, pero justo antes de los tanques de lavado se encuentra el sistema de dilución el cual consiste en unos brazos de dilución en donde se inyecta entre un 7% y 9% de nafta y se homogeniza la mezcla por el paso del fluido por mezcladores estáticos

³² FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p18

³³ Ibíd. p20

³⁴ Ibíd. p20

³⁵ Ibíd. p20

dispuestos en cada brazo³⁶, la inyección de nafta se realiza automáticamente de acuerdo a las condiciones de flujo de la emulsión que registran los medidores dinámicos tipo Coriolis, del porcentaje de agua señalado en los analizadores de BSW y de la temperatura medida por los indicadores de temperatura ubicados en cada brazo. A partir de estos datos se inyecta la cantidad de nafta requerida por el proceso, la cual se contabiliza por los medidores tipo Vortex para alcanzar una gravedad API de 15° a 16°. Esta dilución se realiza desde dos tanques de almacenamiento de nafta el cual cuenta con un sistema de bombeo con capacidad de 8000 BPD³⁷ los cuales transfieren el disolvente hacia los brazos de dilución.

El fluido ya mezclado en cada brazo ingresa a las botas de gas para posteriormente continuar el tratamiento en los tanques de lavado en donde se logra obtener un crudo con 0.5% de BSW³⁸ con aproximadamente 15 horas de permanencia en dichos tanques. El crudo en especificación rebosa hacia los tanques de almacenamiento para luego ser transportado a la unidad LACT para su fiscalización y subsecuente despacho a transporte a través de las bombas de despacho.

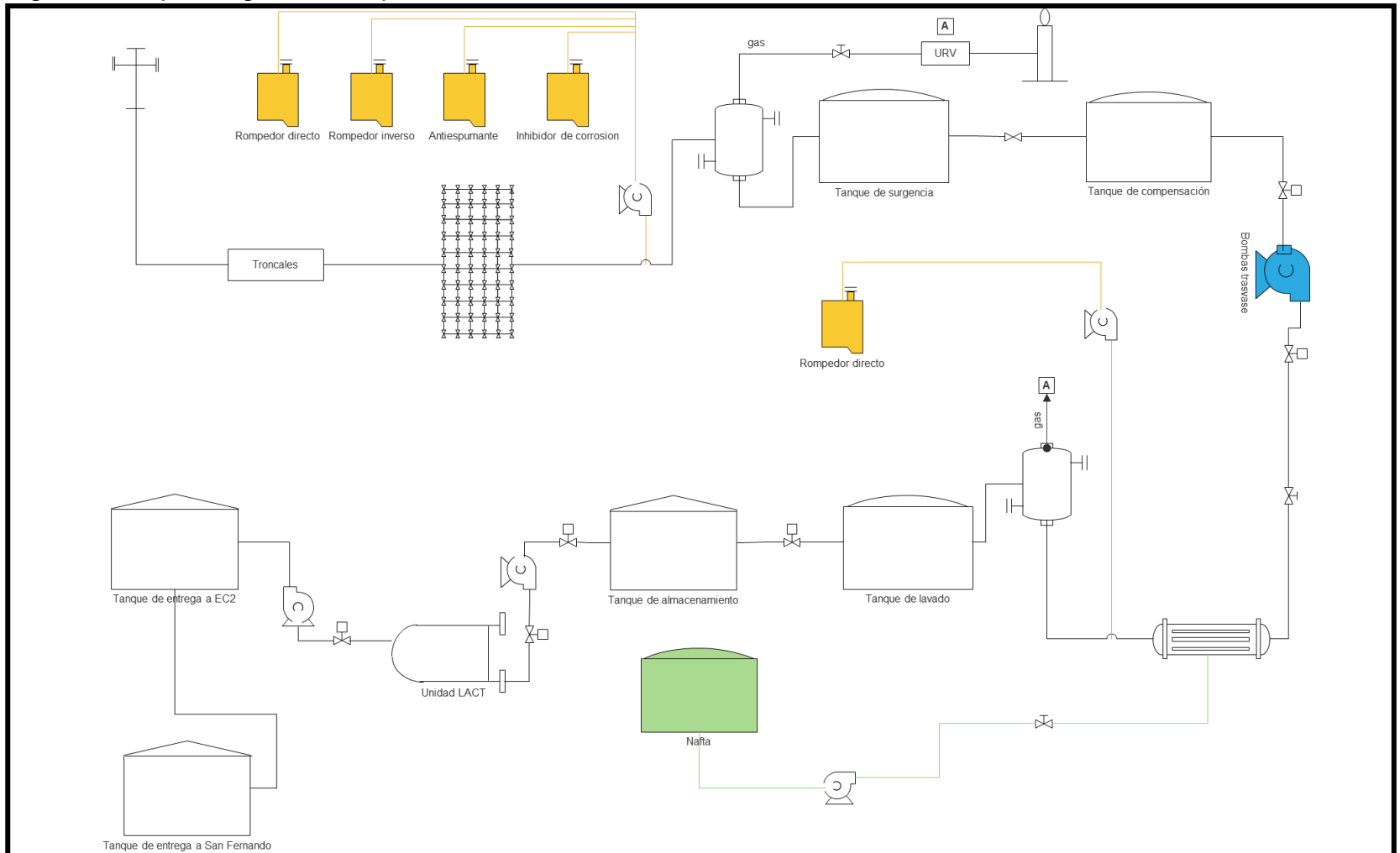
Finalmente se debe tener en cuenta que el agua separada del crudo en cada uno de los tanques de tratamiento se direcciona hacia los STAP´s o hacia los sistemas portátiles de la estación en donde es tratada para su vertimiento, para el sistema de inyección profunda disposal o para el distrito de riego en el ASA, de igual forma el gas remanente removido es conducido a la URV para recuperación de condensados y posterior quema en la TEA.

³⁶ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p21

³⁷ Ibíd. p21

³⁸ Ibíd. p21

Figura 1. Esquema general del proceso de tratamiento de crudo en estación A1



Fuente: elaboración propia, basada en: FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p22

1.4.2 Sistema de agua de producción. El sistema de tratamiento de aguas de producción se encarga de minimizar la concentración de grasas y sólidos del agua que se obtienen por la mezcla de esta en el crudo desde la formación geológica de los pozos explotados y durante el proceso de deshidratación, con el fin de lograr óptimas condiciones para su apropiada disposición y/o vertimiento según el permiso ambiental vigente.

El proceso inicia con la recolección del agua separada en los tanques de tratamiento y en el sumidero de la estación, en los múltiples de entrada a cada uno de los STAP's, posteriormente pasa a un sistema de separación de aceite en agua llamado CPI por sus siglas en inglés (Corrugated Plate Interceptor) o también llamado separador de celdas corrugadas, seguidamente al agua efluente se le añade un químico floculante que ayuda en la separación de sólidos y sobrenadantes residuales los cuales son separados por flotación mediante celdas, finalmente el agua es enviada a los sistemas de enfriamiento (piscinas de aspersión o torres de enfriamiento), esto solo cuando el agua será enviada a vertimiento para pasar por unas piscinas de estabilización con el propósito de ajustar sus propiedades finales y garantizar un vertimiento de agua en las mejores especificaciones cumpliendo la normatividad vigente y las políticas internas.

1.4.3 Sistema de recuperación de vapores de nafta. El gas que se ha separado en el proceso de tratamiento de crudo en las botas de gas de los tanques de proceso llega a un cabezal que lo recolecta y alimenta a la unidad de recuperación de vapores, el flujo inicia su recorrido en el scrubber en donde se recuperan hidrocarburos livianos como condensados y se dirigen hacia la entrada del proceso, mientras que el gas continua su recorrido hacia el tanque de sello el cual evita la propagación del fuego en caso de que la llama de la tea se vaya por la línea de entrada del gas, en donde finalmente es quemado³⁹.

1.5 MEJORADORES DE FLUJO O REDUCTORES DE VISCOSIDAD

Actualmente y con frecuencia se observa que la industria petrolera presenta problemas en la producción ocasionados por fenómenos interfaciales en diversos procesos desde la perforación hasta el tratamiento del crudo.

Las empresas operadoras se han visto en la necesidad de usar productos químicos que contienen surfactantes los cuales son seleccionados de manera estratégica para dar solución a estos problemas en cada uno de los procesos, gracias a su contenido en los productos químicos se logran formar emulsiones inversas tipo O/W donde el agua se mantiene en la fase continúa logrando transportar con facilidad al aceite. Uno de los problemas más comunes es la alta viscosidad que presentan los

³⁹ FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2 edición p70

crudos pesados y extra pesados lo que conlleva al uso de mejoradores de flujo en especial con el objetivo de reducir la fricción del fluido y facilitar su transporte.

1.5.1 Tipos de reductores de viscosidad. Existen dos tipos de mejoradores de flujo: base agua y base aceite. Los mejoradores de flujo base agua se fundamentan en una mezcla de surfactantes que pueden ser no-iónicos, aniónicos y co-surfactantes que, al ser cuidadosamente seleccionados, éstos tienen la capacidad de reducir la fricción del crudo pesado y extra pesado a través de la formación de emulsiones inversas de tipo O/W, donde el agua mantiene una fase continua y el crudo se mantiene en fase dispersa logrando un fácil transporte de crudo altamente viscoso.

Los surfactantes o elementos tensoactivos son aquellos que pueden generar un cambio o actuar sobre la tensión superficial o interfacial. Los surfactantes no-iónicos, en solución acuosa no se ionizan debido a que poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida⁴⁰. Los surfactantes aniónicos se disocian en un anión y un catión, el cual suele ser un metal alcalino o un amonio cuaternario, a este tipo pertenecen algunos sulfonatos, ácidos grasos, agentes espumantes, humectantes, dispersantes, etc. Los co-surfactantes pueden ser usados para estabilizar las emulsiones en función del tamaño y distribución de gotas que facilite al formulador alcanzar la fase dispersa deseada. Las emulsiones inversas formadas por estas formulaciones químicas son de fácil separación en las plantas de deshidratación y su eficiencia de funcionamiento no es afectada por la salinidad ni el pH.

Los mejoradores de flujo base aceite como el seleccionado para este proyecto son una combinación de elementos tensoactivos que elevan la capacidad de disolvencia, los cuales al ser mezclados en aceites viscosos logran reducir la viscosidad de manera considerable, el volumen suministrado en estos tratamientos químicos es integrado en la producción por lo que no es necesaria su separación en procesos posteriores.

Al momento de seleccionar o diseñar un mejorador de flujo deben tomarse en cuenta algunos parámetros como son, el tamaño y distribución de la gota, esto es muy importante, ya que esta característica dará mucha información en relación a la estabilidad de la emulsión, igualmente debe tenerse en cuenta que la efectividad de los surfactantes no sea afectada por la salinidad ni el pH, pues estos factores en la gran mayoría de los casos estarán presentes en el crudo a tratar⁴¹.

⁴⁰ ARRIOLA MENDOZA, Eduardo. Optimización de la Producción en Pozos con Crudo Pesado y Extra Pesado Utilizando Mejoradores de Flujo. (en línea) disponible en: https://www.academia.edu/36760746/Mejoradores_de_Flujo-Reductores_de_Viscosidad

⁴¹ Ibíd. (en línea) disponible en: https://www.academia.edu/36760746/Mejoradores_de_Flujo-Reductores_de_Viscosidad

1.5.2 Equipos y beneficios de los reductores de viscosidad. Los equipos de inyección usados en campo para la aplicación del reductor de viscosidad dependen de las condiciones e infraestructura que tenga la instalación, en la cual se aplicará, estos pueden ser equipos neumáticos, eléctricos, con motor de combustión interna o con generación de energía alterna como la energía solar.

En el laboratorio los equipos que usualmente se utilizan para medir el comportamiento de la viscosidad es el viscosímetro rotacional de Brookfield, el cual es un equipo robusto, práctico y con un buen grado de sensibilidad para valores superiores a 100 centipoises. El conductímetro es usado para medir algunos parámetros del agua externa o adicionada al crudo, es muy importante contar también con un termómetro debidamente calibrado, ya que la viscosidad varía de manera exponencial con la temperatura. Se debe contar con pipetas y con los recipientes necesarios para el trasvasado de muestras y con una centrífuga para la determinación del corte de agua⁴².

A continuación, se presentan los beneficios generales de la aplicación de los reductores de viscosidad⁴³:

- Aumenta la recuperación de aceites pesados.
- Mejora las propiedades de flujo para el transporte en oleoductos de petróleo pesado.
- Su aplicación en fondo de los pozos de producción mejora la eficiencia de elevación.
- Aditivo eficaz para la aplicación de lavado previo para mejorar la recuperación cíclica de vapor.
- Utilizado como solución de estimulación para mejorar la producción de frío.
- Formulado con soluciones cáusticas como un tratamiento mejorado para reducir la viscosidad de los aceites pesados.

⁴² ARRIOLA MENDOZA, Eduardo. Optimización de la Producción en Pozos con Crudo Pesado y Extra Pesado Utilizando Mejoradores de Flujo. (en línea) disponible en: https://www.academia.edu/36760746/Mejoradores_de_Flujo-Reductores_de_Viscosidad

⁴³ Aisling Oil & Gas. Reductores de viscosidad para petróleo pesado. (en línea) disponible en: <https://www.aislingchem.com/es/products/reductores-de-viscosidad-para-petroleo-pesado/>

2. METODOLOGIA Y DATOS

La evaluación del reductor de viscosidad se llevará a cabo inicialmente en los laboratorios de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. realizando las pruebas de compatibilidad con el fin de seleccionar de los diferentes escenarios propuestos de concentraciones, la concentración del reductor de viscosidad más eficaz para el proceso del tratamiento de crudo teniendo en cuenta su compatibilidad con el tratamiento químico de la estación, comenzando con una prueba de fluidos con el crudo de la Troncal del clúster B2 y el reductor de viscosidad y finalizando con una prueba de botellas simulando las condiciones de campo con una muestra compuesta de fluido de algunos pozos que alimentan la Troncal del clúster B2, probando la incidencia que tendría el producto reductor de viscosidad en diferentes concentraciones con el producto rompedor directo que actualmente está en campo, estas pruebas serán desarrolladas con el uso de equipos tales como: centrifuga, baño maría, horno, vidriería de laboratorio y cámara fotográfica.

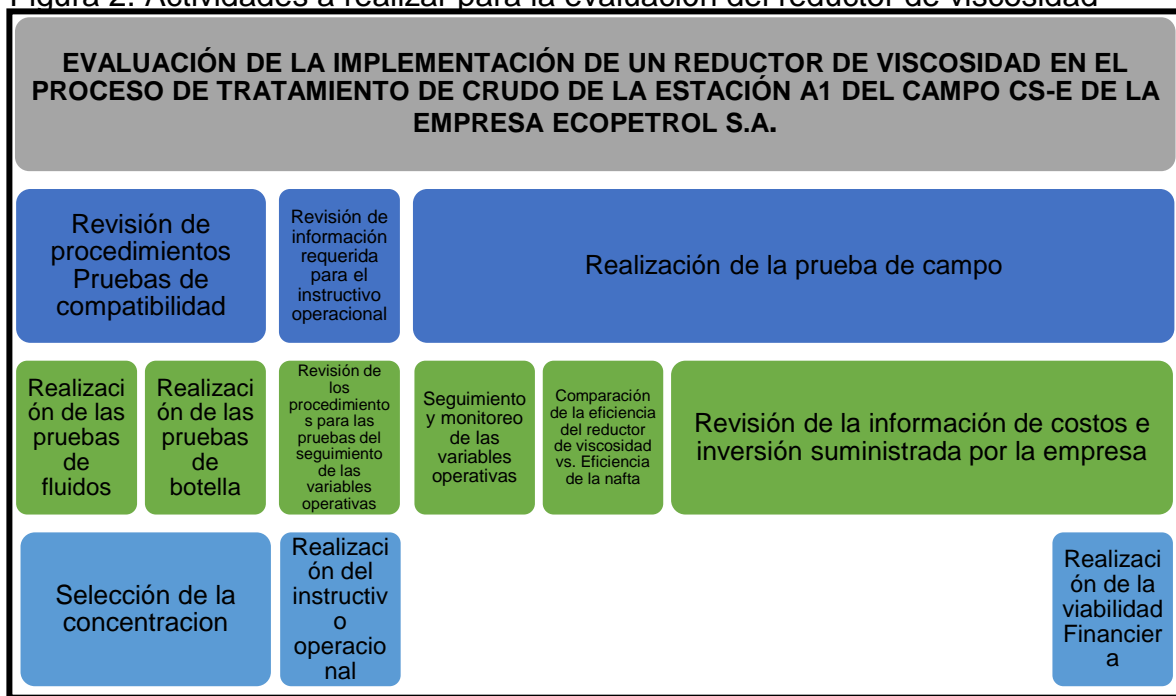
Seguidamente se realizará la prueba de campo en la estación A1 con las concentraciones del reductor de viscosidad seleccionadas a nivel laboratorio, para esto se requiere realizar un instructivo operacional con el apoyo del supervisor de la estación, el ingeniero de tratamiento, los analistas de laboratorio, los ingenieros QA/QC, los recorredores de pozos, el operador del cuarto de control, el supervisor de pozos y el personal de la empresa proponente del producto reductor de viscosidad, en donde se evidenciarán los sistemas involucrados, la duración de la prueba, los puntos de medición, la construcción de la línea base de las variables a monitorear, las guías de control y las ventanas operativas. Posteriormente en el transcurso de toda la prueba, se requiere realizar un seguimiento de las siguientes variables operativas: viscosidad dinámica, esta será determinada por el método de viscosidad de Brookfield, y los porcentajes de: sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW se determinarán por el método de la centrifuga.

Por último, se analizará el desempeño de los resultados realizando la comparación de la eficiencia del reductor de viscosidad evaluado y la eficiencia de la Nafta en el proceso en cuanto a los parámetros de viscosidad, presión y producción de crudo con los datos obtenidos de estas variables en los puntos de medición especificados en el instructivo operacional, por otra parte se determinará la viabilidad financiera del uso del reductor de viscosidad con la ejecución de la prueba de campo en la estación A1 y para esto se debe realizar un diagnóstico del estado financiero actual dado por el consumo de Nafta para el proceso de dilución, mediante una revisión de los registros históricos del campo y de esta manera establecer el consumo y sus costos; de igual forma, se evaluarán los gastos del reductor de viscosidad determinando su inversión inicial y los costos durante el proceso y finalmente se

podrá comparar el estado actual y la alternativa propuesta mediante la elección de un indicador y con este determinar su viabilidad financiera.

A continuación, la figura 2 presenta las actividades a realizar para la evaluación del reductor de viscosidad, consolidadas en un diagrama de flujo:

Figura 2. Actividades a realizar para la evaluación del reductor de viscosidad



Fuente: elaboración propia

2.1 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

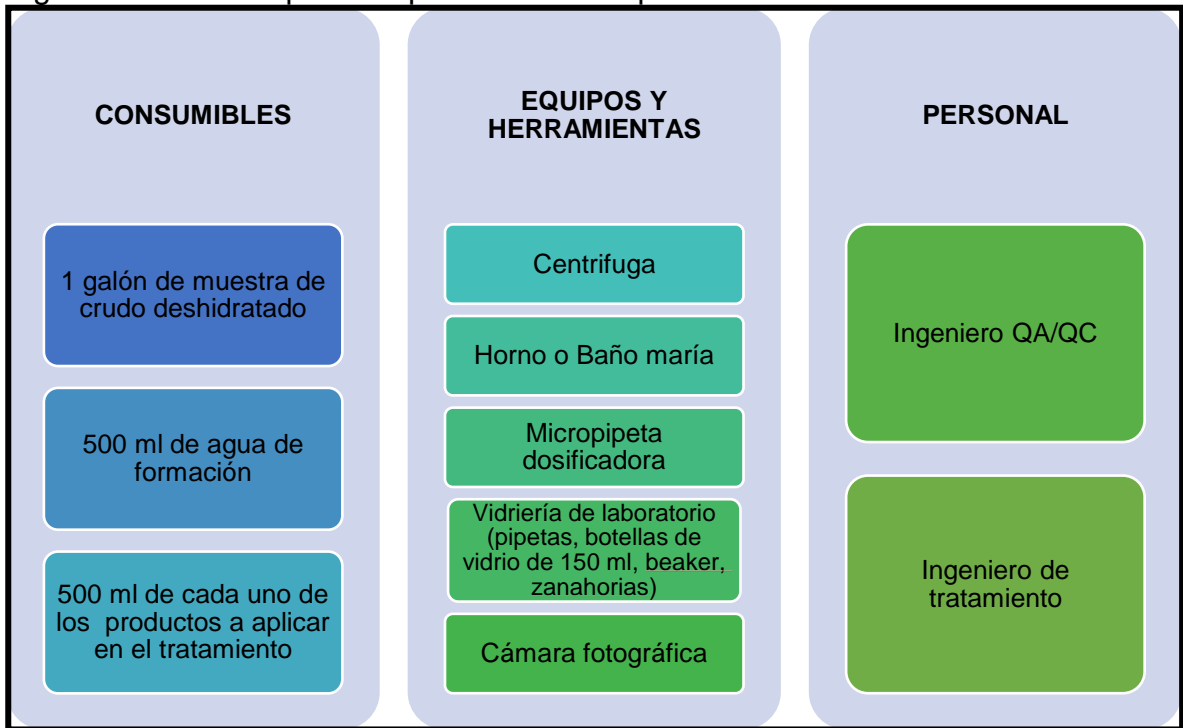
Las Pruebas de compatibilidad basadas en la norma API RP 42 determinan la combinación más eficaz entre fluidos de formación y fluidos de tratamiento a pozos o aditivos a evaluar y la concentración de los mismos necesarios para prevenir emulsiones estables o inestables y adicionalmente con estas se puede verificar que no se produzcan reacciones indeseadas entre los fluidos. Este procedimiento aplica para trabajos de estimulación, fracturamiento, completamiento, control de pozos, entre otros. A continuación, se presenta la metodología utilizada para la realización de las pruebas de compatibilidad desarrolladas en este proyecto, denominadas pruebas de fluidos y pruebas de botellas.

Antes de realizar estos procedimientos se debe verificar el cumplimiento de los siguientes ítems:

- Los equipos a usar se deben encontrar en buen estado y con sus respectivos certificados de calibración vigentes.
- Los reactivos a utilizar estén vigentes (se debe verificar fecha de caducidad).
- Las muestras de los fluidos se hayan tomado máximo 24 horas antes de su uso
- Los recipientes a utilizar estén limpios y secos.

La figura 3 presentada a continuación muestra los recursos mínimos necesarios para la realización de las pruebas de compatibilidad:

Figura 3. Recursos para las pruebas de compatibilidad



Fuente: elaboración propia, basada en: KUPDF. Rodrigo A., Leon Matias. (En línea) disponible en: https://kupdf.net/download/api-rp-42-espaol_5982051fdc0d60294d2bb188_pdf

Adicionalmente el ejecutor de esta actividad debe utilizar los siguientes elementos de protección personal: mascarilla para protección facial, mascarilla para vapores orgánicos, guantes de nitrilo, camisa manga larga, pantalón en jean y botas de seguridad.

Para la manipulación de las sustancias químicas empleadas, se deben seguir los lineamientos de las hojas de seguridad de las mismas en donde el ejecutor se familiariza con los componentes químicos, su composición y los posibles peligros que pueden ocurrir cuando varios químicos y/o fluidos se mezclan entre sí debido a que pueden existir posibles incompatibilidades entre estos.

Algunas formulaciones de estimulación de fluidos contienen aditivos que reaccionarán con ácidos, generan desprendimientos de gases, y/o reacciones exotérmicas y también se debe tener en cuenta que cualquier muestra que proviene directamente del pozo debe ser manejada con cierta precaución debido a los componentes o contaminantes desconocidos.

