

**FORMULACIÓN DE PRODUCTO DEMULSIFICANTE PARA DESHIDRATACIÓN
DE PETRÓLEO CRUDO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL
CAMPO ENTRERRIOS**

**MANUEL JOSÉ CAMARGO GÓMEZ
RUBÉN DARÍO SOTO LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2012

**FORMULACIÓN DE PRODUCTO DEMULSIFICANTE PARA DESHIDRATACIÓN
DE PETRÓLEO CRUDO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL
CAMPO ENTRERRIOS**

**MANUEL JOSÉ CAMARGO GÓMEZ
RUBEN DARIO SOTO LOPEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero
Químico**

**Director
DR. ARLEX CHAVES GUERRERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2012

AGRADECIMIENTOS

Nuestra gratitud, principalmente esta dirigida al Dios Todopoderoso por habernos dado la existencia y permitirnos llegar al final de nuestras carreras.

A el Dr. Arlex Chaves Guerrero por orientarnos y corregirnos en el desarrollo del proyecto. Su experiencia y conocimiento fueron indispensable para el desarrollo del trabajo , igual que su confianza en nosotros.

A la empresa Lipesa Colombia S.A por permitirnos iniciarnos como profesionales .

A la ingeniera Laura Santamaria por el apoyo y tiempo solicitado para el finalización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander donde nos formamos profesionalmente.

DEDICATORIA

A mis padres, Manuel Camargo e Isabel Gómez; a mis hermanos Mauricio, Eduardo, Jhon, Luis y Luz, quienes mantienen la idea ser mejores cada día y lograr grandes cosas si se quiere. Este paso es el resultado del esfuerzo de todos ustedes.

A los docentes que me han acompañado durante el largo camino, brindándome siempre su orientación con profesionalismo ético en la adquisición de conocimientos y afianzando mi formación como estudiante universitario.

A mis amigos que me brindaron su ayuda, su atención y lo más importante su amistad.

A todas y todos quienes de una u otra forma han colocado un granito de arena para el logro de este Trabajo de Grado.

Manuel José Camargo Gómez

DEDICATORIA

A DIOS POR SIEMPRE CONTAR CON SUS BENDICIONES.
A MIS PADRES RUBÉN Y AURA POR SU APOYO INCONDICIONAL Y ESE GRAN
ESFUERZO A TRAVÉS DE ESTE TIEMPO.

A MI HERMANO ANDRÉS POR ESTAR SIEMPRE CONMIGO Y SU APOYO EN TODO
MOMENTO.

ANDREA POR ESE IMPULSO DÍA A DÍA Y POR BRINDARME TODO SU AMOR.
A TODOS MIS PRIMOS Y AMIGOS QUE TAMBIÉN HACEN PARTE DE ESTA ETAPA
QUE CULMINA.

RUBÉN DARÍO SOTO LÓPEZ

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	20
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 EMULSIONES AGUA EN PETRÓLEO O EMULSIONES DIRECTAS.	22
1.2 ESTABILIDAD DE EMULSIONES.	22
1.3 AGENTES EMULSIFICANTES	23
1.4 TRATAMIENTO QUÍMICO	24
1.5 MIGRACIÓN DEL DEMULSIFICANTE A LA INTERFASE AGUA- PETRÓLEO	24
2. METODOLOGÍA DE TRABAJO	25
2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DEL PROCESO	25
2.2 PRODUCTOS DEMULSIFICANTES	26
2.3 TÉCNICA PARA ELECCIÓN DEL DEMULSIFICANTE Y DOSIFICACIÓN.	26
2.4 PROCEDIMIENTO PRUEBA DE BOTELLA.	26
2.4.1 Muestreo.	26
2.4.2 Retirar agua libre de la muestra y caracterización de la muestra.	27
2.4.3 Dosificación demulsificantes y agitación de botellas.	27
2.4.4 Registrar velocidad de separación del agua, tomar muestra a nivel del Thief a 1 y 2 horas y realizar BS&W.	27
2.5 SELECCIÓN DEL PRODUCTO DEMULSIFICANTE Y DOSIFICACIÓN.	28
2.6 REALIZACIÓN PRUEBA DE CAMPO.	29
2.6.1 Verificación del Producto y Preparación para Iniciar la prueba.	29
2.6.2 Control durante el periodo de la prueba	30
2.6.3 Finalización de la Prueba.	30
3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS.	31
3.1 RESULTADOS PRIMERA CORRIDA	32
3.2 RESULTADOS SEGUNDA CORRIDA	33

3.3 RESULTADOS TERCERA CORRIDA	36
3.4 RESULTADOS CUARTA CORRIDA:	38
3.5 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE PRUEBA DE CAMPO.	38
3.5.1 Inyección del demulsificante a los pozos	39
CONCLUSIONES	44
RECOMENDACIONES	45
BIBLIOGRAFIA	46
ANEXOS	47

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación de la molécula de emulsificante en la interfase. [5]	24
Figura 2. Metodología para desarrollo del trabajo.	25
Figura 3. Procedimiento prueba de botella.	26
Figura 4. Procedimiento prueba de campo.	29
Figura 5. Determinación DE BS&W con y sin compuesto slugging.	31
Figura 6. Caída de agua de los productos y bases a 54 °C y 800 ppm.	32
Figura 7. Thief a 1 hora de bases y productos.	33
Figura 8. Velocidad de caída de agua a 600 ppm de demulsificantes y a 54°C.	35
Figura 9 Thief de mezclas y productos a 1 y 2 horas.	35
Figura 10. BS&W de muestra Thief a 1 y 2h para diferentes concentraciones del demulsificante.	37
Figura 11. Thief a 1 y 2 hora con los productos y mezclas finalistas.	38
Figura 12. Prueba de calidad del L-1291	39
Figura 13. Puntos de inyección del demulsificante.	42
Figura 14. Perfil de deshidratación del crudo en los tanques de almacenamiento.	42

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Factores que intervienen en la estabilidad de las emulsiones agua-petróleo	22
Tabla 3. Bases y productos preseleccionados.	33
Tabla 4. Mezclas y productos formulados.	34
Tabla 5. Productos y mezclas finalistas de la prueba de botellas.	36
Tabla 6. Dosificación inicial en prueba de campo.	40
Tabla 7. Redistribución de dosificación.	41
Tabla 8. Dosificación mínima I-1291. Para asegurar requerimientos menores a 0,5 en BSW.	41

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Resultados de pruebas de botella	47
Anexo B. Proceso y diagrama de flujo del campo Entrerrios	52
Anexo C “Gun Barrel” O Tanque de Lavado.	58
Anexo D. Procedimiento para la Determinación del BS&W por el Método de Centrifuga.	60

GLOSARIO

AGUA EMULSIONADA: Agua que permanece mezclada con el crudo sin separarse a pesar cuando se deja en reposo.

AGUA LIBRE: Esta agua se incorpora al crudo a causa de la agitación a la que está sometido durante el proceso para sacarlo del subsuelo, la mezcla es muy inestable y se mantendrá mientras exista turbulencia.

Dado que las fases no están en íntimo contacto, su separación requiere solamente un poco de reposo, siendo los tiempos de decantación (o sedimentación) relativamente cortos.

BS&W: Comúnmente se utiliza para hacer referencia al agua y sedimentos básicos contenidos en el petróleo de producción y se mide en porcentaje de volumen.

CRUDO PESADO: Hace referencia a crudo con una gravedad API entre 10 y 21.9

FWKO: Free Water Knock-Out, tanque recipiente separador de agua libre.

EMULSION INVERSA: Este tipo de emulsión consiste en gotas de petróleo dispersas en una fase continua de agua.

GRAVEDAD API: Se define como la relación del peso de un volumen (peso específico) dado de material a 60 °C con el peso de un volumen equivalente de agua destilada (peso específico) a la misma temperatura ambos pesos corregidos según el factor de flotabilidad del aire.

INTERFASE: Superficie de contacto entre dos fases condensadas (dos líquidos o un líquido y un sólido)

MANIFOLD: Colector de tubería donde se recibe la producción de los pozos y se distribuye mediante un juego de válvulas.

Ppm: Representa el número de partes de un componente contenidas en un millón de partes de un conjunto.

PRODUCTO SLUGGING: Un compuesto slugging es un demulsificante regular conocido a través de pruebas como un compuesto que no ocasiona "sobre tratamiento" sobre un crudo específico.

REBOSE: Línea de salida de crudo ya tratado por la parte superior del Gun Barrel hacia los tanques de almacenamiento.

RE-EMULSION: Hace referencia a la estabilización de la emulsión restante y a la formación de una emulsión inversa por sobre tratamiento de demulsificante en el crudo.

SLUDGE: Son aglomeraciones de sedimentos básicos que no se separan en agua y crudo, puede ser estabilizado por sólidos finamente esparcidos y demás contaminantes hasta formar capas.

THIEF: Muestreo que se hace 10- 15 mililitros por encima de la interfase agua-petróleo en prueba de botellas después de observar la caída de agua. Se realiza a 1 y 2 horas para registrar el comportamiento de deshidratación del crudo.

TUBO API: Tubo cónico elaborado en vidrio recocido acorde con la norma ASTM-D4007, con graduación clara, boca limitada en forma de cierre y tapada con un corcho. Normalmente conocido como zanahoria.

RESUMEN

TITULO: FORMULACIÓN DE PRODUCTO DEMULSIFICANTE PARA DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ENTRERRIOS*.

AUTOR: Manuel Camargo Gómez
Rubén Soto López**

PALABRAS CLAVES: emulsión agua en aceite, zona interfacial, agentes emulsificantes, producto demulsificante, prueba de botella, prueba de campo, BS&W.

DESCRIPCION: La producción de petróleo cuenta con algunos problemas en la operación, uno de estos es la asociación de agua en forma de emulsión, mejor conocida como emulsión agua en aceite o emulsión directa. El petróleo crudo trae de forma natural agentes emulsificantes como asfáltenos, resinas y sólidos finamente divididos entre otros. Estos agentes emulsificantes son capaces de actuar en la zona interfacial y son responsables de la formación de estas emulsiones. Este problema requiere de un tratamiento químico mediante un producto demulsificante que desestabilice la emulsión para lograr una eficaz deshidratación para garantizar el petróleo crudo dentro de estándares del mercado.

El presente proyecto tiene como objetivo seleccionar e identificar un producto demulsificante capaz de promover la deshidratación eficiente mediante la realización de una prueba de botellas y la comparación del producto elegido en una prueba de campo para el petróleo crudo de las facilidades de producción del campo Entrerrios operado por la empresa CANACOL ENERGY y la empresa LIPESA COLOMBIA S.A encargada del tratamiento químico.

Con la realización de la prueba de botellas y la prueba de campo se logró formular, dosificar y evaluar un demulsificante ganador, L-1291 que mostró los mejores resultados de 0,2 % BS&W en prueba de botellas a la dosificación óptima y en la prueba de campo resultado de 0,3 % BS&W para esta misma dosificación con una estabilidad total en el tratamiento químico.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química, Director Dr. Arlex Chaves Guerrero

ABSTRACT

TITLE: FORMULATION OF A DEMULSIFIER FOR CRUDE OIL DEHYDRATION IN THE PRODUCTION FACILITIES OF ENTRERRIOS FIELD*.

AUTHOR: Manuel Camargo Gómez,
Rubén Soto López**

KEYWORDS: Water in oil emulsion, interface, an emulsifying agents, demulsifier, bottle test, field test, BS&W.

