



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PROCESO PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE
DESHIDRATACIÓN DE ACEITE DEL COMPLEJO CANTARELL”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

MARTÍNEZ BAZÁN JOSÉ LUIS

ING. ULISES NERI FLORES
DIRECTOR



MÉXICO, D.F.

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios principalmente por haberme permitido concluir mis estudios, por haberme cuidado durante toda la trayectoria de vida que llevo hasta el día de hoy, por haberme brindado todo lo necesario para lograr concluir mi carrera y por haber permitido que mis padres estuvieran durante toda la trayectoria como estudiante a mi lado, por la salud que me has prestado, por la perseverancia que me has inyectado, por haberme prestado la vida que es tan bella y única, por la fuerza física y mental, por todo **GRACIAS DIOSITO**.

Agradezco a mi Padres, Miguel Martínez Bustamante y Susana Bazán Gutiérrez por haberme ayudado tanto, brindándome siempre su apoyo en todo los sentidos, por siempre haberme impulsado y cuidado a estudiar y por haberme enseñado los mejores valores para lograr ser un buen estudiante y también una buena persona, les agradezco por que sigan estando a mi lado y les agradezco por haber brindado esta carrera que estoy concluyendo, gracias por haberme soportado y a pesar de todo siempre estar a mi lado, por sus sabios consejos que me brindaron, por haberme brindado un modelo a seguir para lograr ser una buena persona, por cuidarme y sepan que jamás lo hubiera logrado sin ustedes padres, los adoro a los dos son mi vida y mi inspiración para todo, **MUCHAS GRACIAS**.

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme permitido obtener estos estudios como ingeniero petrolero y por brindarme todos los recursos y medios para que esto pudiera ser realidad, me permitió vivir miles de experiencias estudiantiles y personales durante el tiempo en el que permanecí como estudiante y es por eso que por mi raza hablara el espíritu.

Agradezco a mis hermanos Carlos y Miguel por siempre haberme apoyado a lo largo de mis estudios y por haberme impulsado a concluir mis estudios profesionales, por haber estado ahí cuando más los necesite y gracias a los dos por haberme soportado siempre y reír llorar y salir adelante juntos, siempre podrán contar conmigo en todo momento ya que me han brindado tantas alegrías y risas que este lazo de sangre nadie en este mundo lo podrá romper.

Agradezco muchísimo al Maestro en ingeniería Francisco Sánchez Arredondo que en paz descanse, el enorme apoyo que me brindo para lograr realizar esta tesis, debido a que me impulsó a realizar este trabajo mediante la enseñanza de su experiencia profesional que nunca olvidaré, gracias por haber sido mi profesor de licenciatura y por haberme brindado tantos consejos durante la realización de este trabajo, además de haberme compartido su experiencia como ingeniero y ese gran humor que lo distinguía ante cualquier ingeniero, me alegro mucho

mis días que compartí con usted, gracias por haberse tomado todo ese tiempo para prepararme profesionalmente y en donde quiera que este le agradezco infinitamente Panchito.

Gracias a mis abuelitos Genaro y Paula por haberme guiado durante toda mi vida mediante buenos valores y principios que jamás olvidaré ya que son la base de mi persona y que me hacen comprender tantas cosas en este mundo, gracias por haberme cuidado y procurado desde pequeño porque sin ustedes nunca lo hubiera logrado.

Agradezco a mi tío Pepe por siempre haberme apoyado en moralmente y haberme brindado su ayuda siempre, por ser un amigo además de mi tío, por ser un ejemplo a seguir y por siempre haberme regalado sus consejos que siempre fueron tan valiosos lo admiro y quiero mucho tío.

Gracias a mi mejores amigos Fabián y Alfredo (Chapo) por siempre haber estado a mi lado y haberme apoyado en los momentos más difíciles de mi vida, por haberme impulsado adelante y aconsejado tan sabiamente en momentos cruciales de mi vida, por haberme brindado tan estupenda amistad que jamás podré reemplazar, porque ustedes son mis hermanos que escogí y eso jamás se cambiara, gracias por haberme impulsado y apoyado siempre en la escuela por haber hecho tan buen equipo conmigo y por haberme compartido momentos únicos conmigo que nunca olvidaré.

Gracias a Ana Karzina por compartir un noviazgo tan lindo en el final de esta etapa de mi vida, por haberme regalado tantas alegrías y sonrisas que nunca olvidaré, por impulsarme a ser mejor día a día y que siempre me haya impulsado a superarme académicamente, por hacerme ver tantos errores que tengo y ayudarme a cambiarlos, apoyarme a superarme, por brindarme un apoyo moral en momentos difíciles de mi vida que nunca olvidaré, por todo esto y más gracias paki.

Gracias a mi director de tesis en ingeniero Ulises Neri Flores por haberme apoyado con este trabajo y mi preparación profesional, por siempre haberme enseñado tantas cosas, por haberme brindado su apoyo tiempo y dedicación en la revisión de este trabajo, por haberme apoyado con mi servicio social y haberme impartido dos valiosas materias durante mi carrera, por haber sido un modelo profesional a seguir ya que lo admiro y respeto mucho y lo considero un Ingeniero singular y admirable, gracias.

Y finalmente agradezco a todos mis amigos que han fortalecido de alguna manera a que lograré concluir mi carrera, gracias al Raper, Yugin, Isaí, Frank, Dianita, Christian, Everardo, Juanito, Carlos, Chino, Olga, Teresita, Viridiana, Gerardo Lazo, Lalo, Isabel, Mario, Fanis, Juan Pablo, Maguix, Nages, Jacqueline, Eliel, Mellin muchas gracias por haber compartido momentos tan valiosos junto a mí.

INDICE

Índice de Figura	IV
Índice de Tablas	VII
Índice de Gráficas.....	VIII
Introducción	1
Resumen.....	3
Objetivo	5
CAPÍTULO 1 Generalidades de la Deshidratación de Aceite.....	6
1.1 Reservas de hidrocarburos de México.....	7
1.2 Importancia de la deshidratación de Aceite	13
1.3 Daños que genera el agua y sal	15
1.4 Causas que generan la producción de agua en los pozos.....	17
1.5 Propiedades físico-químicas del aceite de México.....	19
1.6 Clasificación de los hidrocarburos de México	24
1.7 Calidad de los Hidrocarburos	26
1.8 Producción de petróleo.....	31
1.9 Proceso de los hidrocarburos.....	34
CAPÍTULO 2 Emulsiones.....	38
2.1 Introducción	39
2.2 Emulsión	40
2.3 Formación de emulsiones y agentes emulsionantes.....	43
2.4 Propiedades de las emulsiones	46
2.5 Prevención de emulsiones	51
2.6 Mecanismos de ruptura	53

2.6.1	Velocidad de asentamiento	53
2.6.2	Drenaje de película	55
2.6.3	Coalescencia	57
2.7	Aplicación del mapa de formulación a la deshidratación	59
2.7.1	Pruebas de botella	61
2.7.2	Medición de la estabilidad	64
2.7.3	Cinética de adsorción de los surfactantes deshidratantes	66
2.7.4	Sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos.....	67
2.8	Desestabilización de emulsiones	69
CAPÍTULO 3	Metodologías y Equipos Utilizados en la Deshidratación de Aceite.....	71
3.1	Introducción	72
3.2	Deshidratación de aceite.....	74
3.3	Problemas de la deshidratación	76
3.3.1	Medición de Agua Residual	77
3.4	Metodologías de tratamiento	78
3.4.1	Tratamiento Químico.....	78
3.4.2	Tratamiento Gravitacional	86
3.4.3	Tratamiento Térmico	92
3.4.4	Tratamiento Electrostático	104
3.5	Equipos utilizados en la deshidratación de crudos	111
3.5.1	Separadores gas-líquido.....	112
3.5.2	Separadores gravitacionales.	113
3.5.3	Calentadores.....	115
3.5.4	Coalescedores electroestáticos.....	118
3.6	Tratamiento de la arena producida	121
3.7	Desalación del aceite	125

CAPÍTULO 4	Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite	130
4.1	Datos generales de la propuesta	131
4.1.1	Objetivo	131
4.1.2	Introducción	131
4.2	Cantarell	133
4.2.1	Antecedentes.....	133
4.2.2	Descripción del campo.....	133
4.2.3	Descripción geológica	141
4.2.4	Modelo estructural.	143
4.2.5	Modelo sedimentario.	146
4.2.6	Evaluación petrofísica.	150
4.2.7	Descripción Del Yacimiento.....	154
4.2.8	Reservas	157
4.3	Análisis de producción actual de Cantarell	160
4.4	Metodología genérica de selección de alternativas de deshidratación de aceite	164
4.4.1	Recopilación de la información.	165
4.4.2	Clasificación de equipos.....	170
4.4.3	Generación de alternativas de deshidratación	172
4.4.4	Alternativa óptima de deshidratación	176
4.5	Alternativa óptima de deshidratación caso: Cantarell	194
	Conclusiones Y Recomendaciones.....	204
	Conclusiones	205
	Recomendaciones	208
	Bibliografía.....	210

Índice de Figura

Figura 1-1 Analizador convencional de sal contenida en el crudo.	22
Figura 1-2 Diferencias cualitativas de los crudos.	25
Figura 1-3 Proceso general de tratamiento de los hidrocarburos	31
Figura 1-4 Proceso del agua de desecho, producto de la deshidratación del aceite y producción de agua.....	32
Figura 2-1 Fotomicrografías de las emulsiones	41
Figura 2-2 Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo.....	44
Figura 2-3 Fotomicrografía de una emulsión agua-aceite w/o	45
Figura 2-4 Factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión.	49
Figura 2-5 (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada.	56
Figura 2-6 (a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película. (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial.....	57
Figura 2-7 Procedimiento para la realización de la prueba de botella.....	63
Figura 2-8 Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad- formulación.	63
Figura 3-1 Representación de una FKW	87
Figura 3-2 Tanque depurador o Gun Barrel	90
Figura 3-3 Desgasificador (Hertz, 1987).	91
Figura 3-4 Instalación del desgasificador	91
Figura 3-5 Calentador Vertical.....	98
Figura 3-6 Calentador horizontal.....	99
Figura 3-7 Representación de la onda de corriente alterna y efecto del campo eléctrico sobre la gota de agua al aplicar corriente alterna.....	106

Figura 3-8 Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual.	108
Figura 3-9 Esquema del proceso de electrocoalescencia.	110
Figura 3-10 Múltiple de producción de una estación de flujo	111
Figura 3-11 Representación esquemática una estación de flujo para deshidratar el crudo.	112
Figura 3-12 Tren de separación (separadores de alta presión, baja y de prueba).....	113
Figura 3-13 Separador vertical FKW	114
Figura 3-14 Calentador horizontal.	115
Figura 3-15 Deshidratador electrostático.....	118
Figura 3-16 Accesorios para remover depósitos de arena.	122
Figura 3-17 Tratador vertical.	124
Figura 3-18 Sistema convencional de deshidratación y desalado de crudo.	127
Figura 4-1 Localización de Cantarell	135
Figura 4-2 La región marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo	136
Figura 4-3 Importancia del Complejo Cantarell	139
Figura 4-4 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste	141
Figura 4-5 Orientación de las principales estructuras.	145
Figura 4-6 Sección estructural esquemática, de la imbricación Akal-Sihil.....	145
Figura 4-7 Tectónica distensiva con depósito de sedimentos del Jurásico Superior Kimmeridgiano.....	147
Figura 4-8 Ambientes depositacionales, Play Cretácico.	149
Figura 4-9 Ambientes depositacionales, Play Eoceno-Paleoceno, Calcarenitas.	150
Figura 4-10 Registro tipo tomado del pozo Cantarell-1065D, plataforma Akal BN.	153
Figura 4-11 núcleo 1 C-4 Cretácico Superior del pozo Cantarell-1065D	154
Figura 4-12 Comportamiento de presión-producción Campo Akal.	156
Figura 4-13 Proceso de Selección de Alternativas para la Deshidratación de aceite... 164	
Figura 4-14 Fases del proceso de selección de alternativas de deshidratación	165
Figura 4-15 Etapas del proceso de selección de alternativas de deshidratación de aceite	173

Figura 4-16 Proceso de generación de alternativas de equipos posibles de deshidratación en base a la información recopilada.....	174
Figura 4-17 Generación de alternativas de deshidratación	175
Figura 4-18 Sistema elemental para la generación de indicadores económicos.....	185
Figura 4-19 Diagrama de tornado.....	187
Figura 4-20 Diagrama de burbuja de alternativas de deshidratación.	192
Figura 4-21 Bloques del Campo Akal.	197

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.....	8
Tabla 1.2 Clasificación de reservas de acuerdo a su probabilidad de producción	9
Tabla 1.3 Reservas de hidrocarburos de la Republica Mexicana al 2011.	11
Tabla 1.4 Reservas de hidrocarburos del complejo Cantarell del 2011.	12
Tabla 1.5 Comparación de clasificaciones de hidrocarburos de acuerdo a sus °API y densidad	20
Tabla 1.6 Clasificación de hidrocarburos de acuerdo a sus °API y % de azufre.	24
Tabla 1.7 Normas de calidad para gas húmedo amargo.....	26
Tabla 1.8 Normas de calidad para el gas húmedo dulce	26
Tabla 1.9 Normas de calidad del gas seco de PEP a ductos de gas.	27
Tabla 1.10 Normas de calidad del condensado amargo.....	27
Tabla 1.11 Normas de calidad del condensado dulce.	28
Tabla 1.12 Normas de calidad de los distintos tipos de aceite en México.	28
Tabla 1.13Especificaciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por buquetanque.	29
Tabla 3.1 Principales químicos desmulsificadores pueden ser caracterizados como se muestra a continuación.	80
Tabla 4.1 Comparación de las producciones de aceite crudo de todas las regiones de México al 1 Enero 2012.....	140
Tabla 4.2 Columna geológica del proyecto Cantarell.	142
Tabla 4.3 Eventos tectónico-sedimentarios.....	146
Tabla 4.4 Resumen de pruebas de presión producción.....	157
Tabla 4.5 Producción del Activo Integral Cantarell en mayo del 2011.....	161
Tabla 4.6 Producción de sectores del campo Akal.	162
Tabla 4.7Clasificación de equipos de deshidratación de aceite utilizados actualmente	172
Tabla 4.8 Esquema fundamental de flujo de efectivo.	180
Tabla 4.9 Recopilación de información del campo Cantarell.....	196
Tabla 4.10 Histórico de Producción de aceite del Campo Akal.....	198
Tabla 4.11 Histórico de Producción de agua del campo Akal ¹⁷	198

Índice de Gráficas

Grafica 2-1 Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.	55
Grafica 2-2 Utilización del mapa de formulación WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O: (1) Deshidratación, (2) Desalación, (3) Producción de emulsiones O/W estables.....	61
Grafica 2-3 Fracción de volumen coalescido o clarificado en función del tiempo.....	65
Grafica 2-4 Variación de la estabilidad de la emulsión W/O en función de la concentración del deshidratante para la coalescencia de 2/3 del volumen fijado Vz. ..	65
Grafica 3-1 Temperatura-Viscosidad	95
Grafica 3-2 Densidad vs temperatura	95
Grafica 3-3 Porcentaje de pérdida de la densidad y volumen debido al incremento de la temperatura	103
Grafica 3-4 Perdidas volumen vs densidad	103
Grafica 3-5 Perfil intensidad de corriente-voltaje en función del tiempo durante la deshidratación electrostática de una emulsión agua aceite	108
Grafica 4-1 Histórico de producción de Cantarell al 2006	137
Grafica 4-2 Histórico de producción de Cantarell al 2007.	137
Grafica 4-3 Importancia del porcentaje de aceite aportado por Cantarell a la producción total de México.	138
Grafica 4-4 Producción acumulada en México.....	138
Grafica 4-5 Producción acumulada de Cantarell.	139
Grafica 4-6 Relación de producción agua aceite del campo Akal.	161
Grafica 4-7 Distribuciones discretas.	189
Grafica 4-8 Distribuciones continuas.	189
Grafica 4-9 Curva de distribución de frecuencias sesgada positivamente.	190
Grafica 4-10 Producción del Campo Akal durante 2011 y 2012.	199

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo propone un proceso de selección de alternativas y recomendaciones para la deshidratación de aceite debido a la gran importancia que representa este proceso dentro de la industria petrolera. El trabajo explica los tratamientos posibles de deshidratación describiendo cada uno de ellos así como los equipos disponibles y algunas de sus metodologías, el proceso de selección descrito toma en cuenta todos y cada uno de estos tratamientos de deshidratación que en conjunto con información adicional de suma importancia para su buen desarrollo se considera también el estudio de emulsiones, pruebas de laboratorio, aspectos económicos entre otros más. Este trabajo toma como ejemplo el aceite producido en el complejo Cantarell, para garantizar el transporte de los mismos, específicamente para su proceso, entrega y comercialización del petróleo; analizando la importancia y necesidad que representa esta etapa de producción de los mismos, realizando un enfoque principal a este campo, debido a que ha tenido, tiene y seguirá teniendo un gran impacto como campo productor de hidrocarburos en nuestro país; y que es un campo que actualmente presenta grandes problemas de invasión de agua en su producción entre otros campos mas que también presenta este problema pero a diferencia Cantarell se eligió debido a que actualmente es uno de los campos petroleros más importante de México como productor de hidrocarburos, con una producción aproximadamente de 450 000 barriles de aceite diariamente, lo cual significa un volumen importante en la producción diaria de aceite, así mismo cuenta con una producción de gas de aproximadamente de 1074 millones de ft³ diarios.

Desafortunadamente esta producción va declinando día a día, debido a que, ya es considerado como un campo en etapa madura. Esto conlleva a enfrentar varios retos y problemas para poder continuar produciendo altos volúmenes de hidrocarburos como hasta el día de hoy, para fines de este trabajo, se ve enfocado al corte de agua, o dicho de otra manera, la alta producción de agua asociada a su producción. Este problema se ha presentado en este campo desde el año 1995 aproximadamente, ya sea por

diferentes razones, que se explicarán a lo largo de este trabajo, lo relevante es que es un problema que debemos enfrentar en este campo y en todos, ya que siempre se presentara en todos los yacimientos tarde o temprano.

Esta problemática se estudiará y analizará con el fin de proponer el proceso de selección de alternativas posibles para enfrentar este problema de manera eficiente, óptima y rentable.

Se describe que la invasión de agua a los pozos no es el mayor problema, si no que el verdadero reto es lograr romper las emulsiones agua-aceite que se producen a lo largo de la producción de los hidrocarburos, analizando los diferentes motivos de la generación de emulsiones de agua-aceite y algunas de sus particularidades.

La principal razón del estudio de este proceso de deshidratación de aceite, es debido como en todos los casos, a razones y circunstancias económicas, ya que las demandas y normas de calidad a seguir en el proceso y comercialización de nuestros hidrocarburos, son altamente estrictos y regulados en diferentes puntos de custodia de los hidrocarburos. Es sumamente importante tener en consideración lo anteriormente debido a que la comercialización del crudo siempre estará regulado en normas de calidad sumamente estrictas, estas normas se analizaran para lograr tenerlas consideradas en el diseño del sistema de deshidratación de aceite necesario y óptimo para Cantarell.

RESUMEN

El presente trabajo está conformado de cuatro capítulos, los cuales comprenden distintos temas fundamentales para el entendimiento del proceso de deshidratación de aceite. Para entender la problemática que se presenta, en el primer capítulo se analizarán precisamente las generalidades del proceso de deshidratación, comenzando con una investigación de cómo se encuentran las reservas de hidrocarburos del país, las causas de la producción del agua en nuestros yacimientos, las propiedades del aceite que se presentan en el complejo Cantarell, los volúmenes producidos y los procesos a los que es sometido para su comercialización.

En el segundo capítulo se estudian las emulsiones, sus propiedades, las causas de generación de las mismas, tema que es importante estudiar, para así lograr realizar un análisis correcto y proponer un buen sistema de deshidratación. También se menciona como se pueden prevenir la generación de emulsiones a lo largo de la vida productiva de un yacimiento, los mecanismos de ruptura de la emulsiones hasta su desestabilización.

El capítulo número tres nos describe las metodologías y equipos actualmente utilizados en los procesos de la deshidratación de los hidrocarburos, se describen cuales son las técnicas y pruebas utilizadas para el diseño de la deshidratación de aceite, asimismo, describe los equipos utilizados. Analiza la importancia de la utilización y combinación de diferentes métodos y equipos de deshidratación, describe las nuevas tecnologías utilizadas para este proceso, buscando de esta manera proponer un método que garantice la calidad del aceite para su comercialización y entrega.

En el capítulo cuatro se analiza la situación actual del complejo Cantarell, partiendo de un estudio inicial del campo para así poder analizar el comportamiento de la producción del agua a lo largo del tiempo, hasta llegar al análisis de producción actual

y así lograr realizar el análisis necesario para lograr obtener una nueva alternativa de deshidratación de aceite en el campo.

Por último se realizarán las conclusiones y proposiciones necesarias para el cierre de este trabajo.

Objetivo

OBJETIVO

El objetivo de esta tesis es brindar un nuevo proceso de selección de alternativas y recomendaciones sobre el tema de deshidratación de aceite, asimismo, presentar las metodologías, mecanismos y equipos utilizados, con el fin de mostrar la importancia de la buena aplicación de este proceso en el aceite de Cantarell. Todo esto para lograr realizar recomendaciones y propuestas que logren visualizar una nueva alternativa para la deshidratación del aceite. Tomando muy en cuenta la aplicación del tratamiento térmico dentro de este proceso debido a que no siempre es considerado en procesos de deshidratación de aceite y que representa un tratamiento de gran importancia y ayuda en las alternativas que nuestro proceso proponga.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DE LA DESHIDRATACIÓN DE ACEITE

1.1 Reservas de hidrocarburos de México

El petróleo es la mayor fuente de energía en el mundo y es un factor clave en el continuo desarrollo del mismo. Es esencial para la planificación futura que los gobiernos y las industrias tengan un estimado de las cantidades de petróleo disponible para producción y cantidades que se espera estén disponibles dentro de un tiempo, a través de desarrollo adicional de los yacimientos, avances tecnológicos o exploración. Para lograr tal cuantificación, es necesario que la industria adopte una nomenclatura consistente para estimar las cantidades actuales y futuras del petróleo que se espera sea recuperado de acumulaciones. Tales cantidades son definidas como reservas, y su cuantificación es de considerable importancia para gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria energética internacional.

México como país petrolero, debe realizar un estudio, investigación y registro de sus reservas de hidrocarburo, las reservas se definen como aquellos volúmenes de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

Los recursos petroleros son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables. La muestra la clasificación de recursos e incluye naturalmente, a las reservas.

Volumen original de hidrocarburos total					
Volumen original de hidrocarburos no descubierto		Volumen original de hidrocarburos descubierto			
		No económico		Económico	
Recursos Prospectivos	Estimación baja	Recursos Contingentes	Estimación baja	Probada	Producción
	Estimación central		Estimación central	Probada + Probable	
	Estimación Alta		Estimación Alta	Probada + Probable + Posible	
No Recuperable		No Recuperable		RESERVAS	

Tabla 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos¹

De la Tabla 1.1 , el volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos. En la Tabla 1.2 se presenta la clasificación de reservas de hidrocarburos de acuerdo a su índice de probabilidad.

Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables. Es así que las reservas se clasifican de la siguiente manera:

Las reservas probadas, o reservas 1P, se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería. La probabilidad que considera para este tipo de reservas.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con

¹ PEMEX Exploración y Producción. *Las Reservas de Hidrocarburo en México*. 2011.

² Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum

costos moderados de inversión; y las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros. Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos:

1) Las reservas probables 2P

2) las reservas posibles 3P

Las reservas 2P se constituyen por aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas 2P, por tanto, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

Las reservas 3P, en cambio, se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Consiguientemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

1P (Reserva Probada) 90% de probabilidad o mayor de ser producidas
2P (Reserva Probable) 50% de probabilidad o mayor de ser producidas
3P (Reserva Posible) 10% de probabilidad o mayor de ser producidas

Tabla 1.2 Clasificación de reservas de acuerdo a su probabilidad de producción²

² Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers. Petroleum Resources Management System. 2009.

A continuación se presentan las reservas de hidrocarburos de México de acuerdo a su clasificación y región, tanto de aceite y gas, para así lograr tener conocimiento de los recursos petroleros con los que cuenta nuestro país:

Generalidades de la Deshidratación de Aceite

CATEGORIA	VOLUMEN ORIGINAL		RESERVA HIDROCARBUROS			RESERVA DE GAS			
	Crudo (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	PCE (mmbpce)	Crudo (mmb)	Condensado (mmb)	Líquidos de planta (mmb)	Gas Seco (mmbpce)	Gas Natural (mmmpc)	Gas seco (mmmpc)
Probada	163,443.5	191,803.2	13,992.1	10,419.6	256.5	1,015.2	2,300.8	16,814.6	11,966.1
Probable	78,476.8	41,149.2	14,236.6	10,020.5	70.9	1,210.9	2,934.3	20,694.3	15,261.0
2P	241,920.3	232,952.4	28,228.7	20,440.1	327.4	2,226.1	5,235.0	37,508.9	27,227.1
Posible	62,537.6	47,735.9	14,846.0	10,057.2	89.8	1,337.1	3,361.9	23,727.2	17,485.1
3P (Totales)	304,457.9	280,688.3	43,074.7	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	61,236.0	44,712.2

Tabla 1.3 Reservas de hidrocarburos de la Republica Mexicana al 2011³.

La Tabla 1.3 muestra los valores de volúmenes de hidrocarburos actuales de México, para fines de este trabajo es de suma importancia, debido a que estos volúmenes también se reflejan, posibles volúmenes de agua a producir a un futuro próximo o a largo plazo debido a que como se ha mencionado es algo inevitable.

Este el volumen de agua se puede aproximar de acuerdo a los cortes de agua (RGA) y el volumen que se tenga con el yacimiento así que esta es la importancia que se tiene que este documento contenga esta información, además que nos muestra el panorama con el que cuenta México

³Secretaría de Energía. Reservas de hidrocarburos. 2011.

Para la extracción de petróleo y así lograr determinar el valor de los proyectos a largo plazo en base a las reservas con las que se cuentan actualmente.

Para fines de este documento a continuación se presenta las reservas con las que cuenta el complejo Cantarell, para así, lograr brindar una idea general de la importancia que aun tiene este complejo en nuestro país, y que es de suma importancia considerar para los proyectos próximos, ya que el volumen que representan es considerable

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2011, fue de 1,397.2 miles de barriles de aceite y 1,583.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Como en años anteriores el campo Akal del complejo Cantarell se mantiene, como el más importante del país. En 2010, Akal tuvo una producción diaria de 369.6 mil barriles de aceite y 1,191.4 millones de pies cúbicos de gas natural, todo esto como resultado de las actividades orientadas a aumentar el factor de recuperación del proyecto Cantarell y dentro de las cuales destacan la perforación, reparación y terminación de pozos y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento. De acuerdo a la Tabla 1.4 las reservas que fueron presentadas para el activo Cantarell para el 2011 fueron significativas en la producción anual de hidrocarburos.

Reserva del activo	Aceite MMB			Gas natural MMMPC	
	Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No Asociado
1P	2177.9	45.3	0.0	1630.6	14.4
2P	3369.1	74.7	0.0	2050.8	15.8
3P	4768.1	74.7	0.0	2559.0	57.8

Tabla 1.4 Reservas de hidrocarburos del complejo Cantarell del 2011.⁴

⁴ Secretaria de Energía. Reservas de hidrocarburos. 2011.

1.2 *Importancia de la deshidratación de Aceite*

La necesidad de la deshidratación de aceite en México es un tema de suma importancia en la actualidad, debido a que se enfrenta a un gran problema de altos contenidos de agua en la producción diaria de petróleo, la cual se pronostica seguirá aumentando en los próximos años.

El conocer de manera amplia y detallada sobre la deshidratación de aceite, nos permite tener una mejor visión y definición de lo que sería un proceso ideal para la deshidratación de aceite de manera eficiente y económica, que permitiría separar el aceite del agua de la mejor manera posible para así, lograr cumplir con los lineamientos de calidad de aceite.

Requieren cumplir ciertos lineamientos y normas de calidad de hidrocarburos para ser enviado a puntos de venta y de refinación. La finalidad de este documento es realizar una investigación sobre la deshidratación de aceite, con el objetivo de analizar cada una de las partes fundamentales de estas y así lograr proponer una recomendación para la buena deshidratación de aceite abarcando todo el proceso completo.

El papel que toma en la actualidad la deshidratación de aceite, es de suma importancia debido a que la mayoría de los campos productores (si no es que todos) actualmente están obteniendo gastos de producción que en su mayoría contienen altos cortes de agua en esta producción, presentándose de dos maneras, como agua libre y como agua emulsificada.

El aceite producido con frecuencia llega al manifold o recolector de producción mezclado con agua de la formación. Si no es removida, esta agua ocasiona varios y costosos problemas al productor, el transportista y el refinador tales como:

- El crudo puede contener hasta un 5% máximo de agua para que se pueda comercializar y no ser rechazado
- Genera pérdidas económicas por transportar un elemento que no es deseable y redituable (agua).

- Genera problemas y gastos con los equipos de bombeo y compresión.
- Incrementa la relación de corrosión en los ductos, tanques y equipo de proceso, la cual resulta en demoras y gastos de reposición.
- Afecta la correcta medición de los hidrocarburos incrementando la incertidumbre en la misma.
- Acarrea sales minerales disueltas que incrementan más la corrosión y pueden causar que se ensucien o taponen los equipos debido a los depósitos.
- El agua lleva sales y sedimentos que provocan abrasión, entre otros.
- Ocupa capacidad de almacenaje y embarque valiosa cuando el agua contenida es significativa.
- Obstaculiza o hace peligrosos ciertos procesos de reparación.
- Genera inconvenientes y penalizaciones en los puntos de venta y entrega, debido a la falta de cumplimiento de la calidad de los hidrocarburos.
- Genera ambientes de trabajo de baja seguridad industrial debido al daño causado en los equipos.
- Genera cierre de pozos debido a su alto corte de agua y provoca flujos de efectivo negativos y por lo tanto pérdidas económicas en los proyectos.

1.3 Daños que genera el agua y sal

Para fines de procesos de producción, transporte y comercialización de hidrocarburos, siempre se presentan tres daños sumamente importantes generados por el agua y la sal:

Corrosión.

Esta reacción que se genera en los metales (ductos, tuberías, equipos, entre otros.) se debe de cuidar mucho mientras la producción de los hidrocarburos, ya que mientras más se acerque el desalado de los crudos al 100%, será menor la proliferación de ácido clorhídrico (HCl) en la destilación. El HCl es muy corrosivo. Los cloruros de fierro formados producen corrosión adicional, cuando algunos ácidos orgánicos y el ácido sulfhídrico (H₂S) están presentes en el aceite, bajo condiciones reductoras. Los cloruros de fierro reaccionan con el (H₂S) produciendo HCl; de donde se concluye que estos cloruros, al tener una doble acción, deben reducirse a su mínima concentración posible.

Abrasión.

Mientras mayor cantidad de sólidos sean separados del aceite, será menor la acción erosiva en los puntos de máxima velocidad y turbulencia, tales como tuberías de alimentación de crudo, accesorios con desviación de flujo (válvulas, codos, entre otros.), cambiadora de calor y bombas.

Taponamiento.

Cuando se efectúa una eficiente limpieza del crudo, se depositan menores cantidades de sales y otros sólidos, así como hidrocarburos pesados (parafinas y asfaltenos) en los cambiadores de calor y en el equipo de destilación. En ocasiones la acumulación de parafina obstruye totalmente el área de flujo.

La depositación de sólidos, tanto en la eficiencia en la transmisión de calor, en la capacidad de fraccionado del crudo y su gasto disminuye; hasta el punto donde se

requieren frecuentes limpiezas del equipo, aumentando con ello los costos de tratamiento, operación y mantenimiento.

Un punto sumamente importante es la complejidad que se presenta día con día en el tratamiento de las emulsiones, debido al creciente empleo de métodos de recuperación secundaria, que ocasionan cambios notables en las características de las emulsiones por el efecto de los productos químicos utilizados, así como los problemas derivados de la inyección de agua para desplazamiento del crudo.

1.4 Causas que generan la producción de agua en los pozos

Existen diversas razones y motivos por las que se genera la producción de agua en los pozos, sin importar si se presente de manera temprana o en una etapa madura de explotación, eso dependerá de las estrategias de explotación aplicadas a los yacimientos que se estén produciendo y a características propias del yacimiento, pero debemos recordar que dicha producción de agua será inevitable y que debemos de estar preparados para su deshidratación, la principales causas que generan la invasión de agua en los pozos son:

- Producción de agua debido a causas naturales del yacimiento, debido a la alta saturación de agua inicial, un acuífero activo, conificación del agua o alta permeabilidad relativa del agua.
- Producción de agua debido a causas en el pozo, mal diseño de la terminación en los pozos (profundidad no óptima de los disparos en el intervalo productor, es decir, que tan cerca del contacto agua-aceite se dispare), geometría del pozo, el fracturamiento hidráulico o los tratamientos matriciales con ácido en las barreras naturales de baja permeabilidad.
- Producción de agua debido a decisiones mal tomadas en el desarrollo de los campos, altos gastos de producción (sobre explotación), mal diseño en los gastos óptimos de producción.
- Producción de agua debido a cambios en la mojabilidad, se presenta cuando se realizan malos diseños en estimulaciones y los químicos inyectados alteran la propiedades del sistema roca-fluido (movilidad, permeabilidades)
- Producción de agua debido a procesos de recuperación secundaria (inyección de agua), Mal diseño del sistema de recuperación y por consecuencia se puede producir el agua del mismo proceso de recuperación, problema que genera altos gastos y problemas por los altos volúmenes de agua producida.

- Producción de agua sistemas de recuperación mejorada, debido al mal diseño en la inyección de químicos se pueden llegar a generar emulsiones dentro del yacimiento provocando producción simultánea y prematura de ambos fluidos (agua-aceite).

1.5 *Propiedades físico-químicas del aceite de México*

El petróleo crudo naturalmente tiene características físicas notorias, entre las cuales se pueden citar las siguientes:

Color.

En los hidrocarburos líquidos en cuanto mayor es el peso molecular, el petróleo es más oscuro. Los colores que presenta varían de amarillo a pardo rojizos o verdosos y de pardo a castaño oscuro.

Olor.

Depende de los componentes químicos que predominen en el petróleo crudo, por ejemplo:

- Olor a gasolina, indica abundancia de componentes ligeros.
- Olor agradable, señala mayor cantidad de aromáticos.
- Olor fuerte a azufre, indica contenido de azufre.

Densidad

Para la industria petrolera se optó por manejar internacionalmente los grados API; en el sistema métrico decimal, la densidad absoluta es la relación entre la masa y el volumen que ocupa cierta cantidad de materia (m/v); el peso específico es la relación entre cuerpos de igual volumen y de cualquier sustancia con pesos diferentes en iguales condiciones de presión y temperatura.

Grados API

La gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades (ver la formula abajo). Sin

embargo siempre al número se le coloca la denominación grado API. La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro. Existen una gran variedad de estos instrumentos La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que se emplea para obtener la gravedad API:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Ge} - 131.5$$

De acuerdo a los grados API con los que cuente el aceite que se extraiga, en algunos países se ha generado algunas clasificaciones de acuerdo a la localización en donde se esté extrayendo y se puede visualizar en la Tabla 1.5:

País	°API	Tipo	Densidad (g/cc)
MEXICO	21-22	MAYA	0.927868 a 0.921852
MEXICO	32-33	ISTMO	0.865443 a 0.860182
ARABIA SAUDITA	34	ÁRABE LIGERO	0.854985
REINO UNIDO	36	BRENT	0.844776
MEXICO	38-39	OLMECA	0.834808
MEXICO	44-53	PAPALOAPAN	0.806267 a 0.766937

Tabla 1.5 Comparación de clasificaciones de hidrocarburos de acuerdo a sus °API y densidad⁵

Volumen

La relación de volumen del aceite es una propiedad de suma importancia ya que el petróleo crudo puede presentar diferentes volúmenes. El volumen calculado a condiciones de yacimiento es distinto a aquel calculado a condiciones de superficie. Esta diferencia se debe a la cantidad de gas disuelto que contiene, el tipo de yacimiento que se maneja, y también la presión y la temperatura del crudo. Conforme hay variaciones de temperatura y presión existen cambios en las propiedades fisicoquímicas del crudo. Se debe de tener una muy buena información de esta relación ya que es una propiedad fundamental para el cálculo de volúmenes originales de aceite y al mismo tiempo para cálculo de reservas.

⁵ Quijada Rueda Mariel. Santamaría Garnica Antonio. Deshidratación de crudos pesados con tratadores electrostáticos a alta presión y temperatura. UNAM México DF. 2008

Viscosidad

La viscosidad es la propiedad que controla la capacidad de un fluido para fluir (escurrir). A mayor viscosidad, menor fluidez. La viscosidad de los hidrocarburos varía de acuerdo a su densidad. La viscosidad se mide en poises, siendo la unidad de viscosidad, la de una sustancia contenida en un recipiente con sección de 1 cm^2 , que sometida a 1 dina, se mueve hacia delante con una velocidad de 1 cm/seg . Como se notará, un poise es una cantidad impráctica para medir la capacidad de fluir de los fluidos en un medio poroso, por esta razón, en la industria petrolera se adoptó como medida los centipoises (cp).

La viscosidad depende de:

- La composición; los aceites más pesados presentan mayor viscosidad.
- La temperatura; a mayor temperatura menor viscosidad.
- El contenido de gas disuelto; el gas incrementa el volumen y por tanto disminuye la densidad, por consiguiente la viscosidad disminuye también.

Es importante conocer esta propiedad ya que de ella dependerá el movimiento del petróleo, en los sistemas de producción. Un crudo muy viscoso es más difícil hacerlo mover por los ductos que un crudo que es poco viscoso; esto impacta en gasto de proceso y por eso se debe de definir bien para así lograr contar con el equipo necesario y adecuado para transportarlo, para un crudo menos viscoso se necesitan menos requerimientos de bombeo para moverlo de un punto a otro. La viscosidad se ve afectada por la temperatura, ya que puede hacer que el crudo cuando existe una baja temperatura, éste mismo no se desplace y sea necesario añadir calor al sistema para hacerlo fluir, o bien que se requiera mayor capacidad de las bombas.

Valor calorífico

Propiedad de suma importancia, desde el punto de vista de valoración de la calidad de los hidrocarburos; éste, se mide en calorías o BTU's (British Thermal Units) por volumen de aceite. Hay que recordar que 1 caloría es la cantidad de calor que necesita 1 g-m de agua para aumentar de 1 grado centígrado de temperatura. Un BTU es la

cantidad de calor que requiere 1 lb-m de agua para aumentar 1 grado Fahrenheit su temperatura.

Los aceites ligeros son más ricos en hidrógeno y tienen un poder calorífico más alto. Es importante señalar que en los aceites dependiendo sus grados API se puede definir también su poder calorífico, es decir; que a mayor ° API del aceite mayor valor calorífico.

Libras de sal por millar de barril (LMB)

La sal que existe en el crudo se mide en el laboratorio con un analizador de sal en el crudo, el cual cuenta con dos electrodos, los cuales se insertan en un recipiente especial que contiene una muestra del crudo por analizar, a medida que el crudo tenga mayor cantidad de sal, se reflejará en la conductividad de las cargas que viajan por el crudo, mientras más sales tenga el crudo, será más conductivo. Esto se utiliza como principio para medir la cantidad de sal en el crudo, ya que se calibra para que el aparato al medir la conductividad del mismo al aplicar una corriente, de cómo resultado la cantidad de sal que el crudo contiene, las unidades del mismo son libras de sal por cada mil barriles (LMB).

En muchos laboratorios se toma la muestra de crudo proveniente de las muestras de aceite y se analiza el contenido de sal en el crudo al insertar unos electrodos en la muestra de crudo tal como se muestra en la Figura 1-1.



Figura 1-1 Analizador convencional de sal contenida en el crudo.

Punto de escurrimiento

Es la temperatura a la cual comienza a fluir el petróleo. Es importante saber a qué temperatura se empezará a mover el crudo, dado que los sistemas de producción pueden tener variaciones de temperatura y si se presentan temperaturas bajas el petróleo no podrá fluir con facilidad.

Punto de inflamación

Es la temperatura a la cual se encienden los vapores del petróleo. Este punto es un dato importante para establecer las medidas de seguridad en el manejo de hidrocarburos.

Porcentaje de agua y sedimentos básicos. (W & BS, por sus siglas en inglés)

En las líneas de conducción y equipo de procesamiento es necesario determinar la cantidad de agua que viaja con el crudo, para lo cual se muestrea en muchos puntos. Tales muestras se llevan al laboratorio para separar los fluidos no miscibles (el agua y el aceite), por medio de una centrifugadora; la cual separa el agua y los sedimentos del aceite crudo. Una vez centrifugado los fluidos (agua y aceite), quedan separados; en la parte del agua se ve la cantidad de sedimentos existentes, se mide el volumen y se calculan los porcentajes de cada uno en la mezcla.

Es importante conocer los porcentajes de agua y sedimentos a través de todo el sistema de producción ya que así se puede tener un monitoreo general de cómo va quedando en calidad el crudo para su exportación y envío a refinación; con esto se sabe si es necesario enviar el crudo a algún proceso de deshidratación o etapa de separación, para eliminar un mayor porcentaje de agua y sedimentos básicos, que sea aceptable y esté de acuerdo con los contratos de compraventa que maneja Petróleos Mexicanos Internacional.

1.6 Clasificación de los hidrocarburos de México

El petróleo crudo, es decir, tal como se presenta en la naturaleza, excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural en las plantas de extracción de licuables. El petróleo crudo producido se considera pesado o ligero.

En la Tabla 1.6 muestra la clasificación de los principales aceites producidos en México, esto con el objetivo de generar una idea global de sus principales variables que los describen, en este caso los grados API y el porcentaje de azufre contenido permisible dentro de cada uno de ellos al momento de su entrega o venta. Cabe mencionar que estos valores en algunos casos pueden variar de acuerdo al autor pero en el caso de este trabajo fueron basados en valores convencionales de entrega de aceite en México.

CLASIFICACION	°API	% AZUFRE EN PESO
Extrapesado	< 10	6.0
Pesado	< 27	3.0
Ligero	> 27	3.3
Súper ligero	> 39	0.8
Itsmo	32-33	1.3
Maya	21-22	3.3
Olmeca	38-39	0.8
Altamira	15- 16	5.5

Tabla 1.6 Clasificación de hidrocarburos de acuerdo a sus °API y % de azufre.

La industria petrolera clasifica el petróleo crudo según su lugar de origen y también relacionándolo con su densidad API; los refinados también los clasifican como “dulce”, que significa que contiene relativamente poco azufre, o “amargo”, que contiene mayores cantidades de azufre y, por tanto, se necesitarán más operaciones de refinamiento para cumplir las especificaciones actuales de los productos refinados.

La clasificación de los hidrocarburos en México se basa principalmente al aceite Maya, Itsmo y olmeca, pero se anexan algunas mas clasificaciones adicionales para brindar

una idea más de cuales son algunos de los aceites que México maneja dentro de su producción de aceite.

Los crudos tienen propiedades intrínsecas diferentes. Tradicionalmente se considerados indicadores para determinar las calidades relativas: los grados API y el contenido de azufre. Al ser procesado bajo un mismo esquema de refinación, el primer indicador tiene una relación con el tipo y cantidad de productos que se obtienen, mientras que el segundos e vincula con la calidad del os productos como se muestra en la Figura 1-2.

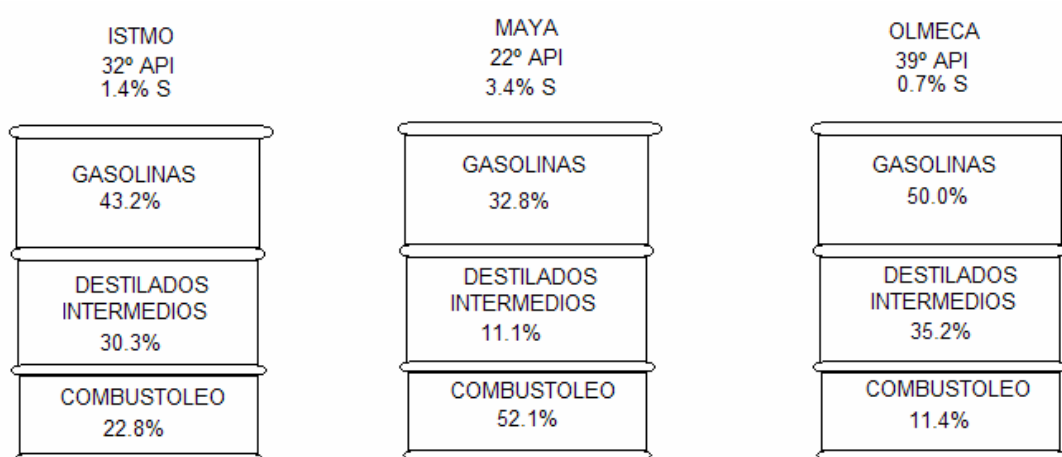


Figura 1-2 Diferencias cualitativas de los crudos.

En la Figura 1-2 se representan algunas de sus derivaciones de cada una de las clasificaciones de los hidrocarburos que se manejan en México, y se puede observar sus calidad de cada uno de ellos que se encuentra directamente relaciona a los grados API con los que cuenta cada uno de los hidrocarburos, y que su refinación de cada uno de ellos será más fácil con respecto a la ligereza del aceite.

Se debe mencionar que la calidad de cada uno de los aceite que México maneja para su entrega y venta deben de cumplir con cierto requerimiento s de calidad, que son sumamente importantes cumplirlos debido a dos factores que serán detallados a continuación en el siguiente punto.

1.7 Calidad de los Hidrocarburos

La calidad de los hidrocarburos tiene una gran importancia en muchos puntos de la producción de petróleo debido a los estrictos estándares de calidad a los que son sometido en puntos de custodia, entrega o venta. En estos puntos los hidrocarburos son regulados y contralados mediante ciertos requerimientos técnicos del contenido de los mismos. Principalmente la cantidad de ciertos componente son lo que se regulan y los que se limitan a estar contenidos dentro de los hidrocarburos, esto es debido a que estas sustancias son consideradas como contaminantes por el alto índice de daño y problemas que generan dentro de instalaciones, equipos y procesos a los que son sometidos los hidrocarburos. Los principales contaminantes que contiene el aceite son contenidos de agua, azufre, sedimentos, sales, estos son principales contaminantes. A continuación se presenta en las siguientes tablas se muestran los estándares que se deben de cumplir para la entrega de los hidrocarburos, considerando todos los hidrocarburos en y haciendo un enfoque principal en el aceite para fines de estudio de este trabajo.

Gas húmedo amargo.

Indicador	% Volumen Permissible	Estándares o normas
Acido Sulfhídrico (H ₂ S)	2.8	ASTM-D4468/89
Nitrógeno (N ₂)	2.0	ASTM-D1945
Oxigeno (O ₂)	0.5	ASTM-D1945
CO ₂	3.2	ASTM-D1945
Material solido	Libre	----
Temperatura °C	45	----

Tabla 1.7 Normas de calidad para gas húmedo amargo

Gas húmedo dulce.

Indicador	ppm Volumen Permissible	Estándares o normas
Acido Sulfhídrico (H ₂ S)	4	ASMT-D4084/88
CO ₂	2500	ASTM-1945/81

Tabla 1.8 Normas de calidad para el gas húmedo dulce

Gas seco de PEP a ductos de gas.