2.1.1 Procedimiento de las pruebas de fluidos. A continuación, en la figura 4 se presenta el procedimiento consolidado en un diagrama de flujo de las pruebas de fluido:

Figura 4. Procedimiento pruebas de fluido

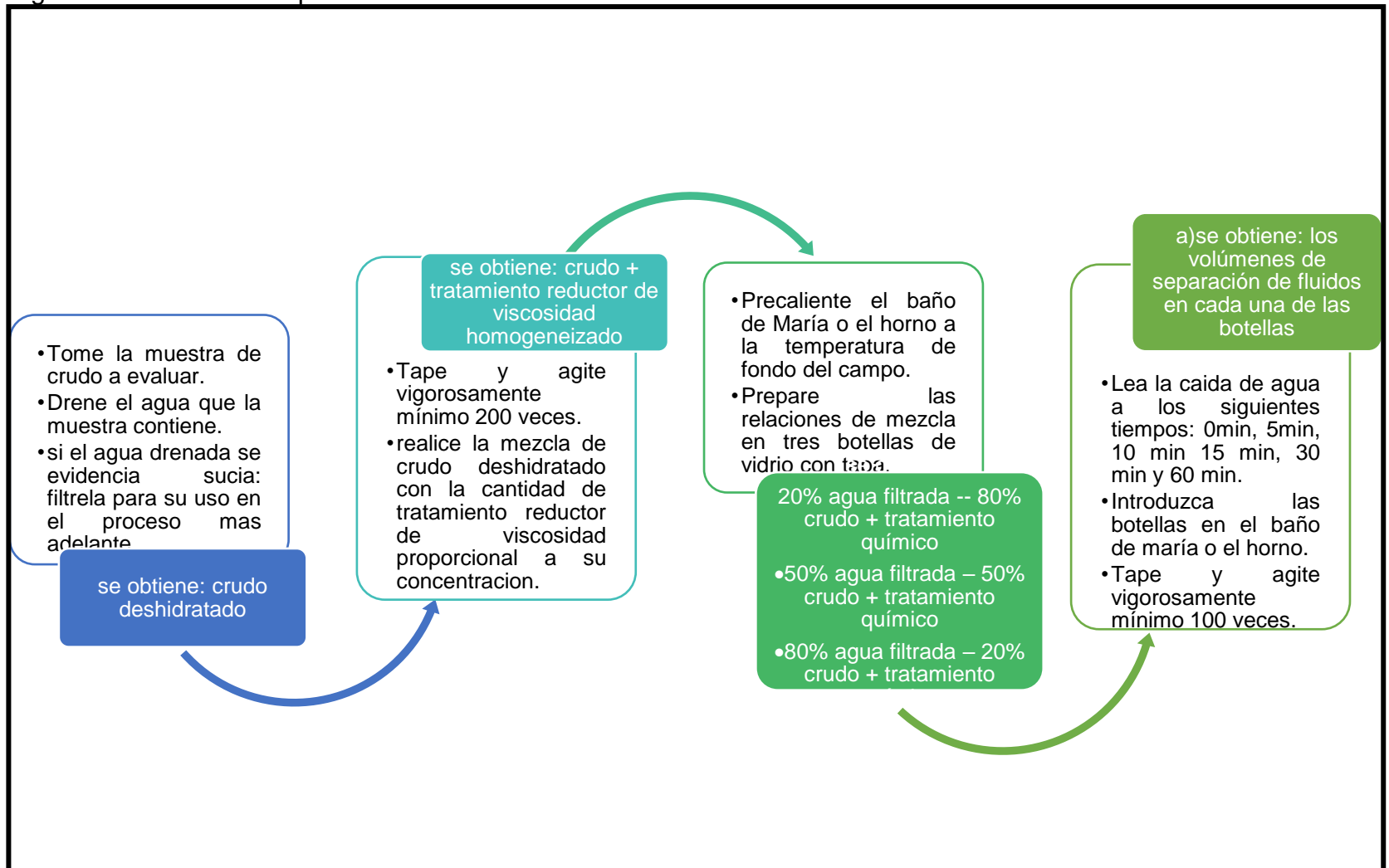
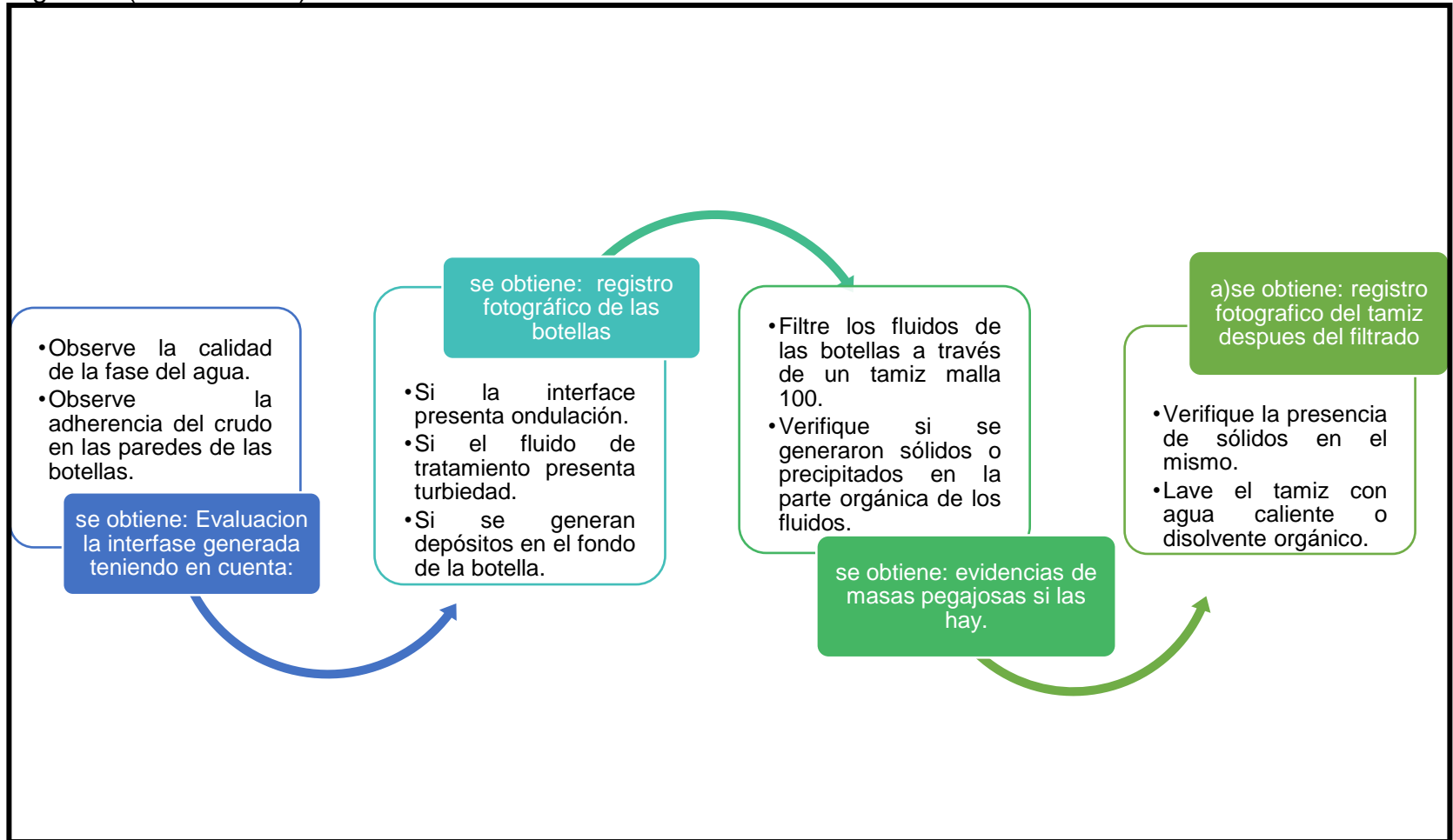


Figura 4. (Continuación)



Fuente: elaboración propia, basada en: KUPDF. Rodrigo A., Leon Matias. (En línea) disponible en: https://kupdf.net/download/api-rp-42-espaol_5982051fdc0d60294d2bb188_pdf

Una vez se tiene en cuenta todo lo anteriormente mencionado, se da inicio a la descripción paso a paso del procedimiento de las pruebas de fluidos mostrado en la figura 4:

- a) Seguidamente de la toma de la muestra de crudo y de drenar el agua que esta contiene. Se debe tener en cuenta que, si el agua drenada se encuentra y se evidencia sucia, fíltrela para su uso más adelante.
- b) Se toma la cantidad de volumen de crudo deshidratado a evaluar en un recipiente con tapa y se realiza la mezcla de crudo con la cantidad de tratamiento reductor de viscosidad proporcional a su concentración, para esto utilice la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Determinación de la cantidad del tratamiento químico

$$\begin{aligned} \text{Cantidad del tratamiento químico } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) \\ = \text{concentración del tratamiento químico (ppm)} \\ \times \text{volumen de crudo (L)} \\ (1) \end{aligned}$$

- c) Se tapa y se agita mínimo 200 veces para lograr homogeneizar.
- d) Posteriormente se precalienta el baño de María o el horno a la temperatura de fondo del campo al cual pertenece el crudo a intervenir y se preparan las siguientes relaciones de mezcla en tres botellas de vidrio con tapa. (El crudo + tratamiento químico se refiere al preparado anteriormente).
 - 20% agua filtrada -- 80% crudo + tratamiento químico
 - 50% agua filtrada – 50% crudo + tratamiento químico
 - 80% agua filtrada – 20% crudo + tratamiento químico
- e) Se tapa y se agita cada botella, mínimo 100 veces hasta obtener una emulsión uniforme en las botellas, luego se introducen las botellas en el baño maría o en el horno.
- f) Seguidamente se leen los volúmenes de separación de fluidos en cada una de las botellas en los siguientes tiempos: 0min, 5min, 10 min 15 min, 30 min y 60 min. También observe la calidad de la fase del agua y la adherencia del crudo en las paredes de las botellas.

- g) Se evalúa la interface generada, prestando atención a los siguientes aspectos: si la interface presenta ondulación o no, si el fluido de tratamiento presenta turbiedad o no y si se generan depósitos en el fondo de la botella y finalmente se toma registro fotográfico de las botellas.
- h) Se filtran los fluidos de las botellas a través de un tamiz malla 100 de 150 micras y verifique si se generaron sólidos o precipitados en la parte orgánica de los fluidos generando una especie de masa pegajosa.
- i) Por último, se lava el tamiz con agua caliente o disolvente orgánico y se verifica la presencia de sólidos en el mismo.

2.1.2 Datos de las pruebas de fluidos. Para la realización de las pruebas de fluidos se utilizaron los siguientes datos:

Tabla 6. Datos de las pruebas de fluidos

Dato	Valor
Volumen de crudo (ml)	200
Concentración del tratamiento reductor de viscosidad (ppm)	1000
Temperatura de fondo del campo (°C)	81

Fuente: elaboración propia

Para el volumen de crudo se tomó una base de 100 ml debido a que las botellas con las que fue realizada la prueba poseen este volumen, al realizar la distribución de los porcentajes en cada botella se puede observar que corresponde a 80 ml, 50 ml y 20 ml, respectivamente como se mencionó en el ítem anterior, se necesitarían 150 ml de crudo en total, por tanto, se tomaron 50 ml más debido a que el crudo es un compuesto viscoso que probablemente dejara una cantidad de este volumen en el recipiente donde fue tomada la muestra, estos mililitros de más garantizan un margen para que la medición y la realización de la prueba sea más exacta.

Por otra parte, la concentración del tratamiento del reductor de viscosidad fue escogida bajo el criterio del proveedor para la realización de esta prueba y la temperatura corresponde a la temperatura en donde se encuentra el crudo a intervenir tomada por un transmisor de temperatura ubicado en dicha área.

2.1.3 Procedimiento de las pruebas de botella. A continuación, la figura 5 presenta el procedimiento consolidado en un diagrama de flujo de las pruebas de fluido:

Figura 5. Procedimiento pruebas de botella

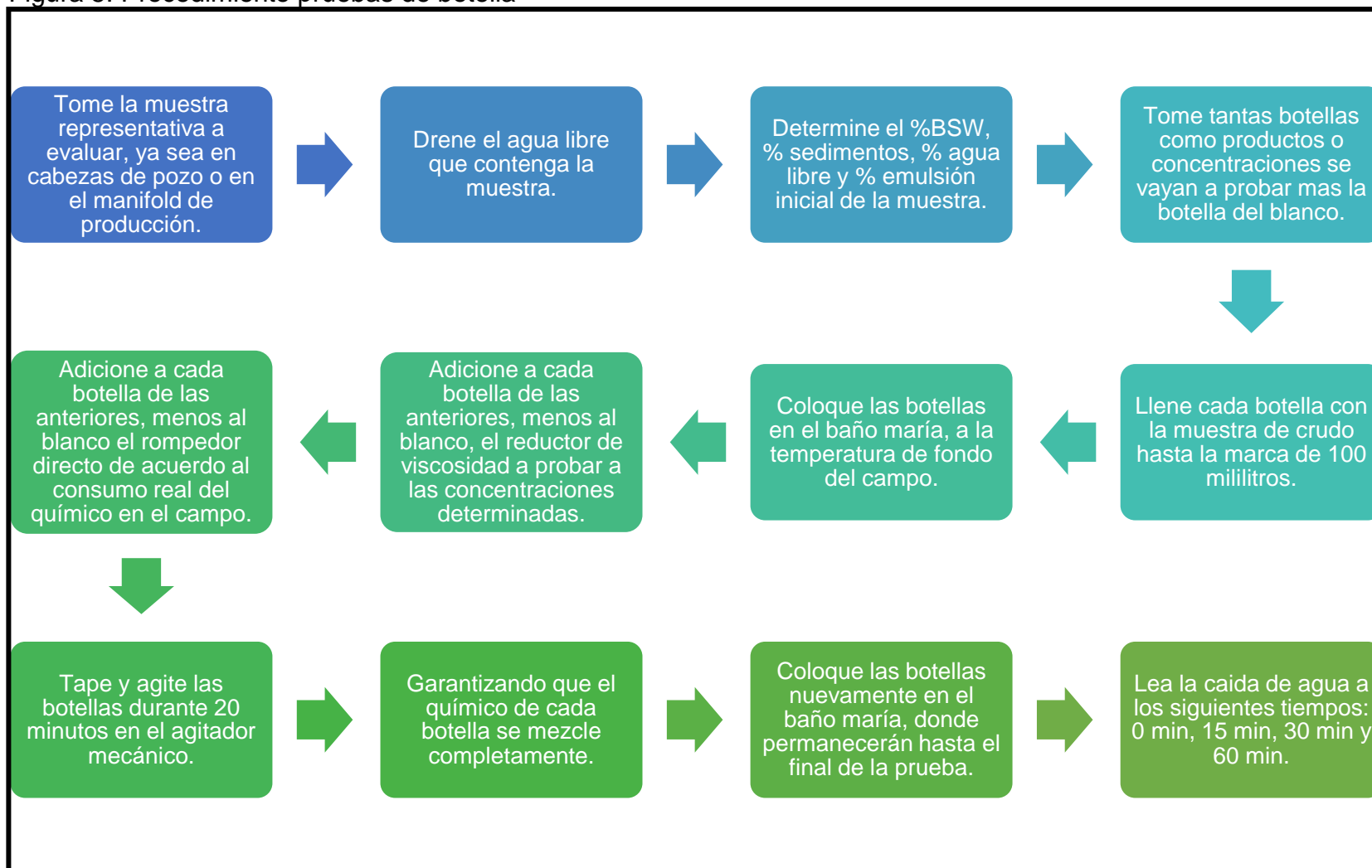
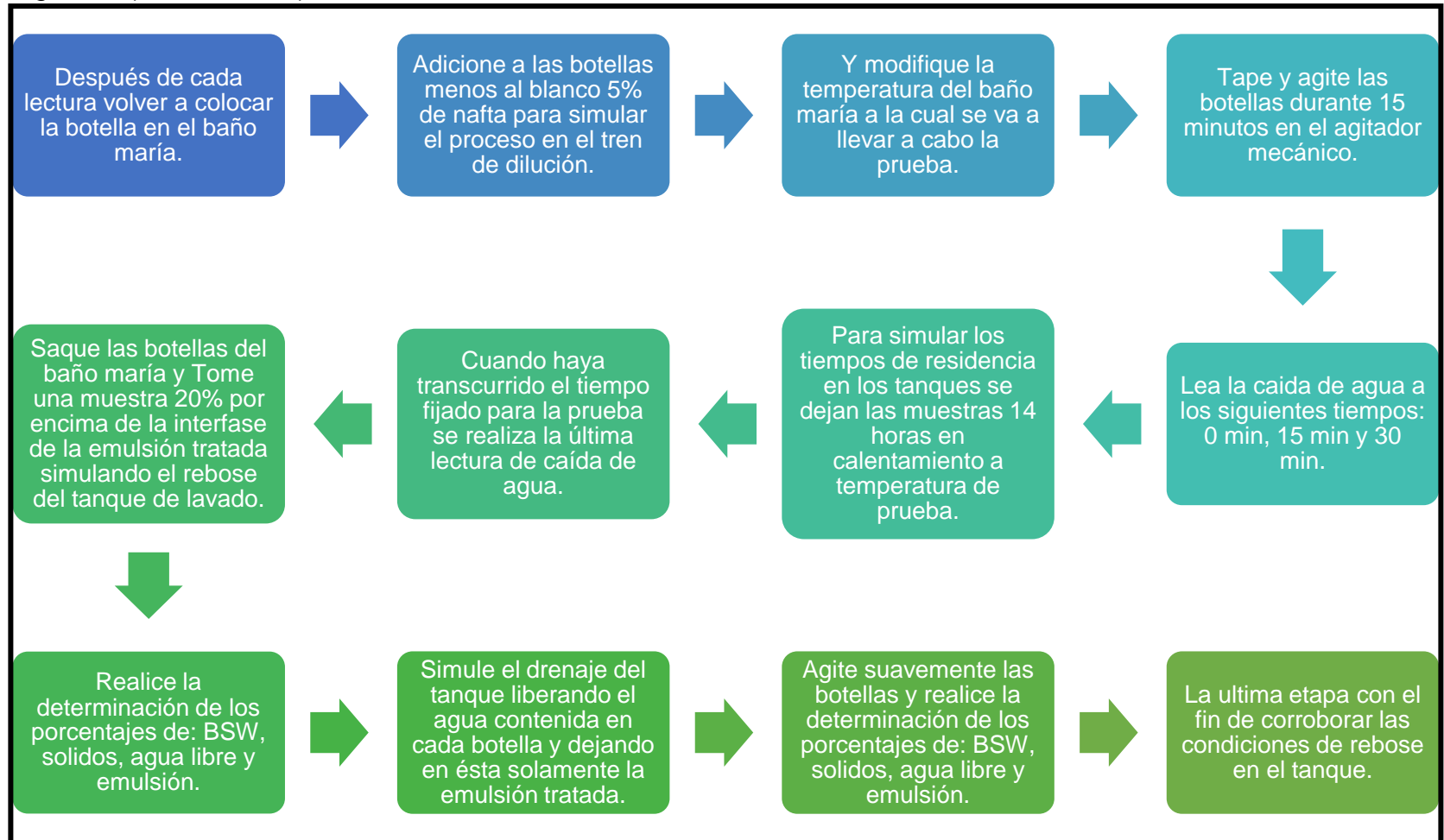


Figura 5. (Continuación)



Fuente: elaboración propia, basada en: KUPDF. Rodrigo A., Leon Matias. (En línea) disponible en: https://kupdf.net/download/api-rp-42-espaol_5982051fdc0d60294d2bb188_pdf

Las pruebas de botella se definen como⁴⁴ el procedimiento en el cual se agregan diferentes químicos a muestras de botella de una emulsión para determinar qué químico es más eficaz para quebrar o separar la emulsión en petróleo y agua. Una vez que se ha determinado el químico efectivo, se agregan cantidades variables a muestras de botella de la emulsión para determinar la cantidad mínima requerida para quebrar la emulsión de manera efectiva.

Como resultado de estas pruebas se generan los siguientes datos: la dosificación óptima de tratamiento, los volúmenes de químicos necesarios y las condiciones operacionales para el tratamiento. Una vez se tiene en cuenta todo lo anteriormente mencionado, se da inicio a la descripción paso a paso del procedimiento de las pruebas de botella mostrado en la figura 5:

- a) Después de tomar la muestra representativa a evaluar, ya sea en cabeza de pozo o en el manifold de producción y de drenar el agua libre que contenga la muestra se determina el %BSW, % sedimentos, % agua libre y % emulsión inicial de la muestra.
- b) Se llenó con la muestra hasta la marca de 100 mililitros tantas botellas como productos o concentraciones se vayan a probar más otra botella que será el blanco.
- c) Después de llenadas las botellas se colocan en el baño maría, previamente encendido, para que alcancen la temperatura de fondo del campo al cual pertenece el crudo a intervenir.
- d) Adicione a cada botella, menos al blanco, los diferentes productos a probar a las concentraciones determinadas por el proveedor según su criterio y de acuerdo al consumo real de químico (rompedor directo) en el campo. para esto utilice la ecuación 1:

$$\begin{aligned} & \text{Cantidad del tratamiento químico } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) \\ & = \text{concentración del tratamiento químico (ppm)} \\ & \times \text{volumen de crudo (L)} \\ & \qquad \qquad \qquad (1) \end{aligned}$$

- e) A la botella del blanco no se le adiciona ningún producto químico.
- f) Seguidamente se procede a tapar y agitar las botellas durante 20 minutos en el agitador mecánico para garantizar que el químico de cada botella se mezcle

⁴⁴ (en línea) disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottle_test.aspx

completamente con la emulsión. Después de transcurrido el tiempo de agitación se colocan las botellas nuevamente en el baño maría, donde permanecerán hasta el final de la prueba.

- g) A intervalos regulares de tiempo: 0 min, 15 min, 30 min y 60 min retirar del baño maría una por una las botellas para hacer lecturas de la caída de agua. Después de cada lectura se vuelve a colocar la botella en el baño maría.
- h) Posteriormente se les adiciona a las botellas menos al blanco 5% de nafta para simular el proceso en el tren de dilución y se modifica la temperatura del baño maría a la cual se va a llevar a cabo la prueba. Seguidamente se procede a tapar y agitar las botellas durante 15 minutos en el agitador mecánico.
- i) A intervalos regulares de tiempo: 0 min, 15 min, 30 min y 60 min retirar del baño maría una por una las botellas para hacer lecturas de la caída de agua una vez haya alcanzado la temperatura de prueba. Después de cada lectura se vuelve a colocar la botella en el baño maría.
- j) Para simular los tiempos de residencia en los tanques se dejan las muestras 14 horas en calentamiento a temperatura de prueba y cuando haya transcurrido el tiempo fijado para la prueba se realiza la última lectura de caída de agua.
- k) Se sacan las botellas del baño maría para proceder a realizar la determinación del %BSW, % sedimentos, % agua libre y % emulsión de la muestra, pero esta vez se realiza tomando una muestra 20% por encima de la interface de la emulsión tratada.
- l) Finalmente se simula el drenaje del tanque liberando el agua contenida en cada botella y dejando en ésta solamente la emulsión tratada, para posteriormente, después de agitarla suavemente, realizar la determinación del %BSW, % sedimentos, % agua libre y % emulsión de la muestra con el fin de corroborar las condiciones de rebose en el tanque.

2.1.4 Datos de las pruebas de botella. Para la realización de las pruebas de fluidos se utilizaron los siguientes datos:

Tabla 7. Datos de las pruebas de botella

Dato	Valor
Cantidad de botellas	9
Volumen de crudo (ml)	1000
Concentraciones del tratamiento reductor de viscosidad (ppm)	200, 500, 750, 1000,1250,1500,1750, 2000
Temperatura de fondo del campo (°C)	81

Tabla 7. (Continuación)

Dato	Valor
Concentración del rompedor directo (ppm)	200
Temperatura de prueba (°C)	66

Fuente: elaboración propia

Para el volumen de crudo se tomó una base de 100 ml debido a que las botellas con las que fue realizada la prueba poseen este volumen, se debe tener en cuenta que la cantidad de botellas usadas para esta prueba son nueve debido a que son ocho concentraciones a evaluar más el blanco. Al realizar la distribución del volumen en cada botella se puede observar que corresponde a 900 ml de crudo en total, por tato, se tomaron 100 ml más debido a que el crudo es un compuesto viscoso que probablemente dejara una cantidad de este volumen en el recipiente donde fue tomada la muestra, estos mililitros de más garantizan un margen para que la medición y la realización de la prueba sea más exacta.

Por otra parte, las concentraciones del tratamiento del reductor de viscosidad a evaluar en las pruebas de compatibilidad fueron escogidas bajo el criterio del proveedor de realizar un barrido a diferentes concentraciones para la realización de esta prueba y la temperatura de fondo de campo corresponde a la temperatura en donde se encuentra el crudo a intervenir tomada por un transmisor de temperatura ubicado en dicha área, igualmente para la temperatura de prueba que corresponde a la temperatura del tren de dilución donde se encuentra el crudo con la nafta para la reducción de su viscosidad.

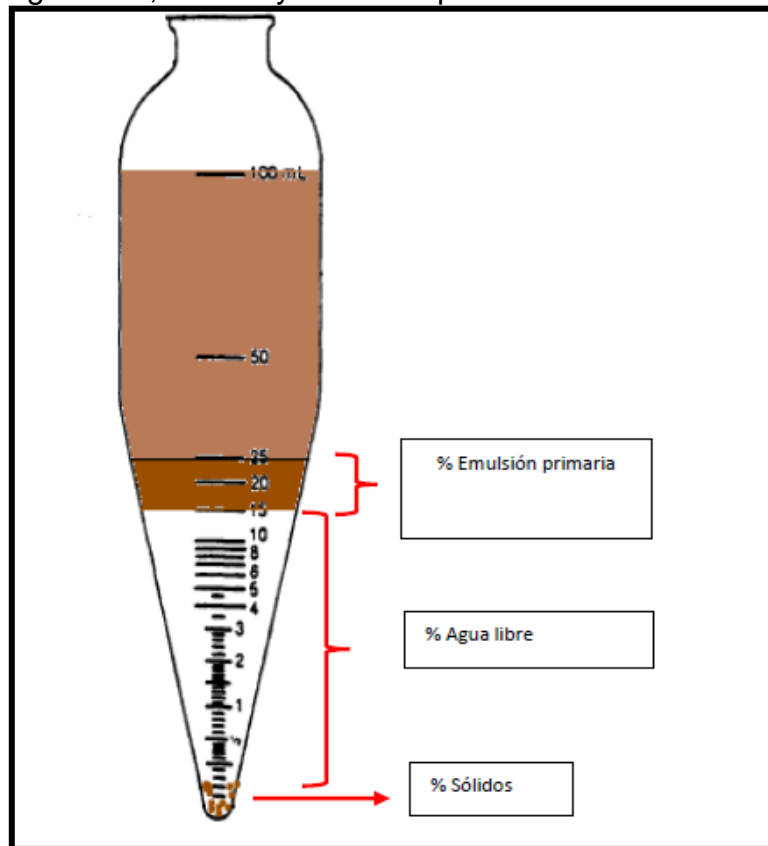
2.2 DETERMINACION DE BSW POR METODO DE CENTRIFUGA

Este procedimiento tiene como alcance determinar los porcentajes de BS&W, agua libre, sólidos y emulsión por centrifuga basado en la norma ASTM D4007-11 como se describe paso a paso a continuación:

- a) Caliente en el baño de maría a una temperatura de 70°C y agite el recipiente donde se tomó la muestra representativa (al menos 1 galón de muestra que contenga agua/crudo).
- b) Con ayuda de una probeta graduada calcule el volumen de agua libre y el volumen de crudo de su recipiente.
- c) Registre el volumen de agua y crudo.
- d) Tome una zanahoria y agregue 50mL de solvente y seguidamente complete hasta 100mL con la muestra del crudo a analizar.

- e) Agite vigorosamente colocando su dedo pulgar sobre la boquilla de la zanahoria evitando que el fluido se salga de esta.
- f) Introduzca dos zanahorias en una centrífuga y dejar rotar durante 5 minutos. Se deben usar dos zanahorias debido a que en la centrífuga debe estar nivelada para su correcto funcionamiento, la segunda zanahoria debe tener la misma cantidad de fluido (puede ser solo con solvente, sin crudo) de la zanahoria con la muestra de interés.
- g) Retire las zanahorias y realice la primera lectura como se muestra en la figura 6, de la siguiente manera:

Figura 6. Determinación de los porcentajes de: BSW, agua libre, sólidos y emulsión primaria

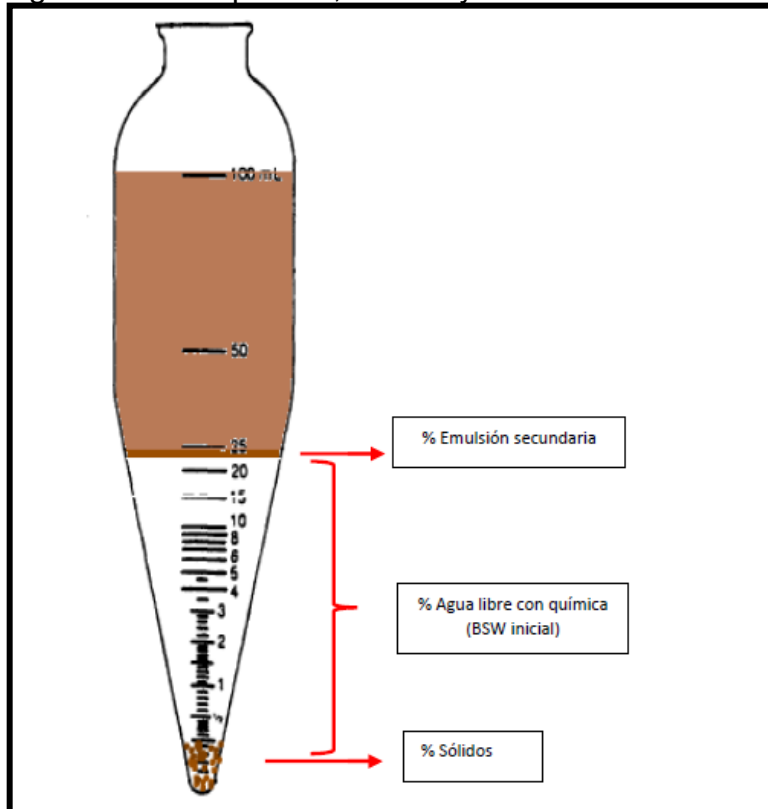


Fuente: QA/QC, consultec. Determinación de BSW por método de centrifuga. p1

- h) Agregue 0,2mL de rompedor universal (2 a 3 gotas), agite la muestra y centrifugue nuevamente durante 5 minutos.

