



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

TEMA: MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO EN EL CAMPO
SACHA NORTE 01

TESIS DE GRADO

PREVIO LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO EN PETRÓLEOS

AUTOR:

GIOVANNY XAVIER HERNÁNDEZ RAMÍREZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. LUIS CALLE

QUITO, ENERO DEL 2011

DECLARACIÓN

“De la realización del presente trabajo se responsabiliza única y estrictamente el autor.

GIOVANNY XAVIER HERNÁNDEZ RAMÍREZ

CI: 1716513666

CERTIFICADO DEL DIRECTOR

Certifico que bajo mi dirección el presente trabajo fue realizado en su totalidad por
GIOVANNY XAVIER HERNÁNDEZ RAMÍREZ.

Ing. Luis Calle

DIRECTOR DE TESIS



PETROPRODUCCIÓN
FILIAL DE PETROECUADOR



EL ECUADOR HA SIDO, ES
Y SERÁ PAÍS AMAZÓNICO

Lago Agrio, 17 de Noviembre del 2009

CERTIFICADO

A quien corresponda:

Por la presente, certifico que el señor **Giovanny Xavier Hernández Ramírez**, portador de cédula de ciudadanía No. 1716513666, estudiante de la Universidad Tecnológica Equinoccial, realizó su trabajo de tesis "**Métodos de Deshidratación del petróleo en el Campo Sacha Norte 01**" de PETROPRODUCCIÓN, durante el periodo comprendido desde el 14 de octubre hasta el 14 de Noviembre de 2009.

Atentamente;

Ing. Johnny Alvarez
COORDINADOR MECANICO

Teléfono directo: (593) 02 2440-333

Ext. 4672

Cel. 098323974

PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR

AGRADECIMIENTOS

Al presentar mi tesis, quiero agradecer a Dios por darme una oportunidad nueva cada día

Agradezco a mi familia por todo su esfuerzo, guía y apoyo que sin esto no hubiera podido culminar mi carrera profesional.

También debo agradecer a la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL, al Ing. Jorge Viteri Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, por brindarme su apoyo y amistad, al igual que al Ing. Luis Calle mi director de tesis por ser más que un profesor un amigo que con su guía y conocimiento me permitió desarrollar este presente trabajo.

También debo agradecer a todos los ingenieros de la carrera de petróleos que con paciencia y su conocimiento aportaron a mi formación profesional, de los cuales quedo muy agradecido.

Giovanny Hernández

DEDICATORIA

Dedico esta tesis:

A Dios por ser el dueño de lo que poseemos y nos da la vida cada día permitiéndonos que todos los sueños y anhelos que hay en nuestro corazón se cumplan.

Con inmenso cariño y gratitud les dedico esta tesis a mis padres y a mi hermano ya que con su amor, paciencia y comprensión han sabido guiar mi vida por el sendero de la verdad y la justicia a fin de engrandecer y honrar a Dios, a mi familia y a mi querida patria.

Doy gracias el haberme brindado el fruto de su esfuerzo y sacrificio por ofrecerme un mañana mejor.

Giovanny Hernández

ÍNDICE GENERAL

CARÁTULA	II
DECLARACIÓN	III
CERTIFICADO DEL DIRECTOR.....	IV
CERTIFICADO DE LA EMPRESA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
DEDICATORIA.....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
ÍNDICE DE CUADROS.....	XVIII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XIX
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XXI
RESUMEN.....	XXII
SUMMARY	XXIII

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN	3
1.4 IDEA A DEFENDER	3
1.5 VARIABLES	4
1.6 MARCO CONCEPTUAL	4
1.7 METODOLOGÍA.....	5
1.7.1 MÉTODO DEDUCTIVO	5
1.7.2 MÉTODO INDUCTIVO	5
1.7.3 MÉTODO ANALÍTICO.....	5
1.7.4 MÉTODO DE CAMPO.....	6
1.8 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	6

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO	7
2.1 EMULSIONES DE CAMPO.....	9
2.1.1 EMULSIONES	9
2.1.2 ESTABILIZACIÓN Y RUPTURA DE EMULSIONES	10
2.2 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE UNA EMULSIÓN.....	12

2.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD	
DE LAS EMULSIONES	15
2.3.1 TIPOS DE PETRÓLEO.....	15
2.3.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	15
2.3.3 TEMPERATURA	16
2.3.4 PORCENTAJE DE AGUA.....	16
2.3.5 EDAD DE UNA EMULSIÓN.....	17
2.3.6 AGENTE EMULSIFICANTE.....	17
2.3.7 RESIDUOS DE CARBÓN	17
2.3.8 CAMPOS ELÉCTRICOS	18
2.3.9 EXPOSICIÓN AL AIRE	18
2.3.10 TAMAÑO DE LAS PARTÍCULAS	18
2.4 PREVENCIÓN DE LAS EMULSIONES	18
2.4.1 EN EL YACIMIENTO	19
2.4.2 EN POZOS DE FLUJO NATURAL	19
2.4.3 EN POZOS POR BOMBEO NEUMÁTICO.....	20
2.4.4 EN POZOS POR BOMBEO MECÁNICO	21
2.5 TEORÍA BÁSICA DE LA SEPARACIÓN DE LAS EMULSIONES	22
2.6 OBSERVACIONES GENERALES DE PRÁCTICAS EN EL CAMPO PARA PREVENIR LAS EMULSIONES	23

CAPÍTULO III

3. DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS	25
3.1 REQUERIMIENTOS ESENCIALES DE UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN	26
3.2 INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE	27
3.3 SELECCIÓN DE PROCESOS OPCIONES	28
3.3.1 TRATAMIENTO A TEMPERATURA AMBIENTE CON APLICACIÓN DE QUÍMICA Y REPOSO	29
3.3.2 TRATAMIENTO A TEMPERATURA AMBIENTE CON APLICACIÓN DE QUÍMICA, SIN REPOSO	30
3.3.3 TRATAMIENTO CON APLICACIÓN DE CALOR, CON PRODUCTO QUÍMICO, CON O SIN REPOSO	30
3.3.4 TRATAMIENTO CON APLICACIÓN DE CALOR, CON PRODUCTO QUÍMICO Y CAMPO ELECTROSTÁTICO	31
3.4 MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO	31
3.4.1 MÉTODO MECÁNICO	32
3.4.2 MÉTODO QUÍMICO	33
3.4.2.1 DEMULSIFICANTES (ROMPEDORES DE EMULSIÓN)	34
3.4.2.2 LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN DEL DEMULSIFICANTE	36
3.4.2.3 ANTIPARAFÍNICOS	37
3.4.2.4 SURFACTANTES	38
3.5 MÉTODO ELÉCTRICO	39
3.5.1 COALESCEDORES ELECTROESTÁTICOS	42

3.5.2 COALESCEDORES ELECTROESTÁTICOS	46
3.6 DESHIDRATACIÓN MIXTA	47
3.7 EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO	48
3.7.1 SEPARADORES GAS-LÍQUIDO	48
3.7.2 SEPARADORES GRAVITACIONALES.	50
3.7.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES VERTICALES Y HORIZONTALES	53
3.7.3.1 HORIZONTALES:	53
3.7.3.1.1 VENTAJAS	53
3.7.3.1.2 DESVENTAJAS	53
3.7.3.2 VERTICALES:	54
3.7.3.2.1 VENTAJAS	54
3.7.3.2.2 DESVENTAJAS.	54
3.7.4 CALENTADORES	55
3.8 FACTORES DETERMINANTES PARA LA SELECCIÓN DE UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN	60
3.8.1 FACTORES ECONÓMICOS.....	61
3.8.2 FACTORES TÉCNICOS.....	61
3.8.3 FACTORES OPERACIONALES	61
3.8.4 PROTECCIÓN INTEGRAL	62
3.9 PRUEBAS DE DESHIDRATACIÓN EN LABORATORIO.....	62
3.9.1 OBJETO DE LA PRUEBA DE BOTELLAS.	63
3.9.2 DEMULSIFICANTES A PROBAR.....	63

CAPÍTULO IV

4. ENSAYOS DE LABORATORIO PARA CONTROL DE SEDIMENTOS	64
4.1 MÉTODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO, POR CENTRIFUGACIÓN NORMA ASTM D – 96- 88.....	64
4.1.1 ALCANCE.....	64
4.1.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO.....	64
4.1.3 EQUIPOS Y MATERIALES	65
4.1.4 REACTIVOS	65
4.1.5 PROCEDIMIENTO.....	65
4.1.6 CÁLCULOS Y RESULTADOS.....	66
4.2 MÉTODO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN NORMA ASTM D – 4006.....	67
4.2.1 ALCANCE.....	67
4.2.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO.....	67
4.2.3 EQUIPOS Y MATERIALES.	68
4.2.4 REACTIVOS	68
4.2.5 PROCEDIMIENTOS.....	68
4.2.6 CÁLCULOS Y RESULTADOS.....	70
4.3 MÉTODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE DENSIDAD, DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECÍFICA) O GRAVEDAD API DE PETRÓLEOS CRUDOS Y PRODUCTOS LÍQUIDOS DEL PETRÓLEO POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO NORMA ASTM D – 1298 85	70

4.3.1 ALCANCE.....	70
4.3.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO.....	71
4.3.3 EQUIPOS Y MATERIALES	71
4.3.4 PROCEDIMIENTOS.....	71
4.3.5 CÁLCULOS Y RESULTADOS.....	74
4.4 MÉTODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS EN CRUDO Y FUEL OIL POR EXTRACCIÓN NORMA ASTM D – 473- 81.	75
4.4.1 ALCANCE.....	75
4.4.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO.....	75
4.4.3 EQUIPOS Y MATERIALES	75
4.4.4 REACTIVOS	76
4.4.5 PROCEDIMIENTO.....	76
4.4.6 CÁLCULOS Y RESULTADOS.....	77

CAPÍTULO V

5. EJEMPLO PRÁCTICO EN LA ESTACIÓN SACHA NORTE-01 DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EMPLEANDO LOS QUÍMICOS DEMULSIFICANTE, ANTIPARAFÍNICO, ANTIESPUMANTE, Y DISPERSANTE DE SÓLIDOS.	79
5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA.....	79
5.2 EJEMPLO DE DESHIDRATACIÓN POR TANQUE DE LAVADO.....	82
5.3 EJEMPLO DE DESHIDRATACIÓN POR SEPARADORES HORIZONTALES	83

5.4 EJEMPLO DE DESHIDRATACIÓN ELÉCTRICA Y DESALADO.....	84
5.5 ALTO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y ESTA ES SIMILAR A LA DEL CAMPO SIN TRATAR.....	86
5.5.1 ACCIONES.....	86
5.6 ALTO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y NO ES COMO LA EMULSIÓN NO TRATADA DEL CAMPO	86
5.6.1 ACCIONES CORRECTIVAS.....	86
5.6.2 ACCIONES PREVENTIVAS	86
5.7 ALTO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y SU ANÁLISIS DE BSW CON SLUG MUESTRA MAYOR CONTENIDO DE EMULSIÓN QUE EL MOSTRADO INICIALMENTE.	86
5.7.1 ACCIONES.....	86
5.8 APARICIÓN DE SÓLIDOS EN PRODUCCIÓN	87
5.8.1 CAUSAS.....	87
5.8.2 ACCIONES CORRECTIVAS.....	87
5.8.3 ACCIONES PREVENTIVAS	87
5.9 BAJO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y ALTO CORTE DE AGUA LIBRE.....	87
5.9.1 CAUSA.....	87
5.9.2 ACCIONES.....	87

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	88
6.1 CONCLUSIONES	88
6.2 RECOMENDACIONES.....	90

BIBLIOGRAFÍA	91
GLOSARIO	92
ANEXOS	96

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 1 CANTIDAD DE BSW	68
TABLA N° 2 QUÍMICOS, DEMULSIFICANTES ANTIPARAFÍNICOS, ANTIESPUMANTES Y DISPERSANTE DE SÓLIDOS EMPLEADOS.	80
TABLA N° 3 PERFILES DEL TANQUE DE LAVADO Y PORCENTAJE DE BSW ..	82

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO N° 1 CAUSA – EFECTO DESHIDRATACIÓN DE CRUDO	60
CUADRO N° 2 PROCEDIMIENTO PARA RESOLVER SITUACIONES CON CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIÓN.....	85

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 1 LÍQUIDOS MISCIBLE.....	12
GRÁFICO N° 2 LÍQUIDOS INMISCIBLES	13
GRÁFICO N° 3 AGENTE EMULSIFICANTE SOBRE SUPERFICIE INTERFACIAL	14
GRÁFICO N° 4 PRODUCCIÓN DE LAS EMULSIONES	22
GRÁFICO N° 5 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE DESHIDRATACIÓN.....	27
GRÁFICO N° 6 SISTEMA CONVENCIONAL DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO	28
GRÁFICO N° 7 TRATAMIENTOS QUÍMICOS	34
GRÁFICO N° 8 INYECCIÓN DE DEMULSIFICANTES	36
GRÁFICO N° 9 PUNTOS DE INYECCIÓN DEL DEMULSIFICANTE.....	37
GRÁFICO N° 10 DESHIDRATACIÓN ELÉCTRICA Y DESALADO	40
GRÁFICO N° 11 EFECTO DE COALESCENCIA ELECTROSTÁTICA.....	41
GRÁFICO N° 12 PROCESO DE COALESCENCIA ELECTROSTÁTICA	42
GRÁFICO N° 13 COALESCER ELECTROSTÁTICO	43
GRÁFICO N° 14 GOTAS DE AGUA SIN Y CON APLICACIÓN DEL CAMPO ELÉCTRICO	47
GRÁFICO N° 15 SEPARADOR DE GAS	49
GRÁFICO N° 16 DESHIDRATACIÓN POR TANQUE DE LAVADO	50
GRÁFICO N° 17 FWKO	51
GRÁFICO N° 18 DESHIDRATACIÓN POR SEPARADORES HORIZONTALES.....	53

GRÁFICO N° 19 TREN DE SEPARACIÓN, SEPARADORES DE ALTA PRESIÓN, BAJA Y DE PRUEBA	54
GRÁFICO N° 20 TRATADOR CALENTADOR VERTICAL.....	56
GRÁFICO N° 21 CALENTADOR DE CRUDO	58
GRÁFICO N° 22 DESHIDRATACIÓN ESTÁTICA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	59
GRÁFICO N° 23 LÍQUIDOS TRANSPARENTES	73
GRÁFICO N° 24 LÍQUIDOS OSCUROS	74
GRÁFICO N° 25 CAMPO SACHA	80

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N° 1 Tabla de dosificación para la prueba de botellas	97
ANEXO N° 2 Preparación de la muestra de crudo	98
ANEXO N° 3 Preparación de los productos a evaluar en la prueba	99
ANEXO N° 4 Dosificación de los productos a evaluar en la prueba.....	100
ANEXO N° 5 Simulación de agitación del crudo	101
ANEXO N° 6 Simulación calentamiento y reposo del crudo	102
ANEXO N° 7 Análisis de las muestras Thief	103
ANEXO N° 8 Análisis de las muestras compuestas	104
ANEXO N° 9 Análisis de las muestras compuestas	106

RESUMEN

La deshidratación del petróleo es el proceso mediante el cual se separa el agua presente en el crudo hasta los niveles de contenido de agua y sedimento establecidos en las especificaciones de mercado y/o refinación.

En este proceso, existe una etapa de rompimiento/separación de las emulsiones de agua en petróleo, la presencia de agua en el crudo es indeseable ya que contiene sales inorgánicas (Cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio) que provocan la corrosión e incrustaciones en las instalaciones de transporte y refinación.

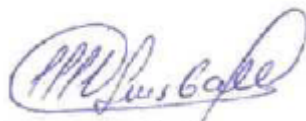
Para separar el agua emulsificada existen tratamientos como, tratamientos térmicos, tratamientos químicos, tratamientos electrostáticos, o una combinación de todos estos podría ser necesario sumado a la separación producida por la gravedad. Es una gran ventaja separar el agua libre del crudo y así minimizar los costos por tratamientos de emulsiones.

SUMMARY

Oil Dehydration is the process through which separates the water in the crude to the levels of sediment and water content established in the market specifications and / or refining.

In this process, a stage of breaking / separation of oil-water emulsions, the presence of water in oil is undesirable because it contains inorganic salts (chlorides, sulfates and carbonates of sodium, calcium or magnesium) that cause corrosion and embedded in the transport and refining facilities.

To separate the emulsified water as there are treatments, heat treatments, chemical treatments, electrostatic treatment, or a combination of these may need to be added to the separation caused by gravity. It is a great advantage to separate the oil free water to minimize the costs for treatment of emulsions.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Luis Calle', enclosed within a faint, circular stamp or watermark.

Ing. Luis Calle

DIRECTOR DE TESIS

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O).

En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir.

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetra decano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua.

