



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ALTERNATIVAS PARA DESHIDRATACIÓN DE
CRUDO: SEPARADORES DE FONDO Y
DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO DE
CORRIENTE VARIABLE**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
CHÁVEZ JARAMILLO ANGEL

Director
M.I. GÓMEZ CABRERA JOSÉ ÁNGEL



2011



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

A mis sinodales:

M.I. José Angel Gómez Cabrera, director de este trabajo

M.I. Francisco Sánchez Arredondo

Ing. Israel Castro Herrera

M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda

M.I. Tomas Eduardo Pérez García

Por su apoyo para la realización de este trabajo y sus comentarios que lo enriquecieron. Pero sobre todo porque han decidido dejar gran parte de su vida en la impartición de cátedra, compartiendo sus conocimientos y su tiempo para formar a los profesionistas que México necesita. Con respecto y afecto GRACIAS.

A mis padres

Por que han sabido construir desde los inicios más humildes una familia con valores de la que me siento orgulloso de formar parte. A ti madre porque son tu gran cariño y preocupación por mi persona dos de los más grandes tesoros que tengo en la vida. A ti padre porque cada rayo de sol que ha cargado tu espalda y el trabajo arduo de tus manos son el mejor pizarrón y la mejor tiza de las que he aprendido.

A mis hermanas

Susana por tu cariño y apoyo incondicional, admiro tu esfuerzo y sé que serás muy exitosa en tu futuro. A Erika por compartir conmigo tiempo, cariño y hacer más divertida la vida.

A Deysi Alemán G.

Por todo el amor y cariño que siempre me has brindado, eres tú el más importante motivo y la mejor compañera que acompaña mi camino.

A mis amigos

Roberto, Alejandro G, Gaby, Gris, Eric, Alejandro H. Lira, Angel Clavel, Azu, Claudio, Bruno, Eli, Christian, Crispin, Crece, Jonathan, Jesús Ch, Marco A. Ch, y al resto del colectivo, gracias por su amistad, es un placer marchar a su lado.

Al Sr. Herminio Chávez V.

Porque el conocimiento máspreciado no siempre está escrito en libros, hay que encontrarlo en las vivencias y superando las dificultades que nos impone la vida, Gracias por sus consejos.

*A mi alma mater la **Universidad Nacional Autónoma de México** y la **Facultad de Ingeniería** porque en cada paso que di en sus recintos siempre encontré, conocimientos, consejos y amistad. Se queda conmigo el espíritu del que su lema hace mención y ahora como su ex alumno el vínculo no termina, por el contrario se fortalece y contribuiré con mi ayuda y trabajo para acrecentar el enorme valor que desde su creación han tenido para México.*

ÍNDICE

	Página
Lista de figuras	4
Lista de tablas	5
INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO 1 ORIGENES DEL AGUA PRODUCIDA	8
1.1 Origen de los hidrocarburos.	8
1.11 Las condiciones de preservación y biodegradación de la materia orgánica	9
1.12 Roca madre y transformación de la materia orgánica	9
1.13 Migración de hidrocarburos	14
1.13.1 <i>Migración primaria</i>	14
1.13.2 <i>Migración secundaria</i>	14
1.13.3 <i>Porosidad</i>	14
1.13.4 <i>Permeabilidad</i>	15
1.14 Entrampamiento y yacimiento	16
1.14.1 <i>Principales tipos de rocas almacenadoras</i>	16
1.14.2 <i>Sello</i>	17
1.14.3 <i>Tipos de trampas</i>	17
1.2 Fuentes de agua producida.	19
1.21 Condiciones de los fluidos en el yacimiento	19
1.21.1 <i>Saturación de fluidos</i>	20
1.21.2 <i>Mojabilidad</i>	20
1.22 Agua en el yacimiento.	22
1.23 Acuífero activo	23
1.24 Operaciones de producción y recuperación.	25
CAPÍTULO 2 PRESENCIA DEL AGUA EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS.	26
2.1 El agua en cada sección del sistema de producción.	26
2.11 Incursión de agua al pozo	26
2.12 Flujo de la mezcla de producción del fondo de pozo a superficie	27
2.13 El agua en instalaciones superficiales	28
2.14 Configuración superficial para inyección de agua producida en el campo Tamaulipas-Constituciones.	29
2.2 Propiedades fisicoquímicas del agua producida.	30
2.21 La salinidad del agua de formación	31

2.21.1 <i>Solubilidad</i>	33
2.21.2 <i>Ph</i>	34
2.22 Otros elementos presentes en el agua producida	36
2.22.1 <i>Partículas solidas</i>	36
2.22.2 <i>Metales</i>	37
2.22.3 <i>Material radioactivo</i>	37
2.22.4 <i>Componentes orgánicos disueltos</i>	37
2.22.5 <i>Trazas de químicos de tratamiento</i>	37
2.3 Tratamiento del aceite producido.	38
2.31 El concepto de emulsión	39
2.31.1 <i>Tensión superficial</i>	39
2.31.2 <i>Tensión Interfacial</i>	40
2.31.3 <i>Tensoactivo</i>	40
2.31.4 <i>Agitación</i>	41
2.31.5 <i>Factores que afectan a la emulsión</i>	42
2.32 Deshidratación del aceite	42
2.32.1 <i>Ley de Stokes</i>	43
2.32.2 <i>Floculación</i>	44
2.32.3 <i>Coalescencia</i>	44
2.32.4 <i>Separadores trifásicos</i>	45
2.32.5 <i>Eliminadores de agua libre</i>	46
2.32.6 <i>Adición de químicos desemulsionantes</i>	47
2.32.7 <i>Efecto de adicionar calor al tratamiento de la emulsión</i>	48
2.32.8 <i>Tratamiento electrostático</i>	50
2.33 Desalado del aceite	52
2.33.1 <i>Resumen de la presencia de agua en el sistema de producción.</i>	53
CAPÍTULO 3 PROBLEMAS CAUSADOS POR EL MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA	54
3.1 Daño a las instalaciones	54
3.11 Corrosión	54
3.12 Incrustaciones y depósito de sólidos	56
3.2 El problema del gran volumen de agua producida	57
3.3 Disposición final	58
3.31 Normas y leyes referentes al manejo de agua producida en México	58
3.4 Riesgos ambientales	60
Metales pesados	60
Sulfuros	60
Aceites y grasas	60
Elementos radioactivos	60

CAPÍTULO 4 SEPARADORES DE FONDO	61
4.1 Descripción de los separadores de fondo	62
4.11 Separador del tipo hidrociclón	62
4.11.1 <i>Acerca de un hidrociclón</i>	63
4.11.2 <i>Bomba electro sumergible</i>	66
4.12 Separador por gravedad	69
4.2 Las características de los pozos candidatos	70
4.21 Factores económicos	72
4.3 Datos de instalaciones de separadores de fondo alrededor del mundo	72
4.31 Resumen de los datos	81
4.4 Resultados	82
4.41 Actividad reciente referente a los separadores de fondo	84
CAPÍTULO 5 DESHIDRATADOR DE CELDAS ELECTROSTATICAS DE CORRIENTE VARIABLE	85
5.1 El mecanismo de electro-coalescencia	85
5.11 Efectos electrostáticos	86
5.12 Material de los electodos	88
5.13 Geometría de los electodos	89
5.14 El transformador	89
5.2 La corriente directa CD y corriente alterna CA	89
5.21 Campos eléctricos generados	90
5.21.1 <i>Los factores de mayor influencia en la coalescencia de las gotas de agua</i>	91
5.22 El voltaje y frecuencia del campo eléctrico	91
5.3 Variación de la corriente y la frecuencia	92
5.31 Controlador de respuesta de carga (CRC)	92
5.32 Frecuencia variable	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
Anexos	
Anexo 1 Patrones de flujo aceite – agua en tuberías	99
Anexo 2 Características químicas del agua producida de 107 pozos mexicanos.	100
Anexo 3 Separador de fondo del tipo de gravedad de triple bombeo	102
BIBLIOGRAFÍA	
Referencia de figuras y tablas	103
	106

Lista de figuras

<i>Núm. Fig.</i>	<i>Título</i>	<i>Página</i>
1.1	Origen de los hidrocarburos	9
1.2	Descomposición microbiana	10
1.3	Porosidad	15
1.4	La ecuación de Darcy	16
1.5	Trampas estructurales	17
1.6	Trampas estratigráficas	18
1.7	Trampa por discordancia	18
1.8	Trampa por domo salino	18
1.9	Saturación de fluidos	20
1.10	Fase mojante	21
1.11	Ejemplos de agua en el yacimiento	22
1.12	Potencial de recuperación (Satter y Thakur 1994)	23
1.13	Inyección de agua	25
2.1	Irrupción de agua en el pozo	26
2.2	Agua en el pozo productor	28
2.3	Flujo en instalaciones superficiales	28
2.4	Inyección de agua campo Tamaulipas-Constituciones	29
2.5	Grafica historial de inyección en campo TC	30
2.6	Agua, molécula polar	31
2.7	Puentes de hidrogeno	32
2.8	Disolución de sal en agua	32
2.9	Grafica temperatura vs disolución de sales	33
2.10	Interacción agua - roca de formación	34
2.11	Ubicación de pozos de la tabla 2.1	36
2.12	Tensión superficial	39
2.13	Tensoactivo	40
2.14	Emulsión agua/aceite	41
2.15	Floculación y coalescencia	44
2.16	Separador trifásico horizontal	45
2.17	Separador trifásico vertical	45
2.18	Eliminador de agua libre	46
2.19	Grafica viscosidad – temperatura	48
2.20	Calentador de emulsión	49
2.21	Efecto del campo eléctrico	50
2.22	Desalador	52
2.23	Agua en el sistema de producción	53
3.1	Corrosión	55
3.2	Acumulación de sedimentos e incrustaciones	56

**Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y
deshidratador electrostático de corriente variable**

4.1	Separador de fondo tipo hidrociclón	63
4.2	Flujo en un hidrociclón	64
4.3	Secciones de un hidrociclón	65
4.4	Configuración de bombeo electro sumergible	68
4.5	Motor y bomba centrífuga	69
4.6	Separador de fondo de gravedad	70
4.7	Resultados separador hidrociclón	71
4.7	Resultados separador tipo gravedad	72
4.8	Separador de fondo horizontal	84
5.1	Oscilación en gotas de agua	87
5.2	Elementos del sistema de coalescencia electrostática	88
5.3	Influencia de un campo de CD sobre la gota	90
5.4	Influencia de un campo de CA sobre la gota	91
5.5	Arreglo combinado CA/CD	91
5.6	Efecto de la variación de corriente sobre la emulsión	95
5.7	Variación de la frecuencia	95
5.8	Mejora en la relación capacidad de tratamiento – tamaño del equipo	96
Anexo 1	Patrones de flujo aceite-agua tubería vertical	98
Anexo 1	Patrones de flujo aceite-agua tubería horizontal	98
Anexo 3	Separador de fondo de gravedad tipo STAB	101

Lista de tablas

1.1	Ambientes sedimentarios	11
1.2	Contenido orgánico en la roca madre	12
1.3	Tipos de Kerógeno y porcentaje de C, O, H, N, S	12
1.4	Porcentaje de agua en nuevos descubrimientos	24
2.1	Composición agua producida de 3 pozos mexicanos	35
2.2	Agentes emulsionantes en la corriente de producción	41
4.1	Datos de instalaciones de separadores de fondo	71
Anexo 2	Caract. químicas del agua producida cuenca sureste 1	99
Anexo 2	Caract. químicas del agua producida cuenca sureste 2	100

Lista de esquemas

1.1	Ventana de generación de hidrocarburos	13
4.1	Incertidumbre de rentabilidad para separador de fondo tipo hidrociclón	82

INTRODUCCIÓN

Disminuir la cantidad de agua producida, mejorar su separación del aceite y manejarla hasta su disposición final con el menor impacto contaminante al medio ambiente, son de los mayores retos que enfrenta la explotación de yacimientos petroleros, y que se complican más conforme la madurez del yacimiento es alcanzada.

El agua producida ó agua de formación, es por mucho el principal desecho que la industria de explotación de petróleo genera. Actualmente se considera que a nivel mundial el promedio de extracción es de cuatro barriles de agua por uno de aceite, pero localmente para zonas como Estados Unidos donde la actividad de la industria petrolera ha sido más intensa, esta relación es de nueve a uno. Lo que hace evidente que en un futuro próximo la cantidad de agua producida en el contexto global se incrementara aun más.

Y es que los yacimientos de petróleo tengan o no asociado un acuífero, inevitablemente producirán un porcentaje de agua en algún momento de su explotación. Esto es debido a que durante todo el proceso de generación, migración y acumulación de hidrocarburos siempre están en contacto con agua salada o con rocas saturadas en algún porcentaje de esta. Este tipo de agua ha permanecido durante millones de años a las mismas profundidades y condiciones de temperatura a las que se encuentran los yacimientos de petróleo, por lo que su capacidad de disolución de minerales y otros elementos de las rocas que la alojan es considerable. Haciéndola en extremo salobre cuando se extrae a superficie, variando desde por lo menos la misma salinidad del agua de mar hasta decenas de veces más salada dependiendo de las condiciones de donde se extraiga.

Cuando los fluidos aceite, gas y agua llegan a superficie se encuentran mezclados en una misma corriente. El agua presente en esa mezcla provoca severos problemas de corrosión e incrustaciones a las instalaciones de transporte, refinación y almacenamiento. Situación que obliga a que los hidrocarburos sean deshidratados y desalados lo antes posible en el sistema de producción. En el caso particular del aceite y el agua a pesar de ser líquidos inmiscibles, un porcentaje del agua de la mezcla forma una emulsión en el aceite que complica su separación.

El presente trabajo de investigación aborda dos tecnologías para mejorar la deshidratación del aceite: los separadores en fondo de pozo y el deshidratador electrostático de corriente eléctrica variable. Los primeros tienen el objetivo de disminuir el volumen de agua extraída a superficie, mientras que el segundo mejora la calidad de separación del agua emulsionada en el aceite y aumenta la capacidad de tratamiento.

Los separadores de fondo son herramientas relativamente nuevas con un alto potencial de reducir considerablemente el volumen de agua producida. Separándola del aceite en el fondo y re-inyectándola en una zona por debajo del yacimiento evitando su transporte a superficie. Sin embargo, imponen retos igual de grandes para su instalación y operación adecuada, se presentan los datos de 54 instalaciones de este tipo de separadores alrededor del mundo y se analizan los resultados que alcanzaron.

Los deshidratadores electrostáticos están al final de la cadena de tratamiento de líquidos en superficie y son ocupados junto con el calentamiento y la adición de químicos para romper la emulsión agua – aceite, con el fin de dejar el aceite prácticamente sin agua y sin sal para poder comercializarse. La innovación de hacer que el voltaje de la corriente oscile en ciclos de alto y bajo voltaje en estos equipos, permite adaptarlos a los cambios de la emulsión y acelerar la separación agua – aceite.

La mayoría de los campos petroleros mexicanos, están ya en una etapa de madurez y su producción de agua aumenta rápidamente, situación que hace urgente estudiar todas las alternativas que existen para mejorar la deshidratación del crudo, y el manejo del agua producida una vez separada.

CAPÍTULO 1

ORIGENES DEL AGUA PRODUCIDA

Gran parte del agua que se produce junto a los hidrocarburos hoy en día, está ligada a ellos desde la época en la que se acumularon en trampas petroleras, y en algunos casos desde antes de que los mismos hidrocarburos se formaran.

Otra parte del agua producida proviene de actividades de producción en las que se inyecta agua intencionalmente al yacimiento para desplazar una mayor cantidad de aceite hacia los pozos productores.

1.1 Origen de los Hidrocarburos

Los hidrocarburos son una etapa particular en el ciclo natural del carbono, tomando como inicio del ciclo la fotosíntesis de las plantas y el fitoplancton, donde se aprovecha la energía de la luz solar para convertir el CO_2 del ambiente en compuestos (carbohidratos, proteínas y lípidos) que avanzan a lo largo de las cadenas alimenticias a mayoría de los seres vivos.

Después de aprovechadas estas sustancias, el carbono (C) es reciclado al ambiente de diferentes maneras: la respiración en animales, descomposición bacteriana, oxidación natural de cadáveres, y la quema de material combustible.

Pero hay una cantidad de carbono que sigue un camino particular en el ciclo; el de la materia orgánica que se deposita en ambientes sin oxígeno (debajo de 1 mililitro de oxígeno por litro de agua) donde la oxidación que lo transforma a CO_2 no ocurre, en dicha situación la materia puede quedar preservada y con el tiempo sedimentada. Las condiciones para que se presente la falta de oxígeno por un periodo importante de tiempo se hallan en el fondo de un cuerpo de agua de tamaño importante, tan grande que para generar cantidades de hidrocarburos económicamente rentables hoy, se trato de mares o lagos de agua salada en el pasado.

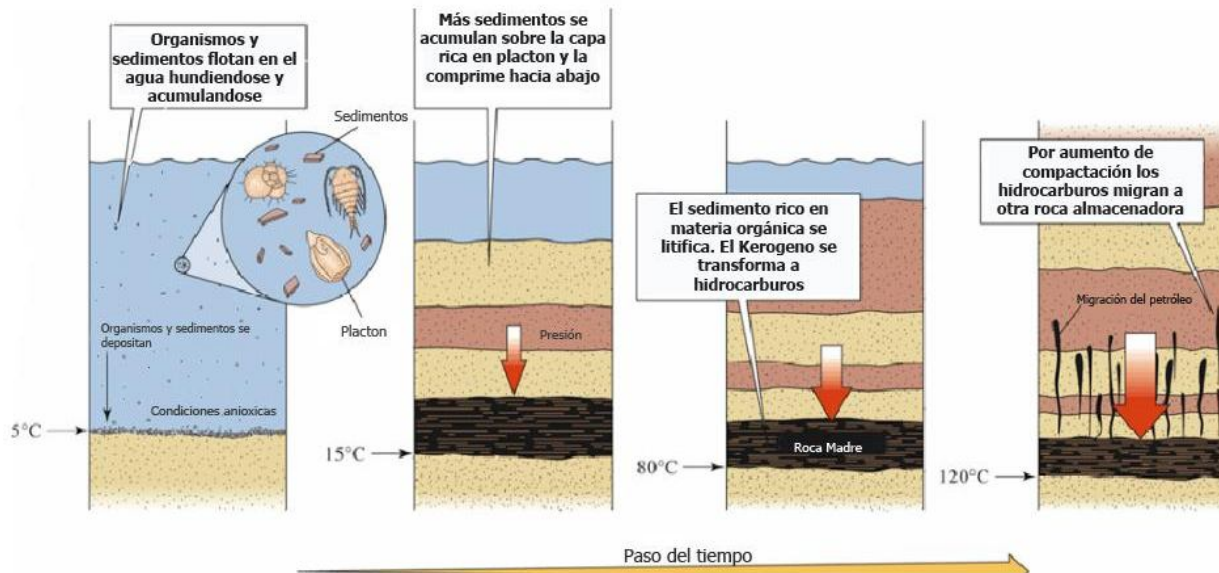


Fig. 1.1 Línea de tiempo del origen de los hidrocarburos.

1.11 Las condiciones de preservación y biodegradación de la materia orgánica.

En mares y lagos profundos la columna de agua es tan grande que la luz solar indispensable para la fotosíntesis del fitoplancton no llega hasta la zona más profunda. Condicionando a la mayoría de toda la vida marina en el intervalo superior, que va desde la superficie hasta a los primeros 600 metros de profundidad (la luz solar penetra hasta 200 metros solamente). Además las corrientes importantes que podrían acarrear oxígeno también están reservadas solamente para zonas menos profundas dejando en quietud y sin cambios el agua de la profundidad que es considerada como *agua fósil*.