- i) Retire las zanahorias y realice la segunda lectura como se muestra en la figura 7, de la siguiente manera:

Figura 7. Determinación de los porcentajes de: BSW, agua libre con química, sólidos y emulsión secundaria



Fuente: QA/QC, consultec. Determinación de BSW por método de centrifuga. p2

- j) Reporte los siguientes datos para cálculo de BSW total con la siguiente ecuación:

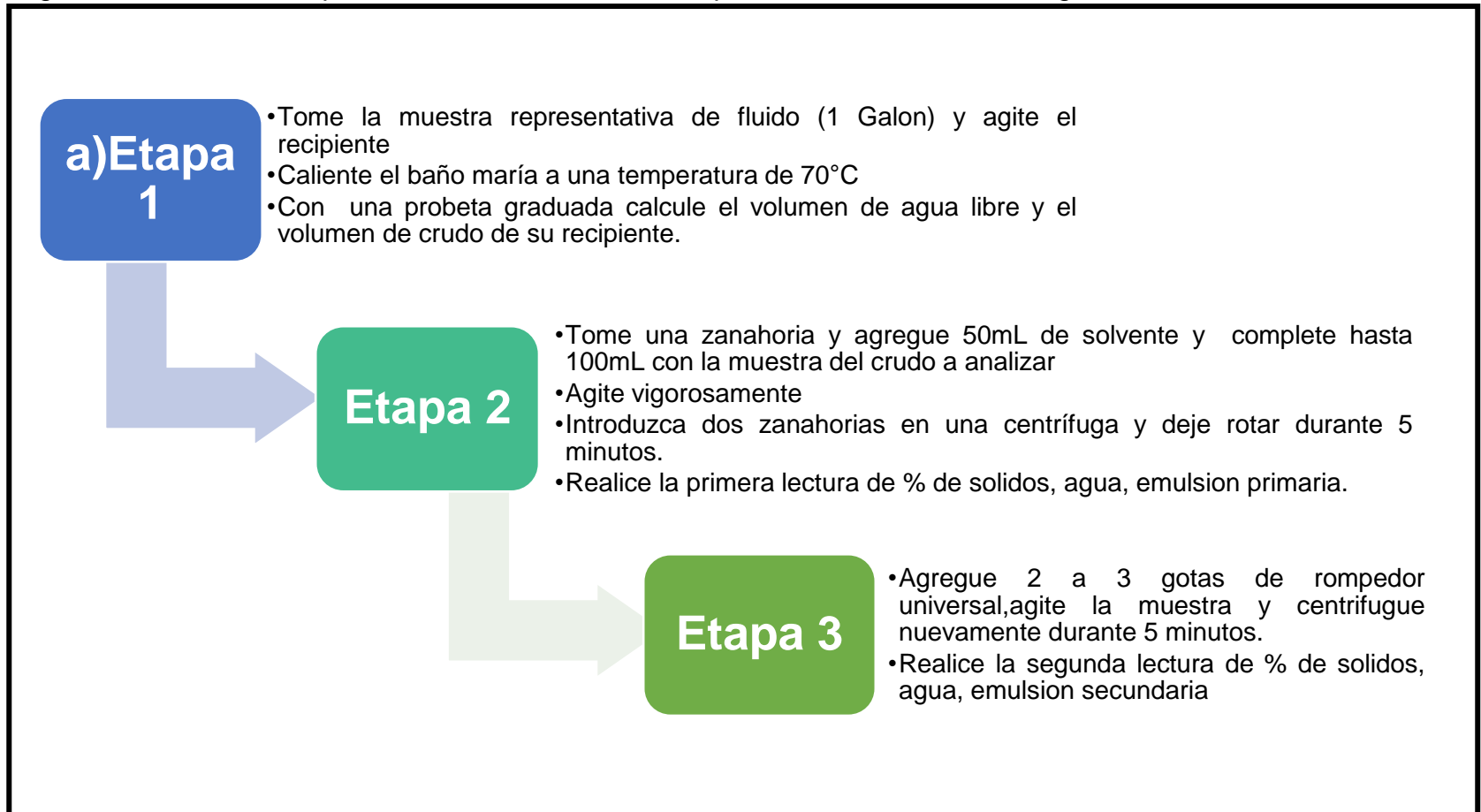
Ecuación 2. Determinación del BSW total

$$\%BSW \text{ total} = \left[\left(\text{ml de agua libre del recipiente} + (\%BSW \text{ inicial} \times \text{ml de aceite libre del recipiente}) \right) \div \text{ml volumen total de la muestra} \right] \times 100$$

(2)

A continuación, en la figura 8 se presenta el procedimiento consolidado en un diagrama de flujo de la determinación de BSW por el método de la centrifuga:

Figura 8. Procedimiento para la determinación de BSW por el método de la centrifuga



Fuente: elaboración propia, basado en: ASTM D4007-11, Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure), ASTM International, West Conshohocken, 1ª edición. 2016. (en línea) disponible en: [http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?D4007-11\(2016\)e](http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?D4007-11(2016)e)

2.3 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE CAMPO

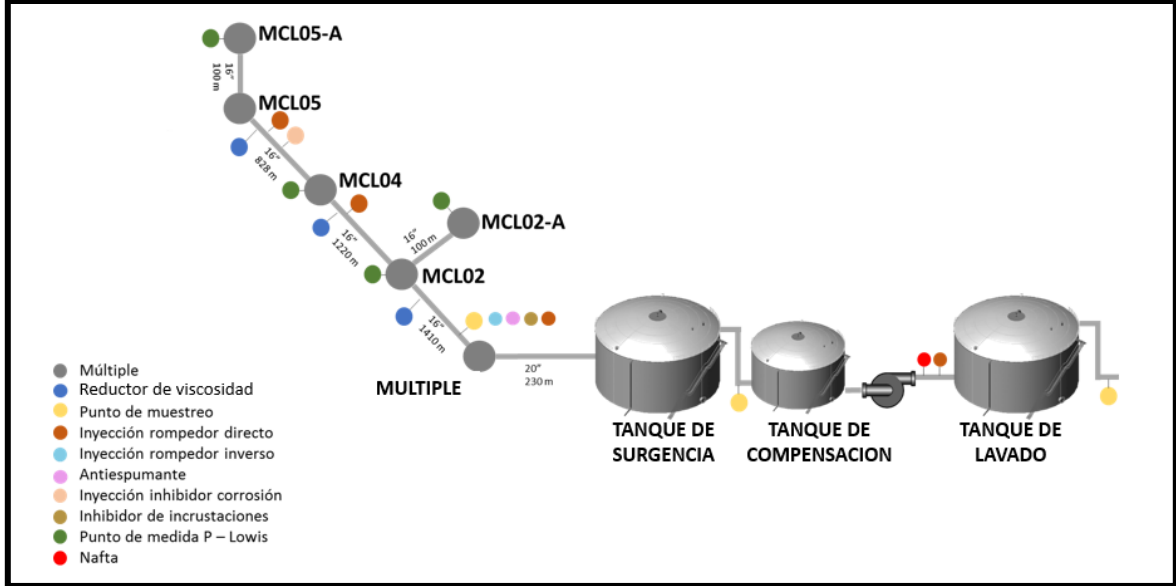
Este procedimiento tiene como objetivo evaluar la influencia de la aplicación de un reductor de viscosidad mediante la prueba del producto en la Troncal CLB2 de la estación A1 del campo CS-E.

Para la realización de esta prueba se realizó un instructivo operacional con los profesionales de control de producción, profesionales de facilidades de tratamiento e ingenieros de proceso, personal de la empresa proveedora del reductor de viscosidad, supervisores de pozos y estaciones; con el fin de socializar el protocolo de la prueba del reductor de viscosidad en la troncal clúster B2 y dar inicio formal al desarrollo del plan de trabajo.

2.3.1 Sistemas involucrados. Primeramente, se definió la zona en donde se realizaría esta prueba y se llegó a la decisión que se realizaría en la estación A1 en el módulo 30K de la misma, más específicamente en el sistema de la troncal CLB2 la cual se encuentra integrada por los pozos pertenecientes al Clúster 02, Clúster 02-A, Clúster 04, Clúster 05 y Clúster 05-A, cuyos múltiples están conformados por 5 pozos, 4 pozos, 8 pozos, 9 pozos y 5 pozos respectivamente, los cuales se encuentran alineados por medio de colectores de 16" al múltiple de la estación, seguidamente al tanque de surgencia, compensación y posteriormente al tanque de lavado.

En la figura 9 se muestran los puntos de inyección de químicos, el reductor de viscosidad será inyectado en los múltiples de los Clúster 05, Clúster 04 y Clúster 02, los cuales se eligieron debido a que manejan mayor velocidad de fluido permitiendo así que exista una mayor homogenización del químico. La inyección del rompedor directo, del rompedor inverso, del antiespumante, del inhibidor de corrosión y del inhibidor de incrustación se realizará a la entrada del múltiple de la estación A1 y finalmente la inyección de nafta se realizará en el tren de dilución. Adicionalmente se muestran los tres puntos de muestreo, el primero se encuentra ubicado a la entrada del múltiple de la estación, el siguiente estará ubicado a la salida del tanque de surgencia y el último se encontrará a la salida del tanque de lavado. La medición de la presión se realizará en los múltiples del CL05-A, CL02-A y CL02. Como se muestra a continuación:

Figura 9. Sistemas involucrados en la prueba



Fuente: REYES N.S., MATIZ PÉREZ L.P., ARCINIEGAS I. Instructivo Operacional prueba reductor de viscosidad en Troncal CLB2 alineada a 30K y A1. 2 edición p3

2.3.2 Duración de la prueba, variables de seguimiento y construcción de la línea base. La duración de la prueba será de 20 días y la concentración seleccionada después de las pruebas de compatibilidad será distribuida en este periodo de tiempo para su evaluación. En el transcurso de toda la prueba, se requiere realizar un seguimiento de las siguientes variables operativas con el apoyo del supervisor de la estación, el ingeniero de tratamiento, los analistas de laboratorio, los ingenieros QA/QC, los recorredor de pozos, el operador del cuarto de control, el ingeniero de control de pozos, el supervisor de pozos y el personal de la empresa proveedora del reductor de viscosidad. Además, se requiere realizar un seguimiento de las siguientes variables operativas durante al menos 2 días antes de iniciar la inyección del reductor de viscosidad para la construcción de la línea base:

Tabla 8. Variables operativas para el seguimiento de la prueba

Variable	Periodicidad	Puntos de toma de medida
BSW (%)	Diario	Múltiple
		Tanque de surgencia Tanque de lavado
Agua (%)	Diario	Múltiple
		Tanque de surgencia Tanque de lavado

Tabla 8. (Continuación)

Variable	Periodicidad	Puntos de toma de medida
Sólidos (%)	Diario	Múltiple Tanque de surgencia Tanque de lavado
Emulsión primaria (%)	Diario	Múltiple Tanque de surgencia Tanque de lavado
Emulsión secundaria (%)	Diario	Múltiple Tanque de surgencia Tanque de lavado
Viscosidad (cP)	Diario	Trocal CLB2 Tanque de lavado
Presión (psi)	Diario	CL02 CL04 CL05

Fuente: elaboración propia

Para el presente proyecto el seguimiento de la presión fue realizada por el departamento de control de pozos del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A., quienes mediante el software LOWIS manejan la gestión de pozos y sus variables operativas.

El software LOWIS⁴⁵ logra reducir los costos de elevación, mejorando la eficiencia y minimizando el riesgo financiero de las nuevas tecnologías, este innovador software puede ayudar a mejorar el resultado final de cualquier operación de producción de petróleo y gas. A continuación, se presentan sus beneficios:

- Mejora el monitoreo remoto de pozos y capacidades de control a través de control de supervisión completo y adquisición de datos.
- Ofrece una interfaz fácil de usar para ver e interactuar con datos de múltiples fuentes.
- Proporciona un conjunto integrado de vigilancia, análisis y herramientas de gestión de buen servicio.

⁴⁵ (En línea) disponible en: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/software/lowis-life-of-well-information-software/>

- Permite oportunidades de priorización de campo y vigilancia de pozos.
- Abierto a varios métodos. de telemetría de boca de pozo.
- Admite todos los tipos de pozos y procesos.
- Permite tendencias sin interrupciones.

2.3.3 Guías de control y Ventanas operativas. Las guías de control son los rangos en los cuales debe permanecer en condición operativa la variable de proceso, el rango en el cual su funcionamiento es ideal por su filosofía de operación.

Por otra parte, las ventanas operativas son un rango por lo general más amplio dentro de los cuales la operación del sistema puede mantenerse en forma confiable y segura permitiendo conocer los límites operativos, máximos y mínimos, si se llegase a violar o sobrepasar ese rango se incurre en un evento con el daño de las bombas perdiendo su funcionalidad, lo cual puede generar un evento más crítico.

A continuación, se encuentran los límites establecidos para las Guías de control y Ventanas operativas de la presión en los múltiples alineados a la Troncal CLB2:

Tabla 9. Guías de control

EQUIPO/AREA	VARIABLE	GUIA DE CONTROL		FRECUENCIA DE CONTROL	CRITERIO DE VIOLACION
		BAJA	ALTA		
Múltiple CL02	Presión (psi)	41	51	Diaria	1 vez
Múltiple CL02-A	Presión (psi)	43	53	Diaria	1 vez
Múltiple CL04	Presión (psi)	59	72	Diaria	1 vez
Múltiple CL05	Presión (psi)	60	74	Diaria	1 vez
Múltiple CL05-A	Presión (psi)	69	84	Diaria	1 vez

Fuente: REYES N.S., MATIZ PÉREZ L.P., ARCINIEGAS I. Instructivo Operacional prueba reductor de viscosidad en Troncal CLB2 alineada a 30K y A1. 2 edición p6

Tabla 10. Ventanas operativas

EQUIPO/AREA	VARIABLE	GUIA DE CONTROL		FRECUENCIA DE CONTROL	CRITERIO DE VIOLACION
		BAJA	ALTA		
Múltiple CL05-A	Temperatura (°F)	-20	250	Diaria	1 vez
Múltiple CL02	Presión (psi)	0	550	Diaria	1 vez
Múltiple CL02-A	Presión (psi)	0	550	Diaria	1 vez
Múltiple CL04	Presión (psi)	0	550	Diaria	1 vez
Múltiple CL05	Presión (psi)	0	550	Diaria	1 vez
Múltiple CL05-A	Presión (psi)	0	550	Diaria	1 vez

Fuente: REYES N.S., MATIZ PÉREZ L.P., ARCINIEGAS I. Instructivo Operacional prueba reductor de viscosidad en Troncal CLB2 alineada a 30K y A1. 2 edición p6

2.3.4 Riesgos en el desarrollo de la prueba. Se realizó un análisis de los riesgos que se podrían presentar a lo largo del desarrollo de la prueba del reductor de viscosidad, inicialmente se realizó un sondeo de causas que podrían ocurrir en este proceso y así mismo, sus respectivas consecuencias, además se describen las medidas de seguridad para evitar que ocurra la situación problema y adicionalmente las recomendaciones o pasos a seguir si llegase a ocurrir. Se dará inicio con la descripción de cada una de las situaciones problema y sus ítems anteriormente mencionados:

Enfocándose en la primera etapa del proceso, referente a las pruebas de compatibilidad del reductor de viscosidad y el tratamiento químico de la estación surgen las siguientes preguntas: ¿Qué pasaría si el reductor de viscosidad no es compatible con los productos químicos aplicados para el tratamiento químico? O ¿Qué pasaría si el reductor de viscosidad reemulsiona fluido en la troncal?, como consecuencias se tendría una emulsión fuerte con afectación directa en la calidad de los fluidos en la estación además de pérdidas en la producción de la estación, alrededor de 9000 BFPD debido a que es la producción aproximada del tanque de surgencia. Si esto llegase a ocurrir primeramente se debe detener la prueba y verificar las dosificaciones de los rompedores de emulsión, luego se deberá validar nuevamente las pruebas de compatibilidad para establecer si las dosis recomendadas para la aplicación del reductor de viscosidad presentan alguna afectación con el tratamiento químico de la estación. Posteriormente será necesario reconfirmar la autorización para continuar la prueba y se deberá tener en cuenta la disponibilidad en campo de los productos químicos necesarios para el desarrollo de la prueba.

En cuanto a la calidad del tratamiento en la estación surgen las siguientes preguntas: ¿Qué pasaría si el agua efluente del tanque de surgencia incrementa la

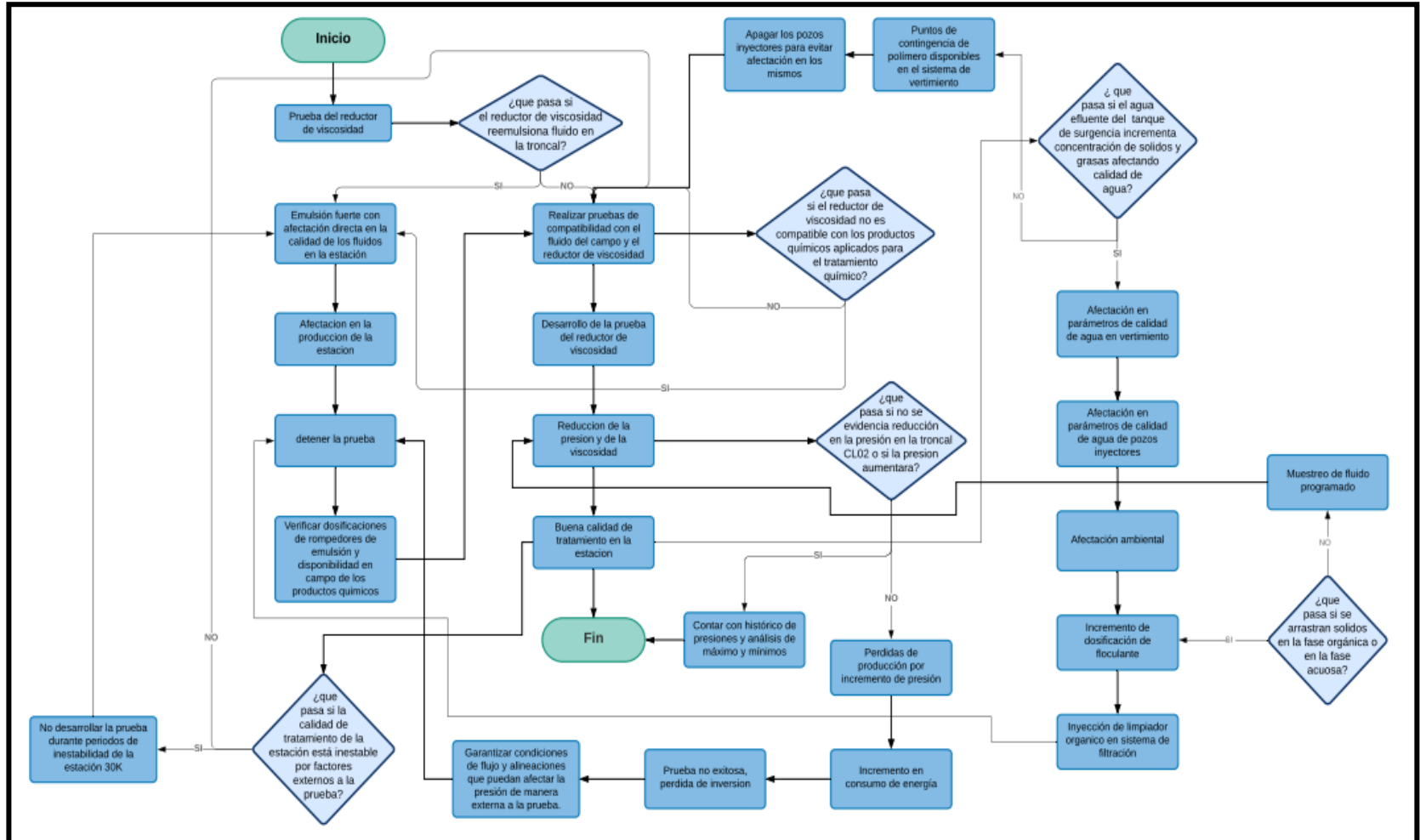
concentración de sólidos y grasas afectando calidad de agua? O ¿Qué pasaría si se arrastran sólidos en la fase orgánica o en la fase acuosa?, como consecuencias se tendría la afectación en los parámetros de calidad del agua para vertimiento, afectación en los parámetros de la calidad del agua de pozos inyectores y afectación ambiental. Si esto llegase a ocurrir primeramente se debe detener la prueba e incrementar la dosificación en la aplicación de floculante en las celdas de flotación de los sistemas de tratamiento de aguas de producción además se deberá realizar la inyección de limpiador orgánico en el sistema de filtración. Como medida de seguridad para evitar que estas situaciones problema ocurran se debe estar muestreando el fluido en los puntos ya especificados constantemente para controlar la condición de los sólidos, también se debe garantizar la dosificación de los rompedores de emulsión en el múltiple además de tener puntos de contingencia de polímero (floculante) disponibles en el sistema de vertimiento y al momento de realizar la prueba apagar los pozos inyectores para evitar afectación en los mismos.

Por otra parte, si la calidad de tratamiento de la estación está inestable por factores externos a la prueba es recomendable no desarrollar la prueba durante periodos de inestabilidad de la estación en el módulo 30K debido a que se puede presentar una emulsión fuerte con afectación directa en la calidad de los fluidos en la estación además de pérdidas en la producción de la estación.

Finalmente, en cuanto a los resultados finales de la prueba surgen las siguientes preguntas: ¿Qué pasaría si no se evidencia reducción en la presión en la troncal CLB2? O ¿Qué pasaría si se incrementa la presión en la troncal CLB2?, como consecuencias se tendrían pérdidas de producción por incremento de la presión e incremento en consumo de energía adicional a la perdida de inversión. Si esto llegase a ocurrir se debe detener la prueba y garantizar condiciones de flujo y alineaciones que puedan afectar la presión de manera externa a la prueba. Como medida de seguridad es necesario contar con el histórico de presiones y análisis de puntos de presión máximos y mínimos.

A continuación, en la figura 10 se presentan en un diagrama de flujo los posibles riesgos consolidados que se pueden presentar en el desarrollo de la prueba del reductor de viscosidad:

Figura 10. Riesgos en el desarrollo de la prueba



Fuente: elaboración propia

2.4 DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD POR METODO DE BROOKFIELD

La viscosidad es una de las propiedades más importantes del petróleo crudo debido a que es la resistencia que existe entre las moléculas de un fluido en movimiento a fluir. El rango de flujo que puede llegar a tener el petróleo crudo esta dado de acuerdo a su temperatura y esfuerzo por lo que se genera la importancia de estudiar esta propiedad para así buscar diferentes alternativas que faciliten el flujo para el desplazamiento del petróleo que logre satisfacer y optimizar la producción en los campos.

Para el presente proyecto la determinación de la viscosidad fue realizada por los analistas de laboratorio de la empresa contratista de Ecopetrol S.A., quienes se basaron en el método de Brookfield y la norma ASTM D2196-99, su desarrollo en el laboratorio será explicado a continuación basado en información teórica y metodología proporcionada por dicha empresa. El método consiste en efectuar mediciones de viscosidad mediante un viscosímetro presentado en la figura 11, el cual se basa en el principio rotacional captando el par de torsión o torque necesario para hacer girar a velocidad constante un husillo inmerso en la muestra de fluido a estudiar.

Figura 11. Viscosímetro de Brookfield



Fuente: Liaoning Huake Petroleum Apparatus
Ciencia y Tecnología Co., Ltd. (en línea)
Disponibile en: [http://es.hkpetrotest.com/china/
low-temperature-brookfield-viscometer](http://es.hkpetrotest.com/china/low-temperature-brookfield-viscometer)

Para el desarrollo de este ensayo es necesario una resistencia térmica para mantener la muestra a la temperatura de ensayo, termómetro, muestra de crudo a evaluar, recipiente de ensayo o un vaso precipitado entre 90 a 92 mm de diámetro y 116 a 160 mm de altura y elementos de protección personal. Una vez se tiene en cuenta todo lo anteriormente mencionado, se da inicio a la descripción paso a paso para la determinación de la viscosidad:

- a) Fije el viscosímetro a la base, de manera que este bien nivelado.
- b) Tome 250 ml de muestra o hasta cubrir la marca del husillo en el vaso precipitado de 500 ml sin producir burbujas en el aire.
- c) Se procede a calibrar el equipo sin el husillo: encienda el equipo (power switch on) asegurándose que el motor se encuentre apagado (motor switch off), seguidamente presione la tecla SPDL y escriba el código del husillo a utilizar.
- d) Una vez realizado el paso anterior presione cualquier tecla de medición y posteriormente la tecla auto zero para que la maquina se calibre al valor cero.
- e) Todas las mediciones deben efectuarse con el viscosímetro Brookfield a $25 \pm 1.0^{\circ}\text{C}$.
- f) Baje lentamente la aguja que debe estar bien sujeta al viscosímetro, hasta que quede muy cerca del centro de la superficie de la muestra y sumerja a la profundidad adecuada hasta la marca que se encuentra sobre el eje.
- g) Corra lentamente el recipiente en un plano horizontal hasta que la aguja esté localizada aproximadamente en el centro del recipiente, para que la prueba sea efectuada en una zona sin turbulencias.
- h) Ponga el motor en marcha e inicie la prueba con el viscosímetro a 6 rpm y anote la lectura de la escala después de 10 revoluciones.
- i) Incremente la velocidad del viscosímetro a 12 rpm y anote la lectura de la escala después de 10 revoluciones.
- j) Realice las observaciones de la misma manera a 30 y 60 rpm y anote la lectura de la escala después de 10 revoluciones a cada una de las velocidades.
- k) Una vez realizado el paso anterior, reduzca la velocidad a 30, 12 y 6 rpm, anotando las lecturas de la escala después de 10 revoluciones a cada una de las velocidades mencionadas.
- l) Una vez que ha sido tomada la última lectura a 6 rpm, desconecte el viscosímetro, dejando que tanto el viscosímetro como la muestra estén en reposo durante 2 minutos.