DESCRIPTION: oil production has some problems in the operation; one of these is the association of water as an emulsion, better known as water in oil emulsion or direct emulsion. Crude petroleum brings naturally emulsifying agents as asphaltenes, resins and finely divided solid among others. These emulsifying agents are able to act at the interface and are responsible for the formation of emulsions. This problem requires a chemical treatment using demulsifiers to destabilize the emulsion to achieve an efficient dehydration ensuring crude oil within industry standards.

This project aims to select and identify an emulsifier able to promote efficient dehydration by means of the accomplishment of a test of bottles and comparison of the chosen product in a field test for crude oil of the production facilities in the Entrerrios field, operated by Canacol Energy and LIPESA COLOMBIA S.A in charge of chemical treatment.

With the completion of the bottle test and the field test was accomplished to formulate, apply and evaluate a product demulsifier winner, L-1291 showed the best results of 0,2 % BS&W in the bottle test at the optimal dosage and field test result of 0,3% BS&W for the same dosage with a total stability in the chemical treatment.

* Degree Work

** Faculty Physical-chemical Engineering, Department Engineering, Director Dr. Arlex Chaves Guerrero

INTRODUCCION

Actualmente el 90 % del petróleo crudo producido en el mundo viene asociado con cantidades significantes de agua dispersa en forma de gotas (1-20 μm) formando una emulsión. En general las emulsiones encontradas son de tipo agua en petróleo (w/o) y representan serios problemas en los campo de producción como en refinería. Aunque estas emulsiones son termodinámicamente inestables y el agua tienda a formar una fase continua, compuestos naturales como asfáltenos, resinas, ceras etc. Esto se adsorben en la interfase agua-petróleo inhibiendo la coalescencia de las gotas de agua manteniéndolas dispersas [1].

Las facilidades de producción del Campo Entrerrios tratan grandes volúmenes de crudo pesado con API de 16° diariamente mediante el uso de tanques, redes de tubería y equipos para el beneficio del crudo como el separador de agua libre(FWKO de sus siglas en Inglés) y el tanque deshidratador Gun Barrel entre otros. Estos últimos, se utilizan para lograr las especificaciones de calidad del crudo exigidas por el mercado. Una de estos parámetros es el contenido de agua en el crudo, para lo que se requiere de un método de deshidratación eficaz para la desestabilización de la emulsión directa agua aceite.

Actualmente y dependiendo del tipo de petróleo y de la disponibilidad de recursos técnicos y económicos, el proceso de deshidratación se lleva a cabo por la combinación de cualquiera de los siguientes métodos: químico, térmico, mecánico y eléctrico. No obstante, típicamente se utiliza una combinación de los métodos térmico y químico con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión w/o.

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto demulsificante sintético denominado “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o fondo de pozo, también puede aplicarse aguas arriba del separador de gas- líquido y el Manifold .Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo.

Este tipo de tratamiento es de los más utilizados debido a su bajo costo comparado con los otros y además es de fácil aplicación a nivel de facilidades de superficie y cubre un largo rango de tipos de crudo a tratar.

El objetivo de este trabajo es formular, dosificar y aplicar en campo un tratamiento químico deshidratante capaz de llevar el crudo de producción del campo Entrerrios a las especificaciones requeridas por el mercado(a un valor de BS&W (*Basic Sediments and Water*) inferior a 0,5 % volumen).

Para este estudio se realizó una prueba de botellas (prueba empírica de laboratorio) con una muestra representativa de crudo que consiste de la mezcla de crudos obtenidos de la superficie de varios pozos. Para realizar las pruebas se tuvo en cuenta la influencia de ciertas variables para simular las condiciones reales del proceso tales como: volumen de producción, temperatura de proceso, tiempo de retención, facilidades para la deshidratación, sistema de levantamiento artificial de fluido (bombeo electro sumergible, bombeo mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas)entre otras, con el fin de formular el demulsificante basado en los productos y bases químicas con las que cuenta la empresa LIPESA COLOMBIA S.A, para luego mediante una prueba de campo validar el correcto funcionamiento del producto formulado.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 EMULSIONES AGUA EN PETRÓLEO O EMULSIONES DIRECTAS.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación, se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 0,013m/h, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por los equipos de producción durante la extracción y el transporte en superficie se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de una emulsión estabilizada por especies de actividad interfacial presentes en el crudo.

En las emulsiones directas (agua en aceite), la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (S&W) y la fase continua es petróleo crudo. El S&W es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que S&W también es llamada Agua y Sedimento Básico (BS&W).[2]

1.2 ESTABILIDAD DE EMULSIONES.

Se entiende por estabilidad de una emulsión la capacidad de esta para evitar la coalescencia, Depende de los siguientes factores que se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Factores que intervienen en la estabilidad de las emulsiones agua-petróleo [3].

Factores que intervienen en la estabilidad de emulsiones agua-petróleo.	
Tamaño de gotas	A mayor agitación, mayor esfuerzo cortante, menor tamaño de gota, mayor estabilidad de emulsión.
Tipo de emulsificante	A mayor rapidez de migración a interfase, a mayores características tenso-activas, mayor estabilidad de emulsión.
Tipo de crudo	A mayor contenido nafténico y asfaltenico, mayor estabilidad.
Viscosidad de petróleo	A mayor viscosidad de fase continua, mayor estabilidad de emulsión.

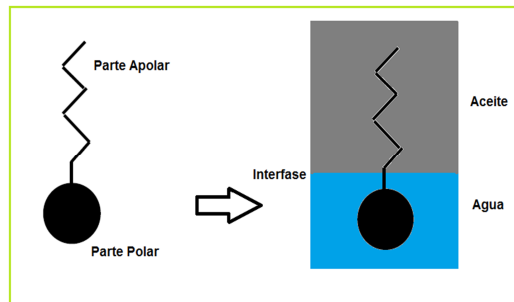
Factores que intervienen en la estabilidad de emulsiones agua-petróleo.	
Densidad relativa petróleo-agua	A menor diferencia de densidad petróleo-agua, menor tiempo de asentamiento, mayor estabilidad
Temperatura	A mayor temperatura, menor estabilidad.

1.3 AGENTES EMULSIFICANTES

Los emulsificantes son anfipáticas, es decir, una parte de su molécula es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite como lo describe la figura 1. Los emulsificantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua formando una película interfacial alrededor de las gotas. Las moléculas de surfactante se alinean en este caso en la interfase agua aceite de forma tal que la parte hidrofílica es dispuesta hacia la fase dispersa y la parte lipofílica de la molécula es orientada hacia el aceite. Los agentes emulsificantes para emulsiones petróleo agua son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes (iónicos y no-iónicos) tales como asfáltenos, resinas, conteniendo ácidos orgánicos, bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas y asfáltenos precipitados.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes. [4].

Figura 1. Representación de la molécula de emulsificante en la interfase.[5]



1.4 TRATAMIENTO QUÍMICO

Consiste en agregar a la emulsión ciertos demulsificantes que neutralizan la acción de los emulsificantes y facilitan la deshidratación del crudo. Los demulsificantes deben ser aplicados lo más pronto posible para prevenir la formación de emulsión en campo y en puntos estratégicos, se hace con el fin de obtener un mejor rendimiento en la deshidratación de crudo.

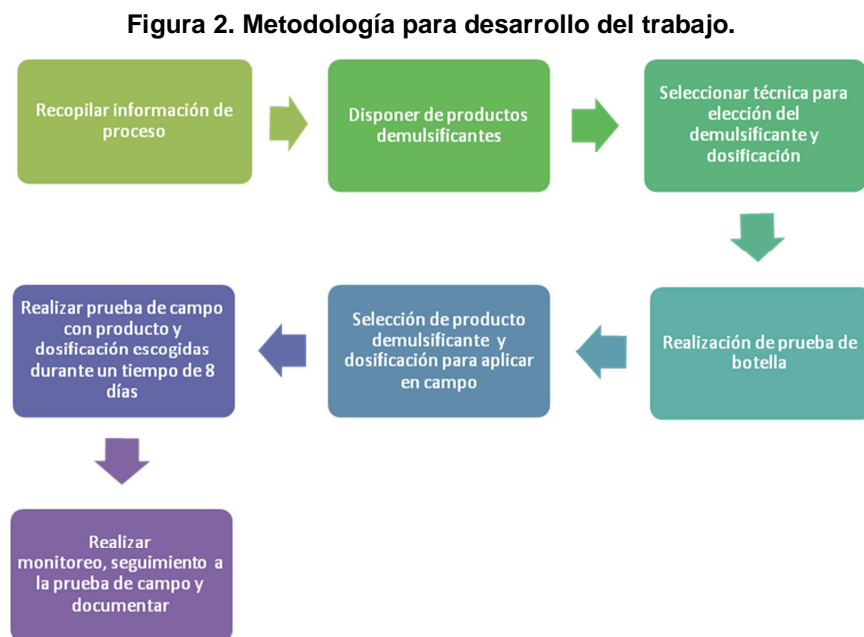
En tratamiento químico para tratar emulsiones agua en petróleo el primer paso a realizar es la selección de un producto químico o demulsificante a inyectar en campo (antes de la prueba de campo), por medio de una prueba de botella, la cual es un método semiempírico que puede no ser infalible pero con un buen manejo y desarrollo arroja buenos resultados.

1.5 MIGRACIÓN DEL DEMULSIFICANTE A LA INTERFASE AGUA-PETRÓLEO

Este proceso se lleva a cabo rápidamente en la interfase agua-aceite donde ocurre una transición de polaridad (Fuerzas de Van der Waals) lo que favorece la orientación perpendicular de las moléculas en la interfase, el grupo hidrófilico se baña en la fase acuosa, mientras el grupo lipófilico en el petróleo. El emulsificante está normalmente concentrado en la interfase y eso crea un obstáculo adicional para el demulsificante. Por lo tanto el demulsificante no solamente debe migrar rápidamente a la interfase, también debe competir con éxito por su posición en este sitio. [6]

2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

En la figura 2. Se esquematiza la metodología de trabajo usada en este proyecto el cual se realizó en las facilidades del campo Entrerrios con apoyo de la operadora CANACOL ENERGY y de la empresa LIPESA COLOMBIA S.A. encargada del tratamiento químico. Cada uno de los pasos mencionados en el esquema es brevemente descrito a continuación:



Fuente autor

2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DEL PROCESO

Esta etapa primaria consiste en obtener la información necesaria del proceso de extracción del petróleo crudo y su recorrido en las facilidades del campo como: temperaturas de proceso, volúmenes de fluido de producción de cada uno de los pozos, tipo de separación mecánica que se realiza, tiempo de residencia del petróleo crudo en las facilidades y equipos de proceso. Dicha información así como un diagrama de flujo del campo es dado en el Anexo B.

2.2 PRODUCTOS DEMULSIFICANTES

Se usaron productos y bases químicas activas suministradas por la empresa LIPESA COLOMBIAS.A., las cuales se ensayaron mediante la prueba de botellas para la deshidratación del petróleo crudo. La lista de estos productos químicos se muestra en el anexo A.

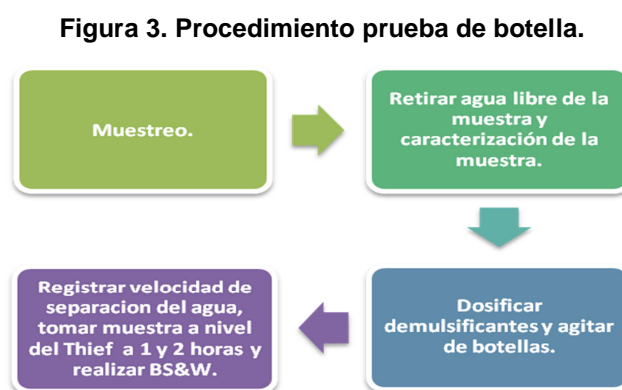
En cuanto a la composición química de cada uno de los productos ensayados se guarda la reserva por parte de la empresa y solo se conocen características generales de los demulsificantes.