En la zona más profunda el poco oxígeno existente es consumido rápidamente por microorganismos que descomponen parte de la materia orgánica que se hunde hacia el lecho marino. Agotado ese poco oxígeno se termina la zona de vida aeróbica y la materia no consumida se deposita ya en un ambiente anaeróbico. Las bacterias anaerobias aprovechan una porción de la materia orgánica (proteínas principalmente, fig. 1.2) la otra parte, la que resta del proceso de biodegradación en su mayoría lípidos, es la que se transforma a hidrocarburos.

1.12 Roca madre y transformación de la materia orgánica.

En una actividad de escala de tiempo geológico los sedimentos continúan depositándose y comprimirán a los ya existentes compactándolos y hundiéndolos (soterramiento) hasta formar una roca sedimentaria rica en materia orgánica conocida como **roca madre**; las rocas madre más comunes son las lutitas y las calizas, y es en ellas donde ocurre la transformación de la materia orgánica a **Kerógeno** (sustancia insoluble de macromoléculas de C-H, precursora del petróleo).

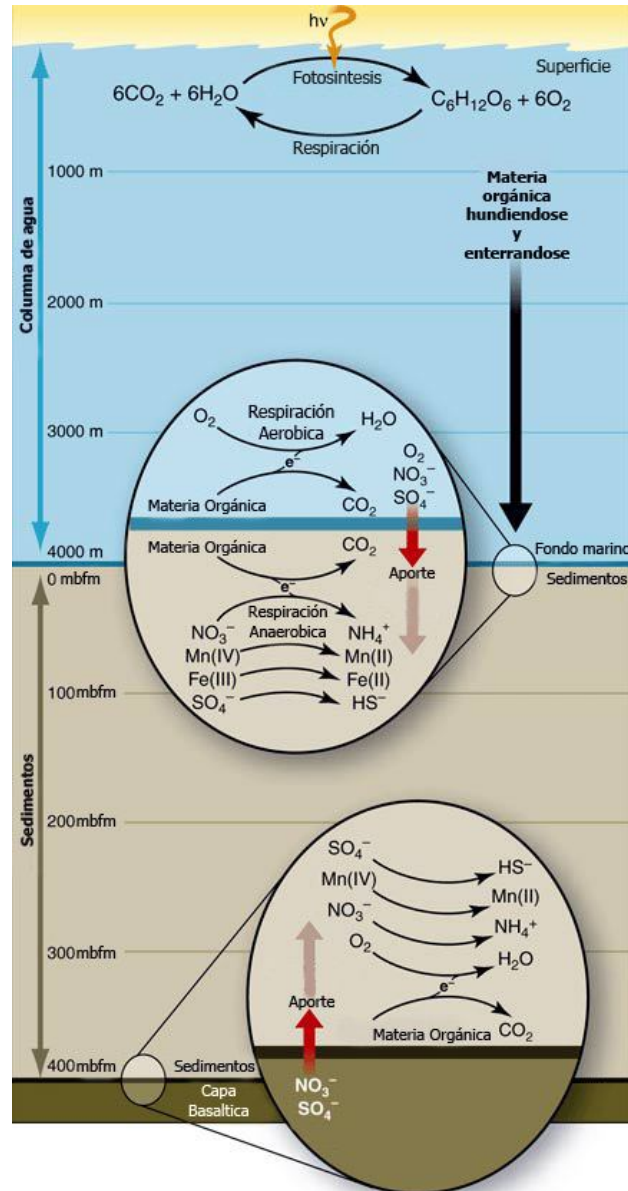


Fig. 1.2 Respiración microbiana en la zona superficial del océano (aeróbico) y en la zona de sedimentos en profundidad (anaeróbico). En el fondo marino reacciones anaerobias de bacterias reducen compuestos inorgánicos a falta de oxígeno en la capa de sedimentos. Los compuestos que rinden mayor energía libre se consumen antes (primero el oxígeno, después el nitrato, el manganeso, el hierro y el sulfato sucesivamente), las bacterias anaerobias obtienen el oxígeno de los sulfatos y nitratos de los sedimentos, dejando preservados principalmente los lípidos del tejido animal y materia vegetal o lignina que son la principal fuente de donde se generaran los combustibles fósiles.

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

Hay diferentes tipos de roca madre dependiendo de las condiciones de formación (tiempo, velocidad de sedimentación, carga y temperatura) y el ambiente de sedimentación (aporte de materia orgánica, energía de depósito e intensidad de biodegradación). Los principales ambientes de depósito de una roca madre son:

Origen de la materia orgánica.	Ambiente de depósito	Tipo de materia orgánica	Acarreo y modo de depósito	Condiciones del ambiente de depósito	Preservación de la materia orgánica	Combustible potencial
Continental	Pantano	Vegetal	Sedimentación Vertical	Ambiente de baja energía; poco oxígeno; poca actividad bacteriana; pobre admisión de materia mineral	Calidad de ambiente reductor. Cantidad muy alta de materia orgánica	Carbón
Continental	Lago con alta concentración de nutrientes	Vegetal, plancton y residuos orgánicos	Sedimentación Vertical	Baja energía; con oxígeno moderado. Ambiente anaeróbico con actividad bacteriana: de baja a moderada. Admisión de materia mineral	Calidad relativamente reductora. Cantidad alta de materia orgánica	Ninguno
Continental	Río	Vegetal	Fluvial	Alta energía; con mucho oxígeno. Actividad bacteriana aeróbica intensa. Alta admisión de materia mineral	Calidad relativamente reductora. Cantidad baja de materia orgánica	Gas y algo de aceite
Lacustre	Lago con aguas estratificadas	Plancton y residuos orgánicos	Sedimentación Vertical	Baja energía; poco oxígeno. Poca actividad bacteriana; Agua estratificada. Moderada admisión de materia mineral	Calidad reductora. Cantidad de alta a muy alta de materia orgánica	Aceite y gas
Marino	Humedales costeros. Deltaico	Plancton y residuos orgánicos	Corrientes costeras	Alta energía; con mucho oxígeno. Actividad bacteriana aeróbica intensa. Alta admisión de materia mineral	Calidad re trabajada por bacterias. Cantidad de baja a moderada de materia orgánica	Aceite y gas
Marino	Bahía Tranquila, con poca circulación de agua	Plancton y residuos orgánicos. Vegetal	Sedimentación Vertical	Baja energía; Agua estratificada, con poco oxígeno. Poca actividad bacteriana. Baja admisión de materia mineral	Calidad reductora. Cantidad alta de materia orgánica	Aceite
Marino	Plataforma continental	Plancton y residuos orgánicos	Sedimentación Vertical	Poco oxígeno. Baja actividad bacteriana. Precipitación química de minerales.	Calidad reductora. Cantidad alta de materia orgánica	Aceite
Marino	Océano profundo. Zona marina abisal	Plancton y residuos orgánicos	Sedimentación Vertical	Baja energía; Agua estratificada, con oxígeno moderado. Alta actividad bacteriana.	Calidad alta oxidación. Cantidad baja de materia orgánica	Ninguno

Tabla 1.1 Clasificación general de ambientes sedimentarios

Debido a la diversidad de ambientes sedimentarios y materia orgánica que se aporta en ellos, se constituyen diferentes tipos de Kerógeno que al final derivaran en distintos tipos de hidrocarburos. Un factor importante que determina la calidad del Kerógeno es la cantidad de materia orgánica que queda en la roca madre durante el proceso de litificación (tabla 1.2). Es interesante mencionar que al final solo un 10% del Kerógeno original en la roca se transforma en hidrocarburos.

Contenido orgánico total (COT), % peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
> 12	Excelente

Tabla 1.2 Contenido orgánico total (COT) de la roca madre. Las lutitas se consideran en el rango del principio de la tabla, de 0.5 a 1 de COT

En la siguiente tabla se presenta una clasificación de los tres principales tipos de Kerógeno que generan hidrocarburos:

Tipo de kerógeno	C % en peso	H % en peso	O % en peso	N % en peso	S % en peso
Tipo I	78.8	8.8	7.7	2.0	2.7
Tipo II	77.8	6.8	10.5	2.2	2.7
Tipo III	82.5	4.6	10.5	2.1	0.2

Tabla 1.3 La clasificación está hecha dependiendo del porcentaje en peso que tengan de C, H, O, N y S. Es de notar que el aspecto más determinante en esta clasificación es el aumento de carbono al tiempo que disminuye la cantidad de hidrogeno.

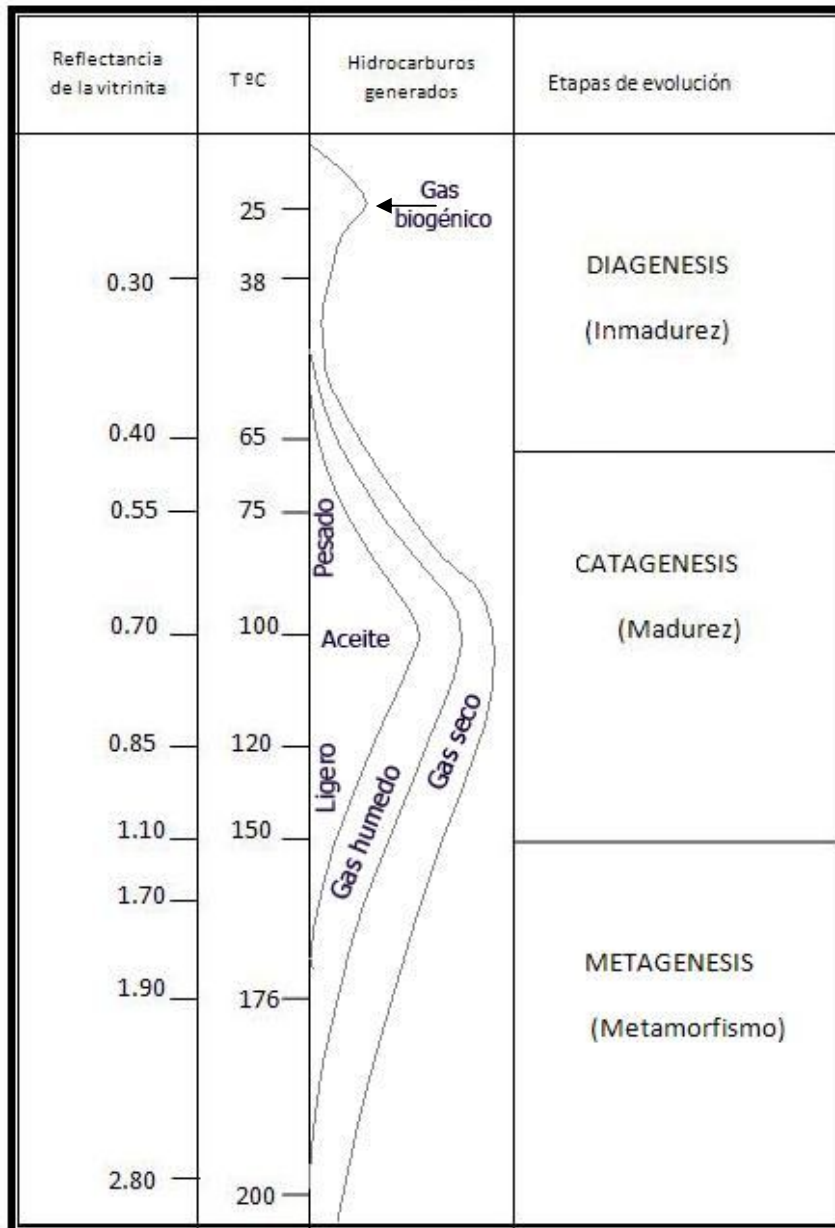
Kerógeno de Tipo I: La materia orgánica que lo formo principalmente fue de tipo algáceo en ambientes continentales de tipo lacustre y ambientes marinos de poca profundidad. Alto contenido de hidrogeno y bajo de oxigeno, produce hidrocarburos ricos en ceras y compuestos saturados. Los kerógenos de tipo I no abundan, menos del 3% de las reservas de petróleo y gas provienen de este tipo de kerógeno¹.

Kerógeno de Tipo II: Proveniente principalmente de plancton marino con escasos aportes de material terrígeno, se formo en un ambiente de depósito de plataforma continental. Al inicio de su maduración el kerógeno tipo II genera aceites parafínicos pobres en ceras, mientras que en etapas avanzadas de madurez genera aceites ricos en aromáticos y mayores

¹ Boyer C. et. al. 2006, "Producción de gas desde su origen" p.p.38

cantidades de gas. Este tipo kerógeno está presente en las rocas generadoras tithonianas de la Sonda de Campeche.

Kerógeno de Tipo III: De origen primordialmente continental y costero (deltas, lagunas, esteros, etc.) proviene de plantas de mayor tamaño. Desde las primeras etapas de madurez el kerógeno tipo III forma mayor cantidad de gas que de aceite, y el aceite que genera es principalmente parafínico, nafténico, y aromático con cantidad variable de ceras.



Esquema 1.1 Ventana de generación de hidrocarburos. El gas biogénico, principalmente metano, es el que producen bacterias vivas durante el proceso de biodegradación como residuo de su alimentación. La vitrinita es un geotermomarcador presente en las rocas sedimentarias que madura con la roca y lo hace evidente en el grado de reflectancia que alcanza. La combinación de permanencia, temperatura, presión y el tipo de kerógeno determinarán el tipo de hidrocarburo resultante.

1.13 Migración de hidrocarburos

El petróleo y gas generados en la roca madre rara vez se quedan en ella almacenados (lutitas gasíferas), en general migraran a formaciones con más espacio de alojamiento y mejores condiciones para fluir buscando un ascenso hacia la superficie por su naturaleza de ser más ligeros que la roca o el agua. Hay dos etapas de migración una primaria que es la expulsión de la roca madre y una secundaria que es el movimiento hacia la superficie o hasta encontrar una barrera.

1.13.1 Migración primaria

La conversión de kerógeno a petróleo y gas produce un significativo aumento de volumen de la materia, lo que genera un incremento de la presión en los poros de la roca madre del interior hacia afuera. Además las fuerzas de compactación que actúan sobre la roca madre continúan apretándola, disminuyendo el tamaño de los espacios que los fluidos muy poco compresibles ocupan. La combinación de estas fuerzas encontradas puede producir micro fracturas que permiten la liberación de presión y la migración de los hidrocarburos en una sola fase o por arrastre de agua hacia zonas de menor presión en rocas adyacentes con mejor porosidad y permeabilidad.

1.13.2 Migración secundaria

Los hidrocarburos desde su salida de la roca madre por principio de flotabilidad tenderán a dirigirse hacia la superficie, el desplazamiento que tienen a través de la columna de roca hasta la superficie o hasta que encuentren una barrera que los contenga y acumule es la etapa de migración secundaria.

Algunos conceptos importantes para entender el movimiento de los fluidos por las rocas sedimentarias

1.13.3 Porosidad

Es la suma de todos los espacios huecos (poros) en una roca, es la característica física que le da la posibilidad potencial de actuar como almacén de fluidos. La unidad con la que se expresa es % y su símbolo habitual es ϕ :

$$\Phi(\%) = \frac{\text{Volumen de huecos}}{\text{Volumen total de roca}}$$

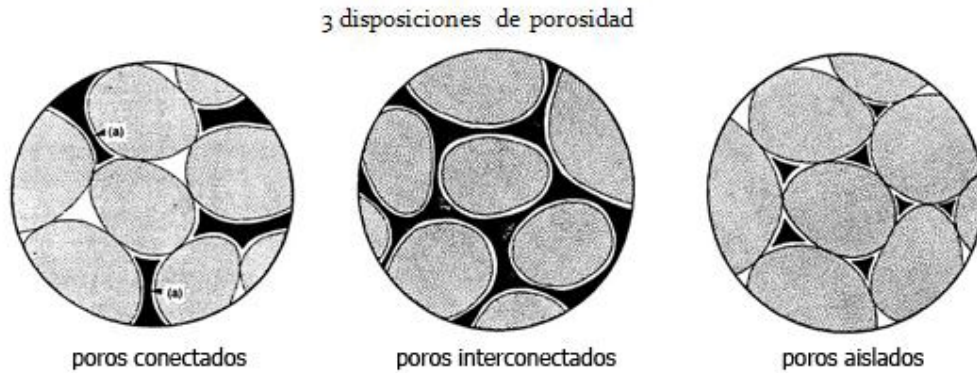


Fig. 1.3 Porosidad. Los poros conectados son los que se comunican con otro poro a través de un canal, los poros interconectados se conectan por múltiples canales.

Al volumen total de huecos se le conoce como *porosidad total*, y específicamente al volumen de poros conectados entre sí se le conoce como *porosidad efectiva*. Entre mayor sea la comunicación de los poros en la roca más efectiva será la acumulación y movimiento de líquidos en ella.

Cuando estos poros o huecos se formaron junto con la roca, se les conoce como *porosidad primaria*, si se formaron cuando la roca ya estaba constituida como tal, por algún mecanismo como puede ser una falla geológica, disolución del material cementante de los granos, disolución de la propia roca o fracturamiento se le conoce como *porosidad secundaria* (los carbonatos generalmente deben su potencial a porosidad secundaria).

1.13.4 Permeabilidad

La permeabilidad es uno de los parámetros más importantes de un yacimiento petrolero es un concepto que se refiere a la combinación de la calidad de conexión que tienen los poros, canales y/o fracturas de la roca entre sí, y a las propiedades del fluido que favorecen su desplazamiento. A mayor permeabilidad más facilidad para el movimiento de fluidos en la roca.

La unidad de permeabilidad es el ²Darcy, y que se define como la permeabilidad suficiente que permite a un fluido de un Centipoise de viscosidad, fluir a la velocidad de un centímetro por segundo a la presión de una atmosfera. Para tener una idea de la permeabilidad en las rocas de los yacimientos, valores que oscilan de entre 5 y 500 milidarcys se consideran promedio para yacimientos petroleros.

² Por Henry Darcy, ingeniero francés que propuso el primer modelo de permeabilidad.

Ecuación de Darcy

$$q = -\frac{k \cdot A}{\mu \cdot \phi_{esp}} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta L}$$

Donde:
q = caudal del fluido
A = area de la sección de flujo
 μ = viscosidad del fluido
 ϕ_{esp} = porosidad específica
 Δp = decremento de la presión
 ΔL = recorrido
k = **permeabilidad**

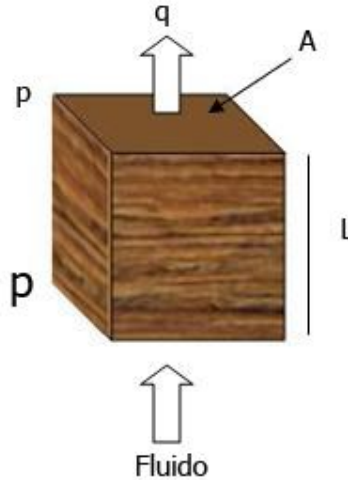


Fig. 1.4 La ecuación de Darcy para flujo de una sola fase. Ddonde se hace evidente que la permeabilidad es función de propiedades de la roca y del fluido mismo.