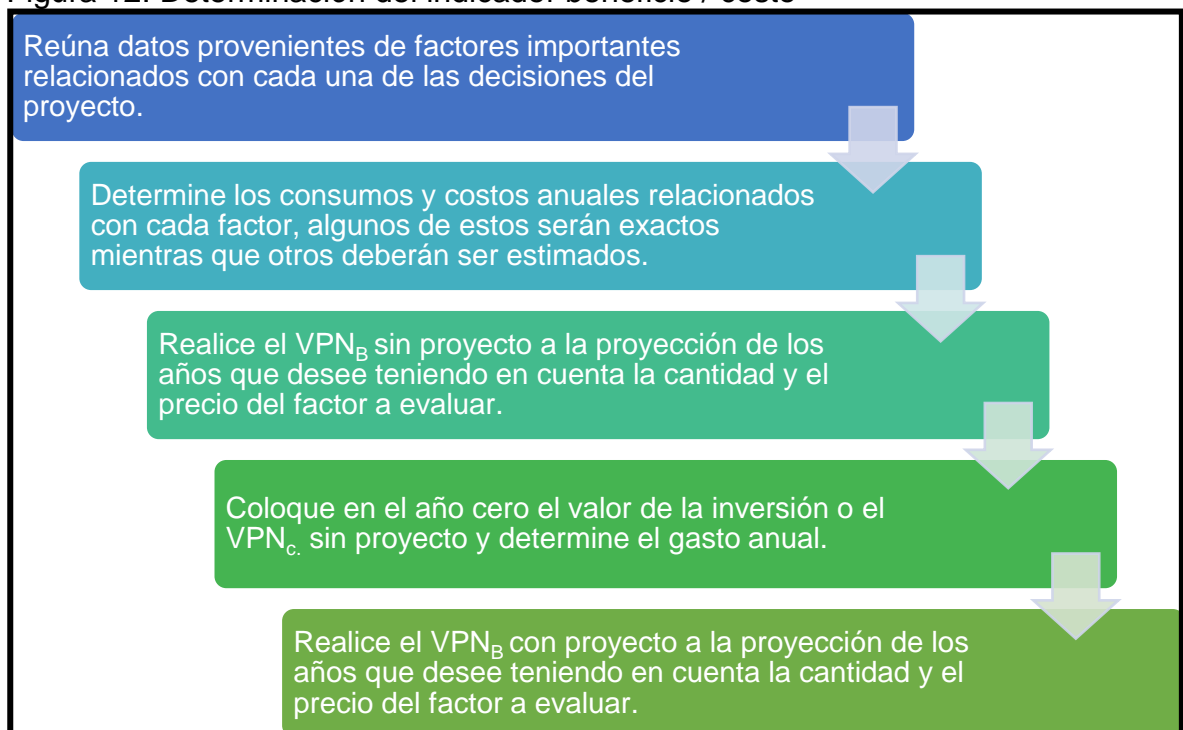
m) Al término del período de reposo de 2 minutos, conecte de nuevo el viscosímetro y anote la lectura de la escala después de 10 revoluciones.

2.5 DETERMINACION DE LA RELACION BENEFICIO / COSTO

Para el cálculo de la relación costo – beneficio es necesaria la tasa de proyecto establecida por la empresa Ecopetrol S.A., además es necesario llevar a valor presente los ingresos netos de efectivo asociados con el proyecto llamado VPN_B y de igual forma es necesario llevar a valor presente los egresos netos de efectivo del proyecto llamado VPN_C , seguidamente se establece la relación entre el VPN_B y el VPN_C y finalmente se obtienen los beneficios del proyecto⁴⁶.

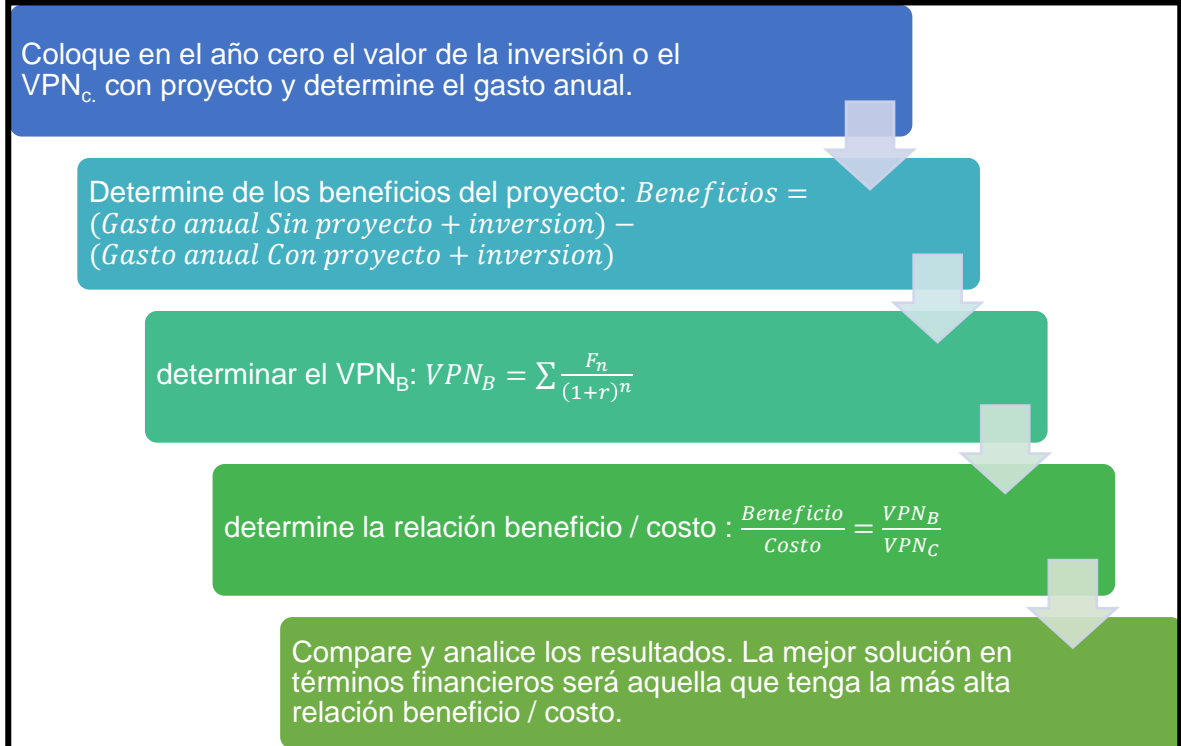
A continuación, en la figura12 se presenta el procedimiento consolidado en un diagrama de flujo de la determinación del indicador costo / beneficio:

Figura 12. Determinación del indicador beneficio / costo



⁴⁶ VÁQUIRO C. José Didier. La relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <http://www.pymesfuturo.com/costobeneficio.html>

Figura 12. (Continuación)



Fuente: elaboración propia

En el desarrollo de este ítem se explicará el procedimiento mencionado anteriormente en la figura 12, paso a paso para un mejor entendimiento como sigue a continuación:

- Reúna datos provenientes de factores importantes relacionados con cada una de las decisiones del proyecto⁴⁷ en este caso los precios y consumos del barril de nafta y del barril del reductor de viscosidad propuesto.
- Determine los consumos anuales relacionados con cada factor, algunos de estos serán exactos mientras que otros deberán ser estimados.
- Determine los costos anuales relacionados con cada factor, algunos de estos serán exactos mientras que otros deberán ser estimados.
- Realice el flujo de caja sin proyecto o el VPN_B sin proyecto a la proyección de los años que desee teniendo en cuenta la cantidad y el precio del factor a evaluar.

⁴⁷ Sociedad Latinoamericana para la calidad. Analisis Costo / Beneficio. (en línea) disponible en: <http://sigc.uqroo.mx/Manuales/Institucional/Procedimientos/Secretaria%20General/Gestion%20Calidad/DGC-001/Metodologias/Costob.pdf>

e) Coloque en el año cero el valor de la inversión o el VPN_c sin proyecto.

f) Determine el gasto anual con la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Determinación del gasto anual

$$\begin{aligned} \text{Gasto anual } \left(\frac{\text{moneda}}{\text{año}} \right) \\ = \text{Cantidad anual } \left(\frac{\text{unidad}}{\text{año}} \right) * \text{Precio unitario } \left(\frac{\text{moneda}}{\text{unidad}} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

g) Realice el flujo de caja con proyecto o el VPN_B con proyecto a la proyección de los años que desee teniendo en cuenta la cantidad y el precio del factor a evaluar.

h) Coloque en el año cero el valor de la inversión o el VPN_c con proyecto.

i) Determine el gasto anual con la ecuación 3.

j) Determine de los beneficios del proyecto siguiendo la siguiente ecuación⁴⁸:

Ecuación 4. Determinación de beneficios

$$\begin{aligned} \text{Beneficios} = (\text{Gasto anual Sin proyecto} + \text{inversion}) \\ - (\text{Gasto anual Con proyecto} + \text{inversion}) \end{aligned} \quad (4)$$

Fuente: UCAÑA LEYTON. Roger. Cálculo de la relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relación-beneficio-coste/>

k) teniendo los beneficios anuales se puede determinar el VPN_B mediante la siguiente ecuación⁴⁹:

Ecuación 5. Determinación del VPN_B

$$VPN_B = \sum \frac{F_n}{(1+r)^n} \quad (5)$$

Fuente: Sociedad Latinoamericana para la calidad. Analisis Costo / Beneficio. (en línea) disponible en: <http://sigc.uqroo.mx/Manuales/Institucional/>

⁴⁸ UCAÑA LEYTON. Roger. Cálculo de la relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

⁴⁹ Sociedad Latinoamericana para la calidad. Analisis Costo / Beneficio. (en línea) disponible en: <http://sigc.uqroo.mx/Manuales/Institucional/Procedimientos/Secretaria%20General/Gestion%20Calidad/DGC-001/Metodologias/Costob.pdf>

Donde:

n= año proyectado

r= tasa de proyectos

F= beneficio

- l) Ya teniendo el valor de VPN_B y VPN_C , determine la relación beneficio / costo mediante la siguiente ecuación⁵⁰:

Ecuación 6. Determinación de la relación beneficio / costo

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{VPN_B}{VPN_C} \quad (6)$$

Fuente: UCAÑA LEYTON. Roger. Cálculo de la relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relación-beneficio-coste/>

- m) Compare y analice las relaciones beneficio / costo para las diferentes decisiones propuestas⁵¹. La mejor solución en términos financieros será aquella que tenga la más alta relación beneficio / costo.
- n) Tenga en cuenta lo siguiente⁵²:
- $B/C > 1$ indica que los beneficios superan los costos, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.
 - $B/C=1$ Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costos.
 - $B/C < 1$, muestra que los costos son mayores que los beneficios, no se debe considerar.

⁵⁰ UCAÑA LEYTON. Roger. Cálculo de la relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

⁵¹ Sociedad Latinoamericana para la calidad. Analisis Costo / Beneficio. (en línea) disponible en: <http://sigc.uqroo.mx/Manuales/Institucional/Procedimientos/Secretaria%20General/Gestion%20Calidad/DGC-001/Metodologias/Costob.pdf>

⁵² Op.sit (en línea) disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

3. RESULTADOS Y ANALISIS

La evaluación de la implementación del reductor de viscosidad es conducida a partir de la metodología y de los datos presentados en el capítulo anterior. A partir de los resultados obtenidos, se procede a la construcción de la discusión orientada hacia la comparación y el contraste entre la eficiencia del reductor de viscosidad y la eficiencia de la nafta, el disolvente actualmente utilizado por Ecopetrol S.A. en el proceso de dilución de crudo en la estación A1, en cuanto a las siguientes variables: viscosidad, presión y producción con el objetivo de realizar un diagnóstico del estado financiero actual dado por el consumo de Nafta para el proceso de dilución sin dejar a un lado la evaluación de los gastos del reductor de viscosidad determinando su inversión inicial y los costos durante el proceso para finalmente determinar la viabilidad financiera que permita obtener conclusiones y recomendaciones que sean aplicables a la práctica.

3.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

Las siguientes pruebas fueron llevadas a cabo en los laboratorios de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. con el fin de seleccionar de los diferentes escenarios propuestos de concentraciones, la concentración del reductor de viscosidad más eficaz para el proceso del tratamiento de crudo teniendo en cuenta su compatibilidad con el tratamiento químico de la estación.

3.1.1 Pruebas de fluidos. La presente prueba se realizó con el fluido de la Troncal CLB2 y el tratamiento reductor de viscosidad a una dosis de 1000 ppm, concentración elegida bajo el criterio del proveedor para la realización de esta prueba.

Se tomó la muestra de fluido y se drenó el agua contenida en esta, quedando el volumen de crudo deshidratado y el volumen de agua para su análisis, a 200 ml de crudo tomados de la muestra se le adicionaron 0.2µL del tratamiento reductor de viscosidad siguiendo la ecuación 1 presentada en la metodología de las pruebas de fluido y realizando una conversión de unidades para el volumen de crudo, como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} & \text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad } \left(\frac{\mu L}{L} \right) \\ & = \text{concentración del tratamiento reductor de viscosidad (ppm)} \\ & \times \text{volumen de crudo (L)} \end{aligned}$$

$$200 \text{ ml} \frac{1 \text{ L}}{1000 \text{ ml}} = 0.2 \text{ L}$$

$$\text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}}\right) = 1000 (\text{ppm}) \times 0.2 (\text{L})$$

$$\text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}}\right) = 200$$

Se debe realizar este procedimiento debido a que para la dosificación se debe tener en cuenta la proporción entre el volumen de crudo y la concentración del reductor.

Seguidamente se realizaron las siguientes relaciones de mezcla a tres botellas, cada una de 100 ml de la siguiente manera:

Tabla 11. Composición de muestras para prueba de fluidos

Botella	Crudo troncal CLB2 + Tratamiento reductor de viscosidad	Agua Troncal CLB2
	% (V/V)	%(V/V)
1	80	20
2	50	50
3	20	80

Fuente: elaboración propia

Una vez realizado el procedimiento de la prueba de fluidos se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 12. Resultados en volumen de la separación agua – crudo

Botella	Relación (agua troncal CLB2 / Crudo troncal CLB2 + Tratamiento reductor de viscosidad)	Volumen de separación del agua (ml) / Tiempo (min)					
		Tiempo (min)					
		% (V/V)	0	5	10	15	30
1	20/80	20	30	30	30	30	34
2	50/50	50	50	50	50	54	60
3	80/20	80	80	80	80	80	80
Variable (unidades)		Volumen de separación (ml)					

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron convertidos a porcentajes de eficiencia, a continuación, se realiza una muestra del cálculo para cada botella a diferentes tiempos:

Botella 1 a 60 minutos:

$$34 \text{ ml de agua} \frac{100 \%}{20 \text{ ml de agua}} = 170 \%$$

Botella 2 a 30 minutos:

$$54 \text{ ml de agua} \frac{100 \%}{50 \text{ ml de agua}} = 108 \%$$

Botella 3 a 10 minutos:

$$80 \text{ ml de agua} \frac{100 \%}{80 \text{ ml de agua}} = 100 \%$$

Realizados los cálculos anteriores se obtienen los siguientes porcentajes de eficiencia de la deshidratación del crudo:

Tabla 13. Eficiencias de la separación agua – crudo

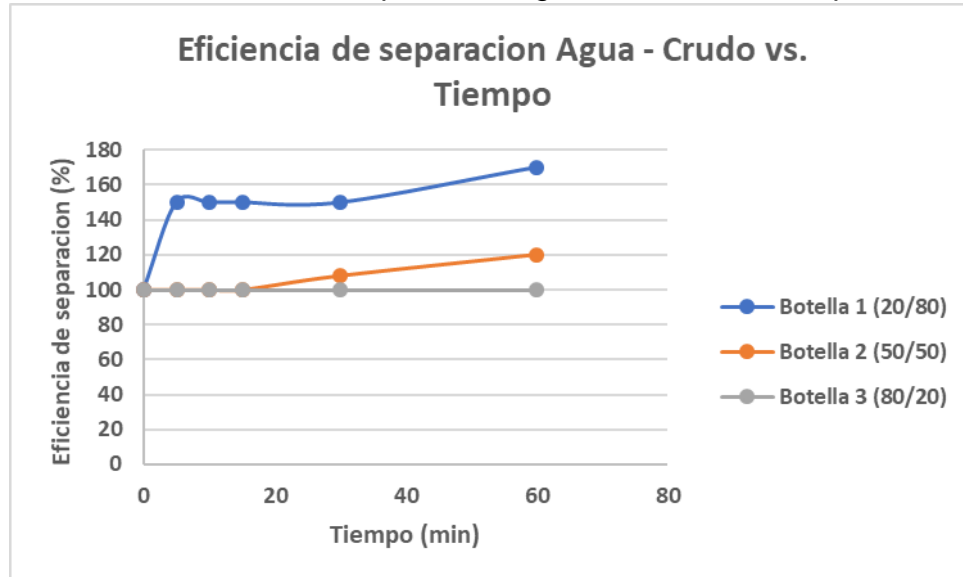
Botella	Relación (agua troncal CLB2 / Crudo troncal CLB2 + Tratamiento reductor de viscosidad)	Eficiencia de separación del agua (%) / Tiempo (min)					
		Tiempo (min)					
		% (V/V)	0	5	10	15	30
1	20/80	100	150	150	150	150	170
2	50/50	100	100	100	100	108	120
3	80/20	100	100	100	100	100	100
Variable (unidades)		Eficiencia de separación (%)					

Fuente: elaboración propia

La grafica 1 presentada a continuación permite observar una eficiente y rápida separación completa de las fases para las relaciones 20/80 y 50/50 llegando a unas eficiencias de separación de 170% y 120% respectivamente, mientras que la relación 80/20 se mantiene la eficiencia de separación en un 100% durante todo el tiempo de la prueba, se puede decir que en la botella 1 la cual posee la mayor proporción del tratamiento reductor de viscosidad es la más efectiva en el proceso

de deshidratación del crudo y separa el agua emulsionada de la muestra inicial por esto la separación es mayor al 100%.

Grafica 1. Eficiencia de separación Agua - Crudo vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

Posteriormente se realizó un registro fotográfico de las botellas con el resultado final como se muestra a continuación en la imagen 1:

Imagen 1. Muestras patrón (crudo troncal CLB2 + tratamiento reductor de viscosidad + agua troncal CLB2)



Fuente: elaboración propia

En la imagen 1 se lograron evidenciar las interfaces definidas esto quiere decir que el producto reductor de viscosidad no incrementa la emulsión en el crudo debido a que en ninguna de las botellas se evidencio la presencia de 3 fases o la formación de la moneda de sólidos o lodos, por lo tanto, se puede decir que el producto posee una carga de surfactantes baja y es compatible con el crudo. Si al final de la prueba se hubiese obtenido una separación inferior al 90%, quiere decir que los fluidos no son compatibles y se debe realizar una reformulación del tratamiento o cambiar el tratamiento propuesto.

Posteriormente al filtrar los fluidos de las botellas a través del tamiz malla 100 se obtuvieron los siguientes resultados, mostrados en la imagen 2:

Imagen 2. Filtración del fluido de las botellas



Fuente: elaboración propia

Luego de lavar el tamiz con solvente orgánico para verificar solidos o precipitaciones se obtuvo el siguiente resultado, evidenciado en la imagen 3:

Imagen 3. Filtrado final del fluido de las botellas



Fuente: elaboración propia

Por otra parte, en la imagen 3, no se evidencia la presencia de sedimentos, lodos o precipitados en la malla al filtrar la mezcla para ninguna de las relaciones, es decir que el tratamiento reductor de viscosidad es totalmente soluble y compatible con el crudo. Si se presentaran sólidos apreciables en la malla los fluidos serían incompatibles.

3.1.2 Pruebas de botella. La presente prueba se realizó simulando las condiciones de campo, probando la incidencia que tendría el producto reductor de viscosidad con el producto rompedor directo que actualmente se está usando en la estación. La muestra estuvo compuesta de fluido de algunos pozos que alimentan la Troncal CLB2 de la siguiente manera:

Cuadro 2. Pozos incluidos para la muestra compuesta

Clúster	Pozos
CL – 02	419, 420, 421, 14
CL – 04	200, 202, 203
CL – 05	34, 29

Fuente: elaboración propia

Los pozos incluidos para la muestra compuesta son aquellos que producen bajos corte de agua (< 50% BSW), para que el producto reductor de viscosidad, actué sobre la fase predominante del hidrocarburo, reduciendo la viscosidad.

A la muestra se le drenó el agua libre y se le realizó el BSW inicial por el método de la centrifuga obteniendo los siguientes resultados:

Imagen 4. Determinación del BSW inicial por método de la centrifuga



Fuente: elaboración propia

Los porcentajes de sólidos, agua y emulsión primaria fueron leídos directamente de la zanahoria, el porcentaje de la emulsión secundaria es el resultado posterior cuando se le adicionan las dos gotas de rompedor universal el cual se encarga de romper la emulsión primaria y liberar más agua o precipitar más sólidos, como se mencionó en la metodología del presente proyecto. Por último, el BSW inicial es la

sumatoria del porcentaje de agua y de la emulsión primaria, la cual da un resultado del 28% de contenido de BSW.

Tabla 14. Resultados del BSW inicial

% Solidos	% Agua	%Emulsión primaria	%Emulsión secundaria	%BSW
0.1	4	24	2	28

Fuente: elaboración propia

Se tomaron 9 botellas de las cuales a 8 de estas se le agregaron 100 ml de la muestra compuesta, seguidamente se sometieron a calentamiento a 81°C, temperatura correspondiente a fondo de campo.

Posteriormente se tomó la botella #1 hasta la #8 y se dosificó rompedor directo utilizado en campo a una concentración de 200 ppm, seguidamente se agregó a cada botella la dosis del producto reductor viscosidad, este se probó a las siguientes concentraciones: 200, 500, 750, 1000, 1250, 1500, 1750 y 2000 ppm, la botella #9 pertenece al blanco donde no se le adiciona ningún producto. a continuación, se realiza una muestra del cálculo con la ecuación 1 para la dosificación tanto del rompedor directo como del producto reductor de viscosidad, realizando previamente una conversión de unidades para el volumen del crudo de la muestra compuesta:

Dosificación del rompedor directo:

$$\begin{aligned} & \text{Cantidad del tratamiento rompedor directo } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) \\ & = \text{concentracion del tratamiento rompedor directo (ppm)} \\ & \times \text{volumen de crudo (L)} \end{aligned}$$

$$100 \text{ ml } \frac{1 \text{ L}}{1000 \text{ ml}} = 0.1 \text{ L}$$

$$\text{Cantidad del tratamiento rompedor directo } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) = 200 \text{ (ppm)} \times 0.1 \text{ (L)}$$

$$\text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) = 20$$

Dosificación del reductor de viscosidad a una concentración de 2000 ppm:

$$\begin{aligned} & \text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad } \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) \\ & = \text{concentracion del tratamiento reductor de viscosidad (ppm)} \\ & \times \text{volumen de crudo (L)} \end{aligned}$$

$$100 \text{ ml} \frac{1 \text{ L}}{1000 \text{ ml}} = 0.1 \text{ L}$$

$$\text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad} \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) = 2000 \text{ (ppm)} \times 0.1 \text{ (L)}$$

$$\text{Cantidad del tratamiento reductor de viscosidad} \left(\frac{\mu\text{L}}{\text{L}} \right) = 200$$

Se debe realizar este procedimiento debido a que para la dosificación se debe tener en cuenta la proporción entre el volumen de crudo y la concentración del reductor. En la siguiente tabla se presentan las dosificaciones realizadas a cada botella:

Tabla 15. Dosificaciones de los tratamientos químicos en las botellas

# Botella	Productos	Concentración reductor de viscosidad (ppm)	Dosificación reductor de viscosidad ($\mu\text{L}/\text{L}$)	Concentración rompedor directo (ppm)	Dosificación rompedor directo ($\mu\text{L}/\text{L}$)
1	Reductor de viscosidad + rompedor directo	200	20	200	20
2	Reductor de viscosidad + rompedor directo	500	50	200	20
3	Reductor de viscosidad + rompedor directo	750	75	200	20
4	Reductor de viscosidad + rompedor directo	1000	100	200	20
5	Reductor de viscosidad + rompedor directo	1250	125	200	20
6	Reductor de viscosidad + rompedor directo	1500	150	200	20

Tabla 15. (Continuación)

# Botella	Productos	Concentración reductor de viscosidad (ppm)	Dosificación reductor de viscosidad (µL/L)	Concentración rompedor directo (ppm)	Dosificación rompedor directo (µL/L)
7	Reductor de viscosidad + rompedor directo	1750	175	200	20
8	Reductor de viscosidad + rompedor directo	2000	200	200	20
9	Blanco	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia

Se procedió a agitar las botellas durante 20 minutos, luego se leyó la separación de fases o caída de agua a tiempo 0 y durante 15, 30 y 60 min, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 16. Caída de agua de las muestras de crudo a temperatura del fondo de campo simulando proceso en tanques de surgencia

# Botella	Concentración reductor de viscosidad (ppm)	Tiempo (min)			
		0	15	30	60
1	200	1	3	8	15
2	500	3	4	8	10
3	750	3	7	8	15
4	1000	5	9	10	20
5	1250	3	7	8	15
6	1500	5	9	9	18
7	1750	3	9	10	12
8	2000	3	10	18	18
9	0	2	3	3	3
Variable (unidades)		Volumen de separación (% v/v)			

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron convertidos a porcentajes de eficiencia tomando como referencia el %BSW inicial

de la muestra. A continuación, se realiza una muestra del cálculo para algunas de las botellas a diferentes tiempos:

Botella 4 a 60 minutos:

$$20 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100 \%}{28 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 71 \%$$

Botella 8 a 30 minutos:

$$18 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100 \%}{28 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 64 \%$$

Botella 3 a 15 minutos:

$$7 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100 \%}{28 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 25 \%$$

Realizados los cálculos anteriores se obtienen los siguientes porcentajes de eficiencia de la deshidratación del crudo:

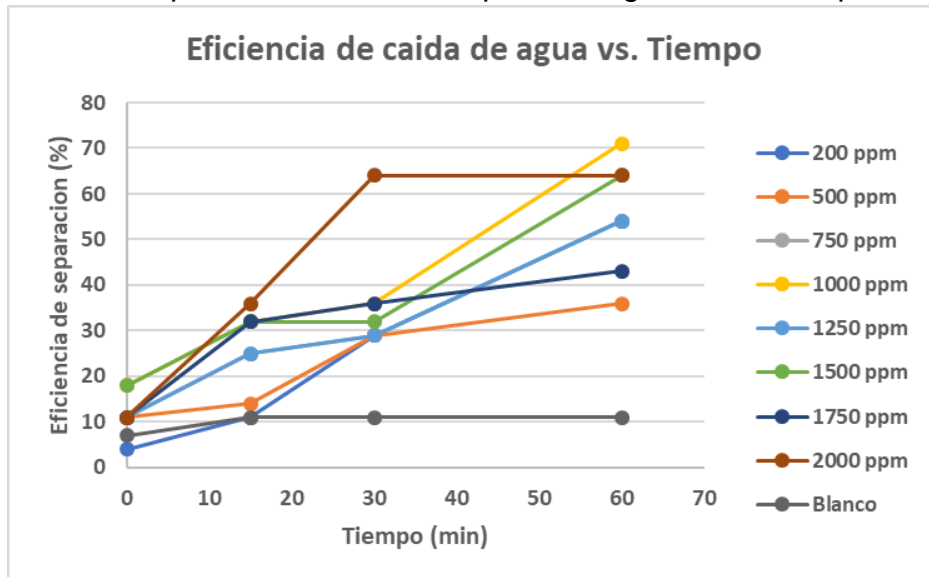
Tabla 17. Eficiencias de caída de agua de las muestras de crudo a temperatura del fondo de campo simulando proceso en tanques de surgencia

#	Concentración reductor de viscosidad	Tiempo (min)			
		0	15	30	60
Botella	(ppm)				
1	200	4	11	29	54
2	500	11	14	29	36
3	750	11	25	29	54
4	1000	18	32	36	71
5	1250	11	25	29	54
6	1500	18	32	32	64
7	1750	11	32	36	43
8	2000	11	36	64	64
9	0	7	11	11	11
Variable (unidades)		Eficiencia del volumen de separación (%)			

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron graficados como se muestra a continuación:

Grafica 2. Eficiencia de la caída de agua a 81°C simulando el comportamiento en el tanque de surgencia vs Tiempo



Fuente: elaboración propia

La gráfica 2 permite observar una eficiente y rápida separación de las fases para las concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm llegando a unas eficiencias de separación de 71%, 64% y 64% respectivamente, mientras que las concentraciones de 200, 500, 750, 1250 y 1750 ppm obtuvieron porcentajes de eficiencia más bajos de 36% a 54% durante todo el tiempo de la prueba. Adicionalmente se observa que la botella numero 9 (blanco) presenta un valor de caída de agua del 11% lo que significa que no hay una liberación de agua por si sola.