2.3 TÉCNICA PARA ELECCIÓN DEL DEMULSIFICANTE Y DOSIFICACIÓN.

Para este proyecto se llevó cabo la prueba de botellas para la elección del demulsificante y la dosificación que proporcione la mejor deshidratación y calidad de crudo.

2.4 PROCEDIMIENTO PRUEBA DE BOTELLA.

A continuación se muestra en la Figura 3, el procedimiento para la prueba de botellas realizada y posteriormente se explica cada uno de los pasos.



Fuente: Autor

2.4.1 Muestreo. Se obtuvieron muestras de petróleo de 5 galones de cada uno de los pozos siguiendo el procedimiento establecido por la norma ASTM D 4057 ó

NTC 1647. La muestra final es compuesta del petróleo obtenido de todos los pozos del campo y debe ser libre de química, contaminantes, estable, con agua y emulsión.

2.4.2 Retirar agua libre de la muestra y caracterización de la muestra. Con un frasco decantador de 5 galones se retiró el agua libre de la muestra. Posteriormente se midió el contenido de BS&W siguiendo la norma ASTM D 4007.

2.4.3 Dosificación demulsificantes y agitación de botellas. Se tomaron 100 ml de muestras de la emulsión sin agua libre en botellas de escala graduada y se llevaron a un baño de maría a una temperatura de 54°C para representar la temperatura de la emulsión en el sistema en campo. El procedimiento se repitió cada vez que se realizó una prueba de eliminación de productos demulsificantes a diferentes concentraciones y también aplica para las pruebas a 90 °C.

Posteriormente se llevó a cabo la dosificación de los demulsificantes diluidos al 10% en volumen en xileno, a una temperatura de 54°C. Esta temperatura, es inferior a la temperatura real del proceso en condiciones de operación normal (93°C), con lo cual se pretendió estudiar la efectividad del producto a temperaturas que pueden llegar a darse por pérdidas de energía del proceso. Posteriormente, se agitaron las botellas vigorosamente durante 3 min (manteniendo la temperatura constante).

2.4.4 Registrar velocidad de separación del agua, tomar muestra a nivel del Thief a 1 y 2 horas y realizar BS&W. Se dejó asentar el agua durante 2 horas, equivalente al tiempo de retención del sistema. El tiempo de asentamiento representa el tiempo estático en el sistema requerido para que la emulsión se separe en agua y petróleo.

Durante estas dos horas se anotó la cantidad de agua separada en las botellas en a los 15, 30, 45, 60, 90 y 120min. Adicionalmente se tomaron muestras del crudo entre 10 -15 mililitros por encima de la interfase agua-petróleo para cada una de

las botellas a 1 y 2 horas después de haber dosificado el producto y se les realizó la prueba de BS&W con lo cual se pretende medir el nivel de deshidratación del crudo a este tiempo en el proceso. Este último ensayo se le conoce como nivel del Thief a 1 o 2 horas respectivamente y es detallado en el anexo D. Este procedimiento fue realizado varias veces (cuatro corridas) con el fin de seleccionar las bases y productos químicos del demulsificante con diferentes dosificaciones como es detallado en la tabla 2.

Tabla 2. Dosificación y corridas de prueba de botella.

Primera Corrida.	A 54°C probar las bases y los productos comerciales a 800 ppm De esta prueba seleccionar las mejores bases y productos en velocidad de caída de agua, en muestra Thief, interfase y calidad visual del crudo y agua.
Segunda Corrida	Hacer mezclas, productos intermedios con las bases seleccionadas y probarlas a 600 ppm de estos a 54°C. Seleccionar las mejores mezclas y productos de acuerdo a la muestra Thief a 1 y 2 horas, interfase, calidad visual de agua y crudo.
Tercera Corrida	Las mezclas y productos seleccionados en la segunda corrida Se llevan a pruebas, allí dosificar de 400 ppm a 900 ppm en intervalos de 100 ppm a 54 °C. Seleccionar la dosis para el campo teniendo en cuenta la muestra Thief, velocidad de caída del agua y las cualidades del crudo a las 2 horas de separación. En esta corrida seleccionar el demulsificante para el campo, el criterio de selección es valores menores o iguales a 0,5 % de BS&W en la muestra Thief.
Cuarta Corrida	Corroborar mediante una última corrida, la deshidratación de las mezclas y productos finalistas a temperatura real del proceso (90°C). Dosificar de 700 ppm a 900 ppm en intervalos de 100 ppm.

Fuente Autores

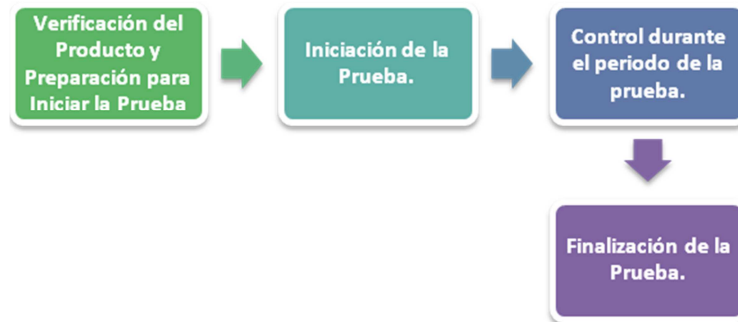
2.5 SELECCIÓN DEL PRODUCTO DEMULSIFICANTE Y DOSIFICACIÓN.

Después de realizar la prueba de botella se escoge el producto demulsificante con mejor resultado de deshidratación y características de calidad de crudo a la dosificación seleccionada para corroborar estos resultados en el campo de producción.

2.6 REALIZACIÓN PRUEBA DE CAMPO.

Para la realización de la prueba de campo se tiene en cuenta el procedimiento descrito en la figura 4.

Figura 4. Procedimiento prueba de campo.



Fuente autor

2.6.1 Verificación del Producto y Preparación para Iniciar la prueba.

Inicialmente se tomó una muestra del demulsificante producido a escala macro y se realizó una prueba de calidad rápida en campo para verificar la correcta preparación del producto. Posteriormente se inició la inyección del producto en puntos específicos del campo con una dosis del 125% en exceso de la dosis óptima establecida en pruebas de botella. Luego se permitió que el sistema se estabilizara y se procedió a bajar la dosis del demulsificante hasta el valor recomendado. Luego se hizo un control frecuente de los parámetros establecidos durante las fases iniciales, la tendencia del BS&W en el rebose del tanque deshidratador Gun Barrel (funcionamiento y principio del Gun Barrel, ver anexo c) y la cualidades del crudo.

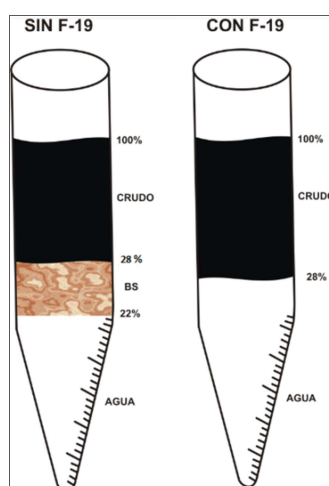
2.6.2 Control durante el periodo de la prueba Durante 8 días y con una frecuencia de 2 horas se monitoreó el rebose del Gun Barrel la presión en el separador, la temperatura del fluido en el sistema, el porcentaje de BS&W, la calidad visual del agua y de la interfase en todas las etapas del proceso. Adicionalmente, se redujo gradualmente la dosis del tratamiento, hasta que se notó un incremento en el valor del BS&W en el rebose del Gun Barrel teniendo en cuenta que el BS&W del crudo de venta debe estar por debajo de 0,5 %.

2.6.3 Finalización de la Prueba. Ofrecer la asistencia a Caracol Energy y proceder a entregar el campo a la empresa que está encargada del tratamiento. Preparar el informe de los resultados de la prueba de campo. Cerciorándose de incluir datos completos y toda la información que sea de importancia para Caracol Energy y Lipesa Colombia S.A.

3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS.

A continuación se presentan los resultados de deshidratación de las pruebas de botella y de campo que se realizaron con el fin de evaluar cada uno de los productos y bases ensayadas. A partir de estos resultados se seleccionó el demulsificante a implementar en campo y su dosificación óptima, teniendo en cuenta como criterio un valor en muestra Thief a 2 horas por debajo 0,5 % de BS&W, color brillante del petróleo, calidad visual del agua e interfase definida. Como primer paso se analizó y determino el porcentaje de BS&W total con y sin un demulsificante de referencia llamado F-19 en 100 ml de muestra por medio del método de la centrifuga.

Figura 5. Determinación DE BS&W con y sin compuesto slugging.



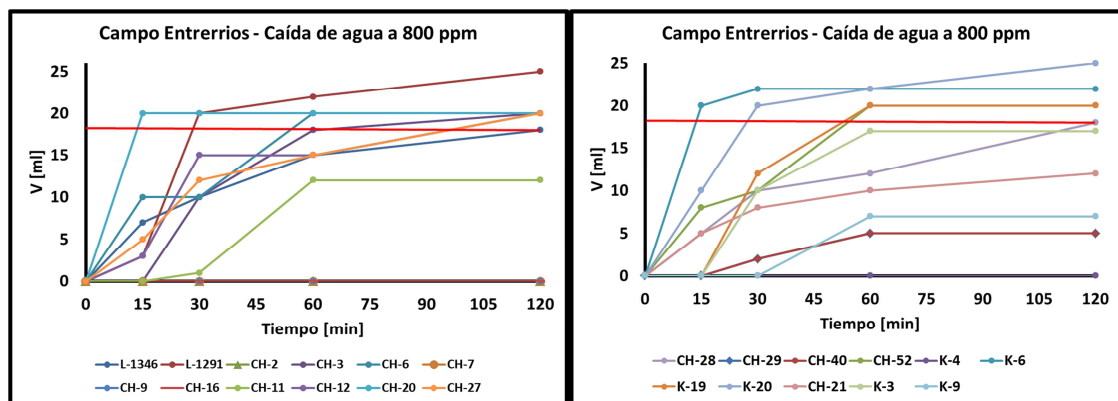
Fuente autor.

En la figura 5, se observa un análisis inicial de dos muestras de crudo emulsionado fresco, donde se puede apreciar un volumen de 22% de agua y 6% de BS para la muestra sin F-19 (o también llamado compuesto slugging) y de 28 % de agua con F-19. Este último valor representa el agua y sedimentos básicos totales emulsionados en la muestra de crudo y el cual es referente para las bases y productos ensayados en la velocidad de caída de agua para las corridas 1 y 2.

3.1 RESULTADOS PRIMERA CORRIDA

En esta primera corrida de prueba de botella, se ensayaron todas las bases y productos a una concentración de 800 ppm (dosificación recomendada por experiencia para crudo pesado) y a una temperatura de 54 °C. Los resultados de estas pruebas son mostrados en la figuras 6 y 7, la cuales muestran las gráficas del volumen de agua separado versus el tiempo del ensayo y el nivel de Thief a 1 hora respectivamente. Las bases que no cumplieron con un volumen mínimo de 18 ml de agua separada a los 120 minutos y un nivel mínimo de Thief a 1 hora, de 6% en BS&W fueron descartadas.