El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Los requisitos esenciales para formar una emulsión son

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

La Demulsificación es la resolución de las emulsiones del petróleo crudo y consecuentemente la remoción del agua contaminante del crudo. Existen factores que gobiernan este proceso de demulsificación como temperatura, tiempo de reposo, diseño del sistema, químico entre otros. Se necesita seleccionar y suministrar los demulsificantes con la mejor relación costo efectividad, para una determinada emulsión y sistema de tratamiento.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Demostrar la efectividad de los diferentes métodos de deshidratación del petróleo, utilizando uno o la combinación de estos, con el fin de establecer el porcentaje de BSW a través de las normas ASTM.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los tipos de métodos existentes para la deshidratación del petróleo.
- Comparar entre los distintos tipos de tratamientos para establecer la efectividad de los mismos.
- Dar a conocer las Normas ASTM de laboratorio para el control de agua y sedimentos.
- Determinar el uso de los diferentes equipos que se necesitan para realizar la deshidratación.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Es de gran importancia aplicar procesos de deshidratación a los crudos, para mantener los niveles de producción y satisfacer la demanda interna y externa de hidrocarburos.

Es necesario aumentar el factor de recuperación de los campos en desarrollo y lograr además la reapertura de pozos actualmente cerrados por su alto contenido de agua.

Optimizar los procesos de deshidratación con el fin de obtener una mayor productividad y mejor generación de recursos.

1.4 IDEA A DEFENDER

Demostrar si es mucho más eficiente combinar métodos de deshidratación del petróleo o usar dichos métodos de manera independiente, mediante un análisis de resultados prácticos en el campo.

1.5 VARIABLES

Dependiente.

- Definir los métodos de deshidratación del petróleo

Independiente.

- La Determinación de la efectividad en base a un menor porcentaje de BSW; al combinar métodos de deshidratación del petróleo, o al usarlos de manera independiente.

1.6 MARCO CONCEPTUAL

Deshidratación del petróleo.

Proceso mediante el cual se separa el agua presente en el crudo, ya sea que el agua este libre o en emulsión, hasta los niveles de contenido de agua y sedimento establecidos en las especificaciones de mercado y/o refinación.

Emulsión.

Es la unión de dos líquidos inmiscibles, el uno encontrándose en una fase dispersa y el otro en fase continua.

Coalescencia.

Unión de gotas de petróleo o agua de menor tamaño hasta formar gotas de mayor tamaño.

Demulsificante.

Sustancia la cual permite romper químicamente una emulsión.

Surfactante.

Químico que reduce la tensión superficial de un líquido y cambian la mojabilidad del mismo.

1.7 METODOLOGÍA

Durante esta investigación se utilizará el método deductivo, inductivo, analítico y de campo.

1.7.1 MÉTODO DEDUCTIVO

Permitirá relacionar los conceptos generales para tener entendimiento con el tema y poder investigar claramente el tema de la deshidratación del petróleo.

1.7.2 MÉTODO INDUCTIVO

El método Inductivo que parte de términos y conceptos generales hasta los específicos.

1.7.3 MÉTODO ANALÍTICO

Se Requirió de investigación analítica para enriquecer la información técnica y proporcionada de fuentes empíricas, con el fin de establecer eficiencia al comparar entre los diferentes métodos usados para la deshidratación.

1.7.4 MÉTODO DE CAMPO

Este método consistió en la toma de datos de la fuente donde se produce el proceso, es decir en el lugar o campo en el cual se desarrolla la deshidratación del petróleo.

1.8 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

La técnica de investigación que se utilizó son las entrevistas y material de apoyo.

La entrevista, con el fin de obtener ayuda empírica por parte de especialistas, docentes, ingenieros y operadores de Petroproducción que puedan ayudar a aclarar dudas y a realizar un mejor estudio.

Material de apoyo, como libros, revistas, manuales, documentos e Internet para profundizar este estudio de tal manera que la investigación sea completa.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión:

- Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.
- Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.
- Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continúa.

Los métodos de tratamiento para disminuir el contenido de agua y sedimentos, dependen del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O.

El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir

la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos.

El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado.

Para el tratamiento eléctrico se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.

La selección y preparación del tipo de desemulsionante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionantes de acción muy rápida.

Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos,

adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsionante inyectado en línea.

2.1 EMULSIONES DE CAMPO

2.1.1 EMULSIONES

Es importante entender donde y como se producen las emulsiones, ya que la mejor forma de obviar la deshidratación es impedir que se forme la emulsión.

Primero, se debe notar que la existencia de una emulsión implica que de una parte haya una producción de ambos agua y aceite que de otra parte existan ciertas condiciones para que las fases se dispersen una en otra que finalmente esta dispersión esté estabilizada.

En el caso de un yacimiento explotado en recuperación secundaria por inyección de agua, la presencia de agua es inherente al proceso y no se puede evitar. En producción primaria el agua puede provenir del acuífero inferior, de migración lateral o de una zona superior. En ambos casos un daño en el casing o una fuga o perforación en el tubo de perforación puede permitir una penetración adicional de agua.

La mezcla agua/crudo se desplaza a través de la bomba del tubo de producción, de las válvulas de alivio y está sometida a varios cizallamientos que pueden ser más o menos severos y pueden resultar en una dispersión de un fluido en otro.

La presencia de burbujas de gas en ciertos métodos de producción (gas lift) también produce una agitación suplementaria que tiende a favorecer la formación de la emulsión.

Debe ser claro que en fondo de pozo, el sistema difásico agua/aceite no está en general emulsionado, excepto en ciertos casos de recuperación mejorada o de estimulación (drenaje alcalino, combustión in situ). La emulsión se forma en fondo de pozo, en el tubo o en las operaciones de transporte superficial.

El primer cuidado a tomar es por lo tanto reducir al máximo las condiciones susceptibles de formar una emulsión (restricciones, caídas violentas de presión, agitación).

2.1.2 ESTABILIZACIÓN Y RUPTURA DE EMULSIONES

Al someter una mezcla de agua y aceite a un cizallamiento, se produce una dispersión de una fase en la otra. Si ninguna sustancia estabiliza esta dispersión, ésta se rompe rápidamente al dejarla en reposo. La diferencia de densidades de las dos fases produce una segregación gravitacional; las gotas de las fases dispersas se desplazan, se juntan y coalescen. La separación consiste esencialmente en una sedimentación y está regida por la ley de stokes que depende la diferencia de densidad de los fluidos, de la viscosidad de la fase externa, y del tamaño de las gotas.

En presencia de un agente emulsionante, las gotas pueden acercarse pero no bastante

para coalescer, bien sea por que existe una repulsión eléctrica entre ellas, bien sea por que existe una barrera estérica o película interfacial que impide que las gotas puedan entrar en contacto. En ambos casos los agentes emulsionantes están adsorbidos en la interface agua/aceite; son sustancias anfifílicas, es decir con doble afinidad a la vez polar y no polar.

Prácticamente todos los crudos contiene sustancias susceptibles de poseer propiedades emulsionantes: asfáltenos, resinas, ácidos naftenicos, otros ácidos, mercaptanos, bases nitrogenadas, etc.

Adicionalmente se sabe que una emulsión puede estar estabilizada por sólidos finamente divididos, los cuales se ubican en la interface y son susceptibles de inhibir la coalescencia por efecto estérico. Muchos crudos contienen materiales insolubles finamente divididos.

Los métodos de deshidratación combinan efectos cuyo propósito es eliminar los agentes emulsionantes naturales o modificar suficientemente sus propiedades, por otra parte promover el acercamiento de las gotas.

Tratamiento rápido: esto evita que la emulsión envejezca y que la adsorción de emulsionantes pesados forme películas rígidas.

Calentamiento: además de favorecer la sedimentación (reducción de viscosidad, aumento del gradiente de densidad), tiende a favorecer la disorción del emulsionante.

Introducción de agentes emulsionantes capaces de modificar el estado interfacial.

Utilización de un potencial externo para acelerar la floculación y la sedimentación de las gotas.

2.2 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE UNA EMULSIÓN

Existen tres condiciones que son necesarias para la formación de una emulsión estable, es decir, una emulsión que no romperá sin alguna forma de tratamiento.

- a) **Los líquidos deben ser inmiscibles como lo son el petróleo y el agua.**

GRÁFICO N° 1

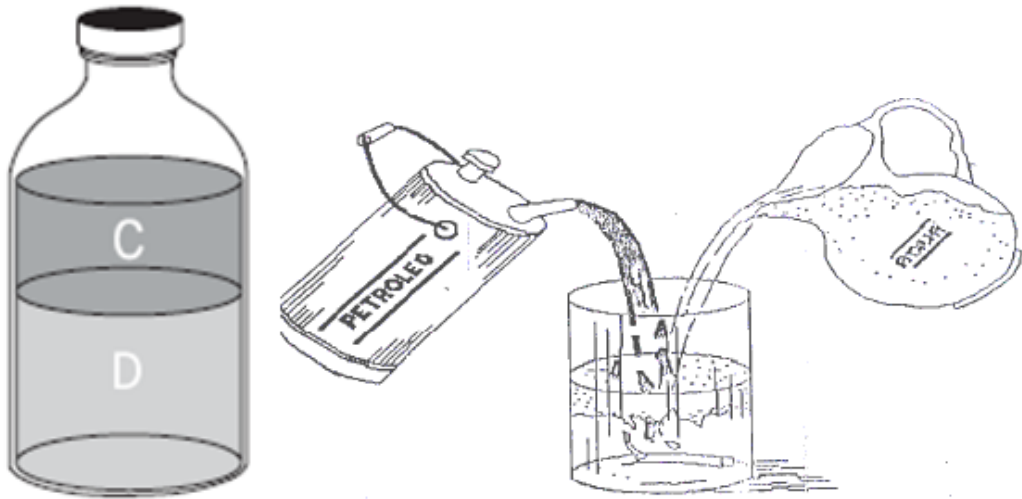
LÍQUIDOS MISCIBLES



Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández

GRÁFICO N° 2
LÍQUIDOS INMISCIBLES



Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández

- b) Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas en el otro:** Las emulsiones no se forman espontáneamente, por lo tanto, hay que generar cierto trabajo en el sistema. Este trabajo es engendrado por la turbulencia o agitación que ocurre en el movimiento de fluidos. Por ejemplo, en un pozo que produce por flujo natural, esta turbulencia o agitación puede ser dada por el flujo a través de la línea de transporte, conexiones del cabezal, estranguladores, etc. En pozos de bombeo, lo ya expuesto es más que suficiente para la formación de la emulsión.
- c) Debe haber un agente emulsificante presente:** El agente emulsificante es algún compuesto orgánico o inorgánico que se encuentra presente en el petróleo crudo y que estabiliza la fase dispersa al formar una membrana o película elástica y fuerte que envuelve la superficie de los glóbulos. Esta membrana es gruesa y puede ser fácilmente

visible en microscopio. Su presencia hace difícil la coagulación de los glóbulos. Cuando estos glóbulos chocan entre sí la elasticidad de la membrana actúa como pelota elástica o algunas veces se rompe formando partículas más pequeñas. Aunque esta acción repelente puede ser causada por la carga de los glóbulos, se ha comprobado que es debido más que todo a las propiedades elásticas de la membrana protectora que forman por la acción del agente emulsificante. Es por esta razón que en cualquier sistema de tratamiento el objetivo principal es el de destruir esta membrana protectora, lo cual puede conseguirse si se controla la acción del agente emulsificante. Si esto se consigue los glóbulos son capaces de coagular en partículas lo suficientemente grandes de manera que puedan separarse del petróleo.

GRÁFICO N° 3

AGENTE EMULSIFICANTE SOBRE SUPERFICIE INTERFACIAL



Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández.

2.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Además de las condiciones nombradas anteriormente para formar la emulsión, necesitamos de la presencia de varios factores para poder mantener la estabilidad de la emulsión formada, entre los cuales tenemos:

2.3.1 TIPOS DE PETRÓLEO

Los petróleo de base nafténica o asfáltica se emulsificarán con mayor rapidez y permanencia que los de base parafínica, esto se debe a que el asfalto y el bitumen que se encuentran en el petróleo de base nafténica actúan como excelentes agentes emulsificantes. La validez de lo antes dicho puede verse claramente si comparamos lo extenso que este problema en los campos que producen este tipo de petróleo.

2.3.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Se define por viscosidad de un líquido a la resistencia que este presenta cuando fluye a través de un ducto. Mientras mayor sea dicha resistencia a fluir, mayor será su viscosidad y recíprocamente, el fluido fluirá rápidamente cuando su viscosidad sea baja.

Un petróleo con una viscosidad alta, es decir, que fluye lentamente, mantendrá en suspensión gotas mucho más grande que otro de viscosidad baja, un ejemplo común se tiene al observar la velocidad lenta con que las burbujas de aire ascienden en un jarabe (viscosidad alta), cuando es comparada con la que tuvieran si lo hicieran con el agua (viscosidad baja).

Las burbujas de aire ascienden, por el contrario las gotas de agua en el petróleo bajan, pero el mismo efecto es evidente. Por mantener gotas más grandes y por ser más lenta la velocidad con que se precipitan, un petróleo con velocidad alta requiere más tiempo para que las gotas de agua puedan unirse y romper la emulsión. Por otra parte, el tiempo necesario para que precipiten las gotas de agua es considerablemente mayor. Por lo tanto entre más alta sea la viscosidad más estable será la emulsión.

2.3.3 TEMPERATURA

La estabilidad de una emulsión depende de la temperatura, ya que esta controla la viscosidad hasta cierta extensión. Por lo tanto, una emulsión será más estable a baja temperatura ya que así la viscosidad aumenta siendo mayor la resistencia a los movimientos de los glóbulos. Es por esto que se aplica calor en los sistemas de tratamientos.

2.3.4 PORCENTAJE DE AGUA

El porcentaje de agua en una emulsión tiene un efecto indirecto en su estabilidad, para una cantidad dada de petróleo y agua. Una emulsión estable puede formarse para una gran cantidad de volumen de mezcla, pero la emulsión de máxima estabilidad siempre ocurrirá en una relación fija de agua - petróleo. En operaciones comunes se ha notado que las emulsiones alcanzan su máxima estabilidad para un contenido de agua de 1%, aunque se han encontrado algunas muy estables en las que el contenido de agua es de un 75%.

2.3.5 EDAD DE UNA EMULSIÓN

Si una emulsión es producida en el interior de un tanque y no es tratada, una cierta cantidad de agua precipitará por gravedad. A menos que una forma de tratamiento sea empleada para completar la ruptura total, habrá un porcentaje pequeño de agua en el petróleo aunque se alargue el tiempo de precipitación. Como se señaló anteriormente, este pequeño porcentaje tiende a estabilizar la emulsión. Esto explica el porque algunas emulsiones se hacen más estables y más difícil de tratar después que han envejecido, es decir, con el paso del tiempo una porción de agua precipita y el porcentaje más pequeño que permanece en el petróleo hace a esta porción de la producción total más difícil de tratar.

2.3.6 AGENTE EMULSIFICANTE

El agente emulsificante es probablemente el factor determinante en la estabilidad de las emulsiones. Sin un agente emulsificante la formación de una emulsión estable sería imposible. No hay duda de que hay una diferencia considerable entre las potencias de estos agentes emulsificantes para afectar la estabilidad de las emulsiones.

2.3.7 RESIDUOS DE CARBÓN

El efecto de los residuos de carbón en la estabilidad de las emulsiones es comparable al de la viscosidad del petróleo, es decir, entre mayor sea el contenido de residuos de carbón presentes en el petróleo, mayor será su estabilidad y viceversa.

2.3.8 CAMPOS ELÉCTRICOS

La estabilidad de una emulsión aumentará cuando las cargas de las partículas aumenten.

Algunas emulsiones son estabilizadas completamente por la atracción eléctrica.

2.3.9 EXPOSICIÓN AL AIRE

Se ha comprobado que las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto es debido a que el oxígeno en el aire va a reaccionar con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esta acción ocurre muy rápidamente y sólo unos pocos segundos de exposición al aire son necesarios para estabilizar la emulsión a su máximo.

2.3.10 TAMAÑO DE LAS PARTÍCULAS

El tamaño de los glóbulos en una emulsión afecta su estabilidad solamente cuando aumentan su tamaño, ya que tienden a depositarse. Se ha encontrado que cuando los glóbulos se acercan a un tamaño de 10 micrones (0.01 m.m.) en diámetro, la emulsión se hace más estable.

2.4 PREVENCIÓN DE LAS EMULSIONES

Los Supervisores deben formular planes para la prevención y el tratamiento de la emulsiones teniendo en cuenta no sólo los factores relativos al problema de la emulsiones, sino todos los factores de la producción.

Cada pozo de petróleo, con sus características distintas, constituyen un problema individual al que hay que enfrentar, ñ veces, la única manera de encontrar la causa o la manera de prevenir la formación de emulsiones es por tanteo, pero a menudo, la experiencia previa o el conocimiento de pozos similares puede sugerir la solución.

Algunas prácticas que pueden utilizarse para reducir o evitar la emulsificación del petróleo.

A continuación se expondrán las causas de la formación de las emulsiones en el yacimiento, en pozos de flujo natural, en pozos por bombeo neumático y en bombeos mecánico, así como la manera de prevenir su formación.

2.4.1 EN EL YACIMIENTO

La causa que produce la emulsión es la turbulencia durante el flujo de la roca al pozo.