Indicador	Permisible	Estándares o normas
Poder Calorífico(Kcal/m ³)	8460	ASTM D-1826
licuables propano +(lts/m ³)	0.059	ASTM D-1945
Nitrógeno + Bióxido de carbono (% vol.)	3	ASTM D-1945
Ácido Sulfhídrico (ppm)	8.0	ASTM D-4468
Azufre total (ppm)	200	ASTM D-4468
Humedad (mg/m ³)	112	ASTM D-1142
Temperatura (K)	323	----
Oxígeno (% vol.)	0.5	ASTM D-1945
Microbiológicos	libre	----
Líquidos	Libre de agua y aceite	----
Material solido	Libre de polvos ,gomas y sólidos	----

Tabla 1.9 Normas de calidad del gas seco de PEP a ductos de gas.

Algunos datos de tabla anterior están de acuerdo con la NOM-001-SCRE-1997 publicada en febrero de 1997. Las unidades han sido puestas de acuerdo a la NOM-001-SCRE-1997.

Condensado amargo.

CARACTERISTICAS	Permisibles	Estándares o normas
Color Saybolt (mínimo)	+ 8	ASTM D– 156-87
Contenido de agua (% vol.)	0.2	ASTM – 4176-88
Apariencia	Clara y sin solido en suspensión	ASTM – 4176-88
H ₂ S (% mol)	5.3	ASTM – 1945-81
CO ₂ (% mol)	1.7	ASTM – 1945-81

Tabla 1.10 Normas de calidad del condensado amargo.

Condensado dulce.

CARACTERISTICAS	Permisibles	Estándares o normas
Color Saybolt (mínimo)	+ 8	ASTM D- 156-87
Contenido de agua (% vol.)	0.2	ASTM - 4176-88
Apariencia	Clara y sin solido en suspensión	ASTM- 4176-88

Tabla 1.11 Normas de calidad del condensado dulce.

ACEITE

Por último se presenta las normas de calidad con las que deben de cumplir los aceites Maya, Itzmo y Olmeca en México, normas que se deben de tener muy en cuenta debido a que la metodología de selección de alternativas de deshidratación de aceite presentada en este trabajo considera en todo momento su buena aplicación y consideración dentro de un proceso de deshidratación.

CARACTERISTICAS	Aceite Maya	Aceite Itzmo	Aceite Olmeca
° API	21-22	32-33	38-39
Viscosidad (ssu 100°F)	320	60	38
Agua y sedimentos (% vol.)	0.5	0.5	0.5
Azufre (% peso)	3.4	3.4	0.73 – 0.95
Presión de Vapor Reíd (lb/ pg ²)	6.0	6.0	6.2
Puntos de escurrimiento (°F)	-25	-25	-55
Sal (lb/100 bls)	50	50	50

Tabla 1.12 Normas de calidad de los distintos tipos de aceite en México.

Los análisis típicos antes indicados no significan que el vendedor asume responsabilidad alguna, ni que asegura u otorga ningún tipo de garantías expresas o tácitas con respecto a la comerciabilidad, idoneidad o adaptabilidad del os tipos de Petróleo Crudo antes señalado referente a cualquier propósito o uso en particular que le dé el Comprador.

Especificaciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por buquetanque.

CARACTERISTICAS	Aceite Maya	Aceite Itsmo	Aceite Olmeca
° API	21-22	32-33	38-39
Viscosidad (ssu 100°F)	320	60	38
Agua y sedimentos (% vol.)	0.5	0.5	0.5
Azufre (% peso)	3.4	1.8	0.95
Presión de Vapor Reíd (lb/ pg ²)	6.0	6.0	6.2
Puntos de escurrimiento (°F)	-25	-35	-55
Sal (lb/100 bls)	50	50	50

Tabla 1.13 Especificaciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por buquetanque.

La Calidad de hidrocarburos hace referencia a la medición del nivel de porcentaje de contaminantes contenidos en el hidrocarburo producido, en otras palabras que tan puro es el hidrocarburo.

Este estudio de calidad es de suma importancia debido a que puede generar importantes problemas en los puntos de custodia, entrega o venta, debido a que los contratos especifican estrictamente cada uno de los puntos de calidad que se deben de cumplir y si no se llegasen a cumplir se podrían presentar problemas tales como:

- Baja en el precio del hidrocarburo que se esté entregando al comprador (Precio Castigado).
- Rechazo de la producción debido a la falta de calidad.
- Daños a los equipos de producción debido a los contaminantes contenidos.
- Incremento de incertidumbre en la medición de hidrocarburos.
- Daños en equipos de refinación debido a la alteración de sus procesos.

Estos son algunos de los principales problemas que se pueden presentar debido a la falta de cumplimiento en los estándares de calidad de los hidrocarburos.

Debido a esta razón se realizan diferentes pruebas a los diferentes tipos de hidrocarburos, en distintos puntos, generalmente de custodia, entrega y venta, esto

con el objetivo de cumplir los requerimientos de calidad. Estas pruebas se presentan a continuación en la siguiente tabla:

Prueba	Unidades	Estándares o normas
Densidad ¹	°API	API ASTM D- 287
Densidad relativa ¹ 20° /4 °C	Adimensional	ASTM D-1298
Agua y sedimentos ²	% vol.	ASTM D-4007
Agua por destilación ¹	% vol.	ASTM D-4006
Sedimentos por extracción ³	% vol.	ASTM D-473
Salinidad ¹	Lb/ MIb	ASTM D-323069
Viscosidad ¹ a 37.8°C	SSU cst	ASTM D-88
Azufre por rayos X ²	% en peso	ASTM D-4294
Presión de vapor reid ²	Lb/pg ²	ASTM D-323
Metales ⁴ (Ni,V)	ppm	ASTM D- 5863
Acidez ⁴	mgKOH/gr	ASTM D- 974

Donde:

1 Método para facturación diaria

2 Métodos de referencia.

3 Método para facturación semanal

4 Método de referencia, incluido durante

1.8 Producción de petróleo

Dentro de la industria petrolera es de suma importancia, lograr diseñar los esquemas de procesos de los hidrocarburos, es importante plantear las etapas de producción por las que deberá pasar el aceite, gas y condensados, desde el nivel del pozo, hasta el punto de entrega, ya sea para proceso o su venta. Es necesario entonces presentar una idea generalizada de lo que a gran escala, se puede representar un proceso del aceite, en la Figura 1-3:

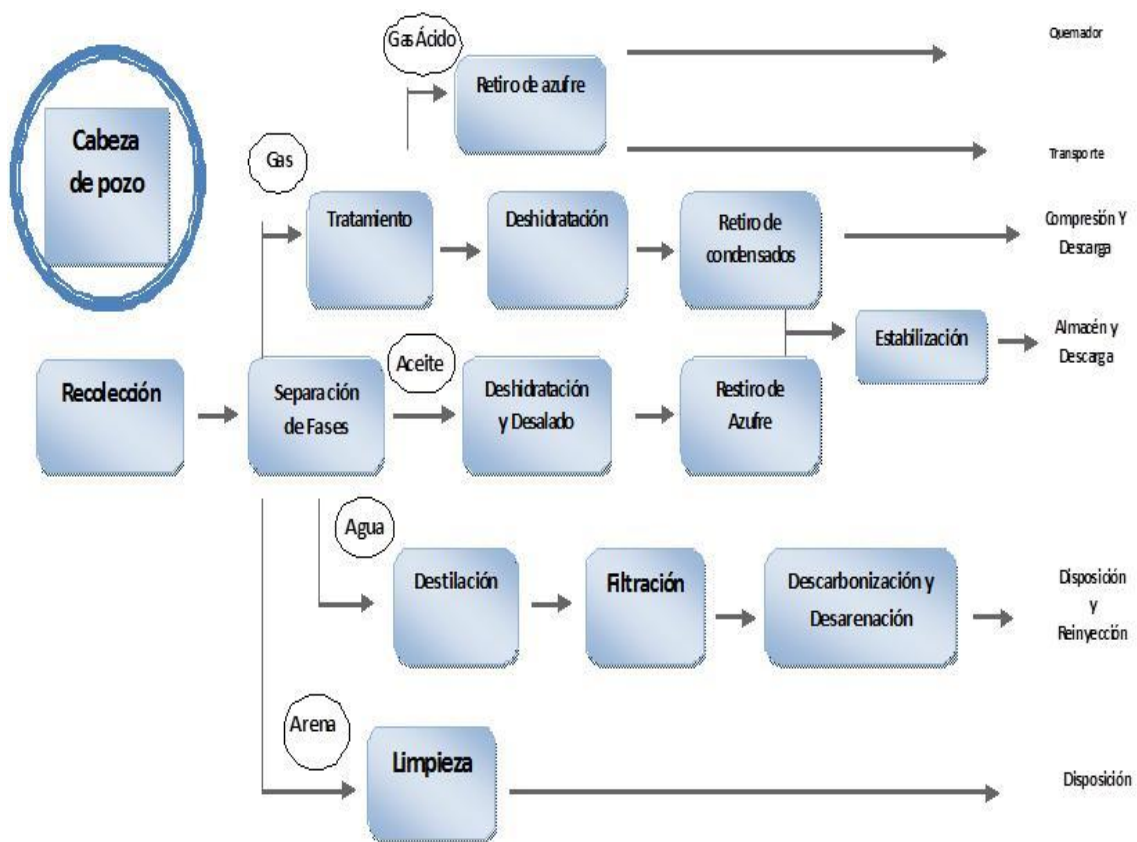


Figura 1-3 Proceso general de tratamiento de los hidrocarburos

En la Figura 1-3 se esquematiza el proceso de tratamiento y de las etapas por la que todos los hidrocarburos y el agua deben de pasar para poder ser enviados o procesados en diversos puntos de entrega y venta. Debido a que los hidrocarburos deben ser separados en productos que se puedan almacenar y/o transportar, y los contaminantes no hidrocarburos deben ser removidos tanto como sea posible para su almacenaje, transporte, entrega y venta. La forma en la que se tratarán a las corrientes

de desecho depende principalmente de las regulaciones ambientales del lugar y disposiciones con las que se deba de cumplir para su procesamiento.

De acuerdo la Figura 1-3 presentada anteriormente, brinda la idea general del proceso, y así, poder analizar para fines de este trabajo, la etapa de la deshidratación y tratamiento de agua de desecho como se ejemplifica en la Figura 1-4 :

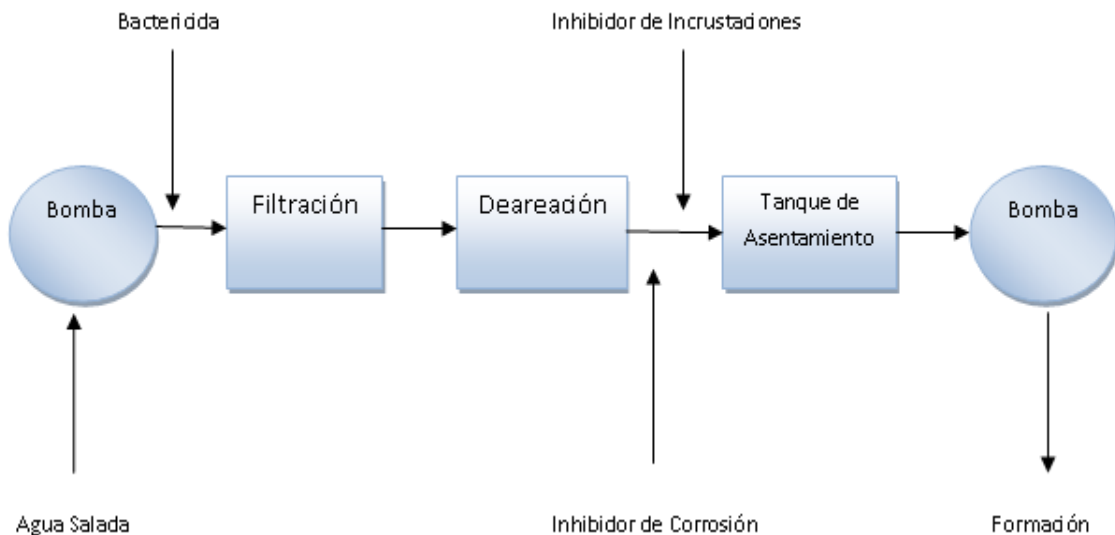


Figura 1-4 Proceso del agua de desecho, producto de la deshidratación del aceite y producción de agua.

Para lograr generar un esquema más apropiado para cada sistema de producción, transporte y proceso de los hidrocarburos, es necesario establecer algunos aspectos importantes para que se aproxime a un mejor sistema. Algunos de los puntos que se pueden establecer son los siguientes:

- La composición de los fluidos del pozo
- La presión en la cabeza del pozo
- La temperatura
- La Presión
- Gasto de flujo
- Mecanismo de empuje del yacimiento
- Sistemas artificiales de producción
- Sistemas de Recuperación secundaria y mejorada

Hay que tomar en cuenta que estos parámetros son variables de acuerdo al tiempo, pero se consideran cuando el diseño de las instalaciones, esto es fácil de comprender porque sabemos que las condiciones de presión y temperatura declinarán de acuerdo al tiempo y ritmo de explotación y aunque se apliquen sistemas de recuperación, sabemos que las condiciones iniciales de explotación jamás se podrán alcanzar o mucho menos superar. Este diseño se realiza en un principio de la etapa primaria de explotación de un campo, para así tener las condiciones mínimas necesarias para poder procesar el aceite producido para sus diferentes fines.

Hay que considerar que en base al diseño realizado en un inicio de la producción, se podrán incorporar nuevas corrientes de los pozos perforados en el campo, pero considerando que en base a la cantidad de las nuevas corrientes de hidrocarburos que se vayan incorporando al tiempo, las bases de diseño también estarán cambiando, debido a que en las corrientes tendrán mezclas de diferentes tipos de fluidos que provocarán el cambio de las propiedades del sistema.

1.9 *Proceso de los hidrocarburos*

Como se menciono anteriormente, las fases de los hidrocarburos deben ser tratadas de diferente manera y a su vez cada una de ellas es sometida a diversos procesos, por eso es importante analizar para cada una de las fases:

Procesos para la producción de Gas.

Como se muestra en la Figura 1-3 los procesos del gas empiezan, si es necesario, con el tratamiento de la remoción de gases ácidos como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, ambos gases son muy corrosivos cuando el agua líquida está presente y el sulfuro de hidrógeno es muy tóxico, es por eso que las regulaciones ambientales y disposiciones de seguridad casi siempre prohíben el lanzamiento de grandes cantidades de sulfuro de hidrógeno a los alrededores.

El endulzamiento del gas usualmente utiliza soluciones acuosas de varios químicos, por lo tanto, después de este proceso se procederá a la deshidratación del fluido. La deshidratación es frecuentemente necesaria para prevenir la formación de hidratos de gas, los cuales pueden formarse a altas presiones en el equipo de procesos o en las tuberías a altas presiones y a temperaturas mayores de 0 [°C].

El gas contiene considerables cantidades de hidrocarburos licuables (etano o propano y más pesados) que pueden producir condensados durante la compresibilidad o el enfriamiento, éste es un factor importante a considerar ya que los condensados pueden causar dificultades en las tuberías o en los procesos subsecuentes, es por ello que se hace la remoción de condensados en el campo. Los condensados recuperados pueden ser estabilizados para obtener un producto transportable. La disposición final de la corriente de gas depende de la situación, por ejemplo, durante la vida temprana de un campo remoto, antes de tener disponibilidad de tuberías, el gas puede simplemente ser quemado. En la actualidad es más común conservar el gas mediante su compresión y reinyección dentro de la formación con la visión de eventuales recuperaciones y ventas. La conservación del gas es frecuentemente demandada por la ley; los permisos para quemarlo son usualmente temporales y concedidos solamente

durante las etapas iniciales de producción, especialmente si el gas contiene sulfuro de hidrógeno.

La situación ideal es el flujo del gas natural dentro de gaseoductos para ventas, los cuales presentan un nivel de operación de presión del orden de 700-1000 [psia] que permite un transporte económico en tuberías de diámetro razonablemente pequeño. Frecuentemente puede ser necesaria la compresión del gas para aumentar la presión en la línea de flujo.

Procesos del Aceite.

En un principio todo el volumen proveniente de los pozos petroleros, es sometido a procesos o etapas de separación de fases para así, lograr obtener el aceite de manera libre, aunque esto en la mayoría de las veces es difícil de conseguir con tan solo la etapa de separación. La mayoría de las veces el volumen de aceite producido acarrea agua emulsionada que no puede ser separada en una primera etapa, entonces, es necesario que el aceite sea sometido a procesos de deshidratación para lograr romper las emulsiones asociadas al aceite y así lograr transportar y entregar. La deshidratación debe ser realizada utilizando la combinación más económica de cuatro técnicas:

- Tiempo de residencia.
- Adición de químicos.
- Temperatura.
- Campos electrostáticos.

En los Estados Unidos, el proceso de desalado es usualmente realizado en las refinerías pero sin duda también se realiza en el campo.

El sulfuro de hidrógeno en el aceite crudo ocasiona problemas en el manejo y la transportación porque es extremadamente tóxico y corrosivo, es por ello que una destilación estabilizadora del gas es usualmente requerida para remover el sulfuro de hidrógeno y endulzar el gas.

La estabilización del aceite crudo se refiere a bajar la presión de vapor a un valor que permita manejarlo y transportarlo con seguridad, el control de este parámetro es

obtenido mediante las etapas de separación, destilación o con la combinación de las dos. Durante la estabilización, algunos de los hidrocarburos más volátiles son removidos como vapor, esta fase gaseosa arrastra el sulfuro de hidrógeno y otros componentes volátiles del sulfuro del aceite amargo.

Proceso del agua.

El agua producida (usualmente salmuera) en ocasiones es un material de desecho; sin embargo, el proceso es necesario para cumplir con las disposiciones ambientales de la localidad. Cuando el agua no es un material de desecho, es utilizada para procesos de recuperación secundaria. Estos dos esquemas de proceso para separar el agua se muestran en la Figura 1-4.

La remoción del aceite es el primer tratamiento para el agua producida, las emulsiones de gotas de aceite dispersas en el agua, son difíciles de romper debido al pequeño tamaño de las partículas y a la presencia de agentes emulsificantes, los sólidos suspendidos pueden estar también presentes en el agua. El equipo utilizado para remover el aceite y los sólidos incluye:

- Tanque destilador de aceite
- Placa de choque
- Tanque flotante de aire
- Hidrociclones
- Unidades de filtración

Antes de la reinyección, el agua producida es usualmente filtrada, desairada si es necesario, y tratada con biocidas. La meta principal es el mantenimiento de la presión del yacimiento.

El agua salada es comúnmente la más utilizada para un proceso de mantenimiento de presión debido a su abundancia. Como se muestra en la Figura 1-4 la salmuera primero es tratada con biocidas para matar a todos los organismos y después es filtrada. El oxígeno disuelto es removido con un químico barredor de gases de combustión o con una reacción catalítica con hidrógeno, de esta manera se reduce la capacidad de

corrosión del agua dramáticamente y se inhibe el crecimiento de bacterias aeróbicas en los limos en el fondo del pozo.

Tratamiento de la Arena.

La arena y otros materiales sólidos pueden dañar el equipo de producción en lugares donde la velocidad y la turbulencia de la corriente de líquido es baja como es el fondo de los tanques o las placas de choque. La remoción de la arena por algún tipo de inyector de agua a chorro o un arreglo similar puede ser necesario, esta arena removida es algunas veces llevada fuera por un cono centrífugo desarenador (Arnold, 1983), ésta puede tener adherido aceite o emulsión por lo que requiere un lavado antes de desecharla a los alrededores.

CAPÍTULO II

EMULSIONES

2.1 *Introducción*

La mayoría de las veces durante la producción de los yacimientos, se presenta la producción simultanea del aceite y el agua, pocas veces solo se produce aceite (por lo general solo ocurre en la etapa primaria de la explotación), esta agua que se presenta puede ser de dos maneras, como agua libre y agua emulsionada. El agua libre es fácil de separar comparada con la complejidad que se tiene al momento de intentar romper las emulsiones, esto se debe a que el agua que se presenta de manera emulsionada que es costosa de eliminar debido a los procesos químicos y tecnológicos a los que debe ser sometida; por eso mismo se debe de tener un estudio detallado de la misma para lograrla eliminar.

Las emulsiones pueden estar en todas las etapas de la producción de aceite y en su proceso: en el yacimiento, los pozos, cabezales, y las instalaciones para tratamiento de crudos húmedos; transporte en ductos, y almacenamiento de crudo, y durante el procesamiento del petróleo.

Es importante eliminar las emulsiones, ya que estas, generan numerosos problemas operativos a lo largo de la producción de los hidrocarburos, por una parte por los problemas que genera el agua y por otro la sal contenida en la misma, es otro problema que se debe enfrentar de manera eficiente, debido a que en el caso de México la producción del agua es altamente salina y esto conlleva que la deshidratación del aceite no sea la única solución a nuestro problema

En este capítulo se analizaran las distintas propiedades, estudios y pruebas que se realizan a las emulsiones, así mismo se describirán todas las propiedades de las emulsiones para lograr tener el conocimiento del reto que representan y también analizar cual son las mejores técnicas para prevenir y eliminar a las emulsiones.

2.2 Emulsión

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante). Es decir una emulsión es la combinación de moléculas de dos fluidos inmiscibles los cuales forman una mezcla homogénea.

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 continua.

En la mayoría de los casos, durante la vida productiva del pozo se le aplican sistemas de levantamiento como el bombeo neumático, que genera la formación de emulsiones principalmente en dos partes del sistema integral de producción, En el punto donde el “gas lift” es introducido y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en fondo de pozo, en el punto de inyección de gas.

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. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O son las inversas. Las emulsiones producidas en campo se clasifican en tres grupos:

- Emulsiones de agua en aceite.
- Emulsiones de aceite en agua.
- Emulsiones complejas o múltiples.

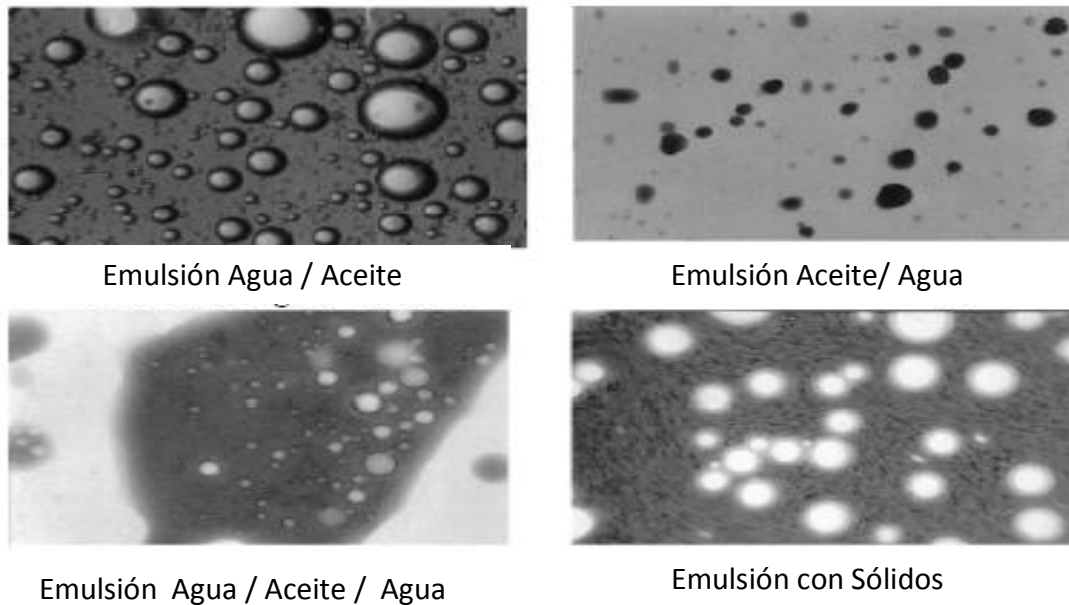


Figura 2-1 Fotomicrografías de las emulsiones

En la Figura 2-1 se logra analizar que en las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada Agua y Sedimento Básico (A&SB).

En la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre.

La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos (>20 °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extra pesados (<20 °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre

depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales.

La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones.

Las emulsiones son estabilizadas por los emulsificantes (por ejemplo, agentes surfactantes) que tienden a concentrarse en la interfase aceite/agua donde forman películas interfaciales. Lo cual lleva a la reducción de la tensión interfacial y promueve la dispersión y emulsificación de las gotas. Los componentes emulsificantes naturales tienen un punto de ebullición más alto, tales son los asfaltenos y resinas, y los ácidos inorgánicos y bases. Estos compuestos se creen que sean los principales constituyentes de las películas interfaciales, que se forman alrededor de las gotas de agua y forman las emulsiones. Otros surfactantes que pueden estar presentes son de los químicos que son inyectados en la formación o en los pozos (por ejemplo los fluidos de perforación; químicos para estimulación; inhibidores de corrosión, ceras y control de asfaltenos). Los sólidos finos pueden actuar como estabilizadores mecánicos. Estas partículas que tienen que ser más pequeñas que las gotas de agua, se juntan en la superficie aceite/agua y son mojadas tanto por el agua como el aceite. La efectividad de estos sólidos para hacer la emulsión más estable depende de muchos factores, tales como el tamaño de las partículas, interacciones entre las partículas y la mojabilidad de las mismas. Los sólidos encontrados en el aceite producido incluyen partículas de arcillas, areniscas, parafinas y asfaltenos, productos de corrosión, incrustaciones minerales, y lodos de perforación.

En las emulsiones de campo se caracterizan varias propiedades que incluyen apariencia, sedimentos básicos y agua, tamaño de la partícula, viscosidad interfacial, viscosidad del fluido y conductividades.

2.3 *Formación de emulsiones y agentes emulsionantes*

Las emulsiones de aceite y agua son dispersiones de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes en el aceite. Este tipo de emulsiones es el más común en la Industria Petrolera. Cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante; las gotas quedan aisladas entre sí tanto físicamente como eléctricamente. De la naturaleza de esta película rígida o elástica, depende la estabilidad de la emulsión. Esta película es el resultado de la adsorción de los agentes químicos emulsificantes polares de alto peso molecular (generalmente asfaltenos).

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos.

En la Figura 2-2 estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electrocoalescencia.

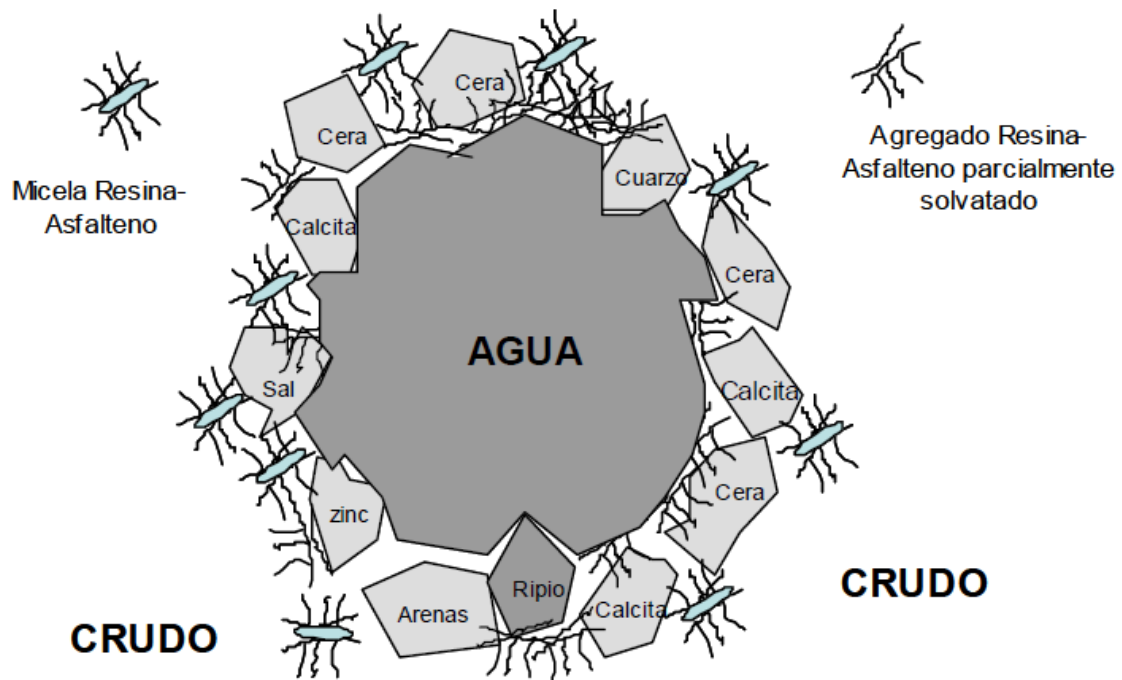


Figura 2-2 Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo crudo⁶.

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 tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua.

En la Figura 2-3 se puede observar la fotografía de una emulsión agua aceite y como las fases a pesar de encontrarse emulsificada aun se pueden apreciar cada una de las fases.

⁶ Shirley Marfisi y Jean Louis Salager. *Deshidratación de aceite*. Universidad de los Andes. 2010

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. En otras palabras, entre más pesados sean los hidrocarburos, menos agua emulsificada contendrá.

Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100 μm .

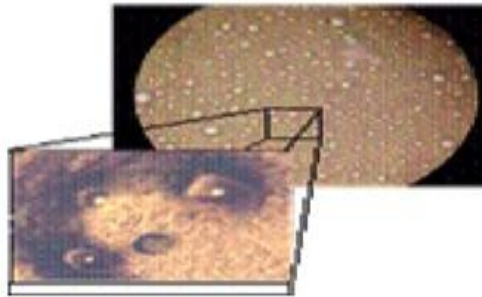


Figura 2-3 Fotomicrografía de una emulsión agua-aceite w/o

2.4 *Propiedades de las emulsiones*

Las emulsiones cuentan con varias propiedades que son necesarias de estudiar, para lograr romper las emulsiones y así deshidratar el hidrocarburo.

Tensión interfacial.

Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable.

A partir de las mediciones de tensión interfacial (TIF) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el TIF a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfaltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el TIF además de las resinas y asfaltenos.

Viscosidad de la fase externa.

Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

Tamaño de la gota.

Gotas muy pequeñas menores de 10 μm generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

Relación de volumen de fases.

Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

Temperatura.

Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

PH.

La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibrio muy diferentes.

Envejecimiento de la interfase.

A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

Salinidad de la salmuera.

La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.

Tipo de aceite.

Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.

Diferencia de densidad.

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.

Presencia de cationes.

Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

Propiedades reológicas interfaciales.

Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni. En la Figura 2-4 se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa. Para una interfase Newtoniana las propiedades reológicas que determinan el movimiento interfacial son

la viscosidad de cizallamiento interfacial η_s , la viscosidad dilatacional interfacial η_d y el gradiente de tensión interfacial. η_s describe la Resistencia de la interfase a cambiar de forma en un elemento diferencial de la interfase, el área se mantiene constante y se mide la resistencia de la película.

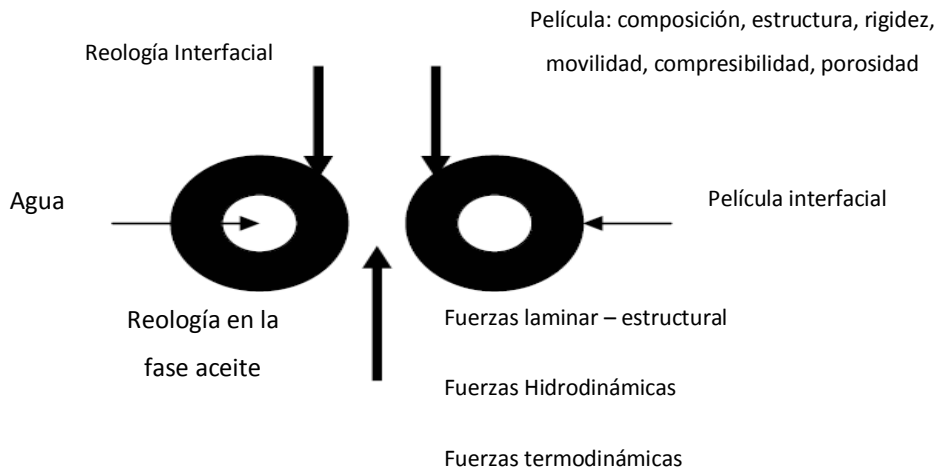


Figura 2-4 Factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión.

Módulo dilatacional interfacial.

El modulo ϵ se define como el aumento en la tensión interfacial para una unidad de área superficial (Lucassen-Reynders 1993), por lo tanto, es una medida de la resistencia para la creación de gradientes de tensión interfacial, y la tasa a la cual tales gradientes desaparecen después de la deformación.

El módulo ϵ a una frecuencia particular es caracterizado por el valor absoluto $|\epsilon|$ y por el ángulo de fase θ que describen la variación entre la tensión interfacial dinámica en función del cambio del área interfacial.

$$\epsilon = \frac{d\gamma}{d \ln A} = \epsilon \exp(i\theta)$$

Puede ser expresado como la suma de la contribución elástica y la viscosidad

$$\epsilon = \epsilon d + i\omega\eta d$$

Siendo ε_d la elasticidad dilatacional (mN/m) y η_d es la viscosidad dilatacional (mN/m.s) calculada por:

$$\varepsilon_d = l \varepsilon l \cos \theta$$

$$\eta_d = \frac{[\varepsilon]}{\omega} \sin \theta$$

Donde ω es la velocidad angular (= $2\pi/\text{período}$) en (1/s).

2.5 *Prevención de emulsiones*

Las emulsiones se pueden formar durante cualquier etapa de producción a lo largo del Sistema Integral de Producción (SIP) y en las instalaciones de superficie debido al cizallamiento, por lo que es recomendable eliminar la turbulencia y remover el agua del aceite lo más pronto posible. Algunos expertos recomiendan inyectar el surfactante a fondo de pozo para prevenir la formación de la emulsión. Las recomendaciones anteriores no siempre son posibles lograrlas, por lo que en muchos casos es necesario prepararse para el rompimiento de la emulsión inevitablemente formada.

La mejor forma de deshidratar es evitar que se produzca la emulsión o por lo menos reducir al máximo las condiciones que favorezcan la emulsión, a saber la producción conjunta de varios fluidos y la agitación (Salager 1987 a). En pozos fluyentes, una agitación considerable es generalmente causada por el gas disuelto saliendo de la solución (el gas se libera) conforme decrece la presión. Este gas también causa turbulencia cuando fluye junto con la mezcla difásica agua-aceite a través de accesorios y restricciones en la tubería de producción; pasa por supuesto lo mismo cuando se utiliza el levantamiento con gas. Esta turbulencia puede ser reducida, pero no eliminada, instalando un estrangulador de fondo. Este estrangulador reduce la estabilidad de la emulsión por las siguientes causas:

- a) Hay menos presión diferencial.
- b) La temperatura de fondo de pozo es considerablemente más alta que la temperatura en la superficie.
- c) Hay flujo laminar para una gran distancia corriente abajo del estrangulador de fondo y por lo tanto, menos turbulencia.

Actualmente, el 90 % de las técnicas utilizadas para la extracción de petróleo crudo generan o agravan los problemas de emulsión. Los químicos usados en las fracturas de la formación, estimulaciones de pozos, inhibición de corrosión, etc., Frecuentemente causan problemas de emulsión muy severos, por lo que existen también métodos para

romperlas, tales como el calentamiento, aditivos químicos, tratamiento eléctrico y asentamiento. En los casos de bajo contenido de agua (< 10%) resulta ventajoso añadir agua en fondo de pozo antes que se produzca la emulsión porque así la emulsión formada será menos estable (el tamaño de gotas aumenta y se favorece la coalescencia).

2.6 *Mecanismos de ruptura*

Las emulsiones para que puedan ser eliminadas se deben someter a mecanismos de ruptura que generan la separación del agua emulsionada en el aceite, el análisis de estos mecanismos son de suma importancia y se presentan a continuación:

2.6.1 Velocidad de asentamiento

Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, ecuación 5) o de Hadamard (movimiento conectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, ecuación 6), pero sí son menores de 5 μm está presente el movimiento Browniano.

$$V_S = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_S * r^2 \quad (5)$$

$$V_H = V_S \frac{\left[1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right]}{\left[1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_e}{\eta_i}\right]} \quad (6)$$

Donde:

V_S = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

V_H = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

ρ_1 = densidad del agua (g/cm³).

ρ_2 = densidad del crudo (g/cm³).

g = aceleración de gravedad (cm/s²).

r = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

η_e = viscosidad de la fase externa (cp).

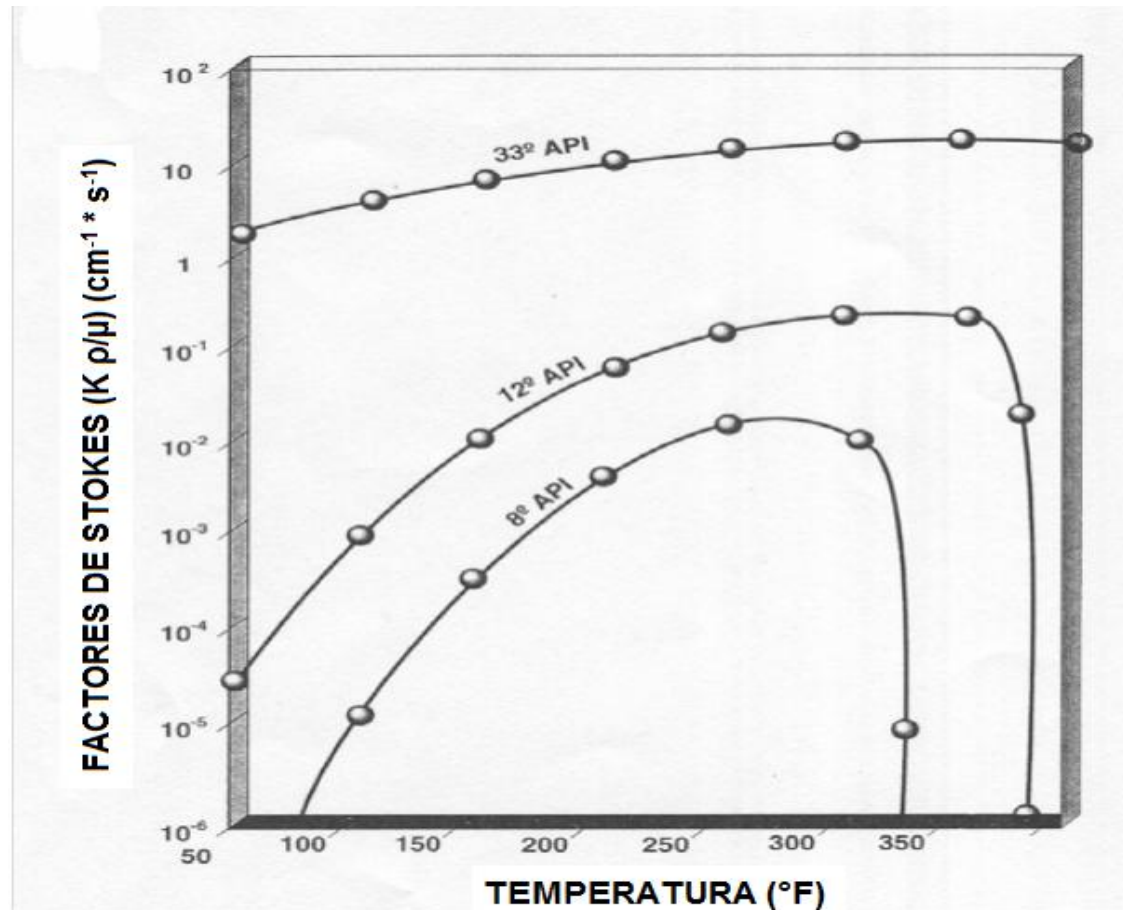
η_i = viscosidad de la fase interna (cp).

f_s = factor de Stokes (1/cm.s).

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compensa. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extrapesados (Salager 1987), para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta.

De los parámetros incluidos en la ecuación (5), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la

Grafica 2-1 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ($f_s = V_s/r^2$) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.



Grafica 2-1 Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.

2.6.2 Drenaje de película

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”, donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å. La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye. El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo

creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión Interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, Figura 2-5 (a) (b):

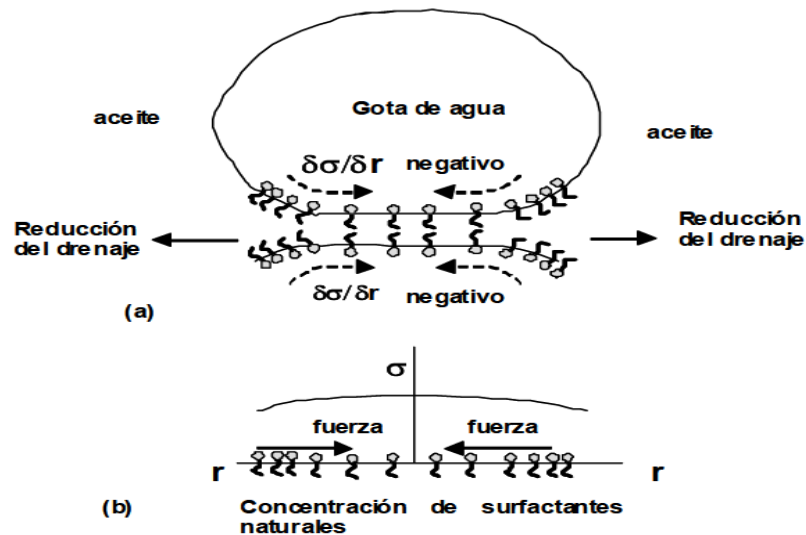


Figura 2-5 (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada⁷.

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la misma. Las moléculas de desemulsionantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, Figura 2-6 (a), (b).

Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionantes en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia. Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la misma. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico. El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electro cinéticos como el efecto

⁷ Shirley Marfisi y Jean Louis Salager. Deshidratación De Crudo Principios y Tecnología. 2010

electro viscoso denominado “potencial de flujo” (fuerza opuesta al drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solventa las colas lipofílicas). La mejor forma de eliminar estos efectos es anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica (Salager 1987 b).

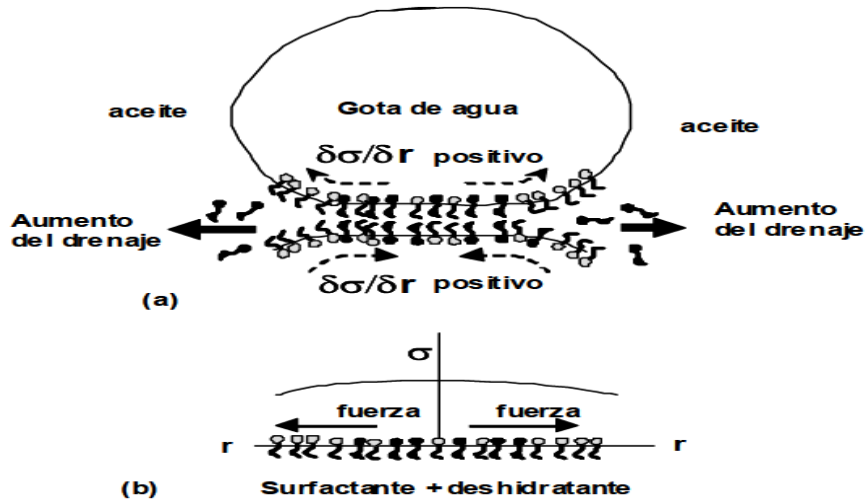


Figura 2-6 (a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película. (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial⁸.

2.6.3 Coalescencia

La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas.

Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra).

⁸ Shirley Marfisi y Jean Louis Salager. Deshidratación De Crudo Principios y Tecnología. 2010

También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación (Vold y Groot 1962), fuerzas capilares con filtros coalescedores (Spielman y Goren 1962) o fuerzas electrostáticas (Cottrell y Speed 1911).

2.7 *Aplicación del mapa de formulación a la deshidratación*

En la historia de un pozo ocurre en general un aumento paulatino del porcentaje de agua producida. Uno de los problemas más severos es el aumento de viscosidad de las emulsiones W/O con el contenido de agua, el cual provoca problemas de bombeo y de reducción de la producción.

Para encontrar solución a este problema conviene estudiar la influencia de las variables de composición conjuntamente con la de la variable generalizada de formulación SAD ó HLD. A tal efecto se usan sistemas modelos compuestos por un ternario surfactante-aceite-salmuera. Tales sistemas poseen dos variables independientes de composición, las cuales se expresan en general, como la concentración de surfactante y la relación agua-aceite WOR (Salager 1987a).

La concentración del surfactante tiene una influencia general bien definida (Anderéz 1984). Debajo de una cierta concentración "crítica" no hay suficiente surfactante en el sistema para estabilizar una emulsión. Al contrario, el WOR tiene un efecto más difícil de entender, ya que éste se combina con el de la formulación. Se sabe (Becher 1977; Lissant 1974) que un aumento del contenido de agua de una emulsión W/O (formulación SAD > 0) termina siempre por invertirse en una emulsión O/W cuando el porcentaje de agua llega a 70-80%.

El mapa bidimensional de formulación-composición (por ejemplo, SAD-WOR) es extremadamente útil para explicar el papel de la química deshidratante cuando se añade a la mezcla agua-crudo en el fondo de pozo antes de la formación de la emulsión (Salager 1987a). Para tratar un sistema susceptible de producir una emulsión W/O estable ubicada en B+ ó A+ (SAD > 0) por efecto de los surfactantes naturales, basta añadir un surfactante hidrofílico disuelto en una fase aceite, de manera tal que al combinarse con los surfactantes naturales produzca SAD = 0 o SAD levemente negativo, como se muestra en la Grafica 2-2 caso 1. En tales condiciones, se obtendrá una emulsión W/O inestable.

Si al mismo sistema se añade un surfactante hidrofílico disuelto en una cantidad notable de agua, de forma que el SAD resultante sea cero en la frontera **A+/A-** ó levemente negativo en **A-**, se obtendrá una emulsión O/W inestable,

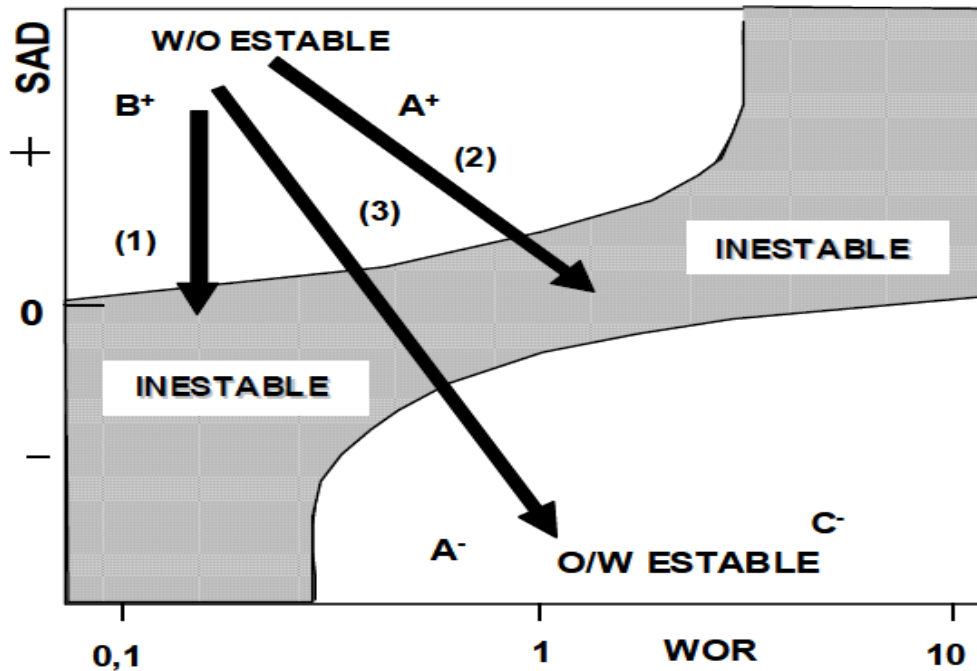
Grafica 2-2 caso 2. Este puede ser mejor que el caso 1 si el crudo es viscoso, ya que la emulsión W/O puede ser difícil de bombear.