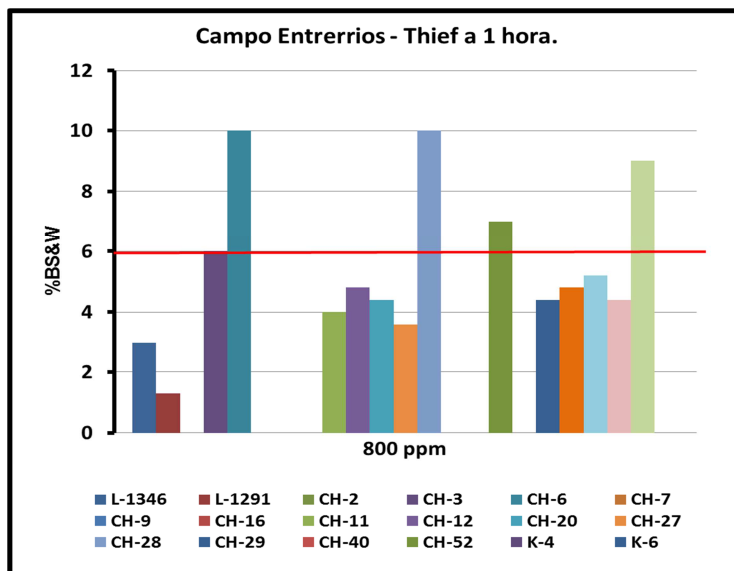
Figura 6. Caída de agua de los productos y bases a 54 °C y 800 ppm.



Fuente autor.

No obstante, los anteriores criterios de descarte, se realizaron dos excepciones, con las bases CH-11 y CH-21 las cuales presentaron buena característica de la interfase y de calidad visual del agua, así que se permitió su participación en las siguientes etapas de selección. Por lo tanto, según el anterior criterio y los resultados de la prueba de botella, se preseleccionaron las bases y productos listados en la tabla 3.

Figura 7. Thief a 1 hora de bases y productos.



Fuente Autor.

Tabla 3. Bases y productos preseleccionados.

BASES Y PRODUCTOS PRE-SELECCIONADOS SEGÚN CRITERIOS										
CH-20	K-06	CH-11	CH-12	K-20	K-19	CH-03	CH-21	CH-27	L-1346	L-1291

Fuente Autor.

3.2 RESULTADOS SEGUNDA CORRIDA

En esta parte se llevó a cabo la formulación de 6 mezclas tomando como criterio la velocidad de caída de agua, interfase agua - crudo, calidad visual del agua y resultados de Thief de las bases seleccionadas en la primera corrida. Adicionalmente, se probaron cuatro productos más: L-1291, L-1346, 1311p y el 1316p. Los dos últimos son productos de la empresa LIPESA COLOMBIA S.A que aún no sean comercializado pero que se seleccionaron porque están sintetizados a partir de bases seleccionadas en la primera corrida. Las mezclas formadas, así como los porcentajes de composición y las características observadas de las bases que los componen se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Mezclas y productos formulados.

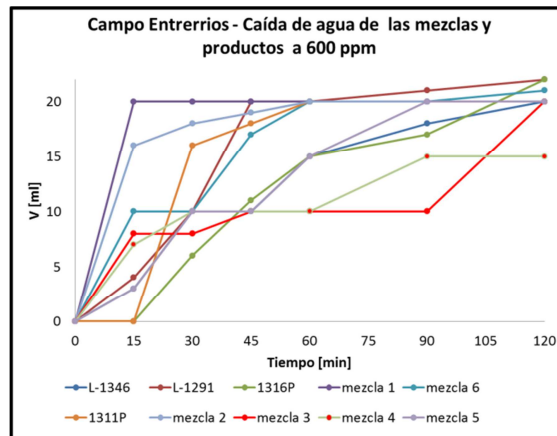
MEZCLAS	BASES	PORCENTAJE EN VOLUMEN DE MEZCLA	CARACTERÍSTICAS OBSERVADAS.
MEZCLA 1	K-06 CH-20	20 % 80%	K-06 buen deshidratador, Thief aceptable. CH-20 buen deshidratador, buena calidad visual de agua y Thief aceptable.
MEZCLA 2	K-06 CH-20	10% 90%	K-06 buen deshidratador, Thief aceptable. CH-20 buen deshidratador, buena calidad visual de agua y Thief aceptable.
MEZCLA 3	K-06 CH-11 CH-12	70% 15% 15%	K-06 buen deshidratador y Thief aceptable. CH-11 regular deshidratador, muy buena interfase y Thief aceptable. CH-12 buena deshidratación pero tardía, Thief aceptable.
MEZCLA 4	K-06 CH-12 K-20	50% 20% 30%	K-06 buen deshidratador, Thief aceptable. CH-12 buena deshidratación pero tardía, Thief aceptable. K-20 muy buen deshidratador, buena interfase y Thief regular.
MEZCLA 5	CH-20 CH-11 CH-12	60% 20% 20%	CH-20 buen deshidratador, buena calidad visual de agua y Thief aceptable. CH-11 regular deshidratador, muy buena interfase y Thief aceptable. CH-12 buena deshidratación pero tardía, Thief aceptable.
MEZCLA 6	CH-20 CH-11 K-20	50% 20% 30%	CH-20 buen deshidratador, buena calidad visual de agua y Thief aceptable. CH-11 regular deshidratador, muy buena interfase y Thief aceptable. K-20 muy buen deshidratador, buena interfase y Thief regular.
1311P	CH-11 CH-21 CH-27	40% 10% 50%	CH-11 regular deshidratador, muy buena interfase y Thief aceptable. CH-21 Regular deshidratador, muy buena interfase, color de agua y Thief aceptable. Ch-27 buen deshidratador con buen Thief.
1316P	K-19 CH-3	90% 10%	K-19 buen deshidratador y Thief aceptable. CH-13 deshidratación buena pero tardía, Thief regular.

Fuente: Autores

Con las mezclas ya conformadas, incluyendo los productos 1311p, 1316p, L-1291 y L-1346 se realizó una segunda corrida de botellas a 54°C y 600 ppm de

concentración y una muestra Thief a 1 y 2 horas cuyos resultados son mostrados la figura 8 y 9 respectivamente.

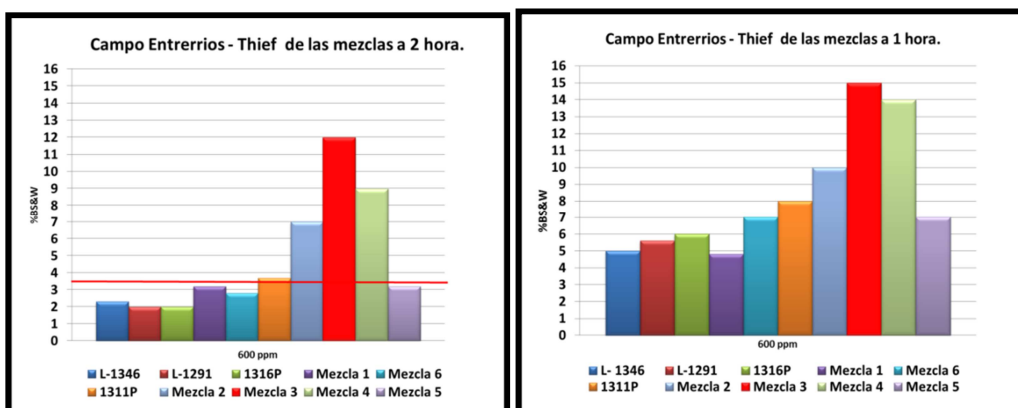
Figura 8. Velocidad de caída de agua a 600 ppm de demulsificantes y a 54°C.



Fuente Autores

En la figura 8, se observa que los volúmenes de agua separados para cada mezcla en un tiempo de 2 horas son similares, y pueden ser catalogados como buenos ya que superan los 20ml de agua, con excepción de la mezcla 4 que solo deshidrata 15 ml de agua en este tiempo. Teniendo en cuenta el anterior resultado, los valores de BS&W de las muestras Thief a 1 y 2 horas, son fundamentales como criterio de selección.

Figura 9 Thief de mezclas y productos a 1 y 2 horas.



Fuente Autores

Como se puede observar de la figura 9, solo las mezclas 1, 6,5, junto con los productos L-1291, L-1246 y 1316P arrojaron valores iguales o menores a 3.5% de BS&W en la muestra Thief a 2 horas, criterio de selección empírico para este paso del proceso. Adicionalmente, se eliminó la mezcla 5 a pesar de tener un buen resultado de BS&W en la muestra Thief a 2h horas debido a que en la prueba deshidratación se observó una interfase agua-petróleo no definida con baja calidad visual de agua y petróleo.

Tabla 5. Productos y mezclas finalistas de la prueba de botellas.

PRODUCTOS Y MEZCLAS FINALISTAS				
L-1346	L-1291	1316P	MEZCLA 1	MEZCLA 6

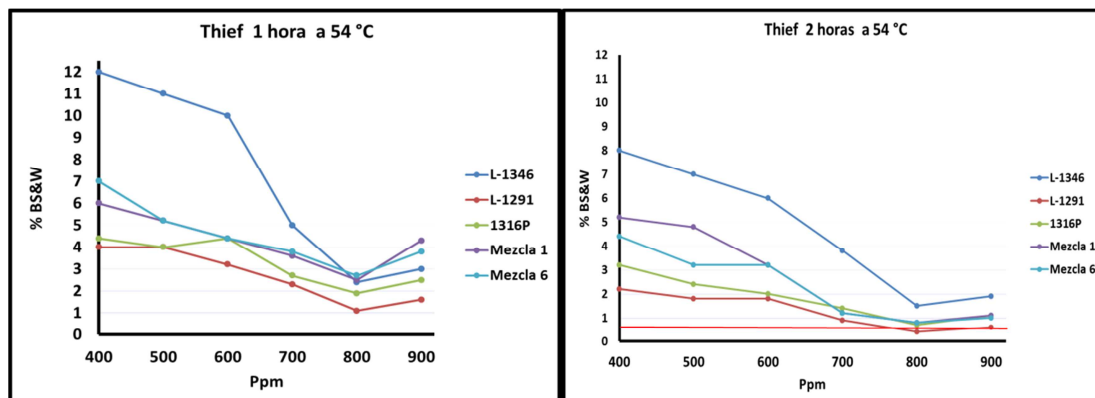
Fuente Autores

De esta manera las mezclas y productos finalistas son los que se aprecian en la Tabla 5.

3.3 RESULTADOS TERCERA CORRIDA

Se realizó una tercera corrida de prueba de botellas a una temperatura de 54°Cy diferentes concentraciones (400 a 900 ppm) de las mezclas y productos listados en la tabla 5. Los resultados son mostrados en la Figura 10.

Figura 10. BS&W de muestra Thief a 1 y 2h para diferentes concentraciones del demulsificante.



Fuente Autores

En esta corrida, no se tomó en cuenta como criterio de selección el volumen de deshidratación a un tiempo específico, ya que los valores determinados de la prueba de botellas fueron similares y cercanos al criterio de selección como se puede corroborar en el anexo A. Por tanto se usó el valor de BS&W en la muestra Thief a 2 horas como único criterio.