Para prevenirla deben realizarse las siguientes operaciones:

- Contrapresión: esto reduce la turbulencia al disminuir la velocidad.
- Aumento del diámetro del pozo: esto reduce la velocidad.

2.4.2 EN POZOS DE FLUJO NATURAL

Entre las causas que producen la emulsión tenemos:

- Turbulencia por evolución del gas en solución debido a grandes caídas de presión en la línea de flujo.
- Turbulencia debido a lo siguiente:

- Diferentes secciones transversales en el eductor.
- Restricciones o estranguladores superficiales y de fondo.
- Válvulas intermitentes, conexiones y conos agudos en la tubería de superficie.

Si se usa un estrangulador de superficie se recomienda lo siguiente:

- Mantenimiento de presión alta en el separador, lo cual produce menor caída de presión a uno y otro lado del estrangulador, reduciendo la turbulencia de la corriente abajo de este.
- Inyección de agua en el crudo antes del punto de agitación. El exceso de agua o mayor porcentaje relativo de esta, produce la separación del agua por choque de las gotas pequeñas.

Si se usa un estrangulador de fondo se obtiene menor agitación, debido a las siguientes características:

- Menor caída de presión.
- Altas temperaturas en el fondo.
- Línea recta más larga después del estrangulador.

Sin embargo, este tipo de instalación tiene sus desventajas por lo que requiere cerrar el pozo de vez en cuando.

2.4.3 EN POZOS POR BOMBEO NEUMÁTICO

En este tipo de bombeo (gas-lift) la emulsión es causada por el gas, que produce turbulencia o agitación en los siguientes sitios:

- Punto de introducción del gas en la tubería eductora.
- En el cabezal del pozo.

La única medida de prevención en este caso es determinar el método más conveniente entre inyección continua o el de inyección intermitente por tanteo y análisis de las características, aunque puede suceder que el método más ventajoso según la reducción de la emulsificación no resulte el más indicado desde otro punto vista.

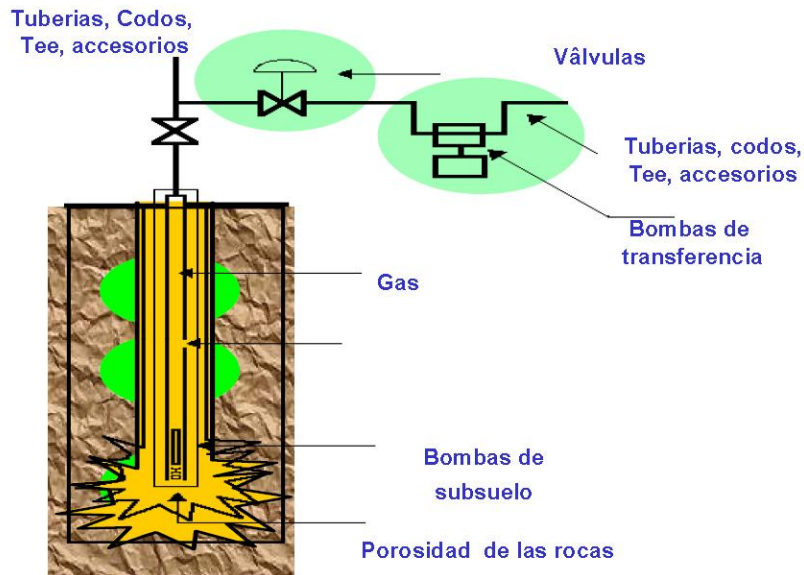
2.4.4 EN POZOS POR BOMBEO MECÁNICO

Entre las causas para la formación de las emulsiones tenemos:

- a) Agitación localizada en la bomba debido al escape en:
 - Válvulas fijas.
 - Válvulas móviles.
 - Émbolos y otras piezas de la bomba.
- b) Agitación por las pulsaciones de la bomba.
- c) Agitación por vibraciones en las válvulas.

GRÁFICO N° 4

PRODUCCIÓN DE LAS EMULSIONES



Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández

2.5 TEORÍA BÁSICA DE LA SEPARACIÓN DE LAS EMULSIONES

En una emulsión de agua en petróleo existen dos fuerzas que se oponen constantemente:

a.- La tensión superficial del agua, que permite que las gotas pequeñas formen gotas mayores, las cuales cuando están suficientemente grandes se asientan por gravedad.

b.- La película de agente emulsificador que rodea el agua tiende a evitar la unión de las gotitas y aún en el choque de dos gotitas tiende a quedar entre ellas de manera que no pueda formarse una gota más grande.

Como se observa, la única alternativa que queda es la de romper la película del agente emulsificante que se está formando en aquellas dos fuerzas en antagonismo.

2.6 OBSERVACIONES GENERALES DE PRÁCTICAS EN EL CAMPO PARA PREVENIR LAS EMULSIONES

Para prevenir la formación de esas emulsiones deben observarse las siguientes recomendaciones:

- a.- Las líneas de flujo deben ser suficientemente grandes para mantener a un mínimo la agitación y la turbulencia.
- b.- Las líneas deben colocarse de manera que se requiera el mínimo de acodadas angulares.
- c.- Debe usarse el mínimo de válvulas y conexiones en las líneas, para evitar la agitación del flujo por irregularidades en la tubería.
- d.- Se debe extraer el gas del fluido tan cerca como sea posible del pozo y debe instalarse un sistema recolector de gas individual si hay alguna dificultad con el petróleo emulsificado por la acción del gas.
- e.- Las líneas de fluidos deben estar tan bien niveladas como sea posible, porque la acumulación de agua en puntos bajos en las líneas favorece la emulsificación.
- f.- Si se necesitan bombas para el traslado del petróleo húmedo, estas deben ser del tipo de desplazamiento positivo en lugar del tipo centrífugo, ya que la bomba de

desplazamiento positivo generalmente causa menor agitación en' los fluidos, debido a su baja velocidad, mayor eficiencia y mejor diseño.

g.- Si se instalan separadores de gas y petróleo deben hacerse inspecciones periódicas para determinar si la válvula está operando correctamente, ya que una pequeña fuga a través de esta puede ocasionar un problema de emulsificación.

h.- Para trasladar el petróleo a través de las líneas de flujo existen los llamados desplazadores de petróleo accionados por gas (llamados también "interceptores a vacío"), los cuales desplazan el petróleo sin agitación y por lo tanto no habrá formación de emulsiones. Las únicas partes móviles del desplazador que están en contacto con el petróleo son las compuertas de la válvula de entrada y de la válvula de descarga. Por este método no hay partes de metal de rápido movimiento (tales como los pistones de las bombas), y por lo tanto no hay turbulencias en el desplazamiento del petróleo.

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

3. DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

Se puede definir la deshidratación como el proceso mediante el cual se separa el agua presente en el crudo hasta los niveles de contenido de agua y sedimento establecidos en las especificaciones de mercado y/o refinación.

En el proceso de rompimiento/separación de las emulsiones de agua en petróleo se presentan dos fuerzas que se oponen constantemente:

- La tensión superficial del agua, la cual permite que las gotas pequeñas formen gotas mayores, que se asientan por gravedad cuando están lo suficientemente grandes.
- La película del agente emulsificador que rodea al agua tiende a evitar la unión de las gotas y, aún en el choque de dos o más gotas, tiende a quedar entre ellas de manera que no puede formarse una gota más grande.

La presencia de agua en el crudo es indeseable no sólo porque es una impureza sin valor, no porque el agua contiene sales inorgánicas tales como cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión e incrustaciones en las instalaciones de transporte y refinación.

Adicionalmente, un crudo con un contenido de agua mayor que el específico en los contratos de venta, representaría un alto riesgo de pérdidas tanto económicas (pagos por sobre-estadía del buque tanquero), como de prestigio de suplidor confiable. De allí, la

importancia que debe darse dentro de la organización de la empresa al grupo responsable de este proceso.

3.1 REQUERIMIENTOS ESENCIALES DE UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

Los requerimientos esenciales de un proceso de deshidratación, para usar en el campo, son los siguientes:

- Destruir o neutralizar la acción agente emulsificador (romper la emulsión).
- Promover (fomentar) la coalescencia (unión) de pequeñas gotas de agua o crudo y formar gotas más grandes por agitación mecánica o movimiento gravitacional.
- Acelerar el proceso de separación del crudo y el agua por reducción de la viscosidad de la fase continua.
- Conceder suficientemente tiempo para la separación del agua del crudo (asentamiento).
- Remover el agua del equipo en el cual es completado el proceso de deshidratación (drenado todo el fluido, excepto el crudo limpio).

Todos los procesos de deshidratación en el campo, están basados en el principio de "gravedad diferencial" entre el petróleo crudo y el agua. El término "gravedad diferencial" significa una diferencia de peso entre el agua y el petróleo crudo, el agua tiene una gravedad específica mayor que el petróleo (es decir que pesa más) y por lo tanto en un tanque que contenga a los dos se precipitará al fondo el agua.

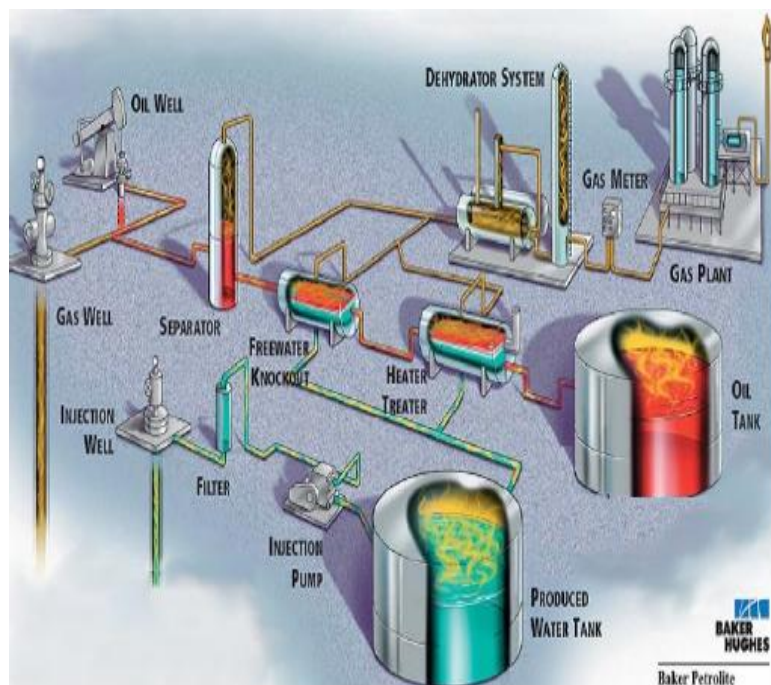
Todas las operaciones de crudo emulsionado en los cuales se usa calor, compuestos químicos o auxiliares mecánicos lo que hacen es preparar la mezcla de petróleo y agua para el proceso de asentamiento.

3.2 INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE

Una vez definida la opción de tratamiento que se va a utilizar, se estudia la factibilidad de uso de las infraestructuras existentes, lo que permite reducir los montos de inversión y los desembolsos para la ejecución del proyecto.

GRÁFICO N° 5

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE DESHIDRATACIÓN

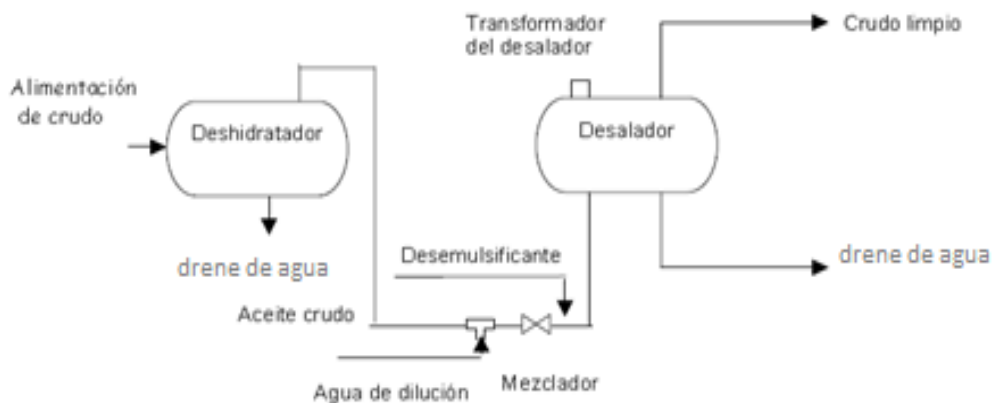


Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

GRÁFICO N° 6

SISTEMA CONVENCIONAL DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.3 SELECCIÓN DE PROCESOS OPCIONES

De acuerdo con las características del crudo y sus dificultades para separar el agua de formación emulsionada, se seleccionan las diferentes opciones de tratamiento a temperatura ambiente y/o con aplicación de calor.

Normalmente, la aplicación de calor se emplea en crudos pesados y extra pesados. Los crudos livianos y medianos son deshidratados a temperatura ambiente; sin embargo, por las fluctuaciones en los precios de los productos químicos y del petróleo, en algunos casos resulta ventajoso aplicar calentamiento a los crudos medianos.

Las diferentes opciones de tratamiento de crudos que se presentan en la industria petrolera son:

1. A temperatura ambiente:
 - a) Con tratamiento químico y reposo
 - b) Con tratamiento químico y sin reposo.

2. Con aplicación de calor:
 - a) Con tratamiento químico y reposo.
 - b) Con tratamiento químico y campo electrostático.

3.3.1 TRATAMIENTO A TEMPERATURA AMBIENTE CON APLICACIÓN DE QUÍMICA Y REPOSO

Esta forma de tratamiento consiste en la inyección de un producto desemulsionante al crudo producido, sin someterlo a calentamiento, para luego almacenado en tanques donde permanece en reposo por un determinado tiempo, antes de ser fiscalizado.

Comúnmente, la inyección del producto químico desemulsionante se hace en los múltiples de producción, en las estaciones de flujo; o en las líneas principales de recolección de crudo, esto es, en patios de tanques.

Los puntos de inyección de químicos se instalan estratégicamente con el fin de lograr la mayor homogenización del producto químico con la corriente de crudo y promover, de este modo, la acción del agente desemulsionante.

En los patios de tanques, la inyección del producto se realiza por medio de boquillas de dispersión, a una presión que oscila entre los 500-1000 lppc.

Las estaciones de flujo donde se inyecta la química se seleccionan de acuerdo con su ubicación, y con la producción y características de la emulsión.

3.3.2 TRATAMIENTO A TEMPERATURA AMBIENTE CON APLICACIÓN DE QUÍMICA, SIN REPOSO

Este tratamiento es similar al anterior, con la diferencia de que el crudo se trata en tanques de lavado donde constantemente entra y sale. El fluido sale, entonces, del tanque de lavado generalmente con las especificaciones de contenido de agua y sedimentos (menor al 1%). Esta forma de tratamiento no es usual y se aplica normalmente a crudos livianos/medianos.

3.3.3 TRATAMIENTO CON APLICACIÓN DE CALOR, CON PRODUCTO QUÍMICO, CON O SIN REPOSO

En esta forma de tratamiento, se calienta el crudo, utilizando hornos a fuego directo o indirecto, o inyectando agua caliente a la corriente del mismo, y luego se deshidrata en tanques de lavado y/o reposo. Este método es el que normalmente se utiliza en crudos pesados.

Los cálculos de requerimiento de calor, el dimensionamiento de las unidades de calentamiento, tanques de lavado, tanques de almacenamiento y determinación de la temperatura óptima de tratamiento se explicarán más adelante.

Éstas se utilizan para determinar la eficiencia de la deshidratación del crudo mediante diferentes productos químicos y concentraciones, así como la temperatura óptima de tratamiento y tiempo de reposo.

3.3.4 TRATAMIENTO CON APLICACIÓN DE CALOR, CON PRODUCTO QUÍMICO Y CAMPO ELECTROSTÁTICO

Se emplea normalmente para crudos pesados y extra pesados, e implica la acción de un campo electrostático de alto voltaje para promover la separación de las gotas de agua de emulsiones estables.

Los procesos de deshidratación eléctrica requieren mayor temperatura que los procesos químicos; por esta razón, el proceso siempre se desarrolla bajo presión, lo cual es ventajoso cuando se requieren temperaturas superiores a la de ebullición del agua.

3.4 MÉTODOS DE DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO

Existen tres métodos generales de tratamientos se están usando modernamente, unos en mayor o menor grado que otros de acuerdo al carácter de las emulsiones, tipo de crudo tratado y por último la técnica del operador.

Dichos métodos son:

- Método mecánico.
- Método Químico.
- Método Eléctrico.

3.4.1 MÉTODO MECÁNICO

En realidad en la industria petrolera la aplicación de los métodos mecánicos para romper las emulsiones es bastante limitado. Sin embargo, cada día aumenta el uso de dispositivos basados en agentes mecánicos para ayudar a deshidratar el crudo con los desemulsificadores químicos.