Si se añade un surfactante hidrofílico y agua en cantidades suficientes para producir $SAD < 0$ en la zona **A-**, se puede obtener una emulsión O/W estable,

Grafica 2-2 caso 3, lo que puede ser interesante para ciertos tipos de aplicaciones, como es el caso de transporte de crudos pesados (Grosso et al., 1984) ó la producción de emulsiones combustibles.

En la mayoría de los casos el problema es diferente y consiste en añadir la química deshidratante a una emulsión ya estabilizada por surfactantes naturales. En lo que concierne a la deshidratación, el cambio de **B+** ($SAD > 0$) al límite de **B+/B-** ($SAD = 0$) ó a **B-** ($SAD < 0$ cerca de cero), y el cambio de **B+** ó **A+** al límite **A+/A-** ($SAD = 0$) ó a **A-** ($SAD < 0$) producen esencialmente los mismos efectos que para un sistema pre-equilibrado.

Con el objeto de que la analogía se aplique a sistemas crudo/agua es necesario que se cumpla la regla de mezcla entre los surfactantes naturales y la química deshidratante y, por otra parte, que el agente deshidratante pueda migrar rápidamente a la interfase para combinarse con los surfactantes naturales. Este último requisito implica que el agente deshidratante se incorpore al sistema en un vehículo solvente miscible con la fase externa de la emulsión que se ha de romper (Salager 1987 a).



Grafica 2-2 Utilización del mapa de formulación – WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O: (1) Deshidratación, (2) Desalación, (3) Producción de emulsiones O/W estables⁹

2.7.1 *Pruebas de botella*

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm.

Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aun más la emulsión directa W/O ó producir emulsiones inversas O/W.

Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como *Pruebas de botella*, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

⁹ Salager J.L. Deshidratación de crudo. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Cuaderno FIRP 353, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1987b).

Las pruebas de botella ayudan a determinar cual química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características (Universidad de Texas, 1990):

1. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
2. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
3. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
4. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la Figura 2-7 se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar $\frac{1}{2}$ ó $\frac{2}{3}$ del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante.

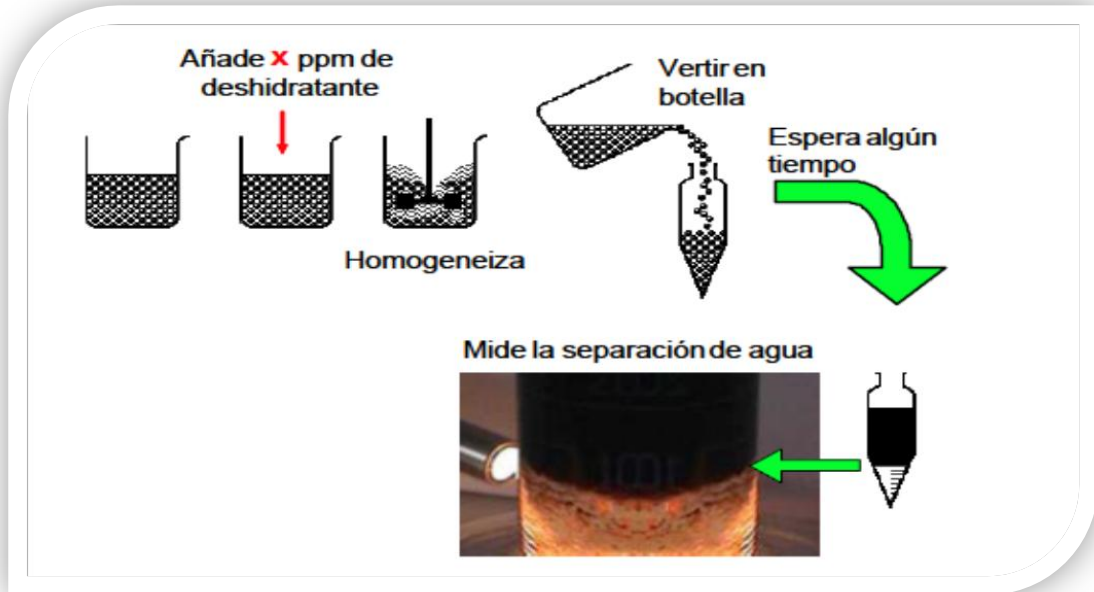


Figura 2-7 Procedimiento para la realización de la prueba de botella.

En la Grafica 2-2 se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad-formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

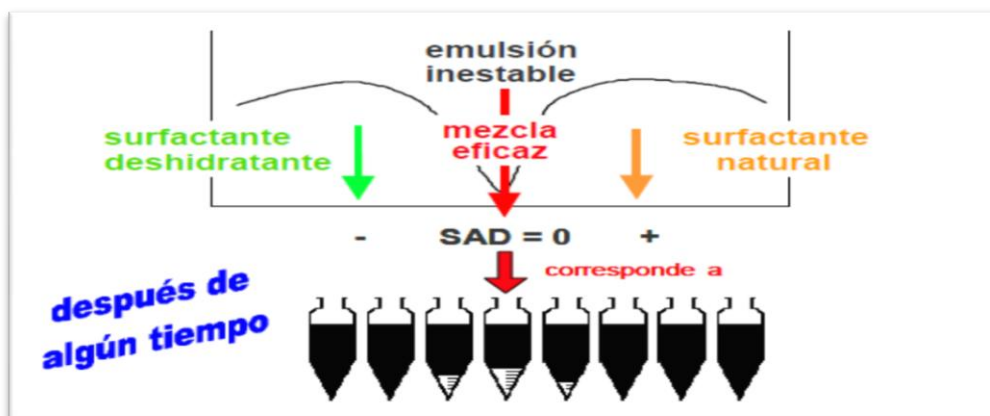


Figura 2-8 Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación.

2.7.2 Medición de la estabilidad

La única medida realmente absoluta de la estabilidad de una emulsión es la variación del número de gotas en función del tiempo. Tal información no se puede obtener experimentalmente sino mediante la variación de la distribución del tamaño de gota en el tiempo. Desde el punto de vista experimental, tal medición implica bien sea que se tome una muestra o que se diluya el sistema completo con un gran exceso de fase externa. El resultado del primer método depende considerablemente de la posición del muestreo y el segundo puede emplearse solo una vez porque altera el estado del sistema.

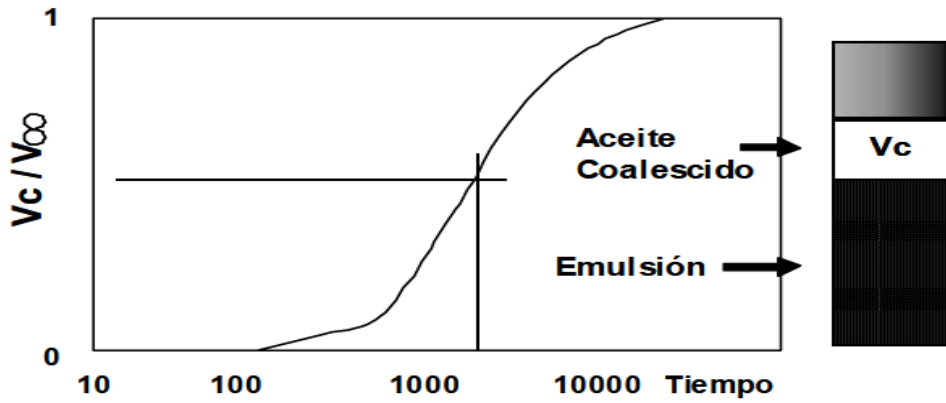
Por lo tanto, la estabilidad de una emulsión se relaciona en general con el volumen de las fases separadas. Después de algún tiempo, el sistema se separa típicamente en tres zonas: una zona central que contiene una nata o emulsión de alto contenido de fase interna y dos fases separadas: la interna (coalescida) y la externa (clarificada). Se ha demostrado recientemente que estos criterios dan resultados satisfactorios cuando se les da una buena interpretación (Salager 1999).

La Grafica 2-3 indica la fracción de volumen coalescido en función del tiempo. Esta curva posee una forma sigmoide, la cual es característica de un proceso con varias etapas. Durante un cierto período inicial no se separa ningún tipo de volumen, este periodo de iniciación corresponde a la sedimentación de gotas y al drenaje de la fase externa hasta alcanzar una emulsión compactada en la cual las gotas “no se tocan”.

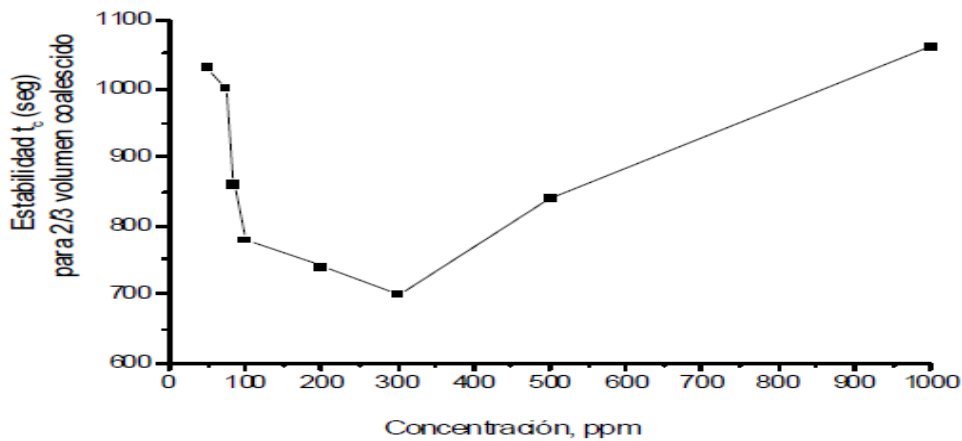
En realidad, las gotas están separadas por una película delgada de fase externa, en la cual la interacción entre las interfases empieza a jugar un papel importante y puede producir un efecto notable de retraso en el proceso de coalescencia.

Cuando las películas intergotas llegan a alcanzar un espesor del orden de 200 Å son susceptibles de romperse, provocando así la coalescencia de las gotas y la formación de un volumen de fase separado. Esta etapa corresponde a la parte ascendente de la curva, cuya forma sigmoide puede interpretarse como la función acumulativa de una distribución normal o log-normal, lo que no es de extrañar por el carácter aleatorio del proceso de ruptura.

Con el fin de cuantificar la estabilidad con valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad (u otra fracción) del volumen de fase interna, por ejemplo, el tiempo en el cual $V_c/V_\infty = 1/2$ ó $2/3$, siendo V_c el volumen coalescido y V_∞ el volumen total o fijado usado como referencia, como se muestra en la Grafica 2-4.



Gráfica 2-3 Fracción de volumen coalescido o clarificado en función del tiempo.¹⁰



Gráfica 2-4 Variación de la estabilidad de la emulsión W/O en función de la concentración del deshidratante para la coalescencia de $2/3$ del volumen fijado V_z .¹¹

¹⁰, ¹¹ Salager J.L. Microemulsions, en Handbook of Detergents – Part A. G. Broze Ed., Surfactant Science Series N° 82, Marcel Dekker, New York, pp 253-302, (1999).

2.7.3 Cinética de adsorción de los surfactantes deshidratantes

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o una interfase líquido-líquido produce una reducción de la tensión interfacial, que favorece tanto la deformación y la ruptura de la interfase, como la formación de sistemas dispersos (emulsiones o espumas), o la movilización del petróleo residual en la recuperación mejorada de crudos, entre otros fenómenos de gran interés industrial.

Midiendo la evolución de la tensión interfacial en función del tiempo para sistemas SOW

(surfactante-aceite-agua) se puede obtener importante información sobre la cinética de adsorción del surfactante deshidratante y su influencia en la estabilidad de la emulsión.

Los efectos cinéticos más importantes en la ruptura de emulsiones son:

1. El producto más eficaz para una formulación en SAD = 0 parece ser aquél que se adsorbe más rápido en la interfase para bajar la tensión interfacial (Breen 1995; Goldszal y Bourrel, 2000).

2. La transferencia de masa del deshidratante hidrofílico desde el aceite hacia la interfase depende de:

(a) Su peso molecular y estructura;

(b) La fuerza motriz (hidrofilicidad);

(c) Calidad de la formulación (tensión interfacial); (d) Presencia de aditivos acelerador de transferencia (Fillous et al., 1999; Salager et al., 2002).

La eficiencia de una variedad de surfactantes puede ser comparada en función de un nuevo parámetro denominado tiempo característico τ_D ($= h^2/D$, h es la profundidad de adsorción y D el coeficiente de difusión; $h = \Gamma_{eq}/C^\infty$ siendo Γ_{eq} la concentración superficial al equilibrio y C^∞ la concentración en el seno de la fase líquida, Ferri y Stebe 2000): Mientras más pequeño es el valor de τ_D más rápido se alcanza el equilibrio. Sí el coeficiente de difusión varía débilmente para surfactantes de tamaño similar, las diferencias en la velocidad de adsorción pueden ser atribuidas a la

profundidad de adsorción; la cual está determinada por las isothermas de adsorción al equilibrio.

2.7.4 Sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos

El estudio de los efectos sinérgicos de los aditivos químicos es de gran importancia en las operaciones de producción en la industria petrolera, lo cual ha recibido recientemente atención debido al incremento de las restricciones ambientales y de los costos de producción en los cuales el uso de aditivos químicos juega un papel importante.

Los aditivos químicos son utilizados para combatir varios problemas operacionales tales como corrosión, presencia de espumas y formación de emulsiones no deseadas. Aunque se ha encontrado que la química puede ser efectiva cuando se usa sola, no hay garantía que tenga un buen rendimiento cuando están presentes como parte de un coctel de aditivos en la producción de fluidos que entran al separador primario. Poco es conocido acerca de las interacciones entre estos aditivos químicos y sus efectos en la separación de las fases gas/aceite/agua.

En 1996 investigaron la manera en la cual los aditivos químicos interactúan y sus efectos sobre la estabilidad de emulsiones con miras a desarrollar estrategias para la reducción del inventario de químicos.

Ambas mediciones de tensión interfacial y presión superficial han sido suficientemente aplicadas para identificar las interacciones químicas y/o los efectos sinérgicos entre los aditivos. Tales efectos fueron encontrados entre desemulsionantes, inhibidores de corrosión y agentes antiespumantes. Inhibidores de corrosión solubles tanto en agua como en aceite incrementan la estabilidad de la emulsión significativamente. En cambio, los anti-espumantes tienen poca influencia.

Hay evidencias de efectos sinérgicos entre los surfactantes naturales del petróleo crudo. Por ejemplo, fracciones fenólicas puras que se encuentran abundantemente en extractos alcalinos son interfacialmente inactivas, sin embargo, mezclas de fenoles y ácidos carboxílicos exhiben una alta actividad interfacial y en algunos casos las especies apareadas como los carboxifenoles. Indicaciones cualitativas de las

interacciones y efectos sinérgicos entre fracciones de asfaltenos y resinas fueron también reportadas por Sjöblom et al. (1992).

Poco se ha encontrado en literatura acerca de los efectos sinérgicos e interacciones químicas entre los aditivos de producción, aunque la importancia de tales efectos sobre la ruptura de emulsiones fue mencionado por Urdhal et al. (1993).

2.8 Desestabilización de emulsiones

La desestabilización de una emulsión significa querer romper una emulsión de crudo en las fases agua y aceite. Desde el punto de vista de un proceso, el productor de hidrocarburos está interesado en dos aspectos de la desemulsificación: la velocidad a la que se llevará a cabo la separación y la cantidad de agua que queda en el aceite después de haber sido separado. Por lo general el crudo embarcado de una instalación de manejo de crudo húmedo no debe contener más del 0.5 % de BS&W (Brine and Salt Water) o 10 lbm de sal por mil barriles de aceite crudo, esto dependiendo y de acuerdo a la normas de calidad de los hidrocarburos, estipulado previamente en el capítulo anterior. Estos requerimientos son necesarios para reducir la corrosión y el depósito de sales, es por eso que se deben de cumplir dichos lineamiento y estándares de calidad para poder comercializar el crudo y a su vez no generar problemas operacionales. En operaciones de las Refinerías, la preocupación principal es remover las sales orgánicas del crudo antes que ocasionen corrosión u otro deterioro en el equipo de refinación. Las sales son removidas al “lavar” el crudo con agua dulce.

Las emulsiones producidas tienen un grado de estabilidad cinética. Esta estabilidad aparece desde la formación de películas interfaciales que encapsulan las gotas de agua. Para separar la emulsión en aceite y agua, la película interfacial debe ser destruida y las gotas tienen que coalescer. Desestabilizar o romper emulsiones se relaciona íntimamente a la remoción de la película interfacial. Los factores que afectan a las películas interfaciales mejorando o incrementando el rompimiento de la emulsión incluyen:

- Incrementar la temperatura
- Reducir la agitación
- Incrementar el tiempo de residencia o retención
- Remoción de sólidos
- Control de los agentes emulsificantes.

La desemulsificación es la separación de una emulsión en sus fases. Es un proceso de dos etapas o pasos. El primer paso es la floculación (aglomeración o coagulación). El segundo paso es la coalescencia. Cualquiera de los dos puede ser el factor determinante de la velocidad de rompimiento de la emulsión.

CAPÍTULO III

**METODOLOGÍAS Y EQUIPOS UTILIZADOS EN LA DESHIDRATACIÓN DE
ACEITE**

3.1 Introducción

En la industria petrolera día con día se presenta el problema del alta producción de agua en los pozos petroleros, debido a las razones previamente analizadas, y como sabemos es un problema que debemos enfrentar de la manera más eficiente; para esto es necesario contar con las instalaciones adecuadas para deshidratar y desalar el crudo, aunque estas instalaciones pueden llegar a ser muy costosas.

Como ya se ha establecido en el objetivo de este documento, se tratara de analizar y proponer una nueva alternativa de deshidratación de aceite, mediante la aplicación de los cuatro mecanismos de ruptura de emulsiones de aceite simultáneamente, para así lograr deshidratar el crudo de la mejor manera, acatando las demandas de calidad de los hidrocarburos, establecidas en los puntos de entrega. La importancia del trabajo simultáneo de los cuatro mecanismos es garantizar separar el agua del aceite de mejor manera posible y así cumplir los requerimientos y lineamientos de calidad de hidrocarburos.

Dependiendo 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, este proceso se realiza con el fin de disminuir la viscosidad del aceite y generar diferencia

de densidades entre las fases y así lograr la coalescencia en procesos posteriores de la deshidratación.

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 desemulsionante de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionante 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.

3.2 *Deshidratación de aceite*

La importancia que tiene actualmente la deshidratación de aceite en la industria petrolera, es muy grande, debido a que en la mayoría de las veces, la producción de los hidrocarburos se encuentra asociada con agua salada, gases e impurezas, por lo que siempre debe de ser sometido a procesos de separación y deshidratación; en este documento el objetivo es lograr deshidratar el aceite de manera eficiente, debido a que el aceite debe de cumplir con las exigencias comerciales de venta y entrega, en conjunto con el porcentaje de los contaminantes permisibles para su custodia, esto con el fin de que el aceite no sea rechazado o castigado en su precio de comercialización. La razón de que las normas establecidas para la entrega y comercialización del crudo sean tan estrictas, es debido a que, el agua junto con la impurezas contenidas en el aceite, si no son removidas y llevadas a los porcentajes establecidos, causan daños severos a los equipos de bombeo, compresión y tratamiento del crudo así como también como daños ambientales y de seguridad.

Es la razón e importancia del uso de los métodos de deshidratación y equipos deshidratadores, debido a que es el proceso que nos permite la remoción de agua además de sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del aceite crudo. Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan métodos como el tiempo de retención, tratamiento de calentamiento y/o eléctrico y/o químico.

Existen diversos tipos de deshidratadores en la industria petrolera, pero en este documento se analizara la deshidratación por procesos químicos, aplicación de calor, gravedad, deshidratadores electrostáticos, debido a que son los métodos y equipos que proporcionan mayor eficiencia a nivel mundial. Dentro de la clasificación de estos métodos y equipos de deshidratación existe muchísimas especificaciones, tamaños, separación de fases (bifásica o multifásica), entre algunas más características, que se analizarán más adelante en este capítulo. También se analizará la importancia de la desalación del crudo y a su vez el tratamiento del agua de desecho proveniente de los procesos de separación y deshidratación del crudo.

Los procesos de deshidratación de hidrocarburos, ha demostrado y garantizado que después de la correcta aplicación de los métodos antes mencionados, se garantiza el buen funcionamiento de los equipos de bombeos y compresión de hidrocarburos, así como la optimización de costos en adquisición y potencia de los quipos utilizados, también incremento en la capacidad de transporte del petróleo a la costa a través de oleoductos de exportación, cuando se optimiza el sistema de eliminación de agua la producción de petróleo aumenta considerablemente.

3.3 Problemas de la deshidratación

La mayoría de los yacimientos petroleros en el mundo, producen petróleo y agua asociada comúnmente, debido a que en su mayoría se tratan de yacimientos maduros, y esto genera la alta producción de agua, ya sea de manera libre o emulsificada. El agua producida genera severos problemas durante la producción de los hidrocarburos en todas sus etapas de producción (extracción, transporte, separación, bombeo, compresión, etc.) así que esta agua producida, debe de ser removida lo más antes posible para no generar daños. Un aspecto importante a considerar, es el contenido de sal en el agua asociada a la producción, el cual es un factor muy importante a considerar ya que una baja concentración de sal puede formar emulsiones muy difíciles de romper.

Cualquiera de los métodos para la remoción de agua, sal, arena, sedimentos y otras impurezas del crudo son llamados *tratamientos del crudo*, los cuales tienen el objetivo común de proporcionar adecuadas densidades separando la salmuera del aceite crudo.

Las emulsiones son un gran problema, principalmente durante las primeras etapas de producción de un campo petrolero, debido a que la tecnología con la que cuenta el campo para romper las emulsiones durante estas etapas de explotación es frecuentemente ineficiente.

Los mayores problemas que se presentan durante los procesos de deshidratación son los siguientes:

- Problemas de incrustaciones salinas en los equipos de tratamiento.
- Falta de equipos disponibles.
- Falta de capacidad de los equipos de tratamiento diseñados o implementados.
- Ineficiencia de los equipos de deshidratación.
- Falta de tiempo de residencia de los hidrocarburos en los equipos de deshidratación. debido alto volumen de hidrocarburos a tratar.
- Falta de análisis y pruebas para el diseño adecuado de instalaciones de deshidratación.

3.3.1 Medición de Agua Residual

Al analizar una muestra de crudo tomada de una corriente de flujo para determinar el agua residual contenida se hace comúnmente uno de tres métodos:

- Para pruebas periódicas y proceso de monitoreo, el método usual involucra colocar una muestra en un centrífugo, después de diluirla y añadirle un desestabilizador químico. Tubos de vidrio especialmente graduados permiten medir la cantidad de agua separada del aceite (ASTM D96-73).
- Mediciones muy precisas se pueden lograr mediante destilación. Utilizando un método de destilación tal como el ASTM, pequeñas cantidades de agua residual pueden ser detectadas. Cuando se determina el desempeño de un proceso de deshidratación utilizando este método, se debe entender que pequeñas cantidades de agua serán disueltas en la muestra de crudo las cuales no pueden ser removidas normalmente a condiciones de campo. El método de destilación mide esta agua además del resto de la emulsión (ASTM D95-70).
- Mediciones precisas de muy pequeñas cantidades de agua en el aceite pueden realizarse en el laboratorio mediante titulación de una muestra con el reactivo de Karl Fischer (ASTM D1744-64).

3.4 Metodologías de tratamiento

Después de la remoción del agua libre, el aceite crudo frecuentemente contiene grandes cantidades de agua emulsionada, es por ello que la deshidratación es requerida para reducir el contenido de agua y así tener un valor aceptable para su transporte y venta. La deshidratación debe ser realizada utilizando la combinación más económica de cuatro técnicas:

- 1) Tiempo de residencia (tratamiento por gravedad).
- 2) Adición de químicos (tratamiento químico).
- 3) Temperatura (tratamiento térmico).
- 4) Campos electrostáticos (tratamiento electrostático).

3.4.1 Tratamiento Químico

QUÍMICA DESHIDRATANTE

El tratamiento de química deshidratante es indispensable y necesario en casi todas las etapas de de producción de los hidrocarburos, pero especialmente en la separación de las fases, en este caso para lograr debilitar las emulsiones generadas en las etapas de explotación y transporte de los hidrocarburos. En este apartado se pretende realizar el análisis de la química deshidratante, con el objetivo de proponer un método o recomendación para el buen diseño y desempeño de los químicos a utilizar en los procesos de deshidratación de aceite.

Los químicos son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Para lograr determinar que el tratamiento químico es de buen desempeño necesita cumplir los siguientes tres efectos fundamentales:

- Inhibición de la formación de una película rígida.
- El debilitamiento de la película volviéndola compresible.

- El cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de $SAD = 0$

Diferentes estudios (Salager 1997) han demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsionante está asociado a la formulación óptima del sistema ($SAD = 0$, siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante).

La formulación óptima se define básicamente como un estado de equilibrio entre las afinidades del surfactante para la fase acuosa y para la fase oléica. Se han determinado cuantitativamente los efectos de las diferentes variables de formulación (salinidad, ACN, EON, WOR, temperatura, entre otras) sobre el equilibrio hidrofílico/lipofílico entre el surfactante y su ambiente físico-químico.

En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra cuando en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima o ultra-baja, acompañada en general de la aparición de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante está en la fase media. Para el caso de emulsiones agua en crudo es poco corriente poder observar tal sistema trifásico y la inestabilidad se detecta por el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica.

Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico (modelo de los surfactantes naturales en el crudo), se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (modelo agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable. La formulación óptima es independiente de la concentración de surfactante y de la cantidad de la fase media, el surfactante es atrapado en una micro emulsión (Antón 1986).

Por lo general, los desemulsionantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50% de materia

activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes.

Entre los más utilizados están los copolímeros, bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehídas, las poliaminas, alcoholes grasos, aminos oxialquiladas y poliesteramianas y sus mezclas.

En la Tabla 3.1 se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones W/O.

Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de SAD = 0.

PERIODO	DOSIFICACION (ppm)	TIPO DE QUIMICA
1920	1	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonatos, aceite de castor sulfatado
1930	1	Sulfonatos de petróleo, esteres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos
1935	100-500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y Alquilfenoles
1950	100	Copolímeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas palquilfenol formaldehídas + EO/PO y modificaciones
1965	30-50	Aminas oxialquiladas, poliaminas
1976	10-30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas
1986	5-20	Poliesteramianas y sus mezclas

Tabla 3.1 Principales químicos desmulsificadores pueden ser caracterizados como se muestra a continuación¹².

¹² Smith y Arnold, 1987; NANTCO, 1993; Svetgoff, 1990

Las sustancias deshidratantes mencionadas en la tabla anterior, cuentan con diferentes propiedades que generan diferentes reacciones en las emulsiones, a continuación se explican cual es cada una de las funciones de estas sustancias:

Esteres (acetona): Son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas.

Di-epóxicos: Son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.

Uretanos: Son buenos deshidratadores y no causan efectos en las gotas de agua.

Resinas: Son sólidos mojados por agua que aceleran la formación de las gotas de agua, siendo así buenos deshidratadores. La resina catalizadora de ácido oxialquilato da buena calidad, separa el agua limpia además de ser las mejores secadoras de aceite.

Polialquilenos: Dan pobre deshidratación, no generan gotas rápidamente

Glicoles: Requieren mezclarse con otros para aplicarse.

Sulfonatos: Presentan buena mojabilidad y capacidad para formar gotas de agua por lo que pueden solucionar en forma factible cualquier emulsión. La sobredosis no causa emulsiones o/w, pero puede formar partículas F₂S en el agua separada.

Poliesteraminas: Agentes de superficie activa violentos, deshidratan con bajas dosificaciones y producen una fuerte interfase o/w.

Fenoles de oxialquilato: Son buenos agentes para la mojabilidad, se utiliza en mezclas. Reducen la acumulación en la interfase. Se ajustan a desmulsificadores pobres.

Poliaminas de oxialquilato: Excelentes rompedores de emulsiones pero retrasan el asentamiento de las gotas de agua.

Alcanolaminas: Proporcionan un rápido asentamiento a las gotas y se ajustan a cualquier funcionamiento.

Algunos autores determinan que los compuestos químicos utilizados en procesos de deshidratación deben de cumplir con cuatros requerimientos necesarios:

1.- Atracción. Debe migrar hacia la interfase agua-aceite. El compuesto químico debe ser capaz de migrar con rapidez a través de la fase de aceite para alcanzar la interfase de la gota de agua donde debe atacar al agente emulsificante.

2.- Floculación. El compuesto debe tener una atracción hacia las gotas de agua con carga similar y hacer que se junten o queden muy próximas.

3.- Coalescencia. Después de la floculación, la película emulsificante es continua. Si el emulsificante es débil, la fuerza de floculación es suficiente para causar la coalescencia de las gotas de agua. Esta situación no ocurre de manera general, así que, el aditivo debe neutralizar al emulsificante y originar la ruptura de la película interfacial que rodea a la gota de agua, lo cual permite la unión de gotas.

4.- Mojabilidad de sólidos. La manera en la que el desmulsificante neutraliza al agente emulsificante, es función de las características propias del compuesto. Los sólidos contenidos en los fluidos de perforación, arcillas y sulfuras de hierro pueden ser mojados por agua, propiedad que permite el abandono de la película interfacial entre el aceite y la gota de agua y su difusión dentro de las gotas de agua, cuando se aplica el rompedor de emulsión adecuado. Los asfáltenos y parafinas pueden disolverse o alterarse para hacer sus películas menos viscosas. De esta manera se logra que sean mojados por aceite para que queden dispersos en éste.

Así que también hay que considerar que un solo componente químico no puede realizar las 4 funciones por lo que los desmulsificadores comerciales son una mezcla de varios desmulsificadores básicos, además se adicionan solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada (HAN), benceno, tolueno o alcohol isopropílico (IPA) para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada.

Los desmulsificadores para las emulsiones w/o son comprados y utilizados como líquidos premezclados, éstos siempre son insolubles en agua y fuertemente solubles en aceite, de esta manera pueden esparcirse rápidamente a través de la fase continua aceite y alcanzar la interfase de la gota, por otro lado, los *rompedores inversos*

(desmulsificadores de emulsiones o/w) son altamente solubles en agua, las opciones más comunes son los compuestos de poliamina cuaternaria de amonio mezclados con aluminio, hierro o cloruro de zinc, las dosificaciones tienen un rango de 5 a 25 [ppm] (Hudgins, 1992).

Los químicos desmulsificadores pueden ser agregados continuamente a un gasto determinado no sin antes hacer pruebas de botella y/o pruebas de campo, no debe usarse una dosis adicional en el proceso. El gasto de inyección debe ser monitoreado cuidadosamente y el tanque de alimentación debe ser equipado con un indicador, de esta manera se permitirá al operador comprobar la cantidad de químico bombeado, los gastos pueden variar entre 2 y 200 [ppm] dependiendo del químico utilizado, pero usualmente están entre 10 y 60 [ppm]. Usualmente los crudos pesados requieren dosificaciones más grandes que los crudos ligeros; cabe mencionar que solamente de 0.4 a 4 [ppm] se distribuyen en el agua producida. El agregar una cantidad excesiva de desmulsificadores puede incrementar los costos de tratamiento así como aumentar el contenido de aceite en la salmuera separada, ya que frecuentemente se producen emulsiones inversas estables (o/w) o se puede hacer más estable la emulsión original w/o¹³.

Para que los químicos desmulsificadores logren actuar de una manera eficiente, estos deben de ser inyectados lo más pronto posible, para que así tengan más tiempo de trabajo e interacción con la emulsiones, brindando mejores resultados, en algunos casos es posible hasta prevenir la formación de las emulsiones, dependiendo el punto en donde los químicos sean inyectados. La inyección de los desmulsificadores antes de la bomba asegura una mezcla adecuada y minimiza la formación de emulsiones. Un mezclado suave, tal como la que se logra en una línea de flujo, puede acelerar la dispersión química y la floculación de las gotas de agua; sin embargo, una intensa agitación (como la que provocan las bombas centrífugas) promueve la formación de emulsiones.

Para la selección y preparación de los desmulsificadores es necesario considerar el tratamiento en la vasija, por ejemplo, los tanques depuradores requieren mayores

¹³ Becher P., "Emulsions: Theory and Practice", Ed.3, American Chemical Society. 2002

tiempos de residencia (8-24 horas), por lo que necesitan desmulsificadores de acción lenta. Por otro lado, las unidades de tratamiento térmico y electrostáticas presentan cortos tiempos de residencia (15-60 minutos), por ello requieren desmulsificadores de acción rápida.

Si el desmulsificador es agregado en la cabeza o en el fondo del pozo, éste no debe ser sensible a la agitación o al flujo turbulento que se presenta antes de entrar a la vasija. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para intervenciones de pozos, pueden requerir el cambio del desmulsificadores de línea.

Los agentes emulsificadores en el aceite crudo son muy numerosos y complejos, lo que no permite una identificación completa del agente, es por ello que el trabajo para encontrar al desmulsificador conveniente es todo un arte de la ciencia.

La selección del desmulsificador está basada en pruebas directas, comúnmente conocidas como **pruebas de botella** cuyo procedimiento se encuentra descrito a detalle en el API MPMS 10.4 (1988), PETEX (1990), Bowman (1977) y en manuales de distribuidores. Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra tomada de la emulsión del sistema y únicamente es válida para ésta; se presenta un resumen del procedimiento de Bowman.

3.4.1.1 Procedimiento estadístico diseñado de la prueba de botella

Las pruebas de botella como ya ha sido explicado son un proceso dentro del diseño de química deshidratante de suma importancia, por lo que es necesario realizarlo de manera eficiente y cuidadosa para lograr obtener los resultados óptimos y lograr diseñar un químico apropiado para el aceite en estudio a deshidratar. El proceso de esta prueba se describe a continuación, pero cabe señalar que este procedimiento engloba los pasos generales pero pueden existir otros que se les pudiera anexas¹⁴.

¹⁴ Salager J.L. Formulación, Composición y Fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del Arte. Parte A: Introducción y conceptos de formulación físicoquímica. Cuaderno FIRP 747-A, Módulo de enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes, Mérida (1999).

1. Obtener una muestra de 5 [galones] en un recipiente con tapa enroscable y una válvula de drene para remover el agua libre.
2. Eliminar cualquier contenido de agua libre presente en la muestra.
3. Agitar los 5 [galones] cuidadosamente y utilizar el procedimiento ASTM D 96, determinar el porcentaje de S&W de la emulsión con y sin deshidratador mecánico.
4. Ajustar un volumen de 8 [onzas] a las condiciones de la prueba en varios recipientes.
5. Agregar 100 [ml] de emulsión en cada botella. Agregar un desmulsificador de emulsión normal. Agregar un desmulsificador de emulsión inversa si se requiere. Realizar un tratamiento térmico.
6. Colocar las botellas en un agitador horizontalmente. Agitar a una velocidad de 150 [ciclos/min] durante 3 minutos.
7. Colocar en un lugar libre los botes a la temperatura apropiada y empiece a contar el tiempo.
8. Cuando haya transcurrido el tiempo indicado por el criterio inicial de diseño de la prueba, remover los botes de sus lugares y registrar la cantidad de agua presente en cada bote.
9. Utilizando una jeringa ajustada con un tope a una longitud predeterminada, muestrear 10 [ml] de aceite de cada bote.
10. Determinar el contenido de S&W de la muestra con y sin deshidratador mecánico.
11. Sí el análisis de la concentración de agua en el aceite es el deseado, obtenga una muestra con la jeringa de 5 [pg.] de agua del fondo del bote.
12. Cualitativamente determine el contenido de aceite en el agua.

NOTA:

1. Los pasos 3 al 7 deben ser realizados tan pronto como sea posible después de que la mezcla es obtenida.
2. Si se requiere más de una hora para completar estos pasos, los 5 galones deberán ser calentados a su temperatura original y agitados durante 3 minutos.

Cuando se utilizan bombas de acero inoxidable se puede muestrear el fluido a presión y de esta manera se minimizan las pérdidas de los compuestos más ligeros. Una buena muestra debe:

- a) Ser representativa de la corriente.
- b) Provenir de la corriente de flujo de los pozos individuales que están alimentando al tratador.
- c) Contener cantidades representativas de químicos presentes tales como desmulsificadores, inhibidores de corrosión, parafinas, etc.
- d) Ser reciente para prevenir la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

El tratamiento químico ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de emulsiones puede ser completamente prevenida por la introducción de desmulsificadores en etapas tempranas del tratamiento.
- Se pueden romper las emulsiones a temperaturas significativamente bajas, así se ahorra combustible y se reducen las pérdidas de aceite crudo así como de sus °API.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- La principal es la sobredosis, ya que se pueden producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las originales.
- Económicamente es inconveniente romper las emulsiones únicamente con químicos, es más apropiado agregar la energía (calor o electricidad) necesaria para reducir la dosis y por lo tanto el costo de los químicos.

3.4.2 Tratamiento Gravitacional

En la separación de fases y deshidratación de los hidrocarburos, el efecto gravitacional que se tienen sobre los hidrocarburos es de suma importancia y utilidad para estos procesos; esta parte intenta describir los equipos más utilizados en la deshidratación de aceite aplicando el efecto gravitacional. El tratamiento gravitacional es llevado a cabo en vasijas contenedoras relativamente grandes como son:

- a) Tanques
- b) Asentadores o sedimentadores
- c) Tanques depuradores

d) Tanque de asentamiento

e) Deshidratadores mecánicos de agua libre (FWKOs)

Los FWKO son usualmente utilizados para remover grandes porcentajes de agua libre como se representa en la Figura 3-1 ésta es arrastrada por la corriente de alimentación ya que no forma una emulsión con el aceite, su asentamiento es rápido y fácil, en menos 20 minutos.

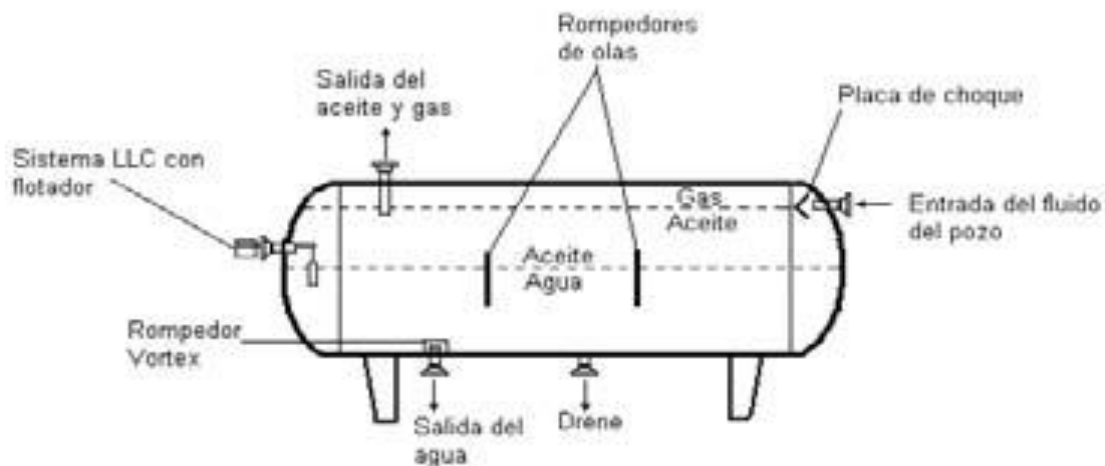


Figura 3-1 Representación de una FKW

En la mayoría de los casos estos separadores de agua libre son utilizados en una etapa primaria de separación de salmuera, pero puede seguir teniendo hasta un 40 % de agua emulsionada en el aceite. A menudo estos aparatos cuentan únicamente con un tanque de asentamiento presurizado con un nivel de control de agua y con una válvula de control de descarga. Es de gran importancia realizar la separación de fases por efecto gravitacional antes de que sea llevada al siguiente tratamiento de deshidratación, por ejemplo, la separación del agua libre antes de mandar la mezcla (emulsión) a un tratamiento de calor (fired heater) ahorra considerables cantidades de combustible, ya que para aumentar 1 [°F] la temperatura de un barril de agua se necesitan 350 [BTU], pero solamente se necesitan 150 [BTU] para aumentar 1[°F] la temperatura de un barril de aceite, esto se menciona porque el calentamiento del agua es innecesario y no solo es un desperdicio inútil de energía, sino que también

puede ocasionar el depósito de incrustaciones y se pueden requerir químicos caros para prevenir su formación (la acumulación de 0.06 [pg] de incrustaciones en los tubos calientes puede incrementar las pérdidas de combustible de un 11 a 13% .

La duración del tiempo que el fluido de una corriente permanece en el separador se denomina “Tiempo de Residencia o Retención”. El tiempo de retención bruto de un proceso puede calcularse dividiendo el volumen de fluido del recipiente entre el volumen de flujo. Para un gasto dado, un tiempo de retención prolongado requerirá de un recipiente más grande que para un tiempo de retención corto. Es por lo tanto ventajoso desde el punto de vista económico disminuir el tiempo de retención tanto como lo permita el desempeño del proceso.

Para entender que consideraciones son importantes para determinar el tiempo de retención requerido para un proceso, utilizamos la ecuación de Stokes para determinar la velocidad de caída de una partícula en un medio viscoso:

$$V = \frac{2gr^2(\rho_2 - \rho_1)}{9\eta}$$

Donde:

V = Velocidad de caída de la partícula (gota de agua) ft/s

g = Constante gravitacional (ft/s²)

r = Radio de la partícula (ft)

ρ_2 = Densidad específica de la partícula (gota de agua) lb/ft³

ρ_1 = Densidad específica de la fase continua (aceite) lb/ft³

η = Viscosidad (lb/ft/s)

Esta ecuación nos permite entender que factores determinan el ritmo de asentamiento de agua. Si podemos variar favorablemente los parámetros en la fórmula para incrementar la velocidad, podemos acortar el tiempo de retención requerido y mejorar la eficiencia del proceso. Además, si no se obtiene una

deshidratación adecuada únicamente por separación gravitacional después de días de asentamiento ininterrumpido, como se discutió previamente, entonces es obvio que para que sea exitosa la gravedad, requerirá de más ayuda en el flujo a través del sistema. Esto se puede lograr a través de la optimización de los parámetros de la ecuación de Stoke.

El tratamiento, entonces, está relacionado con dos intereses básicos:

1. Proporcionar un volumen de asentamiento
2. Alterar los parámetros físicos para incrementar los ritmos de asentamiento

La única variable en la ecuación de Stoke, la cual no es una propiedad física relacionada a los fluidos, es la aceleración gravitacional. La velocidad de caída es proporcional al empuje gravitacional sobre la gota. Este factor puede variarse artificialmente por un separador centrífugo. Los separadores centrífugos fluyendo, sin embargo, crean turbulencia a un nivel que no permite la deshidratación eficiente del aceite. El costo de la energía empleada por el sistema es también muy alto. Ya que este proceso no es utilizado comúnmente para separar emulsiones, no se discutirá más en este estudio.

Los parámetros restantes que se pueden alterar de la ecuación de Stoke son:

1. Diferencia de densidades específicas de las fases
2. Viscosidad de la fase continua (aceite crudo)
3. El Tamaño de la Gota (el tamaño de la gota es muy importante ya que está elevado al cuadrado en la fórmula)

Los tanques de depuradores, son grandes vasijas contenedoras que usualmente manejan una tercera parte de su capacidad con agua y las dos terceras partes restantes las ocupa el aceite.

Una emulsión con desmulsificadores y algunas veces calentada, y enviada debajo de la interfase aceite-agua en la vasija utilizando un “tornapunta”, sometiéndola a un proceso “depurador” que proporciona una agitación suave y provoca un contacto

entre las gotas del agua arrastrada y el volumen de agua retenida, generando la coalescencia y retirándola de la corriente de aceite. El rompimiento de la emulsión ocurre en las dos terceras partes más altas del tanque con el ascenso muy lento del aceite, una inapropiada alimentación o una pobre distribución de la emulsión dentro de la sección depuradora puede ocasionar turbulencias y laminación.

Los tanques depuradores consisten de cinco secciones principalmente (Figura 3-2):

- 1) Línea de entrada.
- 2) Tubería conductora, tubo separador de gas o desgasificador.
- 3) Cuerpo del tanque.
- 4) Línea de salida del agua también conocida como sifón de salida.
- 5) Línea de salida del aceite.

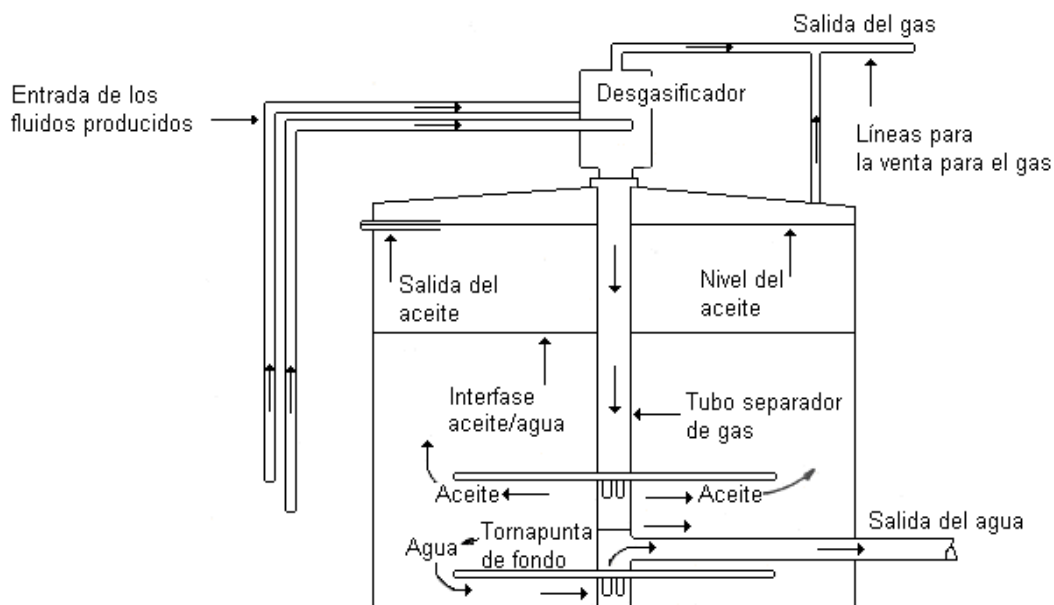


Figura 3-2 Tanque depurador o Gun Barrel

Hertz (1987) enfatizó la importancia de la desgasificación de la emulsión antes de que la corriente entre al tanque. El desgasificador de Hertz consiste de una cama embalada de 1.5 [pg.]