El análisis de la permeabilidad de Darcy mostrado está diseñado para condiciones básicas: un medio de porosidad homogénea, totalmente saturado de un solo fluido en una sola fase desplazándose en una sola dirección y no contempla los efectos capilares ni gravitacionales. En condiciones reales para un yacimiento se tienen mínimo dos fluidos en una o dos fases desplazándose a través de un medio heterogéneo lo que complica el entendimiento de propiedades como la permeabilidad y hace difícil la interpretación del desplazamiento de fluidos en una roca.

1.14 Entrampamiento y yacimiento

Los hidrocarburos se fugaran hasta superficie de no encontrar una barrera que se los impida en su camino, cuando encuentran una restricción impermeable se entranpan y acumulan completando con ello un sistema al que llamamos **yacimiento petrolero** que consta de una roca almacenadora con una distribución de fluidos contenidos y una roca sello.

1.14.1 Principales tipos de rocas almacenadoras.

Carbonatos. Su porosidad tiene la particularidad de ser muy heterogénea debido a que es del tipo secundaria provocada por disolución o fracturamiento posteriores a su formación.

Areniscas. Su porosidad y permeabilidad primarias dependen del tamaño de grano, selección y empaquetamiento, la permeabilidad aumenta con los tamaños de granos gruesos, de forma homogénea y con la ausencia de lutitas. Cambios diagenéticos posteriores tienden a reducir la porosidad y permeabilidad originales.

Durante toda su migración, en su acumulación y acomodo, los hidrocarburos se mueven entre los poros saturados de agua la cual se queda también atrapada en los poros de las rocas sedimentarias que no generaron petróleo, el ambiente sedimentario siempre tuvo la presencia de agua. Misma que aportará su energía al principio de la explotación del yacimiento y luego de un tiempo de iniciada la producción se extraerá junto con el petróleo.

1.14.2 Sello

La barrera que impide el desplazamiento de los hidrocarburos es conocida como sello. Las rocas que actúan como sellos más comunes en los yacimientos petroleros son las lutitas, calizas y en menor cantidad las evaporitas debido a su escasa o nula permeabilidad.

1.14.3 Tipos de Trampas

El arreglo geológico donde se detiene y acumula el petróleo y gas es conocido como trampa y tienen formas muy diversas. Y aunque ninguna trampa es igual a otra se han establecido clasificaciones generales:

Trampas estructurales. Estas trampas son producto de la deformación de las rocas sedimentarias por fuerzas tectónicas que las pliegan o fallan. La trampa se forma después de la sedimentación y antes de que la migración del petróleo.



Fig. 1.5 Ejemplos de trampas estructurales falla y anticlinal

Trampas estratigráficas.

- 1) *Primarias.* Se generaron por un cambio abrupto en las condiciones de sedimentación de la roca que provocaron que la permeabilidad variara de un punto a otro de manera importante (acuñamientos, cambios de permeabilidad lateral, arrecifes, interdigitación...).

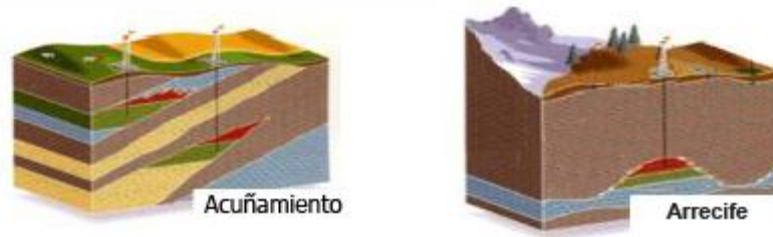


Fig. 1.6 Ejemplos de trampas estratigráficas primarias acuñamiento y arrecife.

- 2) *Secundarias.* Son cambios en la roca post sedimentación durante su litificación o posterior a ella (se genera nueva porosidad por disolución, discordancias, dolomitización de calizas ...)

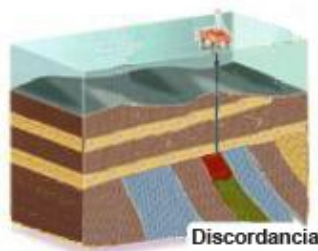


Fig. 1.7 Ejemplo de trampa estratigráfica secundaria discordancia.

Trampas en diapiros y domos salinos. Este tipo de trampas tienen como su barrera impermeable a un cuerpo de evaporitas que ascendió formando un domo o diapiro salino. La diferencia del concepto es que si el cuerpo salino solo deforma las capas de rocas sedimentarias se reconocerá como domo salino si rompe las capas de roca sedimentaria es considerado un diapiro.

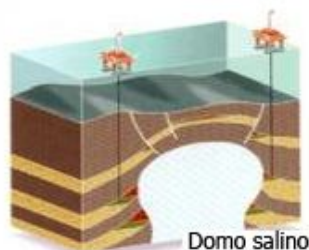


Fig. 1.8 Ejemplo de trampa por deformación de un domo salino.

Pueden presentarse condiciones de dos o más tipos de trampas asociadas acumulando hidrocarburos a las cuales se les denomina *trampas mixtas*.

1.2 Fuentes del agua producida.

Hay tres fuentes principales de donde se aporta agua al pozo: El agua original del yacimiento, el agua que puede provenir de un acuífero activo y el agua que se inyecta en operaciones de recuperación secundaria.

1.2.1 Condiciones de los fluidos en el yacimiento.

La mayoría (por no pensar que todos) de los yacimientos petroleros tiene asociado a los hidrocarburos una acumulación de agua en alguna proporción desde el momento de su descubrimiento. Ya sea compartiendo el espacio con los hidrocarburos en cada poro de la roca o formando una fase continua en el yacimiento.

Se le llama **agua connata** a la que se encuentra en la roca almacenadora desde la época misma de la sedimentación de materiales que la constituyeron, recordemos que las rocas almacenadoras de petróleo se formaron en el fondo de ambientes marinos o lacustres y que el agua lleno en un principio todo el espacio poroso. Posteriormente durante la migración secundaria el petróleo y gas desplazaron agua durante el acomodo de la columna de fluidos por densidades. El agua connata ha estado en contacto con la roca por millones de años y ha cambiado su composición química, es más densa y mucho más salada si se le compara con agua de mar, también es conocida como *agua fósil*.

En contraste se le conoce como **agua de formación o agua producida** al agua que se produce proveniente del yacimiento, que no necesariamente está ahí desde el origen de la roca, es la combinación del agua que estaba en la roca almacenadora y la que pudo llegar después por migración o ser aportada al yacimiento por alguna operación de producción. También es conocida como *agua intersticial*.

Propiedades de acomodo y movimiento de los fluidos en el yacimiento:

1.21.1 Saturación de fluidos.

En una roca permeable su espacio disponible a ocuparse por fluidos constituye el 100% de su volumen saturable. En los yacimientos petroleros dicho volumen contiene por lo menos dos diferentes fluidos agua y aceite y tres fluidos cuando se presenta el gas, por lo que cada fluido ocupara cierta porción de ese 100% de espacio total disponible.

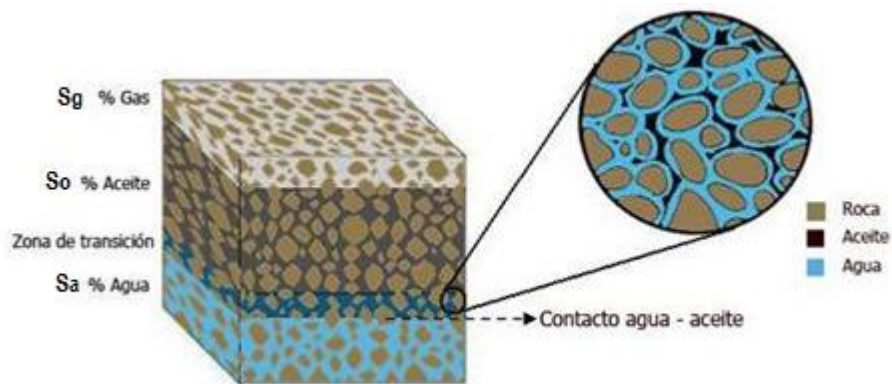


Fig. 1.9 Saturación de fluidos (S_g , S_o y S_a) y zona de transición. La zona de transición está comprendida desde el contacto agua-aceite hasta la zona donde el agua alcanza su saturación irreductible (S_{wirr}) por efecto de mojabilidad en los poros en la zona de aceite.

1.21.2 Mojabilidad

Cuando vertimos en dos copas del mismo cristal fluidos diferentes como pueden ser agua y un buen vino tinto, por poner un ejemplo, notaremos que cada fluido tendrá una adherencia diferente a la pared interna de copa cuando la movemos. Esta particular propiedad de cada fluido para adherirse sobre la superficie de algún material es la mojabilidad.

En los poros de la roca sucede algo parecido a lo que pasa con la copa de cristal, con la diferencia de que hay dos fluidos inmiscibles contenidos que son el aceite y el agua, por lo que uno de los dos líquidos, el de mayor mojabilidad moja la pared del poro y se adhiere a la roca y el otro fluido quedara superpuesto al primero por inmisibilidad y menor mojabilidad.

El fluido mojante dependerá del el material del que este constituida la roca y de la composición química del fluido, por lo que en algunos yacimientos la fase mojante es el aceite y en otros la fase mojante es el agua.

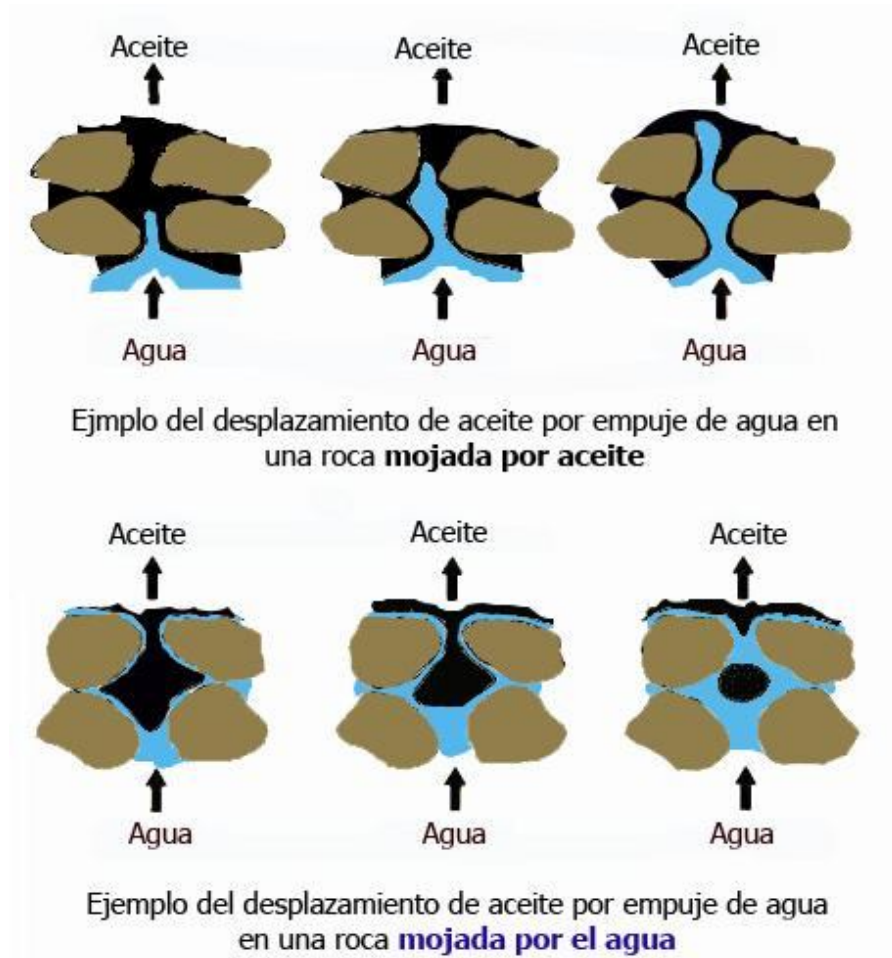


Fig. 1.10 La importancia de la fase mojante en el desplazamiento de aceite por empuje de

Dependiendo de cuál sea la fase mojante en el yacimiento se favorecerán o afectaran la cantidad y las condiciones para que los hidrocarburos fluyan hacia los pozos durante la etapa de explotación. Si el fluido mojante es el aceite el agua se desplazara por los poros con mayor velocidad y llegara más rápido a los pozos productores. Por ello la mojabilidad es determinante en el movimiento de fluidos en el yacimiento.

¿De dónde proviene el agua que se produce con el petróleo?

Numerosas tecnologías han sido desarrolladas para el manejar el agua no deseada que se produce con los hidrocarburos, pero para diseñar una estrategia adecuada de manejo es indispensable conocer de qué fuente proviene el agua y de qué manera actúa.

1.22 Agua en el yacimiento

La primera fuente del agua producida es la contenida en el yacimiento en el momento que este se descubrió y compite directamente con los hidrocarburos por llegar al pozo.

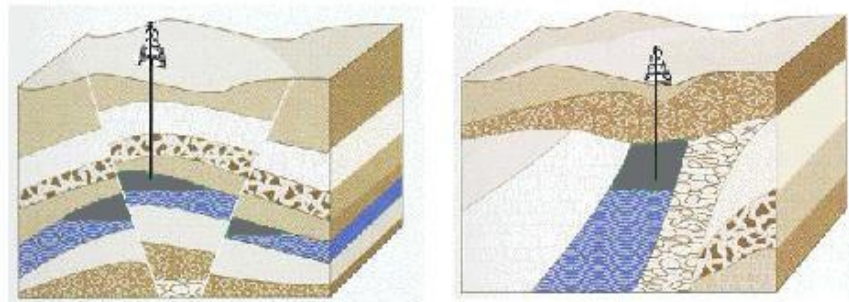


Fig. 1.11 Ejemplos de agua en yacimiento de trampa estructural y

Recién empieza la explotación de hidrocarburos la primera energía que los impulsa a salir a superficie es la expansión del sistema roca fluidos producto de un abatimiento de presión, el pozo es la vía de liberación de presión acumulada por mucho tiempo que arrastra a los fluidos que siempre se moverán de una zona de mayor presión a una de menor presión, por ello el agua también tiende a llegar al pozo.

En este inicio de la explotación la presencia de una fase continua de agua debajo de los hidrocarburos resulta más beneficiosa que perjudicial, posterior a la expansión del sistema roca fluidos, el agua empuja en la zona de transición al aceite barriéndolo hacia los pozos. El reto es controlar la velocidad con la que se mueve el contacto agua-aceite hacia los pozos y la eficiencia de barrido de petróleo.

1.23 Acuífero activo.

Se denomina acuífero a la zona de agua en el yacimiento cuando su tamaño con respecto a la cantidad de hidrocarburos es mucho mayor. Y se le llama **acuífero activo** cuando el volumen de agua en el yacimiento además de ser muy grande tiene un aporte constante de agua de rocas adyacentes que reponen el agua que se desplaza con la producción de hidrocarburos. En algunos yacimientos con acuífero activo se pueden obtener recuperaciones de entre un 30% y hasta 50 % de petróleo la etapa de recuperación primaria.

Los factores que pueden evidenciar la presencia de un acuífero activo son:

- La presión del yacimiento con respecto al aumento de producción declina suavemente.
- La producción de agua comienza temprano y aumenta rápidamente.
- Ocurre flujo natural hacia los pozos hasta que la producción de agua es excesiva.
- La relación gas – aceite permanece baja durante buena parte de la explotación primaria.

Se han identificado cinco mecanismos que aportan energía durante la etapa de producción primaria de un yacimiento (esta primera etapa comprende desde que se pone en producción el primer pozo hasta el momento en que hay que suministrarle energía al yacimiento de una fuente ajena a sus elementos para continuar la producción).

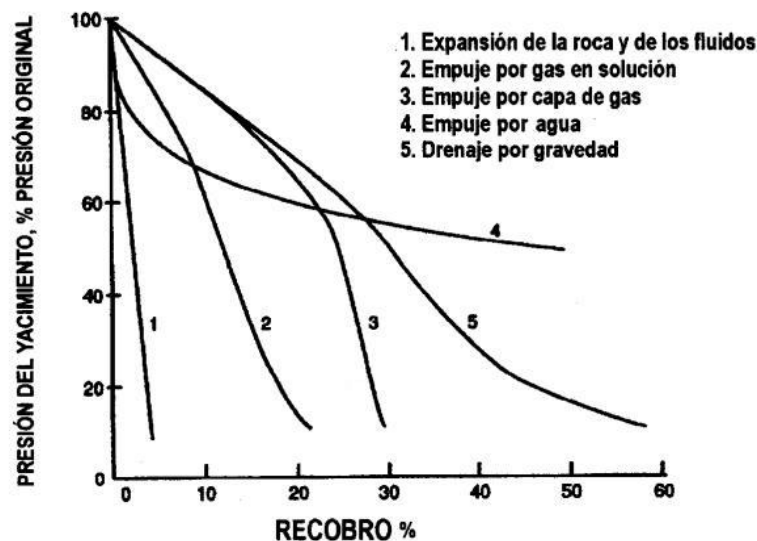


Fig. 1.12 Potencial de recuperación de los cinco mecanismos de producción primaria (grafica Satter y Thakur, 1994)

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

Aunque los mecanismos primarios de producción actúan combinados, dependiendo de las características del yacimiento, es el empuje por agua el que tiene mayor potencial para mantener la presión en el yacimiento y recuperar la mayor cantidad de petróleo.

Actualmente en los yacimientos descubrimientos por PEMEX se ha encontrado una saturación de agua inicial importante y en otros casos un contacto agua – aceite ya presente desde el momento del hallazgo:

Descubrimientos Pemex Exploración y Producción (PEP) 2009		
Pozo descubridor	Reservas probadas (2p)	Agua asociada
Zona Sureste		
Ayatsil - DL1	187.9 MMbpce de 11° API*	Contacto agua - aceite ya definido
Kambesan - 1	30.9 MMbpce, aceite de 30° API y gas asociado	Contacto agua - aceite ya definido
Cuenca de Veracruz		
Cauchy - 1	206.3 MMMpc de gas	Saturación de agua de 17 %
Rabasa - 101	18.9 Mmbpce aceite de 27 ° API y gas asociado	Saturación de agua de 19 a 50 %
Teotleco - 1	34.4 MMbpc de 42 ° API y 92.5 MMMpc de gas	Saturación de agua de 8 %
Cuenta de Burgos		
Cali – 1	22 MMMpc de gas	Saturación de agua de 44 %

Tabla 1.4 De los diez descubrimientos dados a conocer por PEMEX en 2009 con la primera información del descubrimiento se especifica el porcentaje de agua en seis yacimientos. (La abreviación de las reservas son MM: millones, MMM: miles de millones, pc: pies cúbicos, bpc: barriles de petróleo crudo y bpce: barriles de petróleo crudo equivalente). *La calidad del aceite se mide por la densidad en grados API (escala propuesta por el American Institute of Petroleum de EU.) a mayor API mejor calidad de aceite.

1.24 Operaciones de producción y recuperación.

El otro aporte de agua producida es la que se inyecta en las operaciones de recuperación secundaria para mantener la presión y producción del yacimiento. Regularmente el agua es preferida como fluido de inyección porque tiene mayor viscosidad y menor movilidad comparada con el gas, lo que provoca que la eficiencia del barrido y el desplazamiento de aceite sean mayores.