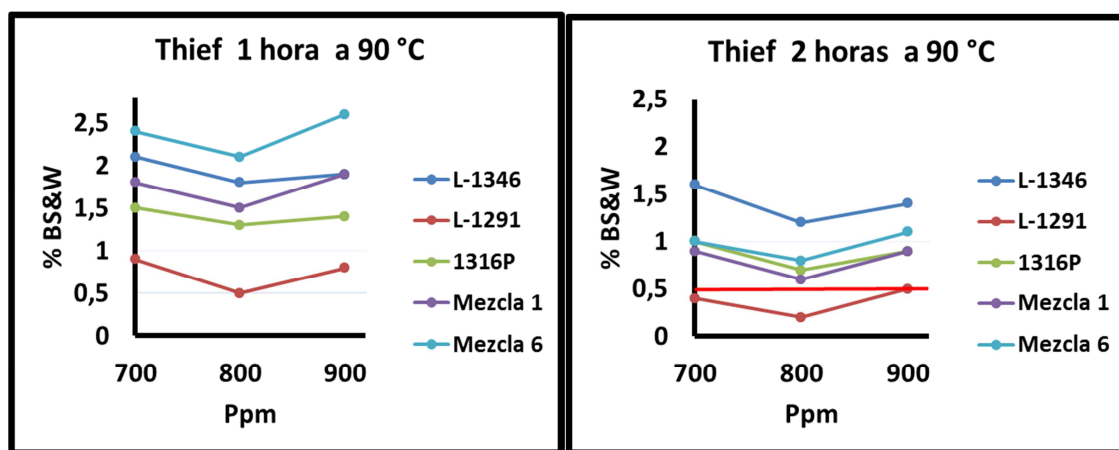
En la figura 10, se evidencia como una tendencia general la disminución del porcentaje de BS&W con el aumento de concentración del demulsificante hasta una concentración de 800 ppm, valor desde el cual el porcentaje de BS&W aumenta. Este aumento del valor de BS&W a 900 ppm puede ser explicado como el efecto de un sobre tratamiento o sobre dosificación que genera una re-emulsión del crudo en el agua.

Adicionalmente, se puede ver que el producto L-1291 presentó el valor más bajo en BS&W (0,4%) con respecto a los demás mezclas en la prueba Thief a 2 horas para una concentración de 800ppm, valor inferior al 0,5% requerido por los estándares de calidad en ventas. Por tal razón, se eligió como producto prospecto a ganar sin antes confirmar su desempeño a 90°C que es la temperatura del sistema en campo.

3.4 RESULTADOS CUARTA CORRIDA:

La cuarta corrida de prueba de botellas se realizó para las mismas muestras ensayadas en la corrida 3, pero a una temperatura 90°C que es la temperatura promedio del sistema de transporte superficial en el campo. Adicionalmente se ensayaron concentraciones de 700, 800 y 900 ppm de demulsificante que es el rango crítico y de mayor importancia según los resultados de la corrida 3. Los resultados de las pruebas Thief a 1 y 2 horas son mostrados en la figura 11.

Figura 11. Thief a 1 y 2 hora con los productos y mezclas finalistas.



Fuente Autores

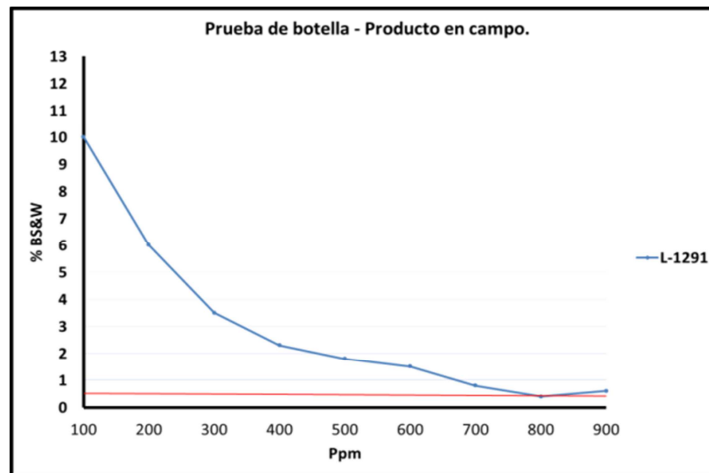
Los resultados mostrados en la figura 11, reconfirmando el buen desempeño del producto L-1291 con un BS&W en la muestra Thief a 1 y 2 horas de 0.5 y 0.2 % respectivamente, siendo el único que alcanza un valor menor a 0,5% de BS&W valor requerido por los estándares de calidad del petróleo en el mercado.

3.5 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE PRUEBA DE CAMPO.

Teniendo ya el demulsificante seleccionado, se sintetizó a gran escala y se le realizó una prueba de calidad en campo usando una muestra fresca y representativa de los pozos para corroborar que el porcentaje de BS&W requerido es obtenido en el rango crítico de dosificación. Esto como una medida de precaución antes de realizar el tratamiento a los pozos. Esta prueba arrojó

resultados similares (0,4% BS&W a 800ppm en concentración) a los obtenidos en el laboratorio como se puede observar de la figura 12, lo que permitió realizar la prueba en campo.

Figura 12. Prueba de calidad del L-1291



Fuente Autores

3.5.1 Inyección del demulsificante a los pozos: La concentración sugerida para el campo es de 800 ppm de L-1291 según la prueba de botella en laboratorio. Con esta información, se determinó la concentración de demulsificante que se debe aplicar al campo si se tiene en cuenta el aporte de equipos como el separador y el deshidratador Gun Barrel (Anexo C) a la deshidratación del crudo. Esta nueva concentración es determinada por la expresión:

$$ppmb = ppmc * PCET \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde, ppmb es la concentración en ppm de demulsificante determinado en la prueba de botella (800 ppm); ppmc es la concentración en unidades de ppm de demulsificante a aplicar en el campo y PCET es el parámetro comparativo de eficiencia de tratamiento, que generalmente tiene un valor de 2,5 y que representa las ayudas mecánicas y gravitacionales dadas por los equipos ya mencionados. Por lo tanto, usando dicha expresión se obtuvo que la concentración de

demulsificante (ppmc) a aplicar en el campo Entrerrios es de 320 ppm. Posteriormente con la concentración a inyectar en campo se calculó la dosificación en galones mediante la siguiente expresión:

$$GPD = \frac{ppmc * 42 * BOPD}{1000000} \quad \text{Ecuación 3.}$$

En la ecuación 3, GPD son los galones por día de demulsificante a inyectar y BOPD es la producción de petróleo en barriles por día (600). Usando esta expresión se obtiene un GPD≈11.

Por recomendación técnica, se inició la prueba de campo con un exceso de 125% de dosis, es decir 13,75 GPD de L-1291. Inicialmente se dispusieron 3 puntos de inyección en las líneas D1, D2 y D3, figura 13. La dosificación para cada pozo fue determinada de acuerdo en la producción total de petróleo y fue especificada como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Dosificación inicial en prueba de campo.

Dosis	D1	D2	D3
GPD	2,2	1,6	10

Fuente autores

El sistema se estabilizó 4 horas después de la inyección del demulsificante con un valor del 0,6% de BS&W en el rebose del deshidratador Gun Barrel representado como línea 7 en la figura 13. No obstante, se observaron evidencias de re emulsión en las muestras de crudo tales como interfase poco definida, agua turbia y con evidencia de aceite en ella, lo que era de esperarse por la sobre dosificación aplicada a los pozos. Posteriormente se procedió a disminuir la dosis del demulsificante en todos los puntos de inyección, a la dosificación recomendada por las pruebas de botella (11 GPD) como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Redistribución de dosificación.

Dosis	D 1	D2	D 3	RD3
GPD	2,2	1,6	6,2	1

Fuente Autores

Además, se habilitó en la salida del petróleo del separador (línea 5, figura 13) un nuevo punto de inyección (RD3) en el cual se aplicó un galón de demulsificante por día, ya que por esta línea fluye la producción total justo antes de entrar al deshidratador Gun Barrel.

Los resultados de la deshidratación con esta distribución fueron mejores, ya que se obtuvo un valor de 0,3% de BS&W en el rebose del Gun Barrel y se estabilizó sistema, por lo que se disminuyó la dosis del demulsificante en los puntos de inyección D1, D2 y D3 hasta que el valor del BS&W alcanzó el valor de 0,5%. Este valor fue alcanzado con una dosis de 7 GPD lo cual representa aproximadamente 700 ppm a nivel de prueba de botella de L-1291. No obstante, este valor de 0,5 % de BS&W puede llegar a disminuir ya que el crudo dispone de más tiempo de reposo en los tanques de almacenamiento lo que le permitirá deshidratar aún más. La nueva dosificación en estos puntos se presenta en la Tabla 8.

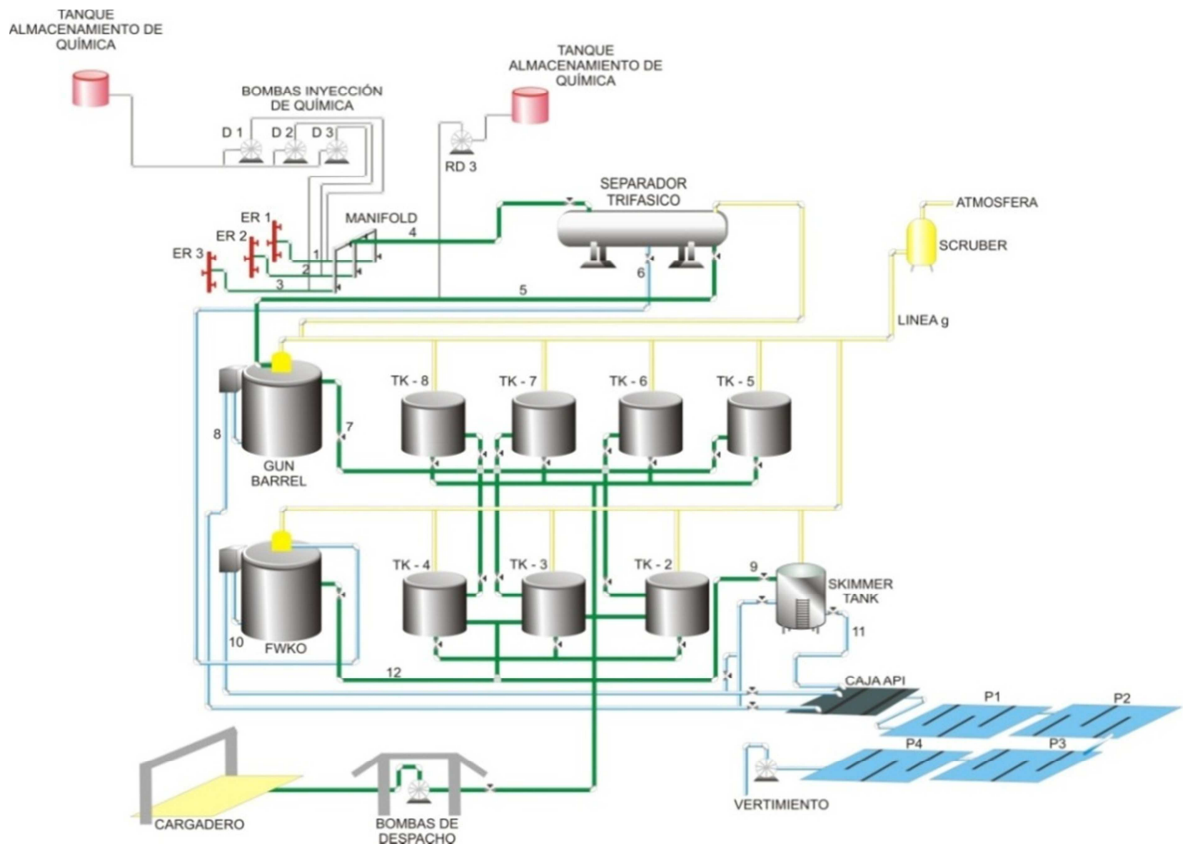
Tabla 8. Dosificación mínima I-1291. Para asegurar requerimientos menores a 0,5 en BSW.