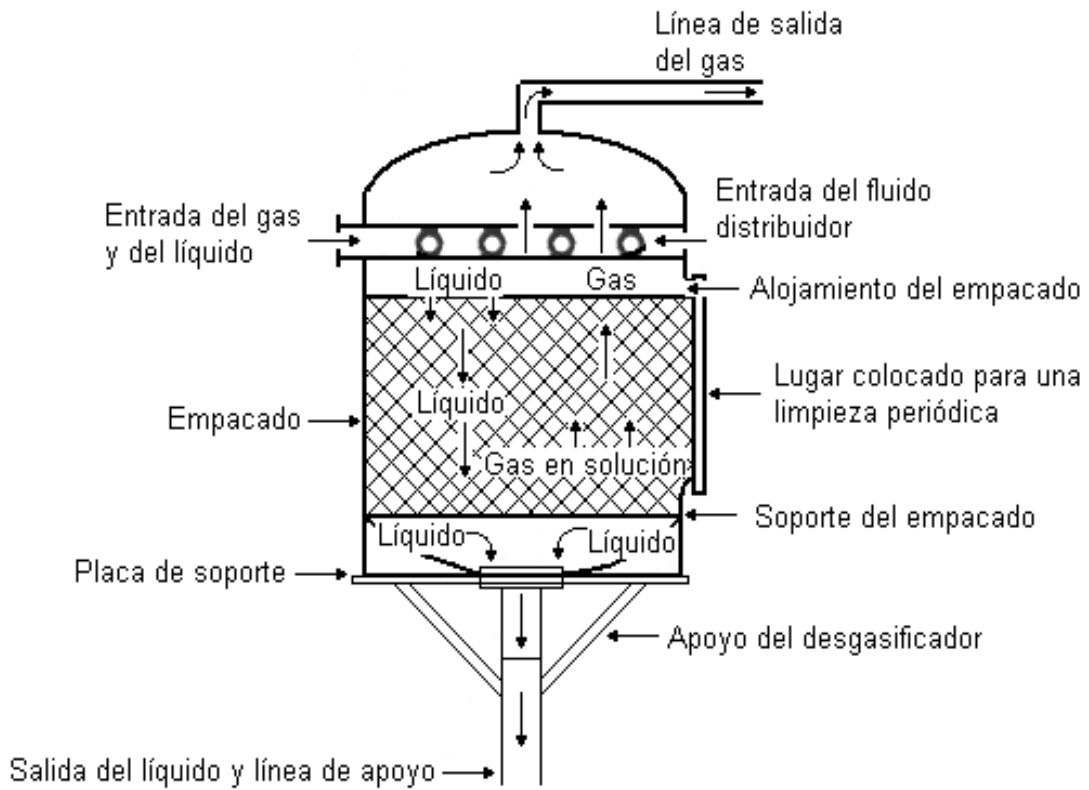


Figura 3-3 Desgasificador (Hertz, 1987).

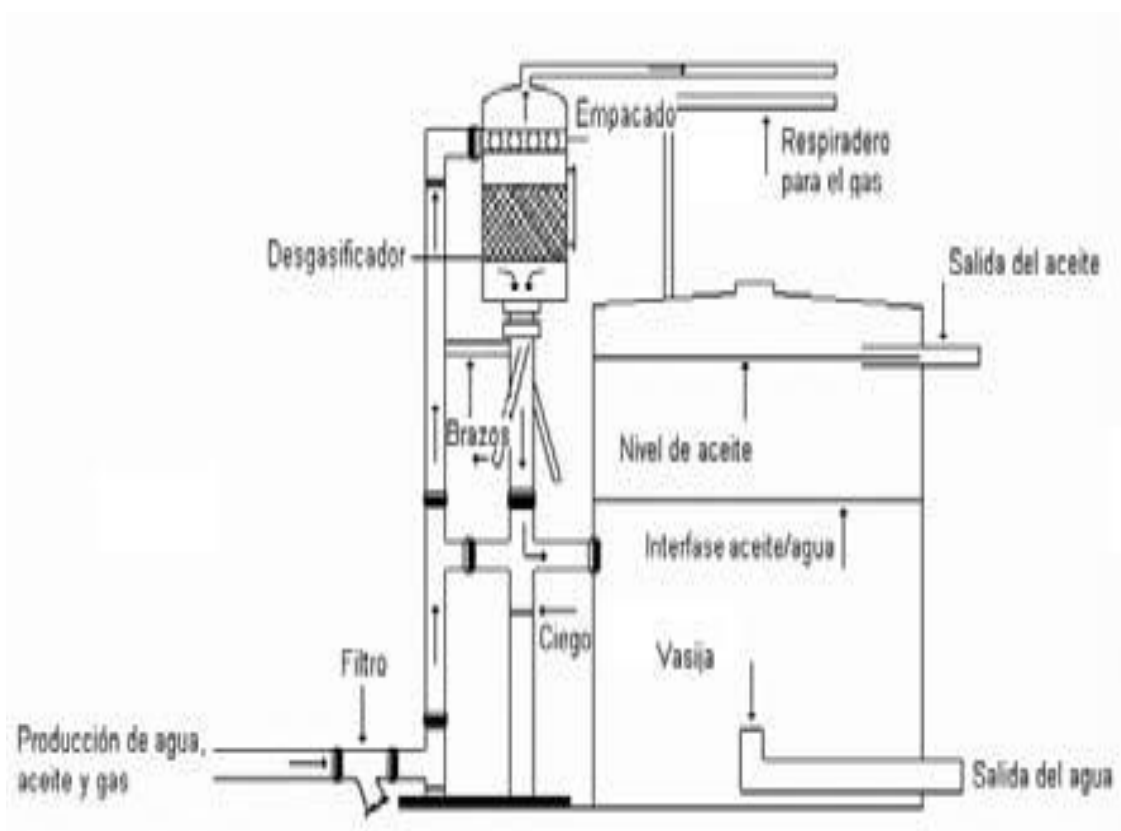


Figura 3-4 Instalación del desgasificador

Las ventajas que presenta un tanque depurador:

- 1) No utiliza combustible ya que utiliza la coalescencia y el tiempo de residencia en lugar de calor.
- 2) No tiene partes móviles.
- 3) No hay peligro de incendio.
- 4) Se repele menos gas, por lo tanto, hay un mínimo volumen de encogimiento y menos disminución de los °API.

Sin embargo cuenta con las siguientes desventajas:

- 1) No están diseñados para manejar grandes volúmenes de gas.
- 2) El tanque es muy grande y pesado por lo que requiere grandes inventarios de aceite que son guardados en el tanque, con ésto el capital no genera intereses, al tenerlo almacenado. El peso del tanque previene su uso en instalaciones costa afuera.
- 3) La prevención de la corrosión puede ser muy costosa pues el primer costo es la inspección y el mantenimiento de la gran capa superficial interna y la protección catódica es tiempo consumido y costoso.
- 4) Si la emulsión es calentada antes de entrar al tanque, las pérdidas por calor pueden ser muy grandes.
- 5) Los patrones de flujo no ideales son difíciles de eliminar y se pueden ocasionar daños.

3.4.3 Tratamiento Térmico

La adición de un tratamiento térmico a los procesos de deshidratación es sumamente necesaria para lograr llegar a los requerimientos de entrega y venta. Durante mucho tiempo se ha ignorado la gran importancia que tiene este tratamiento en la deshidratación de aceite. En este documento se mostrara la importancia y la necesidad de aplicar este proceso.

La adición de calor aplicada a una corriente de aceite emulsionado es el método tradicional para separar las fases de agua y aceite porque, el empleo del calor en el tratamiento del aceite crudo tiene las siguientes ventajas:

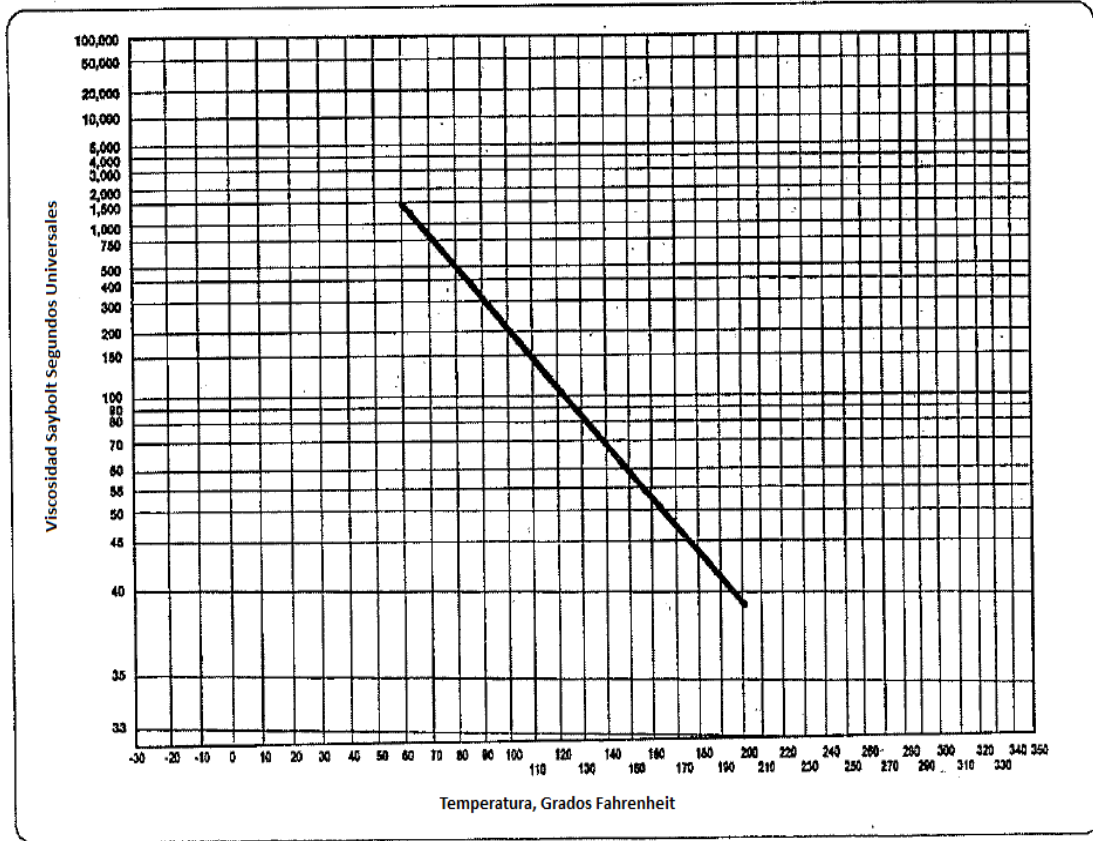
1. Reduce la viscosidad del aceite. La viscosidad disminuida también permite que las gotas de agua se asienten más rápidamente a través de un aceite menos viscoso.
2. Incrementa el movimiento molecular de las gotas de agua, aumentando la frecuencia de colisión de las gotas de agua dispersas en el aceite.
3. Puede desactivar la acción química de los emulsificantes y disolver los cristales pequeños de las parafinas y asfáltenos.
4. Ayuda a la dispersión de agentes emulsificantes contenidos en el aceite, después de haberse separado de las gotas de agua. Asimismo, mejora la acción de los desemulsificantes, pues provoca que éstos reaccionen más rápidamente para romper la película que rodea a las gotas de agua.
5. Permite la expansión de las gotas de agua. Esto rompe la película que rodea a las gotas, particularmente en presencia de ciertos compuestos desemulsificantes.
6. Incrementa el valor de la diferencia de densidades entre el agua y el aceite; acelerando el asentamiento de las gotas de la fase dispersa

Volviendo a mencionar la importancia que tiene la ecuación de Stokes, Si revisamos una vez más la ecuación de Stoke vemos que la velocidad de asentamiento de nuestra partícula de agua es inversamente proporcional a la viscosidad del aceite. La sensibilidad de la viscosidad de los hidrocarburos a la temperatura sugiere que el proceso de elevar la temperatura disminuiría la viscosidad, incrementando así los ritmos de asentamiento, y por lo tanto que se presente la coalescencia más rápido. En realidad el calentar el crudo para la deshidratación beneficia el proceso en varias formas y fue la primera ayuda utilizada en la separación gravitacional de agua.

A continuación se mencionan algunas formas en las que el calentamiento facilita el proceso:

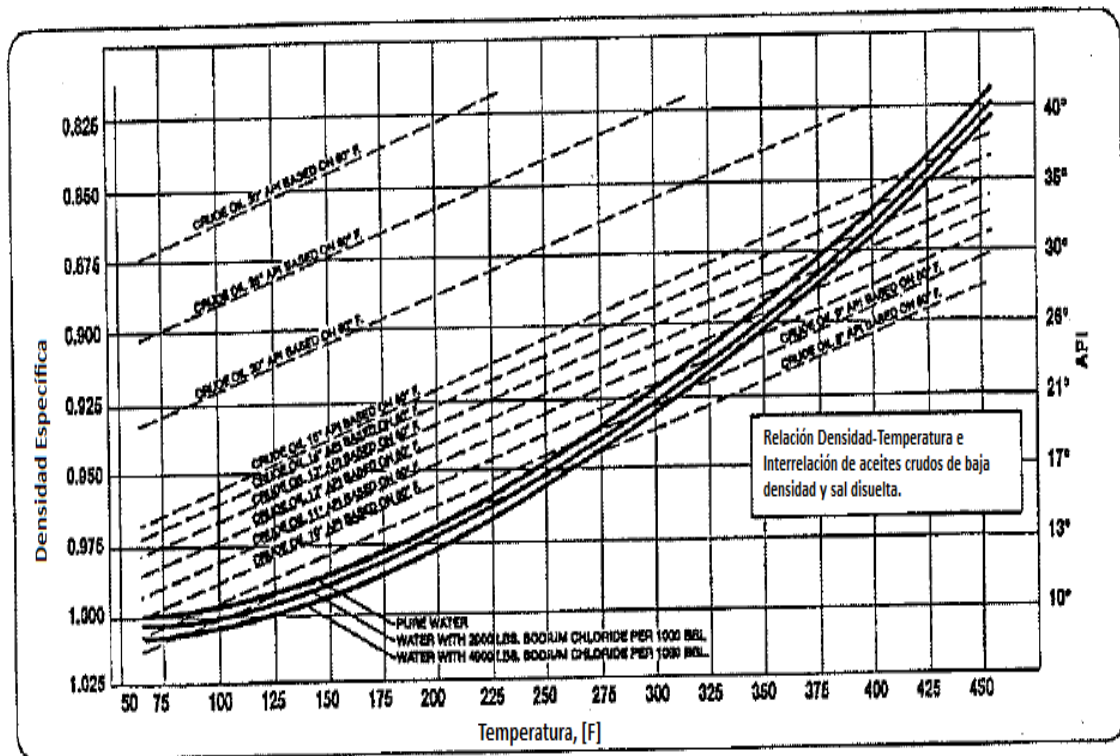
- Una temperatura más alta en el proceso baja la viscosidad del aceite como se muestra en la gráfica típica Viscosidad-Temperatura (Grafica 3-1).
- Arriba de los 175°F la diferencia en la densidad específica entre el aceite y el agua se incrementa con el incremento de la temperatura del proceso, como se muestra en el diagrama de densidad específica contra temperatura (Grafica 3-2).
- El incremento de temperatura del proceso incrementa la solubilidad del aceite para los agentes estabilizantes, ayudando a dispersar la película de la interfase.
- La adición de calor ayuda en la dispersión del desemulsificante.
- La creación de corrientes térmicas ayuda a la coalescencia mediante la inducción de colisiones.
- El incremento de temperatura del proceso provoca la expansión térmica de las gotas de agua la cual debilita la película estabilizante.
- El calentamiento incrementa la reactividad química del desemulsificante.

Con todos estos beneficios puede parecer que el calentamiento sin restricciones es el enfoque correcto. Algunos inconvenientes de calentar el crudo, sin embargo, se magnifican a mayor exposición de calor y temperaturas más elevadas.



TÍPICO ACEITE DE DENSIDAD INTERMEDIA
Gráfica Viscosidad-Temperatura Estándar ASTM para productos de petróleo líquidos

Gráfica 3-1 Temperatura-Viscosidad



Gráfica 3-2 Densidad vs temperatura

A pesar de las ventajas indicadas, el calentamiento del aceite crudo puede ser costoso. La adición de calor puede provocar una pérdida significativa de los hidrocarburos con punto de ebullición bajo, generando un encogimiento del aceite o una pérdida de volumen. Asimismo, debido a la pérdida de hidrocarburos ligeros, el aceite restante recuperado en el tanque de almacenamiento posee una densidad API menor, es más pesado y por lo tanto, su valor comercial es menor. Es por eso que el diseño de este tratamiento debe de ser bien generado y para diseñar el mejor tratamiento térmico posible y minimizar la incertidumbre de este método.

Por lo general, las temperaturas de tratamiento de una emulsión están en el rango de 37.8° - 71.1° C (100° - 160° F), pero en el tratamiento de aceite crudo pesado, la temperatura puede ser tan alta como 148.8°C (300° F) y la mayoría de los aceites ligeros se tratan con temperaturas menores a 82.2° C (180° F). Para los aceites pesados con una densidad menor a 20 °API que se tratan a temperaturas mayores a 82.2° C (180° F)¹⁵.

Para generar el calor del tratamiento se necesita combustible y el costo de éste tiene que considerarse. Además tiene que considerarse que el requerimiento de calor en el tratamiento térmico varía respecto de las temperaturas diarias, estacionales o atmosféricas. Una emulsión fría es generalmente más difícil de tratarse en la noche, en días lluviosos o en invierno, cuando la temperatura es baja. Durante los meses de invierno, en lugares donde existe el problema de la aplicación de calor, la adición de desemulsificante químico extra puede ser exitosa. En tanto que la adición de calor no es necesaria en los meses calurosos de verano.

Las emulsiones que presentan viscosidades similares no requieren siempre del mismo tipo de equipo de tratamiento o de la misma temperatura de tratamiento. No obstante las emulsiones producidas en diferentes pozos de un mismo campo o de la misma formación requieren temperaturas de tratamiento diferentes. Por esta razón, se recomienda que se realicen pruebas con diferentes temperaturas de tratamiento. Así, se puede determinar la temperatura práctica y mínima de tratamiento para cada emulsión.

¹⁵ J.L. Físicoquímica de los sistemas surfactante-agua-aceite. Aplicación a la Recuperación del Petróleo. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, Vol.XI, N°3 (1979b).

El tratamiento térmico está clasificado como directo e indirecto de acuerdo al método empleado para la aplicación del calor, los calentadores directos siguientes son los cuatro tipos más comunes:

- Calentador tubular
- Calentador con camisa para el fluido.
- Calentador interno.
- Calentar tipo volumétrico.

La transferencia de calor se hace por contacto directo del fluido con el calentador. A pesar de los problemas que se tienen con los sedimentos y la corrosión, estos tratamientos son capaces de manejar grandes volúmenes de fluido con menos combustible que los calentadores indirectos los cuales operan eficientemente donde se tiene una pequeña o nula presión por lo que los fluidos no causan problemas severos de corrosión.

Los equipos que se utilizan a lo largo del tratamiento térmico, pueden ser calentadores verticales u horizontales como se muestra en la Figura 3-5.

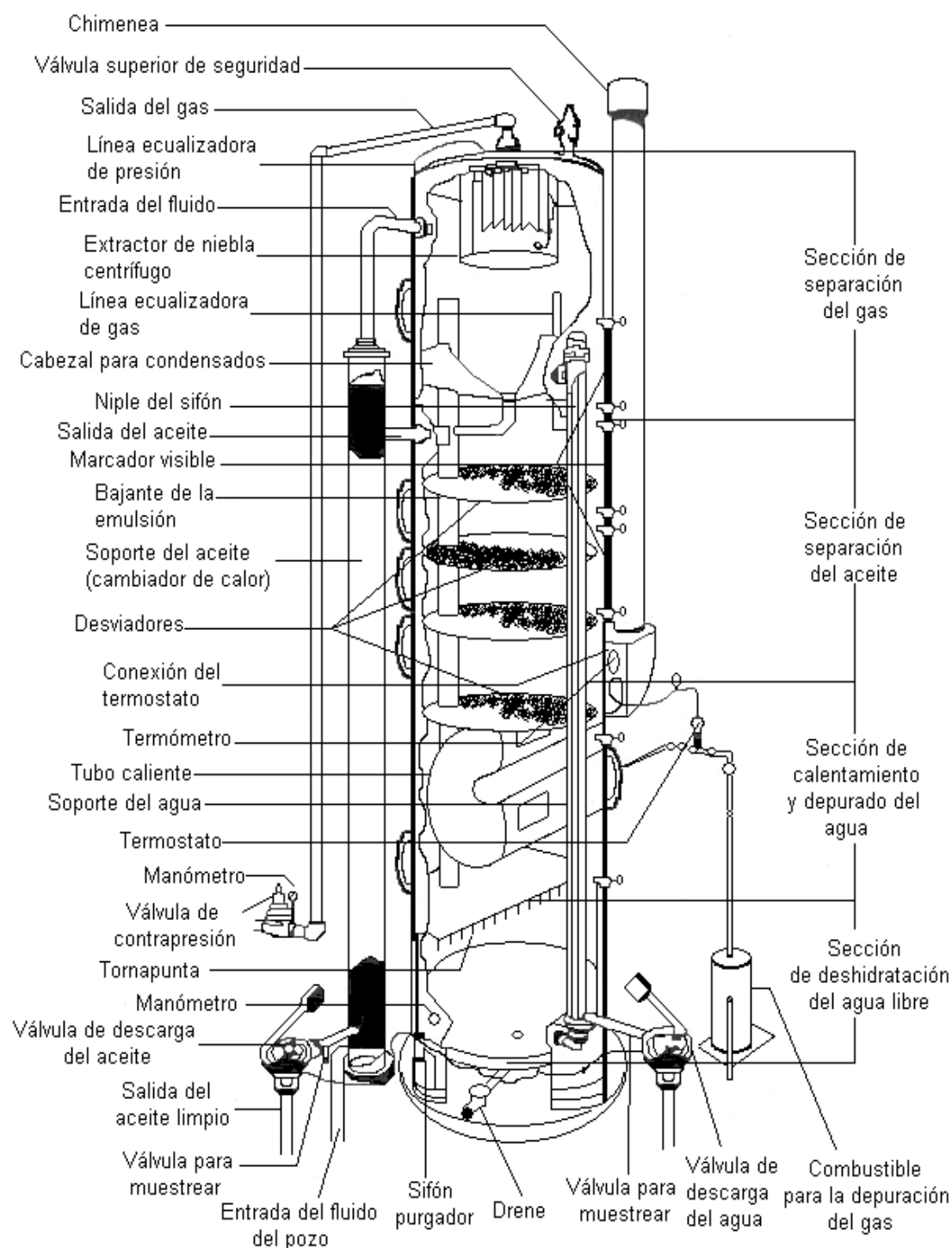


Figura 3-5 Calentador Vertical

El diseño de un tratamiento térmico vertical se realiza de acuerdo a las siguientes funciones:

- 1) Desgasificación de la emulsión que entra al tratamiento.

- 2) Remoción de arena, sedimentos, y agua libre de la corriente de alimentación en la línea de flujo y antes de ser calentada.
- 3) Depurado del agua y el calentamiento de la emulsión.
- 4) Coalescencia y asentamiento de las gotas, la unión mecánica puede ser utilizada en esta sección.

El aceite limpio, caliente y deshidratado puede ser utilizado para calentar la emulsión de entrada, utilizando un intercambiador de calor, por otro lado, la emulsión más corrosiva y más sucia es alimentada a un tubo lateral para una limpieza más severa.

Si se tiene una corriente de alimentación muy grande, la sección que se encuentra debajo de los tubos calientes debe ser dimensionada para permitir un tiempo de residencia de 5 minutos, los tratamientos térmicos verticales no son los más adecuados para remover grandes cantidades de agua libre, esta limitación se agrava en campos maduros donde se presenta un incremento en la producción de agua, una buena solución es colocar un FWKO en la entrada de la corriente.

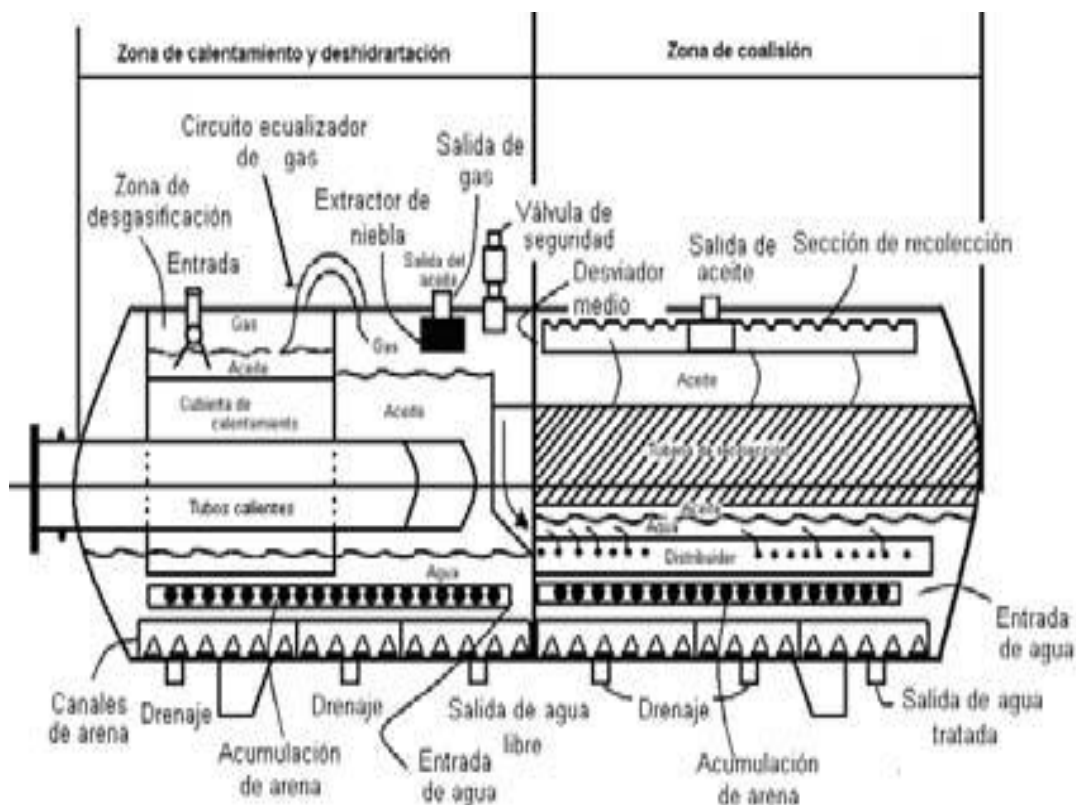


Figura 3-6 Calentador horizontal.

La coalescencia mecánica puede o no ser utilizada en la sección de asentamiento del aceite, algunas placas como la Performax (NANTCO, 1991) son mejores que la sección excelsior (o "Hay") proporcionando una buena separación y previenen en gran medida posibles taponamientos, la canalización en la sección "Hay" puede ocasionar que las gotas de agua sean arrastradas con el aceite tratado. Los problemas de incrustaciones se pueden presentar en la salida del sifón de agua así como en el fondo de la sección "hay", mientras que los problemas de corrosión se presentan en las líneas de flujo y en otros compartimientos, lo cual es solucionado utilizando una tubería gruesa o placas.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal, tal y como se muestra en la Figura 3-6, la corriente que entra es parcialmente desgasificada para ser enviada a los tubos calientes a través de un desviador, el agua libre y la arena son sacadas de la corriente antes de que la emulsión sea calentada, después la corriente asciende a través de los tubos calientes y es desgasificada completamente, posteriormente la emulsión fluye hacia un baño de agua dentro de la sección turbulenta y finalmente, se alimenta uniformemente dentro de la sección de coalescencia con barras esparcidoras. Se introduce aceite emulsionado debajo de la interfase aceite-agua para proporcionar un depurado que promueve la coalescencia, con esto la emulsión se rompe y el aceite limpio es removido del fondo a la sección de asentamiento, la coalescencia algunas veces es utilizada para ayudar a la separación en la sección de asentamiento.

En general, el tratamiento térmico ofrece grandes beneficios si se realiza su correcta aplicación, estos beneficios son:

El calentamiento proporciona las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua aceite, así se intensifica la coalición de las gotas y se incrementa el gasto de asentamiento; la reducción es dramática ya que un aumento de 10 [°F] en la temperatura puede reducir la viscosidad a la mitad de su valor.

- Se incrementa el movimiento de las corrientes naturales convectivas dentro de la emulsión por lo que simultáneamente se incrementa y se intensifica la coalición de las gotas.
- Se incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo por lo menos hasta 175 [°F].
- Se generan corrientes termales, las cuales con la reducción de la viscosidad del aceite, promueve una distribución más uniforme de los desmulsificadores químicos y aumenta la frecuencia de colisión de las gotas.
- El derretir y/o disolver a las parafinas sólidas puede estabilizar la emulsión, esto se hace para mantener al aceite sobre su punto de opacidad.
- Se debilita la película estabilizadora alrededor de las gotas de agua.

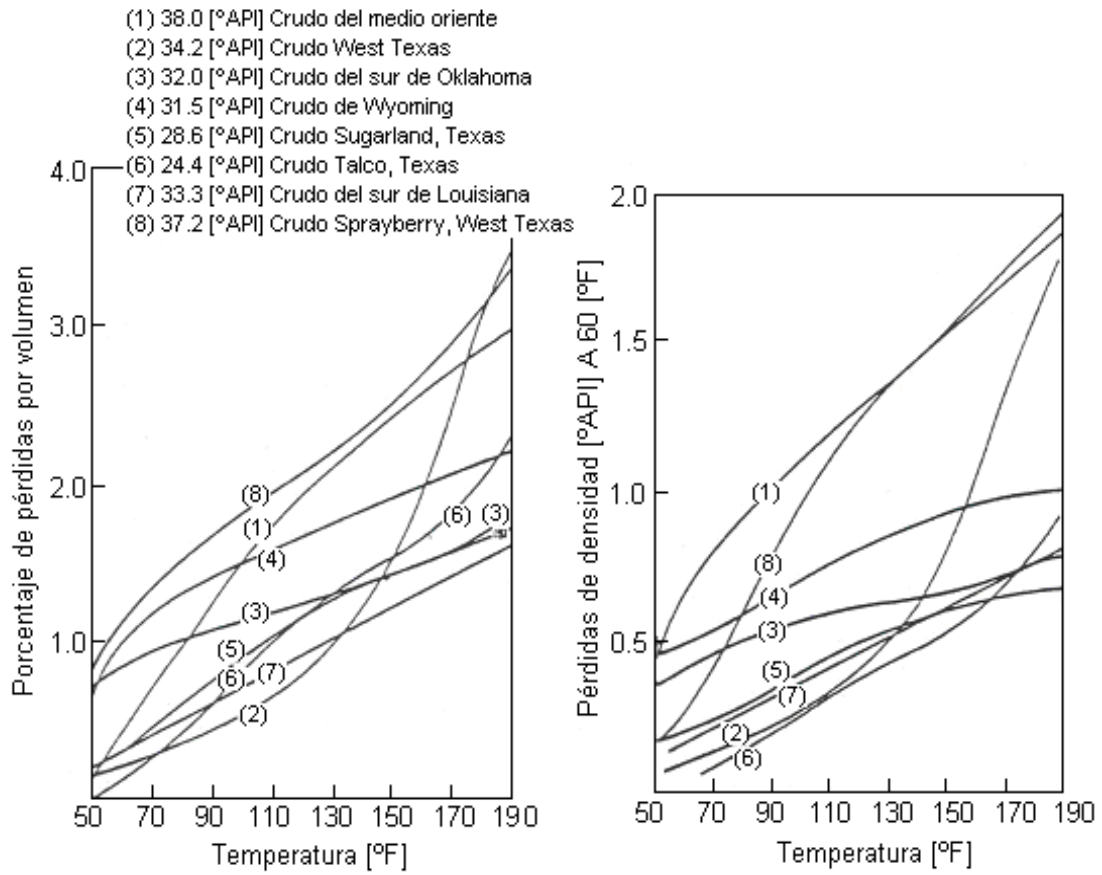
Estos beneficios son de gran ayuda, proporcionan un muy buen aumento a la eficiencia de deshidratación y complementa el desempeño de manera eficiente de los demás tratamientos (Química deshidratante y tratamiento gravitacional), sin embargo, se debe de considerar y tener en cuenta que la mala aplicación y diseño del tratamiento térmico puede generar desventajas o repercusiones como las siguientes:

- El calentamiento algunas veces ocasiona que los hidrocarburos más volátiles del aceite se liberen y se mezclen con la fase gaseosa, esta “pérdida” de los hidrocarburos más ligeros trae como consecuencia el encogimiento de un volumen apreciable y la reducción de la densidad en °API.
- El calentamiento aumenta el costo del tratamiento por el gasto en el combustible.
- Los calentadores son peligrosos.

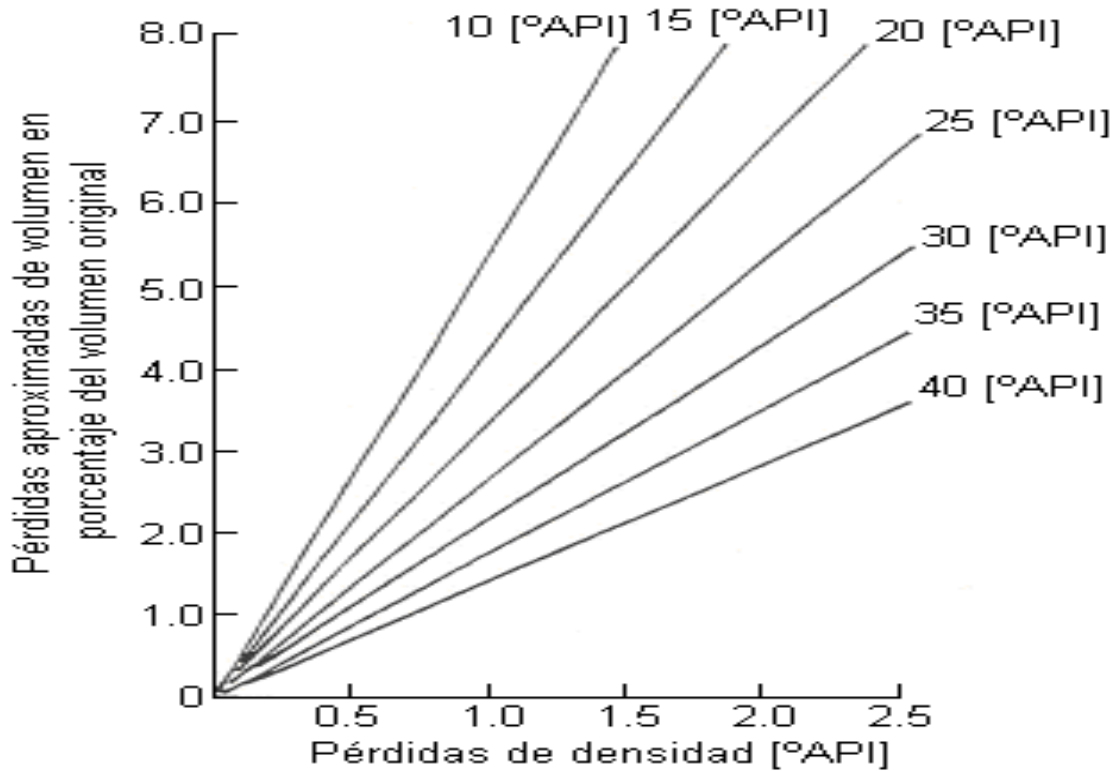
- Los calentadores requieren de reguladores de gas de combustión y controles de temperatura, además de válvulas de descarga, válvulas de contrapresión y válvulas de alivio para emergencias que son comunes en todas las vasijas.
- Los depósitos de coke en los tubos calientes puede ocasionar problemas.

La regla principal del tratamiento térmico es *no sobrecalentar*, para minimizar el volumen encogido y la pérdida de la densidad en °API del crudo, los tratamientos de temperatura varían de 90 a 250 [°F] dependiendo de la densidad del crudo y del tipo de emulsión, por ejemplo, usualmente los crudos de Arabia Saudita y Dakota del norte (36-38 [°API]) no necesitan tratamiento térmico mientras que el crudo de Louisiana (32-33 [°API]) se trata a una temperatura de hasta 100-110 [°F], el crudo pesado de California (12 [°API]) a menudo se calienta a 240 [°F] utilizándose además tratamiento químico y electrostático.

El costo del tratamiento térmico depende directamente del costo del combustible. El costo del combustible puede ser dramáticamente reducido si se recupera el calor en el tratamiento del crudo, frecuentemente se “agrega” un intercambiador de calor como se muestra en la Figura 3-5, por otro lado, el calor de desecho recuperado de los generadores eléctricos es también muy práctico.



Grafica 3-3 Porcentaje de pérdida de la densidad y volumen debido al incremento de la temperatura



Grafica 3-4 Perdidas volumen vs densidad

3.4.4 Tratamiento Electroestático

Acción del campo eléctrico.

En la mayoría de los procesos para deshidratar el hidrocarburo una etapa importante de deshidratación es la aplicación del tratamiento electrostático, ya que este proceso es un proceso que actualmente agrega un muy buen porcentaje de deshidratación.

La coalescencia en una emulsión tiene lugar cuando dos gotas se unen. Si este par de gotas queda expuesto a un flujo turbulento y la energía cinética inducida en el par de gotas que colisionan es mayor que la energía de adhesión, el contacto entre las gotas se rompe antes de que ocurra la unión.

Es posible utilizar diferentes métodos para originar la coalescencia de gotas de agua en una emulsión. Uno de los métodos consiste en someter la emulsión al efecto de un campo eléctrico de alto voltaje.

Cuando se aplica un campo electroestático a un líquido no conductivo (aceite crudo) que contiene un medio disperso y conductivo (agua), las gotas dispersas se juntan mediante alguno de los tres fenómenos físicos siguientes:

- a) Las partículas después de polarizarse en el campo, tienden a ordenarse respecto a las líneas de fuerza eléctrica. En este caso, los polos negativos y positivos del agua se unen. La atracción eléctrica hace que las gotas queden juntas y se unan.
- b) Las gotas pueden ser atraídas hacia un electrodo debido a la carga inducida. En un campo de corriente alterna, las gotas pequeñas vibran y a cierta distancia del electrodo por inercia, se unen. En un campo de corriente directa, las gotas tienden a migrar hacia los electrodos, donde forman gotas de mayor tamaño y se precipitan por efectos gravitatorios.
- c) El campo eléctrico disocia y debilita la película emulsificante.

La siguiente ecuación se utiliza para determinar la fuerza de atracción entre las gotas de agua contenidas en una emulsión a la cual se aplica un campo eléctrico:

$$F = \frac{k E^2 d^6}{S^4}$$

Donde;

F: fuerza de atracción entre partículas, N

k: permitividad dieléctrica de la emulsión, As/V

E: gradiente del voltaje, en V/m

d: diámetro de la partícula, en m

S: distancia entre las gotas de agua, en m

Esta ecuación indica que a mayor gradiente de voltaje, son mayores las fuerzas de coalescencia. Sin embargo, se ha demostrado que para gradientes excesivamente elevados, la gota de agua puede romperse en partículas más pequeñas y originar una emulsión aún más estable. El voltaje a ser aplicado se determina mediante pruebas de laboratorio.

La fuerza resultante entre dos gotas cargadas está dada por la Ley de Coulomb:

$$F = \frac{q_1 q_2}{4\pi \epsilon_0 x^2}$$

Donde q es la carga de la gota, x es la distancia entre los centros de las gotas y ϵ_0 la permitividad de la fase continua. La dirección del movimiento depende de la polaridad de la carga y del campo eléctrico. Para una gota cargada por contacto directo con un electrodo, la fuerza resultante se reescribe:

$$F = \left[\frac{\pi^2}{6} \right] 4 \pi r^2 \epsilon_{oil} \epsilon_0 E^2$$

Siendo ϵ_{oil} la constante dieléctrica relativa del crudo y E el campo eléctrico. Esta fuerza ocasiona que la gota cargada migre hacia el electrodo de carga opuesta y se inicie entonces el contacto con otras gotas, permitiendo la coalescencia. Para dos gotas polarizadas de igual tamaño alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F = \left[\frac{d^6}{x^4} \right] 3 \pi \epsilon_{oil} \epsilon_0 E^2$$

La unión de las gotas de agua dispersas en una emulsión de aceite crudo puede lograrse al aplicarle de un campo eléctrico con alto voltaje, utilizando un campo generado por corriente alterna o directa. La eficiencia de este tratamiento permite reducir el contenido de agua y sedimento básico del crudo a valores de hasta 0.05% para refinerías y rangos de 0.5 a 1.0% en instalaciones de producción.

En un campo D.C. (corriente directa), las gotas migrarán en un patrón continuo con una velocidad determinada por la viscosidad de la fase continua. Las gotas gradualmente perderán su carga, dependiendo del tiempo de relajación de la fase continua.

La aplicación de corriente alterna a una emulsión puede representarse como una onda senoidal. Tal y como se muestra en la Figura 3-7, cuando la onda es negativa (esto ocurre cuando un electrodo está cargado), el electrodo de tierra es positivo y las gotas de agua que se encuentran suspendidas en el área de gradiente elevado entre ambos electrodos, se alinean de acuerdo a sus polaridades. A medida que la onda senoidal se dirige a la parte positiva, pasa por el valor de cero voltajes y se anula el campo eléctrico. Las gotas de agua regresan a una forma esférica de baja energía. Cuando la onda es positiva, las corrientes de los electrodos se invierten, las gotas de agua se orientan de manera correspondiente al campo eléctrico y a sus polaridades correspondientes.

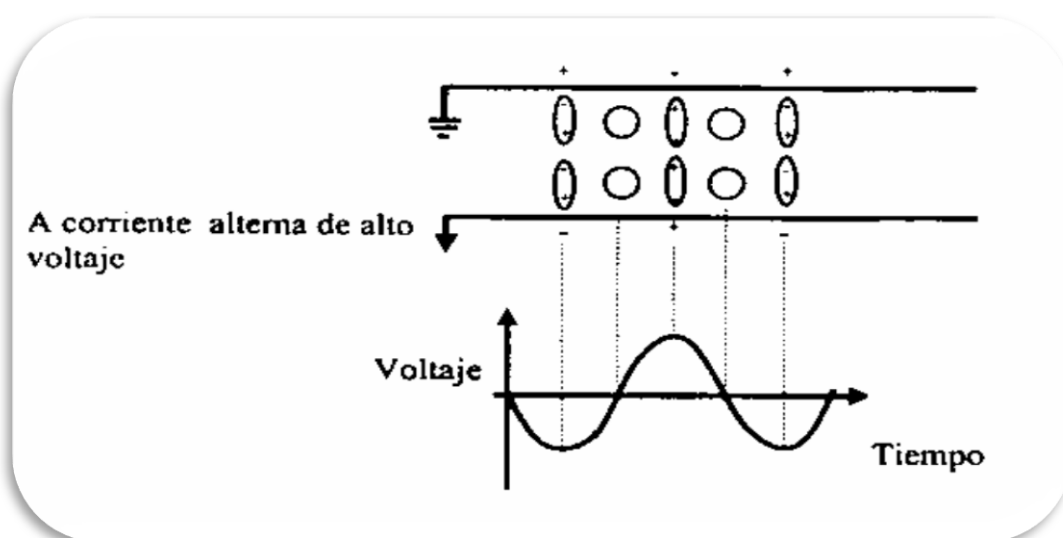


Figura 3-7 Representación de la onda de corriente alterna y efecto del campo eléctrico sobre la gota de agua al aplicar corriente alterna

En el caso de corriente continua (A.C.), una gota cargada tenderá a oscilar en una posición media entre los electrodos. Una gota puede llegar a cargarse por otros mecanismos tales como:

- Ionización
- adsorción preferencial de iones a la interfase (doble capa eléctrica)
- transferencia de carga convectiva desde un electrodo por la fase orgánica (Burris 1977).

En investigaciones realizadas se ha podido estudiar el fenómeno que hace que los voltajes D.C. sean tan efectivos y permitan remover grandes cantidades de agua (Burris 1977). Este principio se esquematiza en la Figura 3-8. En esta figura se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente. A medida que la gota entra en el alto gradiente D.C. entre los electrodos, éste le induce una carga a la superficie de la gota, que es igual a la del electrodo más cercano, por lo que inmediatamente ambos se repelen y la gota es atraída hacia el electrodo de carga contraria.

Cuando la gota se acerca al electrodo de carga contraria, la carga superficial de la gota se altera por el gran potencial del ahora electrodo más cercano, lo que hace que sea repelida de nuevo y atraída por el electrodo de carga contraria. Este movimiento de la gota es una migración ordenada entre los electrodos. Los altos potenciales D.C. retienen a las gotas de agua hasta sean suficientemente grandes como para sedimentar.

Considerando lo anteriormente expuesto para un sistema de una emulsión W/O con miles de gotas de agua. Las gotas polarizadas (cargadas mitad positivamente y mitad negativamente) tenderán a colisionar entre sí, por lo cual la coalescencia ocurrirá más rápido. Este fenómeno también hace que gotas en medios más viscosos colisionen, y es necesario altas temperaturas, en este punto es donde el tratamiento térmico y electrostático juega un papel importante y se deben de aplicar simultáneamente en esta etapa de deshidratación.

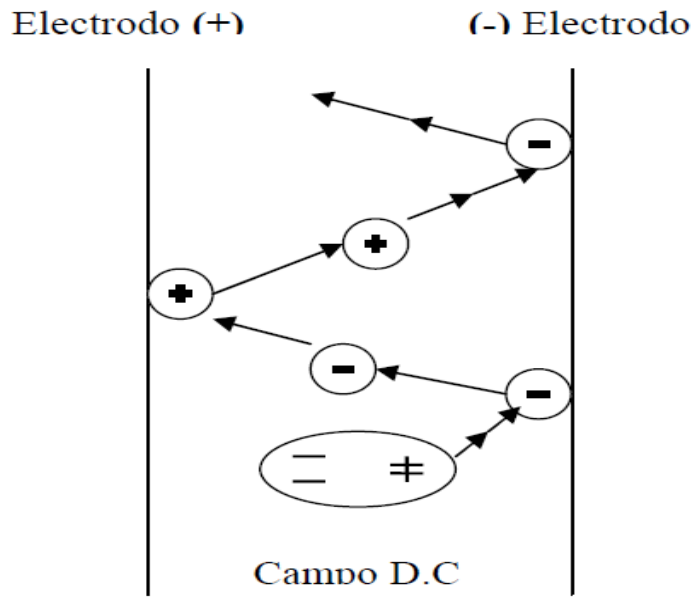
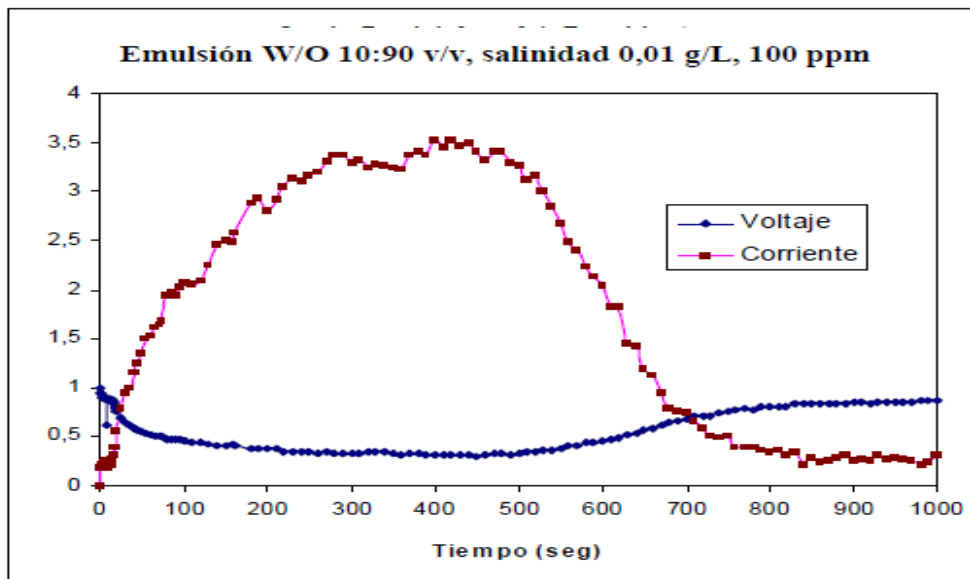


Figura 3-8 Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual.