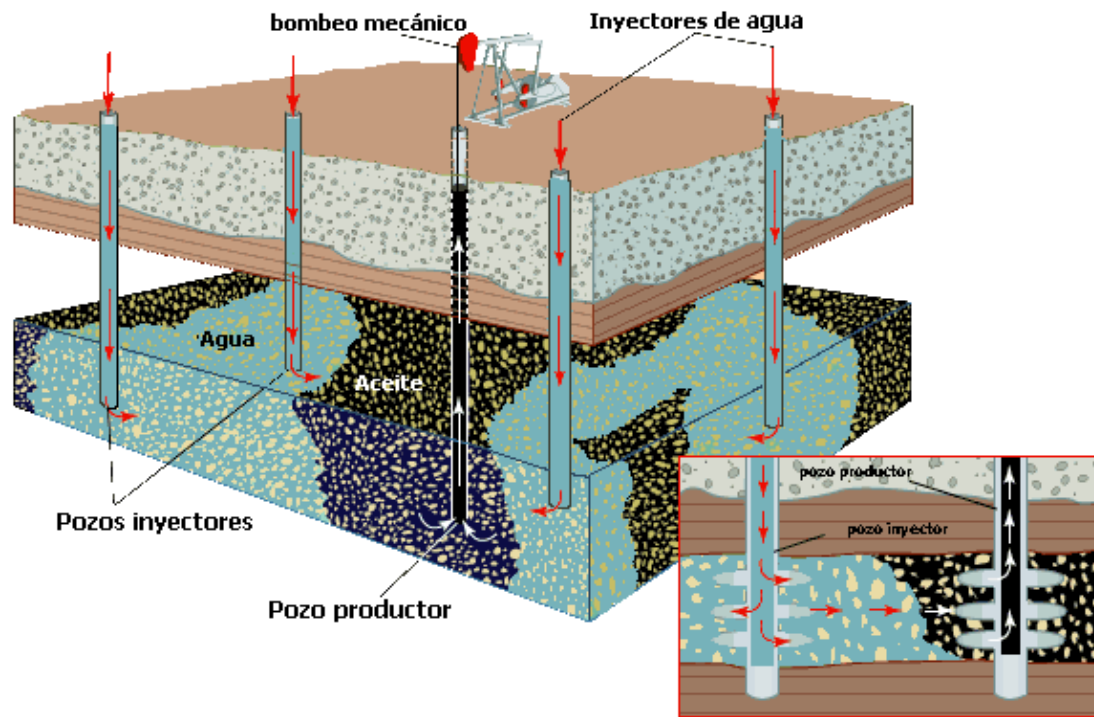


Fig. 1.13 Inyección de agua como método de recuperación mejorada

Este método de recuperación se aplica temprano en la vida productiva del yacimiento para controlar su presión, en ocasiones el agua de inyección se mezcla con polímeros u otros químicos para hacer más eficiente su empuje. El agua que se inyecta puede ser tomada de recursos superficiales como ríos, lagos, del mar, de fuentes subterráneas o re-inyectada de la propia agua producida esto dependerá de la calidad y cantidad de agua requerida.

El avance del agua hacia los pozos dependerá de la configuración de inyección, las condiciones petrofísicas de la roca, la forma del yacimiento, la viscosidad del petróleo y la distancia entre pozo inyector y pozo productor.

CAPÍTULO 2

FISICOQUÍMICA DEL AGUA PRODUCIDA Y TRATAMIENTO DEL ACEITE EN SUPERFICIE

2.1 El agua en cada sección del sistema de producción

Cuando el agua se hace presente en la mezcla de hidrocarburos o aumenta considerablemente en cantidad, acarrea consigo una serie de problemas en todo el sistema de producción (yacimiento, pozo, línea de descarga, separación de fluidos y acondicionamiento para venta) por lo que es importante revisar el flujo del agua desde su llegada al pozo hasta su salida una vez separada del aceite.

2.11 Incursión del agua al pozo

Aunque la presencia de agua en los pozos petroleros puede no ser de consideración al principio de la producción, con el paso del tiempo ira incrementándose a razón del avance que tenga el contacto agua-aceite hacia el pozo. Una vez que dicho contacto se encuentra cerca de la profundidad productora, el agua se moverá hacia este dependiendo de la permeabilidad vertical, la mojabilidad del yacimiento y de la terminación del pozo, en la Fig. 2.1 se muestra las diferentes irrupciones de agua en pozos verticales.

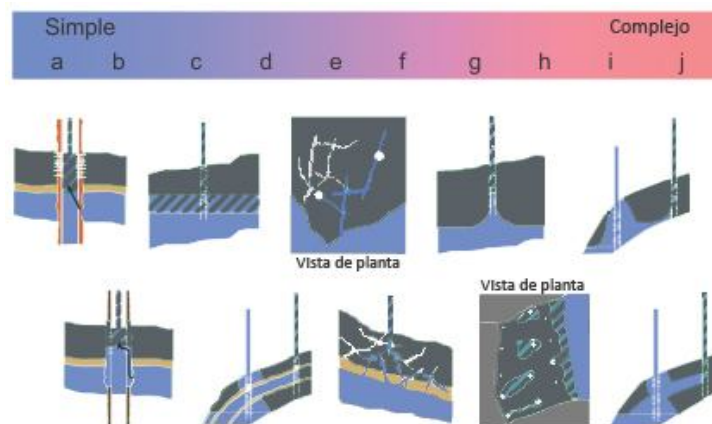


Fig. 2.1 Irrupción de agua en pozo según las características del yacimiento y posición del contacto agua-aceite, la complejidad de las características del flujo de agua aumentan de izquierda a derecha. (J.S. Alhanatí 2009)

³Flujo del agua en el pozo puede deberse a:

- a) Influjos a través de tubería de producción/revestidor/empacador
- b) Por detrás del revestimiento debido a una mala cementación.
- c) Por alcance del contacto agua-aceite
- d) Agua de inyección a través de estrato de mayor permeabilidad
- e) y f) Por comunicación de fracturas conductivas entre la zona invadida de agua y el pozo
- g) Por efecto de conificación de agua
- h) Pobre barrido areal del yacimiento, debido a una permeabilidad areal heterogénea
- i) y j) Alcance de agua de inyección por zonas preferentes de flujo debido a fuertes variaciones en la permeabilidad vertical

La configuración que tenga cada geometría de flujo de agua del yacimiento al pozo aportara determinada intensidad de influjos de agua a la producción de aceite y gas. Por lo que cada geometría supone abordar el problema del agua producida de manera diferente.

2.12 Flujo de la mezcla de producción del fondo de pozo a superficie

Las tres sustancias aceite, gas y agua fluyen por el pozo a superficie mezcladas en proporciones que van cambiando conforme la explotación del yacimiento avanza. Al inicio de la producción el flujo es mayoritariamente aceite con poca cantidad de gas y agua, pero con el paso del tiempo conforme se extrae aceite se disminuye la presión del yacimiento liberándose más gas y el contacto de aceite-agua se recorre hacia el pozo aumentando la cantidad de agua en este. Para yacimientos maduros donde el agua ha alcanzado buena parte de la zona productora la mayor proporción de flujo en el pozo es agua.

³ J.S. Alhanatí, *Production Operations*, JPT 2009

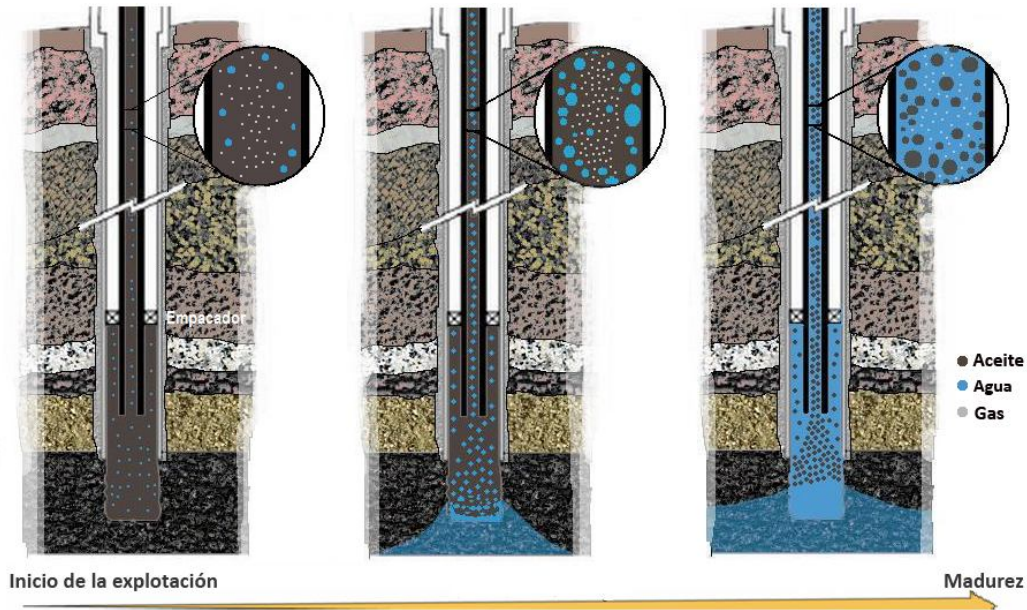


Fig. 2.2 Cambio en la proporción del flujo de aceite, agua y gas en un pozo con alcance de contacto agua-aceite por conificación en los diferentes momentos de explotación del yacimiento. La geometría de flujo representada es del tipo disperso pero pueden presentarse otro tipo de geometrías (anexo 1)

2.13 El agua en instalaciones superficiales

A la salida del pozo en superficie los fluidos de producción seguirán por una tubería horizontal hacia la etapa donde se separa la mezcla en corrientes independientes de aceite, gas y agua para su manejo. El gas y el aceite son los objetivos de valor económico, por lo que el agua acarreada con ellos hasta la superficie representa un desperdicio que solo eleva los costos de producción, debido a que una vez separada el agua producida genera gastos de almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final pues no puede ser directamente tirada al ambiente por su alto contenido de sales, aceite, grasas disueltas y elementos tóxicos que provocan daños importantes al ambiente.

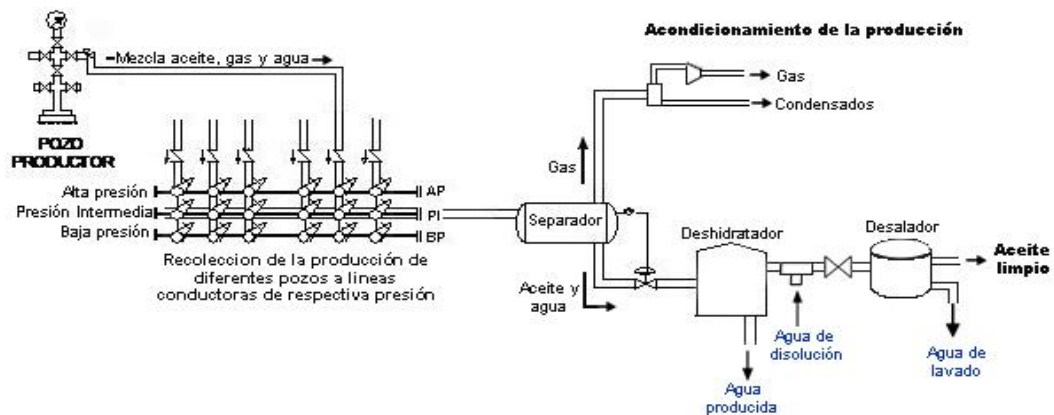


Fig. 2.3 Flujo de la mezcla de producción a la salida del pozo y de manera general: un separador bifásico y el proceso de separación de los fluidos para el acondicionamiento del aceite para su transporte. A la salida del deshidratador el agua separada sigue a un tratamiento previo a su disposición final.

2.14 Configuración superficial para inyección de agua producida en el campo Tamaulipas-Constituciones.

El aceite producido será enviado a tanques de almacenamiento donde se acondicionara para su venta o cambiara de custodia en el transporte para ser recibido por alguna refinería nacional. El gas será enviado a procesamiento para su aprovechamiento, ó en el caso de que no exista la infraestructura para transportarlo a quemador para su combustión, si su cantidad no justifica el transporte o si su calidad no es adecuada para un tratamiento. En el caso del agua producida cuando la cantidad es ya considerable se convierte en un desecho que provoca un gasto de operación importante. Para deshacerse de ella puede ser inyectada en pozos letrina, tratada para disminuir su salinidad y elementos contaminantes para descarga al ambiente, o ser re inyectada a la base del yacimiento para mantener la presión como un método de recuperación secundaria.

Este último es el caso del campo Tamaulipas-Constituciones del Activo Poza Rica-Altamira en la Región Norte de Petróleos Mexicanos, un campo que produce hidrocarburos desde 1956 y que comenzó a presentar agua en su producción en el año de 1969 para este campo se escogió la opción de la inyección de agua como el método de recuperación secundaria, tomando parte del agua para dicho fin de la Laguna de Champayan localizada al sur del estado de Tamaulipas y la otra parte es la re inyección del agua producida por el mismo campo.

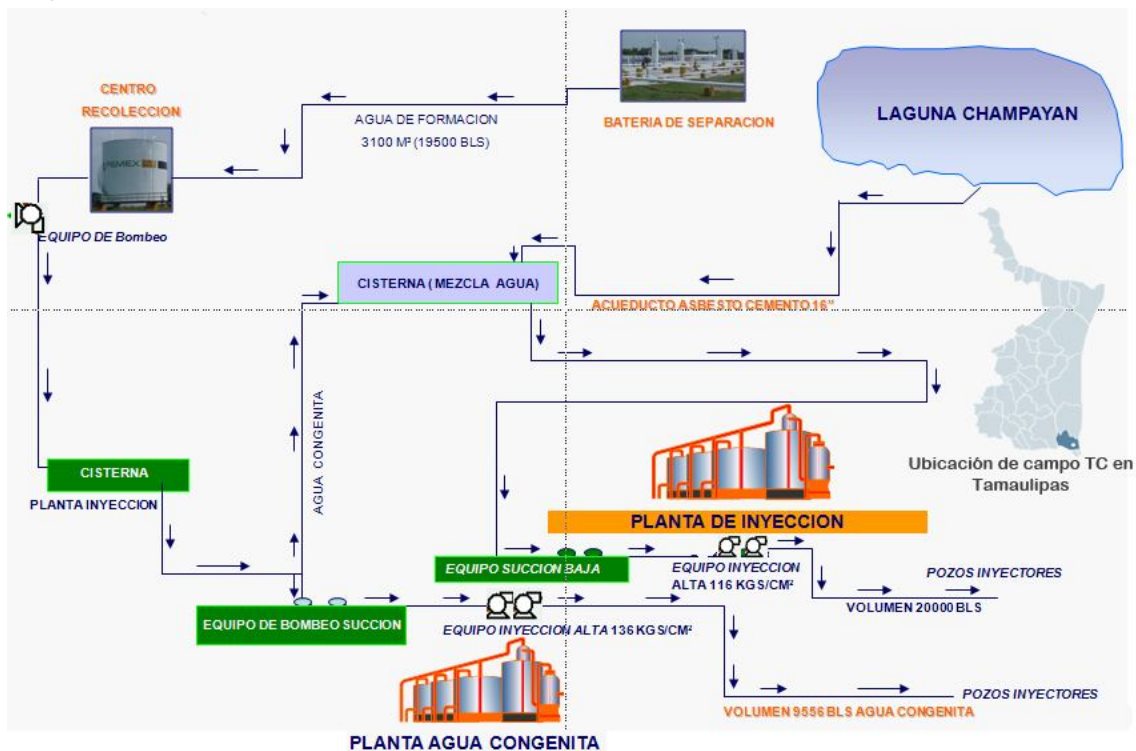


Fig. 2.4 Configuración de instalaciones superficiales para la inyección de agua a yacimiento como proceso de recuperación secundaria en el campo Tamaulipas – Constituciones (TC). El agua que se inyecta proviene de dos fuentes diferentes: agua dulce que se toma de la Laguna de Champayan y la re inyección del agua salada que se produce con los hidrocarburos.

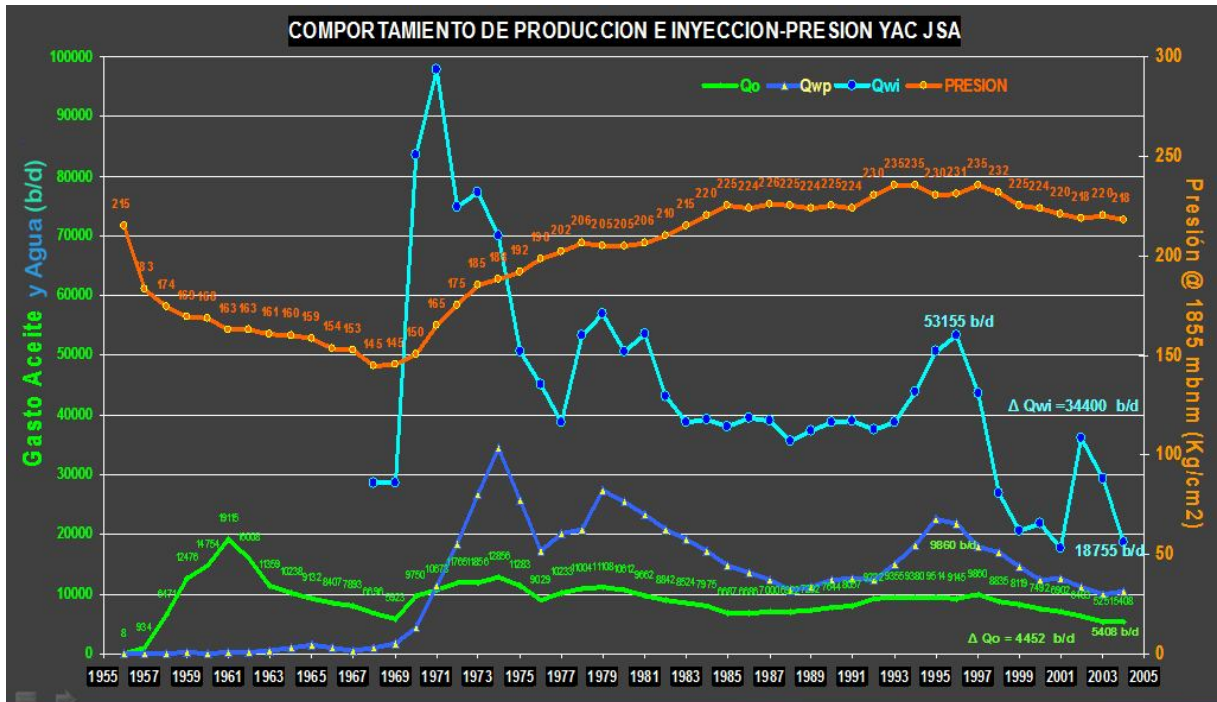


Fig. 2.5 Historial de la producción de aceite (verde) y la producción de agua (azul fuerte) para el campo Tamaulipas – Constituciones hasta 2005. Además se muestra el historial del agua inyectada y la presión en el yacimiento.

2.2 Propiedades fisicoquímicas del agua producida.

El interés que se le ha puesto al estudio del agua de formación proporciona nuevos datos para caracterizar el movimiento de fluidos durante la migración y propiamente en el yacimiento durante la etapa productiva. Además de aportar valiosa información para entender las condiciones geológicas que le dieron forma a las cuencas con potencial petrolero. El manejo y tratamiento del agua producida como residuo de la actividad de explotación aumentara su efectividad en la medida que se conozcan sus características fisicoquímicas y fuente principal de aportación de agua al pozo.