Una vez realizada la primera lectura de caída de agua se adiciona el 5% de Nafta a cada botella simulando el proceso en el tren de dilución, se agita por 15 min y se repite la lectura de caída de agua a tiempo 0, 15 y 30 min con una temperatura más baja de 66°C que es la temperatura de prueba para simular condiciones en el brazo de dilución. Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 18. Caída de agua de las muestras de crudo a temperatura de prueba simulando proceso en trenes de dilución

#	Concentración		Tiempo (min)		
	#	reductor de viscosidad (ppm)	0	15	30
1	200	200	20	20	20
2	500	500	12	15	20
Variable (unidades)			Volumen de separación (% v/v)		

Tabla 18. (Continuación)

#	Concentración reductor de viscosidad	Tiempo (min)		
		0	15	30
3	750	18	18	20
4	1000	20	20	20
5	1250	20	20	20
6	1500	20	20	20
7	1750	20	20	20
8	2000	21	21	21
9	0	5	5	5
Variable (unidades)		Volumen de separación (% v/v)		

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron convertidos a porcentajes de eficiencia tomando como referencia el %BSW inicial de la muestra. A continuación, se realiza una muestra del cálculo para algunas de las botellas a diferentes tiempos:

Botella 8 a 30 minutos:

$$21 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100 \%}{28 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 75 \%$$

Botella 3 a 15 minutos:

$$18 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100 \%}{28 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 64 \%$$

Botella 2 a 0 minutos:

$$12 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100 \%}{28 \% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 43 \%$$

Realizados los cálculos anteriores se obtienen los siguientes porcentajes de eficiencia de la deshidratación del crudo:

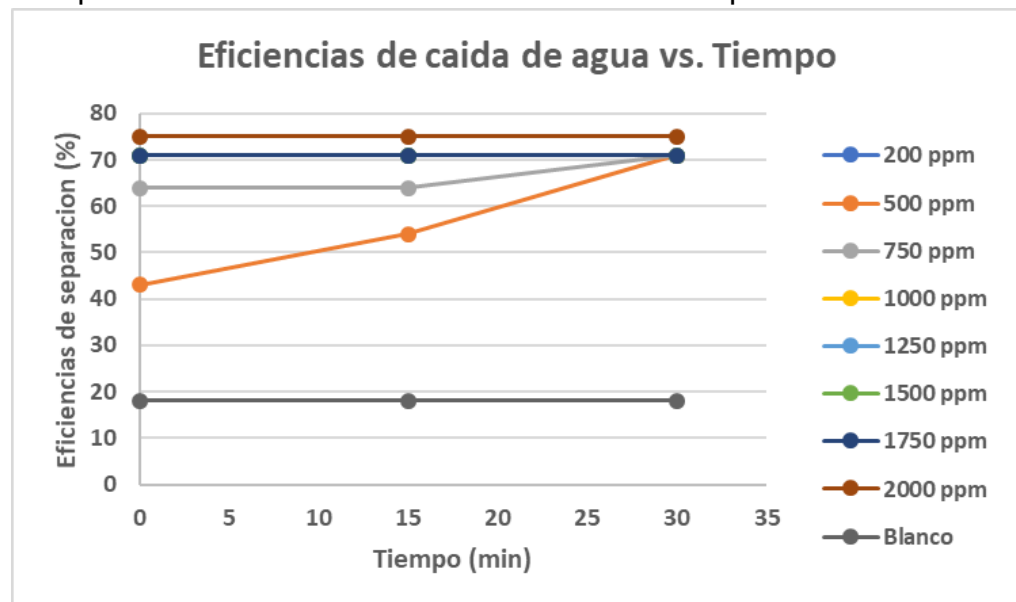
Tabla 19. Eficiencias de la caída de agua de las muestras de crudo a temperatura de prueba simulando proceso en trenes de dilución

#	Concentración reductor de viscosidad	Tiempo (min)		
		0	15	30
Botella	(ppm)			
1	200	71	71	71
2	500	43	54	71
3	750	64	64	71
4	1000	71	71	71
5	1250	71	71	71
6	1500	71	71	71
7	1750	71	71	71
8	2000	75	75	75
9	0	18	18	18
Variable (unidades)		Eficiencia de separación (%)		

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron graficados como se muestra a continuación:

Grafica 3. Eficiencia de la caída de agua a 66°C simulando el comportamiento en los brazos de dilución vs Tiempo



Fuente: elaboración propia

La gráfica 3 permite observar una eficiente y rápida separación de las fases para todas las concentraciones evaluadas llegando a unas eficiencias de separación de

71% a 75%, lo cual nos confirma que la adición de nafta al proceso actúa como disolvente en el crudo permitiendo mejorar la absorción y homogenización de los productos químicos en este.

Adicionalmente se evidencia que las concentraciones de 200, 500, 750, 1250 y 1750 ppm repuntan en la eficiencia de separación con la adición de la nafta con adiciones al porcentaje inicial de hasta el 28%, mientras que para las concentraciones de 1500 y 2000 ppm el efecto de la nafta es mínimo, aunque cabe resaltar su aumento en la eficiencia de 7% y 11% respectivamente comparado con la caída de agua a 81 °C.

Para la concentración de 1000 ppm se evidencia que el efecto de la nafta en esta es nulo debido a que su porcentaje de eficiencia se mantuvo constante, lo cual nos da el primer indicio para que esta concentración sea la seleccionada en las pruebas de campo ya que se puede decir que únicamente con la adición del reductor de viscosidad al proceso sin necesidad de la adición de nafta, el crudo alcanzaría eficiencias de separación iguales que con la adición de nafta. Por lo tanto, esta adición de nafta no sería necesaria para el proceso.

Por último, con respecto a la botella numero 9 (blanco) presenta un valor de caída de agua del 18% lo que significa que no hay una liberación de agua por si sola.

Simulando los tiempos de residencia del tanque de lavado de la estación se dejaron las muestras 14 horas en calentamiento a temperatura de prueba. Una vez se cumplió este periodo de tiempo se realizó la lectura de caída de agua. Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 20. Caída de agua de las muestras de crudo simulando tiempos de residencia del tanque de lavado

#	Concentración reductor de viscosidad (ppm)	Tiempo (horas)
Botella		14
1	200	29
2	500	28
3	750	22
4	1000	30
5	1250	22
Variable (unidades)		Volumen de separación (% v/v)

Tabla 20. (Continuación)

#	Concentración reductor de viscosidad	Tiempo (horas)
Botella	(ppm)	14
6	1500	22
7	1750	23
8	2000	24
9	0	5
Variable (unidades)	Volumen de separación (% v/v)	

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron convertidos a porcentajes de eficiencia tomando como referencia el %BSW inicial de la muestra. A continuación, se realiza una muestra del cálculo para el blanco y para el punto mínimo y máximo de la caída de agua a las 14 horas:

Botella 9 - blanco:

$$5\% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100\%}{28\% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 18\%$$

Botella 3 – 750 ppm:

$$22\% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100\%}{28\% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 79\%$$

Botella 4 – 1000 ppm:

$$30\% \frac{v}{v} \text{ caída de agua} \frac{100\%}{28\% \frac{v}{v} \text{ caída de agua}} = 107\%$$

Realizados los cálculos anteriores se obtienen los siguientes porcentajes de eficiencia de deshidratación del crudo pasadas las 14 horas:

Tabla 21. Eficiencias de la caída de agua de las muestras de crudo simulando tiempos de residencia del tanque de lavado

#	CONCENTRACION REDUCTOR DE VISCOSIDAD	TIEMPO (horas)
BOTELLA	(ppm)	14
1	200	104
2	500	100
3	750	79
4	1000	107
5	1250	79
6	1500	79
7	1750	82
8	2000	86
9	0	18
Variable (unidades)		Eficiencia de separación (%)

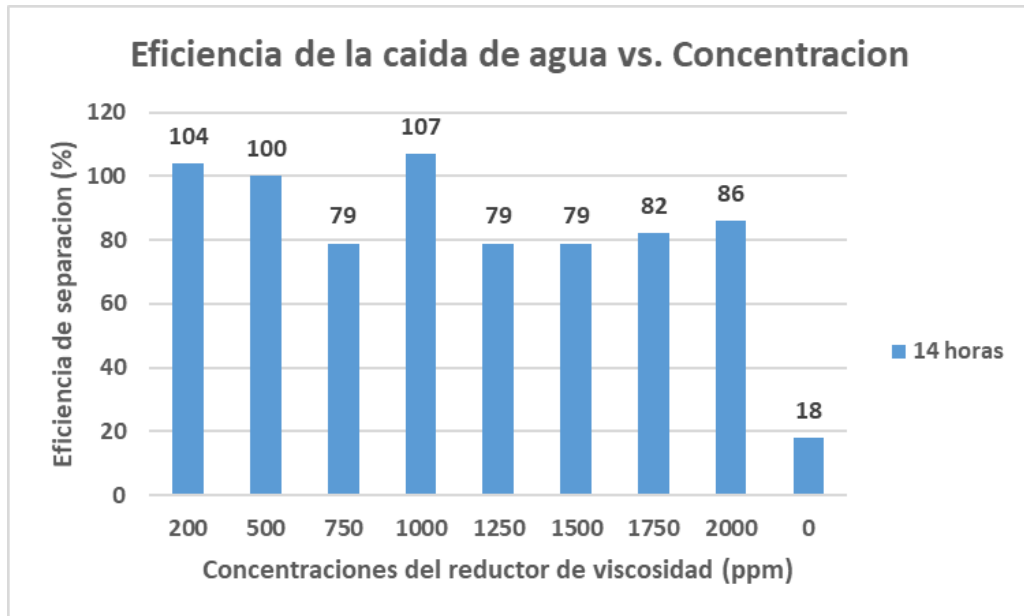
Fuente: elaboración propia

Se observa en la gráfica 4 que todas las botellas que contienen reductor de viscosidad liberaron más del 79% del agua contenida en la muestra, adicionalmente la botella numero 9 (blanco) presenta un valor de caída de agua del 18% lo que significa que no hay una liberación de agua por si sola.

Adicionalmente se observa que las concentraciones de 200, 500 y 1000 ppm son aquellas que tienen una eficiencia de separación más alta que el resto de las concentraciones con valores de 104%, 100% y 107% respectivamente, lo que representa un aumento del 29% al 36% en la eficiencia de separación, mientras que las concentraciones de 750, 1250, 1500, 1750 y 2000 ppm tuvieron un aumento en su eficiencia de 8% a 11%.

Por lo anterior se puede decir que el reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo es más efectivo a concentraciones iguales o menores a 1000 ppm.

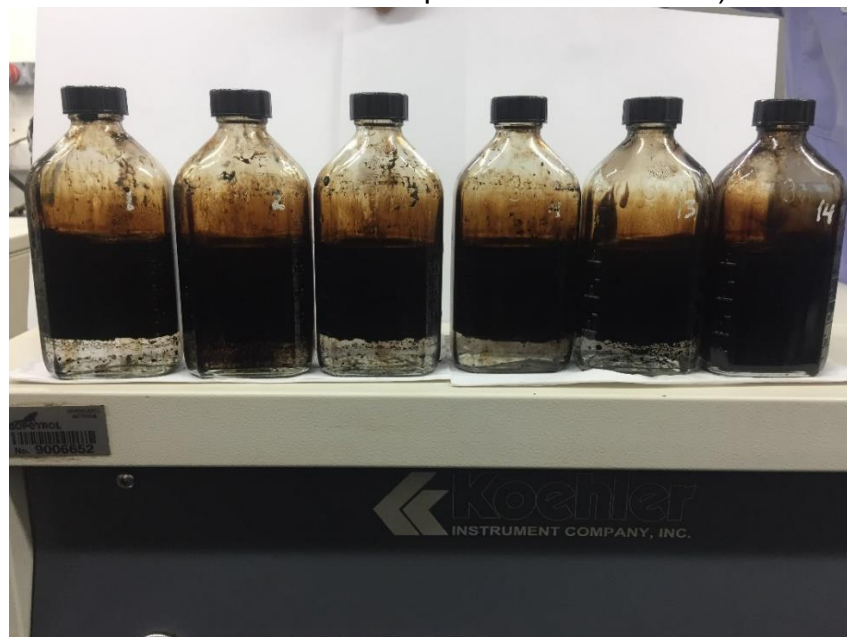
Grafica 4. Eficiencia de la caída de agua a las 14 horas vs Concentración del reductor de viscosidad



Fuente: elaboración propia

Posteriormente se realizó un registro fotográfico de las botellas después del calentamiento por 14 horas con el resultado final como se muestra a continuación:

Imagen 5. Botellas 1, 2, 3, 4, 5, blanco (crudo + tratamiento reductor de viscosidad + rompedor directo + nafta)



Fuente: elaboración propia

Imagen 6. Botellas 4, 5, 6, 7, 8, blanco (crudo + tratamiento reductor de viscosidad + rompedor directo + nafta)



Fuente: elaboración propia

En las imágenes 5 y 6 se observa que las botellas que contienen el reductor de viscosidad muestran interfaces buenas con respecto a la calidad del agua, no se observa adherencia de crudo en ninguna de las botellas con tratamiento por lo tanto se puede decir que no hay incidencia por parte de los reductores de viscosidad frente al desempeño del rompedor de emulsión en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1.

Posteriormente se realizó la medición de BSW de cada una de las botellas, tomando una muestra 20% por encima de la interface para simular las condiciones de rebose del tanque de lavado, cabe resaltar que el BSW es la sumatoria del porcentaje de agua libre y de la emulsión primaria, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 22. Determinación del BSW con una muestra tomada 20% por encima de la interface simulando condiciones de rebose

#	Concentración reductor de viscosidad (ppm)	Solidos (%)	Agua (%)	Emulsión primaria (%)	Emulsión secundaria (%)	BSW (%)
1	200	0.8	0.4	0.3	0	0.7
2	500	0.8	0.3	0.4	0	0.7
3	750	0.8	0.4	0.3	0	0.7
4	1000	0.8	0.1	0.3	0	0.4

Tabla 22. (Continuación)

#	Concentración reductor de viscosidad	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW
Botella	(ppm)	%	%	%	%	%
5	1250	0.8	0.3	0.4	0.1	0.7
6	1500	1.2	0.3	0.9	0.1	1.2
7	1750	1.2	0.5	1.1	0.1	1.6
8	2000	1.8	0.5	1.3	0.2	1.8
9	0	5.2	0	5.2	1.4	5.2

Fuente: elaboración propia

En la gráfica 5 en cuanto a la curva de los sólidos se tiene que el producto reductor de viscosidad presentó menor porcentaje de sólidos en concentraciones de 200 ppm a 1250 ppm y su aumento inicio después de 1250 ppm hasta 2000 ppm, por lo que se puede decir que después de 1250 ppm el aumento en la concentración del reductor de viscosidad genera la dispersión de los sólidos y dificulta la precipitación de estos.

En cuanto a la curva de agua liberada como se ha visto a lo largo de las pruebas la concentración más efectiva en cuanto a la deshidratación de crudo es la de 1000 ppm con un valor del 0.1% de agua libre, también se pueden destacar las concentraciones menores a 1000 ppm que aunque no son las más efectivas tienen valores bajos entre 0.3% a 0.4% contenido de agua, adicionalmente se evidencia que con el aumento de la concentración, después de 1000 ppm la deshidratación del crudo es menos efectiva con valores de hasta 0.5% de agua.

En cuanto a las curvas de emulsión primaria y emulsión secundaria se debe tener en cuenta que el porcentaje de emulsión secundaria promedio del campo está entre 0 y 2%, en la gráfica 5 se observan los valores más bajos en concentraciones menores o iguales a 1000 ppm con valores entre 0.3% y 0.4% de emulsión primaria y con valores de 0% de emulsión secundaria, mientras que a concentraciones mayores de 1000 ppm los porcentajes de emulsión primaria van de 0.4% a 1.3% y los porcentajes de emulsión secundaria van de 0.1% a 0.2%.

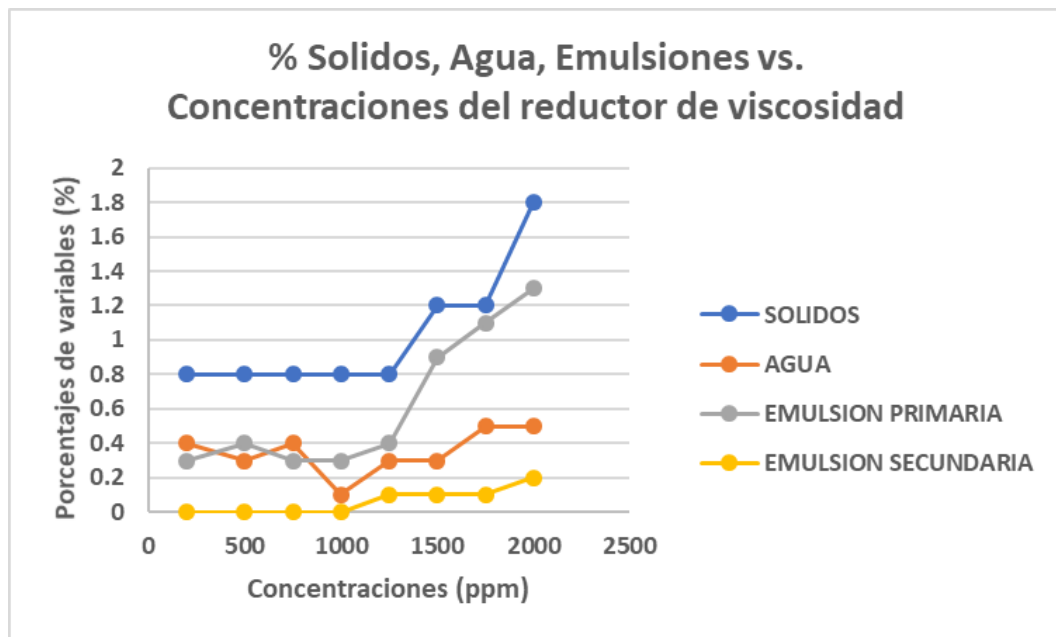
Aunque los valores de la emulsión secundaria en todas las concentraciones cumplen con el porcentaje promedio del campo, las concentraciones iguales o menores a 1000 ppm son las mejores ya que rompen por completo la emulsión primaria lo cual nos dice que no se observa incidencia alguna por parte del reductor de viscosidad probado con respecto al desempeño del rompedor de emulsión del campo y por el contrario es un ayudante para la ruptura de estas emulsiones.

La emulsión secundaria siempre debe ser menor a la emulsión primaria en caso de que estas sean iguales significa que el rompedor no está haciendo ningún efecto sobre la emulsión. En caso de que la emulsión secundaria sea mayor significa que el rompedor está re emulsionando la muestra lo cual puede ocurrir por la aplicación excesiva de rompedor.

Para el analisis de resultados en cuanto a la curva de porcentaje de BSW se debe tener en cuenta que se están simulando las condiciones en el rebose del tanque de lavado el cual teóricamente en su filosofía de operación logra dejar un contenido de BSW de máximo 0.8% por lo que las únicas botellas que cumplen este criterio de operación serían las botellas 1, 2, 3, 4 y 5 las cuales en su mayoría poseen una concentración del tratamiento reductor de viscosidad menor a 1000 ppm dejando contenidos de BSW de 0.4% a 0.7%.

Por último, se observa que la botella numero 9 (blanco) presenta un valor de BSW del 5.2% lo que significa que no hay un tratamiento de crudo por sí solo.

Grafica 5. Porcentajes de sólidos, agua y emulsiones vs. Concentraciones del reductor de viscosidad con una muestra tomada 20% por encima de la interface



Fuente: elaboración propia

Luego de obtener los resultados del rebose se procede a simular el drenaje del tanque realizando la compuesta de la muestra, retirando toda el agua liberada en cada una de las botellas las cuales se agitaron moderadamente y nuevamente

realizar la medición del BSW, esto con el fin de corroborar las condiciones de rebose en el tanque de lavado. A continuación, se presentan los resultados de estas mediciones:

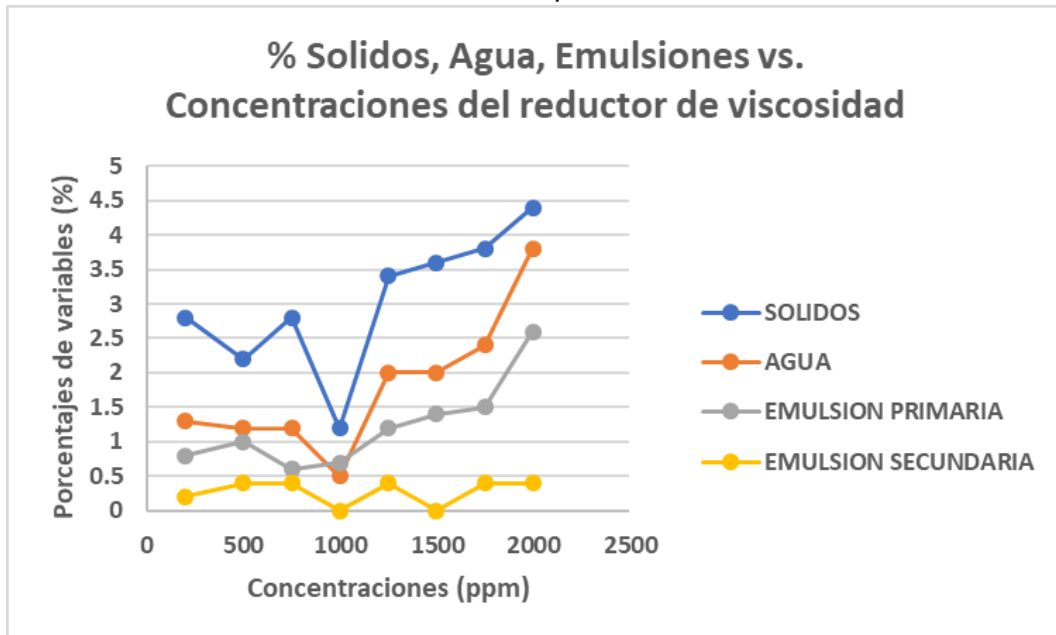
Tabla 23. Determinación del BSW con la compuesta de la muestra

#	Concentración reductor de viscosidad	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW
Botella	(ppm)	%	%	%	%	%
1	200	2.8	1.3	0.8	0.2	2.1
2	500	2.2	1.2	1.0	0.4	2.2
3	750	2.8	1.2	0.6	0.4	1.8
4	1000	1.2	0.5	0.7	0	1.2
5	1250	3.4	2.0	1.2	0.4	3.2
6	1500	3.6	2.0	1.4	0	3.4
7	1750	3.8	2.4	1.5	0.4	3.9
8	2000	4.4	3.8	2.6	0.4	6.4
9	0	28	14	14	0.2	28

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron graficados como se muestra a continuación:

Grafica 6. Porcentajes de sólidos, agua y emulsiones vs. Concentraciones del reductor de viscosidad con la compuesta de la muestra



Fuente: elaboración propia

Debido a que estas mediciones se realizan simulando la compuesta del tanque para corroborar las mediciones del rebose en el tanque de lavado se realizara un analisis de resultados en conjunto a todas las variables ya que en estas mediciones siempre se encontraran porcentajes de sólidos, agua y emulsiones en todas las concentraciones del reductor de viscosidad evaluadas debido a que la compuesta de un tanque es el contenido de fluido desde el 20% sobre la interface hasta el fondo del tanque. En la gráfica 6 se observa que en la concentración de 1000 ppm se encuentran los porcentajes más bajos de sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW con valores de 1.2%, 0.5%, 0.7%, 0% y 1.2%, respectivamente.

Por otra parte, se evidencia que a medida que aumenta la concentración del reductor de viscosidad aumentan los porcentajes de sólidos, agua, emulsiones y BSW en el tanque, sin embargo, se puede decir que el comportamiento de esta compuesta es normal en cuanto a los resultados obtenidos simulando el rebose del tanque debido a que mientras pasa el tiempo de residencia del fluido en el tanque los valores de la compuesta llegan a ser los valores del rebose obtenidos anteriormente.

Considerando los resultados obtenidos no se tendría una afectación en el proceso de deshidratación en los tanques por el efecto del reductor de viscosidad y finalmente se puede decir que el reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo es más efectivo a concentraciones iguales o menores a 1000 ppm por lo que esta última es la concentración seleccionada para la realización de la prueba de campo.

3.2 PRUEBA DE CAMPO

Se realizó la prueba de inyección continua del reductor de viscosidad por un periodo de 20 días en los múltiples de CL02, CL04 y CL05 a una concentración de 1000 ppm debido a que fue la concentración seleccionada por los resultados en las pruebas de compatibilidad como se mencionó anteriormente.

3.2.1 Seguimiento de las variables operativas. Como se mencionó en la metodología se construyó la línea base de cada una de las variables dos días antes de iniciar la prueba, en el transcurso de la prueba se realizó el seguimiento a las siguientes variables operativas: %Agua, %Sólidos, %Emulsión primaria, %Emulsión secundaria y %BSW en la troncal CLB2, en el rebose del tanque de surgencia y en el rebose del tanque de lavado.