Otro ejemplo, es el perfil corriente-voltaje obtenido en la deshidratación electrostática de una emulsión agua en crudo aplicando un campo eléctrico D.C. de 1.000 Voltios/cm y una dosificación de 100 ppm de química deshidratante (resina fenol formaldehido), Grafica 3-5. Se observa que inicialmente la corriente aumenta de manera considerable, luego alcanza un máximo y después disminuye hasta valores cercanos a cero.



Grafica 3-5 Perfil intensidad de corriente-voltaje en función del tiempo durante la deshidratación electrostática de una emulsión agua aceite

Taylor (1988) encontró que la forma de tales perfiles puede explicarse de la siguiente manera:

- a) Un período inicial durante el cual ocurre el alineamiento de las gotas en cadena como si fuera un rosario;
- b) Un período en el cual las cadenas de gotas de gran longitud forman un puente entre los electrodos, ocasionando un incremento en la conductividad de la emulsión;
- c) Un punto en el cual la conducción de corriente alcanza un máximo; y
- d) Una región caracterizada por una conductividad altamente errática, eventualmente disminuye a cero, como consecuencia de la disminución del nivel de agua en la emulsión debido al progreso de coalescencia de las gotas.

Taylor (1988) sugirió lo siguiente: “el proceso inicial es capacitivo, resultando quizás de la conducción superficial en las gotas de agua que se tocan, más que de la conducción a través de las gotas. Esta fase inicial es influenciada por factores como: viscosidad de la fase aceite, volumen de la fase dispersa y voltaje aplicado.

En la última región la conducción ocurre a través de las gotas (coalescencia), y la duración de esta zona se ve afectada por el voltaje aplicado y la presencia de aditivos químicos; a mayor voltaje o mayor concentración de química, más rápida es la deshidratación”. En la Figura 3-9 se ilustra esquemáticamente el proceso de electrocoalescencia.

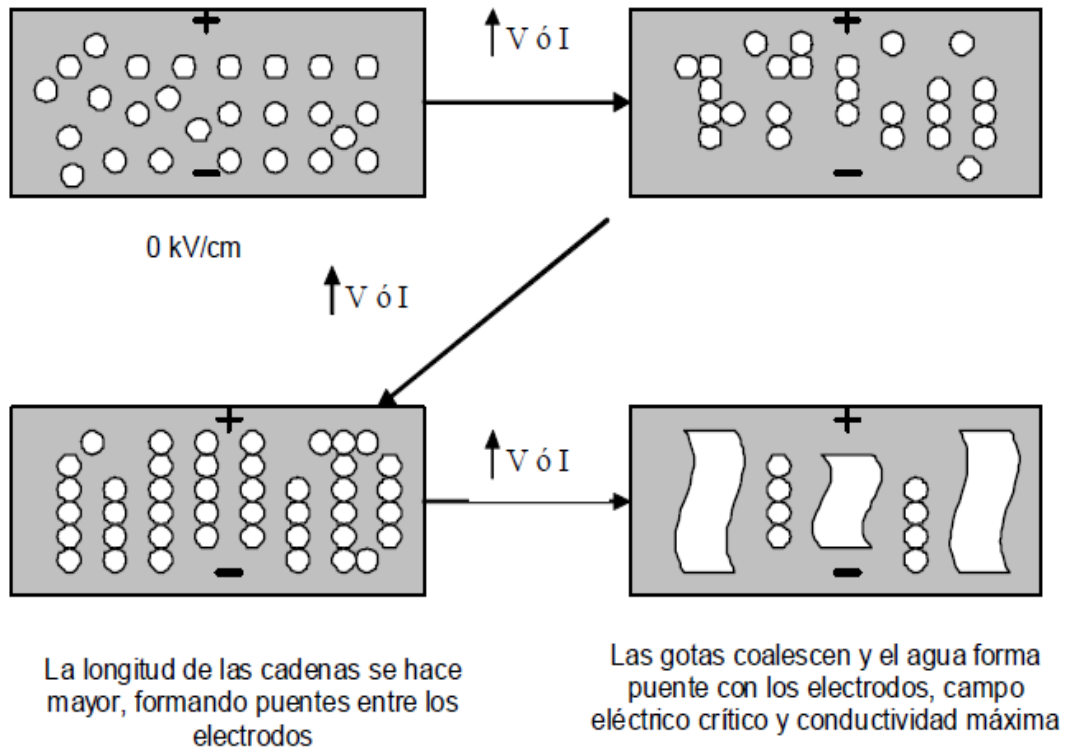


Figura 3-9 Esquema del proceso de electrocoalescencia.

3.5 Equipos utilizados en la deshidratación de crudos

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, figura 16. 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, como se muestra en la Figura 3-11.



Figura 3-10 Múltiple de producción de una estación de flujo

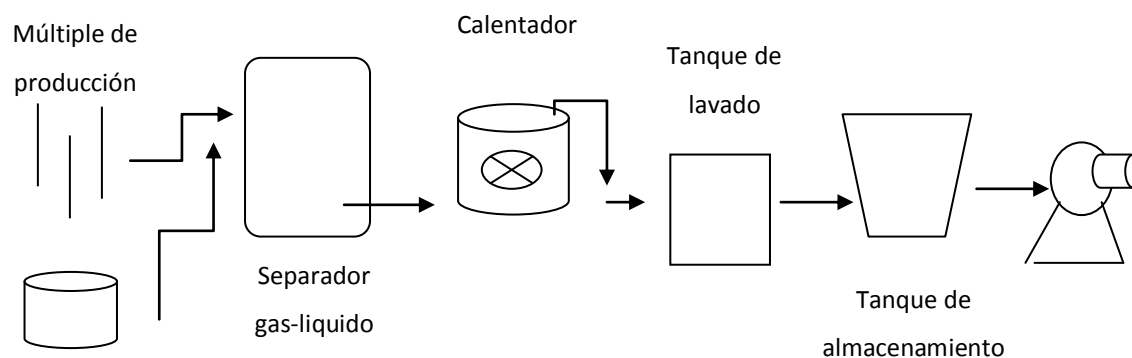


Figura 3-11 Representación esquemática una estación de flujo para deshidratar el crudo.

3.5.1 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.

Los separadores verticales operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo menor de 500 pie³/barril, mientras que los separadores horizontales poseen mayor área superficial y tienen controladores de espumas. En la Figura 3-12 se muestran un tren de tres separadores verticales.



Figura 3-12 Tren de separación (separadores de alta presión, baja y de prueba)

3.5.2 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 FWK”) ejemplificado en la Figura 3-13. 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, Figura 3-13. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada.

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 solo remueven el agua libre.

Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

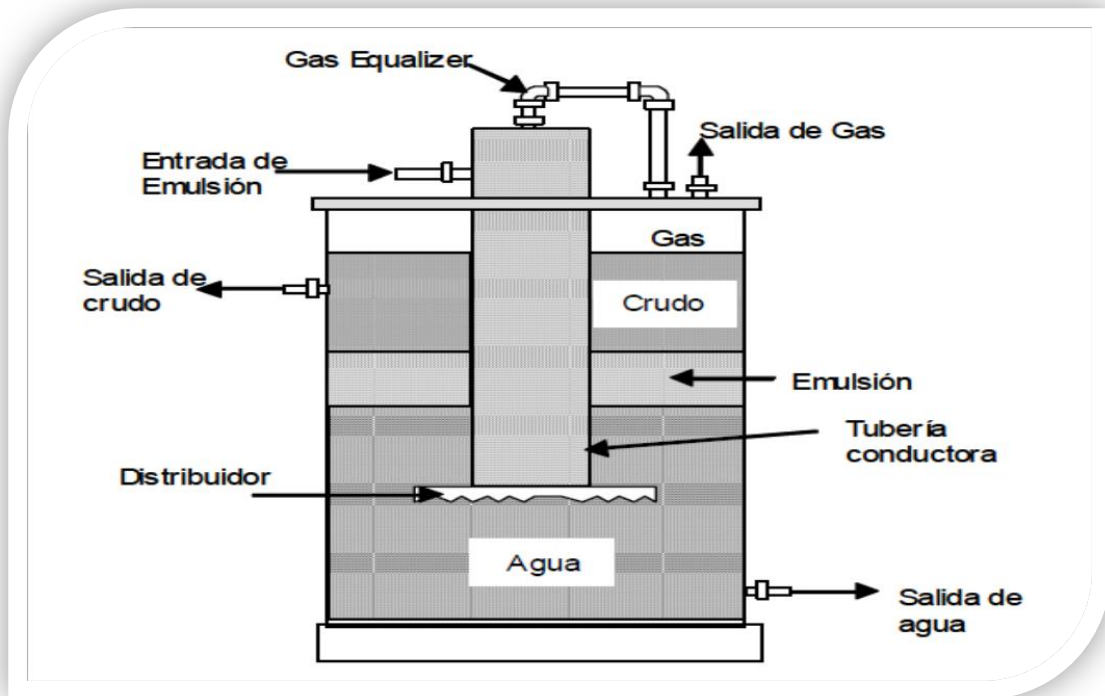


Figura 3-13 Separador vertical FKW

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 rasurado, concéntrico o araña.

3.5.3 *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, como se muestra en la Figura 3-14.



Figura 3-14 Calentador horizontal.

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 previa al calentamiento.
- 3) Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
- 4) Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua.

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 FKW.

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 psia 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.

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.

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.

3.5.4 Coalescedores electrostáticos.

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 3-15. 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 interfase agua-aceite.

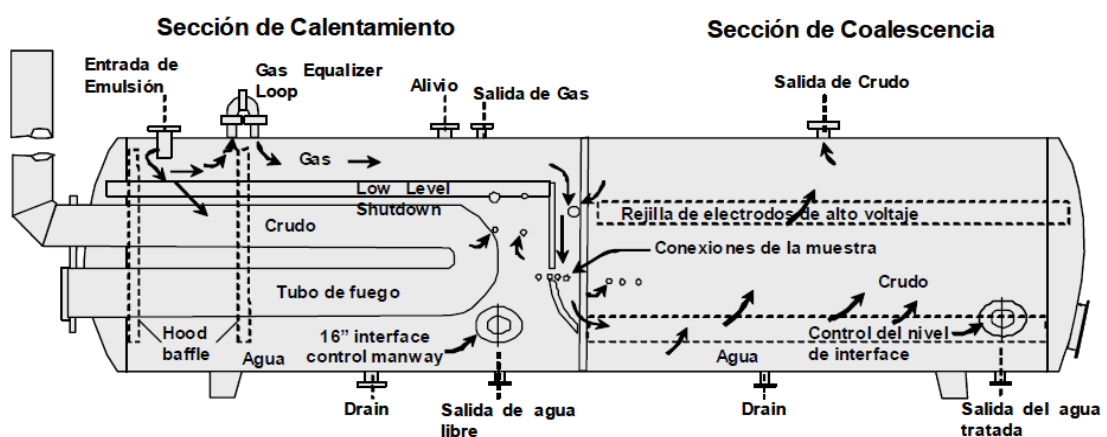


Figura 21. Deshidratador electrostático.

Figura 3-15 Deshidratador electrostático.

Entre las ventajas que posee 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.

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

1. Requerimiento de supervisión constante en su operación.
2. Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
3. 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.
4. 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.
5. 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.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- 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.

3.6 *Tratamiento de la arena producida*

Las partículas sólidas tales como la arena, incrustaciones, productos corrosivos, etc., se asientan y se acumulan en el fondo de las vasijas si tienen un tamaño relativamente grande (unos cuantos micrómetros). Si la arena no se remueve, se pueden presentar los siguientes problemas en los procesos:

- 1) La arena se puede acumular y ocupar un volumen valioso en la vasija y puede eventualmente bloquear la trayectoria de flujo del fluido, se han encontrado vasijas de tratamiento casi llenas de arena.
- 2) La arena se puede depositar en los niveles superficiales de calentamiento lo que ocasiona un bloqueo en la transferencia de calor.
- 3) El depósito de arena puede interferir con los controles de nivel, ánodos, válvulas y bombas, tales depósitos pueden ocasionar y aumentar el crecimiento de bacterias y acelerar la corrosión.
- 4) El arena es altamente abrasiva y puede generar el desgaste de tuberías generando un riesgo de fugas por una abrasión extrema.

Las acumulaciones de arena pueden continuar formándose hasta que el valioso volumen en el proceso sea afectado y puede hasta bloquear los caminos del flujo; no es raro encontrar recipientes de proceso casi llenos de arena.

En procesos que requieren calentamiento, un depósito de arena sobre la superficie de algún elemento de calentamiento evitará una transferencia de calor adecuada. En el caso de alto flujo de calor transferido, esto puede causar el sobrecalentamiento en un punto y la falla del elemento de calentamiento.

Los depósitos de arena sobre los desplazadores de la interfase aceite-agua utilizados para el control de nivel o emergencia pueden causar fallas en las operaciones de control. Un depósito de arena sobre un ánodo puede reducir sus beneficios. Puede dañar válvulas, medidores y bombas.

La arena puede ser sacada de cualquier vasija que esté diseñada correctamente, ya que las partículas sólidas se deslizarán en las superficies inclinadas, si la pendiente de la superficie está más empinada que el ángulo de reposo de la partícula. Un chorro de agua con una presión mínima de 30 [psia], más grande que la presión de operación, puede remover los depósitos más ligeros, los removedores de arena y los desviadores con ángulo invertido son utilizados con chorros de agua para remover los depósitos de arena como se muestra en la Figura 3-16.

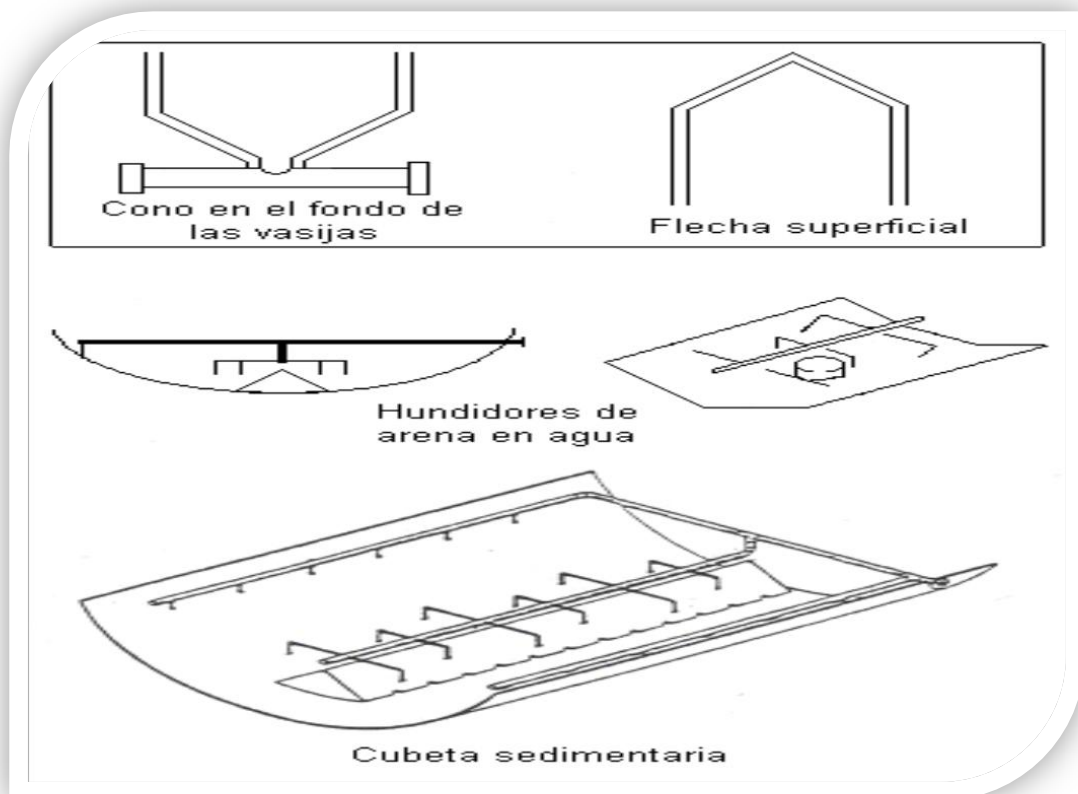


Figura 3-16 Accesorios para remover depósitos de arena.

Las válvulas de alivio proporcionan seguridad y deben ser instaladas en todos los tratamientos (OCS Order No. 5, 1981; API 14C, 1986; API RP 14E, 1991; ASME Pressure Vessel Code, 1993).

Las superficies inclinadas en lugar de las planas permitirán a la arena deslizarse de los internos. El ángulo de la superficie debe ser más grande que ángulo de reposo para las partículas.

Chorros de agua en las superficies que no pueden ser inclinadas, y en el fondo del recipiente, son útiles para agitar la arena y ponerla momentáneamente en suspensión en la fase de agua. El suministro de agua al menos a 50 psig más arriba de la presión de operación normal del recipiente removerá exitosamente depósitos ligeros de arena. Estos chorros se logran con tubería interna con toberas que rocían directamente las áreas donde se junta la arena; cada tobera requiere de alrededor de 5 a 6 gpm (galones por minuto) de agua.

Los desagües con platillos o canales también se utilizan en conjunto con los jets de agua. El canal se construye de tal forma que mantenga la velocidad del fluido relativamente alta conforme se descarga el agua, así manteniendo la arena en suspensión.

Los jets y desagües se operan juntos. Los jets hacen que los depósitos de arena fluyan, para ser drenados inmediatamente. En recipientes horizontales grandes, las operaciones del jet y el desagüe solo se realizan en una porción del recipiente para minimizar el uso y desperdicio del gasto de agua. Algunas configuraciones de los jets para arena y desagües Es imperativo no permitir que se acumulen demasiado los depósitos de arena antes de removerlos o el sistema de drenaje simplemente será una trampa de arena y se taponará completamente. En recipientes donde los depósitos de arena se forman bastante rápido, es común automatizar el funcionamiento de los jets y desagües. Un panel programable puede controlar esta operación.

Los desplazadores de control de nivel pueden ser colgados verticalmente y hechos con una pendiente superior para ayudar a verter la arena. Si se utilizan horizontalmente, el desplazador puede ser instalado sobre un cojín rotatorio; cuando la arena comience a acumularse sobre el desplazador este rodará, permitiendo su caída.

Pequeños separadores centrífugos instalados en una línea de flujo pueden remover grandes partículas de arena de corrientes de baja capacidad. Los recipientes de proceso que utilizan separación centrífuga también están en servicio. Generalmente, esto se hace introduciendo el flujo dentro de la cámara de separación tangencialmente.

La Figura 3-17 muestra un tratador vertical el cual incorpora características de manejo de arena en su diseño.

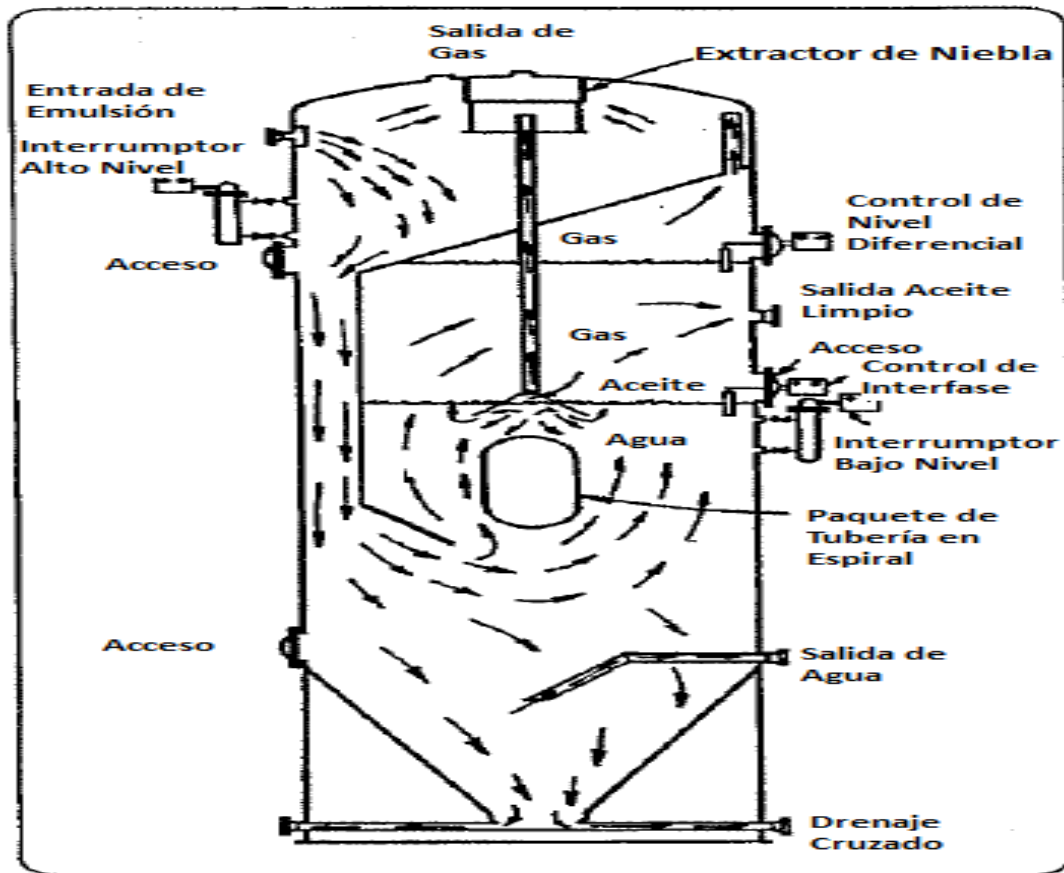


Figura 3-17 Tratador vertical.

Los recipientes pueden diseñarse y construirse para manejar y remover la arena mediante:

- Inclinarse las superficies horizontales
- Instalar jets y desagües para la arena
- Dar consideración especial al diseño de los instrumentos internos, como los niveles de control.

3.7 Desalación del aceite

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado.

Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo. Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos.

Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos anteriormente mencionados (adición de desemulsionante, calentamiento, sedimentación y tratamiento electrostático) pueden reducir el porcentaje de agua del crudo a rangos de 0,2-1 % volumen.

La salinidad de la fase acuosa varía desde 100 ppm hasta la saturación, que es de 300.000 ppm (30 % peso); sin embargo lo usual es encontrar salmueras en el rango de 20.000-150.000 ppm (2 a 15 % peso). Por comparación, el agua de mar contiene de 30.000-43.000 ppm (3 a 4,3 % peso) de sales disueltas. El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en libras de cloruro, expresado como cloruro de sodio equivalente por 1.000 barriles de crudo limpio (Libras por Mil Barriles, LMB o en inglés Pounds per Thousand Barrels, PTB).

Cuando el crudo es procesado en las refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores, taponamiento de los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto, las refinerías usualmente desalan el crudo de entrada entre 15 y 20 PTB para el caso de

refinerías sencillas, en aquellas de conversión profunda las especificaciones pueden ser más exigentes, alcanzando valores de 1 PTB.

El desalado en campo reduce la corrosión corriente aguas abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamiento). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental. En ausencia de cristales de sal sólidos, el contenido de sal en el crudo deshidratado está directamente relacionado con el porcentaje de agua y con la concentración de salinidad de la fase acuosa (en ppm de NaCl).

El desalado se realiza después del proceso de rompimiento de la emulsión en deshidratadores electrostáticos y consiste de los siguientes pasos:

- a) Adición de agua de dilución al crudo.
- b) Mezclado del agua de dilución con el crudo.
- c) Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el crudo y la salmuera diluida.

Como se muestra en la Figura 3-18 el equipo convencional para el desalado incluye:

- Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, calentador o unidad electrostática).
- Una “tee” para inyectar el agua de dilución.
- Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales del crudo.
- Un segundo tratador (tipo electrostático o tratador-calentador) para separar nuevamente el crudo y la salmuera.

En base al desalado en una etapa, el requerimiento del agua de dilución es usualmente de 5 a 7 % con respecto a la corriente de crudo. Sin embargo, si el agua de dilución es escasa, el desalado en dos etapas reduce el requerimiento del agua de dilución a 1-2 % con respecto a la corriente del crudo.

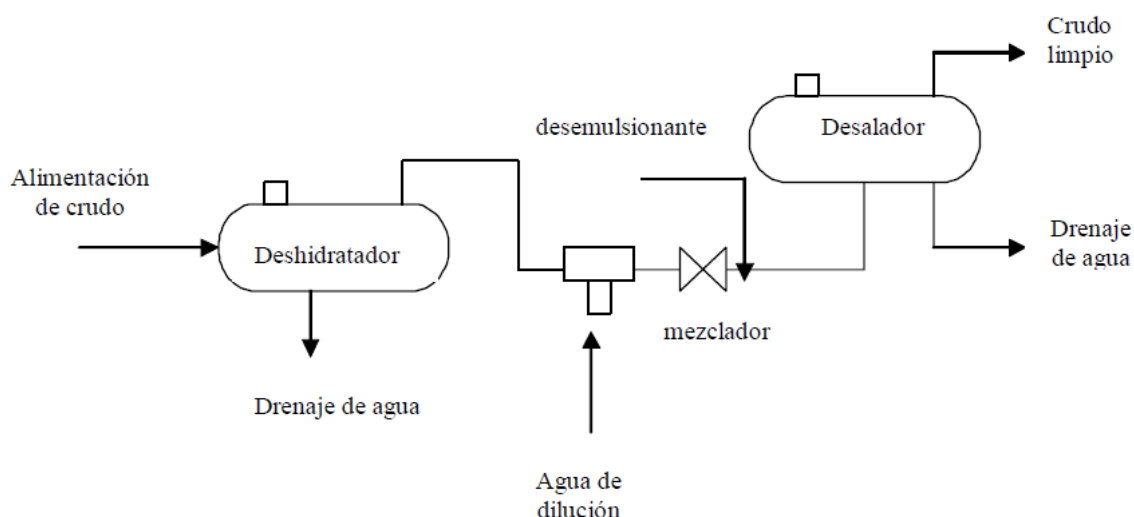


Figura 3-18 Sistema convencional de deshidratación y desalado de crudo.

Consideraciones de diseño.

La cantidad de agua requerida en el proceso es una función de la:

- Salinidad del agua emulsionada y del agua fresca.
- Cantidad de agua emulsionada.
- Eficiencia de mezclado.
- Nivel de deshidratación.
- Especificación del contenido de sal en el crudo requerida o PTB.

Nivel de deshidratación:

Esta es la variable más importante para reducir el requerimiento de agua de dilución. La dilución de la salmuera de entrada para alcanzar la especificación de salinidad requerida es inversamente proporcional al nivel de deshidratación alcanzado. Adicionalmente es importante reducir el porcentaje de agua del crudo deshidratado para mantener baja su salinidad. Esto explica el uso frecuente de los tratadores electrostáticos para reducir el porcentaje de agua remanente en el crudo a valores de 0,1-0,15 % volumen, ya que sin el campo electrostático el agua remanente en el crudo varía entre 0,2-1 % volumen. En muchos casos es muy difícil alcanzar valores de 0,5 % de agua sin el uso de los tratadores electrostáticos.

Eficiencia de mezclado.

Después de la deshidratación el agua remanente en el crudo existe como pequeñas gotas de agua dispersas de modo uniforme en el seno del crudo. Un completo mezclado de todas esas gotas no es posible. Por lo tanto, es una práctica estándar asumir que una fracción ϕ del agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante ($1-\phi$) del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio.

Generalmente “ ϕ ” se considera como la eficiencia de mezclado. Para la selección de un sistema de tratamiento óptimo de un crudo específico, deben considerarse una serie de factores para la determinación del método de tratamiento deseable, entre los cuales se citan:

- Características de la emulsión.
- Gravedad específica del crudo y del agua de producción.
- Características corrosivas del crudo, el agua de producción y el gas asociado.
- Tendencias a la deposición de sólidos y generación de incrustaciones del agua de producción.
- Volúmenes de fluidos a tratar y contenido de agua en el crudo.
- Tendencias a la deposición de parafinas y asfaltenos del crudo.
- Presiones de operación deseables en los equipos.

Además de los factores antes mencionados para la selección del sistema de tratamiento, los cuales a su vez permiten escoger los separadores electrostáticos en aquellos casos en que las emulsiones esperadas sean de alta estabilidad, por lo que debe considerarse una serie de parámetros básicos asociados a la acción del campo electrostático. Entre estos factores se cuentan (Lowd et al., 1967; Burris 1974, 1978):

- Temperatura de separación.

- Factor de carga (barriles de crudo tratado por día/área de rejilla electrostática), el cual define el tiempo de retención del crudo como la velocidad de sedimentación de las gotas de agua.
- Voltaje o diferencia de potencial requerida por unidad de longitud de separación de rejillas.

Factor de velocidad de sedimentación (el cual relaciona las propiedades físicas del crudo y el agua, y representan la fuerza impulsora de la separación gravitacional).

CAPÍTULO IV

**ANÁLISIS ACTUAL DEL COMPLEJO CANTARELL PARA UNA PROPUESTA DE
UN PROCESO ÓPTIMO DE DESHIDRATACIÓN DE ACEITE**

4.1 *Datos generales de la propuesta*

4.1.1 Objetivo

El objetivo de la propuesta de deshidratación plasmada en este trabajo es principalmente mejorar la calidad de los hidrocarburos producidos en el complejo Cantarell, poder brindar un panorama general de la importancia que representan los procesos de deshidratación de aceite en los campos petroleros de nuestro país, así mismo, poder visualizar la importancia que tienen algunos campos maduros de nuestro país, refiriéndose en nuestro caso de estudio a Cantarell, debido a la gran importancia que ha representado para nuestro país como uno de los campos productores de aceite más grandes del país, motivo que nos hace proponer una metodología de selección de nuevas alternativas al problema de deshidratación de crudo que se tiene en este importante campo; considerando ciertos criterios teóricos que de acuerdo al objetivo también se mencionaran algunas de las metodologías y equipos de deshidratación ya utilizados en la actualidad que complementarían de manera más eficaz a la alternativa de deshidratación de este trabajo, que en conjunto lograrán elevar los indicadores económicos .

4.1.2 Introducción

A lo largo de este documento se ha mencionado la importancia del buen desarrollo de los campos petroleros debido a que su buen manejo es sumamente importante para la industria. En este capítulo se describirá la importancia que ha tenido el Complejo Cantarell, que tiene y seguirá teniendo en nuestro país, ya que es un yacimiento sumamente grande y el cual aun hasta la fecha cuenta con un considerable volumen de hidrocarburos.

Al mismo tiempo de que se mostrará y describirá la importancia de este campo, se asociara directamente al tema de este trabajo, la deshidratación de aceite, y enfocado precisamente a este campo ya que como ya se ha mencionado, la producción de aceite con la que contribuye Cantarell a nuestro país es sumamente importante, y es una prioridad abordar el problema de la invasión de agua que se ha estado presentado ya desde hace varios años, pero que hoy en la actualidad se debe visualizar y resolver de una manera más eficiente.

Es importante lograr visualizar el gran problema al que debemos enfrentarnos al momento de hablar deshidratación, y sobre todo para un campo tan grande e importante en producción como el que es Cantarell, pero al mismo tiempo debemos entender que abordar un tema de tan gran importancia como el de la deshidratación de aceite, es lograr visualizar una nueva generación de alternativas para Cantarell, en este trabajo y también contemplarlo para muchos más yacimientos que sufren este mismo problema hoy en día y los demás que tendrán que pasar en algún momento de su vida productiva por lo mismo.

Hay que entender que el problema del agua, es un problema por el que todo los yacimientos pasan, algunos de manera muy rápida y otros no tanto, pero todos se enfrentan a este problema, pero debemos estar preparados para enfrentarlo, a continuación se presenta una alternativa de análisis para generar una buena deshidratación de manera eficiente con un análisis analítico que podría mejorar este proceso.

4.2 Cantarell

4.2.1 Antecedentes

A partir de la expropiación petrolera en 1938, y durante las siguientes tres décadas, México tuvo una producción de hidrocarburos relativamente modesta encaminada a cubrir el consumo interno del país.

En 1938 se produjeron un promedio de 106 mil barriles diarios. Diez años más tarde, 163 mil barriles por día, y durante la década de los sesentas, la producción sumó 331 mil barriles diarios, en promedio.

Una tendencia de moderado crecimiento en la producción petrolera, con algunos altibajos, se mantuvo hasta principios de los setenta. Conforme el país aceleró su proceso de urbanización, la demanda por petróleo tendió a crecer más rápido que la oferta lo que llevó al país a convertirse en un importador neto de petróleo a inicios de los setentas.

4.2.2 Descripción del campo

El complejo Cantarell siempre ha tenido una gran importancia en la producción de hidrocarburos en México y también del mundo. El complejo Cantarell ha llegado a ser considerado como el segundo campo petrolífero más grande del mundo, tan sólo superado por el Complejo Ghawar, en Arabia Saudita y el más grande yacimiento costa fuera del mundo.

En el año de 1972 un pescador, Rudesindo Cantarell, descubrió una mancha de aceite que brotaba de las profundidades del mar en el Golfo de México, a unos 70 kilómetros de la costa, en la zona conocida como la Sonda de Campeche, poco tiempo después, quedo al descubierto que México había localizado un yacimiento petrolero súper gigante. El apellido del casual descubridor le dio nombre a su hallazgo: Cantarell.

El campo Cantarell se localiza a 85 km de ciudad del Carmen, Campeche y fue descubierto en el año de 1971 y se inicio a producir a principios del año de 1979. Cantarell siempre ha sido uno de los campos geológicamente más interesantes, debido a que su formación se creó al impactar el meteorito Chicxulub contra la tierra. La roca

almacén superior es una brecha dolomítica del Cretácico superior. Esta se originó por un deslizamiento submarino de sedimentos de plataforma en respuesta al impacto meteorítico. Dicho nivel de brechas, de unos 950 pies (285 m) de espesor constituye la roca almacén de uno de los mayores campos de petróleo del mundo. La parte más baja del campo corresponde a una caliza dolomítica del Cretácico inferior. El yacimiento, localizado en un contexto geológico dominado por estructuras cabalgantes, esta compartimentalizado en diversos bloques fallados. Estos son Akal, Chac, Kutz y Nohoch. Estos dos aspectos se analizaran más adelante a mayor detalle.

Los campos que forman parte de Cantarell se localizan frente a las costas del estado de Campeche en aguas territoriales de la Plataforma Continental del Golfo de México, entre la isobatas de 40 y 50 metros a una distancia aproximada de 80 kilómetros al NW de Ciudad del Carmen, Campeche. Dentro de los límites jurisdiccionales que corresponden a la Región Marina Noreste de Pemex Exploración y Producción, ver Figura 4-1 Limita al Norte con el Activo Integral Ku Maloob Zaap, al Oriente con los campos del proyecto Ek-Balam, al occidente colinda con los campos de la Región Marina Suroeste.



Figura 4-1 Localización de Cantarell

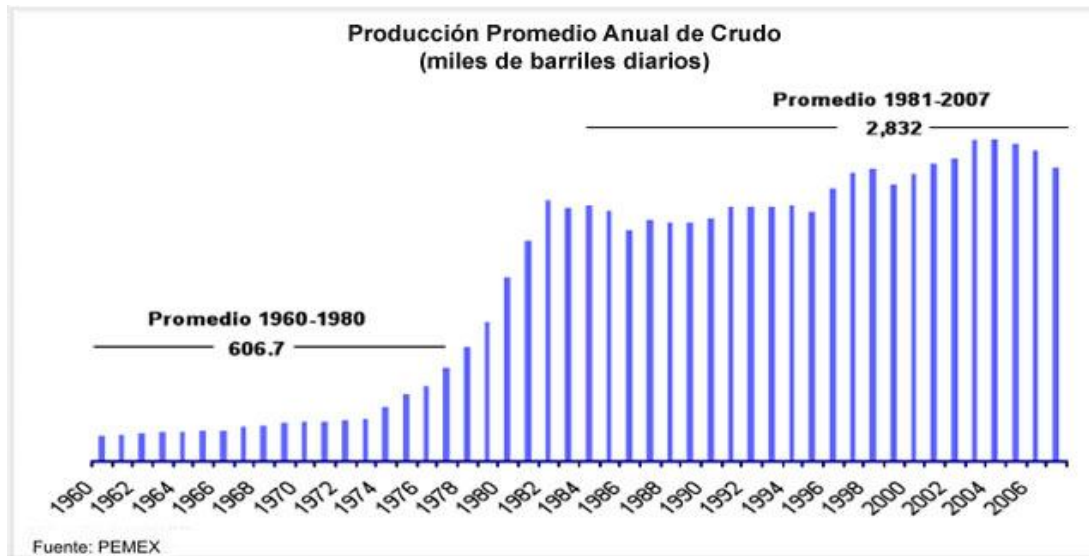
La Sonda de Campeche tiene una extensión aproximada de 15,500 kilómetros cuadrados. A partir de la explotación de este yacimiento, México despegó realmente como productor y exportador de petróleo, lo que lo ubicó por primera vez en el panorama mundial como uno de los países relevantes del mundo petrolero.

El Complejo Cantarell se encuentra ubicado en la región marina Noreste del país, y el aceite que produce en su mayoría es de aceite pesado. Akal fue encontrado primero y el pozo original empezó la producción a razón de 34,000 barriles diarios, campo de gran importancia debido a que genera aun en la actualidad la mayor producción de Cantarell y por lo cual se analizará a lo largo de este capítulo.



Figura 4-2 La región marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo

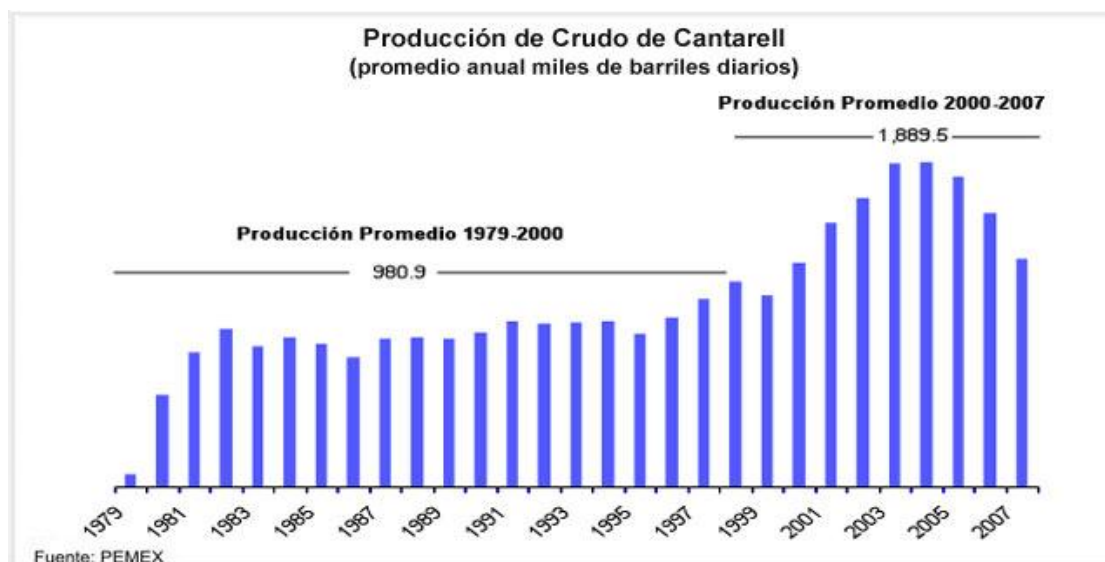
Los primeros barriles de petróleo de Cantarell se produjeron en junio de 1979, con un promedio diario de 4 mil 290 barriles diarios. Para diciembre, la producción alcanzaba los 239 mil barriles diarios. El efecto Cantarell se hizo sentir rápidamente. De producir 748 mil barriles diarios durante los setentas, el promedio de producción diaria del país creció hasta alcanzar 2.5 millones de barriles en la década de los ochentas, 2.8 millones en los noventas y 3.2 millones en el periodo 2000-2007.



Grafica 4-1 Histórico de producción de Cantarell al 2006

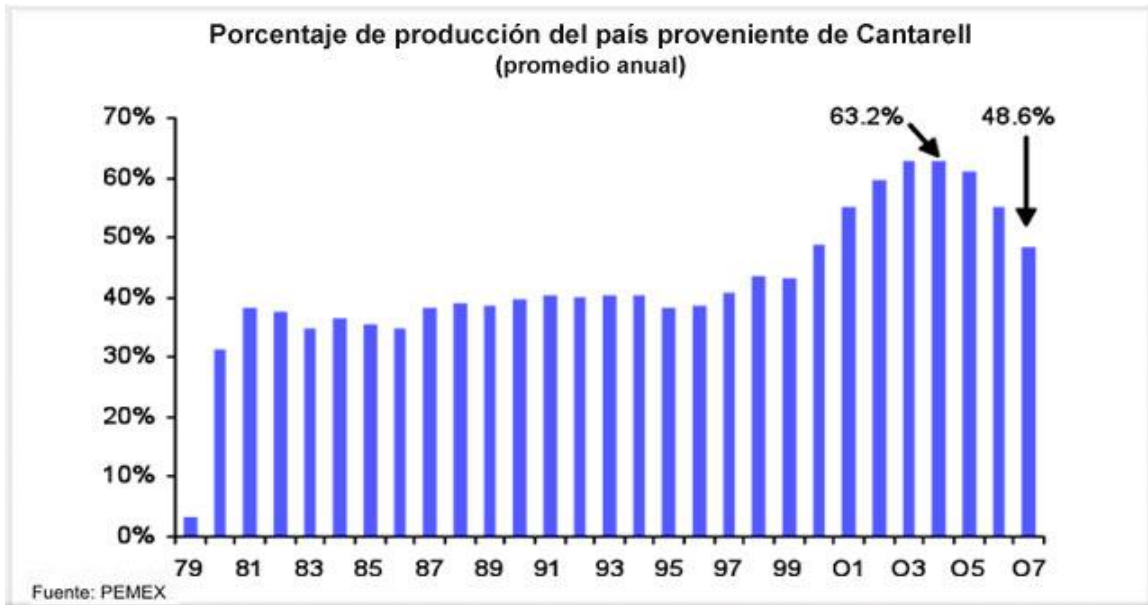
Cantarell representó el 36.7 por ciento de la producción total de petróleo de los ochentas, el 40.8 por ciento de los noventas y el 56.8 por ciento en el periodo 2000-2007.

En el mes de diciembre del 2003, Cantarell alcanzó su pico de producción al promediar 2.21 millones de barriles. Es también ese mes cuando la producción global del país alcanzó su nivel más alto de la historia: 3 millones 454 mil barriles diarios.



Grafica 4-2 Histórico de producción de Cantarell al 2007.

En 2004, el país alcanzó su cifra récord de producción con un promedio de 3 millones 383 mil barriles diarios, al tiempo que su dependencia de Cantarell alcanzaba también niveles históricos (63.2 por ciento de la producción global).



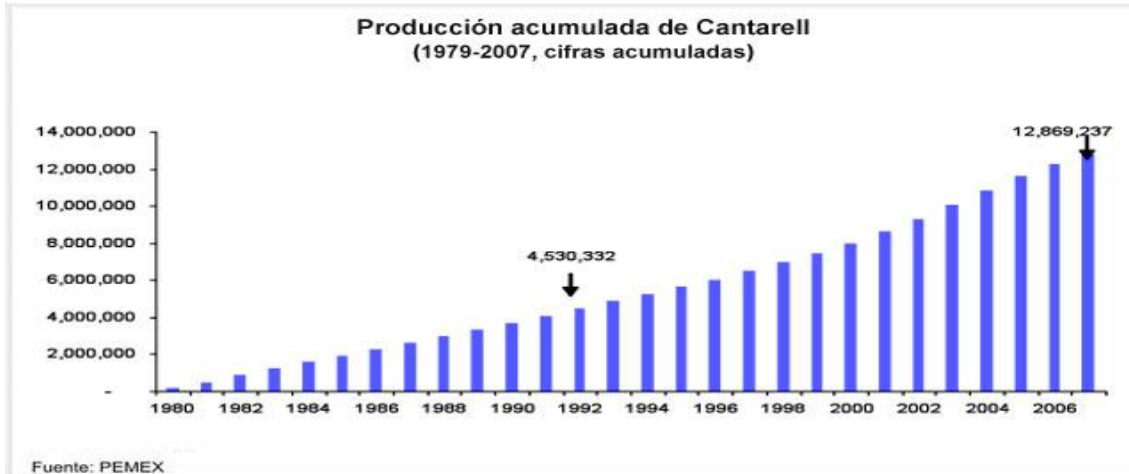
Grafica 4-3 Importancia del porcentaje de aceite aportado por Cantarell a la producción total de México.

Sumados todos los barriles de petróleo producidos por PEMEX desde 1979, año en que Cantarell inició su producción, a la fecha, se alcanzan casi 30 mil millones de barriles de petróleo producidos.



Grafica 4-4 Producción acumulada en México.

Solamente de Cantarell, del 79 a la fecha, han sido extraídos 13 mil millones de barriles de petróleo.



Grafica 4-5 Producción acumulada de Cantarell.

Actualmente la región administra 28 campos con reservas remanentes, 14 de los cuales registran, al 1 de enero de 2011 producción: 9 en Cantarell y 5 en Ku-Maloob-Zaap, con una producción anual durante el año 2010 de 510.0 millones de barriles de aceite y 578.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 54.2 y 22.6 de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

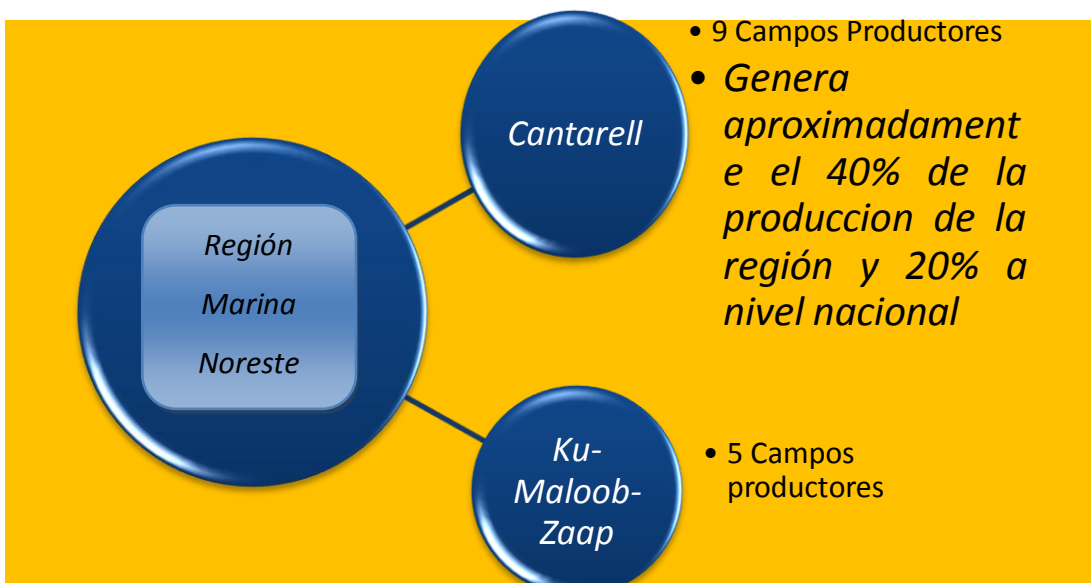


Figura 4-3 Importancia del Complejo Cantarell

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

Es importante entender la importancia de la Región Marina Noreste debido a que representa un volumen importante de hidrocarburos el cual puede ser visualizado en la siguiente tabla:

AÑO	REGIÓN MARINA	REGIÓN MARINA	REGIÓN NORTE	REGION
	NORESTE	SUROESTE		SUR
	ACEITE CRUDO (MMB)	ACEITE CRUDO (MMB)	ACEITE CRUDO (MMB)	ACEITE CRUDO (MMB)
2007	738.7	184.6	31.7	169.8
2008	638.9	183.1	31.9	167.9
2009	544.9	188.9	34.1	181.7
2010	510	198.7	37.4	194.1
2011	490.1	204.6	42.4	193.7
1 Enero 2012	17463.9	6245.3	5760.1	10225.3

Tabla 4.1 Comparación de las producciones de aceite crudo de todas las regiones de México al 1 Enero 2012¹⁶.