En México los primeros trabajos que abordan el tema de analizar las características del agua de formación comenzaron con el trabajo de Barragán (2001) acerca de un estudio de aguas de formación del Activo Litoral Tabasco, para determinar la influencia de las salmueras en la incrustación de sales en las tuberías, el trabajo de Birkle et al. (2005) con la intención de definir la movilidad hidráulica de las aguas del activo Samaria-Sitio Grande y el trabajo realizado por Méndez B. A. et. al. (2007) de analizar 107 muestras de agua de pozos de la región sureste de México para caracterizar el ambiente sedimentario y desarrollar un método para precisar las temperaturas de los yacimientos.

2.21 La salinidad del agua de formación

A menudo percibimos el agua como una sustancia simple porque mantenemos un contacto cotidiano con este recurso, pero la verdad es que es una sustancia con propiedades únicas. La característica más particular del agua de formación es su alta salinidad que puede ser igual a la salinidad del mar ó hasta decenas de veces mayor, pero ¿Por qué el agua puede disolver sales en tal magnitud?

Este hecho se debe principalmente a la polaridad del agua, la molécula del agua está compuesta por dos átomos de hidrogeno (que es el átomo de menor tamaño de los elementos químicos) y uno de oxigeno de electronegatividad importante. Cada átomo de hidrogeno se encuentra unido al átomo de oxigeno por medio de un par de electrones de enlace. Al oxigeno además le restan dos pares de electrones no enlazantes. De esta forma existen cuatro pares de electrones rodeando al átomo de oxigeno dispuestos de la siguiente forma: dos pares formando enlaces covalentes con los átomos de hidrogeno y dos pares no compartidos en el lado opuesto. El arreglo propicia estabilidad pero también una distribución irregular de la carga parcial en la molécula de agua que la asemeja a un imán:

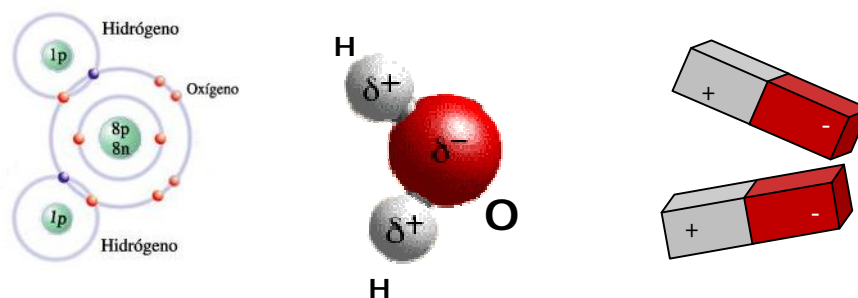


Fig. 2.6 El agua es una molécula "polar", es decir, existe en ella una distribución irregular de la densidad electrónica. Por esta razón el agua posee una carga parcial positiva ($\delta+$) cerca de los átomos de hidrogeno y otras dos cargas parciales negativas ($\delta-$) en el lado opuesto del átomo de oxigeno.

Con cargas parciales en sus extremos, una molécula de agua se une a otra molécula de agua por un enlace de baja energía conocido como puente de hidrogeno, en el cual cargas contrarias aunque sean parciales, se atraen y tienden a permanecer juntas en un amplio rango de presión y temperatura:



Fig. 2.7 Los puentes de hidrogeno entre dos moléculas de agua. Las cargas parciales de la molécula le permiten unirse a otras cuatro moléculas de agua. Muchas de las propiedades únicas del agua, como ser casi el disolvente universal se deben a su capacidad de formar puentes de hidrogeno.

Cuando las sales y otras sustancias polares entran en contacto con el agua se descomponen y son recibidas en el arreglo general del agua, donde las moléculas de agua establecen puentes de hidrogeno con los iones de las sales o con otras moléculas polares convirtiéndose en una mezcla homogénea. Así sustancias polares disuelven o se mezclan con otras sustancias polares.

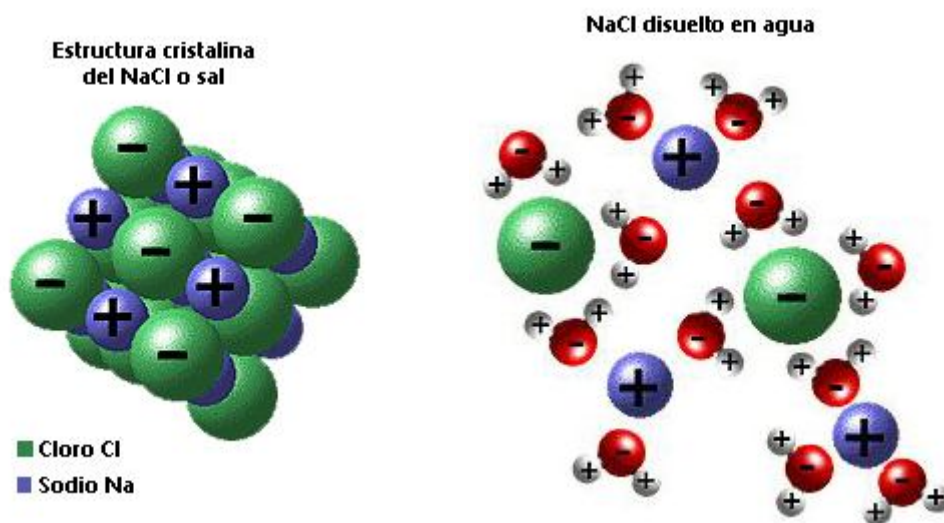


Fig. 2.8 La disolución de sal en el agua. Los iones de Na y Cl son aceptados por las moléculas de agua que los integran a su estructura mediante puentes de hidrogeno.

Por otra parte si la sustancia es “no polar”, es decir, que sus moléculas tienen una distribución de carga uniforme no se integrarán a las del agua, tal es el caso de los hidrocarburos saturados que son sustancias no polares por lo que son insolubles en el agua.

2.21.1 Solubilidad

Al efecto de integrar iones de sal en el agua o de manera general una sustancia en otra se le conoce como **solubilidad**, a la sustancia presente en mayor cantidad se le conoce como disolvente, que para el caso que analizamos sería el agua y la sustancia en menor cantidad que se integra al disolvente en una mezcla homogénea se le conoce como soluto, en este caso es la sal.

Un disolvente admitirá tanta cantidad de soluto como tantos enlaces parciales (en el caso de la sal en el agua) o enlaces permanentes si hay reacción, le permita hacer su composición. Es por ello que al disolver sal en agua manteniendo la temperatura constante se llegara a la situación de que el agua no admita más sal, a esa condición se le conoce como una **solución saturada**. Sin embargo si el agua aumenta su temperatura incrementara también la cantidad de sal que pueda admitir (véase fig. 2.4). Las altas temperaturas a profundidades de explotación del petróleo y gas o más abajo, de donde pudiera aportarse el agua de formación favorece la disolución de sales.

La salinidad se refiere a la cantidad de sales totales disueltas. La proporción de sales disueltas en el agua de formación se conoce como concentración y se mide regularmente en **partes por millón**, abreviado **ppm**. Y se refiere a la cantidad de mg (miligramos) que hay en un kg de disolución.

Salinidad del agua del Golfo de México:	36 400 ppm
Salinidad típica de agua de formación en el campo Luna en la Cuenca del Sureste de México	250 000 ppm

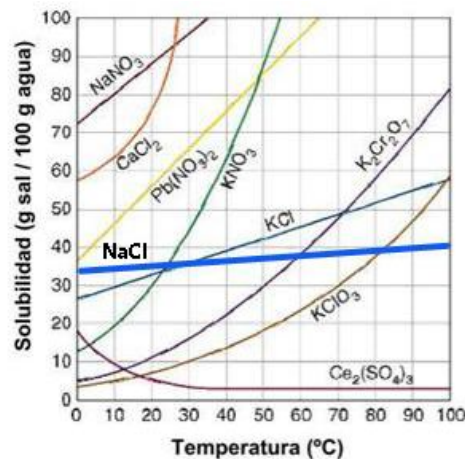


Fig. 2.9 Grafica del efecto que tiene la temperatura en el aumento de disolución de sales en agua saturada: NaNO₃ Nitrato Sódico, CaCl₂ Cloruro de Calcio, Pb(NO₃)₂ Nitrato de Plomo, KNO₃ Nitrato de Potasio, **NaCl Cloruro de Sodio**, KCl Cloruro de Potasio, K₂Cr₂O₇ Dicromato de Potasio, KClO₃ Clorato de Potasio, Ce₂(SO₄)₃ Sulfato de Cerio.

2.21.2 pH

La sigla pH significa “*potencial de hidrogeno*” es una escala simplificada que hace referencia a el exceso o ausencia de iones de hidrogeno en una sustancia lo que la hace tornarse acida o alcalina respectivamente. Se mide en una escala que va del 0 al 14 en la que la media, el numero 7, representa el equilibrio (es el pH del agua destilada considerada neutral en la escala). Quedando del 0 al 6 para las sustancias acidas y del 8 al 14 para las sustancias alcalinas (básicas).

Como se menciona al inicio de la presente investigación durante el depósito de las rocas sedimentarias todo el espacio restante que no se encontró ocupado por materia orgánica o sedimentos se saturo de agua de mar, por lo que podemos considerar que desde el inicio el agua de formación fue salada. Y que en esa etapa donde queda atrapada en el sedimento tiene su nivel más bajo de salinidad, ya que con el paso del tiempo geológico y soterramiento su salinidad seguirá incrementándose producto de su contacto con la roca y el aumento de temperatura.

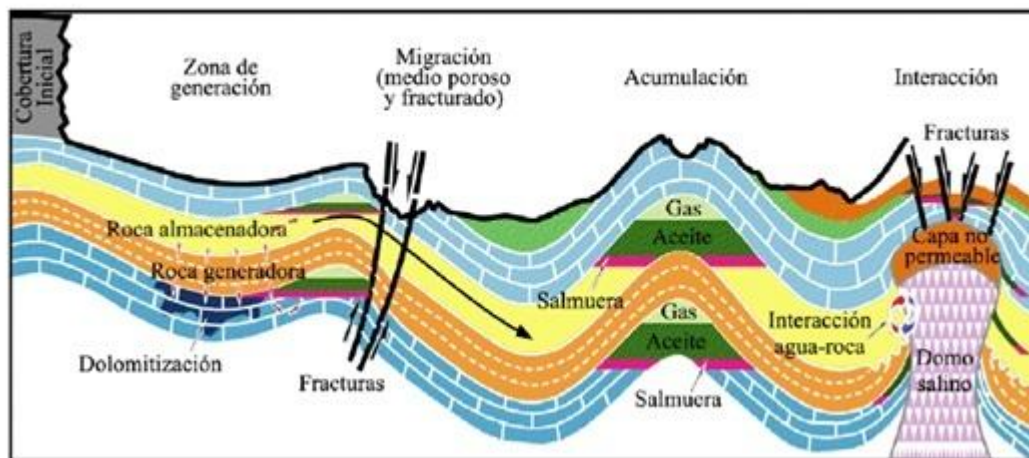


Fig. 2.10 Muestra la interacción del agua de formación con la roca que la almacena y con cuerpos salinos que aumentan la concentración de sal. Además se muestra el aporte de agua de dos direcciones: de fuentes más superficiales ó de mayor profundidad a través de fracturas. Tomado de

La composición y proporción de elementos en el agua producida varían en gran medida de campo a campo, dependiendo del tipo y edad del yacimiento, fuentes de aporte y tipo de hidrocarburo producido. La particular solubilidad del agua le permite integrar a su estructura tanto aniones (átomos o moléculas con carga eléctrica negativa) como cationes (carga eléctrica positiva) provenientes de sales, en el caso del agua producida los componentes presentes habitualmente son:

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

Cationes

Sodio (Na⁺)
 Calcio (Ca⁺⁺)
 Magnesio (Mg⁺⁺)
 Hierro (Fe⁺⁺⁺)
 Bario (Ba⁺⁺)
 Estroncio (Sr⁺⁺⁺)
 Radio (Ra⁺⁺⁺)
 Litio (Li⁺)
 Potasio (K⁺)

Aniones

Cloruro (Cl⁻)
 Bromo (Br⁻)
 Yodo (I⁻)
 Sulfato (SO₄^{- -})
 Carbonato (CO₃^{- -})
 Bicarbonato (HCO₃^{- -})

Aunque los constituyentes más abundantes en el agua de formación son el Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, SO₄²⁻, Cl⁻ y HCO₃⁻. El Ca proviene de rocas sedimentarias fundamentalmente como carbonatos (calcita, aragonita, dolomita, etc.) y sulfatos (yeso y anhidrita). El Mg menos abundante se hereda de agua marina o proviene de la disolución de rocas carbonatadas (dolomías y calizas magnesianas). El Na se presenta de la disolución de rocas sedimentarias de origen marino y disolución de depósitos evaporíticos en los que se presenta fundamentalmente como NaCl. En las salmueras se encuentra en alta concentración por el contacto agua-evaporitas, por lo que un incremento en su concentración indica interacción directa con domos salinos, presentes con frecuencia en sistemas petroleros. El SO₄²⁻ proviene principalmente de la oxidación de sulfuros (distribuidos ampliamente en rocas ígneas y sedimentarias) y de la descomposición de sustancias orgánicas.

Pozo Cactus 107 Productor Mesozoico Prof. 4 175 m (cima)		Pozo Bellota 159 Productor Jurasico Superior Prof. 5 697 m (cima)		Pozo Castarrical 21 Productor Terciario Prof. 3 223 m (cima)	
Elemento	ppm	elemento	ppm	Elemento	Ppm
SDT	45 417	SDT	138 272	SDT	202 229
Cl	26 732	Cl	82 863	Cl	125 773
Br	216.4	Br	883.7	Br	153.7
I	11.1	I	18.9	I	26
SO ₄	416.5	SO ₄	2 223	SO ₄	144.2
Na	13 284	Na	26 132	Na	28 991
K	1 150	K	4 134	K	5 158
Mg	297	Mg	1 469	Mg	2 589
Ca	2 807	Ca	20 735	Ca	35 345
Li	13.5	Li	35.6	Li	39.8
Sr	131.7	Sr	1 073.7	Sr	2 003.5
Fe	10.8	Fe	88.5	Fe	144

Tabla 2.1 Se muestra de manera comparativa el contenido de sólidos disueltos totales (STD) y composición por iones presentes en el agua producida provenientes de tres pozos de la cuenca petrolera del sureste mexicano, (una mayor cantidad de composición de agua producida para diversos pozos del sureste se presenta en el **anexo 2** de este trabajo).

2.22 Otros elementos presentes en el agua producida

El agua producida tiene asociados otros elementos además de su contenido de sales disueltas que acarrea durante su recorrido desde el yacimiento hasta su separación en superficie y por su contacto con los hidrocarburos producidos.

2.22.1 Partículas sólidas

El agua puede acarrear a la corriente también sólidos dispersos como partículas de arena, limo, carbonatos, apuntalantes (partículas utilizadas para mantener la geometría de fracturas artificiales en el pozo), productos de corrosión de la tubería entre otros. Las cantidades pueden ir desde insignificantes hasta una mezcla sólida importante que puede afectar la eficiencia de la reparación aceite-agua en superficie.

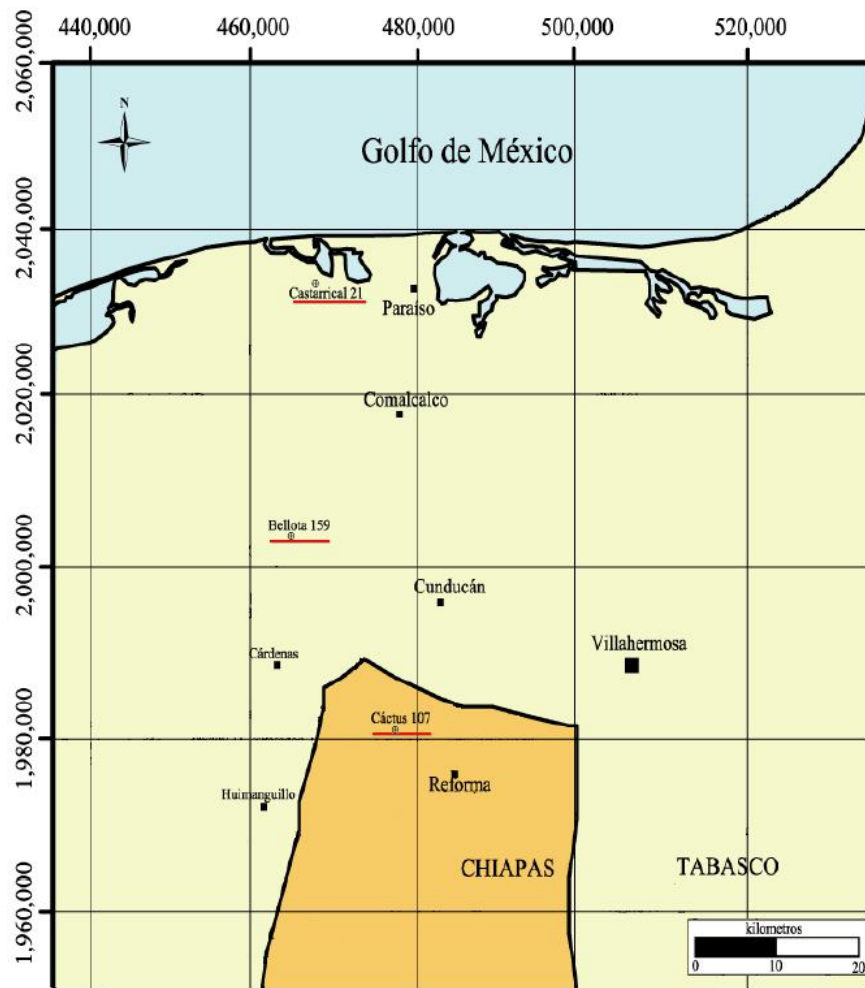


Fig. 2.11 Ubicación geográfica de los tres pozos de los que se muestra su composición en la tabla 1.5.

2.22.2 Metales

La presencia de metales dependerá de cada campo, de la edad y la geología de la formación productora. Los metales que podrían encontrarse asociados al agua producida son Zinc (Zn), Manganeseo (Mg), Plomo (Pb), Hierro (Fe) y Bario (Ba). (*Bansal y Caudle* 1999).

2.22.3 Material radioactivo

Existe material radioactivo presente en algunas formaciones geológicas y podría ser traído a superficie con el agua producida. Los compuestos radioactivos conocidos son el Radio 226, el Radio 228 y el Estroncio 90 los cuales resultan de un decaimiento del Uranio ó Torio asociados con ciertas rocas y arcillas. Detectado principalmente en pozos de la cuenca del oeste del Rio Mississippi, EU. (*Gäfvert T, Faerevik I.,* 2004).

2.22.4 Componentes orgánicos disueltos

La temperatura y el pH pueden favorecer la solubilidad de compuestos orgánicos, los hidrocarburos que a ciertas condiciones alcanzan a disolverse en el agua producida incluyen ácidos orgánicos, hidrocarburos poli-cíclicos aromáticos, fenoles y volátiles. Estos compuestos son moléculas *anfipáticas*, es decir, tienen una región apolar (la cadena de hidrocarburos) que repele al agua y otra región polar hidrófila que es la que interactúa con los puentes de hidrogeno del agua.

2.22.5 Trazas de químicos de tratamiento

Las sustancias adicionadas a la mezcla hidrocarburos agua para su tratamiento representan la parte de mayor toxicidad para el ambiente. Dichas sustancias pueden incluir biocidas, rompedores de emulsión e inhibidores de corrosión.