Algunos de estos se citan a continuación:

- a) **Aplicación de calor:** aumenta el movimiento Browniano que poseen las partículas pequeñas en suspensión de la fase dispersa, produciendo con esto mayor número de choques entre estas partículas. Produce además una expansión de las gotas de agua que provoca que la película del agente emulsificador se rompa. Por último, como se dijo anteriormente, disminuye la viscosidad de la fase continua, en nuestro caso al petróleo, y acelera la velocidad de sedimentación de las gotitas de agua (fase dispersa).
- b) **Centrifugación:** Se explicó por sí sólo y es posible y más eficaz cuando mayor sea la diferencia de densidades entre el crudo y el agua, su uso comercial en la industria petrolera no está aceptado.
- c) **Filtrado:** consiste en hacer pasar la emulsión a través de un medio adecuado que

retenga las películas de agua y promueva su fusión y el consiguiente decantamiento. Virutas de madera previamente mojadas en la salmuera que forman la emulsión fue experimentado con anterioridad pero hoy en día este método está fuera de uso.

- d) **Lavado:** consiste en hacer pasar la emulsión a través de un colchón de agua generalmente caliente para provocar la "disolución" de las gotas de agua suspendidas.
- e) **Reposo:** su aplicación es generalmente necesaria, pero sólo en los casos de emulsiones muy inestables el reposo de por sí permite la separación del agua y del petróleo en un tiempo adecuado para las operaciones.
- f) **Agitación:** aunque parezca contradictorio con lo expuesto con la prevención de las emulsiones.
- g) **Adición de Agua:** cuando se consideró el factor de cantidad de agua presente en el crudo, se dijo que había un porcentaje de agua óptimo para una gama dada de condiciones que contribuía a hacer una emulsión más estable, pues bien, es posible modificar esas condiciones existentes mediante la adición de agua.

3.4.2 MÉTODO QUÍMICO

Los tratamientos químicos son:

- Demulsificantes.
- Antiparafínicos.
- Surfactantes.

GRÁFICO N° 7

TRATAMIENTOS QUÍMICOS



Fuente: Quimipac.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.4.2.1 DEMULSIFICANTES (ROMPEDORES DE EMULSIÓN)

Las emulsiones son comunes en la producción de petróleo y gas. A pesar de que es indeseada, el agua de formación está presente en casi todos los campos en explotación. Esta agua invariablemente debe ser removida del crudo para que éste pueda ser vendido.

Las emulsiones pueden ser rotas por medios químicos y / o térmicos. Romper químicamente una emulsión involucra el uso de un demulsificante. El propósito de los demulsificantes es romper la emulsión para obtener crudo seco y agua limpia. Los demulsificantes pueden ser aplicados en un amplio rango de temperaturas para

conseguir el resultado deseado. La selección adecuada (de acuerdo con las características del fluido y la disponibilidad de facilidades de producción) y la aplicación son determinantes para un tratamiento exitoso.

Varias teorías han sido expuestas para tratar de explicar el efecto que los compuestos químicos desemulsificadores producen sobre las emulsiones.

Las más importantes son:

- a) La primera teoría establece que la condición de química se trata de invertir la emulsión; es decir, una emulsión de agua-petróleo se trataría de convertir en una emulsión de petróleo-agua. Durante este proceso se alcanzaría la condición intermedia de separación completa de las dos fases.
- b) La segunda teoría dice que la acción de los compuestos químicos desemulsificadores se explica porque estos hacen que la película del agente emulsificante que rodea las gotas de agua adquiera una rapidez quebradiza y hasta provoca una contracción que causa que la película se rompa y las gotas de agua se junten y decanten.
- c) La tercera teoría que se considera la más importante por cuanto es la más moderna y aceptada, dice: la adición de surfactantes a una emulsión causa una reducción notable de la tensión superficial entre los líquidos en contacto, permitiendo que las diminutas gotas de la fase dispersa se junten y decanten.

GRÁFICO N° 8

INYECCIÓN DE DEMULSIFICANTES



Fuente: Quimipac.

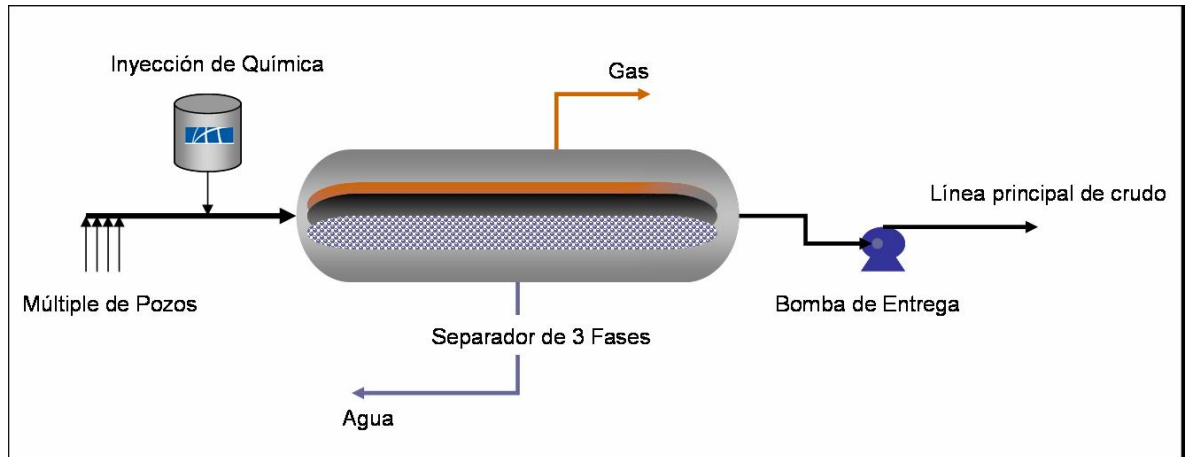
Elaborado por: Giovanni Hernández.

3.4.2.2 LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN DEL DEMULSIFICANTE

La localización del punto de inyección es muy importante, por lo que se recomienda colocarlo en un punto lo suficiente corriente arriba de los equipos de tratamiento para permitir una mezcla adecuada. Un buen punto es en el cabezal del pozo o en la localización de alguna otra restricción como un choque. Aquí hay suficiente turbulencia, mezcla y disposición de suficiente tiempo para que la química ejerza su influencia sobre la emulsión antes de entrar en cualquier otro equipo.

GRÁFICO N° 9

PUNTOS DE INYECCIÓN DEL DEMULSIFICANTE



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.4.2.3 ANTIPARAFÍNICOS

Las parafinas son cadenas rectas y ramificadas de hidrocarburos de varias longitudes, son parte de la familia química de los alcanos. Las moléculas de parafina contienen entre 20 y 80 o más átomos de carbono y tienen un punto de fusión conocido. Las parafinas son del 60 al 90% de los depósitos. Los depósitos suaves están compuestos de moléculas que contienen desde C_2 hasta C_{10} , sus puntos de fusión son menores que $150^{\circ}F$. Las parafinas de alto peso molecular son conocidas como micro cristales y son similares en estructura química a las parafinas normales pero tienen un punto de fusión más alto (150 a $212^{\circ}F$).

Los productos que proveemos mantienen las parafinas en dispersión de manera que no formen una capa sólida.

3.4.2.4 SURFACTANTES

El término surfactante en la industria petrolera se aplica a aquellos químicos que se usan para cambiar la mojabilidad, agentes espumantes, dispersantes, limpiadores, etc. Estos químicos tienen la capacidad de reducir la tensión superficial de un líquido, la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles y el ángulo de contacto entre un sólido y un líquido.

Básicamente los surfactantes son moléculas orgánicas compuestas de un grupo soluble en aceite (hidrofóbico) y un grupo soluble en agua (hidrofílico). Los surfactantes pueden ser solubles en agua o solubles en aceite con la solubilidad determinada por los tamaños relativos de los dos grupos. Los surfactantes usados en el campo pueden ser clasificados en tres grupos grandes, dependiendo de la naturaleza de los grupos solubles en agua. Ellos son aniónicos, catiónicos y no iónicos.

Las aplicaciones típicas de los surfactantes son:

- Mejorar el rendimiento de otros productos.
- Limpieza de equipo de proceso.
- Limpieza de parafinas, lodos e incrustaciones de perforaciones, en equipo bajo pozo y de superficie.
- Prevenir hinchamiento de arcillas sensibles al agua.
- Aumento de los volúmenes de inyección y disminución de las presiones de inyección en sistemas de inyección de agua.

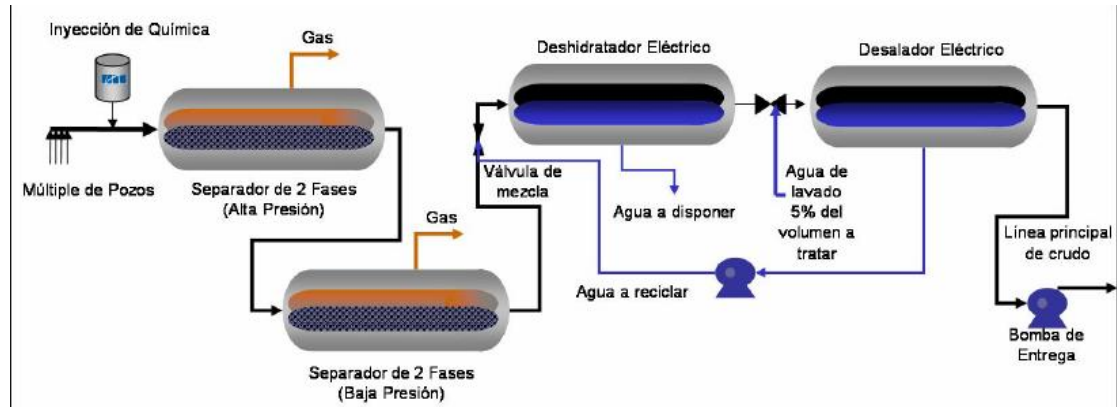
- Deshidratación de pozos de gas de baja presión.
- Prevenir la emulsificación del crudo y los fluidos de workover o ácidos gastados.
- Intensificar la velocidad de reacción ácida en la formación y precipitación de incrustaciones.

3.5 MÉTODO ELÉCTRICO

Este método se utiliza en combinación con los Métodos Químico y Mecánicos en la deshidratación de crudos. Consiste en utilizar un campo eléctrico, relativamente fuerte, que induce una orientación polarizada de cargas sobre las moléculas en las superficies de las gotas de agua; los cambios de polaridad del campo eléctrico aplicado ocasionan una alta frecuencia de choques entre las gotas de agua, con lo que se acelera la coalescencia y se reduce significativamente el tiempo de reposo requerido por el crudo tratado.

GRÁFICO N° 10

DESHIDRATACIÓN ELÉCTRICA Y DESALADO



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

La coalescencia de pequeñas gotas de agua dispersas en el crudo se puede lograr si la emulsión agua en aceite se somete a la acción de un campo eléctrico de alto voltaje. En la sección de coalescencia del tratador térmico se pueden obtener estas condiciones mediante la instalación de dos electrodos en paralelo, entre los cuales se genera el campo eléctrico de alto voltaje (15000 – 20000 voltios), a través de la cual se hace pasar la emulsión a tratar.

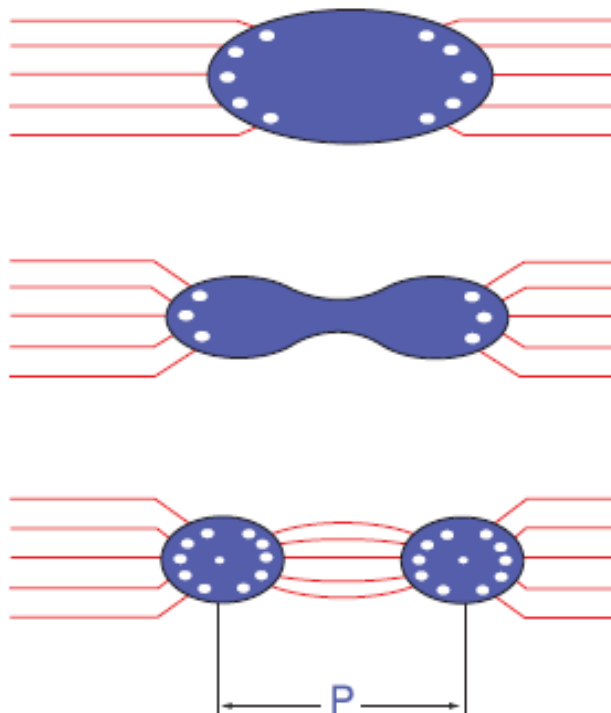
Las gotas de agua (conductivas) dispersas en la fase continua aceite (no conductivo) sometidas a un campo eléctrico, son forzadas a unirse por uno de los tres fenómenos siguientes:

- Las gotas de agua se polarizan y tienden a alinearse entre sí, por lo opuesto de sus cargas.
- Debido a una carga inducida, las gotas de agua son atraídas a uno de los electrodos, donde se reúnen y coalescen.

El campo eléctrico tiende a distorsionar y debilitar la película envolvente de la gota de agua hasta que se rompe, quedando el agua libre y lista para **precipitarse**.

GRÁFICO N° 11

EFEECTO DE COALESCENCIA ELECTROSTÁTICA

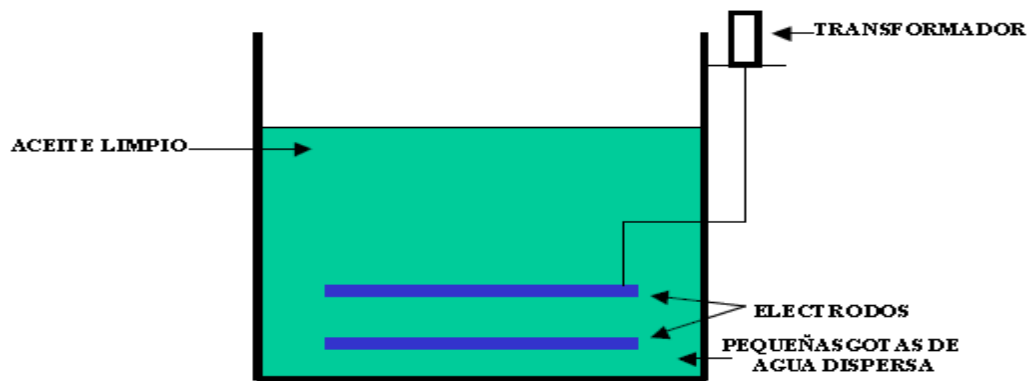


Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández

GRÁFICO N° 12

PROCESO DE COALESCENCIA ELECTROSTÁTICA



Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.5.1 COALESCEDORES ELECTROESTÁTICOS

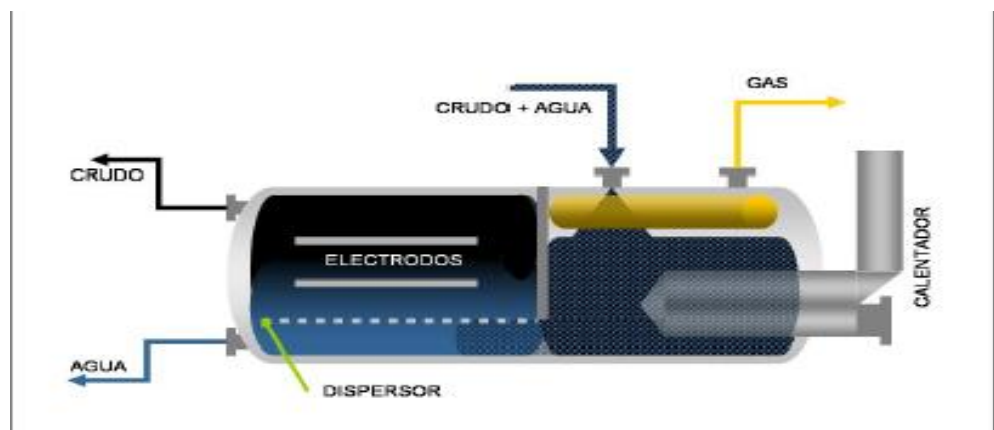
El tratamiento eléctrico utiliza deshidratadores electrostáticos que orientan las cargas eléctricas dentro de las gotas de agua emulsionada, causando su coalescencia.

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como

efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones, figura 13. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “Sección de calentamiento”. La segunda sección es llamada “Sección central o control de nivel” y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “Sección de asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interface agua-aceite

GRÁFICO N° 13
COALESCEDOR ELECTROSTÁTICO



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández.

Entre las ventajas que poseen los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción (Guzmán et al., 1996).

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- a) Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- b) Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- c) Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- d) Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- e) El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6,5 cp se asienta a una velocidad de 0,07 ft/hr.

Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- 1) Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- 2) La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kilovoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.

- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

3.5.2. VENTAJAS DEL TRATAMIENTO ELECTROSTÁTICOS

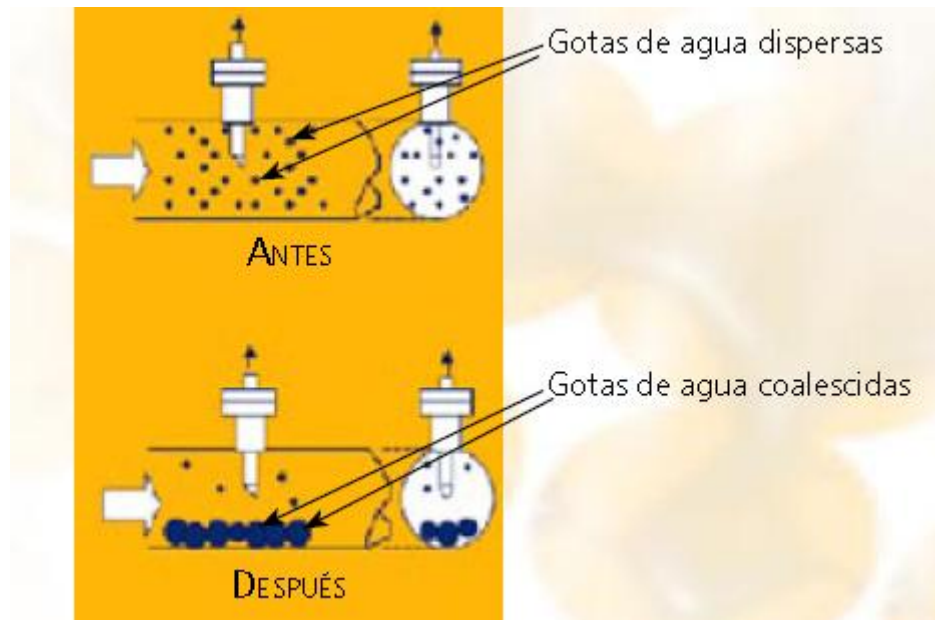
- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

Como los tratadores coalescers son equipos horizontales, son requeridas las mismas acciones para ellos como para los tratadores horizontales. La química debe romper la emulsión rápidamente y completamente. El campo eléctrico promueve excelentemente la coalescencia, así que la química no debe dar esto. El campo eléctrico tiende a desprender los sólidos del petróleo.

Estos sólidos se acumulan en la interface, esta crece hasta llegar al campo eléctrico y estos como son conductivos, pueden ocasionar cortos. Por lo tanto, los coalescers requieren de una química que efectivamente humecte los sólidos que están presentes hacia el agua.

GRÁFICO N° 14

GOTAS DE AGUA SIN Y CON APLICACIÓN DEL CAMPO ELÉCTRICO



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.6 DESHIDRATACIÓN MIXTA

Basándonos en los requerimientos esenciales de un proceso de deshidratación, todos los sistemas existentes y los que se van a diseñar en un futuro siempre estarán conformados por una combinación de dos o más de los métodos.

Se pueden resumir los requerimientos esenciales como sigue:

- Destruir o neutralizar la acción del agente emulsionante o de las fuerzas interfaciales existentes. Esto se conoce como rompimiento de la emulsión.
- Promover (fomentar) la coalescencia (unión) de pequeñas gotas de agua o crudo y formar gotas más grandes.

- Acelerar el proceso de separación del crudo y el agua por reducción de la viscosidad de la fase continua.

3.7 EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

Una vez que el crudo es producido a nivel de fondo de pozo, la producción proveniente de los diferentes pozos se lleva a un múltiple de producción, compuesto a su vez por tres submúltiples de acuerdo a la presión de línea en baja, alta y de prueba.

Está constituido por tuberías de 6 pulgadas de diámetro a través de las cuales circula la mezcla gas-crudo-agua que pasará posteriormente a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto.

Luego, la emulsión pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado. La emulsión restante se lleva al sistema de tratamiento seleccionado para la aplicación de calor y/o corriente eléctrica, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento. El punto de inyección de química es a la salida del múltiple de producción, antes de los separadores.

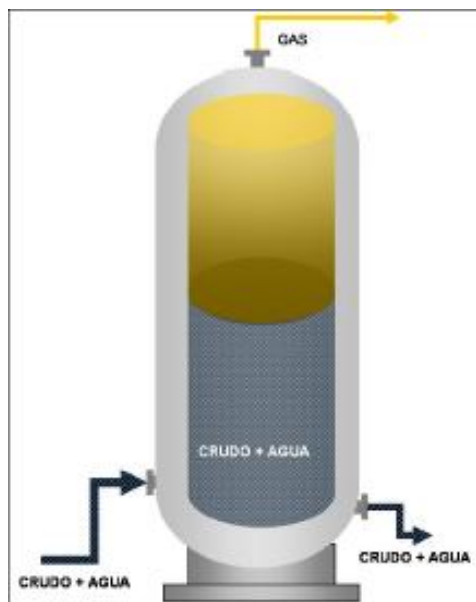
3.7.1 SEPARADORES GAS-LÍQUIDO

Los separadores horizontales o verticales sirven para separar el gas asociado al crudo que proviene desde los pozos de producción. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas

y petróleo en las estaciones. Se identifican cuatro secciones de separación:

- a) **Separación primaria:** Comprende la entrada de la mezcla crudo-agua-gas
- b) **Separación secundaria:** Está representada por la etapa de separación máxima de líquido por efecto de gravedad.
- c) **Extracción de neblina:** Consiste en la separación de las gotas de líquido que aún contiene el gas.
- d) **Acumulación de líquido:** Está constituida por la parte inferior del separador que actúa como colector, posee control de nivel mediante un flotador para manejar volúmenes de líquidos obtenidos durante la operación.

GRÁFICO N° 15
SEPARADOR DE GAS

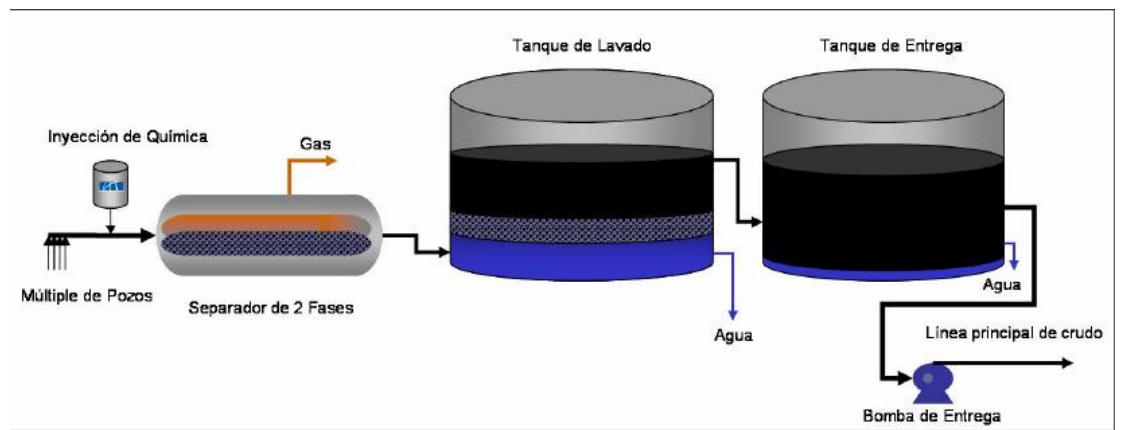


Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

Los separadores verticales operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo menor de 500 pie cúbico /barril, mientras que los separadores horizontales poseen mayor área superficial y tienen controladores de espumas.

GRÁFICO N° 16
DESHIDRATACIÓN POR TANQUE DE LAVADO



Fuente: Baker.

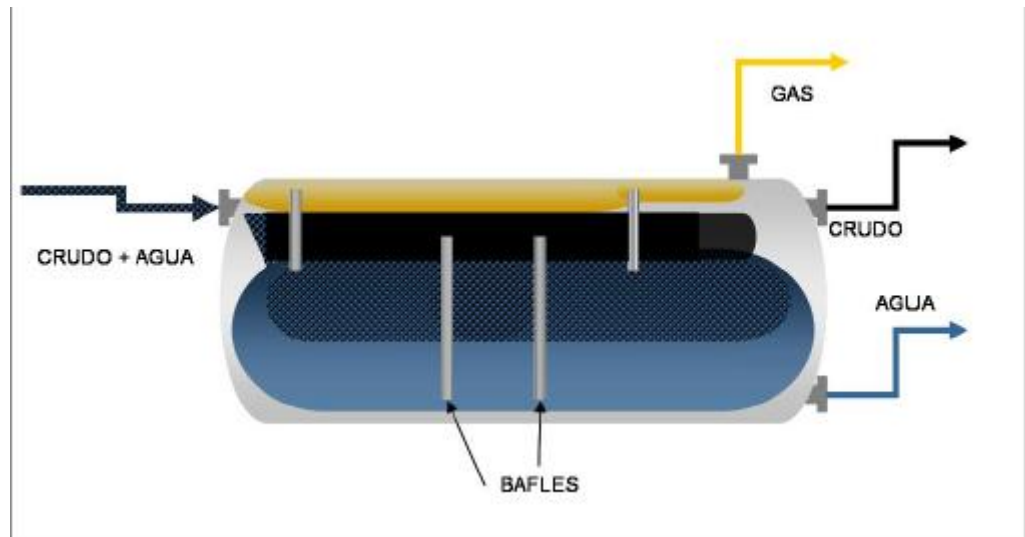
Elaborado por: Giovanni Hernández

3.7.2 SEPARADORES GRAVITACIONALES.

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre (EAL ó “Free Water Knockout FWKO”). Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5-20 minutos. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada.

GRÁFICO N° 17

FWKO



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia. El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua en 1°F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo en 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos sólo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la

corrosión por el efecto del agua de sal.

Otro sistema que es importante mencionar son los tanques de lavado o comúnmente llamados “Gun Barrels”. Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo ranurado, concéntrico o araña.

3.7.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SEPARADORES VERTICALES Y HORIZONTALES

3.7.3.1 HORIZONTALES:

3.7.3.1.1 VENTAJAS

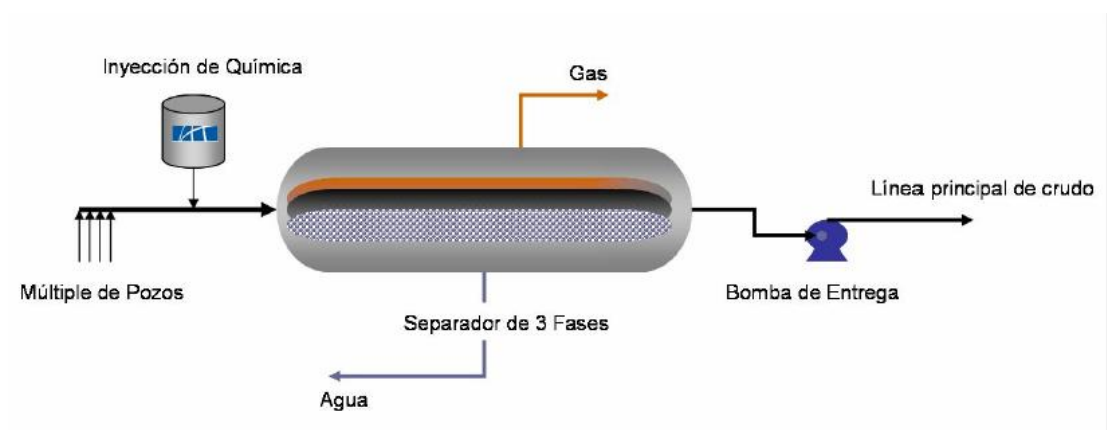
- Fácil mantenimiento de válvulas de alivio, sistemas de control.

3.7.3.1.2 DESVENTAJAS

- Tiempos de residencia menores.
- Requieren mayor área de plano.
- Tienden a la deposición de sólidos a lo largo del mismo, es necesario de la instalación de varios desagües o sistemas de Sand Jet para la remoción de sólidos.

GRÁFICO N° 18

DESHIDRATACIÓN POR SEPARADORES HORIZONTALES



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.7.3.2 VERTICALES:

3.7.3.2.1 VENTAJAS

- Requieren menor área de plano.
- Tiempos de residencia mayores.
- La sección de disposición de líquidos es colocada en el centro del cabezal para que los sólidos se acumulen.

3.7.3.2.2 DESVENTAJAS.

- Difícil mantenimiento por escaleras y plataformas especiales.

GRÁFICO N° 19

TREN DE SEPARACIÓN, SEPARADORES DE ALTA PRESIÓN, DE BAJA PRESIÓN Y DE PRUEBA



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.7.4 CALENTADORES

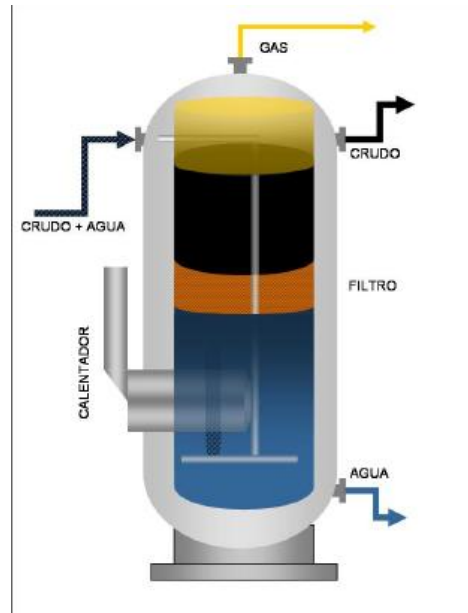
Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de fuego de tipo vertical.

El diseño normal de un calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

- 1) Desgasificado de la emulsión de entrada.
- 2) Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.
- 3) Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
- 4) Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

GRÁFICO N° 20

TRATADOR CALENTADOR VERTICAL



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

El crudo deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre, debe usarse un separador EAL o FWK.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego es direccionada hacia la parte de abajo del equipo para la separación del agua libre y la arena.

Después, la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente, a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia.

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos.

Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- 1) Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- 2) Bloquear la transferencia de calor, ocasionando finalmente el colapso del equipo de calentamiento.
- 3) Interferir en los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.
- 4) Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la deposición de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psi por arriba de la presión de operación del calentador, removiendo los sedimentos para su posterior drenado por la parte inferior del recipiente. Otra alternativa es usar inhibidores de corrosión.

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que

transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

GRÁFICO N° 21
CALENTADOR DE CRUDO



Fuente: Petroproducción.

Elaborado por: Giovanni Hernández

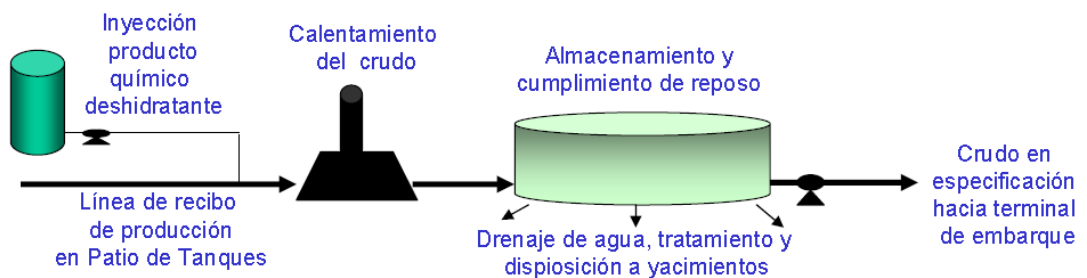
En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

1. Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10°F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
2. Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.

3. Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
4. Promueve una mejor distribución del desemulsionante.
5. Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
6. Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

GRÁFICO N° 22

DESHIDRATACIÓN ESTÁTICA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Baker.

Elaborado por: Giovanni Hernández

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- 1) Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- 2) Incrementa los costos de combustible.
- 3) Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- 4) Requieren mayor instrumentación y control.
- 5) Causa depósitos de coke.

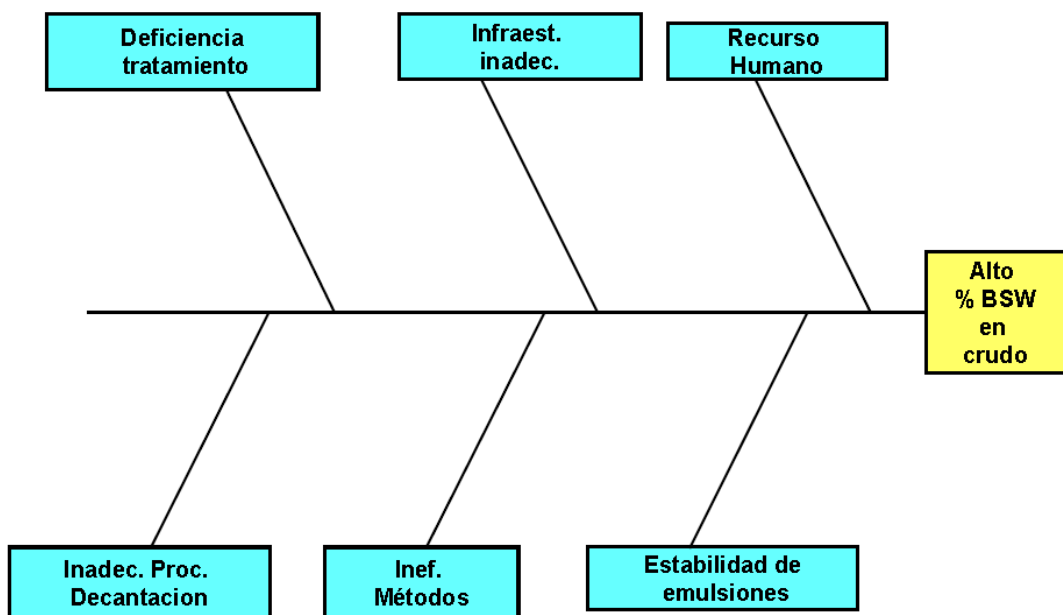
3.8 FACTORES DETERMINANTES PARA LA SELECCIÓN DE UN PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

Entre los factores principales que se deben considerar para la selección de un determinado proceso de deshidratación, están:

- Factores económicos.
- Factores técnicos.
- Factores operacionales.
- Protección integral.