En la Tabla 4.1 Se puede observar que los últimos años nos muestra que la región, mostrando que como ya se ha mencionado la Región Marina Noreste es la región que más aporta producción de aceite crudo, por lo cual se debe de considerar y resolver los problemas que presenta, uno de ellos, la invasión de agua, que conlleva problemas operativos y en el por de los caso cierre de pozos.

De acuerdo a los valores que se presentan en el esquema 4-1 Se puede observar también que de acuerdo a las cifras presentadas de producción se puede notar que la Región Marina Noreste produce por encima de los 500 millones de barriles anualmente de los cuales se estima que Cantarell aporta actualmente aun poco más del 40 % de producción de esta región, y a nivel nacional aporta aproximadamente poco más del 20% de producción diaria de petróleo crudo a nivel nacional; cifra que es realmente significativa, y que nos hace inferir que Cantarell continua y continuará siendo un Campo que aporta una volumen importante de hidrocarburos, motivo por el

¹⁶ SENER. Reservas de hidrocarburos. 2012

cual se deben de solucionar problemáticas con la invasión de agua para nuestro caso de estudio de este trabajo.

Ha aportado desde su descubrimiento aproximadamente 13 509.6 millones de barriles (cifra julio de 2010), y está formado por los campos Nohoch, Chac, Balam, Ek, Kambesah, Takin, Utan, Akal, Kutz, Ixtoc y Sihil.

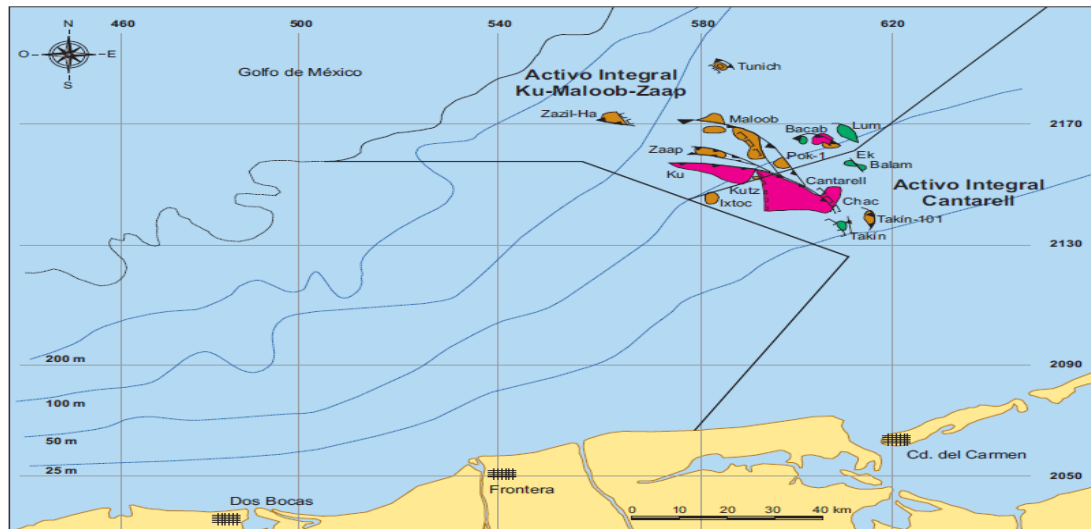


Figura 4-4 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste

4.2.3 Descripción geológica

Desde el punto de vista de la historia geológica, la Región Marina está relacionada con la evolución de la apertura Rift en el Golfo de México, después como un área de sedimentación de plataforma interna a externa durante el Cretácico y finalmente de acumulación de sedimentos siliciclásticos durante el Cenozoico. El basamento de esta serie sedimentaria, en sentido amplio, es considerado como una corteza “transicional” o adelgazada; perteneciendo a un basamento metamórfico con intrusiones paleozoicas y mesozoicas denominado en la nomenclatura tectonoestratigráfica como Terreno Maya. La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en la Sonda de Campeche (Figura 2.1), está constituida por una secuencia que comprende sedimentos con un espesor mayor a los 5,000 metros.

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

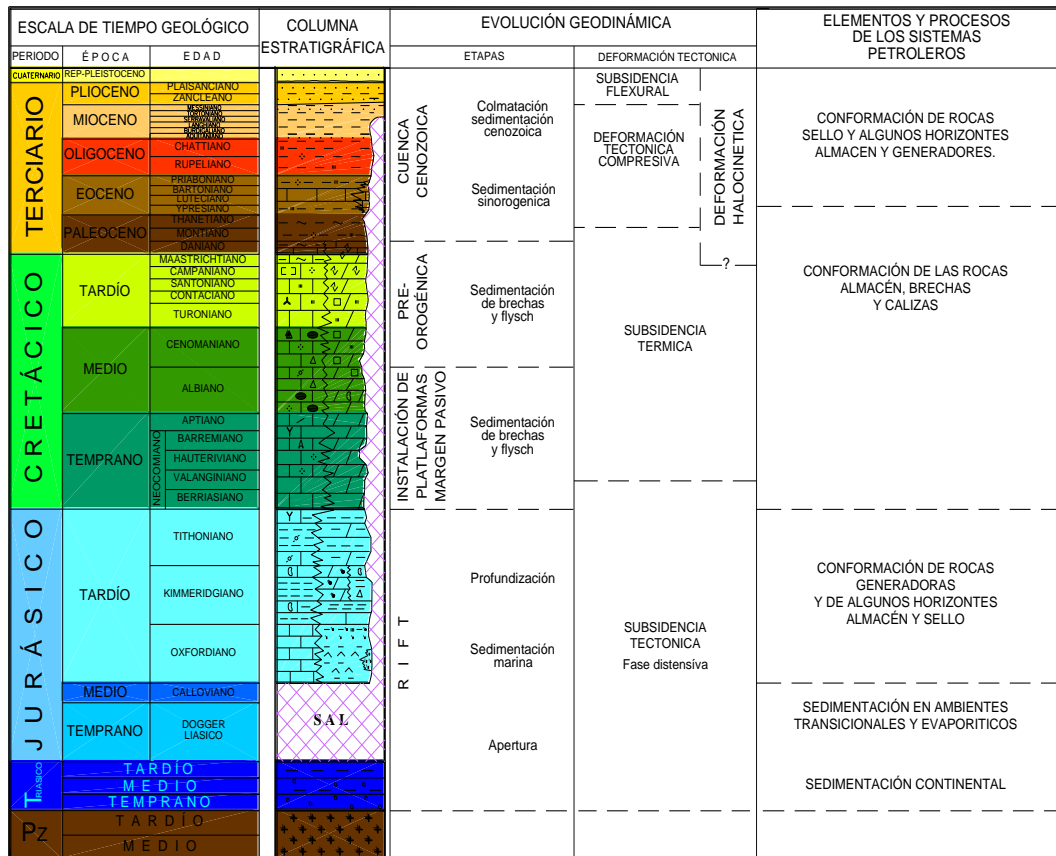


Tabla 4.2 Columna geológica del proyecto Cantarell.

La serie sedimentaria de carácter claramente marino comienza probablemente a partir del final del Calloviano y ya netamente en el Oxfordiano. Durante este periodo la plataforma de Yucatán se comportaría como una gran superficie emergida, aportando hacia el área marina los sedimentos producidos por su proceso de erosión. De esta forma se van desarrollando, en las áreas de depósito marinas, las series de areniscas y carbonatos del Oxfordiano y Kimmeridgiano y como resultado también de la profundización de los ambientes sedimentarios por subsidencia del substrato, luego del fin de la apertura Rift y los efectos de las variaciones del nivel del mar.

Ya durante el Tithoniano se manifiesta una marcada elevación generalizada del nivel del mar o fase de inundación, por lo que se desarrolla el depósito de una secuencia arcillo-calcárea; prevaleciendo las condiciones para la formación de capas de lutitas negras carbonatadas con importantes cantidades de materia orgánica. En estas condiciones, los ambientes sedimentarios fueron profundos y adecuados para la preservación de los materiales orgánicos depositados, generadores de hidrocarburos.

Durante el Cretácico continúan las condiciones de sedimentación marina, controladas por la subsidencia térmica del substrato y los procesos eustáticos. Así, tiene lugar el depósito de series calcáreas durante el Cretácico Inferior y Medio y Brechas carbonatadas durante el Cretácico Superior como producto del diastrofismo y la destrucción de bancos carbonatadas predepositados en el borde del talud.

Posteriormente, durante el Cenozoico se desarrolló una extensa sedimentación fundamentalmente arcillosa, arcillo-arenosa, en ambientes sedimentarios que van de batiales a neríticos externos. Durante el Paleoceno se depositan sedimentos arcillosos de aguas profundas los cuales sirvieron de sello a los depósitos brechoides del Cretácico Superior.

Hacia la parte alta del Eoceno y el Oligoceno se tienen reportadas algunas discordancias que parecen estar directamente relacionadas a pulsos tectónicos y cambios suaves en el nivel marino, que produjeron flujos o eventos erosivos y canalizados de facies de calcarenitas.

En el Plioceno y Pleistoceno se marca el inicio del deslizamiento gravitacional de los sedimentos terciarios hacia las partes más profundas del Golfo de México y como consecuencia de una precipitada extensión regional se desarrollan fallas de deslizamiento gravitacional que generaron cuencas extensionales con formas alargadas que permitieron el acomodo de un gran espesor de sedimentos calcáreo arcillosos, productores de gas en las cuencas de Macuspana, Comalcalco y Utan.

4.2.4 Modelo estructural.

El área de Cantarell, tectónicamente se encuentra en una zona dominada por la interacción de una serie de placas litosféricas que fueron sometidas a regímenes de extensión o traslación que determinaron el estilo y evolución estructural, la cual está representada por tres eventos principales, Dewey y Pindell (1986), Pindell 1985; 1994), Pindell y Dewey (1982), Pindell y Barret (1990) muestran en sus trabajos, descripciones y reconstrucciones detalladas de esos movimientos.

En el Jurásico se generó un evento distensivo, que se produjo en dos etapas bien diferenciadas, la primera afecta a la cima de los depósitos terrígenos de esta edad y está caracterizado por una serie de fallamientos de tipo normal sedimentario.

Una segunda etapa se presenta como una reactivación del evento anterior y es caracterizado por fallas de tipo normal, con escalonamiento de bloques de buzamiento preferencial al W-SW, lo que configuró una serie de "half grabens", donde las secuencias sedimentarias pertenecientes al Cretácico Inferior se encuentran en "onlap" sobre la cima del Jurásico. El patrón estructural resultante ejerció un fuerte control sobre la sedimentación de las rocas en las secuencias jurásicas.

Hace unos 25 millones de años, se generó un sistema arco-fosa entre las placas litosféricas de Cocos, Americana y del Caribe, relación que se mantiene estable aún en la actualidad. Como consecuencia de esa interacción, el movimiento relativo en dirección de la compresión parece haber sido estable desde por lo menos el Mioceno Inferior (25 m.a.) en dirección clara al NE-SW, tal como podría deducirse de la dirección de convergencia indicada por las estrías (microdorsales) que se observan en la placa de Cocos; además se indican los ejes de los pliegues en los frentes de avance de la Faja Fallada y Corrida (FFC).

La convexidad hacia el N-NE, es considerada un indicador de la cinemática del sistema plegado.

Durante el Mioceno Inferior ocurre un evento tectónico compresivo relacionado con la Fase Chiapaneca, que genera un abundante plegamiento y extensas áreas de cobijadura, dando origen a la estructura del Complejo Cantarell.

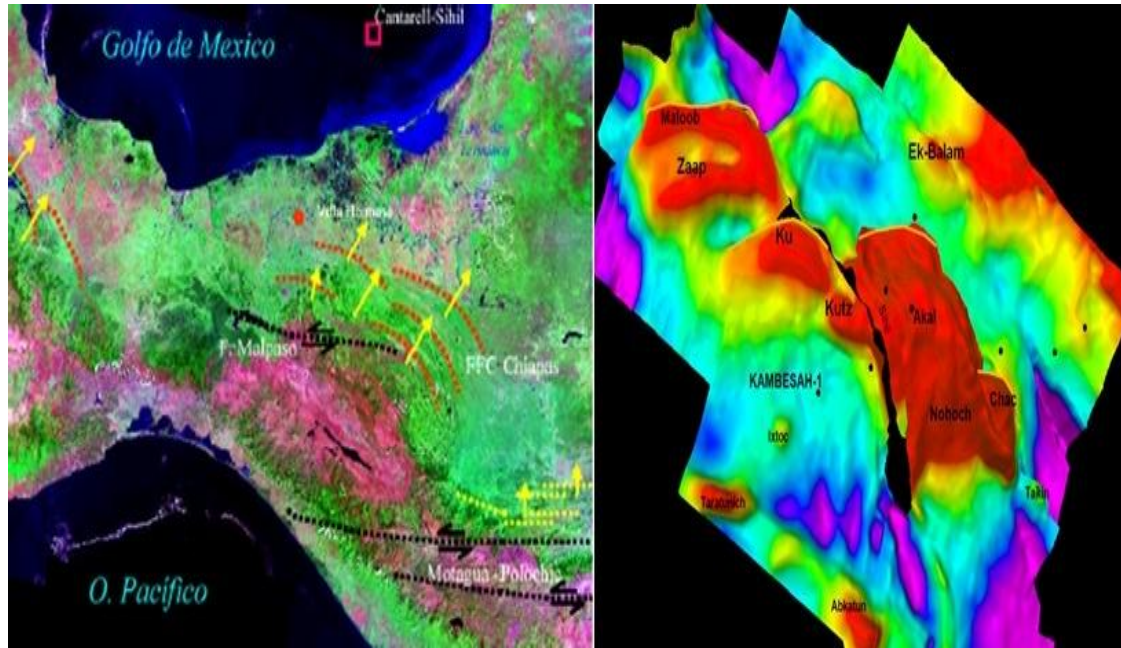


Figura 4-5 Orientación de las principales estructuras.

La compresión relacionada a la Fase Chiapaneca, generó la imbricación de la estructura Akal sobre Sihil, tiene marcadas fases de desplazamientos horizontales, principalmente en la parte Este de la estructura, en la zona del Campo Nohoch.

El acortamiento horizontal involucrado es de más o menos 12 kilómetros (Figura 4-4).

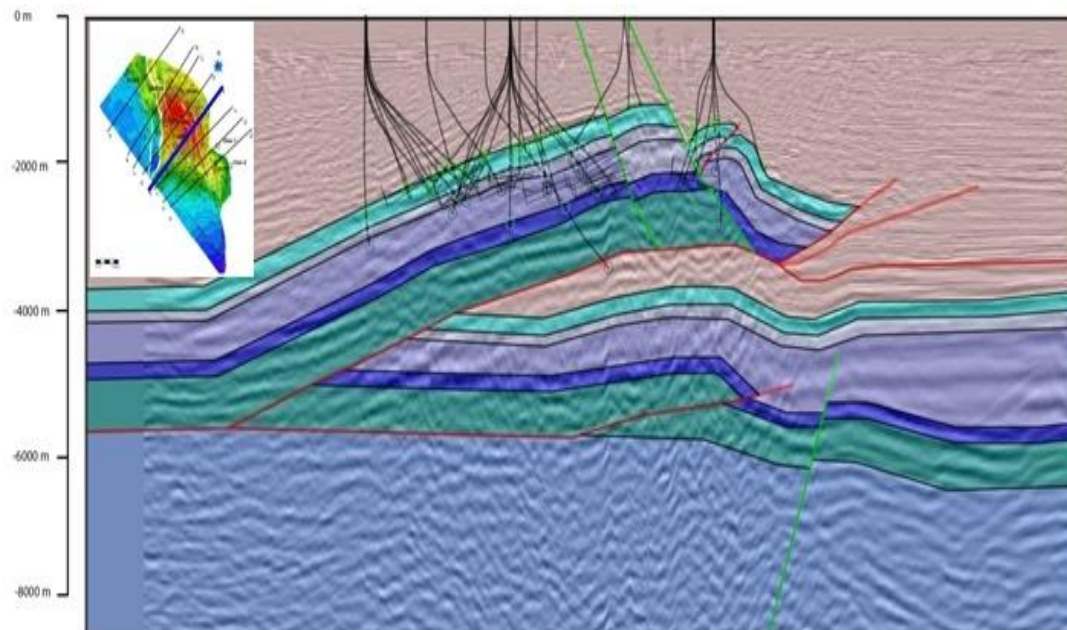


Figura 4-6 Sección estructural esquemática, de la imbricación Akal-Sihil.

4.2.5 Modelo sedimentario.

Los paleoambientes sedimentarios para el Mesozoico y Cenozoico estuvieron controlados por los eventos tectónicos que conformaron una morfología característica que dio origen a los patrones de sedimentación a través del tiempo geológico, la carbonatada con cambios de facies a terrígenos en el Kimmeridgiano y Tithoniano, carbonatada en el Cretácico Superior y arcillo-calcareá en el Terciario representado en la Tabla 4.3.

Para el caso de los paleoambientes en el Mesozoico, éstos dieron origen al desarrollo de extensas plataformas carbonatadas con variaciones paulatinas del perfil topográfico del fondo; pero que las condiciones energéticas (físicas), químicas y biológicas dependieron de la interacción del nivel del mar, nivel base de erosión, nivel de tormentas y de las corrientes marinas.

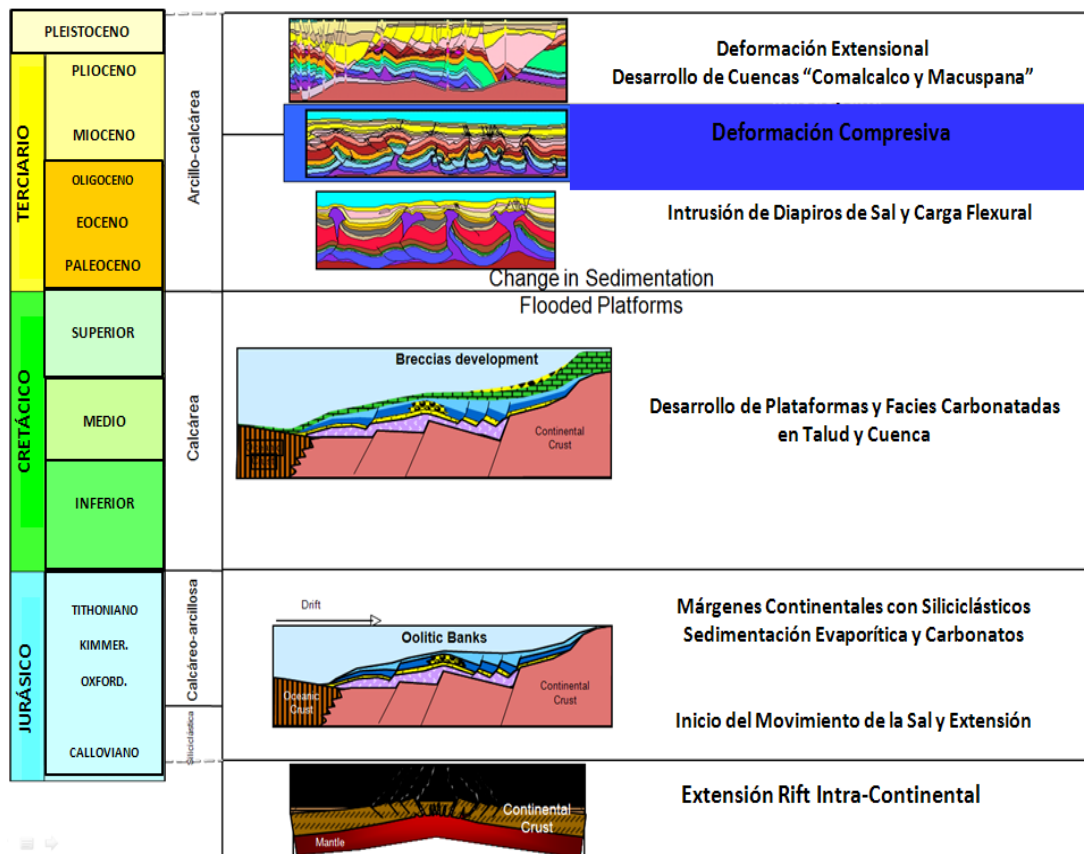


Tabla 4.3 Eventos tectónico-sedimentarios.

Bajo las condiciones físicas anteriores, se generaron ambientes depositacionales relacionados con rampa interna, media, externa y cuenca o mar abierto.

Para el caso de los paleoambientes de las series paleógenas, se han adoptado los conceptos de paleobatimetrías que consideran las zonas neríticas (mares epicontinentales) y de carácter oceánico (regiones batial y abisal). Sin embargo, las zonas de depósito que caracterizan al Paleógeno son terrígenas y calcáreas, principalmente.

Las facies de roca asociadas para cada periodo se relacionan a continuación. Jurásico Superior Kimmeridgiano.- Las facies sedimentarias depositadas durante el Jurásico Superior Kimmeridgiano del área del Proyecto Cantarell, campos Cantarell y Sihil, están controladas principalmente por la tectónica distensiva del Jurásico (Figura 4-7), que jugó un papel preponderante en el depósito de estos sedimentos, formando bloques bajos hacia la costa y altos estructurales hacia la cuenca lo que dio lugar a un ambiente de depósito de facies repetitivas que van desde bancos oolíticos en zonas con condiciones de alta energía en las partes altas de los bloques, mientras que en las partes bajas de estos se depositaron facies que reflejan condiciones de baja energía hacia la costa (zonas bajas dentro de cada bloque).

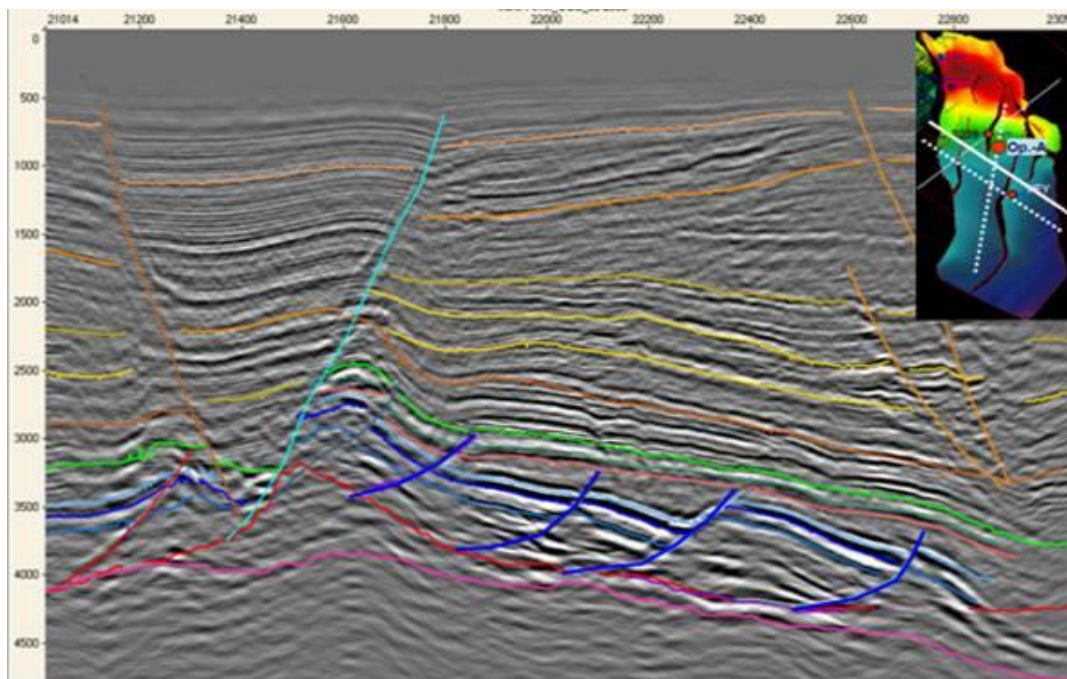


Figura 4-7 Tectónica distensiva con depósito de sedimentos del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

En este período existe un marcado dominio de litofacies de carbonatos con

proporciones variables y menores de lutitas, así como la existencia de gran cantidad de bancos oolíticos.

La disposición de las litofacies de calizas arcillosas y franjas de bancos oolíticos correspondería a un ambiente de extensas rampas de depósito en condiciones internas de energía variable y en zonas someras; ello desde el punto de vista de la paleobatimetría. La polaridad de este dispositivo paleoambiental ubicaría las zonas internas hacia el Oriente, mientras que hacia el Oeste los ambientes se desarrollaban hacia las condiciones de rampas externas y más profundas.

Cretácico.- Para el Cretácico Inferior, las litofacies corresponden con dolomías, calizas dolomíticas y calizas, cuya distribución sugiere una disposición de ambientes someros hacia el Este y los más profundos hacia el punto cardinal opuesto. Esta disposición de litofacies corresponde a ambientes desarrollados en condiciones de rampas externas de Plataforma de Mar Abierto, de sedimentación carbonatada.

En el Cretácico Medio, se tiene una distribución similar de litofacies al Cretácico Inferior interpretándose similares ambientes de rampa interna que evolucionan hacia la rampa externa, en una Plataforma de Mar Abierto. Toda la distribución de esta litofacies estuvo controlada por la paleogeografía de la paleopenínsula de Yucatán, la tectónica distensiva del Jurásico y las zonas profundas hacia el paleogolfo de México.

Los depósitos conglomerados de la "Brecha" del Cretácico Superior fueron depositados en la parte superior e inferior del talud. Estos depósitos contienen clastos redondeados, subredondeados y subangulares que fueron depositados en forma de abanicos de flujos de escombros.

La mayoría de los clastos provienen del interior y también del margen de la plataforma de Yucatán desarrollada en el Cretácico Superior. Adicionalmente, clastos oscuros arcillosos fueron incorporados en los flujos de escombros. Múltiples generaciones de resedimentaciones son evidentes en las relaciones texturales observadas en los núcleos. Mecanismos de flujos de gravedad complicaron la estructura y la estratigrafía de los sedimentos del talud.

El ambiente de depósito típico de esta secuencia está representado esquemáticamente en la Figura 4-8 Ambientes depositacionales, Play Cretácico., donde la mayor parte de los flujos de escombros están depositados sobre el talud y ocasionalmente sobre el borde de plataforma.

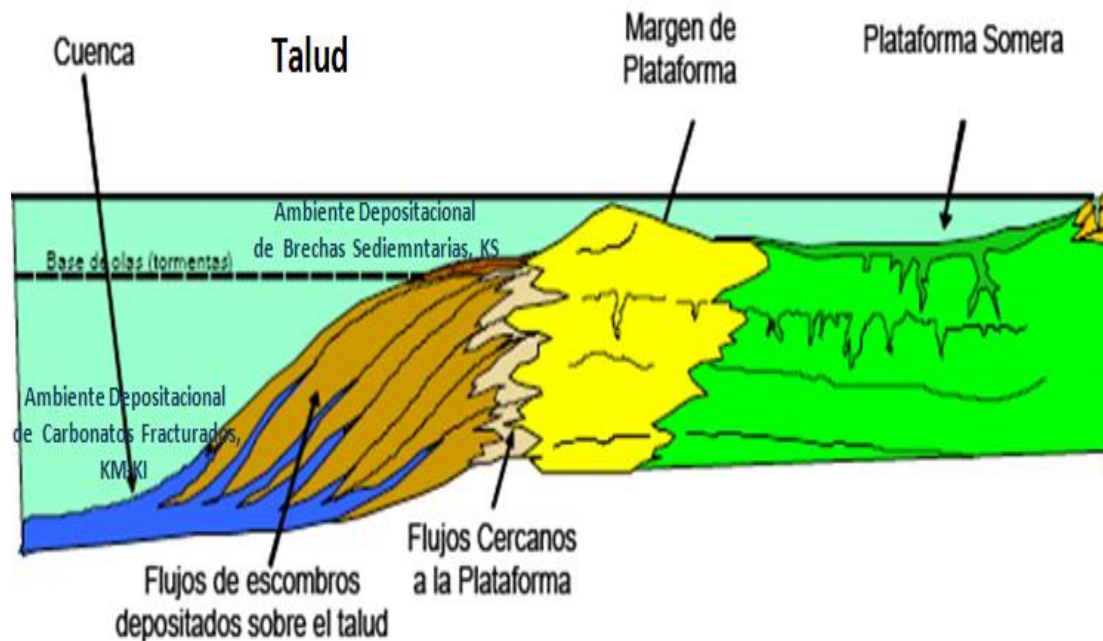


Figura 4-8 Ambientes depositacionales, Play Cretácico.

Eoceno-Paleoceno.- Dentro de los campos Cantarell y Nohoch se tiene la presencia de una serie de cuerpos calcareníticos intercalados en una secuencia terrígena de lutitas, lutitas bentónicas y lutitas calcáreas.

Estas calcarenitas también han sido identificadas en otros campos de la Región Marina con base en la interpretación estratigráfica. Se identifican dos desarrollos de calcarenitas; uno correspondiente al Eoceno Medio, al cual se le identificó con el nombre de "Calcarenita-1" y el segundo, cuyo rango de edad es más amplio y corresponde del Paleoceno Superior al Eoceno Inferior, fue identificado con el nombre de "Calcarenita-2".

Las calcarenitas consisten de una serie de cuerpos carbonatados constituidos por packstone, grainstone y esporádicamente wackestone, de bioclastos, intraclastos, exoclastos y ooides, de aspecto brechoide y en ocasiones bioturbados, de color crema y color café oscuro por impregnación de hidrocarburos.

Los cuerpos calcareníticos se encuentran intercalados con delgadas capas de lutitas calcáreas y lutitas bentoníticas, cuyo contenido microfaunístico de foraminíferos bentónicos indica que paleobatimétricamente se depositaron dentro de un ambiente marino profundo de tipo batial inferior (Figura 4-9), en donde los tirantes de agua son mayores a 1000 metros.

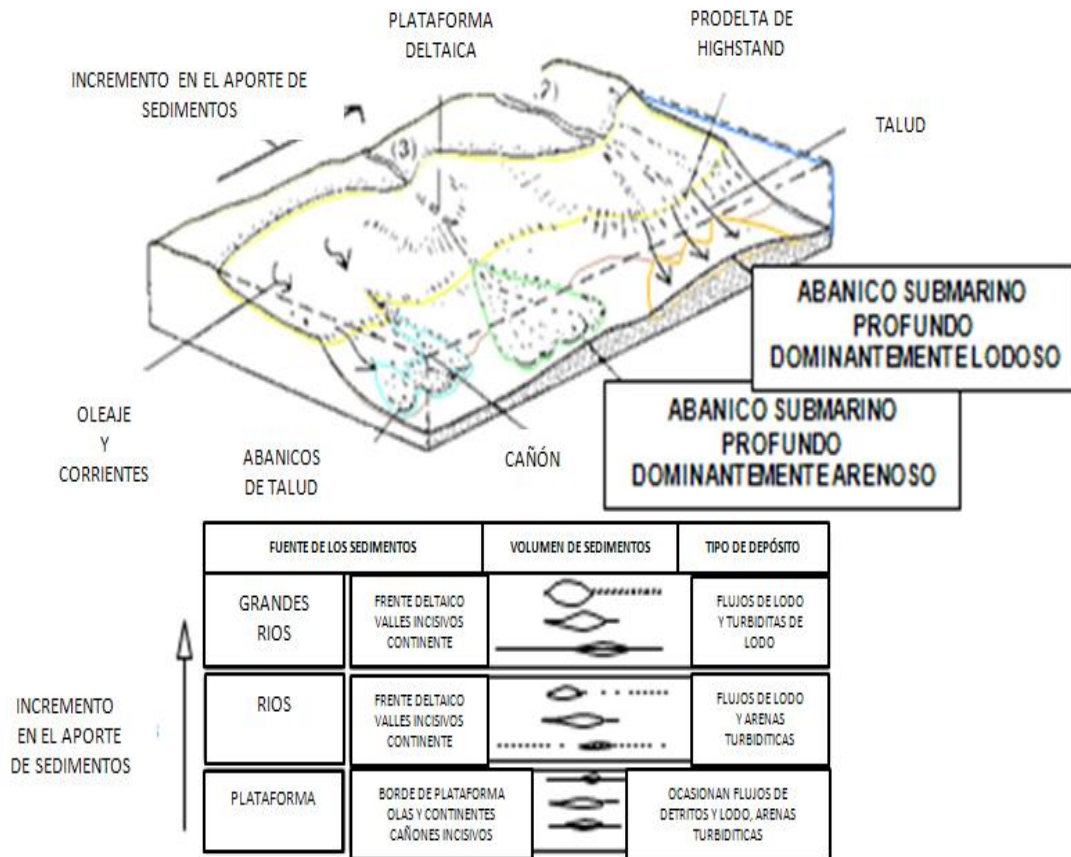


Figura 4-9 Ambientes depositacionales, Play Eoceno-Paleoceno, Calcarenitas.

4.2.6 Evaluación petrofísica.

Los yacimientos naturalmente fracturados como es el caso de los campos de Cantarell, presentan un sistema de doble porosidad, la primaria denominada porosidad matricial; y la secundaria que se genera por procesos diagenéticos y tectónicos posteriores a la formación de la roca y que altera su textura original; los procesos identificados en los campos del proyecto Cantarell son: dolomitización, disolución y fracturamiento, que generan una extensa red de fracturas y vóculos.

El análisis Petrofísico de estos yacimientos relacionado con la detección, identificación

y el cálculo de las fracciones en que coexisten los poros intercristalinos (de alto o bajo valor), los vóculos (aislados o comunicados con o sin presencia de arcilla), es un tema económico de vital importancia ya que de ellos proviene la mayor parte de la producción petrolera mundial.

Para cualquier tipo de caracterización petrofísica se necesita información de diferentes fuentes como son los registros geofísicos de pozos (convencionales y especiales), los dispositivos de muestreo y los análisis de núcleos (básicos y especiales), pruebas de producción-presión, pruebas de flujo inicial, y las pruebas de incremento, caída de presión y datos sísmicos. Al final es necesario realizar una calibración de datos estáticos con datos dinámicos, que nos permitan una mayor comprensión de los yacimientos, en términos físico-geológicos, que explique la interacción dinámica del sistema roca-fluido del yacimiento.

Las evaluaciones petrofísicas desarrolladas en los campos del Activo Integral Cantarell, fueron realizadas en programas estocásticos, que permiten definir con mayor precisión la heterogeneidad de los yacimientos, la complejidad de la porosidad y la contribución de las fracturas al flujo. Se puede destacar en particular la importancia del rayo gamma espectral para evaluar la litología en el Cretácico, el uso del factor fotoeléctrico para identificar caliza contra dolomía, el uso del sónico para determinar la porosidad vugular, y los parámetros de saturación basados en análisis especiales de núcleo.

También se utilizaron los registros de imágenes eléctricas, para identificar la presencia de fracturas y vóculos.

A continuación se hará un análisis de los parámetros petrofísicos de los yacimientos productores de activo como son el cuerpo calcáreo del Paleoceno, Cretácico y Kimmeridgiano.

Las porosidades de las calcarenitas del Paleoceno en el campo Akal son en promedio de un 20 por ciento, y para el campo Nohoch las porosidades son en promedio de un 14 por ciento. Este cuerpo calcáreo lo encontramos estratigráficamente en el Paleoceno Inferior.

La formación productora de mayor aporte de hidrocarburos es la brecha del Cretácico Superior, la cual se encuentra en todos los campos (Akai, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Chac, Nohoch, Sihil y Takin) y litológicamente está conformada por carbonatos en mayor proporción Dolomías; contienen porosidades que varían desde 5 - 12 por ciento, en donde la brecha de Sihil y Takin tienen las porosidades más bajas e Ixtoc conforman las porosidades más altas. Se observa una mayor densidad de fracturas y aumento en el porcentaje de arcilla en el bloque Akai con respecto al Bloque Sihil, de acuerdo al análisis de registros convencionales y especiales.

La porosidad secundaria observada en todos los campos varía entre 47- 49 por ciento, no así para los campos de Sihil, Nohoch y Chac, en donde la porosidad secundaria baja entre 37- 40 por ciento. La producción depende directamente de la porosidad secundaria (vúgulos y fracturas), que son producto de la dolomitización que sufren las calizas, que junto con la disolución son los procesos diagenéticos más severos que sufren los carbonatos.

Otra formación productora en menor proporción la conforman el Cretácico Medio y Cretácico Inferior, en donde litológicamente tiene características muy similares al Cretácico Superior, pero con un mayor contenido de arcilla.

La Figura 4-10 Muestra un registro compuesto del pozo Cantarell 1065D, donde se observa el comportamiento petrofísico de las formaciones del bloque Akai a nivel Cretácico Superior.



Figura 4-10 Registro tipo tomado del pozo Cantarell-1065D, plataforma Akal BN.

Las características de la descripción litológica del núcleo-1C4 (Cretácico Superior) se muestran en la Figura 4-10 donde se observa la Brecha conglomerática con abundante porosidad vugular, con pobre intercomunicación por medio de fracturas.



Figura 4-11 núcleo 1 C-4 Cretácico Superior del pozo Cantarell-1065D

Actualmente se está trabajando en nuevas evaluaciones de caracterización petrofísica, que incluyen la determinación de volúmenes litológicos calibrados con muestras de canal, descripción petrográfica y diagenética de núcleos y análisis de difracción de rayos x (DRX); así mismo se realizó una discretización de la porosidad más detallada, de la cual se obtuvo cuatro diferentes sistemas porosos (matriz, fracturas, vórgulos conectados y microvórgulos/microfracturas). Finalmente se realizó una mejora importante en el modelo de saturación de agua al incluir las curvas de presión capilar, en su determinación.

La caracterización antes descrita se ha aplicado en los campos del Activo Integral Cantarell, y cuyos resultados se encuentran concentrados en una única y más confiable base de datos.

4.2.7 Descripción Del Yacimiento

En el campo Akal se han manifestado, como mecanismos naturales de producción, el empuje por expansión del sistema roca - fluidos, principalmente desde su etapa inicial de explotación hasta que se alcanzó la presión de saturación, posteriormente el mecanismo de la segregación gravitacional en el yacimiento, al iniciar la liberación del gas, el cual se fue acumulando en la parte más alta de la estructura, dando inicio de esta manera a la formación de un casquete secundario de gas (ver figura 2.16). Adicionalmente a estos dos mecanismos, se tiene también el empuje del acuífero, donde el agua invade a la roca y va desplazando al aceite progresivamente desde las

fronteras inferiores del yacimiento hacia los pozos productores, finalmente con la inyección de nitrógeno en el casquete, se establece un mecanismo de recuperación secundaria.

En cuanto a Nohoch se presenta como mecanismo principal, el empuje del acuífero y en menor proporción la expansión del sistema roca-fluido, debido al mantenimiento de presión que se ha observado.

El yacimiento Chac presenta condiciones similares a Nohoch, en lo que a mecanismos de empuje se refiere, predominando la expansión del sistema roca - fluidos y el del acuífero, siendo éste último el de mayor importancia, debido al tamaño del acuífero asociado.

En el yacimiento Kutz se ha desarrollado un casquete secundario de gas y además comparte un acuífero importante con el campo Ku, por lo que los mecanismos principales de empuje son la expansión del sistema roca fluidos, la segregación gravitacional y el empuje hidráulico.

En Ixtoc se ha desarrollado un casquete secundario de gas y casi nulo empuje hidráulico, por lo que los mecanismos principales de empuje son la expansión del sistema roca fluidos y la segregación gravitacional.

El campo Takin recientemente ha iniciado su explotación por lo que los mecanismos de empuje aun no se tienen bien definidos, sin embargo, este presenta la particularidad de ser un yacimiento de aceite pesado.

Al igual que el campo Takin, el campo Sihil recientemente ha iniciado su etapa productiva, por lo que aún no se tienen bien definidos los mecanismos de empuje, sin embargo existen elementos que hacen suponer la presencia de un acuífero importante, que implica un mecanismo de empuje hidráulico predominante.

En la Figura 4-12, se muestra el comportamiento presión producción del campo Akal así como la determinación de los mecanismos de empuje siendo éste el campo de mayor trascendencia en el proyecto.

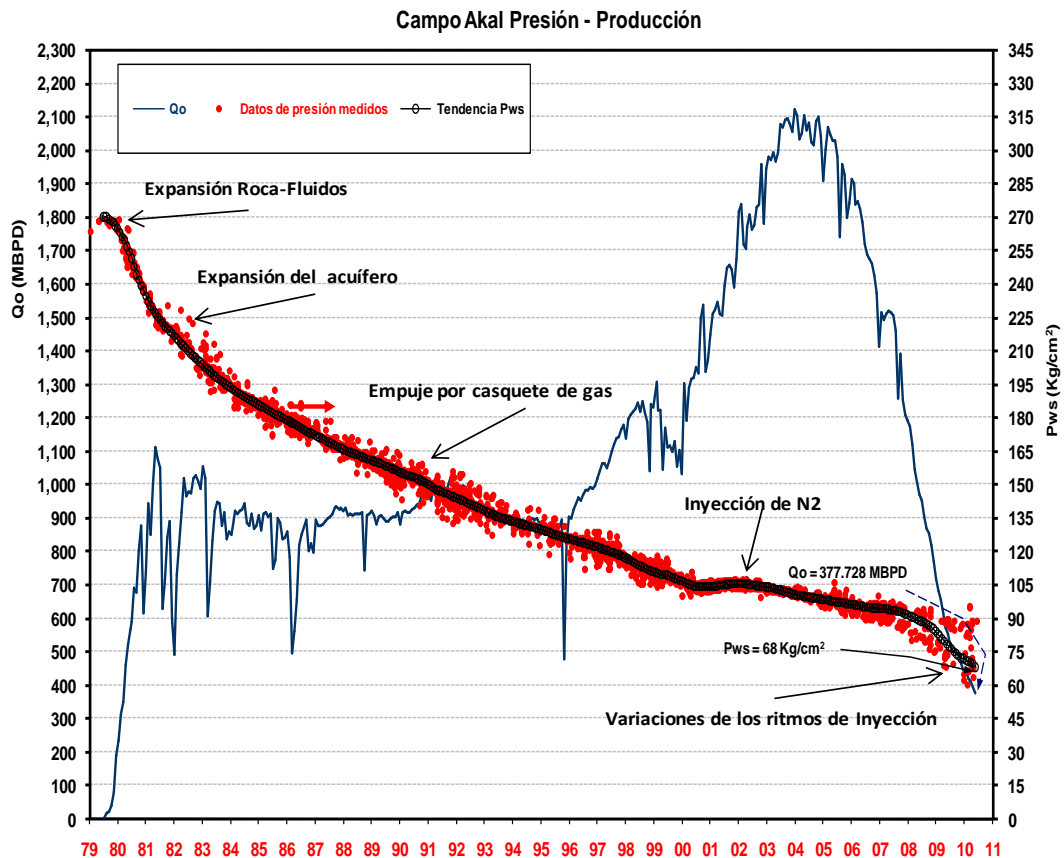


Figura 4-12 Comportamiento de presión-producción Campo Akal.

En la gráfica del comportamiento de presión-producción del campo Akal, después del año 1981 se observa el efecto de la aparición del casquete de gas al haberse alcanzado la presión de burbuja, y por tanto, se presenta el efecto de la segregación gravitacional; posteriormente, el inicio del mantenimiento de presión mediante la inyección de Nitrógeno en el año 2000, permitió que a pesar de la alta producción que se logró a partir de ese periodo, se revirtió el efecto de la caída de presión en el yacimiento.

De forma histórica se han realizado una serie de pruebas de presión-producción durante la terminación y/o reparación de los pozos, con la finalidad de obtener parámetros del yacimiento como la permeabilidad, presencia de heterogeneidades, fallas o cambio de facies. En el campo Akal se han efectuado pruebas en sus formaciones productoras, que son Brecha Cretácico Superior (BKS), Cretácico Medio (KM), Cretácico Inferior (KI) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

En la Tabla 4.4 se muestran los resultados de dichas pruebas, donde se diferencian los valores de permeabilidad en las diferentes formaciones productoras.

Formación	Permeabilidad (mD)			Capacidad de flujo (mD-pie)			Índice de Productividad bl/psi		
	Media	Rango		Media	Rango		Media	Rango	
BKS	7845	529	19742	6.98E+06	1.70E+05	1.89E+07	428.37	33.85	973.37
KM	7727	517	21360	3.80E+06	2.25E+05	1.07E+07	146.49	40.2	296.75
KI	6384	123	17543	4.48E+06	1.58E+05	1.31E+07	275.91	20.89	682.62
JSK	1709	159	4429	5.09E+05	6.80E+04	1.27E+06	44.87	15.92	80.31

Tabla 4.4 Resumen de pruebas de presión producción.

La interpretación de dichas pruebas mostró valores de permeabilidad de varios Darcy como resultado de la presencia de fracturas naturales y de vórgulos interconectados, observándose los valores más bajos de permeabilidad en la formación JSK.

Desde el punto de vista de capacidad de flujo (kh), el de más alta capacidad es la Brecha (6.9×10^6 mD-pies), seguido por el Cretácico Inferior (4.5×10^6 mD-pie) y al final tanto el Cretácico Medio como el JSK presentan valores de 3.8×10^6 mD-pies y 5.09×10^5 mD-pies respectivamente.

Respecto de los índices de productividad, la Brecha presenta las mejores condiciones seguido por el Cretácico Inferior y el Cretácico Medio mientras que el Jurásico Superior Kimmeridgiano muestra valores mucho más bajos.

Para el resto de los yacimientos que componen el proyecto Cantarell las pruebas que se han efectuado presentan resultados y tendencias similares debido a que los horizontes productores corresponden a los mismos tipos de formación geológica.

4.2.8 Reservas

Al 1 de enero de 2011, el volumen original probado de aceite de la región ha sido estimado en 60,014.7 millones de barriles, que representa 37.0 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se traduce en un incremento derivado de la actividad exploratoria y el desarrollo de los campos de la región. A nivel activo, el Activo Integral Cantarell contiene la mayor parte del volumen, esto es, 37,317.0

millones de barriles de aceite, lo que significa 62.2 por ciento del total de la región. Lo cual se traduce a que el volumen original probado de Cantarell es de suma importancia, ya que representa el 23.04 por ciento de todo el país.

En cuanto al volumen original probable de aceite en la Región Marina Noreste, éste alcanzó 5,556.2 millones de barriles, que representan 7.1 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un decremento con respecto al año pasado. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap con 5,435.9 millones de barriles, equivalentes a 97.8 por ciento de la región, esto como resultado de las actividades de exploración y revisión. Por otro lado, el Activo Integral Cantarell reporta 120.3 millones de barriles, lo que representa 2.2 por ciento de la región.

En lo que concierne al volumen original posible de aceite tuvo un incremento con respecto a 2010 por incorporación y revisión, éste se ubicó en 7,912.3 millones de barriles, que equivalen a 12.0 por ciento del volumen nacional. El Activo Integral Cantarell contiene 93.5 millones de barriles en sus campos.

El Activo Integral Cantarell aporta 17,662.6 miles de millones de pies cúbicos que constituyen el 71.1 por ciento del volumen regional. Aunque

Lo relevante del complejo Cantarell es que en la actualidad continua representando un porcentaje sumamente importante de las reservas probadas de aceite del país, ya que La mayor concentración de reservas totales de aceite pesado se encuentra en la Región Marina Noreste con 70.3 por ciento del total nacional y el complejo Cantarell tiene

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2010, fue de 1,397.2 miles de barriles de aceite y 1,583.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Como en años anteriores el campo Akal del complejo Cantarell se mantiene, como el más importante del país. En 2010, Akal tuvo una producción diaria de 369.6 mil barriles de aceite y 1,191.4 millones de pies cúbicos de gas natural, todo esto como resultado de las actividades orientadas a mantener el factor de recuperación del proyecto Cantarell y dentro de las cuales destacan la perforación, reparación y

terminación de pozos y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento mediante inyección de nitrógeno.