Gotas de aceite disperso

Una cantidad de pequeñas gotas de petróleo queda en emulsión dispersa en el agua producida aun después del tratamiento de separación aceite-agua, la cantidad de aceite en conjunto de estas gotas dependerá de la eficiencia del tratamiento de separación.

Bacterias

Puede existir una cantidad de bacterias en el agua producida que puede dificultar el proceso de rompimiento de la emulsión, además de la formación de ácido sulfhídrico.

2.3 Tratamiento del aceite producido.

Una vez extraído el aceite del subsuelo pasa a través de varios equipos siguiendo un proceso que tiene como fin separarlo de los demás componentes de la corriente de producción y estabilizarlo para entregarlo a refinación o venta, el tratamiento del aceite comprende:

- **Estabilización del aceite**, remover gas en multietapas de separación.
- **Deshidratación del aceite**, quitar el agua libre y agua en emulsión.
- **Desalado**, abatir el contenido de sal en el aceite adquirido por el contacto con la formación y el agua salada producida.
- **Endulzamiento**, En caso de que el aceite presente una cantidad importante de H₂S este deberá ser eliminado del aceite.

El agua producida esta directamente involucrada en dos de las etapas de tratamiento del aceite; la deshidratación y el desalado, que se mencionan a continuación de forma general.

La corriente de producción de varios pozos se mezcla en el sistema de recolección de producción para conducirse a una zona de acondicionamiento del aceite y el gas. En esta zona es donde generalmente se separa el agua de los hidrocarburos. En vista de que en la actualidad es frecuente tener un alto corte de agua en la corriente de producción toma especial importancia alcanzar la máxima eficiencia para la deshidratación y desalado principalmente del aceite.

Para el caso del flujo del aceite y el agua que no se disuelven uno en otro, viajan durante todo el recorrido hasta las instalaciones de separación en forma de mezcla de tipo emulsión.

2.31 El concepto de emulsión

Una *emulsión* es un sistema formado por dos sustancias en fase líquida no miscibles o parcialmente miscibles, en el que toda o parte de una sustancia está contenida en la otra de forma dispersa, mantenidas así por un agente emulsificante.

Dicho sistema se caracteriza por mantener pequeñas gotas de un líquido suspendidas en otro líquido continuo debido a que a cada gota dispersa le rodea una capa de un *emulsificante* que la encapsula y no le permite unirse a otra gota del mismo líquido para formar una fase continua. Pueden presentarse emulsiones tipo agua en aceite (w/o por sus siglas en

ingles) en la que el agua está dispersa en la fase continua de aceite, o de manera inversa aceite en agua (o/w). En la industria del petróleo la emulsión más común es agua en aceite (w/o).

El tamaño de las gotas dispersas en la fase continua generalmente se encuentra en un rango entre 0.1 a 10 μm (micras, millonésimas partes de metro) el cual cambia con el tiempo deponiendo de la estabilidad de la emulsión.

2.31.1 Tensión superficial

Es la fuerza resultante en la superficie del líquido debido a que el radio de acción de las fuerzas moleculares en los líquidos es relativamente pequeño y solo influye en las moléculas vecinas más cercanas. En la parte cercana a la superficie hay menos moléculas por lo que la fuerza resultante en las moléculas de esa zona es más intensa hacia el interior del líquido.

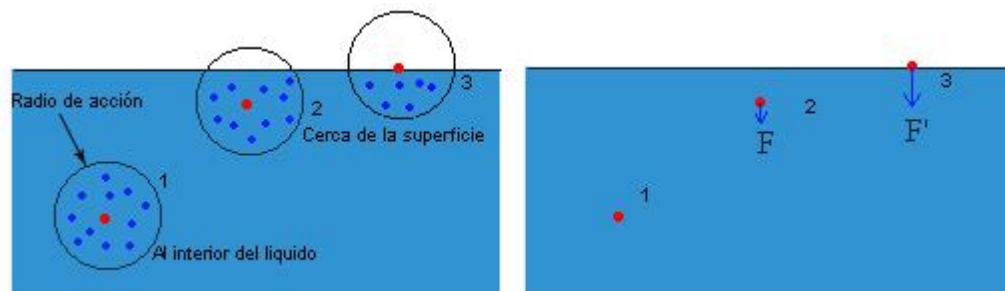


Fig. 2.12 Fuerza que provoca la tensión superficial. Considerando un líquido en equilibrio, en la molécula analizada (rojo) en el punto 1 todas las fuerzas de otras moléculas (azul) en su radio de acción tienen una resultante nula, en el caso de 2 y 3 como no hay más moléculas del mismo líquido después de la superficie, la resultante se dirige hacia el interior del líquido.

2.31.2 Tensión interfacial

La interfase es el término que se usa para designar la zona en la que los límites de dos sustancias inmiscibles están en contacto (líquido/líquido, líquido/sólido) pero es especialmente usado para hacer referencia al contacto líquido/líquido. Las moléculas de la interfase entre los dos líquidos estarán sometidas a fuerzas debidas a su respectiva tensión superficial además de interactuar con fuerzas tipo Van der Waals con las moléculas del otro líquido. La tensión interfacial tiene un valor intermedio entre los valores de las tensiones superficiales de los dos líquidos.

2.31.3 Tensoactivo

Un tensoactivo es básicamente aquella molécula de un agente emulsificante, que es el elemento que hace estable una emulsión, tiene una parte lipofila “no polar” (es decir que puede disolverse en aceite) y otra parte hidrófila o “polar” (que puede disolverse en el agua). El ejemplo de un emulsificante con el que se mantiene contacto cotidiano es el shampoo, que está constituido en parte por la molécula de dodecilsulfato sódico ($C_{12}H_{25}NaO_4S$) un tensoactivo presente en jabones y detergentes.

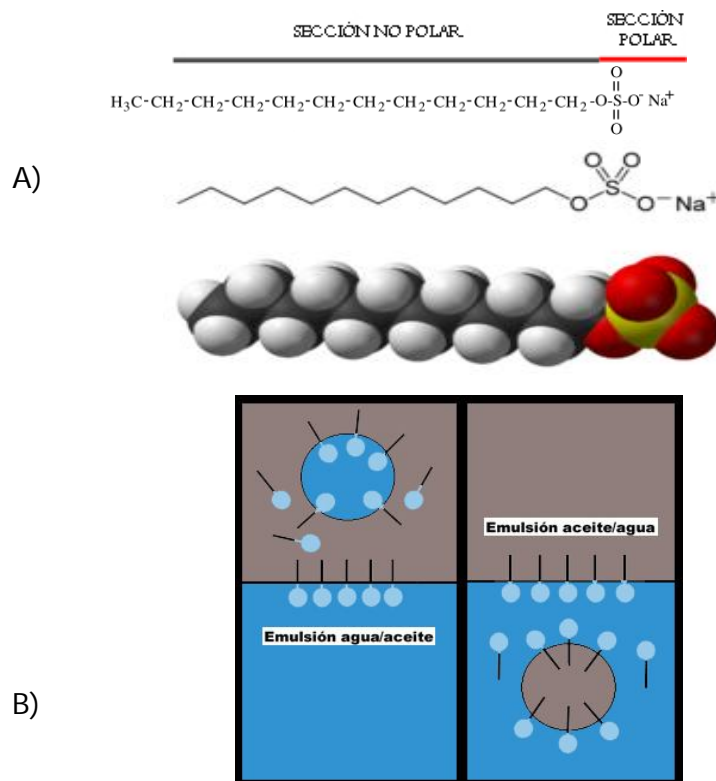


Fig. 2.13 A) Representación de un tensoactivo el dodecilsulfato sódico. B) Arreglo de tensoactivos sobre una gota en los dos tipos de emulsiones w/o, o/w y sobre la interfase de ambos líquidos.

Los agentes emulsionantes presentes en la corriente de aceite y agua que favorecen la formación de la emulsión son:

Propios del mezcla o/w	*Sólidos finamente divididos	Químicos añadidos
Asfaltenos	Arenas	Inhibidores de corrosión
Resinas	Arcilla	Dispersantes de parafinas
Ceresoles	Esquisto	Químicos de estimulación
Fenoles	Limo	Biocidas
Ácidos orgánicos	Productos de la corrosión	
	Incrustaciones minerales	
	Ceras	
	Parafinas cristalizadas	

Tabla 2.2 Agentes emulsionantes en la corriente de producción. * Aunque algunos sólidos propiamente no son tensoactivos, se rodean de tensoactivos que les dan la propiedad de adherirse a la gota causando el mismo efecto.

2.31.4 Agitación

La agitación es la tercera condición para que se forme una emulsión (dos líquidos inmiscibles y un agente emulsificante son las otras dos condiciones), en una mezcla de agua y aceite en equilibrio los tensoactivos por sus propiedades se acomodan en la interfase pero la turbulencia o agitación en la mezcla causa que los líquidos se rompan en pequeñas gotas. Los tensoactivos entonces migran de la interfase a formar una película interfacial particular alrededor de las gotas, y otra parte de los tensoactivos se vuelve a colocar en la interfase impidiendo así que las gotas y el líquido se toquen entre sí para unirse de nuevo (*coalescencia*), inclusive se repelerán por el cambio de distribución de carga.

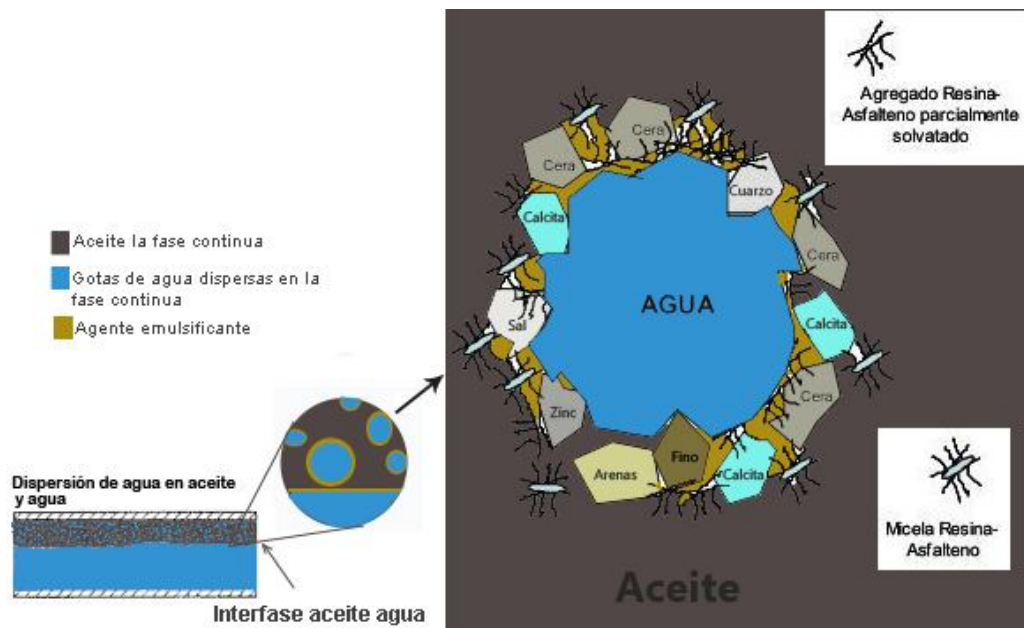


Fig. 2.14 Flujo de agua y aceite en una tubería horizontal en la que se forma una emulsión agua en aceite (w/o) en la parte del aceite. (Cardona E.)

2.31.5 Factores que afectan la emulsión

- *Grado de agitación o turbulencia* – Una mayor agitación provoca una mayor combinación tensoactivos gotas dispersas aumentando la estabilidad de la emulsión.
- *Viscosidad del aceite* – A mayor viscosidad del aceite producido mayor estabilidad
- *Tiempo* – A mayor tiempo la película que rodea las gotas se engruesa y la emulsión se torna más resistente.
- *pH del agua producida* – Si el pH es menor a 10 las emulsiones son w/o y tienden a ser más estables; si pH es mayor a 10 (más alcalino) se presentan emulsiones o/w.
- *Temperatura* – A bajas temperaturas la emulsión se estabiliza más.

2.32 Deshidratación del aceite

Las principales razones para eliminar el agua del aceite (deshidratación) y retirar el contenido de sal que se asocia a este por el contacto con el agua de formación (desalado) son:

- Manejar una corriente de producción con agua producida y sedimentos de un lugar a otro, especialmente cuando la distancia es considerable, supone una importante elevación de los costos de transporte, debido a la capacidad ocupada de fluidos que no tiene valor comercial, además de acortar la vida útil de las instalaciones.
- Los compradores del aceite (refinerías locales o clientes de exportación) establecen un rango máximo de contenido de agua, sedimentos y sales en el aceite para recibirlo a la compra. En México los estándares que se manejan es un contenido de máximo de:

Venta refinerías locales 0.5% de agua en el aceite y menos de 25.30 libras de sal por cada 1000 barriles de aceite.

Exportación 0.1 % de agua y menos de 10 libras de sal por cada 1000 barriles de aceite.

Par el gas: El contenido de agua debe ser de 450 ppm como máximo.

- Los minerales de sal presentes en el agua producida corroen tuberías, equipo de producción, instalaciones de transporte y tanques de almacenamiento.
- La viscosidad se ve incrementada por la cantidad de agua y decremento de la temperatura, se estima que para un aceite de 30 °API adicionar 1% de agua a la

corriente incrementa la viscosidad del aceite en 2%; si el aceite es más pesado 15 °API el incremento de la viscosidad es de 4% (Lucas R. N.)

- El precio de compra-venta del aceite se hace en base a su densidad en grados API, el agua disminuye los grados API porque aumenta el peso del aceite, reduciendo el precio de venta.

La separación de los fluidos se procura tan pronto como es convenientemente posible realizarse, para el caso de los líquidos la separación aceite-agua puede comenzar desde la primera etapa de separación con un separador trifásico; el cual separa además del gas de los líquidos, el agua no emulsionada o también llamada **agua libre**. El proceso de separación de líquidos tiene lugar debido a diferencia de densidades asentándose el agua en la parte baja de la columna de fluidos.

Dependiendo del tipo de aceite y la disponibilidad de recursos se combinan los siguientes métodos de deshidratación del aceite:

- **Asentamiento por gravedad**
- **Calentamiento**
- **Tratamiento eléctrico estático**
- **Tratamiento químico**

2.32.1 Ley de Stokes

La separación del aceite y el agua que no están emulsionadas ocurre por efecto de la fuerza de gravedad haciendo que las gotas de mayor peso (en este caso las de agua) caigan al fondo del separador. La teoría que describe este fenómeno es la Ley de Stokes:

$$V = C \frac{gd^2(\rho_d - \rho_f)}{18 \mu_f}$$

V= Velocidad pseudo estática de sedimentación/ascenso de la gota de agua a través del aceite (cm/hr)

g = Constante de aceleración de la gravedad (cm/s²)

d = Diámetro de la gota (micras, μ)

ρ_d = Densidad de la gota fase dispersa (gr/cm³)

ρ_f = Densidad del fluido, fase continua (gr/cm³)

μ_f = Viscosidad absoluta de la fase continua (cp)

C= 0.36 Constante para cambio de unidades

Debido a esto, en la separación del agua se requiere un tiempo de retención de los fluidos en el separador que dependerá de la velocidad de asentamiento y de que tan eficientemente se libere la parte del agua emulsionada. Algunas condiciones que aceleran la velocidad de asentamiento:

- Aumentar la diferencia de densidades entre el aceite y el agua ($\rho_a - \rho_f$) elevando la temperatura de la mezcla, o utilizando disolventes
- Aplicando calor para que la viscosidad μ_f disminuya
- Aumentar el tamaño de la gota, rompiendo la emulsión que mantiene aisladas las gotas permitiendo que estas se toquen directamente provocando su *coalescencia*.

2.32.2 Floculación

Hacer chocar o poner en contacto las gotas emulsionadas de la fase dispersa para promover la formación de gotas de mayor tamaño.

2.32.3 Coalescencia

Mientras las gotas se encuentren emulsificadas, el agente tensoactivo que las rodea no permitirá que se toquen directamente, cuando el tensoactivo desaparece o se debilita lo suficiente en la superficie de la gota, estas se unen para formar gotas más grandes que se separan del aceite por decantación.

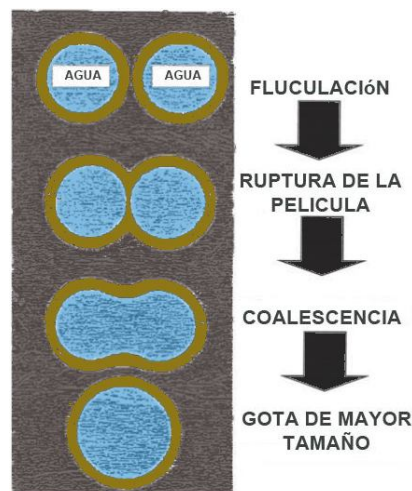


Fig. 2.15 Diferentes momentos en el rompimiento de la emulsión pasando por la floculación y la coalescencia.

2.32.4 Separadores trifásicos

El tratamiento de los líquidos puede comenzar desde la primera etapa de separación con un separador trifásico en el que los fluidos se acomodan en una columna de acuerdo a sus densidades y son manejados a la salida en líneas de descarga independientes. Estas unidades de tres fases tienen dos controles de nivel que son frecuentemente combinados con placas internas y cajones para regular los niveles de aceite-gas y aceite-agua.

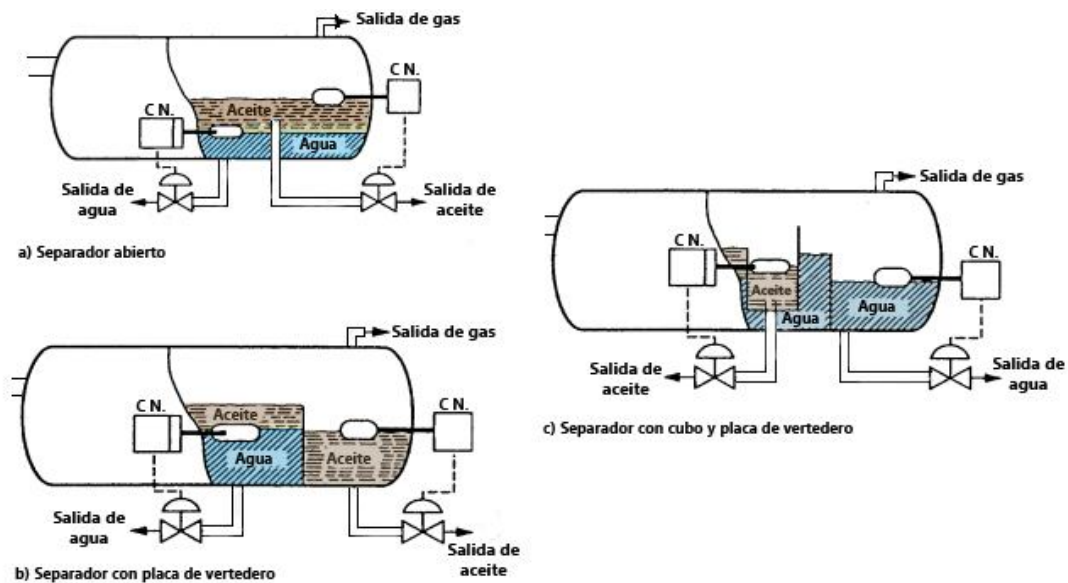


Fig. 2.16 Separador trifásico horizontal. Desde un separador abierto hasta la inclusión de barreras y cubo para el control del nivel de líquidos.