CUADRO N° 1

CAUSA – EFECTO DESHIDRATACIÓN DE CRUDO



Fuente: Sinergia.

Elaborado por: Giovanni Hernández

3.8.1 FACTORES ECONÓMICOS

Entre los aspectos económicos que deben considerarse para decidir el monto de inversión para la infraestructura requerida, tenemos:

- La tasa mínima interna de retorno (TIR).
- El tiempo de retomo de la inversión (PAY-OUT).
- La eficiencia de la inversión.
- El flujo efectivo neto (FEN).
- El flujo efectivo descontado (FED).
- Valor actual neto de la inversión (VPN).
- Riesgo de la inversión.

3.8.2 FACTORES TÉCNICOS

Entre los aspectos técnicos que han de considerarse en la selección de la opción de tratamiento de crudo más adecuada, se encuentran:

- Si el proceso es nuevo o similar a uno existente.
- Si está en vías de experimentación o de aplicación a nivel industrial.
- Si es un proceso confiable y durable.
- Si presenta características especiales (dimensionamiento, grado tecnológico).

3.8.3 FACTORES OPERACIONALES

Entre estos factores se incluyen:

- La experiencia operacional en el proceso.
- El nivel de destreza y capacidad técnica.

- Las prácticas operacionales existentes.
- El riesgo existente en la operación.
- La fuerza-hombre disponible

3.8.4 PROTECCIÓN INTEGRAL

Los factores de protección integral son decisivos en la selección del método de tratamiento que se va aplicar. Esto se debe a su implicación en la protección tanto del hombre como del medio ambiente. Entre ellos se encuentran:

- Las regulaciones gubernamentales de Protección Ambiental y Seguridad Industrial existentes.
- El conocimiento de las normas y procedimientos.
- El riesgo e impacto ambiental que puede ocasionar.

3.9 PRUEBAS DE DESHIDRATACIÓN EN LABORATORIO

Adicionalmente a la experiencia operacional que se debe poseer sobre procesos de deshidratación similares al considerado en el proyecto, es necesario realizar pruebas en laboratorio, entre las cuales se encuentran:

- Pruebas de botella
- Pruebas con el coalescedor dinámico.
- Pruebas en simuladores físicos.

Éstas se utilizan para determinar la eficiencia en la deshidratación del crudo mediante diferentes productos químicos y concentraciones, así como la temperatura óptima de tratamiento y tiempo de reposo.

3.9.1 OBJETO DE LA PRUEBA DE BOTELLAS.

La prueba de botellas es usualmente llevada a cabo para seleccionar un químico. Antes de correr una prueba de botellas se debe verificar las condiciones existentes en el campo. Muy a menudo un sistema no está siendo operado de la manera que el departamento de producción reclama y los resultados anotados pueden no ser lo que actualmente está ocurriendo. Muchos esfuerzos y tiempo de prueba de botellas puede ser malgastado en tratar de mejorar resultados que son inalcanzables.

Es esencial antes de iniciar un proceso de prueba de botellas, tener un buen conocimiento del sistema de tratamiento.

3.9.2. DEMULSIFICANTES A PROBAR

Cuando se conduce una prueba de botellas, lo primero que se debe hacer probar todos los productos demulsificantes que han sido usados en tu área y todas las químicas de la lista de la primera prueba.

Si después de probar todo lo de arriba aun no se ha encontrado el químico apropiado, el resto del kit de demulsificantes deben ser probados.

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

4. ENSAYOS DE LABORATORIO PARA EL CONTROL DE SEDIMENTOS

4.1 MÉTODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTOS EN CRUDO, POR CENTRIFUGACIÓN NORMA ASTM D – 96- 88

4.1.1 ALCANCE:

Este ensayo cubre el método de centrifugación para la determinación de agua y sedimentos en crudo, durante las operaciones de Campo y el almacenamiento o custodia de las transferencias de crudo. Este método no siempre provee los resultados más exactos, pero exactos, pero considerado él mas practico para determinaciones de campo donde se requiere realizar continuos análisis de seguimiento. Cuando se necesita un alto grado de exactitud como en fiscalizaciones de entrega a oleoducto, a refinerías o clientes en operaciones comerciales, otros procedimientos descritos en los métodos de ensayos D – 4006, D – 4377 o D – 473 deberán ser usados.

4.1.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO:

Volúmenes conocidos de crudo y solvente son puestos en un tubo de centrífuga y calentados a $(60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C})$ $(140^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}\text{F})$. Después de centrifugar, el nivel de agua y sedimentos en el fondo del tubo es leído.

4.1.3 EQUIPOS Y MATERIALES:

- Centrífuga.
- Tubos de centrífuga graduados.
- Precalentador.
- Termómetro.

4.1.4 REACTIVOS:

Demulsificante, solvente que puede ser Kerosene especificación D- 3699, "stoddard solvent", Tolueno o Xileno.

4.1.5 PROCEDIMIENTO

La muestra deberá ser la más representativa para el análisis del crudo en cuestión, la porción de muestra utilizada para la determinación de:

Agua y sedimentos deberá ser igualmente representativo y será agitada fuertemente en el envase, antes de ser transferida a los tubos de centrífuga.

Llene cada uno de los dos tubos de centrífuga con 50 ml de muestra tomada (hasta la marca de 100 partes). Entonces llene cada tubo con solvente hasta los 100 ml (marca de 200 partes), lea con el fondo del menisco formado. Si el demulsificante no ha sido añadido previamente con el solvente, añada en el tubo el demulsificante en la cantidad necesaria previamente determinada o ensayada para la determinación satisfactoria del ensayo en ese crudo o de acuerdo a la experiencia del campo. Tapar cada tubo, apriete

fuertemente e invierta el tubo agitado por lo menos 10 veces para asegurar la mezcla homogénea del crudo y del solvente.

Ponga los tubos en el porta vasos de tal forma que queden en lados opuestos dentro de la centrífuga, para asegurar condiciones de balance y evitar que se rompan los tubos. Centrifugue por lo menos 5 minutos a una fuerza centrífuga relativa de 500 como mínimo después de centrifugar verifique la temperatura que no sea mayor de 52 °C. Lea y anote el volumen combinado de agua y sedimentos en el fondo del tubo graduado. Recaliente los tubos a una temperatura de 60 °C y sin agitación retórnelos a centrifugar a la misma velocidad por otros 5 minutos. Repita esta operación hasta que dos lecturas consecutivas sean consistentes para cada tubo.

Cuando no está definido el nivel o capa entre el crudo y el agua separada, por presencia de emulsión que se sitúa en la interface, haga lo siguiente: Agite la mezcla en la interface con el fin de dispersar la emulsión, use un demulsificante diferente o incremente la cantidad del mismo, use un solvente diferente o incremente la cantidad del solvente.

4.1.6. CÁLCULOS Y RESULTADOS:

$$\text{BS\&W, \%} = (\text{S/V}) * 100$$

S= Volumen de sedimento y agua, ml o partes.

V= Volumen de crudo ensayado, ml o partes.

En casos especiales, cuando el ensayo no se sujeta exactamente a las condiciones indicadas en el método, deberá señalarse el solvente usado, el tipo y cantidad de demulsificante usado, las temperaturas de: la muestra y el solvente, del precalentamiento, de la centrífuga y de la mezcla al final de la centrifugación.

Si los tubos graduados en 100 ml fueron usados en la determinación, anote la suma de los volúmenes finales de agua y sedimento, este valor multiplicado por 2 será reportado como el % total de agua y sedimento.

Si se utilizaron tubos para lectura directa de 200 partes, el porcentaje de agua y sedimento es el promedio de las lecturas leídas directamente en los dos tubos, los cuales contienen 50 ml o 100 partes de crudo en cada uno.

4.2 MÉTODO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE AGUA EN CRUDO POR DESTILACIÓN NORMA ASTM D – 4006.

4.2.1. ALCANCE

Este método cubre la determinación de agua en petróleo por destilación.

4.2.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO

La muestra es calentada bajo condiciones de reflujo con un solvente inmisible en agua, el cual es co destilado con el agua en la muestra. El solvente condensado y el agua son continuamente separados, y el agua es atrapada en la sección graduada de la trampa, y el solvente retorna al balón de destilación.

4.2.3 EQUIPOS Y MATERIALES.

- Balón para destilación de 1000 ml fondo redondo.
- Trampa de agua con graduación de 0.05 ml.
- Un condensador marca Liebic.
- Calentador.

4.2.4 REACTIVOS

- Xileno (Grado reactivo)

4.2.5 PROCEDIMIENTOS.

La cantidad de muestra debe ser seleccionada de acuerdo al contenido de agua esperado, como se indica en la tabla siguiente:

TABLA N° 1
CANTIDAD DE BSW

BSW Esperado	Cantidad de muestra esperada en ml
1.1 - 5.0	100
0.5 - 1.0	200
< 0.5	200

Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

Tener cuidado de poner la muestra lentamente en el cilindro graduado, cuidadosamente ponga en la probeta por lo menos 200 ml de Xileno en 5 pasos de 40 ml remueva y drene toda la probeta totalmente para asegurar la completa transferencia de la muestra, aplique calor al balón.

Para reducir el efecto de la ebullición se debe añadir núcleos de ebullición que normalmente son de vidrio. Aplicar calor al balón el calor deberá ser aplicado suavemente durante las fases iniciales de la destilación aproximadamente durante 30 minutos a una hora.

El destilado deberá descargarse dentro de la trampa a una rata de 2 a 5 gotas por segundo para que continúe la destilación hasta que no sea visible el agua en ninguna parte del aparato y que el volumen permanezca constante en la trampa por lo menos 5 minutos.

Si es que hay acumulación de gotas de agua en el tubo interno del condensador lávelo con Xileno, después de lavar redestílelo por lo menos 5 minutos, el equipo debe estar apagado al menos 15 minutos antes de lavar para prevenir los saltos de la muestra, cuando la limpieza de toda el agua ha sido completada déjela enfriar hasta 20 °C, lea el volumen de agua en la trampa. La trampa esta graduada en incrementos de 0.05ml.

4.2.6 CÁLCULOS Y RESULTADOS.

$$\text{VOLUMEN \% } \frac{(A-B)}{C} \times 100$$

DONDE:

A = Mililitros de agua en la trampa

B = Mililitros de solvente

C = Mililitros de la muestra problema.

4.3 MÉTODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE DENSIDAD, DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECÍFICA) O GRAVEDAD API DE PETRÓLEOS CRUDOS Y PRODUCTOS LÍQUIDOS DEL PETRÓLEO POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO NORMA ASTM D – 1298 – 85

4.3.1 ALCANCE:

Esta práctica cubre la determinación en el laboratorio, usando un hidrómetro de vidrio de la densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo o productos del petróleo. Los valores serán medidos en un hidrómetro a temperaturas convenientes, las lecturas de densidad serán reducidas a 15° C y las lecturas de densidad relativa (gravedad específica), y gravedad API a 60 °F.

4.3.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO

La muestra es traída a una temperatura y transferida a una probeta aproximadamente a la misma temperatura el hidrómetro apropiado es hundido dentro de la muestra y dejado en reposo, después que el equilibrio de la temperatura se ha alcanzado la escala del hidrómetro se lee y la temperatura de la muestra es anotada.

4.3.3 EQUIPOS Y MATERIALES

Hidrómetros de vidrio graduados en unidades de densidad, gravedad específica o gravedad API de acuerdo a las especificaciones ASTM.

- Termómetros
- Probeta de vidrio claro, plástico o metal.

4.3.4 PROCEDIMIENTOS

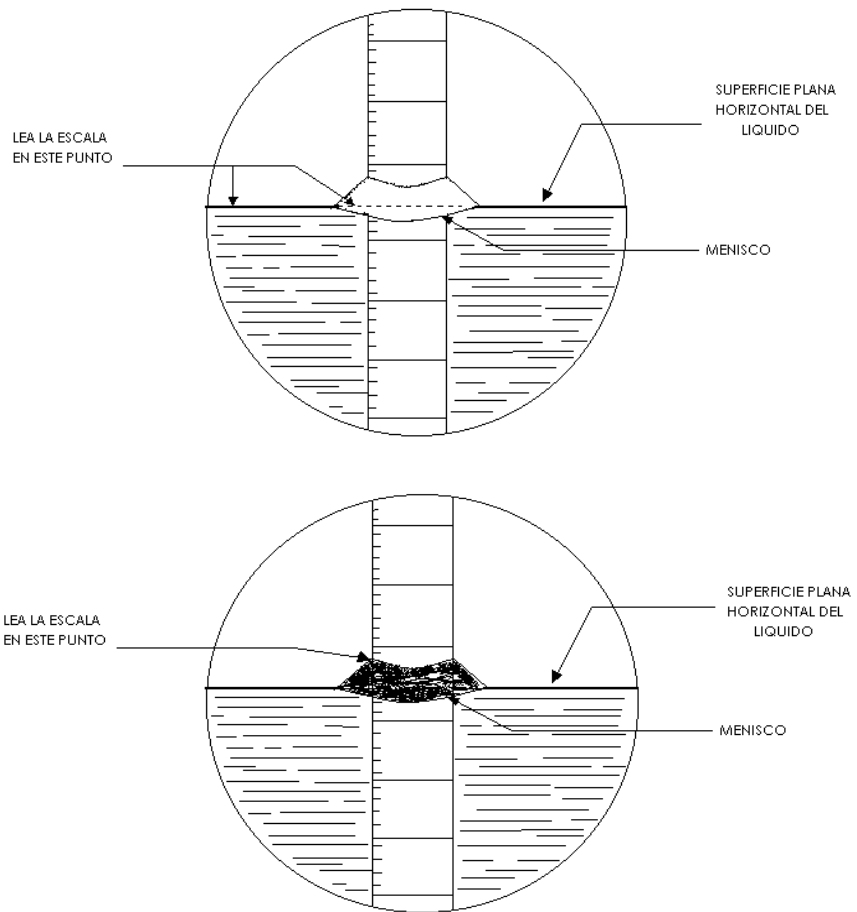
Transfiera la muestra a una probeta limpia y coloque despacio la muestra para eliminar la formación de burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de las muestras más volátiles.

Poner la probeta en una posición vertical en un lugar libre de corrientes de aire, asegúrese que la temperatura de la muestra no cambie durante la prueba. Hunda el hidrómetro dentro de la muestra, tenga cuidado de humedecer la columna que esta sobre el nivel en el cual el líquido va a ser inmerso, aplaste el hidrómetro aproximadamente dos divisiones de la escala dentro del líquido, esta parte deberá mantenerse seca ya que el líquido innecesario en el hidrómetro afectará la lectura obtenida.

Cuando el hidrómetro ha conseguido reposar y flotando libremente lejos de las paredes de la probeta proceda a la lectura en el punto en el cual la superficie principal del líquido corte la escala.

Con líquidos opacos tome la lectura observando con el ojo ligeramente sobre la superficie plana del líquido el punto de la escala del hidrómetro, en el cual la muestra se eleva. Esta lectura en la parte superior es conocido como menisco, inmediatamente después de haber observado la escala del hidrómetro remueva el termómetro manteniendo el bulbo que contiene mercurio totalmente inmerso dentro de la muestra. Anote la temperatura de la muestra.

GRÁFICO N° 23
LÍQUIDOS TRANSPARENTES

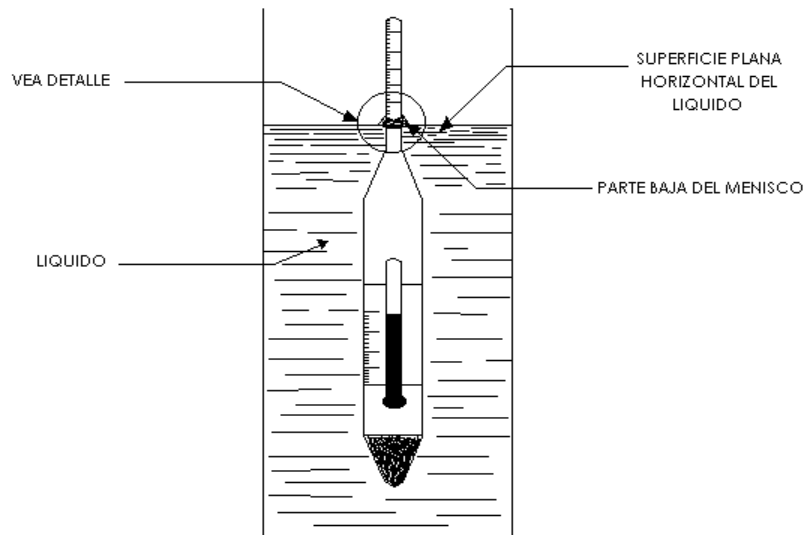


Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

GRÁFICO N° 24

LÍQUIDOS OSCUROS



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

4.3.5. CÁLCULOS Y RESULTADOS

Las lecturas anteriores deben ser corregidas a una temperatura estandarizada usando las tablas de medidas del petróleo, cuando el hidrómetro con escala de gravedad API ha sido usado, usar las tablas 5A o 5B para obtener la gravedad en grados API.