De acuerdo a lo anterior, se prevé que tal y como sucedió en 2010, la Región Marina Noreste continuará siendo, y principalmente del Campo Akal la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

El campo Akal será mencionado repetidamente en este trabajo, debido a que por ser el aportador más importante de aceite del complejo, y lo cual nos lleva a realizar el estudio de este trabajo a este yacimiento.

Como es usual, todas las cifras de reservas presentadas a lo largo de este capítulo han sido estimadas de acuerdo a definiciones aceptadas en la industria. Para el caso de las reservas probadas, éstas fueron vinculadas a los lineamientos establecidos por la Securities and Exchange Commission (SEC). En el caso de las reservas probables y posibles, las definiciones empleadas corresponden a las emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y el World Petroleum Council (WPC).

4.3 Análisis de producción actual de Cantarell

La producción de aceite del Complejo Cantarell está constituida de la integración de producciones de diferentes campos ya antes descritos, donde cabe mencionar que el campo Akal es el principal campo aportador de producción de aceite de Cantarell, motivo por el cual el análisis de la producción se encuentra más enfocado a este campo y también debido a que la información brindada por PEMEX se encuentra enfocada también al campo Akal, información que será utilizada para el análisis de selección de metodologías para procesos de deshidratación de aceite, e información utilizada únicamente para fines académicos de este trabajo.

A continuación se presenta la información brindada por PEMEX de la producción del Activo Integral Cantarell, esta información ha sido resumida y sintetizada para su mejor análisis y entendimiento, información que es sumamente importante debido a que se puede observar y analizar la alta producción de agua producida en este campo, agua que genera problemas de corrosión, producción, aumento en costos de tratamiento y pérdidas económicas en general.

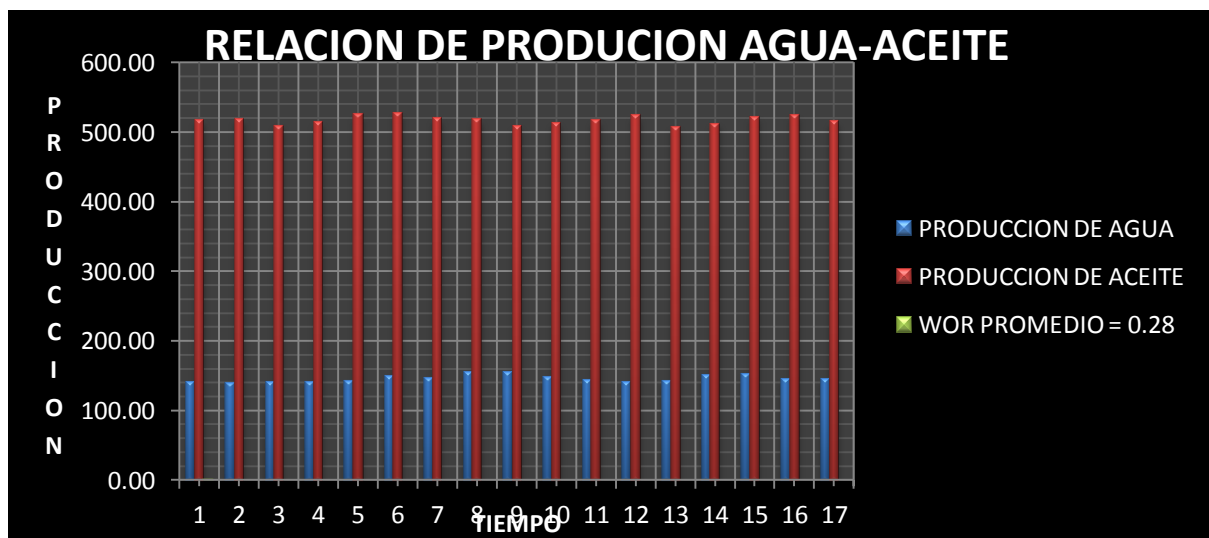
La información que se presenta es de gran utilidad e importancia ya que para el análisis de selección de sistemas de deshidratación de aceite, los historiales de producción son de gran importancia, ya que con ellos se pueden obtener las relaciones del corte de agua (WOR) actuales del campo y también pueden ser comparadas para identificar el crecimiento de producción de agua con respecto al tiempo, dato que nos permite visualizar la seriedad del problema al que nos puede conllevar el alta producción de agua, y que también permite pronosticar el tiempo límite al que puede continuar manejando el volumen de agua el sistema de deshidratación ya existente (en caso de tenerlo), en donde el sistema de deshidratación y control de agua debe de ser evaluado para modificarlo o remplazarlo.

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

PRODUCCION DEL ACTIVO INTEGRAL CANTARELL

FECHA	INTEGRADA (bruto) Y REPORTADA (sin H2O)							
	TOTAL					AGUA	PRODUCCION AKAL	PRODUCCION REPORTADA TOTAL
	PRODUCCION INTEGRADA	PRODUCCION REPORTADA	VOL. DE H ₂ O EN AIC	PRODUCCION INTEGRADA LIGERO	PRODUCCION REPORTADA LIGERO			
01/05/2011	576.74	446.88	129.90	81.08	70.05	11.03	319.98	516.93
02/05/2011	578.34	449.68	128.70	80.19	69.61	10.59	322.30	519.29
03/05/2011	571.16	441.15	130.00	79.48	68.43	11.05	322.67	509.58
04/05/2011	576.36	447.04	129.30	78.84	67.96	10.88	329.38	514.99
05/05/2011	587.74	456.09	131.70	79.11	68.98	10.13	339.10	525.07
06/05/2011	591.59	454.59	137.00	84.32	72.69	11.64	340.01	527.28
07/05/2011	584.78	450.64	134.10	81.23	69.86	11.37	336.06	520.50
08/05/2011	594.72	452.37	142.30	77.23	65.80	11.43	345.40	518.18
09/05/2011	585.72	442.65	143.10	77.37	66.38	10.99	333.66	509.03
10/05/2011	581.79	443.76	138.00	78.54	68.96	9.58	336.37	512.71
11/05/2011	582.14	447.99	134.10	78.24	68.61	9.62	341.06	516.61
12/05/2011	585.74	454.74	131.00	78.23	68.85	9.39	347.29	523.59
13/05/2011	572.45	439.22	133.20	78.23	68.92	9.31	331.25	508.15
14/05/2011	584.58	442.98	141.60	78.24	68.93	9.31	337.08	511.91
15/05/2011	596.00	453.05	143.00	78.23	68.92	9.31	345.18	521.97
16/05/2011	590.98	455.02	136.00	78.23	68.92	9.31	335.78	523.95
17/05/2011	582.03	446.65	135.40	78.23	68.85	9.39	325.28	515.49

Tabla 4.5 Producción del Activo Integral Cantarell en mayo del 2011.



Grafica 4-6 Relación de producción agua aceite del campo Akal.

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

PRODUCCION DEL SECTOR SUR/ SECTOR NORTE I

FECHA	INTEGRADA (bruto) Y REPORTADA (sin H2O)										
	AKAL-C		AKAL-B		NH-A		AKAL-G	AKAL-J		AKAL-L	
	INTEGRADA	REPORTADA	INTEGRADA	REPORTADA	INTEGRADA	REPORTADA	INTEGRADA	INTEGRADA	REPORTADA	INTEGRADA	REPORTADA
01/05/2011	120.43	90.15	73.15	60.68	192.51	153.05	56.02	99.33	75.50	91.33	68.49
02/05/2011	120.23	90.73	72.21	59.93	191.34	153.08	54.69	104.36	78.27	90.19	67.64
03/05/2011	120.71	91.72	73.36	61.18	182.85	146.28	52.53	102.47	74.80	91.78	66.95
04/05/2011	121.81	92.56	76.24	63.66	181.18	144.95	55.50	101.19	74.88	95.94	71.02
05/05/2011	128.12	96.80	76.29	63.70	181.11	144.89	73.84	103.42	77.05	98.80	73.60
06/05/2011	132.51	98.61	75.90ad	63.38	179.83	142.07	80.69	104.80	77.55	98.55	72.93
07/05/2011	124.58	94.79	76.27	63.99	179.78	143.82	65.02	107.97	78.28	96.19	69.74
08/05/2011	125.60	91.39	75.95	63.80	179.98	139.49	63.70	116.53	86.23	96.66	71.53
09/05/2011	118.62	86.49	74.70	62.75	179.81	140.25	59.92	115.49	83.15	97.09	69.91
10/05/2011	120.37	88.18	72.05	60.45	180.29	142.43	56.81	113.25	82.67	95.82	69.95
11/05/2011	120.03	90.00	73.00	61.32	179.86	143.89	54.43	114.21	83.37	95.03	69.37
12/05/2011	119.14	90.04	76.60	63.99	180.48	145.29	55.42	114.20	84.50	95.75	70.85
13/05/2011	117.97	87.05	75.60	64.34	180.60	147.55	54.86	98.43	71.85	93.86	68.52
14/05/2011	117.52	85.72	75.40	63.42	187.20	147.89	54.82	111.46	79.69	92.80	66.35
15/05/2011	118.52	86.51	74.48	63.33	195.56	154.49	55.33	111.62	80.37	94.91	68.33
16/05/2011	117.78	85.93	74.48	62.34	194.50	153.65	53.88	109.75	82.31	94.47	70.85
17/05/2011	118.86	86.86	74.41	62.88	183.26	144.77	54.31	110.95	82.10	94.55	69.97

Tabla 4.6 Producción de sectores del campo Akal.

De acuerdo a la información presenta en la Tabla 4.5 y Grafica 4-6 se puede observar que el problema del agua mes con mes se presenta de manera mas fuerte, circunstancia que genera problemas graves en la producción de aceite, generando cierres de pozos que disminuyen la producción debido a la falta de equipo necesario de deshidratación que satisface la producción simultanea de ambos fluidos.

En la Tabla 4.6 se compara la cantidad de volumen que disminuye la producción, debido al elevado volumen de agua producido en todos los sectores del campo Akal y que además ese volumen es directamente asociado al volumen de aceite que se produzca en cada uno de los sectores. Debemos de considerar que este problema crece y crece y que si no tomamos una decisión en estos momentos la producción del agua será demasía y los equipos actuales de tratamiento serán insuficientes en un futuro próximo del Campo.

En el análisis de una alternativa óptima de deshidratación se mostrara datos actualizados y concretos que nos permitirán entender la importancia de un buen tratamiento y que se necesita urgentemente cumpliendo siempre sus requerimientos técnicos y económicos.

4.4 Metodología genérica de selección de alternativas de deshidratación de aceite

La metodología a seguir para poder definir un proceso de selección adecuado de los equipos y métodos de deshidratación de aceite, está basado en un sistema que principalmente considera características y condiciones del fluido a deshidratar, en donde dichas condiciones y características son analizadas en este documento para lograr concluir y definir cuál sería la recomendación que se le podría brindar al campo en análisis, en nuestro caso Cantarell, pero cabe mencionar que en este documento también trata de brindar un panorama general de selección de metodologías de deshidratación de aceite, aplicable en cualquier caso, como base inicial de análisis en procesos de deshidratación.

En la Figura 4-13 se muestra un programa de selección general definido en conjunto al desarrollo de este trabajo, y propuesto de acuerdo a la investigación realizada en el mismo.



Figura 4-13 Proceso de Selección de Alternativas para la Deshidratación de aceite.

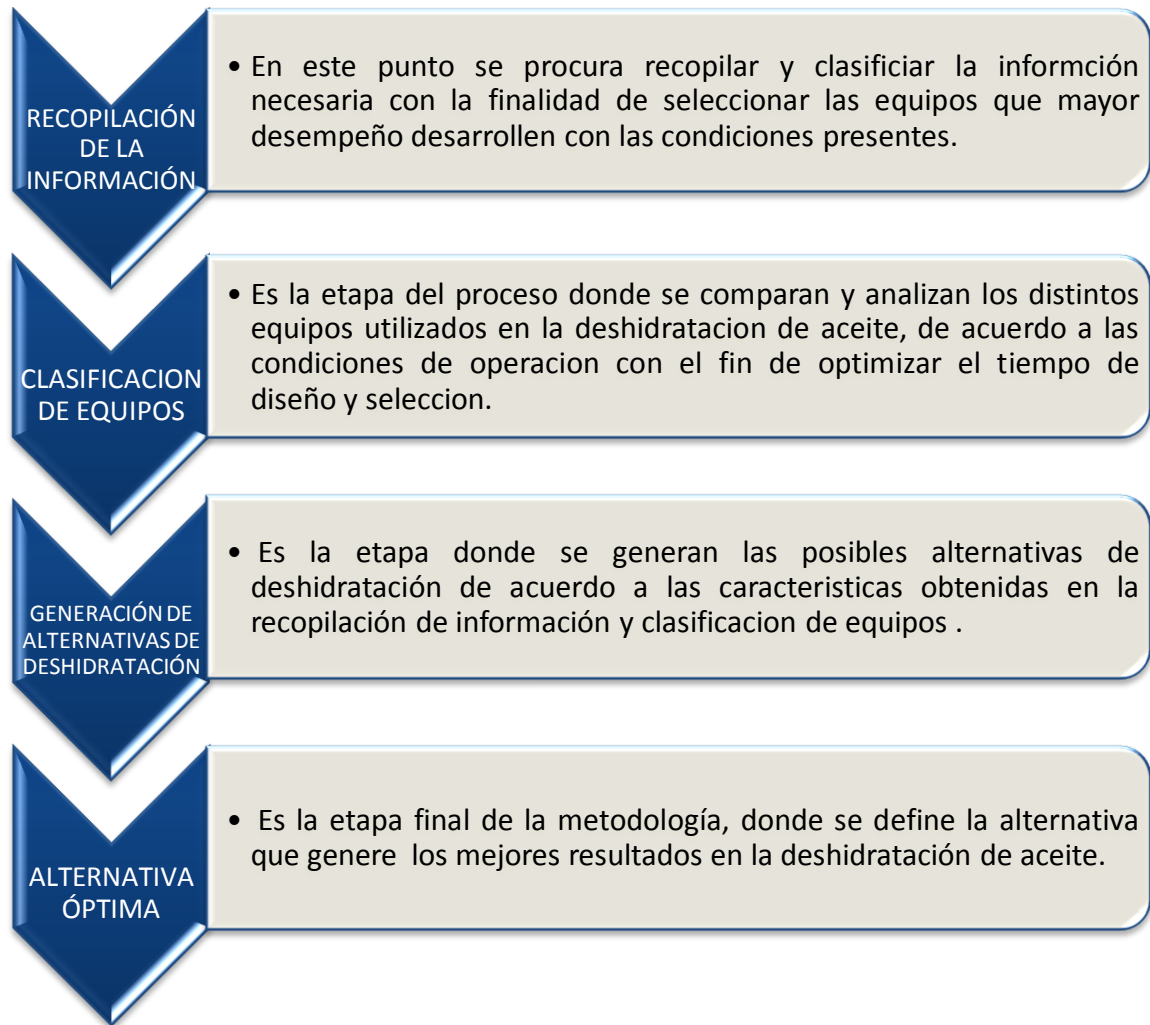


Figura 4-14 Fases del proceso de selección de alternativas de deshidratación

4.4.1 Recopilación de la información.

Se deben de considerar todas las variables y características del sistema integral de producción y de los fluidos producidos (aceite, agua), donde a continuación se mencionan y describen cada una de ellas, considerando que esta información que se propone en esta primera etapa de selección, considerando que fue analizada e investigada a fondo, y que es fundamental para poder proponer una sistema de deshidratación de aceite optimo.

Tipo de yacimiento.

La importancia de esta propiedad es debido a que a partir de ella se conoce el tipo de aceite que se produce (ligero, mediano, pesado) y en base a esta información se inicia el análisis de las emulsiones que se pueden generar dentro de la producción de aceite y así comenzar a visualizar el sistema posible que podría ayudarnos a optimizar este proceso.

Es también importante conocer el tipo de yacimiento de acuerdo al mecanismo de empuje, debido que es un factor importante debido a que gracias a esto se puede conocer de manera más idealizada, que tan rápido o no se presentará la invasión de agua en el pozo, y así lograr pronosticar los tiempos de generación de emulsiones.

Propiedades del aceite.

Es de gran importancia conocer las propiedades del aceite a desemulsionar, debido a que es necesario conocer las siguientes propiedades:

- Densidad del aceite
- Grados API
- Viscosidad
- Presión Interfacial
- Relación agua-aceite (WOR)
- Salinidad del aceite

Estas propiedades son mínimas necesarias para poder llevar a cabo las distintas pruebas necesarias para lograr diseñar y determinar la química deshidratante que puede ser más efectiva para romper la emulsión del campo.

Tipos de pozo.

Es una característica que nos puede ayudar a definir las condiciones de generación de emulsiones, es decir, que mediante un análisis del pozo se puede definir los puntos y razones de la formación de emulsiones, logrando así, tomar medidas preventivas y de solución al problema de generación de emulsiones. También es importante conocer los tipos de pozo debido a que dependiendo de sus condiciones y dispositivos de

producción con los que cuente, se puede inferir que tantos problemas y generación de emulsiones llegarán o podrá tener en un futuro próximo.

Estranguladores.

Es de suma importancia conocer el número y razón de los estranguladores colocados en el pozo, sobre todo los estranguladores de fondo, que juegan un papel de suma importancia para la generación de emulsiones, debido a la turbulencia de flujo que generan altas velocidades del fluido en el pozo, provocando emulsiones estables que son difíciles de romper y que por lo tanto deben de ser tratadas para su desestabilización.

Históricos de producción.

Utilizados para identificar el crecimiento de producción de agua en los pozos y todo el campo, es una herramienta accesible y de fácil interpretación que nos puede ayudar a pronosticar el crecimiento del corte de agua, definir límites económicos de producción, es decir, hasta que momento nos será rentable continuar produciendo el pozo en las condiciones en las que se presenta, considerando también los variables técnicas que esto involucra.

Porcentaje de agua producida.

Es indispensable conocer el volumen de agua que se produce en cada uno de los pozos, y el volumen total de agua producida dentro de todo el campo, esto para conocer el volumen de agua a la que se le tendrá que dar un tratamiento para separarla del aceite, en primera instancia como una separación de fases, y después para un proceso de deshidratación, que se encuentra en base del mismo volumen.

Es importante conocer el volumen de agua también, debido a que en base a este, se definirá y verificará si el equipo a proponer o ya establecido, son capaces de manejar y llevar a cabo el tratamiento de deshidratación de manera eficiente.

Es necesario conocer el volumen de agua al que se debe de tratar, para poder tener un buen estudio y definición de los métodos necesarios y convenientes a aplicar, también

para conocer la seriedad del problema, partiendo desde el alto índice sal contenida en el agua producida, para conocer si el volumen o porcentaje de agua a producir y tratada, podrá ser manejada por los equipos y tratamientos aplicados.

Otra razón por lo que esta propiedad debe ser analizada, es debido al tipo de emulsión que puede generar, y determinar que tal complicado será para lograr romperla.

Sistemas artificiales de producción en operación.

Es indispensable conocer los sistemas artificiales de producción que se encuentren aplicados y en funcionamiento dentro del campo, debido a que es una fuente de generación de emulsiones, y se debe de considerar en el diseño de cada uno de ellos, tratando de prevenir la generación de de las mismas.

Es un punto importante de mencionar, ya que por mucho tiempo en el diseño de los sistemas artificiales de producción, no se ha considerado este pequeño fenómeno de emulsión, y que debe de ser considerado al momento de proponer un sistema artificial aplicable algún pozo en funcionamiento.

Cabe mencionar que existen casos donde un buen diseño del sistema artificial a proponer nos puede disminuir este problema de emulsión y que beneficia en su tratamiento de manera directa, reduciendo problemas operativos y reduciendo costos de tratamiento y procesos.

Por otra parte los sistemas artificiales de producción también pueden ser considerados una herramienta útil para el inicio de un tratamiento de deshidratación de aceite, debido a que en algunos sistemas artificiales(bombeo neumático, bombeo hidráulico), son una fuente viable para la inyección de químicos cuando se trata de una emulsión demasiado difícil de romper o dicho de otra manera una emulsiones muy estable, donde utilizando el sistema artificial ya existente, se comienza el tratamiento desde una etapa temprana de un punto inicial, como lo es el pozo, provocando que la emulsión sea más fácil de la inyección tratar, esto disminuyendo su estabilidad con la ayuda de la inyección del químico, que anteriormente, debió ser diseñado de acuerdo

a la emulsión presente. Este tipo de casos se presentan cuando nos encontramos produciendo aceites pesados (< a 15° API).

Con base a lo anterior, podemos observar que los sistemas artificiales podrían llegar a tener una aplicación directa para auxiliar al tratamiento de deshidratación de aceite, generando que sea menos complicado el proceso y disminuyendo un costo en el proyecto a seguir.

Tipo de emulsión presente.

Es indispensable conocer o definir el tipo de emulsión presente dentro del campo de producción, debido a que en base al conocimiento que se tenga de dicha emulsión, se encuentra basado el diseño del agente químico a emplear en la primera fase del proceso de deshidratación, este depende de las pruebas y estudios empleados en el mismo, pero que como base primordial, conlleva, la clasificación de la emulsión a romper, esta puede ser directa o indirecta.

Análisis y estudios de la emulsión.

Para realizar un buen análisis de la información con respecto a las emulsiones es necesario considerar los todos los procesos, pruebas y análisis que son aplicables para las emulsiones, para así extraer la información necesaria de la emulsión en estudio, esta información puede ser recabada de las siguientes pruebas:

- ❖ Utilización del mapa de formulación – WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O.
- ❖ Pruebas de botella.
- ❖ Medición de estabilidad.
- ❖ Cinética de adsorción de los surfactantes deshidratantes.
- ❖ Sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos.

En base a la información obtenida de estos estudios y análisis se puede definir distintos aspectos a lo largo de varios procesos para la deshidratación, cabe mencionar que para el tratamiento químico es indispensable contar con estos estudios y por supuesto con toda la información recabada ya que es la base para la generación de química deshidratante.

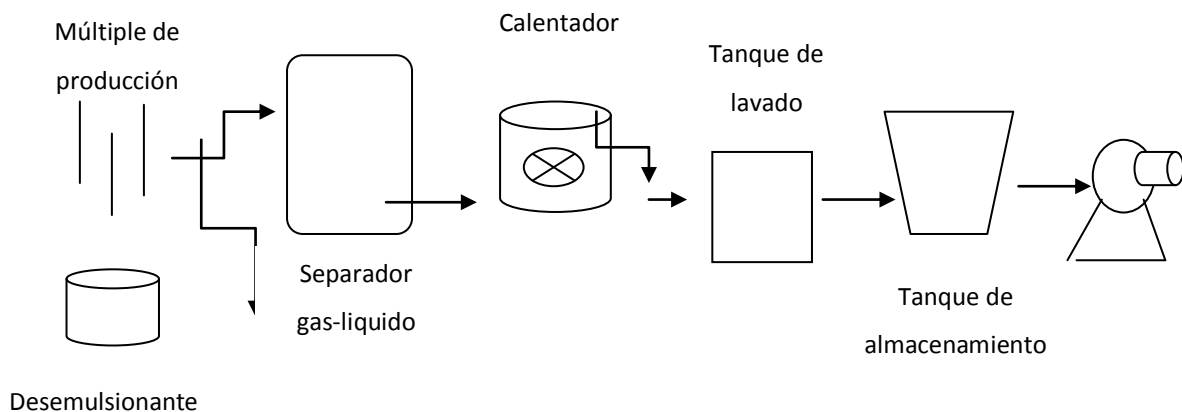
4.4.2 Clasificación de equipos

Esta parte del proceso de selección, refiere a la mención y análisis de los equipos y métodos utilizados en tratamientos de deshidratación de aceite ya antes descritos y mencionados en el capítulo 3, con la diferencia de que en este proceso se le clasifica de manera que bnde un fácil entendimiento y visión de aplicación de loa equipos que se describe a continuación de acuerdo al método que se emplea en el proceso, lo cuales son cuatro:

- Tratamiento de química deshidratante
- Tratamiento por gravedad
- Tratamiento térmico
- Tratamiento electroestático

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



Para lograr llevar a cabo todo este proceso anteriormente descrito, se necesitan de diversos equipos que se clasifican en la Tabla 4.7 que ayudaran en la tercera fase del proceso de selección:

TRATAMIENTO	EQUIPOS	DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES
QUIMICO	Generación de distintos químicos	El químico será designado de acuerdo a los análisis de laboratorio dependientes de los resultados de las pruebas de botella, medición de estabilidad, cinética adsorción de los surfactantes deshidratantes, sinergismo entre los surfactantes y aditivos químicos.
	Separador Horizontal	Poseen mayor área superficial y tienen controladores de espumas.
POR GRAVEDAD	Separador Vertical	Operan con mayor eficiencia a una baja relación gas-petróleo menor de 500 pie ³ /barril
	Eliminadores de Agua Libre(EAL)	Remueven grandes cantidades de agua en menos de 5-20 minutos. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 %de agua emulsionada.
	Tanques de Lavado (Gun Barrels)	Incrementa el tiempo de residencia de la emulsión. 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. 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 rasurado, concéntrico o araña
TÉRMIICO	Calentadores Directos	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

ELECTROESTÁTICO	Calentadores Indirectos	vertical. Presenta problemas de sedimentos y de corrosión, pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible. 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.
	Coalescedores Electroestáticos	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, comparados con Tanques de lavado. 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 son de menor dimensión.

Tabla 4.7 Clasificación de equipos de deshidratación de aceite utilizados actualmente

En esta tabla se clasificaron los equipos actualmente utilizados en la deshidratación de aceite, los cuales se complementan con algunas de las especificaciones y requerimientos con los que debe de contar para poder ser aplicado dentro de un proceso de deshidratación, esto con el fin de que en la última etapa del proceso de selección se puedan generar las distintas alternativas o escenarios de deshidratación de una manera más rápida y sintetizada.

4.4.3 Generación de alternativas de deshidratación

Es una etapa irremplazable del proceso selección, debido a que es el punto en donde se generan los posibles escenarios de alternativas de deshidratación de aceite para el campo en estudio, generando posibles opciones de acuerdo a las características del campo en estudio, en donde la opción que genere un mayor valor y cumplimiento técnico con el menor riesgo posible podría ser la alternativa de selección óptima del proceso.

A continuación se presenta un esquema base propuesto para seleccionar las posibles opciones y alternativas de deshidratación:



Figura 4-15 Etapas del proceso de selección de alternativas de deshidratación de aceite

De acuerdo a la anterior Figura 4-15 basamos la generación de alternativas posibles para lograr proponer escenarios viables y adecuados al sistema en estudio, dicho método de generación de alternativas tiene como base de estudio cuatro bases necesarias e indispensables (Figura 4-15) que se deben de cumplir para lograr llegar a la alternativa óptima de deshidratación, en la Figura 4-16 se desarrolla dos partes fundamentales de este proceso (recopilación de información y equipos de deshidratación posibles) los cuales se desarrollan y enlazan a continuación :



Figura 4-16 Proceso de generación de alternativas de equipos posibles de deshidratación en base a la información recopilada.

De la Figura 4-16 se puede observar y analizar que se trata de una fusión de información en conjunto con los equipos candidatos a ser utilizados en el sistema de deshidratación, esto con el objetivo de generar escenarios o alternativas posibles de análisis, las cuales se generan de acuerdo a la Figura 4-17, donde se esquematiza y muestra la manera ejemplificada del cómo se deben de proponer las alternativas de deshidratación.

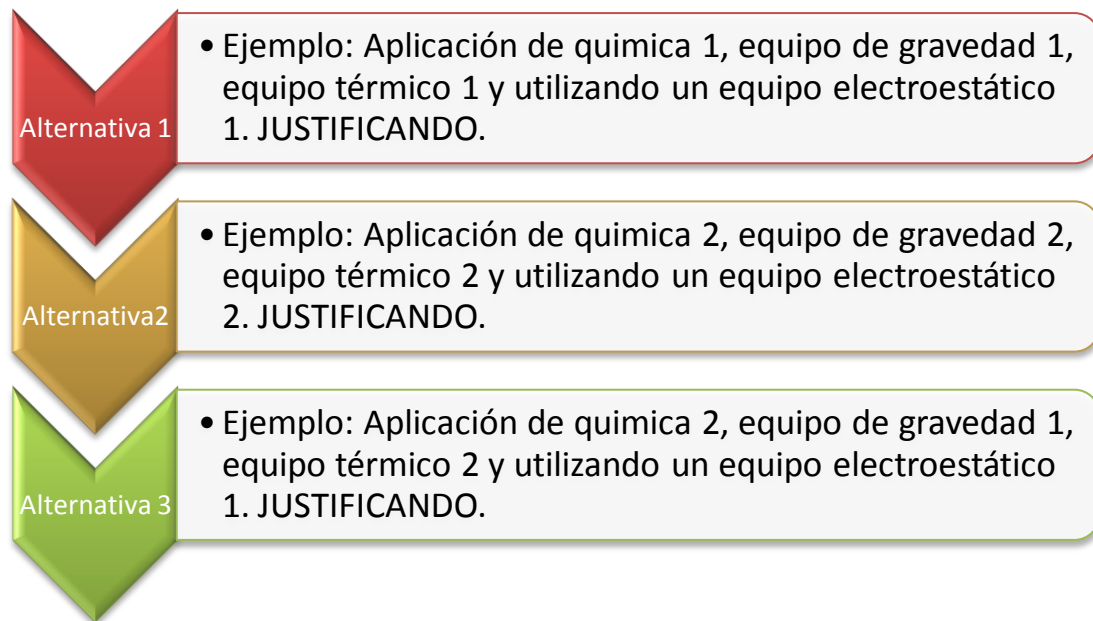


Figura 4-17 Generación de alternativas de deshidratación

Estos ejemplos de generación de alternativas de deshidratación ejemplificados en la Figura 4-17 muestra la manera general del cómo se llevará a cabo la generación de dichas alternativas, y que tendrá el siguiente proceso:

1.- De acuerdo a la recopilación de la información del campo en estudio, se buscarán los equipos candidatos a ser utilizados en el proceso de deshidratación, esto con la restricción que solo se propondrán equipos que sea útiles y adecuados a las características y propiedades del aceite a deshidratar.

2.- Se propondrán únicamente las alternativas que cumplan con los requerimientos técnicos del campo en estudio, y que sean capaces de cumplir los requerimientos de calidad de hidrocarburos ya establecidos en el capítulo 1.

3.- Las alternativas de deshidratación ya establecidas en la etapa 3 de nuestro proceso de selección, deberán de ser **justificadas** de manera técnica y operativa en cada una de ellas, de acuerdo a los equipos que se hayan propuesto para el proceso, esta justificación deberá de constar de 3 partes fundamentales:

- Cumplimiento de propiedades. Esto se refiere a que todos los equipos propuestos en la alternativa de deshidratación a justificar deben de ser compatibles con las propiedades del aceite a deshidratar.

- Cumplimiento de un proceso integral. Esto se refiere a que se deberá de cumplir con un proceso completo, es decir, un proceso que con lleve los cuatro tipos de tratamiento de deshidratación existentes y descritos anteriormente, esto debido a que de acuerdo con el objetivo de este trabajo se deberá de entender que para poder llevar a cabo este proceso de manera optima es indispensable este cumplimiento integral.
- Cumplimiento de instalaciones. Se deberá de verificar que los equipos a elegir para la generación de alternativas puedan ser instalados de manera adecuada y de acuerdo a sus dimensiones y especificaciones para ello es necesario e indispensable considerar su localización (tierra o costa fuera), y revisar también que los equipos no sean contraproducentes en el proceso.

Después de haber generado las posibles alternativas o escenarios de deshidratación señalando los motivos del por qué se decidió generar dichas alternativas y así lograr llevar a cabo la última etapa de nuestro proceso de selección descrito en el siguiente punto.

4.4.4 Alternativa óptima de deshidratación

La selección de la alternativa óptima será una parte fundamental de este proceso, esta parte es necesaria para generar una propuesta con un mayor enfoque y respaldo, que pueda expresar de la importancia de la deshidratación de aceite, y al mismo tiempo en conjunto a este proceso de selección brindar una idea generalizada de la información fundamental para la elección de una propuesta como esta.

La alternativa óptima será seleccionada mediante un proceso integral, esto quiere decir, que con lleva un proceso completo que abarca las dos grandes partes de todo proyecto en la industria petrolera:

- Cumplimiento de los requerimientos técnicos
- Rentabilidad del proyecto

Estos análisis son de suma importancia y se deberán analizar para lograr definir la alternativa óptima, debido a que todo proyecto debe de ser técnicamente viable y operable, pero al mismo tiempo deberá de generar un valor económico al proyecto, en donde estos dos parámetros se analizaran.

4.4.4.1 Cumplimiento de los requerimientos técnicos.

La evaluación técnica corresponde a un análisis profundo y objetivo que consiste en revisar que las especificaciones que se ajusten a las necesidades reales de la producción que resulte del proyecto y que dichas especificaciones estén correctamente aplicadas. De acuerdo al análisis cabe mencionar que las alternativas generadas en el punto 4.4.3 han sido justificadas técnicamente hasta el momento, debido a que es un requerimiento primordial para poder ser propuestas como alternativas de deshidratación, pero cabe mencionar que se encuentra basado en un enfoque de cumplimiento de condiciones operativas y de instalación, comprendiendo el análisis de dimensiones en campo, hasta su mantenimiento y el cumplimiento de un buen desempeño de los equipos. La búsqueda de equipos que cumplan lo mejor posible con las características y propiedades del campo en estudio, y que pueda satisfacer los altos volúmenes de agua producida en el campo en análisis son los equipos que han sido incluidos en las diversas propuestas y que ya han pasado por el análisis descrito anteriormente.

De acuerdo a lo desarrollado se puede concluir para esta parte, que todo proyecto debe de ser analizado de manera técnica y operativa, esto mediante un buen estudio de los tratamientos y equipos que se propongan para los procesos (en nuestro caso la deshidratación de aceite), siempre vigilando las especificaciones de equipos y su normatividad, esto muchas veces puede ser clave en la selección de dichos equipos y considerado también para su buen funcionamiento, debemos comprender que cada uno de los equipos y tratamiento también conllevan ventajas y desventajas técnicas que en un buen diseño son determinantes para su aplicación dentro de un proceso. Por lo tanto se da por aprobado que las alternativas propuestas hasta este punto son viables técnicamente y que cumplen ya una metodología técnica de selección descrita anteriormente.

4.4.4.2 *Rentabilidad del proyecto.*

El objetivo de aplicar un análisis de la rentabilidad de las alternativas de deshidratación, es el mismo que el de cualquier proyecto en la industria petrolera, este es el maximizar el valor económico, en este caso se pretende maximizar la producción al menor costo posible, considerando todo el tiempo los factores de sensibilidad y riesgo del proyecto.

El propósito de un análisis económico en esta etapa, es determinar el efecto cada una de las alternativas propuestas para determinar el efecto de sus inversiones a corto y largo plazo, y generar escenarios económicos que permita brindar una herramienta más de selección.

La rentabilidad de un proyecto petrolero pretende garantizar y analizar los recursos económicos necesarios para llevarlo a cabo, esto considerando diversas variables como son los recursos de inversión, costos de operación, costos de mantenimiento, producción, precio de los hidrocarburos entre otros aspectos, analizado mediante diversos indicadores que sirven para el análisis económico final, estos indicadores son considerados en todo nivel de un proyecto de explotación de los hidrocarburos, ya sea en proyectos de perforación, yacimientos, administración, ventas o producción como lo es en este caso y recordando que el estudio de la evaluación económica es la parte final de toda la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto.

En todo proyecto una de las principales razones de realizar una evaluación económica es garantizar el beneficio económico, es decir, generar valor en donde está relacionado directamente con las utilidades que genere dicho proyecto, la rentabilidad económica de nuestro proyecto es analizada mediante la consideración de tres aspectos importantes:

- Análisis de los indicadores económicos
- Análisis de sensibilidad
- Análisis de incertidumbre

Estos tres análisis son vitales en todo proyecto y deben ser realizados debido a que genera un panorama más detallado de todas las variables relacionadas al proyecto. En

cuanto al análisis de rentabilidad de nuestro proyecto debemos también considerar algunas variables económicas de gran importancia que son necesarias para el estudio de nuestros tres análisis y estas variables económicas son la producción, precios, costos e inversiones. Cabe mencionar que estas cinco variables económicas serán utilizadas para el análisis de rentabilidad del proyecto en estudio. A continuación se presentan los tres análisis a los cuales deben ser sometidas las de alternativas de deshidratación propuestas en el punto anterior para lograr seleccionar solamente la óptima en los ámbitos técnicos y económicos.

Análisis de Indicadores económicos.

Los indicadores económicos son datos estadísticos sobre la economía de un proyecto que permite el análisis de la situación de rendimiento económico del mismo, esto puede ser a través del tiempo, partiendo de un presente así como realizar pronósticos para el futuro. Una de las aplicaciones de los indicadores económicos más destacada es el estudio de un proyecto de inversión, donde se visualiza mediante el uso de los indicadores más importantes. Estos ayudan a analizar y prever el comportamiento del valor económico de dicho proyecto a través del tiempo.

El análisis de los indicadores económicos en este trabajo es muy importante debido a que una de las principales razones del cierre de pozos no es la falta de rentabilidad de los proyectos, si no alguna de las veces es la falta de capacidad de tratamiento en los equipos de deshidratación, debido a los altos cortes de agua producidos, como es el caso de Cantarell.

El objetivo del análisis de la rentabilidad de este proyecto es proponer y demostrar que si se realizara un reacondicionamiento en los centros de proceso, muchas de las veces esos pozos que en algún momento productivo fueron cerrados por falta de manejo en el volumen de agua producida, podrían ser candidatos a ser reabiertos, generando un aumento en la producción de aceite, y por consecuencia un aumento en los ingresos económicos.

Cabe señalar que esta reconfiguración generaría un aumento en los costos e inversiones de los proyectos a rediseñar, debido a estas razones es que se debe de realizar un análisis de los indicadores económicos.

Los principales indicadores económicos que nos ayudan y que se deberán realizar para la selección de la alternativa óptima de deshidratación garantizando parte de la rentabilidad del proyecto son:

- Flujo de efectivo
- VPN (valor presente neto)
- Limite económico
- Relación Beneficio Costo
- TIR (tasa interna de retorno)
- El (eficiencia de la inversión)
- Periodo de recuperación

Flujo de efectivo.

El flujo de efectivo se define como el indicador que permite visualizar las ganancias de un proyecto de acuerdo a una inversión. El flujo de efectivo se conforma de cuatro partes fundamentales para su cálculo:

Producción	<ul style="list-style-type: none">•En nuestro caso de estudio sera el volumen de aceite que se incremente e incorpore al volumen producido en el campo de analisis.
Precio	<ul style="list-style-type: none">•Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.
Inversiones	<ul style="list-style-type: none">•La inversión comprende todas aquellas adquisiciones de todos los activos fijos y diferidos o necesarios para iniciar las operaciones de un proyecto, con excepción del capital de trabajo.
Costos	<ul style="list-style-type: none">•Los costos son el valor monetario de los consumos de factores que suponen el ejercicio de una actividad económica destinada a la producción de un bien o servicio. Se nos puede presentar costos de dos tipos: costos fijos y costos variables.

Tabla 4.8 Esquema fundamental de flujo de efectivo.

La manera de calcular el flujo de efectivo para cualquier proyecto es:

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Donde:

$$\text{Ingresos} = \text{Precio del aceite} * \text{Producción de aceite}$$

$$\text{Egresos} = \text{Costos fijos} + \text{Costos variables} + \text{Inversión}$$

Es sumamente importante aclarar que enfocado a las alternativas de deshidratación será necesario considerar flujo de efectivo debido a que nos brindara un panorama general de las ganancias del proyecto, tomando en cuenta que la producción considerada para el cálculo de flujo de efectivo de nuestras alternativas, será únicamente la producción incorporada debido a la reactivación de pozos cerrados por el alto volumen de agua producida, y como ya se menciono anteriormente, el objetivo de estas alternativas es brindar una opción más de manejo de producción de aceite con alto contenido de agua asociada cumpliendo con los estándares de calidad de los mismos y si por falta de eficiencia en los procesos de deshidratación de aceite no se cumplieran, el flujo de efectivo se vería afectado debido a el recorte en los precios del producto por falta de calidad .

El flujo de efectivo a calcular para cada una de las alternativas de deshidratación de aceite propuestas podrá ser calculado considerando algunas de las variables principales (Considerando que pueden existir otras variables que se puedan incluir en este proceso), estas variables podrían ser las siguientes:

- Precio del aceite
- Producción
- Adquisición de los equipos de deshidratación
- Inversión de tratamientos
- Gasto de diseño
- Gasto de pruebas
- Costos de instalación
- Gastos de mantenimiento
- Gastos de recursos humanos
- Impuestos

Valor presente neto (VPN).

Las evaluaciones de recursos están basadas en estimaciones de producción futura y los programas asociados de flujo de efectivo para cada proyecto de desarrollo. La suma de los flujos netos anuales asociados de efectivo rinde un ingreso neto futuro estimado. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo con una tasa de descuento definida y período de tiempo definido, la suma de los flujos descontados de efectivo se llama valor neto actualizado (VPN) del proyecto.

Este indicador económico es importante debido a que permite visualizar la totalidad de ganancias en el presente, debido a que existe una depreciación del dinero con respecto al tiempo, esto permite visualizar el valor real y así adicionar un criterio más para definir la alternativa adecuada dentro del proyecto.

La manera de calcular este indicador es mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{k=1}^N \frac{F \cdot E \cdot k}{(1 + i)^k}$$

Donde:

F.E.= Flujo de efectivo en el periodo k [DLS]

N= Numero de periodos en la vida del proyecto

i= Tasa de intereses anuales [%]

Cabe aclarar que la tasa de interés a utilizar corresponderá a la establecida por el país donde se analice el o los escenarios. En México, actualmente la tasa de interés que comúnmente se utiliza corresponde al 12%.

Es importante mencionar que para el cálculo de este indicador es importante analizar los años del proyecto, es decir que debemos de tener muy en cuenta el límite económico de la producción que se esté incorporando o reactivando en las alternativas de deshidratación para generar un mejor análisis con respecto al tiempo.

Limite económico

El límite económico usualmente refiere a un punto en el tiempo después del cual continuar operaciones de la propiedad ya no es comercialmente rentable.

El límite económico es derivado antes de impuesto, ya que los impuestos son pagados a nivel corporativo y la decisión de descontinuar la producción de petróleo típicamente no afecta los impuestos corporativos.

Limite Económico Diario:

$$\text{Limite Económico} = \text{Costo por día} / \text{Utilidad por Unidad}$$

Periodo de recuperación.

El *periodo de recuperación* se define como el tiempo necesario para recuperar la inversión; es decir, cuando el flujo de efectivo es igual a cero, es decir:

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Ganancias} - \text{inversión de capital} - \text{gastos de operación} = 0$$

Es importante señalar que este indicador económico por si solo, no refleja la rentabilidad del proyecto. Por lo tanto, no debe considerarse como criterio definitivo para valorar la viabilidad económica de un proyecto.

Relación beneficio costo

Se define como su nombre lo indica la relación entre la ganancia o utilidad final entre la inversión total. Esta variable refleja la rentabilidad total del proyecto, pero no reconoce, el valor del dinero en tiempo.

Es el cociente de los flujos descontados de los beneficios o ingresos del proyecto, sobre los flujos descontados de los costos o egresos totales del proyecto. Al igual que en el caso del valor presente neto, se requiere establecer una tasa de actualización apropiada. Si la relación beneficio costo es mayor que uno el proyecto es favorable. Si la relación beneficio costo es igual a 1, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización. Si la relación beneficio costo es menor a uno, el proyecto es desfavorable, pues reporta que la tasa aplicada

no cubre los costos. La relación beneficio costo obtenido para un proyecto particular se compara con la obtenida en otros proyectos para fines de decisión dentro del contexto del sector. Con esta relación se puede conocer la efectividad con que aumentan los ingresos de una compañía, negocio, etc.

Tasa interna de retorno

Es la tasa de interés máxima a la cual el valor presente neto es igual a cero, o sea que los egresos actualizados y los ingresos actualizados sumados dan cero, es decir,

$$\text{Ingresos} = \text{egresos}$$

En el caso de la evaluación de proyectos de inversión, mientras más alta sea la tasa interna de retorno, más atractivo será el proyecto.

Generalmente la tasa interna de retorno se contempla como el único criterio de decisión que necesita la administración: los proyectos propuestos se listan en el orden de la tasa interna de retorno decreciente, y los proyectos emprendidos iniciando con el superior y trabajando hacia abajo en la lista. Pero la tasa interna de retorno no suministra información suficiente por sí misma.

Eficiencia de inversión

Por eficiencia de la inversión (EI) se puede comprender a la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

La eficiencia de inversión o índice de rentabilidad es la relación entre el valor presente neto del proyecto, VPN, y el valor presente de la inversión total, VPI, es decir,

$$\text{Eficiencia de la inversión} = \frac{VPN}{VPI}$$

Concluyendo con respecto a los indicadores económicos ya descritos y recordando que el objetivo principal de una evaluación económica al establecer las alternativas de deshidratación posibles es determinar mediante un análisis la viabilidad económica del proyecto que cumpla con los suficientes requerimientos económicos que dependerán al mismo tiempo del análisis técnico. Es decir, establecer los escenarios de rentabilidad

del proyecto. Según los indicadores económicos (VPN, TIR, EI, etc.) y las variables técnicas (perfil de producción, tasa de declinación de potencial, precio inicial de petróleo, gastos de operaciones, capacidad y restricciones de manejo, cambio en los precios, etc.) con mayor impacto potencial sobre los ingresos esperado.

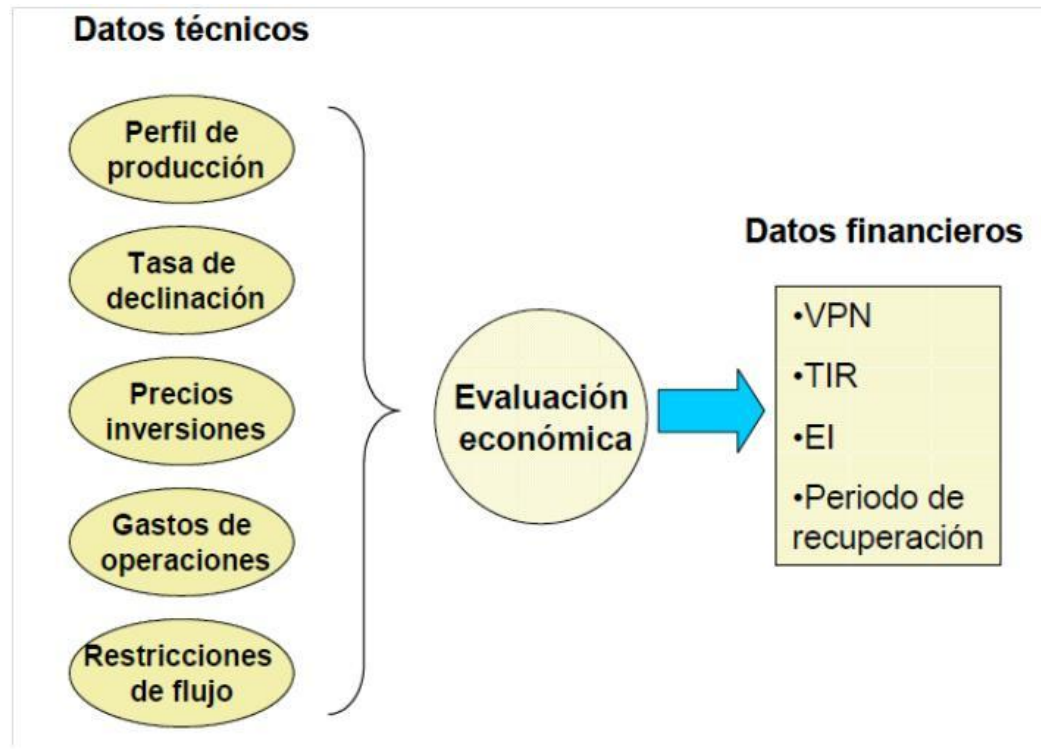


Figura 4-18 Sistema elemental para la generación de indicadores económicos.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Un análisis de sensibilidad es un proceso el cual se puede estimar cuánto se afectan algunas variables del proyecto (que tan sensible son o no) en el estudio económico de un proyecto, al mismo tiempo generando distintos escenarios económicos que permiten tener un mejor panorama de todo proyecto.