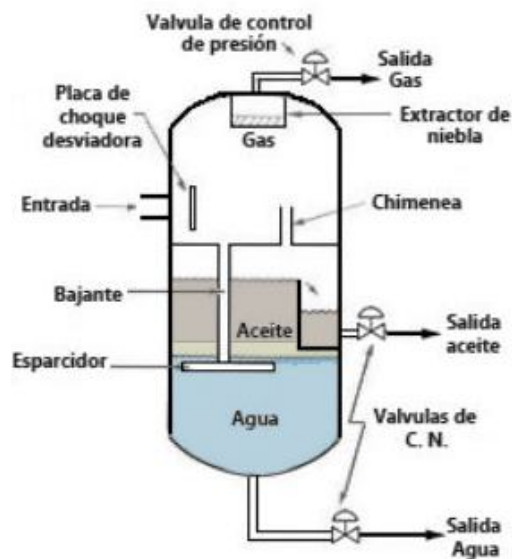


Fig. 2.17 Separador trifásico vertical. Cuenta con una placa de choque que desvía los líquidos hacia una bajante, que en el fondo tiene un área que esparce los líquidos que se acomodan por diferencia de densidades.

2.32.5 Eliminadores de agua libre

Si la corriente proviene de una separación bifásica y se presentan grandes cantidades de agua pueden utilizarse tanques deshidratadores conocidos también como eliminadores de agua libre ó FWKO (por sus siglas en ingles Free Water Knock Out) que retiran el exceso de agua que no está emulsionada y se asienta rápidamente. El agua es separada por gravedad y retirada una vez asentada, evitando un costo extra al no tratar toda el agua en los siguientes equipos, solamente la que se encuentra en emulsión.

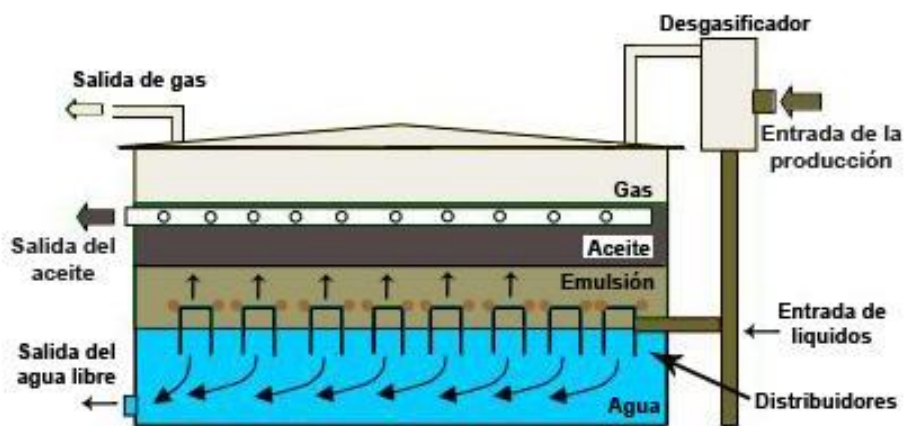


Fig. 2.18 Eliminador de agua libre. De funcionamiento simple cuentan con placas desviadoras de flujo y zonas de coalescencia, disminuyen la cantidad de agua a tratar para el rompimiento de la emulsión en equipos posteriores.

La mezcla de líquidos de entrada debe distribuirse lo mejor posible en la zona de la emulsión del tanque por encima del agua libre, esto para asegurar que no se formen corrientes preferentes que acarren los fluidos entrantes directamente a la salida sin darles tiempo a separarse (un corto circuito). Y además para aprovechar los químicos desemulsificantes que se adicionan para mejorar la separación y se acumulan en la interfase aceite-agua del lado del aceite.

Un factor clave que incide en la separación de líquidos en estos eliminadores de agua libre es el tamaño de la partícula, pues entre más pequeña sea esta perderá velocidad de asentamiento como lo muestra la Ley de Stokes, lo que condiciona la cantidad de tiempo que los líquidos permanecen en el tanque hasta que la calidad de la separación programada suceda (tiempo de retención).

Debido a que no se adiciona energía externa en la operación de este equipo la separación de líquidos se afecta si:

- La presencia de gas aun es importante al llegar al eliminador
- Altas velocidades de flujo
- Alta densidad del aceite
- Baja salinidad del agua producida
- Descensos en la temperatura de los fluidos

2.32.6 Adición de químicos desemulsionantes

Dichas sustancias químicas son también tensoactivos, que se absorben en la interfase aceite-agua de la película que envuelve la gota y en la actualidad son generalmente polímeros de alto peso molecular (los primeros desemulsionantes fueron jabones). Estos químicos desemulsionantes una vez absorbidos en la interfase causan el efecto contrario al agente estabilizador y disminuyen la tensión interfacial provocando el rompimiento de la capa envolvente y/o desplazar el agente estabilizador de la emulsión liberando a la gota de agua.

Si se decide usar desemulsionantes como parte del tratamiento de los líquidos estos deberán ser añadidos lo más pronto posible en la corriente de producción, en fondo del pozo o en cabeza de ser posible, para dar mayor tiempo a que actúen.

La selección del químico a utilizar y la dosis en la que se debe agregar es un procedimiento complejo que requiere de una muestra representativa de la corriente de producción y la estimación de la agitación a lo largo del transporte.

El tratamiento químico ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de emulsiones en casos específicos puede llegar a ser completamente prevenida si se adiciona el desemulsionante en las primeras etapas del transporte.
- Se favorece el rompimiento de la emulsión a temperaturas considerablemente bajas, ahorrando combustible y reduciendo la pérdida de calidad del aceite.

Desventajas:

- La mayor desventaja es que de no seleccionar el químico adecuado puede producirse una nueva emulsión aun más difícil de romper que la original o bien la cantidad

aplicable no sea la adecuada y ocurra una sobredosificación, entonces se formara una emulsión inversa.

- Representa un costo elevado, constante y rara vez puede ser resuelto el problema solamente adicionando desemulsionantes.

2.32.7 Efecto de adicionar calor al tratamiento de la emulsión

Elevar la temperatura los líquidos acelera el rompimiento de la emulsión y la coalescencia de las gotas de agua, además como lo expresa la ecuación de Stokes si la viscosidad de la fase continua disminuye, la velocidad de asentamiento de las gotas dispersas aumenta proporcionalmente.

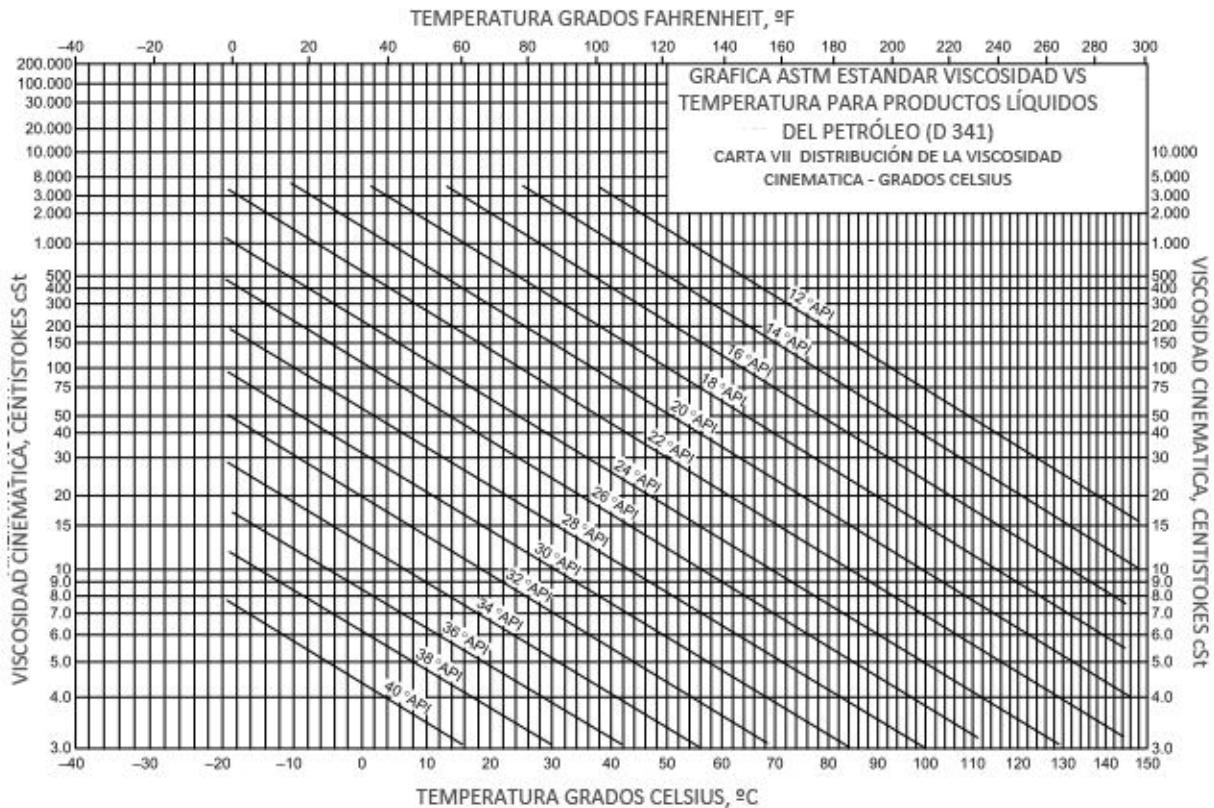


Fig. 2.19 Grafica del comportamiento de la viscosidad cinemática cSt (es la viscosidad absoluta, cp entre la densidad del fluido) con respecto a la temperatura para diferentes calidades de aceites. Traducida de ASTM D-341 Steward M. & Arnold K. 2009

En general adicionar calor tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad principalmente de la fase continua
- Incrementa la diferencia de densidades entre el agua producida en emulsión y el aceite lo que acelera el asentamiento de la gota de agua (Ley de Stokes)
- Disuelve parafinas cristalizadas y asfáltenos que le dan estabilidad a las emulsiones
- Debilita la película de tensoactivo que emulsiona las gotas de agua
- Expande la gota de agua tendiendo a que esta rompa la película que la rodea

Desventajas:

- Volatiliza las fracciones más ligeras y de mayor valor económico del aceite hacia la corriente de gas.
- Se requiere una fuente constante de combustible para generar el calor suministrado.
- Aumenta la severidad de la corrosión en el equipo
- Se incrementa el riesgo de accidente en las instalaciones al colocar en contacto una fuente de calor y un combustible.

El calor que se le administra a la emulsión puede ser de manera directa o indirecta. De manera directa pone en contacto la emulsión con el dispositivo (caja, tubería, cubierta, etc.) que está recibiendo el calor producido por la quema del combustible. Y de manera indirecta cuando se calienta previamente algún fluido, generalmente agua, y se circula por una tubería de contacto que transfiere el calor cedido por el agua caliente a la emulsión.

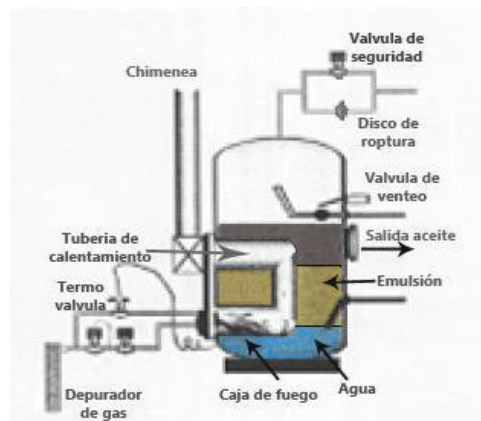


Fig. 2.20 Calentador vertical a fuego directo, los sedimentos se van al fondo del calentador, el calor acelera la coalescencia de las gotas de agua que se asientan.

2.32.8 Tratamiento Electroestático

Romper la emulsión también puede suceder si las gotas pasan a través de la influencia de un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos suspendidos en la fase de aceite. Esto tiene la intención de acentuar el carácter polar de la gota de agua emulsionada y que la distribución de carga en esta se reacomode desplazándose las cargas positivas hacia el electrodo negativo y viceversa si la corriente administrada es directa (CD), ó que oscilen y se muevan a determinado ritmo si la corriente es alterna (CA). Esto origina una atracción entre gotas del mismo tamaño incrementando su contacto y posterior coalescencia para formar cada vez gotas más grandes lo que permite que su asentamiento por gravedad sea más rápido.

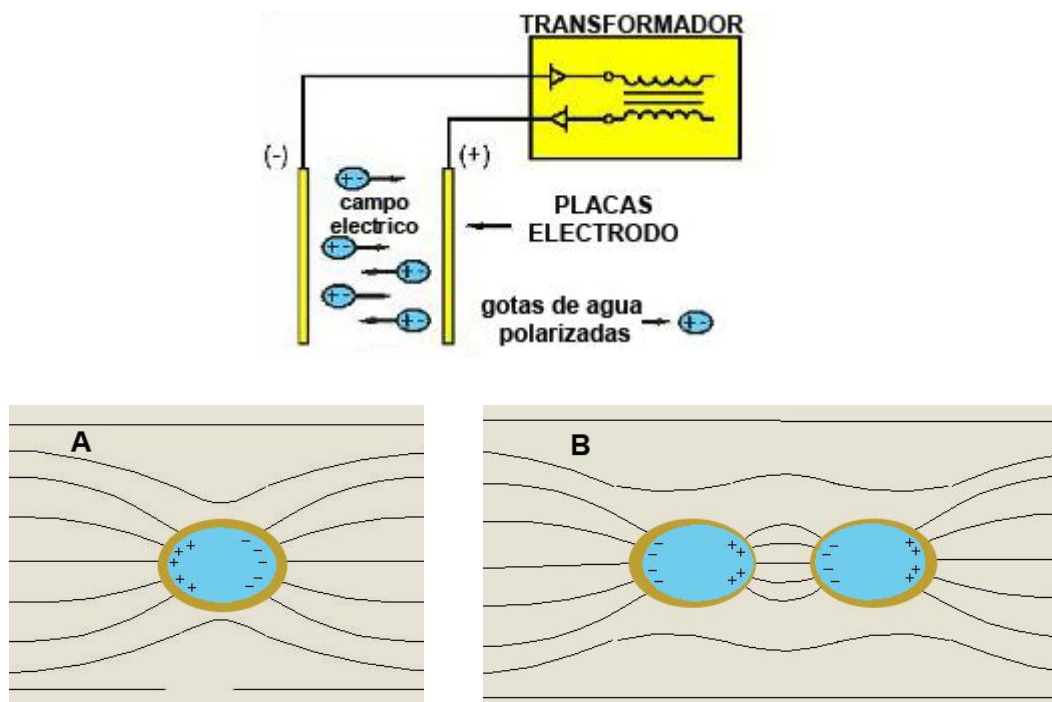


Fig. 2.21 Efecto de polarización del campo eléctrico sobre las gotas de agua en la emulsión. A. Se forma un dipolo en la gota de agua por la influencia del campo eléctrico. B. Dos gotas eléctricamente cargadas se atraen.

Un campo eléctrico muy intenso limita el volumen máximo que la gota pueda alcanzar, dado que al alcanzar determinado tamaño su peso la hará caer hacia la fase aceite-agua saliendo de la influencia del campo eléctrico. Sin embargo un campo eléctrico intenso es

necesario para que las gotas más pequeñas, del orden de 5 μ adquieran velocidades horizontales que promuevan su coalescencia.

Hay dos tipos de deshidratadores electrostáticos de acuerdo a su capacidad de tratamiento:

1. De baja capacidad, se usa para aceites pesados con emulsiones estables.
2. De alta capacidad, usados para tratar aceites ligeros con presencia de emulsiones débiles.

En general los tratadores electrostáticos se usan a la par de otros principios para la separación de agua producida como eliminadores de agua libre, calentadores, y adición de químicos desemulsificantes, combinados en un mismo flujo de tratamiento o por separado cuando se cumple alguna condición como:

- Cuando el gas a ocuparse como combustible para el calentamiento no está disponible en cantidad suficiente o es muy caro
- Cuando la pérdida de gravedad específica provocada por el calentamiento es económicamente importante
- Cuando grandes volúmenes de aceite deben de ser tratados en una locación a través de un mínimo número de equipos

Las principales ventajas del tratamiento electrostático son:

1. La emulsión puede romperse a una menor temperatura comparado con solo usar un calentador.
2. Se alcanza a remover una mayor cantidad de agua lo cual junto con una temperatura más baja de operación disminuye el potencial de corrosión.
3. La concentración de químicos desemulsificantes puede abatirse considerablemente.
4. Puede romperse la emulsión de gotas muy pequeñas.
5. Un incremento en la cantidad de agua tratada permite que las dimensiones del equipo sean menores, lo que convierte a este tipo de tratamiento en una buena opción para tratamiento costa afuera.

2.33 Desalado del aceite

El propósito de este proceso es eliminar las sales y sólidos en suspensión que quedan en el aceite, estos elementos se encuentran presentes en pequeñas gotas de agua dispersas en el aceite aún después de la deshidratación por lo que la salinidad del aceite es función del contenido de agua salada remanente. Se retira la sal del aceite para evitar corrosión en las tuberías de transporte y posibles problemas en el refinamiento como el envenenamiento de catalizadores.

Imaginemos que después de la deshidratación el aceite sale con 1% de agua, y que la salinidad de esta última es de 200 000 ppm, lo que indicaría una salinidad del aceite de 2000 ppm (701 lb/1000bbl). Existiría entonces la necesidad de desalarlo, para llevarlo a la condición de 10 lb/1000bbl para su venta al extranjero por ejemplo.

El desalado consiste en mezclar el aceite 'salado' con agua de lavado, agua fresca o con baja concentración de sales para diluir la sal contenida y después deshidratar de nuevo el aceite. La habilidad de introducir el agua de lavado al aceite sin crear una emulsión y al mismo tiempo lograr un mezclado homogéneo entre el aceite y el agua es esencial en este proceso.

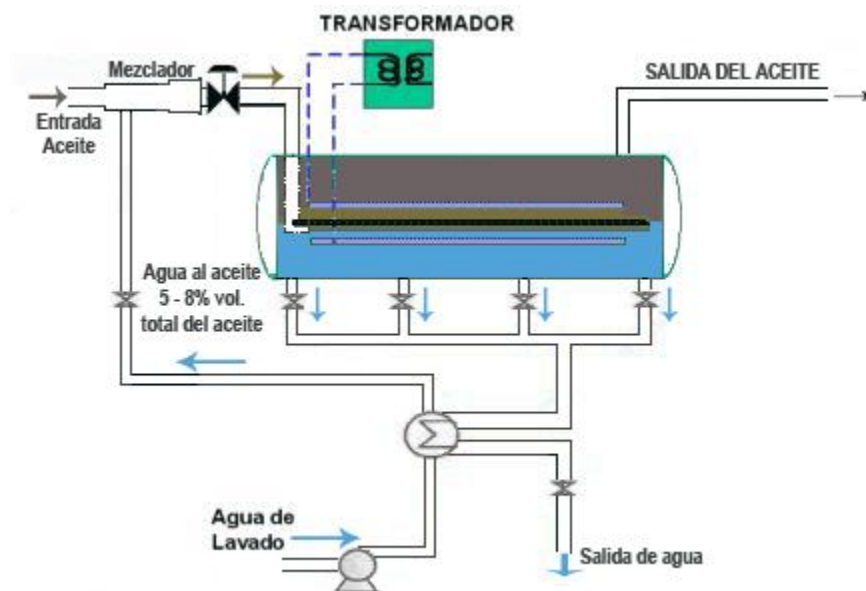


Fig. 2.22 Desalador que mezcla a la entrada el aceite con agua de lavado y posteriormente deshidrata aplicando celdas electrostáticas.