Dosis	D1	D2	D3	RD3
GPD	1,5	1	3,5	1

Fuente Autores

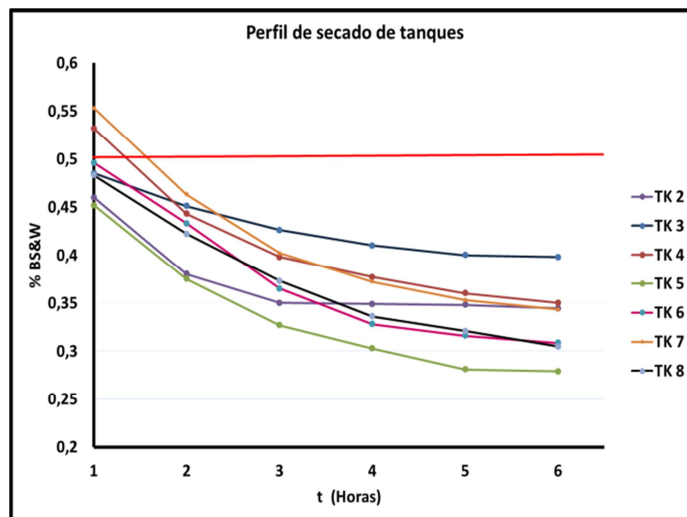
Trabajando con la dosis mínima de 7GPD en el sistema y con un rebose en el Gun Barrel ya estable, se procedió a ver la calidad del crudo producido en los tanques de almacenamiento. Para tal fin, se tomó el promedio de los datos de BS&W hora-hora de cada tanque después de haberse llenado y cerrado, este monitoreo se realizó durante los 8 días de prueba de campo, como se aprecia en la figura 14.

Figura 13. Puntos de inyección del demulsificante.



Fuente Autores

Figura 14. Perfil de deshidratación del crudo en los tanques de almacenamiento.



Fuente Autores

Se observa en la figura 14.A las 2 horas de reposo de los tanques el crudo esta en especificaciones de ventas con BS&W menor a 0,5 % y a las 6 horas una tendencia de BS&W estable para cada tanque. El producto L-1291 cumple con las exigencias de Caracol Energy para el Campo Entrerrios y Lipesa Colombia S.A demuestra que esta en la capacidad de ofrecer el servicio de tratamiento químico de superficie. De manera global se evidenció pocas diferencias en los resultados obtenidos a nivel de laboratorio en la prueba de botella y los de la aplicación de producto en campo.

A nivel campo la dosificación mínima 7 GPD que corresponden 700 ppm, aplicada en campo con la cual se obtuvo un rebose en el Gun Barrel hacia los tanques de almacenamiento de 0,5 de BS&W comparado con el BS&W en muestra Thief a 2 horas y 90°C temperatura del sistema en la prueba de botellas que arrojó 0,4 como se muestra en la figura 7.

Para la dosificación óptima de 11 GPD que corresponde a 800 ppm, en campo se obtuvo un rebose en el Gun Barrel de 0,3% de BS&W comparado con la muestra Thief a 2 horas y 90 °C en la prueba de botellas que se obtuvo 0,2% de BS&W estos resultados son satisfactorios teniendo en cuenta que en la prueba de campo se tienen factores extras, como que no se cuenta con un sistema eficaz de control en el separador y en el Gun Barrel para la interfase en estos. Además se estuvo expuesto a fallas humanas, baches de gas de los pozos productores que pudieron afectar la deshidratación del petróleo.

CONCLUSIONES

- La prueba de botella permitió seleccionar un producto demulsificante el L-1291 el cual obtuvo los mejores resultados en BS&W al finalizar las etapas y corridas de selección, con resultados menores a 0,5 % cuando se probó a temperaturas de 54 y 90 °C con la dosificación óptima de 800 ppm, cumpliendo con los requerimientos de ventas exigidos.
- En prueba de campo se certificó y corroboró el desempeño del producto L-1291 formulado en prueba de botella, ya que mantuvo el contenido de agua emulsionada en el petróleo a un 0,5% en volumen durante los 8 días de prueba en el campo de la prueba.
- Se logró determinar la dosificación óptima de 320 ppm para la aplicación del demulsificante a nivel de campo, así como la distribución de los 4 puntos de inyección del producto L-1291 en las facilidades de producción.
- La prueba de botella a pesar de ser una prueba semiempírica arrojó resultados válidos y reproducibles a nivel de campo cuando se tiene en cuenta los diferentes factores que influyen en el proceso de extracción y tratamiento de petróleo tales como temperatura de proceso, equipos de separación, tanques de asentamiento o lavado, caudales y recorrido de fluido a través de las facilidades de Producción.

RECOMENDACIONES

- Se sugiere en un tiempo aproximado de 6 meses realizar nuevamente una prueba de botella con el fin reconfirmar la acción del demulsificante escogido. Aunque no es común en campos maduros y estables como Entrerrios, se pueden presentar cambios fisicoquímicos en los fluidos de producción y variaciones a nivel de proceso de deshidratación que disminuyan la eficiencia del producto químico en campo.
- Se recomienda implementar un mejor sistema de control para el manejo de variables como la presión del separador la cual es bastante fluctuante y la interfase o nivel de agua en el Gun Barrel ya que en algunas ocasiones sufren cambios drásticos que podrían afectar la estabilidad del tratamiento químico.

BIBLIOGRAFIA

[1] PETROLITE SURAMERICANA. Emulsiones Manual de Aplicaciones. Manual No 109. USA. Petrolite Suramericana.

[2] MARFISI, Shirley. SALAGER, Jean. Deshidratación de crudo principios y tecnología. Laboratorio FIRP, Escuela de ingeniería química. 2004.

[3] FERNANDEZ, A. "Selección de un agente demulsificante para la deshidratación del crudo proveniente de la unidad colon del municipio Jesús María Seprum del Estado Zulia". Caracas Noviembre 2002. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos). Universidad Central de Venezuela.

[4] GALVIS, Yuly. "Estudios de los proceso de deshidratación de crudo y tratamiento de aguas de producción en la estación PF2 del campo caño limón". Bucaramanga 2007. Trabajo de Grado (ingeniería de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

[5] ROJAS, Orlando. BULLÓN, Johnny. "Fenómenos interfaciales en el des tintado de papel desperdicio". Laboratorio FIRP, cuaderno S847-A. Escuela de ingeniería química. 2007.

[6] PETROLITE CORPORATION PETRECO. Dehydration/Desalting Training Program. U.S.A. 1983.

ANEXOS

Anexo A. Resultados de pruebas de botella



Company: CANACOL ENERGY	Field: ENTRERRIOS	Lease :	Date: 15 de mayo 2012
Wells : ENTRERRIOS 1, 2 Y 3	Chemical Used :	Plant Ratio :	
Gravity : 16	Type System : SEPARADOR – GUNBARREL	BOPD : 600	BWPD : 16600

TESTING DATA	FORMULA	PPM	WATER DROP					THIEF 1 HOUR			MIXED 2 HOURS			
			15 MIN	30 MIN	60 MIN	2 HR	3 HR	5 HR	B.S	Water	Slug	B.S	Water	Slug
COLD AGITATION	1. L-1346	800	7	10	15	18			0	3	3			
TIME:	2. CH-2	800	0	0	0	0			-	-	-			
AMT:	3. CH-3	800	0	10	18	20			0	6	6			
HOT AGITATION	4. CH-6	800	10	10	20	20			2	8	10			
TIME : 05:10 pm	5. CH-7	800	0	0	0	0			-	-	-			
AMT:	6. CH-9	800	0	0	0	0			-	-	-			
	7. CH-16	800	0	0	0	0			-	-	-			
Temperature : 130 °F	8. CH-11	800	0	0	12	12			0	4	4			
Length of Test : 2 h	9. CH-12	800	3	15	15	20			0,4	4,4	4,8			
Size of Sample : 100ml	10. CH-20	800	20	20	20	20			0	4	4,4			
Test Solution% : 10%	11. CH-21	800	5	8	10	12			1,2	3,2	4,4			
	12. CH-27	800	5	12	15	20			0,8	2,8	3,6			
SAMPLE GRIND-OUT	13. CH-28	800	5	10	12	18			0	10	10			
	B.S. Water	14. CH-29	800	0	2	5	5		-	-	-			
straight		15. CH-40	800	0	2	5	5		-	-	-			
50/50	6	26	16. CH-52	800	8	10	20	20		3,2	2	7		
Slug		28	17. K-3	800	0	10	17	17		5,6	4,4	9		
			18. K-4	800	0	0	0	0		-	-	-		
Tested By:	19. K-6	800	20	22	22	22			4	0,4	4,4			
	20. K-9	800	0	0	7	7			-	-	-			
	21. K-19	800	0	12	20	20			0	4,4	4,8			
REMARKS	22. K-20	800	10	20	22	25			0	5,2	5,2			
- Calentar por 15 min a 149 °F.	23. L-1291	800	3	20	22	25			0	1,3	1,3			
- Agitar y bajar la temperatura a 130 °F														



SOLUCIONES QUÍMICAS PRODUCTIVAS
COLOMBIA S.A

Company: CANACOL ENERGY	Field: ENTRERRIOS	Lease :	Date: 16 de mayo 2012
Wells : ENTRERRIOS 1, 2 Y 3	Chemical Used :	Plant Ratio :	
Gravity : 16	Type System : SEPARADOR – GUNBARREL	BOPD : 600	BWPD : 16600

TESTING DATA	FORMUL A	PPM	WATER DROP						THIEF 1 HOUR			THIEF 2 HOURS		
			15 MIN	30 MIN	45 MIN	60 MIN	1,5 HR	2h HR	B.S	Water	Slug	B.S	Water	Slug
COLD AGITATION	1. L-1346	600	3	10	10	15	18	20	0	5	5	0	2,3	2,3
TIME:	2. L-1291	600	3	10	20	20	21	22	0	5,6	5,6	0	2,0	2,0
AMT:	3. 1316P	600	0	6	11	15	17	22	0	6,0	6,0	0	1,6	2,0
HOT AGITATION	4. 1	600	20	20	20	20	20	20	2,4	2,0	4,8	2,0	2,0	3,2
TIME : 11:45 am	5. 2	600	16	18	10	20	20	20	3,0	6,0	10	2,0	3,2	7
AMT:	6. 3	600	8	8	10	10	10	20	13,6	2,8	15	11,6	0,4	12
	7. 4	600	7	10	10	10	15	15	6,8	5,2	14	6,6	2,4	9
Temperature : 130 °F	8. 5	600	3	10	10	15	20	20	1	6,0	7	1,2	2	3,2
Length of Test : 2 h	9. 6	600	10	10	17	20	20	21	1,2	4,8	7	0,8	1,2	2,8
Size of Sample :100ml	10. L-1311P	600	0	16	18	20	20	20	2	6	8	1,3	2,4	3,7
Test Solution% : 10%	11.													
	12.													
SAMPLE GRIND-OUT	13.													
	14.													
	B.S.	Water												
Straight	15. Blend	CH-20	K-06	CH-11	CH-12	K-20	-	-	K-19	CH-03	CH-21	CH-27		
50/50	6	22	16. 1	80	20									
Slug	17. 2	90	10											
	18. 3		70	15	15									
Tested By:	19. 4		50		20	30								
	20. 5	60		20	20									
	21. 6	50		20		30								
REMARKS	22. 1311P			40							10	50		
- Calentar por	23. 1316P								90	10				
15 min a 149 °F.														
- Agitar y bajar la														
temperatura a 130 °F														