Enfocándonos a la metodología de alternativas de deshidratación, las alternativas propuestas tienen una gran cantidad de variables, ya sean técnicas o económicas como son los costos totales divididos como se muestra en un estado de resultados, ingresos, volúmenes de producción, tasa y cantidad de financiamiento, etcétera

Una vez que en las alternativas de deshidratación han sido propuestas, algunas variables se analizan y determinan de acuerdo a cuáles de éstas tienen el mayor

impacto en el indicador de interés. Por ejemplo se puede encontrar que la variabilidad en la producción de aceite deshidratado y esto produce una significativa extensión del VPN. Al mismo tiempo los diferentes costos de equipos y tratamientos pueden tener un efecto significativo en el VPN. Una vez que se obtienen cuales son las variables que mayor impacto en las alternativas se obtienen los valores de las variables a estudiar, se pueden enfocar los estudios a esas variables y tomar en segundo plano las variables que menor impacto tienen.

En cada una de las alternativas se generaran distintos escenarios de sensibilidad para lograr visualizar las variables que tan mayor inestabilidad dentro de ellas y que lo puedan afectar, para ello cuando decimos que tan cierto es algo, normalmente damos estimados, alto, base y bajo. Donde por lo general la estimada base es la más común.

Cuando se distribuyen los pronósticos siempre hay un grado de incertidumbre. Algo en que confiar es la “mejor conjetura” estimada para todas las variables. Es solamente recomendable para proporcionar un rango de escenarios por varios pronósticos. Esto finalmente será alto, base y bajo estimados por P10, P50 y P90 que corresponde al 10%, 50% y 90% de probabilidad acumulada de una variable.

El diagrama de tornado es una de las herramientas que puede apoyar a este análisis de sensibilidad, debido a que proporciona una representación visual de las variables que tienen mayor impacto en el valor de medición, esto quiere decirnos que mediante un diagrama de tornado ponemos analizar diferentes variables contenidas dentro de las posibles alternativas de deshidratación. Cabe mencionar que este análisis de sensibilidad en apoyo a un diagrama de tornado nos puede ayudar apoyar a ambos análisis, ya sea técnica o económicamente.

Para crear un diagrama de tornado se tiene lo siguiente:

1. Calcular el valor medio (VM) usando el estimado de base de todas las variables.
2. Calcular el VM usando el estimado alto y bajo de cada variable.
3. Calcular el cambio en el VM entre bajo y alto para cada variable.

4. Graficar cada cambio en una barra horizontal colocando el más significativo en la parte superior.

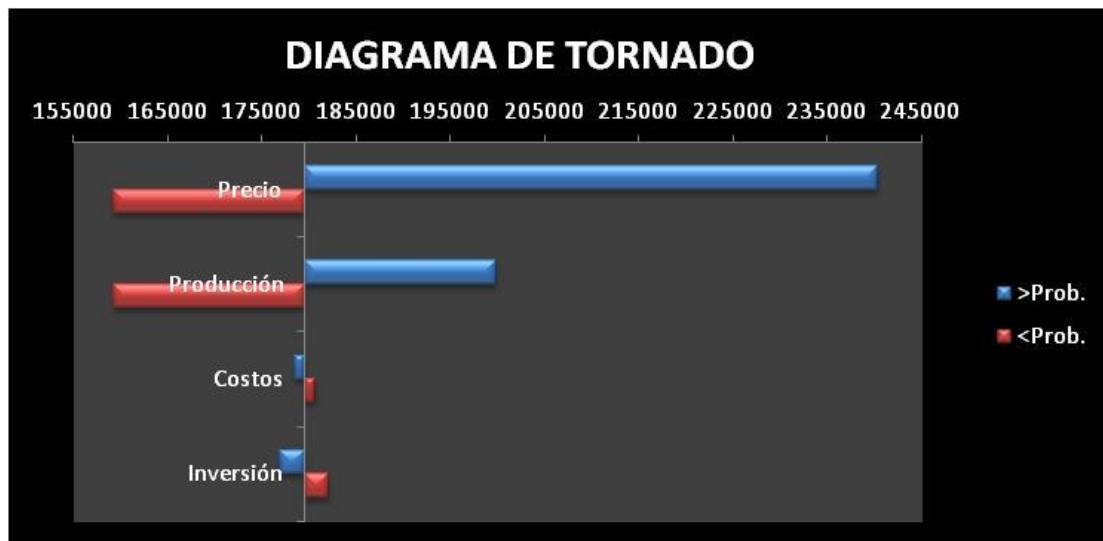


Figura 4-19 Diagrama de tornado.

Se puede observar mediante la Figura 4-19 las variables del flujo de efectivo en conjunto a la sensibilidad a la que cada una se presenta, donde puede observarse que la producción y el precio son las variables que más impactan dentro de la evaluación debido a que son más inestables dentro de la evaluación. Con esto se concluye que el análisis de sensibilidad es una herramienta analítica y visual que permite evaluar la inestabilidad de las variables dentro de las alternativas de deshidratación de aceite ya propuestas anteriormente y que este análisis permitirá observar y considerar las variables tanto técnicas y económicas que deberán ser diseñadas y consideradas con mayor precaución. Este análisis se deberá de analizar en conjunto al análisis de riesgo que será explicado en el siguiente punto debido a que brindará mayores resultados y permitirá una mejor toma de decisiones dentro de las alternativas propuestas.

ANÁLISIS DE RIESGO

En la industria del petróleo y el gas abundan las incertidumbres y se enfrentan nuevos riesgos a cada momento, sin embargo, muchos de los responsables de tomar decisiones en el ámbito petrolero, tal vez gran parte de ellos, no recurren a estas nuevas técnicas.

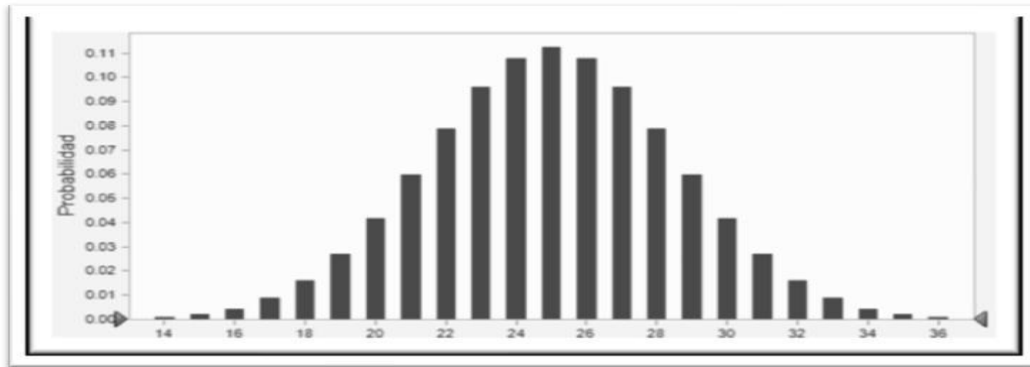
Debido a que las incertidumbres de los escenarios generados con el análisis de sensibilidad que pueden ser posibles en cada una de las alternativas de deshidratación pueden llegar a ser relativamente pocas, entonces es necesario realizar un análisis de riesgo, donde a cada una de las variables con mayor incertidumbre se les analiza ya sea de manera probalística o estocástica.

Se define a un experimento como el proceso que culmina con la toma de una medición. La mayoría de los experimentos pueden relacionarse con una medición numérica que varía al considerar distintos puntos muestrales siendo esta una variación aleatoria. La medición es llamada una variable aleatoria si el hecho de que tome un valor particular es en sí mismo un evento aleatorio.

Una medición obtenida de un experimento da un valor específico de la variable aleatoria de interés, que por otro lado, representa una medición extraída aleatoriamente. Para calcular, por ejemplo, la probabilidad de que los valores observados hayan ocurrido e identificar aquella población para la cual la probabilidad de haber observado esta muestra en particular sea la más alta, se requiere conocer la distribución de probabilidad de la variable aleatoria en cuestión.

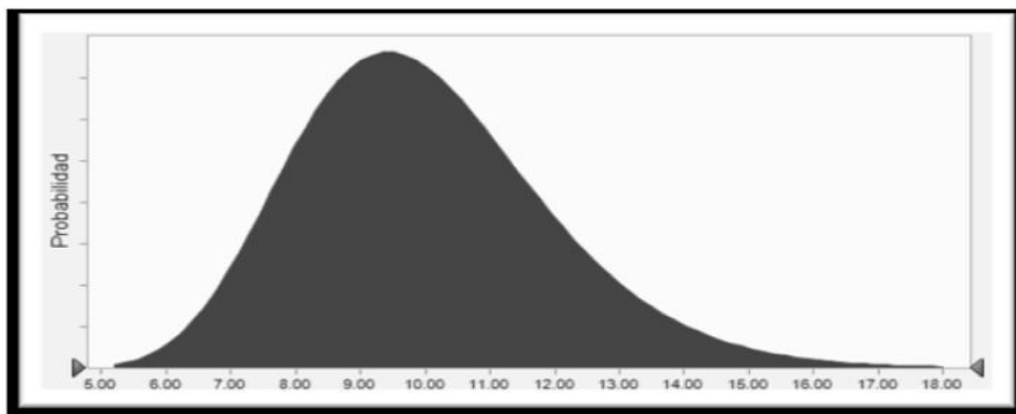
Las variables aleatorias se clasifican en dos tipos: Discretas y Continuas.

Variables aleatorias discretas.- Una variable aleatoria discreta es una variable aleatoria cuyos valores posibles constituyen un conjunto finito, o bien se pueden listar en una secuencia infinita en la que hay un primer elemento, un segundo elemento, etcétera⁶. Las variables se representan a través de la gráfica de distribuciones discretas mostrada en la Grafica 4-7 Las distribuciones discretas se aplican a variables tales como el número de pozos secos o exitosos.



Grafica 4-7 Distribuciones discretas.

Variables aleatorias continuas.- Una variable aleatoria es continua si su subconjunto de valores posibles consiste en un intervalo completo en la recta numérica. Este tipo de valores se representan a través de las gráficas de distribuciones continuas ejemplificadas en la Grafica 4-8. Las distribuciones continuas se aplican a variables como porosidad o precio.

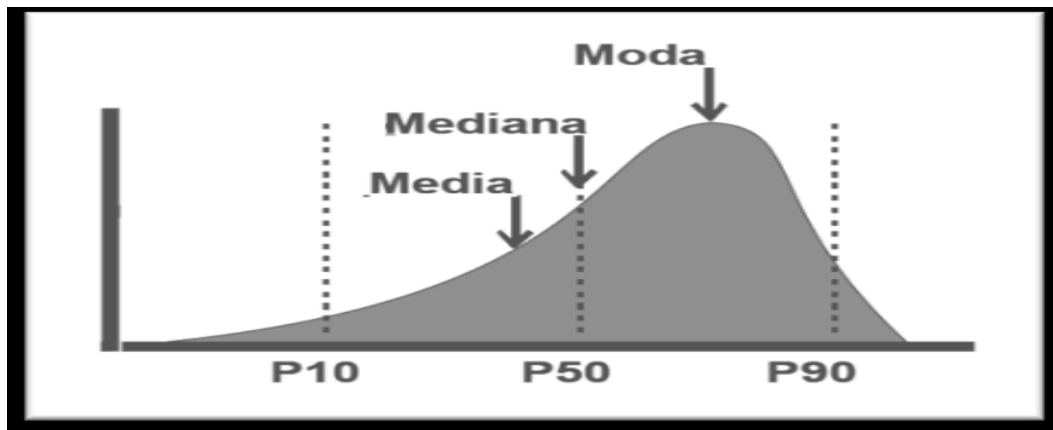


Grafica 4-8 Distribuciones continuas.

Sesgo o asimetría.- Medida estadística que describe la simetría de la distribución alrededor de un promedio. Si el sesgo es igual a cero, la distribución es simétrica; si el sesgo es positivo la distribución tendrá una cola asimétrica extendida hacia los valores positivos. Un sesgo negativo indica una distribución con una cola asimétrica extendida hacia los valores negativos.

La moda es el valor correspondiente al punto más alto de la curva; la mediana divide al área bajo la curva en dos mitades y la media pasa por el centroide del área. La mediana se encuentra entre la media y la moda, o bien, coincide con ellas. Cuando los tres

promedios no coinciden, se dice que la curva de distribución de frecuencias es sesgada o asimétrica.



Grafica 4-9 Curva de distribución de frecuencias sesgada positivamente.

Es sesgada hacia la derecha, como se muestra en la Grafica 4-9 , cuando la mediana está a la derecha de la moda, es decir, cuando la cola derecha de la curva (en sentido en que aumentan los valores) es más larga que la de la izquierda. También se dice que dicha curva está sesgada positivamente.

El análisis del riesgo se puede realizar mediante dos herramientas muy importantes; El árbol de decisiones y la simulación de Monte Carlo.

El análisis del árbol de decisiones es una manera de encuadrar y resolver situaciones complejas de cada una de las alternativas que se deben de analizar. La clave para el éxito, consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar. La etapa de definición incluye la identificación de toda la información conocida, y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado al final. Para acelerar el proceso, las decisiones que se pueden dilatar se posponen, de modo que la información futura pueda ayudar al proceso de toma de decisión.

A través del árbol de decisión se puede obtener graficas de distribución de probabilidad discreta y gráficas de probabilidad acumulada, las cuales son herramientas muy usadas para entender los resultados de un árbol de decisión y

obtener los principales parámetros probabilísticos y económicos para el análisis de riesgo. Una grafica de probabilidad acumulada es una herramienta muy usada para entender los resultados de un árbol de decisión. Para generar una gráfica de probabilidad acumulada se tiene que:

- Ordenar los posibles resultados de mayor a menor.
- Graficar la probabilidad del resultado más bajo contra su valor.
- Para el próximo, graficar su probabilidad más la probabilidad previa contra su valor.
- Repetirlo para todos los puntos.

Es importante saber que la lectura de la gráfica de probabilidad acumulada se realiza a través de rangos de valores. Para obtener probabilidades de valores puntuales se utilizan las graficas de distribuciones continuas o discretas.

El árbol de decisiones puede ser utilizado en el análisis de las alternativas de deshidratación para lograr analizar cuáles de esas alternativas podrían viables de acuerdo a la probabilidad de éxito de cada una de ella, pero de acuerdo al estudio de este trabajo, se considera que la mejor manera de analizar el riesgo es mediante la simulación de Monte Carlo.

La simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos, en lugar de tomarlos como consideraciones secundarias. Lo más importante, es que incorpore el concepto de probabilidad.

Además de que los resultados visuales de datos son herramientas excelentes para obtener impresiones y puntos de vista preliminares. El análisis más formal de los datos requiere calcular e interpretar medidas de resumen numéricas; es decir, a partir de los datos, se intenta extraer.

Durante una simulación de Monte Carlo, números son generados aleatoriamente para cada variable de entrada, el muestreo es realizado, por lo que las áreas de alta densidad de probabilidad son escogidas más frecuentemente que áreas de baja densidad de probabilidad. En el análisis de Monte Carlo, el valor esperado es calculado

tomando la media de todos los resultados. No hay ponderación por probabilidad debido a que el muestreo de las distribuciones de entrada cumple con eso.

Es por eso que para el análisis de cada una de las alternativas de deshidratación propuestas en este trabajo se debe realizar un análisis de Monte Carlo con el objetivo de obtener la desviación estándar de cada una de las alternativas posibles dentro del método selección, desviación que representara el riesgo de manera probabilística.

Resumiendo el análisis de sensibilidad es indispensable para el análisis de riesgo, debido a que en base a las variables que generen una mayor incertidumbre dentro de cada una de las alternativas de deshidratación, serán utilizadas en la simulación de Monte Carlo para generar una desviación estándar que nos ayudara para el análisis del riesgo dentro de cada una de las alternativas, así para lograr visualizarlas de manera gráfica en una comparativa con el valor que puede generar cada una de ellas.

El grafico que puede ayudar a visualizar el valor del proyecto con respecto al riesgo que presenta es un diagrama burbuja, diagrama que permitirá ayudar en la toma de decisiones de la alternativa optima de deshidratación.

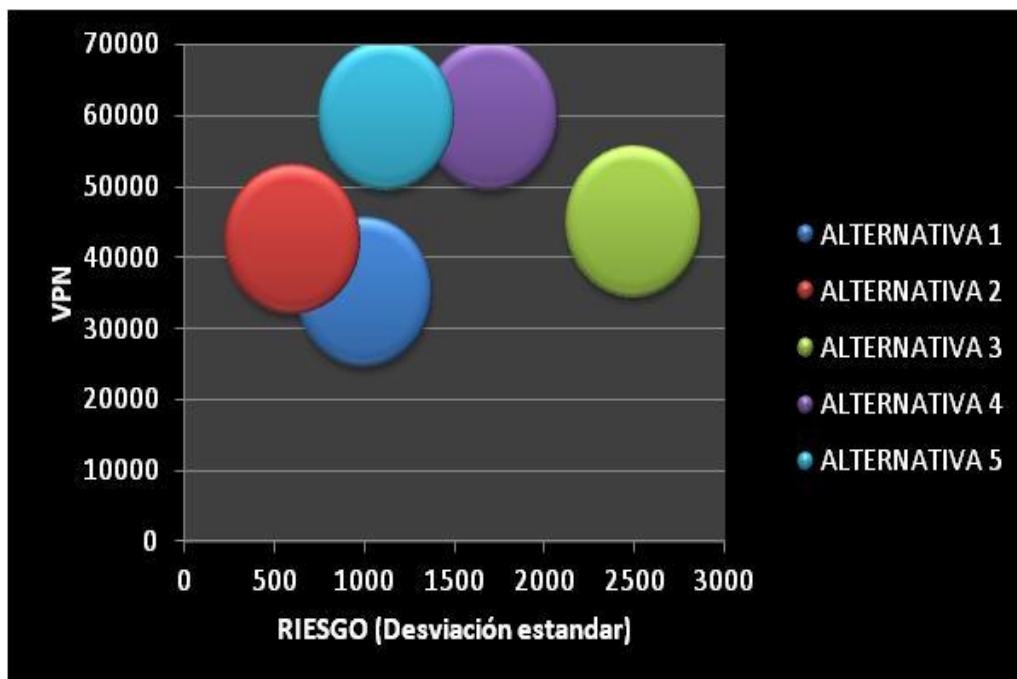


Figura 4-20 Diagrama de burbuja de alternativas de deshidratación.

De acuerdo a la Figura 4-20 se puede tomar una decisión entre cual de las alternativas de deshidratación será las más indicada de llevar a cabo, tomando en consideración que no siempre debemos de elegir las alternativas de mayor VPN debido a que muchas de las veces también representar un riesgo muy alto. La decisión deberá ser analizada y justificada de manera de que la alternativa que se elige permita maximizar el valor de loa hidrocarburos de manera integral.

4.5 Alternativa óptima de deshidratación caso: Cantarell

De acuerdo al método de selección de alternativas de deshidratación de aceite propuesto anteriormente, y considerando la descripción que se realizó del Campo Cantarell a lo largo de todo el documento, se puede finalizar este trabajo realizando una recomendación de alternativa de deshidratación de aceite para este campo, considerando cada una de sus propiedades y características de producción del mismo, esta alternativa será realizada de manera cualitativa, considerando cada una de las variables a considerar en el diseño de sistemas de deshidratación. Esta metodología se realiza de igual manera a la que se explicó y analizó en la Figura 4-13 y Figura 4-14.

Recopilación de información.

Realizando un pequeño recuento de la información del campo para poder proponer alternativa y recomendaciones se tiene que el campo Cantarell, perteneciente a PEMEX exploración y producción (PEP) se encuentra ubicado a unos 80 km al NNO costa afuera de Ciudad del Carmen, península del Yucatán, Golfo de México.

Se trata de un mega yacimiento de crudo pesado, el más grande de México y el sexto más grande del mundo. La profundidad de sus aguas bordean los 35m en el sur y 40m en el norte del yacimiento.

Cantarell comprende campos adyacentes conocidos, Akal, Chac, Kutz y Nohoch entre otros, siendo Akal el más importante en producción. Cantarell poseían en sus inicios unas reservas de petróleo in situ de 35MMM de barriles de petróleo (Bbo) equivalente. Representa aproximadamente del 26% de las reservas totales de petróleo de México. El crudo producido en Cantarell tiene un API promedio de 19 a 22. La explotación del campo comenzó en junio de 1979, alcanzando un pico de 1.1157 MMBbod en abril de 1980 con 40 pozos de producción.

Esta producción promedio fue sostenida hasta inicios de 1996 mediante la perforación de 139 pozos de desarrollo, el uso de gas lift y mediante las restricciones de presión en boca. El campo Cantarell también produjo gas asociado a un caudal de 430MMscfd, en 1996. Parte del cual se utilizaba para operaciones de gas lift.

La En tanto a la importancia de cada uno de sus campo de Cantarell se tiene siguiente información que nos permitirá enfocarnos a uno de sus campos debido al impacto que tiene, importancia de producción y fines de este trabajo.

El campo Akal contribuye con cerca del 90% de la producción de Cantarell. Akal fue descubierto en 1977 y empezó su producción en 1979.

El campo Chac tiene menos del 4% de la producción, fue descubierto en 1976 y no empezó a producir sino hasta 1991.

El campo Kutz ya no tiene producción a escala comercial.

El campo Nohoch con 5% de la producción fue descubierto en 1978 y empezó a producir en 1979.

La producción se realiza a través de 16 plataformas. Parte de la producción es exportada directamente y una tercera parte se transporta vía oleoducto a la costa. El gas producido es enviado directamente a la costa par su tratamiento y consumo. El remanente es devuelto para gas lift.

Como primer paso de nuestra metodología de selección se realizara la recopilación de información, esta información será sintetizada del mismo capítulo 4.

La información que se necesita será presentada mediante la Tabla 4.9 Con fines de practicidad.

PROPIEDADES	DESCRIPCION	INFORMACION
Campo	CANTARELL	Análisis de deshidratación
Localización	Costa fuera	85 km de Ciudad del Carmen
Formación	Brecha Dolomítica	Cretácico superior
Yacimientos	De estructuras Cabalgantes	Nohoch, Chac, Balam, Ek, Kambesah, Takin, Utan, Akal, Kutz, Ixtoc y Sihil.
Yacimiento en Estudio	Akal	Debido a su relevancia de producción.

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

Tipo de yacimiento	Brecha dolomítica	Compartimentalizado por fallas
Profundidad del intervalo productor (mv)	2650	Aproximadamente
Propiedades del aceite		
<ul style="list-style-type: none"> • Grados API • Relación agua-aceite (WOR) 	19 – 22	Aceite con tendencia pesada.
	0.3277	Continúa aumentando
% de agua producida	32.7 %	Aproximadamente
Tipo de emulsión presente	Directa	W/O
Pozos produciendo en Akal	169	Produciendo hasta Julio del 2012
Pozos cerrados debido a la invasión de agua	28	Estos 28 pozos solo son los cerrados correspondientes del Enero a Julio 2012
Producción de aceite (mbd)	235	Hasta Julio del 2012
Producción de agua (mbd)	92	Hasta Julio del 2012
Históricos de producción		Se presentan a continuación con el objetivo de presentar la producción de agua tan significativa dentro del campo Akal.

Tabla 4.9 Recopilación de información del campo Cantarell.

De acuerdo a la información y descripción general del campo que se ha realizado de acuerdo a la recopilación de información de todo el campo de Cantarell se decidió realizar el enfoque como ya se mostro en la Tabla 4.9 al campo Akal, debido a diversos motivos, en primer lugar a que la producción de aceite de todo el campo de Cantarell esta proporcionada casi en un 80% al campo Akal, otro motivo es debido a la información proporcionada por PEMEX y debido también a que la información utilizada en este análisis está enfocada casi en un cien por ciento a este campo.

Con características del campo, se han identificado seis bloques principales, los cuales, han evolucionado de manera particular, por lo tanto en el reporte se presenta información relevante desglosada por bloque.

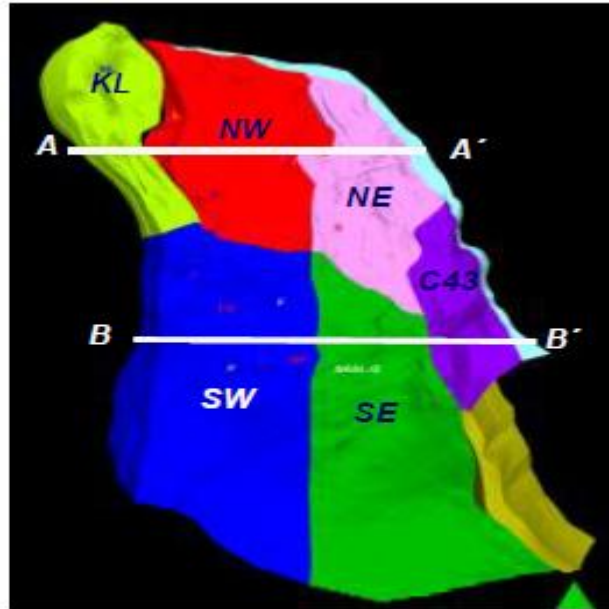


Figura 4-21 Bloques del Campo Akal.

Bajo las condiciones actuales de explotación de este campo, la columna de aceite, de la cual se extraen los hidrocarburos, está delimitada por la presencia de un casquete de gas en la cima y de un acuífero asociado en la base. La posición de los contactos gas aceite y contacto agua aceite (CGA y CAA respectivamente) es dinámica, y varía de acuerdo a las condiciones de explotación, de modo que, en este yacimiento la profundidad del CGA se incrementa y la profundidad del CAA se reduce en la medida que transcurre el tiempo, lo cual establece velocidades de avance de los contactos.

Se presenta la historia de producción del yacimiento, y el promedio de pozos que operan en un cierto periodo, con lo cual para cada periodo se puede estimar una producción promedio por pozo esto con el objetivo de visualizar la producción del agua en conjunto del aceite y observar la relación que ambos tienen y el cambio que ha sufrido con respecto a los años.

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

Bloque	C-43	KL	NE	NW	SE	SW	Total Akal
2000	102	72	151	242	324	468	1,358
2001	93	95	246	311	369	488	1,602
2002	76	166	271	392	367	539	1,812
2003	90	198	319	522	311	602	2,042
2004	74	233	383	528	220	613	2,052
2005	51	233	378	583	137	562	1,945
2006	32	214	294	561	128	484	1,713
2007	27	198	232	446	90	410	1,402
2008	17	188	141	318	54	218	934
2009	7	102	87	167	48	132	541
2010	5	82	44	95	47	93	366
2011	6	55	42	51	70	90	314

Tabla 4.10 Histórico de Producción de aceite del Campo Akal¹⁷.

Bloque	C-43	KL	NE	NW	SE	SW	Total Akal
2000							
2001							
2002							
2003							
2004							
2005							
2006							
2007			0.1	0.1	1.1	28.1	29.4
2008	0.3	0.5	1.6	4.1	3.2	46.9	56.1
2009	0.3	6.6	4.2	10.4	3.1	37.6	62.1
2010	0.2	10.8	5.1	14.7	4.8	32.2	67.7
2011	0.6	20.3	5.9	12.3	12.8	51	102.9

Tabla 4.11 Histórico de Producción de agua del campo Akal¹⁷.

En el reporte se realiza un comparativo del promedio de presión anual en cada bloque y de la variación porcentual de la presión, así como la acumulada de la variación porcentual de presión en los últimos diez años.

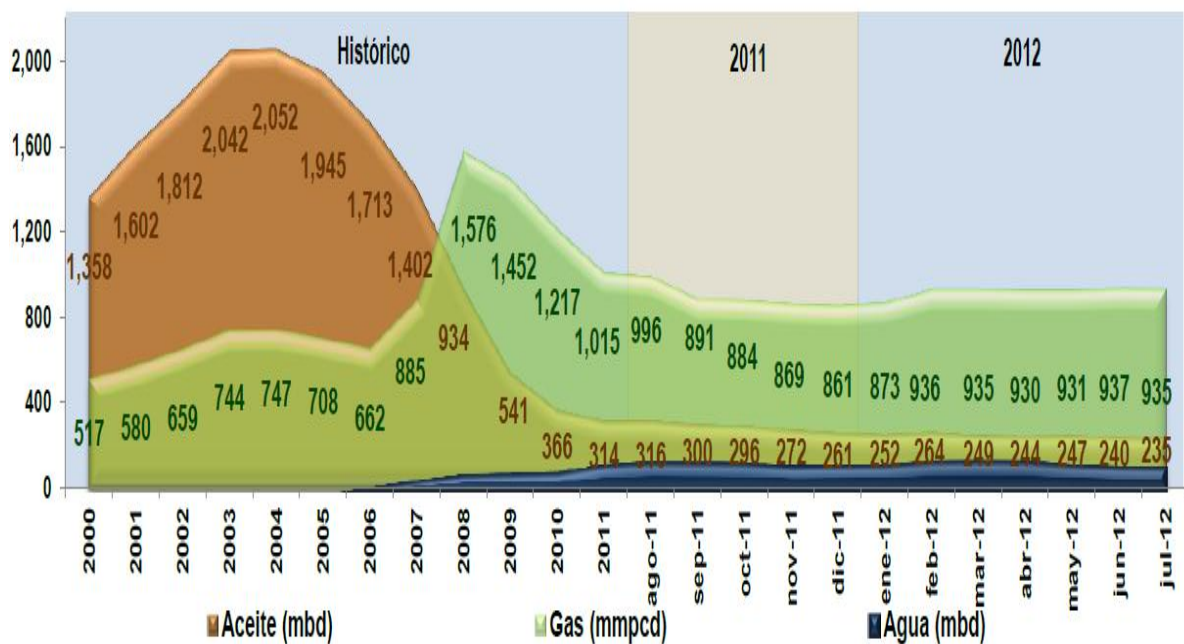
¹⁷ CNH. Reporte Operativo del campo Akal del Activo de Producción Cantarell. 2012.

Análisis Actual del Complejo Cantarell para una Propuesta de un Proceso Óptimo de Deshidratación de Aceite

De acuerdo a la información proporcionada por PEP algunos de los pozos del campo Akal son cerrados debido a que el contacto de agua está invadiendo demasiado los pozos, esto con el objetivo de dejar estabilizar el contacto y esperan reactivarlos más adelante, aunque en la industria petrolera esto generan pérdidas y baja en la producción como ya se ha mencionado anteriormente.

En la Tabla 4.10 y Tabla 4.11 se observa la producción de aceite y agua en los últimos 10 años donde se puede analizar que el volumen de agua producido esta aumentando rápidamente generando volúmenes de agua muy grandes que serán difíciles de manejar.

Por lo tanto de acuerdo a la recopilación de información se presentan los siguientes históricos de la producción de aceite y agua del campo Akal, logrando visualizar el incremento de la producción de agua con respecto a una disminución de la producción de aceite.



Grafica 4-10 Producción del Campo Akal durante 2011 y 2012.

Con la Grafica 4-10 se puede observar que la producción de agua en el campo tiene poco tiempo produciéndose, comparado con el tiempo que este campo ha producido pero lo interesante es que el volumen va creciendo muy rápido y generará problemas por los altos costos que el campo aporte en pocos años.

Clasificación de equipos de deshidratación para el campo Akal.

De acuerdo a nuestra información se sabe que la deshidratación actual del aceite producido en Cantarell está siendo manejada mediante tres tratamientos:

- Tratamiento químico
- Tratamiento Gravitatorio
- Tratamiento Electrostático

En esta parte de nuestra metodología de selección se busca proponer equipos que satisfacen la demanda del volumen de aceite que se debe deshidratar, la problemática aquí es que, como se menciona y requirió en la metodología de selección, el proceso que se debe realizar para obtener los resultados de deshidratación óptimos, se debe de considerar en todo momento un proceso integral que pueda manejar y deshidratar el aceite de manera que se cumplan con los requerimiento técnicos y de calidad.

Por consiguiente para el análisis del campo Akal se realizara un análisis tal que pueda contribuir de manera cualitativa el sistema de deshidratación existe, considerando que para poder realizar la propuesta que a continuación se menciona se realiza de manera de ejemplificar la metodología de selección y señalando que este caso se debería de realizar más a fondo y con datos que no son posibles de obtener debido a la confidencialidad de los datos.

En esta etapa de nuestra metodología se opta por proponer un Calentador electrostático, debido a que este podrá completar el proceso de manera integral y que cumpla con la metodología de este trabajo. Este equipo cabe señalar que deberá de trabajar conjuntamente con ambos tratamiento debido a que es indispensable el aprovechamiento de calor en el tratamiento electrostático. Este calor generara un coagulación de las partículas del agua de tal manera que puedan separar hasta cumplir con los estándares de calidad. Este proceso también cabe mencionar que deberá de contar con un intercambiador de calor que permita aprovechar la energía que se libera generando un proceso cíclico.

Este equipo es propuesto debido a que generará en proceso una aceleración en la deshidratación del aceite debido a que generará que los demás procesos sean más

rápidos. Por lo tanto se concluye que el equipo óptimo para este caso será un equipo de tratamiento térmico que se acondicione al ya establecido

Generación de alternativas.

para el caso del campo Akal únicamente se propondrá un alternativa de deshidratación, basado en la teoría antes mencionada donde se especifica que se deberá utilizar los tratamientos conocidos que permitan deshidratar el crudo, esta alternativa será nombrada "Akal" y está justificada posteriormente como se estableció en la metodología de Selección.

Alternativa "Akal"

- Se propone un equipo de deshidratación de tratamiento térmico ya sea un calentador directo o indirecto, esto tomando en cuenta que dependerá de acuerdo a los equipos ya establecidos en este proceso y que tenga que acondicionarse al proceso.

Se propone un equipo térmico debido a diversas razones por las que la aplicación de calor será un beneficio para el proceso y que ayude a optimizar la deshidratación y poder cumplir con la demanda que los pronósticos de producción indican para los próximos años.

En primer lugar con un calentador de aceite se cumplirá un proceso de manera integral que permita, cumplir los requerimientos de calidad y técnicos. Desde el punto de vista técnico el calentar el aceite permitirá una reducción en la viscosidad del aceite y por consiguiente permitirá al tratamiento electrostático que las partículas de agua sean más libres de moverse y coalescer en este proceso.

Otro punto importante es que este proceso permite considerar etapas cíclicas que significan la reutilización de energía dentro del mismo tratamiento, es importante también considerar que el intercambiador de calor permitirá que el proceso se realice de manera óptima y generando que la desventaja del tratamiento térmico que es la pérdida por la utilización de combustibles quede saldada y que el tratamiento pueda ser considerado.

El tratamiento térmico también:

- Expande la gota de agua, rompiendo o reduciendo la resistencia de la película que lo rodea.
- Aumenta el movimiento de las moléculas.
- Promueve la diferencia de densidad entre partículas de agua y aceite.
- Adicionalmente, disuelve los pequeñas cristales de parafinas y asfaltenos disminuyendo su efecto como potenciales emulsificantes.

Ayudando y previniendo algunos otros problemas que se pudieran presentar en el transporte del aceite. El equipo térmico deberá de ser acondicionado para cumplir los requerimientos de instalaciones que se acoplen a lo ya establecido así cumpliendo con la justificación de alternativas propuestas se pasara al siguiente y último punto de este trabajo que es la alternativa optima.

Alternativa optima de deshidratación.

Para este último punto de este trabajo se definirán una serie de recomendaciones para este campo, debido a que es conveniente establecer ciertos parámetros de análisis para mejor el proceso de deshidratación de aceite en este campo. Cabe mencionar también que estas recomendaciones se realizan de manera cualitativa y siempre tomando en cuenta que se deberá de realizar un estudio detallado para poder con definir si la adición de un tratamiento térmico junto con su respectivo equipo lograría “Maximizar el valor de los hidrocarburos en Cantarell”.

Cabe menciona que se están tomando muy en cuenta los dos aspectos establecidos para este punto de la metodología de selección (Técnico y económico).

Se concluye que el tratamiento térmico es sumamente indispensable en esta etapa de desarrollo del complejo Cantarell debido a que este proceso ayudaría a evitar los cierres de varios pozos (28 hasta julio del 2012) que generan una pérdida de producción dentro del campo, generando perdidas tanto técnicas y económicas, adicionando también una falla en el ben manejo del yacimiento, debido a que estos cierres de pozos afectan directamente a su desarrollo.

Lo antes mencionado sería tomando en cuenta el cumplimiento técnico del proyecto a realizar, por otro lado también se debe de cumplir con los requerimientos económicos que son explicados a continuación.

De acuerdo a lo analizado en la parte de la rentabilidad del proyecto de este trabajo, para verificar que las recomendaciones que se le aportan en este trabajo al campo de Cantarell es necesario mencionar que este estudio económico se tendrá que realizar de manera cualitativa también debido a que por lo anteriormente establecido la alternativa de aplicar un tratamiento térmico con su equipo respectivo, debería de ser analizado de acuerdo a los datos exactos de el proceso que ya se tiene en el campo.

Es por eso que cabe adicionar que lo importante de la rentabilidad del proyecto a este nivel, debe de cumplir con su respectivo análisis del flujo de efectivo que correspondería a la adición de la producción de la reapertura de los pozos cerrados debido a la alta invasión de agua en ellos, estos generando un aumento en la producción y también manteniendo pozos abierto a pesar de su alto índice de agua producida. Esto siempre visualizando que no importa el nivel de agua que se esté produciendo, siempre y cuando la producción de aceite que aporte el pozo siga siendo rentable.

Por consiguiente si se llega a cumplir esto los indicadores económicos se comportarán de manera positiva dentro del proyecto generando un aumento significativo en el valor del activo y por consiguiente aumentando las ganancias. Es necesario considerar un análisis de riesgo para un proyecto de este tipo, donde se deberán tomar en cuenta aspectos técnicos y la sensibilidad que se tenga de acuerdo a la variación de cada uno de sus términos.

Por último para lograr definir cuál sería la estrategia que lograra llegar al objetivo de maximizar el valor económico de los hidrocarburos producidos en Cantarell deberá de representar un gráfico donde se compare el valor de la alternativa propuesta, ante el riesgo de tomar la decisión de llevar a cabo el proyecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- La deshidratación es un proceso indispensable y sumamente necesario para el tratamiento de los hidrocarburos que debe ser analizado con la mejor ingeniería y diseño de instalaciones.

- El agua asociada a la producción de aceite es sumamente peligrosa y costosa en todo nivel de producción, por lo que debe ser removida y tratada cuidadosamente para siempre cumplir con los estándares técnicos, de calidad, económicos y de ambiente.

- Los procesos de deshidratación de aceite son sumamente importantes debido a que es una opción importante para la reactivación de pozos cerrados por el alta producción de agua, permitiendo incrementar la producción y aumentando el valor de los activos petroleros.

- La invasión de agua en los yacimientos petroleros es un tema que se debe de abordado en todo proyecto de explotación, debido a que es un problema que se presenta en toda etapa productiva de los yacimientos y se debe considerar ya sea en un etapa temprana o tardía, por lo que se deberá tener el equipo necesario para manejar y deshidratar el aceite producido.

- La metodología de selección es una alternativa óptima de considerar para la búsqueda de sistemas de deshidratación de aceite, que puede generar escenarios posibles que permitan visualizar una combinación integral entre los diversos tratamientos, equipos y requerimientos de deshidratación, permitiendo al usuario obtener una idea generalizada de un proceso completo de la deshidratación.

- La generación de emulsiones es un problema que se presenta en todo el sistema integral de producción (SIP), problema que se debe de analizar y reducir al máximo, debido a que nos puede ahorrar problemas de corrosión en ductos y tuberías, costos de bombeo, generación de emulsiones más estables o fuertes,

problemas en la calidad del aceite entre otros aspectos, motivos por los que se deben de estudiar todas las maneras posibles para evitar su generación.

- Es sumamente importante cumplir todos y cada uno de los estándares de calidad del aceite y los hidrocarburos asociados, debido a los grandes riesgos que implica no cumplirlos pueden ser fatales, estos pueden ir desde un castigo en el precio, hasta un rechazo de producción que puede generar graves problemas técnicos y económicos para la industria petrolera.
- Los hidrocarburos de México y de todo el mundo día con día son más apreciados debido a su escasez y su gran consumo a nivel, es por esto que es importante reevaluar los campos en etapa madura (como es el caso de Cantarell) y enfrentar los problemas como es la invasión de agua de manera óptima, eficiente y rentable, esto con la finalidad de maximizar el valor de los hidrocarburos e aumentar la producción de aceite.
- Las reservas de los campos en etapa madura son de gran importancia ya que representa un volumen de hidrocarburos significativos en nuestras reservas como país petrolero, esto nos brinda una razón más para poder visualizar que la deshidratación de aceite es un proceso que se debe contemplar en todo proyecto petrolero.
- Es importante considerar las cuatro metodologías de tratamiento de deshidratación de aceite en todo proceso, debido a que nos proporciona una mejor eficiencia en la separación de agua libre y emulsionada del aceite, apresura el proceso y cumple con los estándares de calidad.
- La importancia de reevaluar el potencial de los campos invadidos de agua es de suma importancia debido a que aun tienen un potencial considerable de continuar produciendo, a pesar de los grandes problemas que se les presenten que pueden ser resueltos con un análisis de sus sistemas de operación y tratamiento.

- El proceso de selección de alternativas es una opción más para poder generar ideas y bases de un diseño de deshidratación óptimo en el proceso del aceite, debido a que describe detalladamente aspectos que se deben considerar en todo proyecto.
- Las preselecciones de equipos de deshidratación permiten enfocar al diseñador hacia los métodos que son más adecuados para las condiciones que se pretenden emplear, permitiéndole un ahorro importante de tiempo.
- El análisis económico es una herramienta que brinda al usuario un panorama más abierto de la conveniencia de un proyecto y permite tomar una decisión de manera más abierta y objetiva.

Recomendaciones

- Es importante el estudio de los mecanismos de ruptura de las emulsiones y al mismo tiempo la aplicación de un mapa de formulación de deshidratación que permitirá desestabilizar las emulsiones de manera que se logren cumplir los requerimientos de calidad en los puntos de custodia, entrega y venta.
- Es necesario revisar y analizar las reservas relacionadas con campos en etapa madura (como es el caso de Cantarell y muchos campos más), para visualizar que existen aun grandes volúmenes de hidrocarburos que se pueden recuperar con tratamientos como los que son la deshidratación de aceite que contribuye a una incorporación de reservas considerables, mediante la reactivación de pozos cerrados.
- Se recomienda en todo proyecto de explotación de aceite contemplar un sistema de deshidratación en las instalaciones a diseñar que permita la optimización de los procesos y que al mismo tiempo se busque un proceso de deshidratación integral, es decir que contemple los cuatros tratamientos conocidos para generar un proceso optimo y de alta eficiencia.
- Es importante y necesario considerar el tratamiento térmico en todos los procesos de deshidratación, antes del proceso electrostático, ya que genera que las partículas de agua coalesca de manera más rápida y eficiente, permitiendo cumplir los estándares permitidos y optimizando procesos de bombeo, cuidando las instalaciones y aumentando la producción de aceite.
- La consideración del cumplimiento técnico y económico de todo proyecto permite obtener mejores resultados, debido a que se permite visualizar todos los aspectos del proyecto de manera integral generado maximizar el valor de los hidrocarburos.

- El análisis de campos maduros permite evaluar de una mejor manera todos los procesos de deshidratación y cumplimiento de requerimiento debido a que la gran información recabada de los campos permite tener una mayor asertividad en los procesos y toma de decisiones, disminuyendo la incertidumbre y el riesgo de los proyectos.
- Es muy recomendable considerar en los proyectos la evaluación económica y en algunos casos también en la evaluación técnica, los análisis de sensibilidad y riesgo debido a que permiten visualizar de manera anticipada las variables que se comportarán de manera sensible y riesgosa dentro del proyecto, permitiendo generar escenarios de valor y riesgo para tener una toma de decisiones más asertiva.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- ❖ Andérez J.M. Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Inf. Téc. FIRP N° 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.1984.
- ❖ Andersen S.I., Speight J.G., Pet. Sci. Technol.2001.
- ❖ Becher P., Emulsions: Theory and Practice”, Ed. 2, R. Krieger, New York.1977. Washington, D.C. (2001).
- ❖ Baca Urbina, Gabriel. Evaluación de Proyectos. México, DF. McGraw Hill. 2001.
- ❖ Becher P., Emulsions: Theory and Practice”, Ed. 2, R. Krieger, New York.1977.
- ❖ Becher P.Emulsions: Theory and Practice, Ed.3, American Chemical Society.2001 Washington, D.C. (2001).
- ❖ British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy.2011.
- ❖ CNH. Reporte Historico del campo Akal por bloques.2012.
- ❖ CNH. Reporte Operativo del campo Akal del Activo de Producción Cantarell.2012
- ❖ Eley D.D., Hey M.J, Kee M.A. Rheological Studies of Asphaltene Film Adsorbed at the Oil/Water Interface. J. Colloid Interface Sci.1987.
- ❖ Goldszal, A., Bourrel M. Demulsification of Crude Oil Emulsions: Correlation to Microemulsion Phase Behavior.2000.
- ❖ Gómez Cabrera José Ángel. Calidad de hidrocarburos.2004.
- ❖ Gómez Cabrera José Ángel. Tratamiento de líquidos.2004.
- ❖ Gómez Cabrera, José Ángel. Producción de pozos 1. México, DF. UNAM. 1985.
- ❖ López Bautista, German; Neri Flores, Ulises. Análisis de Riesgo en la Explotación y Producción de Hidrocarburos. México, DF. UNAM. 2001.
- ❖ Márquez-Silva R.L, Key S., Marino J., Guzmán C., Buitriago S. Chemical dehydration: Correlations between crude oil, associated water and demulsifier characteristics in real systems. Proceedings of SPE Oilfield Chemical International Symposium, Houston.1997.
- ❖ Oil/Water Interface. J. Colloid Interface Sci.1997.
- ❖ PEMEX. Anuario estadístico.2011.
- ❖ PEMEX. Informe anual.2011.
- ❖ PEMEX. Históricos de producción de la región marina noreste.2011.

- ❖ PEMEX. Libro de reservas.2012.
- ❖ PEMEX. Producción de aceite del campo Akal.2011.
- ❖ PEMEX. Programa anual de evaluación.2011.
- ❖ PEMEX. Proyecto Cantarell.2010
- ❖ Salager J.L. Formulación, Composición y Fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del Arte. Parte A: Introducción y conceptos de formulación fisicoquímica. Cuaderno FIRP 747-A, Módulo de enseñanza en Fenómenos Interfaciales, Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes, Mérida.1999.
- ❖ SENER. Reservas de hidrocarburos.2011.
- ❖ SENER-CNH. Reporte de Volumen Original, Producción Acumulada y Reservas.2012.
- ❖ Shirley Marfisi y Jean Luois Salager. Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología.2004.