- Resultados en el CLB2

Para el siguiente reporte de resultados se aplicó la ecuación 2 con el fin de determinar el % de BSW total debido a que es la muestra de la troncal, cabe resaltar que el BSW es la sumatoria del porcentaje de agua libre y de la emulsión primaria. A continuación, se realiza la muestra del cálculo para algunos de los días de la prueba:

$$\%BSW \text{ total} = \left[\left(\text{ml de agua libre del recipiente} + (\%BSW \text{ inicial} \times \text{ml de aceite libre del recipiente}) \right) \div \text{ml volumen total de la muestra} \right] \times 100$$

Día 7:

$$\%BSW \text{ total} = \left[(1200 \text{ ml} + (13\% \times 200 \text{ ml})) \div 1400 \text{ ml} \right] \times 100$$

$$\%BSW \text{ total} = 88\%$$

Día 13:

$$\%BSW \text{ total} = \left[(830 \text{ ml} + (14\% \times 200 \text{ ml})) \div 1030 \text{ ml} \right] \times 100$$

$$\%BSW \text{ total} = 83\%$$

Una vez realizados estos cálculos, en la siguiente tabla se presentan los resultados consolidados desde los dos días anteriores los cuales son de la línea base es decir en el proceso actual que comprende solo la inyección de nafta y los 20 días de la prueba de campo es decir en el proceso propuesto que comprende la inyección del reductor de viscosidad junto a la inyección de la nafta:

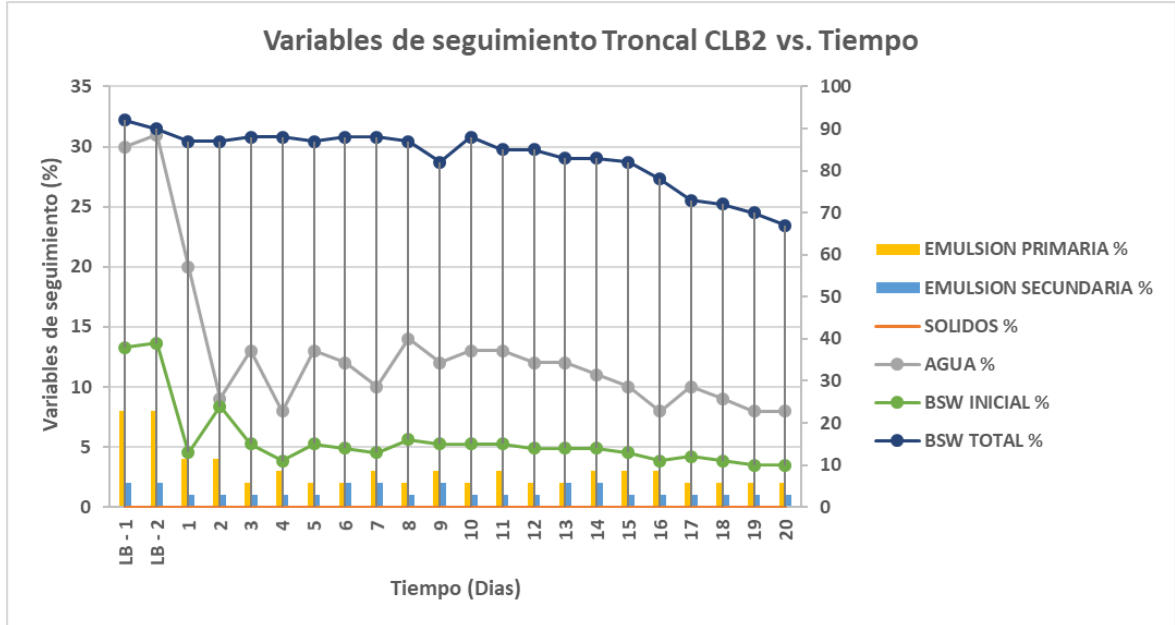
Tabla 24. Seguimiento de variables operativas en la troncal CLB2

Tiempo	Volumen de fluido total	Volumen de agua libre	Volumen de crudo	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW inicial	BSW total
Día	ml	ml	ml	%	%	%	%	%	%
LB - 1	1060	920	140	0	30	8	2	38	92
LB - 2	930	780	150	0	31	8	2	39	90
1	1470	1210	260	0	20	4	1	24	87
2	1640	1400	240	0	9	4	1	13	87
3	1750	1500	250	0	13	2	1	15	88
4	1150	1000	150	0	8	3	1	11	88
5	1300	1100	200	0	13	2	1	15	87
6	1350	1160	190	0	12	2	2	14	88
7	1400	1200	200	0	10	3	2	13	88
8	2000	1680	320	0	14	2	1	16	87
9	1400	1100	300	0	12	3	2	15	82
10	1050	900	150	0	13	2	1	15	88
11	870	720	150	0	13	3	1	15	85
12	1330	1100	230	0	12	2	1	14	85
13	1030	830	200	0	12	2	2	14	83
14	1370	1100	270	0	11	3	2	14	83
15	740	590	150	0	10	3	1	13	82
16	1400	1050	350	0	8	3	1	11	78
17	1150	800	350	0	10	2	1	12	73
18	1100	750	350	0	9	2	1	11	72
19	1200	800	400	0	8	2	1	10	70
20	1340	850	490	0	8	2	1	10	67

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron graficados como se muestra a continuación:

Grafica 7. Seguimiento de variables operativas Troncal CLB2 vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 7 se puede observar el comportamiento de las variables operativas del crudo en la troncal una vez se inicia la inyección del producto reductor de viscosidad, los porcentajes de BSW inicial y total están dados por el eje Y secundario de la gráfica y los porcentajes de sólidos, agua, emulsión primaria y secundaria están dados por el eje Y primario de la gráfica, estas dos últimas variables están graficadas por columnas apiladas para observar con más facilidad la reducción de la emulsión primaria con respecto a la emulsión secundaria.

Se inicia con el análisis de la curva de los sólidos en donde se observa un contenido nulo de estos a lo largo de la prueba de campo, lo cual quiere decir que el crudo del campo CS-E es un crudo con bajo contenido de sólidos, información corroborada con los datos de la línea base los cuales también tienen un valor de 0%, adicionalmente en esta etapa del tratamiento es un comportamiento normal debido a que la emulsión es tan fuerte que los sólidos no logran precipitar y por el contrario se quedan en la emulsión para que más adelante el rompedor de emulsión logre disolverlos completamente.

En cuanto al porcentaje de agua se observa que durante los primeros 8 días de aplicación del reductor de viscosidad hubo una variación de los datos, esto puede

deberse a una etapa de adaptación del proceso con respecto a la absorción del reductor, sin embargo cabe resaltar que desde el primer día de la inyección del reductor se evidencio una caída de agua del 11% menos a comparación de los datos de la línea base que tiene un valor del 31%, desde el día 9 hasta el día 20 se observa una tendencia clara en donde se logra una eficiencia de separación o de caída de agua de hasta el 26% lo cual es muy beneficioso para el proceso de deshidratación del crudo teniendo en cuenta que la mayor parte del fluido en la troncal es agua.

Adicionalmente se puede observar la reducción significativa de la emulsión primaria con respecto a la emulsión secundaria, con la inyección del rompedor en el múltiple más la inyección del reductor de viscosidad, la emulsión primaria paso de un valor del 8% (línea base) a valores entre el 2% al 4% mientras que la emulsión secundaria se mantuvo en un valor de 2% aunque cabe resaltar que en varios días de la prueba se redujo un 50% a valores de 1% como se puede ver desde el día 15 hasta el día 20 en donde se estabilizo, partiendo de esto se puede decir que el reductor de viscosidad no tiene incidencia únicamente en la viscosidad si no también actúa como apoyo para romper las emulsiones del proceso, posteriormente al evaluar los porcentajes de BSW inicial y total, se puede decir que su comportamiento fue constante desde el primer día de prueba hasta el día 16 y la reducción en sus valores fue significativa desde el día 17 hasta el día 20 en donde se reduce un 25% con respecto al 92% de la línea base, por lo cual se puede decir que el reductor de viscosidad es más efectivo a medida que pasa el tiempo de inyección.

- Resultados en el rebose del tanque de surgencia

En la siguiente tabla se presentan los resultados consolidados desde los dos días anteriores de línea base y los 20 días de la prueba de campo:

Tabla 25. Seguimiento de variables operativas en el tanque de surgencia

Tiempo	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW
Día	%	%	%	%	%
LB - 1	0	39	1	0.4	40
LB - 2	0	37	1	0.3	38
1	0	28	0	0	28
2	0	30	0	0	30
3	0	26	0	0	26
4	0	24	0	0	24
5	0	25	0	0	25
6	0	24	0	0	24
7	0	30	0	0	30
8	0	28	0	0	28

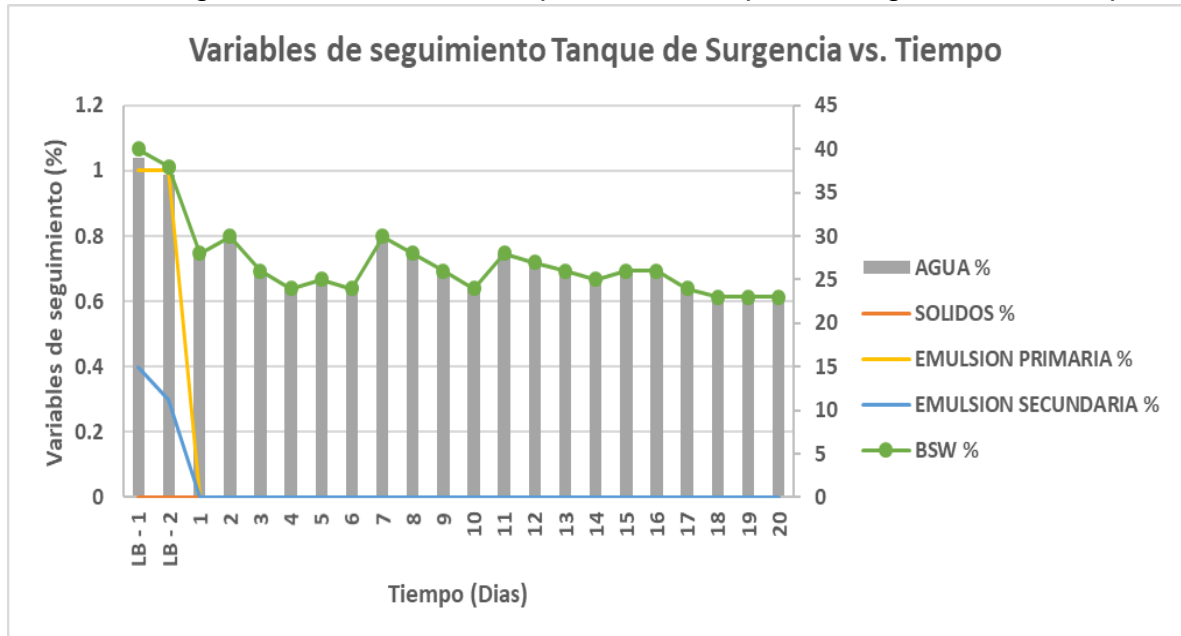
Tabla 25. (Continuación)

Tiempo	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW
Día	%	%	%	%	%
9	0	26	0	0	26
10	0	24	0	0	24
11	0	28	0	0	28
12	0	27	0	0	27
13	0	26	0	0	26
14	0	25	0	0	25
15	0	26	0	0	26
16	0	26	0	0	26
17	0	24	0	0	24
18	0	23	0	0	23
19	0	23	0	0	23
20	0	23	0	0	23

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron graficados como se muestra a continuación:

Gráfica 8. Seguimiento de variables operativas Tanque de surgencia vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 8 se puede observar el comportamiento de las variables operativas del crudo en el tanque de surgencia una vez se inicia la inyección del producto reductor

de viscosidad, los porcentajes de BSW y agua están dados por el eje Y secundario de la gráfica esta última variable está graficada por columnas apiladas para observar con más facilidad su comportamiento, los porcentajes de sólidos, emulsión primaria y secundaria están dados por el eje Y primario de la gráfica.

Para el análisis de resultados se debe tener en cuenta que en la filosofía de operación del tanque de surgencia se logra un contenido de BSW del 30% al 40%, en la gráfica se muestra la disminución significativa con respecto a los datos de la línea base de los porcentajes de BSW y de agua desde el día 1 hasta el día 20 con valores de hasta 23% lo cual indica que con la inyección del reductor de viscosidad se optimiza la eficiencia de esta filosofía de operación en un 58%, sin embargo los picos altos que se observan en los días 2, 7 y 11 pueden deberse a la carga de crudo de esos días o al crudo fuera de especificación que es recirculado al tanque de surgencia para ser tratado nuevamente.

Con respecto a los porcentajes de sólidos y emulsiones se observa que su contenido es nulo lo cual nos dice que la incidencia por parte del reductor de viscosidad junto al desempeño del rompedor de emulsión del campo realiza la ruptura completa de estas emulsiones y por ende del contenido de sólidos mientras que según los datos de la línea base, solo con la inyección del rompedor se tendrían emulsiones primarias del 1% y secundarias de 0.3% a 0.4%.

Además de esto, se puede decir que en este punto la adsorción del producto reductor de viscosidad a una concentración de 1000 ppm está completa y no es necesaria la adición de nafta para esto.

- Resultados en el rebose del tanque de lavado

En la siguiente tabla se presentan los resultados consolidados desde los dos días anteriores de línea base y los 20 días de la prueba de campo:

Tabla 26. Seguimiento de variables operativas en el tanque de lavado

Tiempo	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW
Día	%	%	%	%	%
LB - 1	0	1	0.3	0.2	1.3
LB - 2	0	0.8	0.3	0.1	0.11
1	0	0.4	0	0	0.4
2	0	0.4	0	0	0.4
3	0	0.2	0	0	0.2
4	0	0.3	0	0	0.3
5	0	0.3	0	0	0.3

Tabla 26. (Continuación)

Tiempo	Solidos	Agua	Emulsión primaria	Emulsión secundaria	BSW
Día	%	%	%	%	%
6	0	0.2	0	0	0.2
7	0	0.3	0	0	0.3
8	0	0.4	0	0	0.4
9	0	0.4	0	0	0.4
10	0	0.7	0	0	0.7
11	0	0.4	0	0	0.4
12	0	0.4	0	0	0.4
13	0	0.3	0	0	0.3
14	0	0.3	0	0	0.3
15	0	0.3	0	0	0.3
16	0	0.3	0	0	0.3
17	0	0.2	0	0	0.2
18	0	0.2	0	0	0.2
19	0	0.2	0	0	0.2
20	0	0.2	0	0	0.2

Fuente: elaboración propia

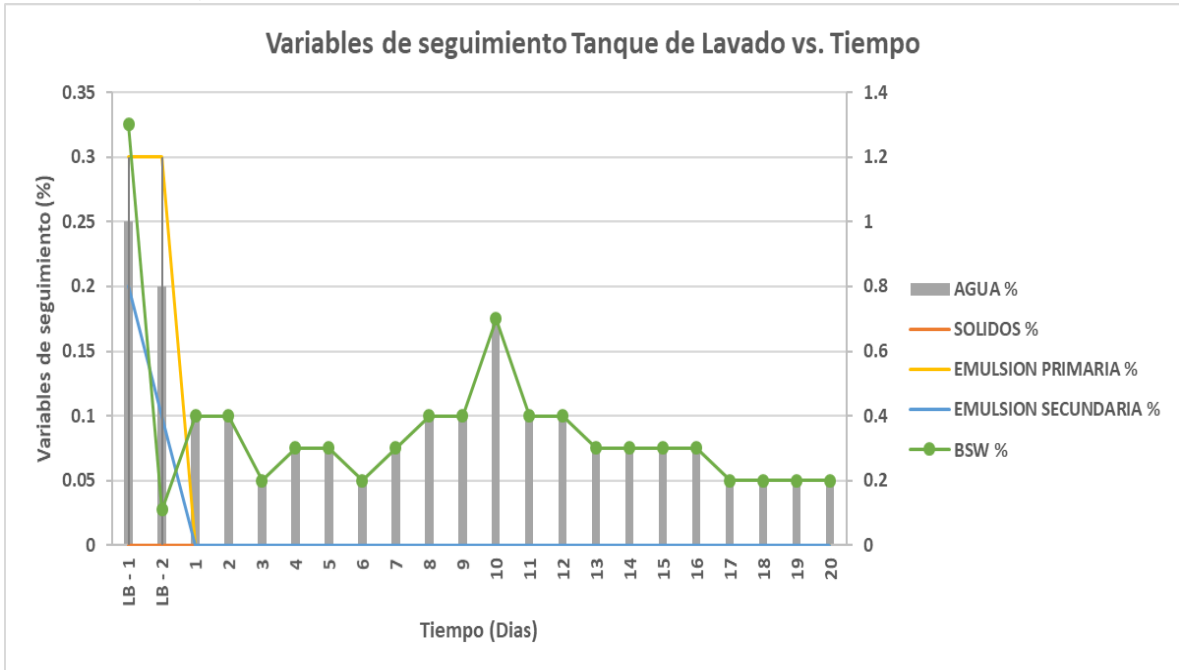
En la gráfica 9 se puede observar el comportamiento de las variables operativas del crudo en el tanque de lavado una vez se inicia la inyección del producto reductor de viscosidad, los porcentajes de BSW y agua están dados por el eje Y secundario de la gráfica esta última variable está graficada por columnas apiladas para observar con más facilidad su comportamiento, los porcentajes de sólidos, emulsión primaria y secundaria están dados por el eje Y primario de la gráfica.

Con respecto a los porcentajes de sólidos y emulsiones se observa que desde el tanque de surgencia su contenido es nulo y en el tanque de lavado esto se mantiene mientras que según los datos de la línea base, solo con la inyección del rompedor se tendrían emulsiones primarias de 0.3% y secundarias de 0.1% a 0.2%.

Para el análisis de resultados en cuanto a la curva de porcentaje de BSW se debe tener en cuenta que en el rebose del tanque de lavado el cual teóricamente en su filosofía de operación debe tener un contenido de BSW de máximo 0.8%, desde el día 1 hasta el día 20 el rebose del tanque estuvo dentro de parámetros debido a que se obtuvieron valores de contenido de agua y de BSW de 0.2% a 0.7%, este último se ve influenciado por la suspensión de baches químicos en el sistema, esto ocasiono falencias en la deshidratación de crudo, generando alteración en el día 10 de la prueba.

Sin embargo, se puede observar que en los demás días de prueba sus resultados fueron estables y disminuyeron en hasta 1.1% con respecto a los datos de la línea base.

Gráfica 9. Seguimiento de variables operativas Tanque de lavado vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

3.2.2 Comportamiento de la viscosidad, la presión y la producción en el proceso actual vs. En el proceso con la inyección del reductor de viscosidad.

La comparación entre el proceso actual sin inyección del reductor de viscosidad y el proceso con la inyección del reductor de viscosidad será realizada para 3 variables de seguimiento las cuales son: viscosidad, presión y producción, para esto es necesario conocer los siguientes resultados:

- Viscosidad en el CLB2

Para el presente proyecto la determinación de la viscosidad fue realizada por los analistas de laboratorio de la empresa contratista de Ecopetrol S.A., quienes se basaron en el método de Brookfield y la norma ASTM D2196-99 y adicionalmente proporcionaron los datos para la construcción de las siguientes gráficas y de esta forma desarrollar un mejor análisis de resultados.

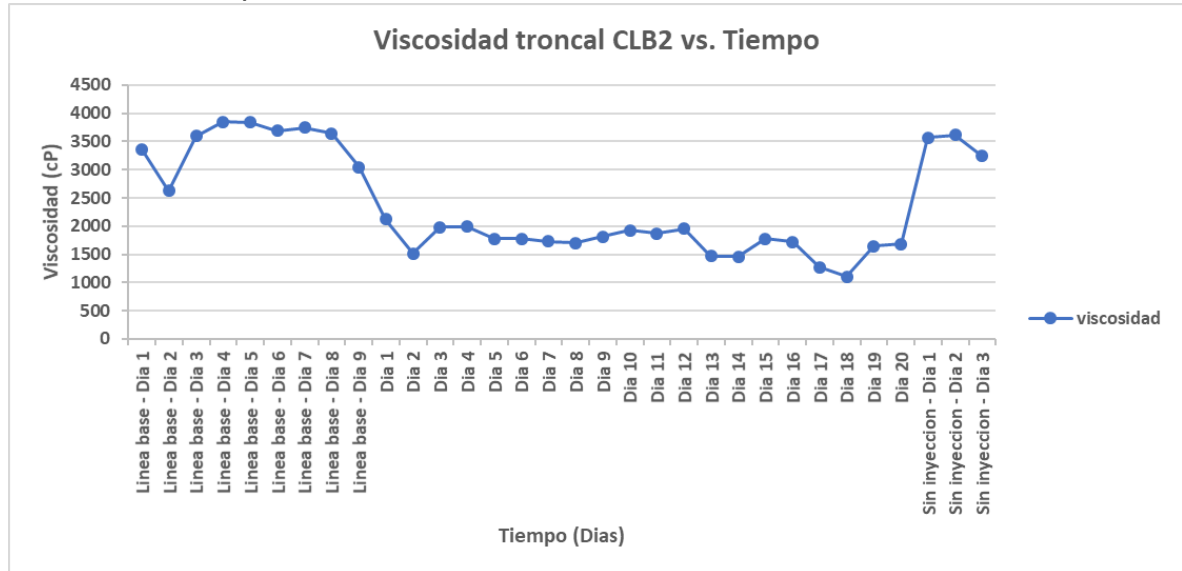
Tabla 27. Datos de viscosidad dinámica del CLB2

Tiempo (Días)	Viscosidad (cP)
Línea base - Día 1	3353
Línea base - Día 2	2622
Línea base - Día 3	3600
Línea base - Día 4	3850
Línea base - Día 5	3842
Línea base - Día 6	3685
Línea base - Día 7	3750
Línea base - Día 8	3642
Línea base - Día 9	3045
Día 1	2124
Día 2	1518
Día 3	1978
Día 4	1989
Día 5	1772.6
Día 6	1772.6
Día 7	1734
Día 8	1699.3
Día 9	1817
Día 10	1925
Día 11	1866
Día 12	1958
Día 13	1469
Día 14	1460
Día 15	1772
Día 16	1721
Día 17	1276
Día 18	1103
Día 19	1650
Día 20	1681
Sin inyección - Día 1	3566
Sin inyección - Día 2	3616
Sin inyección - Día 3	3238

Fuente: elaboración propia

Para un mejor desarrollo en el análisis de resultados, estos valores fueron graficados como se muestra a continuación:

Gráfica 10. Comportamiento de la reducción de viscosidad en la troncal CLB2



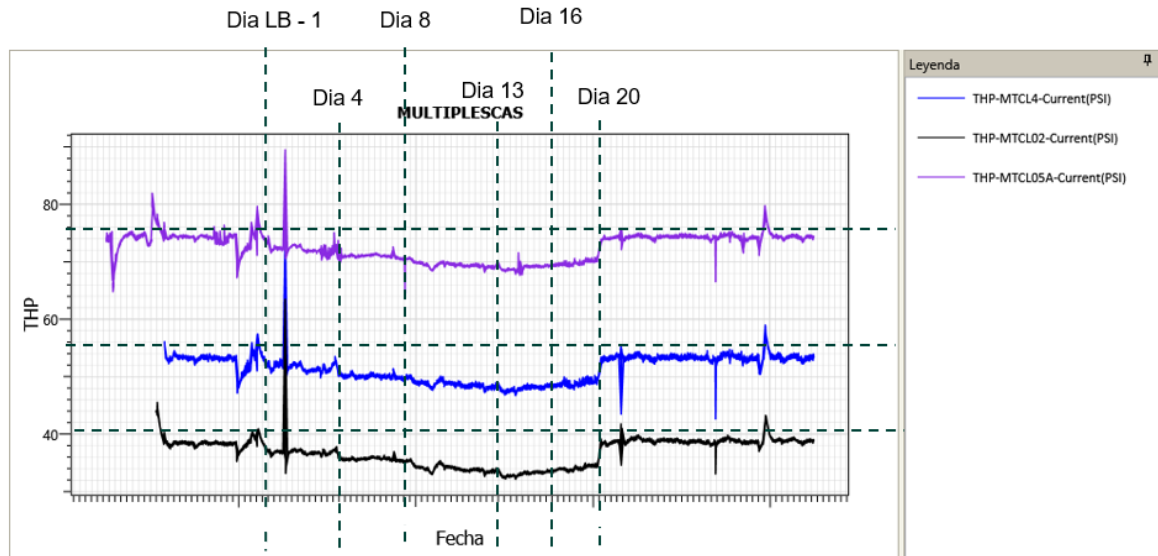
Fuente: elaboración propia

En la gráfica 10 se observa la disminución en la viscosidad con la inyección del reductor de viscosidad en los múltiples CL02, CL04 y CL05 desde aproximadamente 3.850 cP del día 4 de la línea base hasta 1103 cP del día 18 de la prueba de campo, sin embargo, al retirar la inyección del reductor la tendencia se incrementa y la viscosidad retorna a los valores iniciales de 3200 a 3700 cP. Este comportamiento quiere decir que el reductor de viscosidad ayuda en gran medida a romper esa resistencia del fluido a fluir como se pudo ver desde el primer día de la prueba debido al efecto de la tensión molecular interfacial dentro del fluido, lo que permite una mejor movilidad de los fluidos desde el pozo hasta las instalaciones de producción a través de resinas tensoactivas que interactúan con las partículas coloidales en el crudo, reduciendo así su viscosidad lo cual es beneficioso para la presión y la producción como se verá más adelante. Además, confirma que el reductor de viscosidad aumenta su efectividad a medida que aumenta el tiempo de su inyección.

- Presión y Producción

Para el presente proyecto el seguimiento de la presión fue realizada por el departamento de control de pozos del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A., quienes mediante el software LOWIS manejan la gestión de pozos y sus variables operativas. A continuación, se presentan las gráficas y tablas obtenidas del software durante los días de la prueba de campo de los múltiples CL02, CL04 y CL05, puntos en donde se encuentra ubicado la medida de presión como se estableció en la metodología:

Grafica 11. Seguimiento de la presión en múltiples CL02, CL04 y CL05



Fuente: ECOPEPETROL S.A., Lowis Life-of-Well Information Software. Dpto. control de pozos. 2019.