SOLUCIONES QUÍMICAS PRODUCTIVAS
COLOMBIA S.A

Company: CANACOL ENERGY	Field: ENTRERRIOS	Lease:	Date: 17 de mayo 2012
Wells: ENTRERRIOS 1, 2 Y 3	Chemical Used:	Plant Ratio:	
Gravity: 16	Type System: SEPARADOR – GUNBARREL	BOPD: 600	BWPD: 16600

TESTING DATA	FORMULA	PPM	WATER DROP						THIEF 1 HOUR			THIEF 2 HOURS				
			15 MIN	30 MIN	45 MIN	60 MIN	1.5 HR	2h HR	B.S	Water	Slug	B.S	Water	Slug		
COLD AGITATION	1. L-1346	400	3	9	10	15	15	15	0	12	12	0	8	8		
TIME:	2. L-1291	400	5	18	20	21	22	22	0	4,0	4,0	0	2,2	2,2		
AMT:	3. 1316P	400	1	10	17	17	17	19	0	4,4	4,4	0	3,2	3,2		
HOT AGITATION	4. 1	400	10	15	19	20	20	20	2,0	3,2	6	0	4,4	5,2		
TIME : 05:00 pm	5. 6	400	10	16	20	20	20	21	0	6	7	0	4	4,4		
AMT:	6. L-1346	500	4	10	10	12	15	17	0	11	11	0	7	7		
	7. L-1291	500	9	17	20	20	22	25	0	4	4	0	1,8	1,8		
Temperature : 130 °F	8. 1316P	500	10	10	20	20	20	20	0	3,6	4	0	2,4	2,4		
Length of Test : 2 h	9. 1	500	11	12	17	19	19	20	2,0	2,8	5,2	0	4,8	4,8		
Size of Sample :100ml	10. 6	500	12	17	20	21	21	21	1,2	3,2	5,2	0,8	2	3,2		
Test Solution% : 10%	11. L-1346	600	5	10	11	15	17	19	0	9	10	0	6	6		
	12. L-1291	600	10	10	19	20	20	25	0	4	3,2	0	1,8	1,8		
SAMPLE GRIND-OUT	13. 1316P	600	10	10	20	20	20	20	0	3,2	4,4	0	2,0	2,0		
	Water	14. 1	600	15	20	20	20	22	2,6	2,4	4,4	0	2,8	3,2		
Straight		15. 6	600	12	15	20	20	21	2,2	2,8	4,4	0	2,8	3,2		
50/50	6	22	16. L-1346	700	10	11	15	18	20	23	0	5	5	0	3,8	3,8
Slug		28	17. L-1291	700	10	12	17	22	22	24	0	2,3	2,3	0	0,9	0,9
			18. 1316P	700	11	12	20	20	21	22	0	2,7	2,7	0	1,4	1,4
Tested By:			19. 1	700	16	20	21	20	22	25	1,8	1,8	3,6	0	1,2	1,2
			20. 6	700	12	16	20	20	22	22	1,6	2,2	3,8	0	1,2	1,2
			21. L-1346	800	10	12	17	19	22	24	0	2,4	2,4	0	1,5	1,5
REMARKS			22. L-1291	800	11	13	18	22	24	26	0	1,1	1,1	0	0,4	0,4
- Calentar por			23. 1316P	800	11	14	19	20	21	24	0	1,9	1,9	0	0,7	0,7
15 min a 149 °F.			24. 1	800	16	20	21	21	22	25	1	1,5	2,5	0	0,8	0,8
- Agitar y bajar la			25. 6	800	12	15	20	22	22	24	0,9	1,8	2,7	0	0,8	0,8
temperatura a 130 °F																



SOLUCIONES QUÍMICAS PRODUCTIVAS
COLOMBIA S.A

Company: CANACOL ENERGY	Field: ENTRERRIOS	Lease :	Date: 17 de mayo 2012
Wells : ENTRERRIOS 1, 2 Y 3	Chemical Used :	Plant Ratio :	
Gravity : 16	Type System : SEPARADOR – GUNBARREL	BOPD : 600	BWPD : 16600

TESTING DATA	FORMUL A	PPM	WATER DROP						THIEF 1 HOUR			THIEF 2 HOURS		
			15 MIN	30 MIN	45 MIN	60 MIN	1.5 HR	2h HR	B.S	Water	Slug	B.S	Water	Slug
COLD AGITATION	1. L-1346	900	9	12	15	18	20	22	0,1	2,9	3	0	1,9	1,9
TIME:	2. L-1291	900	12	13	16	20	22	23	0	1,6	1,6	0	0,6	0,6
AMT:	3. 1316P	900	11	13	16	18	19	21	0,2	2,3	2,5	0	1,1	1,1
HOT AGITATION	4. 1	900	15	18	17	18	20	22	1,2	3,1	4,3	0,3	0,8	1,1
TIME : 11:45 am	5. 6	900	10	14	17	19	21	20	1	2,8	3,8	0,1	0,9	1
AMT:	6.													
	7.													
Temperature : 130 °F	8.													
Length of Test : 2 h	9.													
Size of Sample :100ml	10.													
Test Solution% : 10%	11.													
	12.													
SAMPLE GRIND-OUT	13.													
	B.S. Water	14.												
Straight		15.												
50/50	6 22	16.												
Slug		17.												
	28	18.												
Tested By:	19.													
	20.													
	21.													
REMARKS	22.													
- Calentar por	23.													
15 min a 149 °F.														
- Agitar y bajar la														
temperatura a 130 °F														

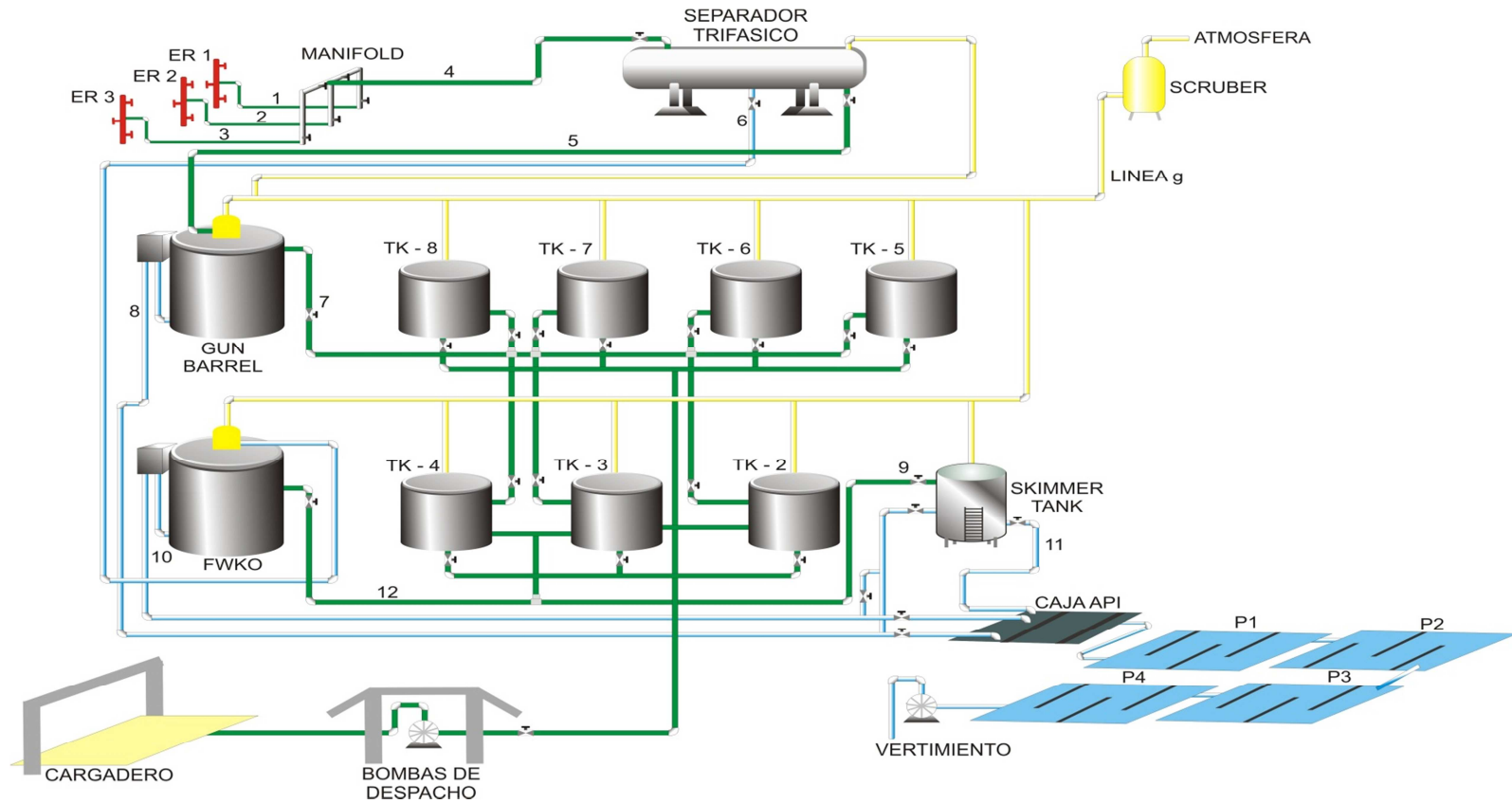


SOLUCIONES QUÍMICAS PRODUCTIVAS
COLOMBIA S.A

Company: CANACOL ENERGY	Field: ENTRERRIOS	Lease :	Date: 17 de mayo 2012
Wells : ENTRERRIOS 1, 2 Y 3		Chemical Used :	Plant Ratio :
Gravity : 16	Type System : SEPARADOR – GUNBARREL	BOPD : 600	BWPD : 16600

TESTING DATA	FORMUL A	PPM	WATER DROP						THIEF 1 HOUR			THIEF 2 HOURS		
			15 MIN	30 MIN	45 MIN	60 MIN	1.5 HR	2h HR	B.S	Water	Slug	B.S	Water	Slug
COLD AGITATION	1. L-1346	700	10	13	15	18	20	22	0	2,1	2,1	0	1,6	1,6
TIME:	2. L-1291	700	16	18	20	22	23	25	0	0,9	0,9	0	0,4	0,4
AMT:	3. 1316P	700	11	14	18	20	22	22	0	1,5	1,5	0	1	1
HOT AGITATION	4. 1	700	14	20	20	20	23	24	0,3	1,5	1,8	0	0,9	0,9
TIME : 9:30 am	5. 6	700	12	16	19	20	22	22	0,8	1,6	2,4	0	1	1
AMT:	6. L-1346	800	12	13	16	18	22	23	0	1,8	1,8	0	1,2	1,2
	7. L-1291	800	15	20	24	24	26	27	0	0,5	0,5	0	0,2	0,2
Temperature : 200 °F	8. 1316P	800	12	16	20	22	23	25	0	1,3	1,3	0	0,7	0,7
Length of Test : 2 h	9. 1	800	13	20	21	22	24	25	0	1,5	1,5	0	0,6	0,6
Size of Sample : 100ml	10. 6	800	12	17	20	22	22	24	0,5	1,6	2,1	0	0,8	0,8
Test Solution% : 10%	11. L-1346	900	11	13	14	18	21	22	0	1,9	1,9	0	1,4	1,4
	12. L-1291	900	14	17	21	22	24	25	0	0,8	0,8	0	0,5	0,5
SAMPLE GRIND-OUT	13. 1316P	900	12	14	18	21	22	24	0	1,4	1,4	0	0,9	0,9
	Water	14. 1	900	12	18	18	22	23	0,1	1,8	1,9	0	0,9	0,9
straight		15. 2	900	11	16	20	21	22	0,6	2	2,6	0	1,1	1,1
50/50	6	22	16.											
Slug		28	17.											
			18.											
Tested By:			19.											
			20.											
			21.											
REMARKS			22.											
- Calentar por			23.											
15 min a 220 °F.														
- Agitar y bajar la														
temperatura a 200 °F														

Figura B-2. Diagrama de proceso campo Entrerrios.