4.4 MÉTODO DE ENSAYO NORMALIZADO PARA DETERMINACIÓN DE SEDIMENTOS EN CRUDO Y FUEL OIL POR EXTRACCIÓN NORMA ASTM D – 473- 81.

4.4.1 ALCANCE:

Este ensayo cubre el método para la determinación de sedimentos en crudo y fuel oil por extracción con solventes.

4.4.2 SUMARIO DEL MÉTODO DE ENSAYO:

Una muestra representativa de crudo, contendía en un dedal de material refractario se extrae con tolueno hasta que el residuo alcance una masa constante. La masa del residuo calculada como porcentaje se reporta como “sedimentos por extracción”

4.4.3. EQUIPOS Y MATERIALES:

- Equipo de extracción.
- Matraz kitasato de 1L de capacidad.
- Condensador metálico en forma de espiral de aproximadamente 25 mm de diámetro y 50 mm de longitud.
- Dedal.
- Soporte de dedal.
- Copa de agua.
- Fuente de calor.

4.4.4. REACTIVOS:

Tolueno conforme a especificaciones ISO 5257, grado 2.

4.4.5. PROCEDIMIENTO.

Para pruebas de referencia se debe emplear un dedal nuevo. Para pruebas rutinarias el dedal puede ser reusado, antes de usar el dedal, este debe ser calentado al rojo vivo (preferentemente en un horno eléctrico) para remover la porción de combustible de los sedimentos acumulados.

Antes de usar un dedal nuevo frotar la superficie externa con una lija fina y remover todo el material flojo con un cepillo rígido. Dar al dedal una extracción preliminar con tolueno permitiendo que el solvente gotee por al menos una hora.

Posteriormente secar el dedal por una hora de 115 a 120 C, enfriar en un desecador sin material desecante, por una hora y pesar con una precisión de 0,1 mg. Repetir la extracción hasta que la masa del dedal después de dos extracciones sucesivas no difiera en más de 0.2 mg.

Colocar en el dedal aproximadamente 10g de muestra debidamente agitada y homogeneizada. El peso debe ser leído con dos cifras significativas (0,01 g).

Colocar el dedal en el aparato de extracción y extraer con tolueno caliente por 30 minutos después de que el tolueno que gotee del dedal sea incoloro.

Asegúrese que la velocidad de extracción sea tal que la superficie de la mezcla de crudo y tolueno no se eleve más de allá que dentro de 20 mm hacia el filo superior.

Una vez que la extracción finaliza secar el dedal por una hora a una temperatura de 115 a 120 C, enfriar en un desecador sin material desecante por una hora y pesar con un aproximación de 0.2 mg.

Repetir la extracción permitiendo que el solvente gotee del dedal por al menos 1 hora pero no más allá de 1 hora 15 minutos, secar, enfriar y pesar el dedal como se indica en el párrafo anterior. Repetir la extracción por periodos de 1 hora si es necesario hasta que las masas del dedal seco mas el sedimento después de 2 extracciones sucesivas no difieran en más de 0.2 mg.

4.4.6 CÁLCULOS Y RESULTADOS:

Calcular la masa de sedimento como un porcentaje de la muestra original, de la siguiente manera:

$$\%MASA = \frac{MS}{OMS} \times 100$$

En donde:

MS=masa del sedimento

OMS= masa de la muestra original

El reporte de los resultados es con al menos 0.01 % como el porcentaje de masa de

sedimentos por extracción. El reporte del resultado hará referencia al procedimiento del método empleado.

Nota: debido a los valores de agua y sedimentos comúnmente son reportados como porcentaje volumen, se puede calcular el volumen de los sedimentos como un porcentaje de la muestra original. El principal componente de los sedimentos probablemente será arena (dióxido de silicio el cual tiene una densidad relativa de 2.32) y una pequeña cantidad de otros materiales naturales (cuyas densidades relativas son inferiores a la de la arena), se usa arbitrariamente la densidad relativa de 2.0 para el sedimento resultante. Luego, para obtener el porcentaje en volumen de sedimento, multiplicar el porcentaje en masa por la densidad relativa del crudo a 15 C (usar 0.85 de densidad relativa del crudo si es que esta es desconocida) y dividir para 2.

$$\%VOLUMEN = \frac{MPS}{2.0} * \left(CPS \text{ o } 0.85 \text{ si es desconocida} \right)$$

En donde:

MPS=porcentaje de masa del sedimento.

CPS= densidad relativa del crudo.

CAPÍTULO V

CAPÍTULO V

5. EJEMPLO PRÁCTICO EN LA ESTACIÓN SACHA NORTE-01 DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN EMPLEANDO LOS QUÍMICOS DEMULSIFICANTE, ANTIPARAFÍNICO, ANTIESPUMANTE, Y DISPERSANTE DE SÓLIDOS.

5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha se encuentra ubicado en el cantón “Joya de los Sachas”, provincia Francisco de Orellana, a 50 km al sur de Lago Agrio.

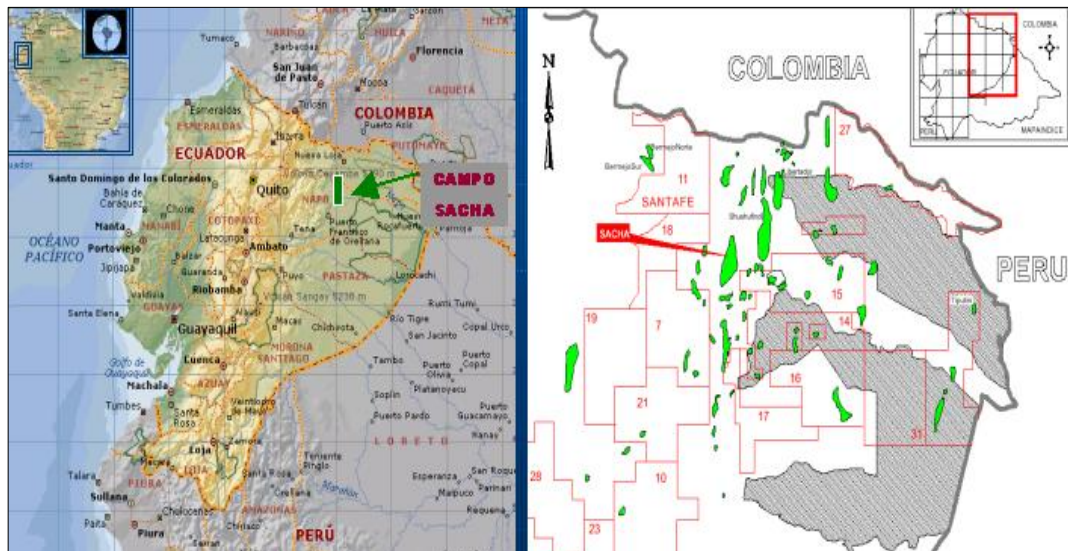
Está situado dentro de las coordenadas: 00° 11` 00" a 00° 24` 30" Latitud Sur, y 76° 49` 40" a 76° 54` 16" Longitud Oeste. Teniendo una extensión de alrededor de 124 km^2 . Está limitado el norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al sur por los campos Culebra-Yulebra; al este por los campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi-Aguarico; mientras que al oeste por los campos Pucuna, Praíso y Huachito.

Se encuentra formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur.

Tiene una ancho de 4 km al norte y alrededor de 7 km al centro y sur, una longitud aproximada de 33 km, cubre una superficie de aproximadamente 33 km^2 , aportando con un 27% a la producción petrolera nacional.

GRÁFICO N° 25

CAMPO SACHA



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

TABLA N° 2

QUÍMICOS, DEMULSIFICANTES ANTIPARAFÍNICOS, ANTIESPUMANTES Y DISPERSANTE DE SÓLIDOS EMPLEADOS.

QUÍMICOS	GALONES EMPLEADOS
Demulsificante	70,4
Antiparafínico	15
Antiespumante	5
Dispersante de sólidos	0

Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

La estación Sacha Norte 1 está ubicada en las siguientes coordenadas geográficas, latitud 0° 18' 26,533'' Sur y longitud 76° 51' 26,69756'' Oeste.

En esta estación, el demulsificante es inyectado en: en la línea del power oil denominado flujo motriz, en la línea de ingreso a los separadores de prueba y producción y en la cabeza de los pozos eléctricos productores.

El Antiparafínico es inyectado en la línea del power oil, en la línea de entrada a los separadores de producción.

El químico antiespumante se inyecta solamente en la línea de entrada a los separadores.

El Dispersante de sólidos por el momento no se está inyectando, y si hubiera la necesidad de inyectar se lo realiza en la línea de entrada a los separadores de producción y prueba.

La inyección de químico se realiza las 24 horas de día, el fluido de producción que consta de petróleo, agua y gas, son separados en la estación de producción y sigue en siguiente orden.

- Todo el fluido con químico entra primeramente a los separadores para liberar la mayor parte de gas.
- Luego entra a la bota, esta ayuda a liberar el remanente de gas.
- Luego el petróleo y el agua ingresan al tanque de lavado denominado también wash tank.

- Los tanques de lavado trabajan con un colchón generalmente de 8 pies de agua.
- Una vez que la producción ingresa al tanque de lavado, el petróleo es recolectado por la parte superior del tanque de lavado llamado descarga en donde el % de BSW debe ser menor al 1%. Del colchón de agua existe una línea que sirve para evacuar el agua de formación hacia el proceso de reinyección de agua.
- El petróleo tratado es decir con un BSW menor al 1% es almacenado en el tanque de surgencia denominado también Surge Tank.

TABLA N° 3

PERFILES DEL TANQUE DE LAVADO Y PORCENTAJE DE BSW

NIVELES	10 PIES	15 PIES	20 PIES	25 PIES	33 PIES(DESCARGA)	ACT
%BSW	68.7	30.3	23.5	16.3	0.2	0.2

ACT: % de BSW de bombeo al oleoducto a Lago Agrio.

Elaborado: Giovanny Hernández

Fuente: Petroproducción

5.2 EJEMPLO DE DESHIDRATACIÓN POR TANQUE DE LAVADO

Este sistema de producción de bajo volumen en tierra produce 4000bfpd de un crudo de gravedad media con un corte de agua de 40%. El demulsificante es inyectado en el múltiple de pozo después de que el fluido pasó la separación de gas. El fluido entonces pasa a través de un tanque de lavado vía un esparcidor del sistema. Los 10,000bbl de volumen del tanque de lavado son mantenidos con un nivel de agua de 12 pies para ayudar a la coalescencia de las gotas de agua tan pronto suba a la interface. El desborde de petróleo desde el tanque de lavado hacia el tanque de almacenamiento donde algo más de separación de agua ocurre. El crudo tratado es entonces bombeado hacia la exportación.

En este sistema de tratamiento, el tiempo de retención del petróleo en el tanque de lavado es de 12 horas. Por lo tanto, el demulsificante no tiene que ser rápido en acción y puede seguir actuando sobre un tiempo relativamente largo. La interface petróleo-agua no necesita estar libre de emulsión, pero el colchón de la interface desarrollado debe estabilizarse en un grosor aceptable.

La más importante característica es que el petróleo que está cerca del tope del tanque este seco (0.2% o menor de BSW) porque el tanque de lavado es el principal equipo de deshidratación en el sistema.

5.3 EJEMPLO DE DESHIDRATACIÓN POR SEPARADORES HORIZONTALES

Esta facilidad de producción costa afuera utiliza un simple separador de 3 fases (gas petróleo y agua). La gravedad del crudo es mediano- liviano y contiene 30% de agua. El demulsificante es inyectado en múltiple de pozo y el fluido entra al equipo horizontal, operado en 3 fases.

El tiempo de retención es extremadamente corto el average de él está cerca de los dos minutos. A pesar de esto, el BSW del sistema para la exportación del petróleo puede ser reducido a menos de 0.5%, usando tan poco como 2ppm de demulsificante.

El demulsificante en uso en este sistema debe dar rápida resolución de la emulsión.

También, la gran área de interface petróleo-agua en el equipo y la baja profundidad del fluido requieren que la interface deba ser mantenida lisa para prevenir que petróleo viaje

a través de la fase de agua. Si los sólidos están presentes en los fluidos producidos, el demulsificante debe efectivamente humedecerlo hacia el agua y prevenir sus acumulaciones la interface petróleo-agua. El agua separada debe ser o baja en contenido petróleo (menor a 50ppm) así que pueda ser lanzada directamente al mar o debe contener partículas de petróleo que pueden ser efectivamente removida por el equipo de manejo de petróleo-agua.

5.4 EJEMPLO DE DESHIDRATACIÓN ELÉCTRICA Y DESALADO

Una compañía petrolera produce un petróleo crudo de mediana gravedad conteniendo hasta 20% de agua con alta salinidad.

El sistema de producción consiste una inyección de demulsificante en el múltiple de pozos seguido por separación de gas de alta y de baja presión. Ambos separadores de gas pueden ser operados en tres fases. El crudo es entonces deshidratado en un deshidratador eléctrico donde el agua es removida (residual menor de 0.5%). 5% por volumen de agua de lavado es añadido inmediatamente corriente abajo del deshidratador. La corriente del crudo y el agua de lavado son íntimamente mezcladas en una válvula de mezclado y las aguas combinadas son removidas en la segunda etapa del desalador eléctrico. El crudo desalado contiene menos de 10ppm de sal (como cloruro de sodio) y menos de 0.2% de BSW. La dosis del demulsificante está cerca de 5ppm.

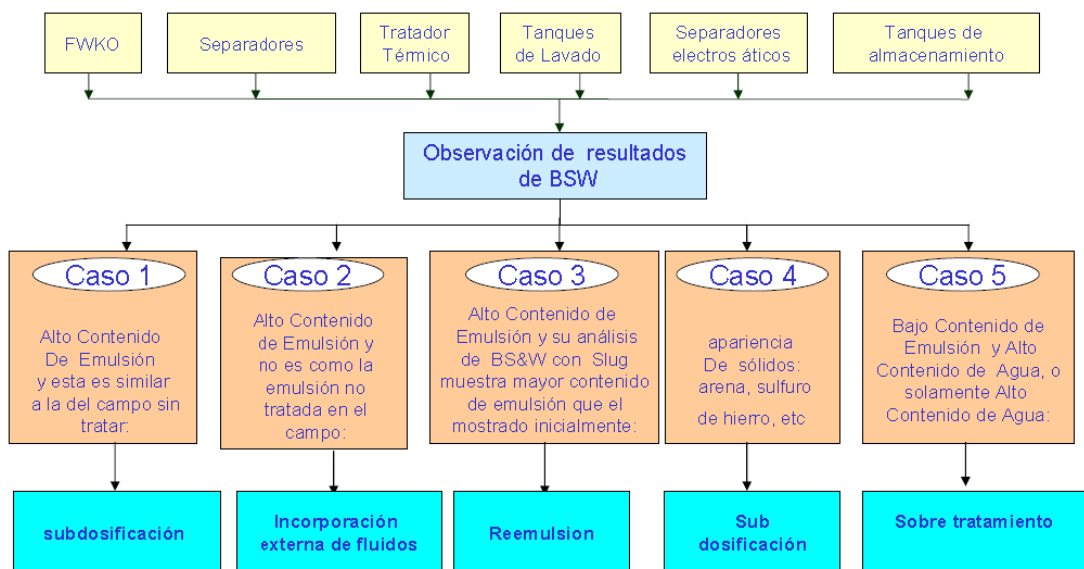
El demulsificante usado en el sistema dará algo de coalescencia de agua pero deberá dar una completa resolución de la emulsión. El campo electroestático de la unidad eléctrica dará excelente coalescencia de agua pero no puede tolerar crecimiento de la interface.

Esto puede conducir a un corto de los electrodos y una pérdida del efecto de precipitación electrostática. También, el campo electrostático tiende a desprender sólidos hacia la interface y así el demulsificante debe poder efectivamente humectar hacia el agua cualquier sólido presente.

El demulsificante es inyectado en un solo punto, en el múltiple, y debe ser capaz de resolver efectivamente la emulsión en la primera etapa de separación del deshidratador eléctrico y finalmente en etapa de desalación eléctrica.

CUADRO N° 2

PROCEDIMIENTO PARA RESOLVER SITUACIONES CON CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIÓN



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

5.5 ALTO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y ESTA ES SIMILAR A LA DEL CAMPO SIN TRATAR

5.5.1 ACCIONES

- Revisar Bombas de dosificación.
- Revisar Nivel Tanques dosificadores.
- Ajustar dosis de inyección.
- Realizar mantenimiento periódico de boquillas de inyección.
- Revisar lote de producto deshidratante.

5.6. ALTO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y NO ES COMO LA EMULSIÓN NO TRATADA DEL CAMPO:

5.6.1 ACCIONES CORRECTIVAS:

- Incrementar dosis de tratamiento.

5.6.2 ACCIONES PREVENTIVAS:

- Comunicación Unidad de Producción-Unidad de tratamiento, a fin de incrementar dosis en los casos de estimulaciones de pozos e incorporación de fosas.