En la gráfica 11 se puede observar la caída de presión en cabeza de los múltiples desde el primer día de prueba, la mayor caída de presión se obtuvo a una concentración de 1000 ppm, disminuyendo entre 7 a 10 psi como se muestra en la siguiente tabla de resultados consolidados:

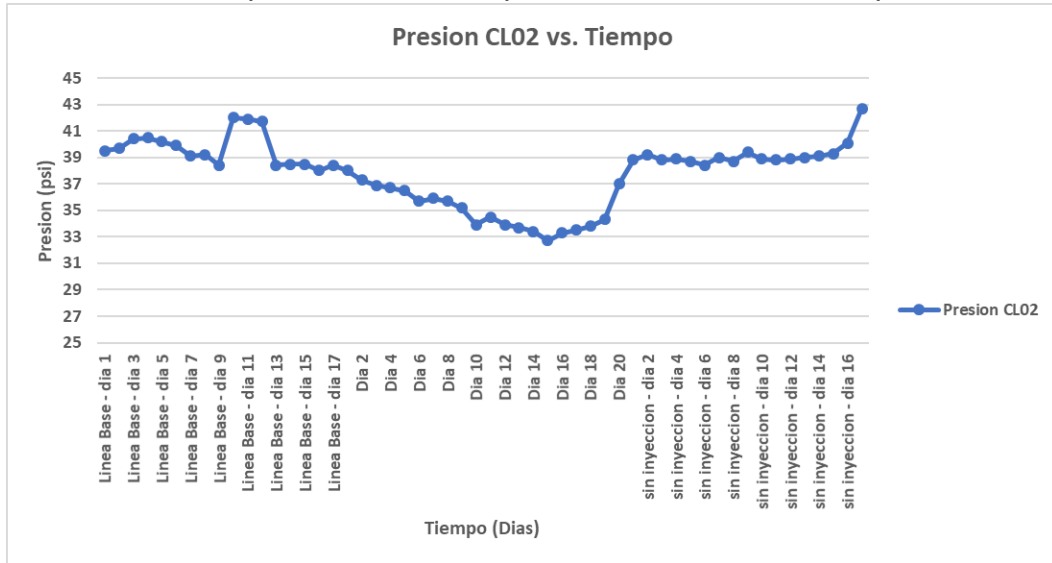
Tabla 28. Resultados de la caída de presión

Múltiple	Concentración (ppm)	Presión inicial (psi)	Presión actual con reductor de viscosidad (psi)	Diferencial de presión (psi)
CL02	1000	42	32,7	9,3
CL04	1000	55,6	47,6	8
CL05	1000	76,1	68,6	7,5

Fuente: elaboración propia

Para corroborar los datos presentados anteriormente el departamento de control de pozos de la empresa Ecopetrol S.A. proporciono los datos para la construcción de las siguientes gráficas y de esta forma desarrollar un mejor análisis de resultados.

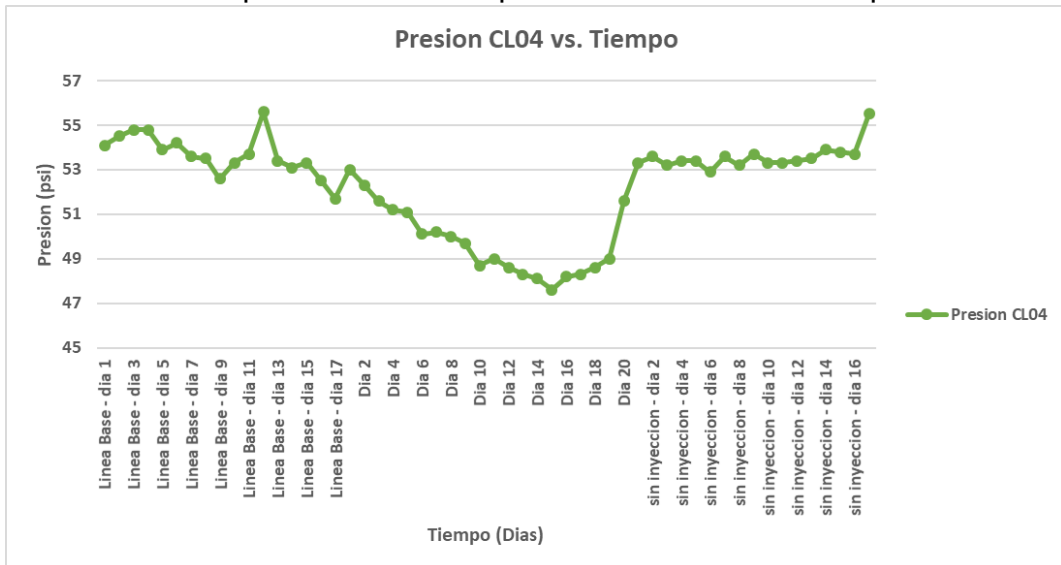
Grafica 12. Comportamiento de la presión del CL02 vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

Para el analisis de la gráfica 12 se observa que el punto máximo de presión sin la inyección del reductor de viscosidad según la línea base fue obtenido el día 10 con un valor de 42 psi mientras que el punto mínimo de presión con la inyección del reductor de viscosidad se obtuvo el día 15 con un valor de 32.7 psi, esto quiere decir que el porcentaje de reducción de la presión fue de un 22% con un diferencial de presión de 9.3 psi, en donde el producto reductor de viscosidad logra su estabilidad a lo largo del tiempo.

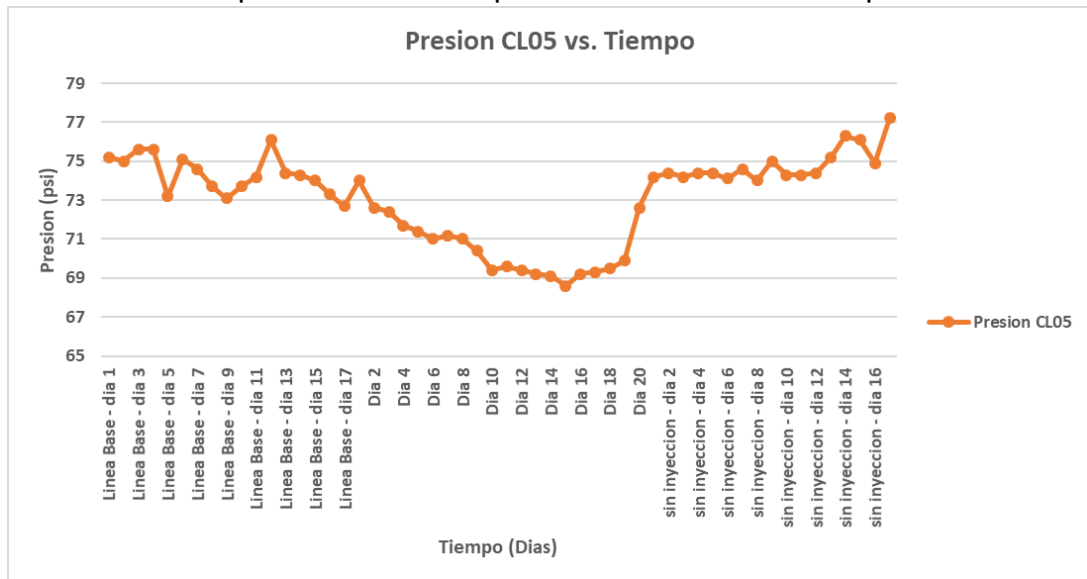
Grafica 13. Comportamiento de la presión del CL04 vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

Para el análisis de la gráfica 13 se observa que el punto máximo de presión sin la inyección del reductor de viscosidad según la línea base fue obtenido el día 12 con un valor de 55.6 psi mientras que el punto mínimo de presión con la inyección del reductor de viscosidad se obtuvo el día 15 con un valor de 47.6 psi, esto quiere decir que el porcentaje de reducción de la presión fue de un 14% con un diferencial de presión de 8 psi, en donde el producto reductor de viscosidad logra su estabilidad a lo largo del tiempo.

Grafica 14. Comportamiento de la presión del CL05 vs. Tiempo



Fuente: elaboración propia

Para el análisis de la gráfica 14 se observa que el punto máximo de presión sin la inyección del reductor de viscosidad según la línea base fue obtenido el día 12 con un valor de 76.1 psi mientras que el punto mínimo de presión con la inyección del reductor de viscosidad se obtuvo el día 15 con un valor de 68.6 psi, esto quiere decir que el porcentaje de reducción de la presión fue de un 10% con un diferencial de presión de 7,5 psi, en donde el producto reductor de viscosidad logra su estabilidad a lo largo del tiempo.

Se evidencio en general en los tres múltiples (CL02, CL04 y CL05) que el comportamiento del reductor de viscosidad aumenta su eficacia a lo largo del tiempo, alrededor de los 15 a 18 días de prueba se obtuvieron los mejores resultados en cuanto a la reducción de la viscosidad y de la presión, aunque cabe resaltar que el comportamiento de la presión disminuye desde el primer día de prueba manteniéndose dentro de los rangos de las guías de control y ventanas operativas para evitar daños en la bomba y una vez se retira la dosificación o inyección del reductor la presión y la viscosidad vuelve a retomar valores altos.

Adicionalmente se tiene la información del software LOWIS sobre el comportamiento de las variables operativas asociadas a 22 de 31 pozos alineados a la Troncal CLB2 entre estas se encuentran: la presión en cabeza (THP), la presión de entrada a la bomba (PIP) y el caudal (BFPD) como se muestra a continuación:

Imagen 7. Comportamiento de variables operativas de 22 pozos asociados a la troncal CLB2

Well	Multiple		d THP		d PIP		dQI	
CAN14	CL02	↓	-7	↑	2	↑	82	
CAN18	CL02							
CAN19	CL02	↓	-6	↑	23	↑	33	
CAN46	CL02	↓	-6					
CAN06	CL02	↓	-8			↓	-18	
CAN419	CL02A							
CAN420	CL02A	↓	-8	↓	-9	↑	82	
CAN421	CL02A	↓	-6	↓	-2	↑	4	
CAN432	CL02A	↓	-7	↓	-4	↑	45	
CAN27	CL04	↓	-5	↑	10	↑	39	
CAN28	CL04	↓	-3	↓	-7	↓	-13	
CAN29	CL04							
CAN30	CL04	↓	-6			↑	75	
CAN31	CL04	↓	-6			↑	3	
CAN33	CL04	↓	-2			↓	-50	
CAN34	CL04	↓	-4	↓	-37	↑	26	
CAN35	CL04							
CAN202	CL05	↓	-5	↑	27	↑	5	
CAN204	CL05	↓	-6	↑	1	↓	-2	
CAN36	CL05							
CAN37	CL05							
CAN38	CL05	↓	-6	→	0	↑	47	
CAN39	CL05	↓	-2	↑	5	↑	16	
CAN40	CL05	↓	-9	→	0	↓	-41	
CAN41	CL05	↓	-3	↓	-4	↑	13	
CAN42	CL05	↓	-11	↑	7	↑	189	
CAN197	CL05A	↓	-8			↑	124	
CAN198	CL05A							
CAN199	CL05A							
CAN200	CL05A	↓	-4	↑	8	↓	-116	
CAN201	CL05A	↓	-4	↑	19	↑	1	
<i>Total</i>							↑	545

Fuente: ECOPETROL S.A., Lowis Life-of- Well Information Software. Dpto. control de pozos. 2019.

En la imagen 7 se puede ver que al finalizar los 20 días de prueba con el proceso de tratamiento propuesto se realizó la medición de caudales en 22 de los 31 pozos alineados a la Troncal, cubriendo el 71% de los pozos y como resultado final se obtuvieron 545 BFPD adicionales respecto a la línea base de cada pozo asociados a la reducción de viscosidad y de presión debido a que el reductor de viscosidad rompe efectivamente la emulsión en el fluido desde la troncal que es la etapa inicial

del proceso, esto arroja como resultado la reducción de la viscosidad, la reducción de la presión y el aumento en la producción diaria, mientras que cuando el fluido tiene una viscosidad alta se produce una fuerza de fricción más alta en la tubería debido a que las partículas que componen el fluido se mueven más rápido cerca del eje longitudinal del tubo, y más lentas cerca de las paredes lo cual lleva a un mayor esfuerzo de la bomba es decir a un aumento de presión para vencer la resistencia del fluido a fluir y puede ocasionar daños en esta.

- Viscosidad en tanque de lavado

Para el presente proyecto la determinación de la viscosidad fue realizada por los analistas de laboratorio de la empresa contratista de Ecopetrol S.A., quienes se basaron en el método de Brookfield y la norma ASTM D2196-99 y adicionalmente proporcionaron los datos para la construcción de las siguientes gráficas y de esta forma desarrollar un mejor análisis de resultados.

Tabla 29. Datos de viscosidad dinámica del tanque de lavado

Tiempo (Días)	Viscosidad (cP)	Consumo de nafta (Bls)
Línea base - Día 1	1232.8	7570.2
Línea base - Día 2	1229.8	7436.5
Línea base - Día 3	1209.4	7322.6
Línea base - Día 4	1188.3	7620.5
Línea base - Día 5	1318.5	7590.4
Línea base - Día 6	1298.1	7583.5
Línea base - Día 7	1247.4	7594.4
Línea base - Día 8	1232.4	7453.3
Línea base - Día 9	1232.4	7436.0
Día 1	1090.7	5108.7
Día 2	950.0	4990.7
Día 3	974.5	4715.1
Día 4	805.0	4850.8
Día 5	802.7	4900.0
Día 6	805.0	4790.0
Día 7	834.5	4890.7
Día 8	748.9	4770.7
Día 9	745.0	4358.7
Día 10	735.7	4442.0
Día 11	790.6	4327.8
Día 12	760.4	4625.8
Día 13	770.1	4567.9

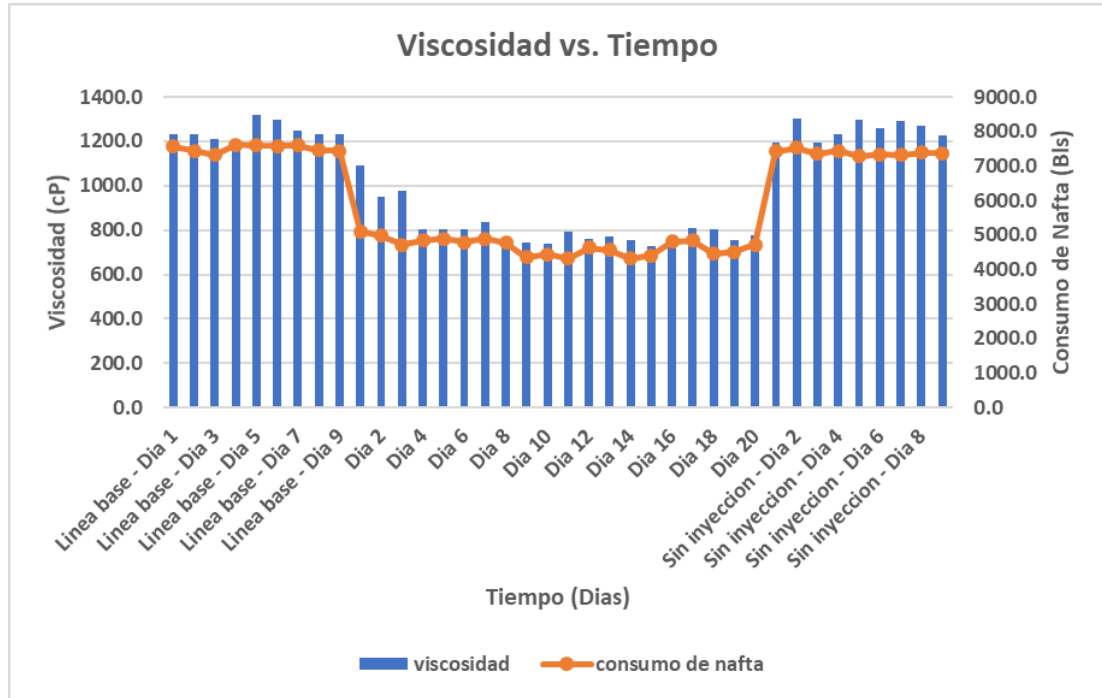
Tabla 29. (Continuación)

Tiempo (Días)	Viscosidad (cP)	Consumo de nafta (Bls)
Día 14	753.7	4321.9
Día 15	730.0	4400.5
Día 16	770.8	4801.8
Día 17	809.2	4835.4
Día 18	802.0	4467.8
Día 19	754.3	4513.7
Día 20	777.7	4720.7
Sin inyección - Día 1	1193.4	7415.4
Sin inyección - Día 2	1300.8	7526.4
Sin inyección - Día 3	1193.4	7345.3
Sin inyección - Día 4	1232.6	7440.8
Sin inyección - Día 5	1299.4	7286.3
Sin inyección - Día 6	1257.4	7334.0
Sin inyección - Día 7	1292.6	7314.4
Sin inyección - Día 8	1272.3	7390.8
Sin inyección - Día 9	1224.1	7378.6

Fuente: elaboración propia

En la gráfica 15 se observa la disminución de la viscosidad en los tanques de lavado con la inyección del reductor de viscosidad más la inyección de nafta en el tren de dilución del día 1 al día 20 en donde se ve una disminución progresiva a medida que aumenta el tiempo con su punto mínimo en el día 15 dando como resultado 730 cP, mientras que la viscosidad con solo la inyección de nafta proporciona valores entre 1200 cP a 1320 cP como se puede ver en los días de la línea base, esto quiere decir que la eficiencia del reductor de viscosidad en conjunto con la nafta es de hasta un 45%. Sin embargo, al retirar la inyección del reductor la tendencia se incrementa y la viscosidad retorna a los valores iniciales de 1100 a 1300 cP. Este comportamiento quiere decir que el reductor de viscosidad es el principal contribuyente a la reducción de la viscosidad, pero sin dejar a un lado el aporte de la nafta, la cual sigue siendo indispensable para el proceso. Con estos resultados se espera lograr una optimización en los costos de la operación debido a que el consumo de barriles de nafta fue menor, por lo tanto, cabe la posibilidad de la reducción de costos ya que el reductor de viscosidad tiene un precio menor y más estable al de la nafta actualmente y se cierra la posibilidad de usar el reductor de viscosidad como un sustituto de la nafta.

Grafica 15. Comportamiento de la reducción de viscosidad y el consumo de nafta con respecto al tiempo en el tanque de lavado



Fuente: elaboración propia

3.3 VIABILIDAD FINANCIERA

Para la realización de la evaluación financiera de este proyecto se escogió la relación beneficio – costo debido a que este indicador es uno de los más utilizados al momento de determinar la viabilidad y rentabilidad de un proyecto ya que mide la relación entre los ingresos y egresos para obtener los beneficios de este. Cuando se habla de los ingresos netos hacemos referencia a los ingresos recibidos en los años proyectados en este caso se proyectará a 5 años y cuando se habla de los egresos presentes netos se habla del efectivo de partida o en otras palabras de la inversión del producto reductor de viscosidad.

3.3.1 Cantidad de reductor de viscosidad. Inicialmente se debe determinar la cantidad de tratamiento reductor de viscosidad en barriles que se va a inyectar en el año, para esto debemos partir de que durante la prueba de 20 días en la Troncal CLB2, se tuvo un consumo de producto reductor de viscosidad de 4867 Galones, equivalentes a 88,5 canecas de 55 Galones cada una.

$$4867 \text{ gal} * \frac{1 \text{ caneca}}{55 \text{ gal}} = 88,5 \text{ canecas}$$

Por lo tanto, se estima un total de 5 canecas (55 gal c/u) por día, equivalentes a 1000 ppm de concentración requeridas para disminuir 9.3 psi de presión en la Troncal CLB2 e incrementar 545 BFPD.

$$\frac{88,5 \text{ canecas}}{20 \text{ dias}} = 4,4 \frac{\text{canecas}}{\text{dia}} \approx 5 \frac{\text{canecas}}{\text{dia}}$$

Por lo anterior la cantidad de barriles de reductor de viscosidad a inyectar en el año será 2115 bls/año como se muestra a continuación:

$$\frac{4,4 \text{ canecas}}{\text{dia}} * \frac{55 \text{ gal}}{1 \text{ caneca}} * \frac{1 \text{ barril}}{42 \text{ Gal}} = \frac{5,8 \text{ barril}}{\text{dia}}$$

$$\frac{5,8 \text{ barriles}}{\text{dia}} * \frac{365 \text{ dia}}{1 \text{ año}} = \frac{2114,8 \text{ barriles}}{\text{año}} \approx \frac{2115 \text{ barriles}}{\text{año}}$$

3.3.2 Cantidad de Nafta. En esta sección se debe determinar la cantidad de Nafta en barriles que se va a consumir en el año si se inyectara únicamente nafta y si se inyectara nafta con el reductor de viscosidad ya que los consumos cambian como se pudo evidenciar en los resultados presentados anteriormente.

- Nafta

Para realizar el cálculo en cuanto a la cantidad de nafta que se inyecta al proceso se realizó un promedio de este consumo partiendo de datos de históricos el cual da alrededor de 8014 barriles de nafta al día. Por lo anterior la cantidad de barriles de nafta a inyectar en el año será 2925110 bls/año como se muestra a continuación:

$$\frac{8014 \text{ barriles}}{\text{dia}} * \frac{365 \text{ dia}}{1 \text{ año}} = \frac{2925110 \text{ barriles}}{\text{año}}$$

- Nafta + reductor de viscosidad

Para realizar el cálculo en cuanto a la cantidad de nafta que se inyecta al proceso cuando se inyecta reductor de viscosidad simultáneamente se realizó un promedio de este consumo partiendo de los datos de la prueba de campo realizada el cual da alrededor de 4670 barriles de nafta al día. Por lo anterior la cantidad de barriles de nafta a inyectar cuando se inyecte reductor de viscosidad simultáneamente en el año será 1704550 bls/año como se muestra a continuación:

$$\frac{4670 \text{ barriles}}{\text{dia}} * \frac{365 \text{ dia}}{1 \text{ año}} = \frac{1704550 \text{ barriles}}{\text{año}}$$

3.3.3 Flujo de caja sin proyecto. Teniendo en cuenta que el precio del barril de nafta es variable debido a que depende de la variación del precio de barril de crudo para esta proyección se asumirá un valor constante de 100 USD/bbl, seguidamente se realiza el VPN_B el cual se determinó sin proyecto junto a una proyección de 5 años, como se muestra a continuación:

Tabla 30. Gasto anual sin proyecto

Sin proyecto	0	1	2	3	4	5
Cantidad (bls/año)		2925110	2925110	2925110	2925110	2925110
Precio (USD/barril)		100	100	100	100	100
Anual (USD/año)	292511000	292511000	292511000	292511000	292511000	292511000

Fuente: elaboración propia

Se debe tener en cuenta que en el año cero se realizó la inversión de la nafta debido a que para el tratamiento de crudo es necesaria e indispensable y se continúa con la inyección de esta suministrada por el naftaducto proveniente de la estación CH-E. Con lo anterior, finalmente se pudo determinar el gasto anual con la ecuación 3 si no se realiza la implementación del reductor de viscosidad el cual tiene un valor de 292511000 USD/año y esto se observa en el siguiente cálculo:

$$\begin{aligned}
 \text{Gasto anual } \left(\frac{\text{moneda}}{\text{año}} \right) \\
 = \text{Cantidad anual } \left(\frac{\text{unidad}}{\text{año}} \right) * \text{Precio unitario } \left(\frac{\text{moneda}}{\text{unidad}} \right)
 \end{aligned}$$

$$2925110 \frac{\text{barriles}}{\text{año}} * 100 \frac{\text{USD}}{\text{barril}} = 292511000 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

3.3.4 Flujo de caja con proyecto. En esta fase con proyecto se tuvo en cuenta la cantidad de nafta a inyectar en el año mientras se inyecta simultáneamente el reductor de viscosidad. Para esto inicialmente se debe determinar el gasto anual de la nafta si se realiza simultáneamente la implementación del reductor de viscosidad con la ecuación 3, el cual tiene un valor de 170455000 USD/año y esto se observa en el siguiente calculo:

$$\begin{aligned} \text{Gasto anual } \left(\frac{\text{moneda}}{\text{año}}\right) \\ = \text{Cantidad anual} \left(\frac{\text{unidad}}{\text{año}}\right) * \text{Precio unitario} \left(\frac{\text{moneda}}{\text{unidad}}\right) \end{aligned}$$

$$1704550 \frac{\text{barriles}}{\text{año}} * 100 \frac{\text{USD}}{\text{barril}} = 170455000 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

Por otra parte, se debe tener en cuenta la determinación del VPN_C la cual corresponde a la sumatoria de la inversión del reductor de viscosidad y la inversión de la nafta, la cual va en el año cero, por datos proporcionados por el proveedor del reductor de viscosidad el costo de la caneca es de 1204 USD siendo así la inversión tendría un valor de 172399569 USD/año como se muestra a continuación:

$$1204 \frac{\text{USD}}{\text{caneca}} * \frac{1 \text{ caneca}}{55 \text{ gal}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ barril}} = 919 \frac{\text{USD}}{\text{barril}}$$

$$\begin{aligned} \text{Gasto anual } \left(\frac{\text{moneda}}{\text{año}}\right) \\ = \text{Cantidad anual} \left(\frac{\text{unidad}}{\text{año}}\right) * \text{Precio unitario} \left(\frac{\text{moneda}}{\text{unidad}}\right) \end{aligned}$$

$$919 \frac{\text{USD}}{\text{barril}} * \frac{2115 \text{ barriles}}{\text{año}} = 1944569 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

$$1944569 \frac{\text{USD}}{\text{año}} + 170455000 \frac{\text{USD}}{\text{año}} = 172399569 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

Se realizó el VPN_B el cual se determinó con proyecto junto a una proyección de 5 años, como se muestra a continuación:

Tabla 31. Gasto anual con proyecto

Con proyecto	0	1	2	3	4	5
Cantidad nafta (bls/año)		1704550	1704550	1704550	1704550	1704550
Precio nafta (USD/barril)		100	100	100	100	100

Tabla 31. (Continuación)

Con proyecto	0	1	2	3	4	5
Anual nafta (USD/año)	170455000	170455000	170455000	170455000	170455000	170455000
Cantidad reductor (bls/año)		2115	2115	2115	2115	2115
Precio reductor (USD/barril)		919	919	919	919	919
Anual reductor (USD/año)	1944569	1944569	1944569	1944569	1944569	1944569
Anual nafta + reductor (USD/año)	172399569	172399569	172399569	172399569	172399569	172399569

Fuente: elaboración propia

Con lo anterior, finalmente se pudo determinar el gasto anual que se adquiere si se realiza la implementación del reductor de viscosidad simultáneamente con la inyección de nafta al proceso, el cual tiene un valor de 172399569 USD/año y esto se observa en el siguiente calculo:

$$1944569 \frac{USD}{año} + 170455000 \frac{USD}{año} = 172399569 \frac{USD}{año}$$

3.3.5 Evaluación de la relación beneficio / costo

Para la determinación de los beneficios de realizar el proyecto se sigue la ecuación 4 para todos los años proyectados:

$$Beneficios = (Gasto\ anual\ Sin\ proyecto + inversion) - (Gasto\ anual\ Con\ proyecto + inversion)$$

$$\begin{aligned} Beneficios = & (292511000 \frac{USD}{año} + 292511000 \frac{USD}{año}) - (172399569 \frac{USD}{año} \\ & + 172399569 \frac{USD}{año}) = 240222862 \frac{USD}{año} \end{aligned}$$

Tabla 32. Beneficios a 5 años proyectados

Año	0	1	2	3	4	5
Beneficio (USD/año)	464910569	240222862	240222862	240222862	240222862	240222862

Fuente: elaboración propia

Finalmente teniendo los beneficios anuales se puede determinar el VPN_B mediante la ecuación 5:

$$VPN_B = \sum \frac{F_n}{(1+r)^n}$$

En este caso la tasa de proyectos fue establecida por la empresa Ecopetrol S.A. la cual tiene un valor de 13,5%.