Fuente. Autor.

Pozos.

A la estación Entrerrios convergen en el Manifold general los pozos ER1, ER2 Y ER3 representadas como líneas 1,2 y 3 en la figura B-2 respectivamente

Tabla B-1. Líneas de producción principales campo Entrerrios.

POZOS	FLUIDO TOTAL (BPD)	FLUIDO PETROLEO (BOPD)	FLUIDO AGUA (BWPD)	TEMPERATURA (°C)	PRESION (psi)
ER-1 (LINEA 1)	9400	94	9306	95	300
ER-2 (LINEA 2)	3700	74	3626	92,7	65
ER-3 (LINEA 3)	3600	432	3168	92,7	60
Línea 4	16700	600	16100	93,8	25
Línea 5	6800	600	6200	92,7	25
Línea 6	9900	-	9900	93,8	25
Línea 7	600	600	-	82,2	25
Línea 8	6200	-	6200	90,5	25
Línea 10	9900	-	9900	93,3	-
Línea 11	6200	-	6200	93,3	-

.Fuente: Autores

El fluido de producción línea 4 en la figura B-2, entra al separador general trifásico que maneja por diseño 1 MMSCFD de gas y 22.000 Barriles de líquido y trabaja a una presión de 25 psi.

El crudo separado se envía hacia el Gun Barrel línea 5, el agua hacia el FWKO línea 6 y el gas hacia el scrubber línea g.

Gun Barrel. (Ver figura A-4)

Recibe fluido de la línea 6 (salida de separador) y tiene una capacidad de 500 barriles, posee una bota de gas (línea de gas amarilla), pierna de agua y una línea de rebose línea 7 en el diagrama, hacia los tanques de almacenamiento. Se trabaja con lavado del 90%, es el equipo más importante para la deshidratación

del crudo donde se da tiempo de residencia aproximadamente 2 horas para que actúe el demulsificante y rebose el crudo a los tanques de almacenamiento con una temperatura promedio de 200 °C en el tanque.

Figura. A-3 Separador general trifásico.



Fuente. Autor

Figura A-4. Gun Barrel campo Entrerrios.



Fuente. Autor.

FWKO.

Tanque con capacidad de 500 barriles, que recibe fluido de salida de agua del separador (línea 6), un manejo máximo de 10000 barriles de agua por día, bota de gas y se puede desnatar mecánicamente hacia los tanques de almacenamiento TK 3 y TK 4 para ayudar a la calidad del agua de producción(línea 12).

Skimmer Tank.

Tanque con capacidad de 250 barriles, con manejo de agua de 6500 barriles por día aproximadamente recibe fluido (agua) del Gun Barrel (línea 8) y tiene como función principal el desnate y mejoramiento de la concentración de grasas y aceites en el agua que recibe, también posee compartimiento para que el desnate pase a los tanques TA 3 y TA 4 (línea 9) y se pueda ser recuperado. El agua mejorada se direcciona a la caja API.

Caja API.

Se recibe el agua proveniente del Skimmertank (línea 11) y del Gun Barrel (línea 9). Se recupera borras de crudo contenidas en agua para después pasar a piscinas para completar el tratamiento de floculación, coagulación y sedimentación en las piscinas de tratamiento de agua.

Piscinas de tratamiento de agua.

Consta de 4 piscinas de tratamiento de 30mts x 50mts x 2.6mts, donde se optimiza el agua para cumplir con los parámetros de vertimiento. Cada piscina tiene una capacidad aproximada de 25000 barriles; Pasa de piscina a piscina por vasos comunicantes.

Tanques de almacenamiento.

Existen 7 tanques de almacenamiento de crudo, que recibe el rebose del Gun Barrel (línea 7), crudo que ya viene casi listo con características de ventas, La capacidad de cada tanque es de 500 barriles, numerados del TK -2 al TK-8.

El último tratamiento para ventas se hace en los mismos después de reposo, decantación y drenaje.

Figura. A-5. Tanque de almacenamiento de petróleo tratado campo Entrerrios



Fuente. Autor.

Anexo C “Gun Barrel” O Tanque de Lavado.

Este equipo es un tanque vertical de gran importancia en el proceso en la extracción de crudo y en la deshidratación del mismo, generalmente son de diámetro grande y trabaja a presiones atmosféricas o bajas se utiliza generalmente para campos pequeños donde los requerimientos de calentamiento son mínimos para la ruptura de la emulsión.

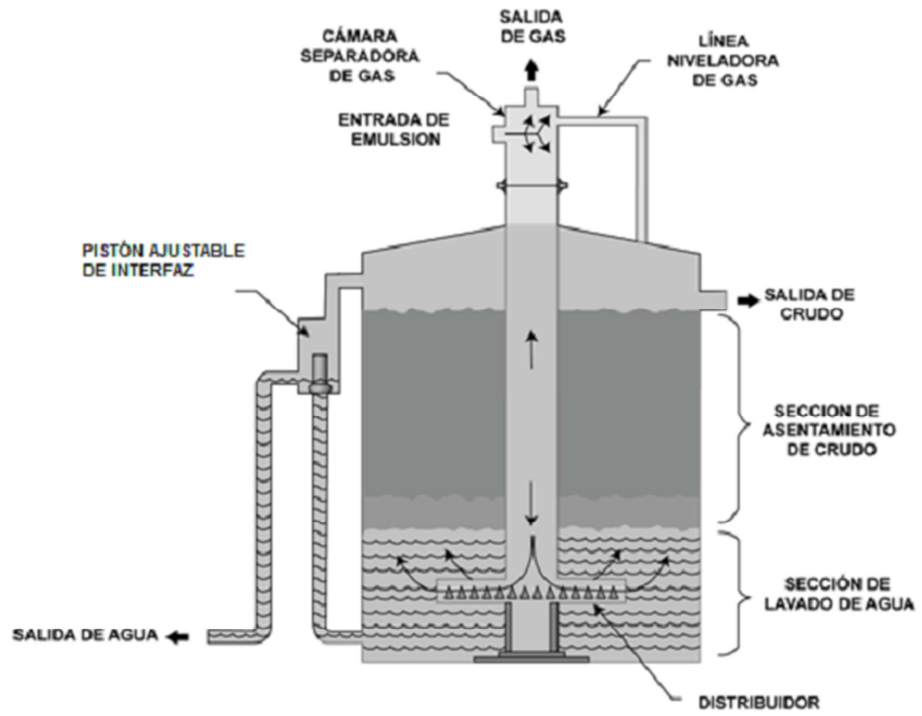
Estos recipientes usualmente trabajan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte la cubre el petróleo aunque en algunas situaciones este colcho e interfase en el recipiente puede varias según los fluidos, petróleo a tratar, experiencia en campo y acción del demulsificante.

Usualmente su funcionamiento consiste en la entrada de la emulsión a la zona de desgasificación donde se libera el gas remanente a la línea de venteo seguido de esto el liquido desciende por el tubo desgasificador hasta el área de lavado a través de un distribuidor que se encarga de esparcir la emulsión lo mas finamente posible para dar una mayor área de contacto entre la emulsión y el are a de lavado ayudando con esto a la coalescencia de las gotas de agua en el petróleo el petróleo por ser mas liviano que la emulsión asciende pasando a ser parte de la zona de petróleo deshidratado. Ver figura C-1.

Ese proceso de lavado y deshidratación de petróleo en el Gun Barrel se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación en emulsiones envejecidas. Por lo tano la eficiencia del mismo depende del control de estas variables. ¹

¹MARFISI, Shirley. SALAGER, Jean. Deshidratación de crudo principios y tecnología. Laboratorio FIRP, Escuela de ingeniería química.2004.

Figura.C-1. Esquema general Gun Barrel



Fuente. Arnold, Ken and Stewart, Maurice. Surface production operations. Design of oil-handling systems facilities.

Anexo D. Procedimiento para la Determinación del BS&W por el Método de Centrifuga.

Aplicar el procedimiento de toma de manual de muestra acorde con las normas ASTM –D 4057.

Encienda el baño maría y ajuste el setting a una temperatura de $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140\pm 5^{\circ}\text{F}$)

Identificar la muestra a la cual se le determinara el BS&W por el método de la centrifuga.

Limpie y seque dos tubos para centrifuga graduados debidamente.

Homogenizar la mezcla de acuerdo al tipo de crudo evitando formación de espuma.

Vierta 50 ml de la muestra en el tubo para centrifuga directamente del recipiente contenedor verificando con el aforo de la zanahoria. El análisis se debe realizar por duplicado.

Adicionar con ayuda de una pipeta o un vaso graduado 50 ml de solvente (Varsol) hasta completar un volumen total de 100 ml de muestra a analizar. Para crudos pesados y viscosos se recomienda agregar primero el solvente y después el crudo para facilitar la disolución. Agitar hasta tener una homogenización completa de la muestra.

Adicionar dos o tres gotas de demulsificante y dispersante de parafina requerida a la mezcla según el las características del crudo teniendo sumo cuidado de no sobrepasar los 100ml de mezcla total.

Tape el tubo de centrifuga con un corcho ajustándolo suavemente, agite la muestra para homogenizar el demulsificante y sumérjalo en el baño maría hasta la marca de 100ml durante un tiempo de 10 minutos verificando que la temperatura sea $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140\pm 5^{\circ}\text{F}$).

Retire los tubos para centrifuga del baño maría, ajuste los corchos o tape con el dedo pulgar e invierta los tubos para homogenizar la mezcla.

Ubique las zanahorias a centrifugar en posiciones opuestas dentro de la araña de la centrifuga con el fin de balancear la carga y evitar daños al equipo.

Tape la cubierta de la centrifuga y centrifugue durante 10 minutos para permitir la separación de las fases.

Después que la centrifuga se detenga, tomar cada zanahoria de la parte superior con el dedo índice y pulgar en posición vertical y sin agitarla leer el intervalo entre las fases sucesivas de aceite, agua y sedimento por diferencia de color y aspecto. Registre la lectura de sedimento y agua en conjunto.

CALCULOS

El volumen de agua y sedimento obtenidos, se reportan como fracción o porcentaje del volumen inicial de muestra de petróleo crudo según la fórmula:

$$\%BSW = \frac{V_w}{V_T} \times 100$$

Donde,

%BS&W: porcentaje de agua y sedimentos

VW: volumen de agua y sedimento [=] ml

VT: volumen de muestra total [ml]²

Figura D-1. Método centrifuga.



Fuente: Autores

² MORENO, Humberto. Motta, Gloria. Determinación de BS&W por centrifuga. Manual de operaciones production, Petrominerales Colombia LTDA.2011.