5.7 ALTO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y SU ANÁLISIS DE BSW CON SLUG MUESTRA MAYOR CONTENIDO DE EMULSIÓN QUE EL MOSTRADO INICIALMENTE.

5.7.1 ACCIONES:

- Realizar prueba de botella a lote de producto desemulsionante para verificar que el producto reemulsiona y cambiar por lote en especificación.

5.8 APARICIÓN DE SÓLIDOS EN PRODUCCIÓN

5.8.1 CAUSAS:

- Incorporación de fosas.
- Incorporación de crudos recuperados envejecidos.
- Incorporación de producción por estimulación de pozos.

5.8.2 ACCIONES CORRECTIVAS:

- Incremento de dosis de tratamiento.

5.8.3. ACCIONES PREVENTIVAS:

- La incorporación de fosas, recuperación de crudos envejecidos y estimulación de pozos debe realizarse en forma dosificada, previa de producto deshidratante. A evaluaciones de botella y campo, a fin de conocer dosis optima.

5.9 BAJO CONTENIDO DE EMULSIÓN Y ALTO CORTE DE AGUA LIBRE

5.9.1 CAUSAS:

- Emulsión débil.
- Dosificación excesiva.

5.9.2 ACCIONES:

- Disminución de dosis de tratamiento.

CAPÍTULO VI

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Entre los métodos de deshidratación del petróleo tenemos: mecánicos, químico, eléctrico, y por deshidratación mixta, el tipo de método que se puede usar depende del tipo de petróleo además del tipo de emulsión que se produce.
- Los agentes demulsificantes permiten romper la emulsión para obtener crudo seco en periodos de tiempo relativamente cortos.
- Los Antiparafínicos mantienen las parafinas en dispersión de manera que no formen una capa sólida en las paredes internas.
- Los surfactantes que son moléculas orgánicas compuestas de un grupo soluble, pueden ser solubles en agua o solubles en aceite, tienen la capacidad de reducir la tensión superficial de un líquido.
- El método de deshidratación eléctrica utiliza deshidratadores electrostáticos que orientan las cargas eléctricas dentro de las gotas de agua emulsionada, causando su coalescencia.
- Para poder determinar la efectividad de los métodos de deshidratación del petróleo depende mucho de las características del crudo y sus dificultades para separar el agua de formación emulsionada, se seleccionan las diferentes opciones de tratamiento a temperatura ambiente y/o con aplicación de calor.

Normalmente la aplicación de calor se emplea en crudos pesados y extra pesados. Los crudos livianos y medianos son deshidratados a temperatura ambiente, al usar una combinación de dos o más métodos dan como resultado una mayor efectividad.

- La producción proveniente de los diferentes pozos se lleva a un múltiple de producción, en el cual circula la mezcla gas-crudo-agua que pasará posteriormente a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto, luego la emulsión pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado. La emulsión restante se lleva al sistema de tratamiento seleccionado para la aplicación de calor y/o corriente eléctrica, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento.
- El campo Sacha es considerado como un campo en desarrollo y ha sido de los mayores productores de petróleo desde su descubrimiento por el consorcio Texaco-Gulf. La estación Sacha Norte 1 es una estación equipada para cumplir un trabajo óptimo modernizado, cuenta con instalaciones en superficie como separadores de producción uno de ellos automatizado, separadores de prueba con instrumentación para el sistema SCADA, degasificadores, tanques de lavado, tanques de surgencia, medidores BSW, gabinete de comunicaciones, bombas de inyección, unidad de tratamiento de agua, etc. La función principal en esta estación es receptor y tratar el crudo producido por los diferentes pozos productores para luego ser enviado a la estación Sacha Central.

6.2. RECOMENDACIONES

- El agua presente en el crudo puede estar en forma libre o emulsionada con el petróleo crudo. El rompimiento de estas emulsiones puede llegar a ser un problema muy serio y su rompimiento costoso. La aplicación de la coalescencia electrostática combinada con la adición de químicos para resolver el problema de las emulsiones proveen la herramienta necesaria para obtener el crudo deshidratado y desalado, adecuados para el transporte y venta.
- Es posible aplicar uno o varios métodos de deshidratación. En general, se usa una combinación de éstos para lograr la separación efectiva de la emulsión.
- Al realizar las pruebas es necesario considerar que el demulsificante, es el indicado y el necesario, con el fin de facilitar la separación de las emulsiones.
- La adición del químico depende de la caída de temperatura, una aproximación sería, la adición de un tercio adicional de química por cada 20 °F de caída de temperatura entre 180°F y 120°F, dos tercios más de química por cada 20° de caída entre 120°F y 80°F y el doble más de química por cada 20° de caída por debajo 80 °F.
- Para poder determinar un método de deshidratación ya sea este químico, mecánico, o térmico, se debe tener en cuenta algunos factores como el grado API del crudo y el tipo de emulsión, para una mayor eficiencia se recomienda la utilización de dos o más métodos llamados también métodos mixtos, este tipo de métodos permiten ahorrar tiempo y facilitan la deshidratación del crudo.

BIBLIOGRAFÍA

1. ASPEC, Petróleo y Medioambiente, Quito Ecuador, Abril 1996.
2. ASTM, Manual of Petroleum Measurement Standards.
3. BAKER HUGHES, Fundamentos básicos sobre la deshidratación del crudo, 2008.
4. BAKER HUGHES, Manual Deshidratación del petróleo, 2007.
5. BENÍTEZ, Galo, Petroleros por siempre, Enero 2008.
6. BRANDT, Félix, Deshidratación del crudo principios y bases, Enero 2007.
7. BRANDT, Félix, Deshidratación del crudo sistemas y equipos, 2007.
8. GLOSARIO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURÍFERA, 2001.
9. GUTIÉRREZ, Jesús, Manual tratamiento químico del petróleo, Caracas Venezuela, 1993.
10. HERNÁNDEZ, Giovanni Xavier, Apuntes de industrialización segundo y tercer nivel en petróleos UTE 2006.
11. Schramm, Laurier, Petroleum Emulsions, 1992.
12. SINERGIA, Métodos para la deshidratación de hidrocarburos, Junio 2008.

PÁGINAS WEB

1. http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf
2. <http://www.scribd.com/doc/16751137/DESHIDRATACION-DE-CRUDOS>
3. <http://www.scribd.com/doc/24999051/Emulsiones-de-Agua-en-Petroleo-Crudo>

GLOSARIO

Agua libre.

Agua que existe como una fase separada.

Agua y sedimento.

Todo material que coexiste con el petróleo líquido sin ser parte del mismo; y que requiere ser medido, entre otras razones, por la contabilidad de las ventas. Este material foráneo puede incluir agua libre y sedimento y agua emulsificada o en suspensión y sedimento.

La cantidad de material en suspensión es determinada por el método de centrifugación u otros métodos de laboratorio aplicados a petróleo líquido.

Agua, fondo.

Agua acumulada en el fondo del hidrocarburo en tanques de almacenamiento.

Bifásico.

Estado de fluido que consiste en una mezcla de líquido con gas o sólidos. Es también mezcla de gas con partículas sólidas o con gotas de líquido.

Brida ciega (dispositivo de obstrucción).

Disco de metal que se instala en una tubería sostenido por bridas; se utiliza para evitar que haya flujo en dicha tubería.

Bulbo.

Elemento detector de temperatura en un dispositivo medidor de temperatura.

Calibración de tanque.

La calibración del fondo de un tanque puede ser: (a) La determinación del volumen del tanque debajo de la placa primaria, que es considerada como cero (0) en la tabla de medida del tanque o (b) la cantidad de líquido en un tanque debajo del punto de medición.

Calibración líquida de tanque.

Método de calibración de tanque mediante el cual la capacidad se determina llenándolo (o vaciándolo) con volúmenes de líquido determinados exactamente.

Capacidad.

Volumen de un recipiente o tanque llenado a un nivel específico.

Cavitación.

Formación y colapso de cavidades de vapor (burbujas) en un líquido, que ocurre por un repentino aumento o disminución de la presión. El colapso de las cavidades, causa grandes impulsos de presión en los alrededores de la cavidad. La cavitación puede ocurrir y causar daños mecánicos a superficies adyacentes en medidores, válvulas, bombas y líneas en lugares donde el flujo del líquido encuentra una restricción o cambio en la dirección.

Densidad.

La densidad de una cantidad de una sustancia homogénea es la relación de su masa con respecto a su volumen. La densidad varía de acuerdo con el cambio de temperatura y por eso se expresa generalmente como la masa por unidad de volumen a una temperatura específica.

Densidad absoluta.

La densidad de un sólido o líquido a una temperatura específica es la masa de la sustancia que ocupa una unidad de volumen a una temperatura específica. La densidad así definida se conoce algunas veces como Densidad verdadera o Densidad en vacío. Cuando se reporta la densidad, se deben especificar las unidades de masa, volumen y temperatura utilizadas para su determinación.

Densidad relativa.

Relación entre la masa de un volumen dado del líquido a 15 grados C (u otra temperatura estándar, como por ejemplo 60°F) y la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. Cuando se reportan resultados se debe especificar la temperatura de referencia estándar; por ejemplo, densidad relativa 15/15 grados C.

Desechos.

Petróleo, mezclas de petr.leo / agua / sedimento y emulsiones contenidas en tanques de desechos o tanques de carga asignados. La mezcla es el resultado de achique o limpieza de tanques o de lastre sucio en proceso de separación.

Deshidratación.

La deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo.

Demulsificante.

Agente químico que rompe las emulsiones.

Emulsión.

Unión de dos sustancias miscibles aceite/agua que no se separa fácilmente.

Desalador.

Equipo que trata al petróleo antes de entrar al proceso y mediante el cual se remueve la sal que contiene.

Flujo laminar.

Flujo que tiene un número de Reynolds inferior a 4000. (V.ase Numero Reynolds, Flujo laminar y turbulento). Corriente de flujo uniforme en la cual no ocurren cruces de partículas de flujo entre las líneas de corrientes adyacentes. La transición de flujo laminar uniforme a flujo turbulento generalmente ocurre cuando el numero de Reynolds se incrementa de 2300 a 4000 o más.

Flujo turbulento.

En el flujo turbulento, existen patrones de flujo con remolinos aleatorios que se superponen al flujo general en una dirección determinada. La transición de flujo laminar

uniforme a flujo turbulento generalmente ocurre cuando el número de Reynolds se incrementa de aproximadamente 2300 a 4000 o más.

Número de Reynolds.

Relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas por viscosidad, medida de la turbulencia. Parámetro que correlaciona el perfil actual del flujo con el perfil de flujo totalmente desarrollado bajo condiciones de flujo estable de un fluido newtoniano, homogéneo.

ANEXOS

ANEXO N° 1

Tabla de dosificación para la prueba de botellas

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE BOTELLAS

La tabla abajo da a conocer el volumen de soluciones de demulsificante con diferentes % de actividad a ser añadidos a 100ml de muestra para dar las dosificaciones en ppm como es indicado en la columna a la izquierda.

Dosificación de pruebas de botellas

Dosificación	1%	2%	10%	100%
ppm	ml	ml	ml	µl
5	0.05	0.025	0.005	0.5
10	0.1	0.05	0.01	1
20	0.2	0.1	0.02	2
30	0.3	0.15	0.03	3
40	0.4	0.2	0.04	4
50	0.5	0.25	0.05	5
60	0.6	0.3	0.06	6
70	0.7	0.35	0.07	7
80	0.8	0.4	0.08	8
90	0.9	0.45	0.09	9
100	1	0.5	0.1	10
150	1.5	0.75	0.15	1.5
200	2	1	0.2	20
300	3	1.5	0.3	30
400	4	2	0.4	40
500	5	2.5	0.5	50
1000	10	5	1	100

Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

Es aconsejable usar la solución concentrada entre 0.1- 0.5ml para ser añadido en los tubos /botellas. p.e.

- 5 - 50 ppm usando soluciones al 1 %
- 20 - 100 ppm usando soluciones al 2 %
- 100 - 500 ppm usando soluciones al 10 %

ANEXO N° 2

Preparación de la muestra de crudo

PREPARACIÓN DE LA
MUESTRA DE CRUDO



VERIFICACIÓN DE
LAS BOTELLAS



LLENADO DE LAS BOTELLAS DE 100 CC



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

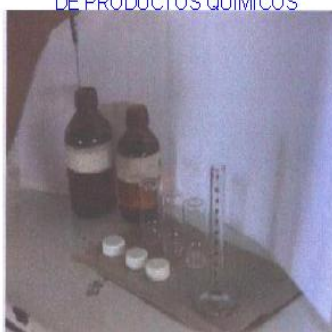
ANEXO N° 3

Preparación de los productos a evaluar en la prueba

BASES DE
PRODUCTOS QUÍMICOS



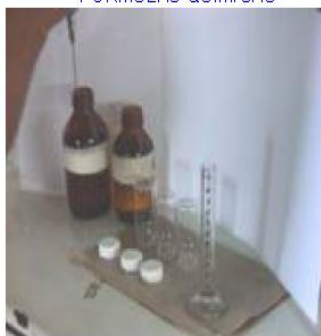
PREPARACIÓN DE MEZCLAS
DE PRODUCTOS QUÍMICOS



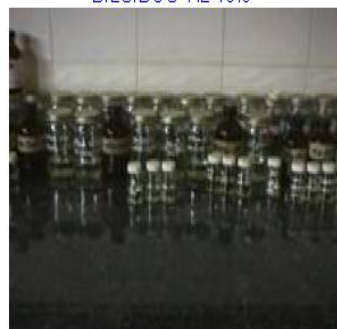
PRODUCTOS QUÍMICOS MEZCLA
AL 10% DE ACTIVOS



MEZCLA DE PRODUCTOS
FORMULAS QUÍMICAS



PRODUCTOS
DILUIDOS AL 10%



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

ANEXO N° 4

Dosificación de los productos a evaluar en la prueba

DOSIFICADORES
Y PUNTILLAS



PRODUCTOS QUÍMICOS
PARA EVALUAR



MUESTRAS DE CRUDO
A EVALUAR



DOSIFICACIÓN DE LOS PRODUCTOS A DIFERENTES PPM



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

ANEXO N° 5

Simulación de agitación del crudo

COLOCACIÓN EN EL AGITADOR



AGITACIÓN G.P.M.



BAJAR MUESTRA DEL AGITADOR



LECTURA COALESCENCIA,
INTERFASE Y CALIDAD DEL AGUA.



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

ANEXO N° 6

Simulación calentamiento y reposo del crudo

MUESTRAS EN BAÑO DE MARIA A LA TEMPERATURA
DE L SISTEMA A LA ENTRADA DE TANQUE



MUESTRAS EN REPOSO



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

ANEXO N° 7

Análisis de las muestras Thief

THIEF A DIFERENTES NIVELES



MUESTRA COLOCANDOLA EN LA CENTRIFUGA



MUESTRA DESPUES DE CENTRIFUGACIÓN



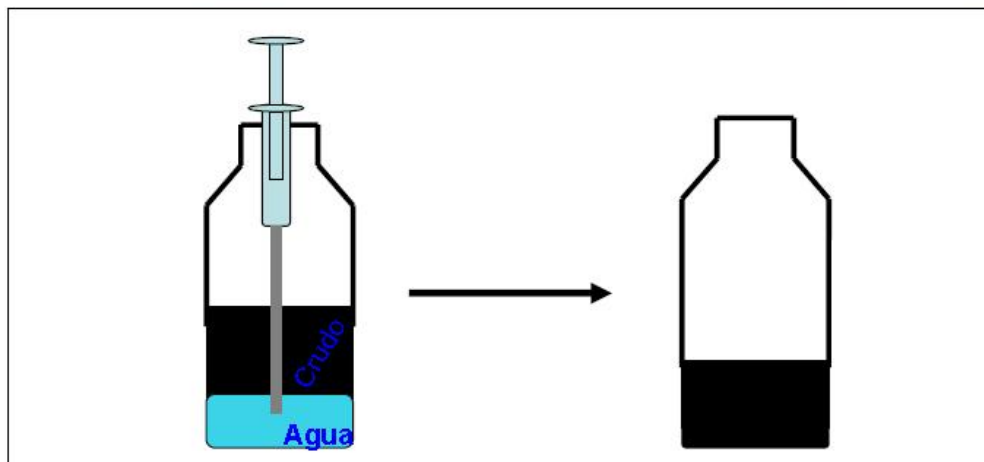
Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

ANEXO N° 8

Análisis de las muestras compuestas

1. EXTRACCIÓN DE AGUA DE LA MESTRA



2. ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS

PROBETA CON
SOLVENTA AL 50%



COLOCAR 10 MINUTOS
EN CENTRÍFUGA



PROBETA CON 50% SOLVENTE
Y 50% CRUDO



MUESTRAS CENTRIFUGADAS
SIN Y CON PRODUCTO SLUG.



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

ANEXO N° 9

Análisis de las muestras compuestas

Equipos de laboratorio



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

Determinación de agua y sedimentos por Destilación



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción

Determinación de agua y sedimentos por Centrifugación



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción



Elaborado: Giovanni Hernández

Fuente: Petroproducción