Entonces:

$$VPN_B = \frac{240222862}{(1+0,135)^1} + \frac{240222862}{(1+0,135)^2} + \frac{240222862}{(1+0,135)^3} + \frac{240222862}{(1+0,135)^4} + \frac{240222862}{(1+0,135)^5}$$

$$VPN_B = 834712629.3 \text{ USD}$$

Ya teniendo el valor de VPN_B y VPN_C , los cuales son 834712629.3 USD y 464910569 USD respectivamente, se determinó la relación beneficio – costo mediante la ecuación 6:

$$\frac{Beneficio}{Costo} = \frac{VPN_B}{VPN_C}$$

$$\frac{Beneficio}{Costo} = \frac{834712629.3 \text{ USD}}{464910569 \text{ USD}} = 1,80$$

Teniendo en cuenta el resultado obtenido en el anterior calculo, el cual fue de 1.80, se puede concluir que el proyecto de la implementación del reductor de viscosidad es viable porque su valor es mayor a 1, esto quiere decir que el beneficio es mayor a su costo, por lo tanto, el tiempo de proyección establecido va a presentar rentabilidad, ya que la inversión del proyecto se recuperara en menor tiempo del periodo evaluado incluyendo la tasa de proyectos de la empresa Ecopetrol S.A. Como se puede observar en el beneficio anual, el cual tiene un valor de 240'222.862 USD por ende la inversión inicial de la nafta y del reductor de viscosidad será

recuperada en el segundo año, ya que la suma de los beneficios en estos años corresponde a un valor de 480'445.724 USD y como se puede ver este valor abarca el valor de la inversión inicial incluso dejando una ganancia de 15'535.155 USD.

Además de que el proyecto es viable económicamente también se puede considerar factible debido a que el tratamiento reductor de viscosidad no presenta limitaciones ni restricciones en cuanto a su operación en el proceso de deshidratación del crudo y por el contrario mejora la caída de agua, reduce la viscosidad y aumenta la producción del fluido en la troncal.

4. CONCLUSIONES

- Mediante las pruebas de compatibilidad entre el tratamiento químico utilizado actualmente en la estación A1 y el tratamiento reductor de viscosidad propuesto se observó que no hay afectación en el proceso de deshidratación de crudo y por el contrario se alcanzaron eficiencias de separación de agua de hasta 170% sin afectación en la calidad del agua de producción, esto es debido que el reductor de viscosidad probado en conjunto con el rompedor de emulsión del campo actúa como co-ayudante para la ruptura de estas emulsiones.
- El reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo es más efectivo a concentraciones iguales o menores a 1000 ppm ya que se pudo observar que a esta concentración se encuentran los porcentajes más bajos de sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW con valores de 0.8%, 0.1%, 0.3%, 0% y 0.4%, respectivamente en la simulación del rebose del tanque de lavado el cual rige el crudo dentro de especificación ya que en su filosofía de operación debe tener un contenido de BSW de máximo 0.8%.
- Posterior a la prueba de campo con respecto a las variables de seguimiento (porcentajes de sólidos, agua, emulsión primaria, emulsión secundaria y BSW) se evidencio que su comportamiento en la troncal, en el tanque de surgencia y en el tanque de lavado fue muy bueno ya que las emulsiones primarias y secundarias alcanzaron valores de 0% y el crudo de la estación se mantuvo dentro de parámetros.
- Se evidencio en general en los tres múltiples (CL02, CL04 y CL05) que el comportamiento del reductor de viscosidad aumenta su eficacia a lo largo del tiempo, alrededor de los 15 a 18 días de prueba se obtuvieron los mejores resultados en cuanto a la reducción de la viscosidad y a la reducción de la presión, debido a que el reductor de viscosidad rompe efectivamente la emulsión en el fluido desde la troncal que es la etapa inicial del proceso, esto arroja como resultado la reducción de la viscosidad, la reducción de la presión y adicionalmente el aumento en la producción diaria.
- Con la inyección del reductor de viscosidad se observó una disminución progresiva de la viscosidad alcanzando valores de hasta 730 cP, mientras que sin la inyección del reductor y solo con la inyección de nafta alcanzaba valores de 1320 cP esto quiere decir que la eficiencia del reductor de viscosidad en conjunto con la nafta es de hasta un 45%. Sin embargo, al retirar la inyección del reductor la tendencia retorna a los valores iniciales. Este comportamiento quiere decir que el reductor de viscosidad es el principal contribuyente a la reducción de la viscosidad, pero sin dejar a un lado el aporte de la nafta, la cual sigue siendo indispensable para el proceso cerrando la posibilidad de usar el reductor de viscosidad como un sustituto de la nafta.

- Se concluyó que el proyecto es viable a un horizonte de 5 años ya que la relación beneficio / costo es mayor a 1 con un valor de 1.8 por ende los beneficios son mayores que los costos y la estación A1 con este proyecto se estaría ahorrando anualmente 240'222.862 USD el cual corresponde a un 82% de los gastos generados por la inyección de nafta al proceso de deshidratación de crudo.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda evaluar la implementación del reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. con una prueba de campo en donde la inyección del producto reductor de viscosidad se realice en los trenes de dilución o a la salida de los tanques de lavado.
- Se recomienda evaluar la implementación del reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. con una a prueba de campo de duración más extensa para evaluar mejor su comportamiento y adaptación al proceso de deshidratación de crudo.
- Se recomienda evaluar la implementación del reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. con otro reductor de viscosidad para tener más opciones tanto técnicas como económicas logrando optimizar costos.
- Se recomienda evaluar la implementación del reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. sin la adición de nafta en los trenes de dilución para tener más información y perspectiva en cuanto al comportamiento del reductor de viscosidad como sustituto de la nafta.
- Se recomienda evaluar la implementación del reductor de viscosidad en el proceso de tratamiento de crudo de la estación A1 del campo CS-E de la empresa Ecopetrol S.A. estableciendo una línea base por lo menos de 20 días de anterioridad a la prueba de campo para realizar el análisis del comportamiento de las siguientes variables: porcentaje BSW, porcentaje de agua libre, porcentaje de sólidos, porcentaje de emulsión primaria, porcentaje de emulsión secundaria, viscosidad, presión y producción al momento de realizar la inyección del producto reductor de viscosidad.

BIBLIOGRAFIA

AFRA, S., NASR-EL-DIN, H., SOCCI, D., & CUI, Z. Society of Petroleum Engineers. 2016, abril 11. SPE-179523-MS

AISLING OIL & GAS. Reductores de viscosidad para petróleo pesado. (en línea) disponible en: <https://www.aislingchem.com/es/products/reductores-de-viscosidad-para-petroleo-pesado/>

ARRIOLA MENDOZA, Eduardo. Optimización de la Producción en Pozos con Crudo Pesado y Extra Pesado Utilizando Mejoradores de Flujo. (en línea) disponible en: https://www.academia.edu/36760746/Mejoradores_de_Flujo-Reductores_de_Viscosidad

ASTM D2196-99, Standard Test Methods for Rheological Properties of Non-Newtonian Materials by Rotational (Brookfield type) Viscometer, ASTM International, West Conshohocken, 1999. (en línea) disponible en: <http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?D2196-99>

ASTM D4007-11, Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure), ASTM International, West Conshohocken, 1ª edición. 2016. (en línea) disponible en: [http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?D4007-11\(2016\)e1](http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?D4007-11(2016)e1)

CHAUSTRE RUIZ, A. J., IBAGON, J. J., & LEON RAMIREZ, E. A. ECOPETROL. 2014, septiembre 24, SPE-171080-MS

Diccionario de la lengua española © 2005 Espasa-Calpe. Coalescencia. (en línea) disponible en: <https://www.wordreference.com/definicion/coalescencia>

ECOPETROL S.A., FERNANDEZ, John Alexander. Guía Operacional Estación A1. 2ª edición. 2016.

ECOPETROL S.A., REYES N.S., MATIZ Pérez L.P., ARCINIEGAS I. Instructivo Operacional prueba reductor de viscosidad en Troncal CLB2 alineada a 30K y A1. 2ª edición p6

Ecu Red. BABOR, Joseph A. & IBARZ, José. Química General Moderna. 1968. (en línea) disponible en: <https://www.ecured.cu/Emulsi%C3%B3n>

FUENTES RICO, Álvaro. Análisis de factibilidad técnica y económica para reintegrar la absorción con glicol al proceso de la planta de gas del centro, ubicada en la gerencia regional de la Magdalena Medio de Ecopetrol. Universidad Industrial de

Santander. (en línea) disponible en:
<http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/33387/1/133668.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

KUPDF. Rodrigo A., LEON MATIAS. (en línea) disponible en:
https://kupdf.net/download/api-rp-42-espaol_5982051fdc0d60294d2bb188_pdf

LIAONING HUAKE Petroleum Apparatus Ciencia y Tecnología Co., Ltd. (en línea) Disponible en: <http://es.hkpetrotest.com/china/low-temperature-brookfield-viscometer>

MARFISI, Shirley & SALAGER, Jean Louis. Deshidratación de crudo. Principios y Tecnología. Cuaderno FIRP S853-PP. Universidad de los Andes. p2. (en línea) disponible en: https://issuu.com/vicenteregulez/docs/deshidratacion_del_crudo

QA/QC, CONSULTEC. Determinación de BSW por método de centrifuga. 1ª edición. 2018.

SANCHEZ LUGUAÑA, Diego Iván & DONOSO NAVAS, Juan Sebastián. Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas basal tena y “u” superior del campo libertador. Universidad Central del Ecuador. Anexo C. p136. (en línea) disponible en:
<http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/1385/1/T-UCE-0012-258.pdf>

SCHLUMBERGER Oilfield Glossary en español. RAMSEY, Mark. Texas Drilling Associates. (en línea) disponible en:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gathering_system.aspx

SCHLUMBERGER Oilfield Glossary en español. RAMSEY, Mark. Texas Drilling Associates. (en línea) disponible en:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottle_test.aspx

SHULER, P. J., TANG, Y., & TANG, H. Society of Petroleum Engineers. 2010, enero 1, SPE-132564-MS

Sociedad Latinoamericana para la calidad. Analisis Costo / Beneficio. (en línea) disponible en:
<http://sigc.uqroo.mx/Manuales/Institucional/Procedimientos/Secretaria%20General/Gestion%20Calidad/DGC-001/Metodologias/Costob.pdf>

UCAÑA LEYTON. Roger. Cálculo de la relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

VÁQUIRO C. José Didier. La relación beneficio costo. (en línea) disponible en: <http://www.pymesfuturo.com/costobeneficio.html>

WEATHERFORD. LOWIS Life-of-Well Information Software. (En línea) disponible en: <https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/software/lowis-life-of-well-information-software/>

ANEXOS

**ANEXO A.
BAÑO MARÍA LLEGANDO A LA TEMPERATURA DE FONDO DE
CAMPO 81°C**



Fuente: elaboración propia

**ANEXO B.
AGITADOR MECÁNICO CON 9 BOTELLAS EN PRUEBAS DE
COMPATIBILIDAD**



Fuente: elaboración propia

**ANEXO C.
BAÑO MARÍA LLEGANDO A LA TEMPERATURA DE PRUEBA
66°C**



Fuente: elaboración propia

**ANEXO D.
CALENTAMIENTO DE BOTELLAS EN EL BAÑO MARÍA**



Fuente: elaboración propia

**ANEXO E.
CENTRIFUGA CON LAS MUESTRAS DE LAS 9 BOTELLAS PARA
LA DETERMINACIÓN DE BSW**



Fuente: elaboración propia

ANEXO F. HOJA DE SEGURIDAD REDUCTOR DE VISCOSIDAD

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 1 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión: 08/10/2018

SECCIÓN 1: IDENTIFICACION DEL PRODUCTO Y LA EMPRESA

1.1. Identificador SGA del producto

Nombre comercial/denominación : BIO SOLVED – Reductor de viscosidad.

1.2. Usos recomendados del producto

Utilización principal Formula diseñada, para la reducción de la viscosidad en crudos pesados, mejorando la calidad del crudo permitiendo una mejor fluidez, controlando parafinas y asfaltenos, con baja evaporación, que permite una reorganización molecular del petróleo crudo, contribuyendo a facilitar la deshidratación del crudo, disminuyendo la emulsión, bajando la viscosidad en más del 80% favoreciendo la producción, almacenamiento y transporte del petróleo crudo.

1.3. Datos del proveedor de la ficha de datos de seguridad

Datos del proveedor AMG DE COLOMBIA LDA
Km 1.38 Vía Briceño - Tocancipá
Parque Industrial Trafalgar
Teléfono: 314-3347563/58
Email: serviciocliente@amgdecolombia.com

1.4. Teléfono de emergencia

Teléfono de urgencias 314-3347563

SECCIÓN 2: IDENTIFICACION DEL PELIGRO Y/O LOS PELIGROS

2.1. Clasificación de la sustancia o de la mezcla

CLASIFICACION SEGÚN EL SISTEMA GLOBALMENTE ARMONIZADO

H226	Líquido y vapores inflamables.	Líquidos inflamables. Categoría 3.
H302	Noctivo en caso de ingestión.	Toxicidad aguda por ingestión. Categoría 4.
H332	Provoca irritación cutánea.	Corrosión/irritación cutánea. Categoría 2.
H320	Provoca irritación ocular.	Lesiones oculares graves/irritación ocular. Categoría 2B.
H333	Puede ser nocivo si se inhala	Toxicidad aguda por inhalación. Categoría 5.
H402	Noctivo para los organismos acuáticos	Peligro para el medio ambiente acuático. Categoría 3.

2.2. Elementos de la etiquetas

PICTOGRAMAS DE PELIGRO Y PALABRAS DE ADVERTENCIA



	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 3 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión: 08/10/2018

SECCIÓN 6: MEDIDAS EN CASO DE VERTIDO ACCIDENTAL

6.1. Precauciones personales, equipo de protección y procedimientos de emergencia

Personal no formado para emergencias : Evacuar la zona.
Quedarse en el viento convectivo / mantener distancia de la fuente.
Asegurar una ventilación adecuada.
Utilizar el equipo de protección individual obligatorio.
Protección Individual: ver sección 8
Evitar el contacto con la piel, los ojos y la ropa.
No respirar los vapores/aerosoles.
Mantener alejado del calor, de superficies calientes, de chispas, de flamas abiertas y de cualquier otra fuente de ignición. No fumar.
Asegurar la toma de tierra del equipamiento.
Personal de intervención : Utilizar instalaciones, aparatos, instalación de aspiración, equipo protegido
Asegurarse que los procedimientos y el entrenamiento para la descontaminación y eliminación de emergencia están disponibles en el sitio.
Protección Individual: ver sección 8.

6.2. Precauciones relativas al medio ambiente

Precauciones relativas al medio ambiente : Prevenir la entrada hacia alcantarillado, áreas confinadas. Se puede usar una espuma supresora de vapor para reducir vapores o nudo de agua, absorber con tierra seca, arena u otro material absorbente no combustible y transferir a contenedores adecuadamente rotulados, y hacer la disposición final según la legislación local vigente.
Para derrames grandes (más de 200 litros), construir un dique más adelante del derrame líquido para luego definir un método de disposición que cumple con la normatividad ambiental local.
Asegurarse que los procedimientos y el entrenamiento para la descontaminación y eliminación de emergencia están disponibles en el sitio.

6.3. Métodos y material de contención y de limpieza

Procesos de limpieza : Contenga el derrame en una zona reducida. Conservar alejado de toda flama o fuente de chispas. No fumar. Si no es posible eliminar las fuentes de encendido, entonces saque el material lavado con agua. Recoja con material absorbente (por ej.: arena, aserrín, arcilla, etc.) y cobo en un recipiente adecuado para la eliminación de desechos.

6.4. Referencia a otras secciones

Protección Individual: ver sección 8, **Eliminación:** ver sección 13.

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 2 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión: 08/10/2018

SECCIÓN 3: COMPOSICION/INFORMACION SOBRE LOS COMPONENTES

3.1. Sustancias/Mezclas:

Mezcla

Ingredientes Peligrosos

Nombre Químico	CAS No.	Concentración
Destilados (petróleo), fracción ligera tratada con hidrógeno	64742-47-8	100%

SECCIÓN 4: PRIMEROS AUXILIOS

4.1. Descripción de los primeros auxilios

Inhalación : Traslada al aire fresco, obtenga atención médica si lo ve necesario, mantener la persona abrigada y en reposo.
Ingestión : Nunca provoque el vómito, y obtenga atención médica inmediata. Peligro de aspiración pulmonar por ser un producto de baja densidad y viscosidad.
Contacto dérmico : No frote con uso normal, en caso de contacto con la piel retire la ropa contaminada, enjuague la piel con agua y jabón.
Contacto ocular : Lave con agua durante 15 minutos, levantando y separando los párpados para asegurar la remoción del producto. Obtenga atención médica.
Notas para el médico : Trate sintómicamente.

4.2. Indicación de la necesidad de recibir atención médica

Sin datos disponibles

SECCIÓN 5: MEDIDAS DE LUCHA CONTRA INCENDIOS

5.1. Medios de extinción

Material extintor adecuado : Para incendios pequeños utilice polvo químico seco, dióxido de carbono. Para incendios grandes utilice roció de agua sobre los tambores para mantenerlos a temperatura baja, y espuma resistente, polvo químico seco; mover los tambores del área de fuego, si lo puede hacer sin ningún riesgo, realice un dique de contención para el agua que controle el fuego para su desecho posterior, no derrame el producto.

5.2. Peligros específicos de los productos químicos

Productos de la combustión : Monóxido de carbono, Dióxido de Carbono.

5.3. Recomendaciones para el personal de lucha contra incendios

Recomendaciones para el personal de lucha contra incendios : Equipo especial de protección en caso de incendio.
En caso de incendio: utilizar aparato de respiración autónomo.
Para proteger a personas y para refrigeración de recipientes en la zona de peligro, utilizar chorros de agua de inyección.
Evacuar la zona.
No dejar bajar el agua de extinción a los drenajes o al medio acuático.
Eliminar residuos de acuerdo a la legislación.

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 4 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión: 08/10/2018

SECCIÓN 7: MANIPULACIÓN Y ALMACENAMIENTO

7.1. Precauciones para una manipulación segura

Manipulación : Mantenga los envases cerrados cuando no están en uso.
Conecte polo a tierra y entre sí el equipo durante las operaciones de transferencia.
Usar siempre protección personal (gafas, guantes, mascarara para vapores) así sea corta la exposición o actividad que realice con el producto. Leer las instrucciones y ficha de seguridad antes de usar el producto, rotular los productos de reenvase. Usar adecuada ventilación, mantener los recipientes bien cerrados. No presurizar los envases vacíos, no exponer al fuego.

7.2. Condiciones de almacenamiento seguro, incluidas posibles incompatibilidades

Almacenamiento : Almacenamiento de líquidos inflamables
Manténgase en un lugar seco, fresco y bien ventilado.
Mantener alejado del calor, de superficies calientes, de chispas, de flamas abiertas y de cualquier otra fuente de ignición. No fumar.
Almacenar teniendo en cuenta la tabla de incompatibilidades.

7.3. Usos específicos finales

Sin precauciones especiales.

SECCIÓN 8: CONTROLES DE EXPOSICIÓN/PROTECCIÓN INDIVIDUAL

8.1. Parámetros de control

Valores límite de la exposición : No aplica

8.2. Controles de la exposición


8.2.1 Medidas de Ingeniería

Suministre suficiente ventilación para mantener las concentraciones de vapor por debajo de los límites de exposición.

8.2.2 Medidas de Protección Personal

Protección Respiratoria : En caso de ventilación insuficiente use equipo respiratorio adecuado. Aparato respiratorio autónomo de circuito-abierto de aire comprimido (EN 137)
La clase del filtro del aparato respiratorio de debe adaptar a la concentración de sustancias dañinas (gas/vapor/aerosol/partícula) que se produce durante la manipulación del producto.
Guantes Protectores : Guantes resistentes a los químicos tipo nitrilo, neopreno o vitón.
Protección ocular y facial : Gafas de seguridad o monogafas.
Protección corporal : Usar un overol adecuado para evitar exposición con la piel. En caso de derrame importante usar traje de protección química.

Anexo F. (Continuación)

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 5 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión:
		08/10/2018

SECCIÓN 9: PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

9.1. Información sobre propiedades físicas y químicas básicas

Apariencia	: Líquido translúcido
Olor	: característico
Umbral olfativo	: Bajo umbral y poca concentración VOC's.
pH	: No disponible
Punto de fusión/punto de congelación	: No determinado
Punto inicial e intervalo de ebullición	: 175 - 325°C
Punto de inflamación, copa cerrada	: 79°C
Tasa de evaporación	: No disponible
Inflamabilidad (sólido, gas)	: No aplica
Límite superior/inferior de inflamabilidad	: No disponible
Presión de vapor	: No disponible
Densidad del vapor	: No disponible
Densidad relativa	: 0,82 - 0,84 g/ml
Solubilidad	: Insoluble en agua
Coefficiente de reparto n-octano/agua	: No aplica
Temperatura de ignición espontánea	: >315°C
Temperatura de descomposición	: No aplica
Viscosidad	: No disponible

9.2. Información adicional

Sin datos disponibles

SECCIÓN 10: ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Reactividad	: No se conoce ninguna reacción peligrosa en condiciones de uso normal
Estabilidad	: Estable a condiciones normales de temperatura y presión
Possibilidad de reacciones peligrosas	: No se conoce reacciones peligrosas
Condiciones que deben evitarse	: No dejar los envases destapados, chispas y fuentes de calor
Materiales incompatibles	: Oxidantes fuertes como el cloro líquido y oxígeno concentrado
Productos de descomposición peligrosos	: Monóxido de carbono y otros vapores tóxicos

SECCIÓN 11: INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA


11.1. Información sobre los efectos toxicológicos

Nombre químico	DL50 Oral	DL50 Dermal	CL50 Inhalación
Destilados de petróleo, fracción ligera tratada con hidrógeno.	LD50-5000mg/kg bw (rata-OECD 401)	LD50 (24h)-5000mg/kg bw (conejo-OECD 402)	LC50(6h)-5000mg/m ³ (vapor) (rata-OECD 403)

Carcinogenicidad : Este producto no contiene carcinógenos según lo listado por la Agencia Internacional para la Investigación sobre el Cáncer (IARC) o la normativa (C) No. 1271/2008

Mutagenicidad : No está clasificado como ruta génica

Efecto sobre órganos DIANA : Sistema Nervioso Central SNC.

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 7 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión:
		08/10/2018

14.2. Designación oficial de transporte de las Naciones Unidas

No aplica

14.3. Clase(s) de peligro para el transporte

14.3.1. Transporte por vía terrestre

Clase(s)	: 3 - Líquido inflamable
Clase de peligro	: 33
Código de clasificación	: F1
Etiquetas ADR/RID	: 3 - Líquido inflamable




14.4. Peligros para el medio ambiente

Peligros para el medio ambiente : P



14.5. Precauciones particulares para los usuarios

Precauciones particulares para los usuarios : No hay datos disponibles.

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 6 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión:
		08/10/2018

Inhalación : A la vista de los datos disponibles no se cumplen los criterios de clasificación
Corrosión o irritación cutánea : Provoca irritación cutánea
Lesiones o irritación ocular graves : El contacto directo podría causar una leve irritación ocular.

11.2. Otras informaciones

Síntomas relacionados con las propiedades físicas, químicas y toxicológicas. Para información adicional sobre, consultar el apartado 4

SECCIÓN 12: INFORMACIÓN ECOLÓGICA

12.1. Toxicidad acuática aguda

Nombre químico	Toxicidad para los algas	Toxicidad para peces	Toxicidad para la dafnia y otros invertebrados acuáticos
Hidrocarburos C8-C14, n-álcanos, isómeros	ESL50(TD) > 1000mg/l (Pseudokirchneriella subcapitata-test de crecimiento-OECD 201)	LS50(96h) > 1000mg/l (Oncorhynchus mykiss-OECD 203)	EL50(48h) > 1000mg/l (Daphnia magna-OECD 202)

Persistencia y degradabilidad : Fácilmente biodegradable hasta un 80% después de 28 días.

Potencial de bioacumulación : No hay datos disponibles

Movilidad en el suelo : Dadas sus características fisicoquímicas el producto no es móvil en el suelo.

SECCIÓN 13: CONSIDERACIONES RELATIVAS A LA ELIMINACIÓN

Tratamiento de los residuos: Los residuos contaminados se deben disponer en una planta de tratamiento de aguas residuales. No olvidar que además de tener residuos de producto, también hay grasa o suciedad que se retira en la limpieza.

Envases de desecho: Los envases donde se dispongan los residuos deben ser de tipo plástico.


Envases del producto: Los envases de producto sin contaminar se pueden devolver a la compañía

Disposición final de los residuos: Si la empresa presenta planta de tratamiento físicoquímica y/o biológica, para aguas residuales; tener en cuenta las indicaciones anteriores para su incorporación a la misma, y así cumplir con la normatividad ambiental en términos de vertimientos. De lo contrario rotular los envases como un residuo contaminado, listar los componentes mencionados en el punto 2, y entregarlo a una empresa o persona jurídica que presente licencia ambiental para hacer la disposición de esta clase de sustancias según decreto 4741 de 2005 sobre residuos contaminados en el territorio nacional. A nivel internacional se debe cumplir con la normatividad ambiental local para la disposición de residuos.

SECCIÓN 14: INFORMACIÓN RELATIVA AL TRANSPORTE

14.1. Número ONU

Producto no reglamentado para el transporte

	FICHA DE DATOS DE SEGURIDAD	Página 8 de 8
	BIO SOLVED	Versión: 6
		Fecha de revisión:
		08/10/2018

14.6. Transporte a granel con arreglo al anexo II del Convenio Marpol 73/78 y del Código IBC

Código: IBC : No hay datos disponibles.

SECCIÓN 15: INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

El producto no contiene sustancias controladas legalmente en Colombia. Los documentos de embarque y etiquetado cumplen con las disposiciones del decreto 1079 del 2015 para el transporte terrestre de sustancias químicas en Colombia y la ley 55 de 1993 sobre comunicación de peligros.

SECCIÓN 16: OTRA INFORMACIÓN

La información contenida en esta Hoja de datos de seguridad está basada en nuestro conocimiento actual, contiene recomendaciones básicas y generales para lograr un desempeño apropiado del producto. De hacer caso omiso de ellas AMG DE COLOMBIA LTDA., no se hace responsable de los problemas generados por el mal uso del producto.

Bibliografía : Guía de respuesta en caso de emergencia año 2016
www.aqefi.org
www.tonnet-nln.nl.gov
 Guía SGA y libro morado de SGA

Fuente: AMG de Colombia. Biosolved. MSDS. Versión 6. 2018.