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

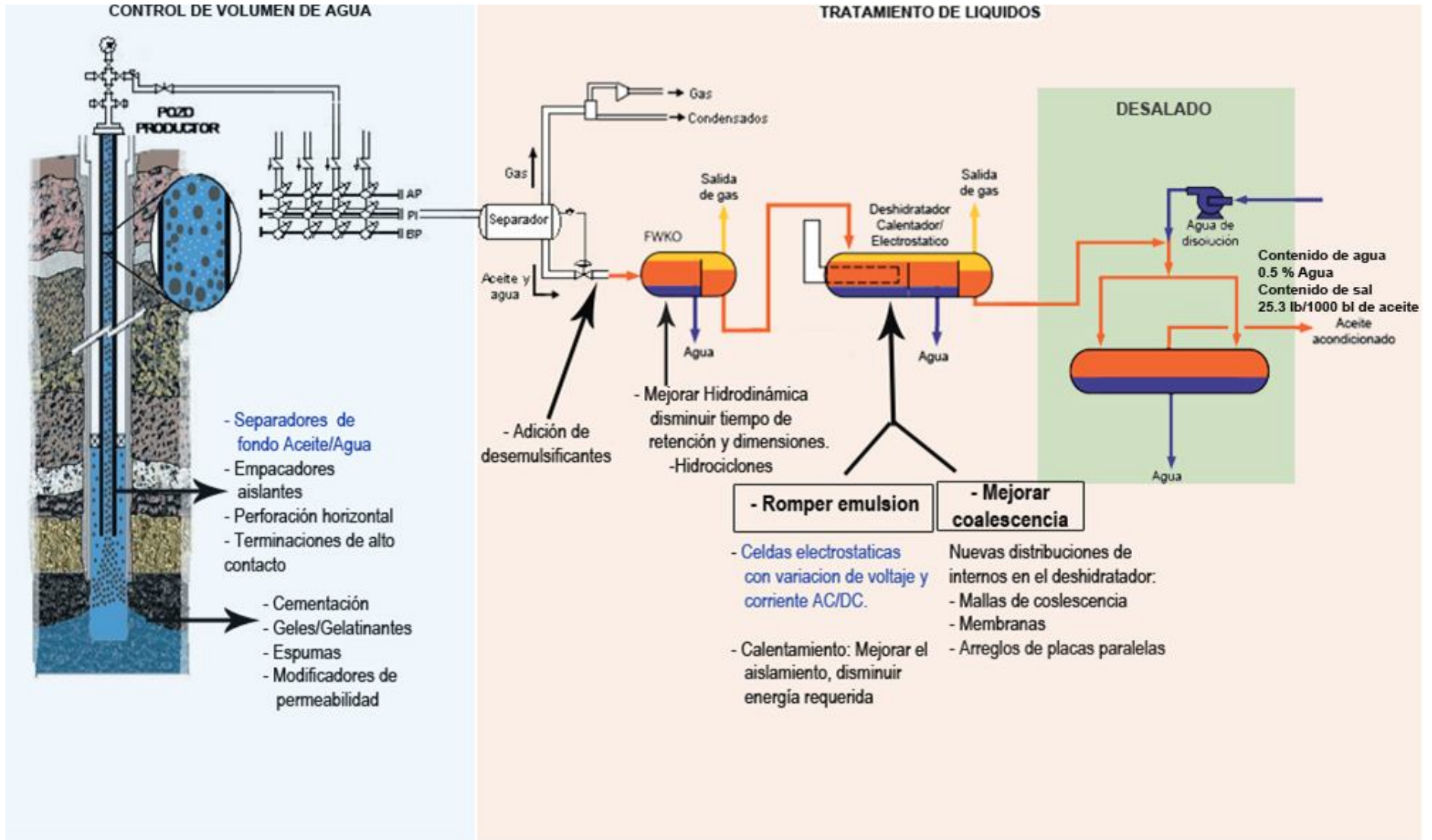


Fig. 2.23 Resumen del capítulo. Agua en el sistema de producción, deshidratación y desalado. Se hace mención también de otras alternativas para mejorar la eficiencia de la deshidratación.

CAPÍTULO 3

PROBLEMAS CAUSADOS POR EL MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA

El desecho más común en la industria petrolera sobre todo para el caso de aceite, es precisamente el agua producida, se considera como un promedio **a nivel mundial que por cada barril de aceite producido se extraen 4 barriles de agua**, relación que tiende a crecer para el futuro próximo. En Estados Unidos donde la explotación de hidrocarburos ha sido mucho más intensa que en México la relación actual es de 9 barriles de agua por uno de aceite, convirtiendo algunas compañías petroleras prácticamente en productoras de agua.

Tanta agua producida acarrea complicaciones para la producción de hidrocarburos que podemos agrupar en tres secciones generales:

- Daño a instalaciones de transporte, procesamiento y almacenamiento
- Eleva la dificultad del procesamiento, es decir la separación del aceite-gas y agua
- Como tratar el gran volumen de agua salada y desecharla una vez separada del aceite

3.1 Daño a instalaciones

3.1.1 Corrosión

Todos los metales tienden a corroerse con mayor o menor intensidad dependiendo de sus características químicas y de que tan expuestos se encuentren al agente que provoca la corrosión como el dióxido de carbono (CO_2), el ácido sulfhídrico (H_2S) o el oxígeno (O), pero es el último el que requiere menor concentración de ppm en la corriente de flujo para provocar el mayor daño (8 ppm de oxígeno dadas las condiciones puede corroer 20mm de metal por año⁴). El oxígeno juega un papel importante en la corrosión y no es frecuente encontrarlo presente en las instalaciones hasta el momento en el que se comienza a producir o inyectar agua.

⁴ Denis Brondel, Corrosion in the Oil Industry, 2008

Pero ¿Por qué ocurre la corrosión? Si existen dos tipos de metales diferentes cerca, ó una variación por pequeña que sea en la composición del metal de una misma tubería y la presencia de un medio electrolítico, como es el caso del agua, se convierte en un sistema potencial de corrosión. En este caso, el metal con la mayor tendencia a corroerse forma un polo negativo semejante a un ánodo, y si los dos metales están comunicados por un conductor, la otra sección del metal forma el polo positivo, un cátodo.

El ánodo pierde iones metálicos positivos (Fe^{++}) hacia el electrolito lo que causa una liberación de electrones y por ende la oxidación. El aumento de electrones en el metal genera un potencial eléctrico que los hace fluir a través del conductor hasta la sección que hace de cátodo. Ya en el cátodo este exceso de electrones es neutralizado por iones presentes en el electrolito, proceso conocido como reducción. Bajo esta situación la parte del metal que hace de ánodo sufrirá corrosión por tanto tiempo como el circuito descrito se mantenga, este juego de combinaciones de iones presentes en el electrolito y cedidos de los metales termina creando los productos de la corrosión como el sarro y otras partículas.

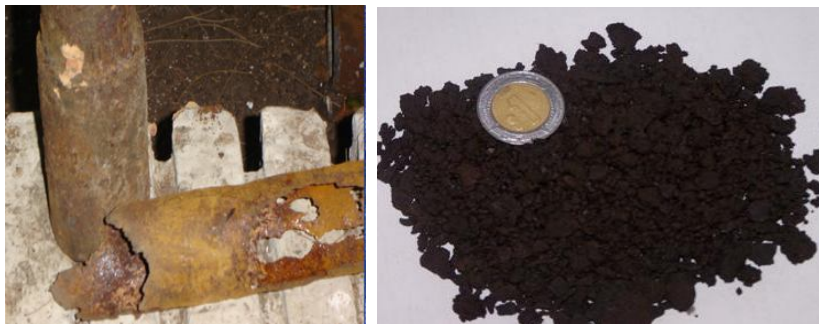
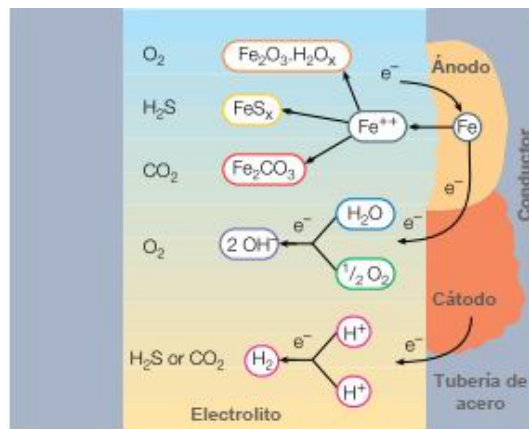


Fig. 3.1 Arriba, sistema de formación de la corrosión en tubería. Abajo, sus consecuencias: tubería corroída y residuos de corrosión en el campo Tamaulipas-Constituciones (2005)

3.12 Incrustaciones y depósito de sólidos

Las incrustaciones y depósito de sólidos asociados al agua que proviene de la formación se acarrean otros elementos como el Calcio (Ca), el Magnesio (Mg), el Hierro (Fe), Carbonatos (CO_3), sulfatos (SO_4), sílices y otras partículas finas que se depositan en la tubería y equipos de tratamiento cuando el agua disminuye parcialmente su característica de suspensión de sólidos.

Dichas incrustaciones y depósito de materiales en la tubería se presenta debido a un cambio en las condiciones termodinámicas del ambiente de transporte como la presión, la temperatura y las características salinas del agua, recordemos que el agua producida en el fondo del pozo disuelve una mayor cantidad de los materiales antes mencionados debido al alta temperatura en fondo, misma que disminuye durante su recorrido en superficie.

Las **incrustaciones cristalinas** se deben a núcleos iniciadores del depósito en las rugosidades de la pared interna de la tubería y posteriormente los cristales preformados que le siguen toman un ordenamiento concéntrico cristalino, su formación es lenta y continua a través del tiempo pero su adherencia es tal que sus depósitos solo pueden ser removidos mecánicamente.

Por otro lado pueden presentarse **depósitos** mucho menos adherentes, blandos al tacto y porosos que pueden ser removidos fácilmente por agentes químicos, que son producto de la sedimentación de materiales que se precipitan del agua o bien que son arrastrados por esta.



Fig. 3.2 Acumulación de incrustaciones y sedimentos que dejaron fuera de uso una tubería conductora de agua producida para re-inyección en el campo Tamaulipas-

3.2 El incremento del volumen de agua

Después del pico de producción aportado por el yacimiento el agua se incrementa en cantidad en los pozos al tiempo que la producción de aceite disminuye, el mayor costo es evitar o tratar con el gran volumen de agua producida con el aceite. Para pozos fluyentes profundos una relación agua – aceite (WOR por sus siglas en ingles Water Oil Relation) tan baja como 0.5 (esto es un corte de agua del 33%) puede detener el flujo de aceite a superficie, requiriendo la instalación de un sistema artificial, además de infraestructura en superficie para manejar el agua, o caras intervenciones al pozo o al yacimiento para disminuir el corte de agua. Y para pozos donde ya se encuentre instalado algún sistema artificial de producción, si la cantidad de agua aumenta, los altos costos de manejo de esta pueden hacer los pozos no rentables económicamente desde una WOR inclusive de 1 o 2 (un corte de agua de 50% o 67%). El promedio para cerrar y abandonar pozos en tierra debido a la cantidad de agua está en un rango de WOR de entre 5 y 20 (un corte de agua de 83% a 95%) dependiendo de los costos locales para el manejo del agua.

Para el caso de los pozos costa afuera sus gastos de producción de líquidos son considerablemente mayores comparados con pozos en tierra, por lo que pueden seguir siendo rentables con altos cortes de agua. Pero el aumento de esta que llega a superficie supone un re-diseño de las instalaciones de acondicionamiento. Tal es el caso del complejo Cantarell localizado costa afuera frente al estado de Campeche y que manda su producción hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) en Paraíso, Tabasco para ser tratada y almacenada.

A partir del año 2008 la cantidad de agua en Cantarell se convirtió en un importante problema principalmente para la TMDB que desde entonces modifica y amplía su capacidad para afrontar dicha situación:

- Conversión de tanque de almacenador a deshidratador tipo Gun Barrel., en abril del 2009.
- Primera Etapa del Sistema de Calentamiento para tratar 600 MBD en mayo de 2010.
- Conversión de tanque de almacenador a deshidratador tipo Gun Barrel, el agosto de 2010.

En el futuro y de acuerdo a la declinación de Cantarell, el crudo a refinación será sustituido gradualmente, por el del campo Ku-Maloob - Zaap y se tienen contempladas las siguientes obras:

- Concluir con la puesta en operación de las 3 etapas del Sistema de calentamiento en la TMDB, en diciembre de 2010.

- Sistema de deshidratado y desalado de 200 MBD en Akal-J1, en diciembre de 2012.
- Implementación de infraestructura para segregar corrientes hidratadas y no hidratadas en Maloob-A y Zaap-A, en julio 2011.
- Conversión de dos tanques de almacenamiento de 500 MB en TMDB a deshidratadores tipo Gun Barrel en julio 2011.

Si las instalaciones en superficie no están preparadas para deshidratar y desalar el crudo de manera adecuada, además de desechar el agua producida, puede incurrirse en sanciones aplicables al momento de venta o bien tener que cerrar pozos productores en campo ante la falta de capacidad de operación.

3.3 Disposición final

Después de separada el agua producida del aceite comienza el otro problema ¿Qué hacer con el agua? si no puede ser tirada al ambiente tal cual queda después del proceso de separación. La disposición final que se le da generalmente es alguna de las siguientes opciones:

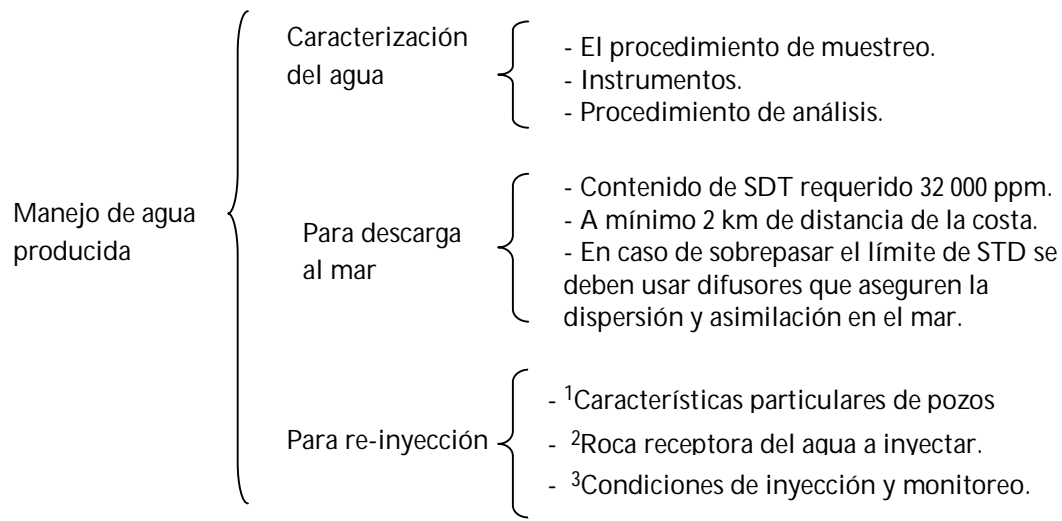
1. Inyección a pozos letrina, o bien re-inyección en la base del yacimiento como método de recuperación secundaria.
2. Recibe un acondicionamiento hasta alcanzar especificaciones para tirarla al mar.
3. Se recupera para riego, después de un tratamiento previo.

El fin depende principalmente de las condiciones geográficas del lugar donde se extraigan los hidrocarburos, y de la salinidad del agua; la primera opción es la más socorrida de manera general, la segunda es exclusiva de la explotación costa afuera y la tercera es opción en zonas terrestres áridas como el sur de los EU o el norte de México, existe un proyecto en Coahuila por la Universidad Autónoma Agraria Antonio Narro, “*Desarrollo sustentable del Activo Integral Burgos*” donde el agua, aunque salada, más que considerarse un desecho se percibe como un recurso potencial para riego, cuando el contenido salino no rebasa ciertos límites.

3.31 Normas y leyes mexicanas que regulan el desecho y manejo del agua producida junto con hidrocarburos.

En México la disposición final es la re-inyección, por lo que existe una Norma Oficial Mexicana exclusiva para dicha actividad de número NOM-143-SEMARNAT-2003 publicada en el año de 2004.

En esta norma se especifican condiciones para:



1 Características particulares del pozo inyector.

- No debe existir comunicación entre los acuíferos y los pozos inyectores; por lo que este deberán contar con una tubería de revestimiento cementada desde superficie hasta la formación receptora.
- Se debe contar con los mecanismos para vigilar la hermeticidad del pozo; llevar una bitácora de medición de presión y gasto de inyección diario.
- Cuando los pozos ya no se vayan a ocupar para inyección o para otro fin deben ser taponados.

2 Roca receptora del agua a inyectar.

- Dicha formación se debe localizar debajo de un estrato impermeable y aun después de taponado el pozo inyector se deben conservar los estudios geológicos y geofísicos que demuestren esta condición.

3 Condiciones de inyección y monitoreo.

- La inyección de agua producida sólo podrá realizarse toda vez que en su manejo no se incorporen sustancias diferentes a los desincrustantes, inhibidores de corrosión y secuestrantes de oxígeno, desemulsificantes, biocidas y en general, las sustancias necesarias para proteger el pozo y realizar un manejo seguro de dicha agua congénita. Cuando se le añadan sustancias adicionales al agua congénita a inyectar, ésta debe tratarse para restaurarle sus características previas a la adición de dichas sustancias.

3.4 Riesgos ambientales

En la explotación en tierra el principal daño ambiental que puede provocar el agua producida es contaminar los acuíferos y corrientes superficiales de agua dulce, que son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. La movilidad y una gravedad específica muy similar entre estos dos tipos de agua convierten al agua producida en un contaminante ideal. Si una capa freática con una concentración de cloruro de 100 ppm fuese contaminada por una salmuera de yacimiento de 180 000 ppm de cloruro, se requeriría una relación de dilución de 1200 para regresar el agua a un nivel aceptable de cloruros de unas 250 ppm.

Metales pesados. El metal pesado más común que se presenta en el agua producida es el bario, pero no es raro encontrar trazas de otros metales como el mercurio, arsénico y selenio. Elementos que resultan extremadamente tóxicos para los seres humanos aun en cantidades muy pequeñas, y pueden extenderse a la cadena alimenticia concentrados en algunos organismos como los crustáceos. Las concentraciones permisibles en el agua son de 1 ppm.

Sulfuros. Los sulfuros provocan la muerte de peces pequeños. Los niveles de concentración recomendables son de 0.5 ppm.

Aceites y grasas. Son tóxicos para los peces y reducen la aireación. Los límites para la descarga en el mar en promedio internacional oscilan entre 30 a 40 ppm.

Elementos radioactivos. Tanto el Radio 226 como el Estroncio 90 son elementos radioactivos que pueden presentarse en el agua producida y que son concentrados en los mismos organismos marinos que pueden concentrar otros metales pesados como es el caso de los crustáceos. La concentración indicada para estos elementos es de 3 ⁵pCi/l de Radio 226 y menos de 10 ¹pCi/l de Estroncio 90.

Estas concentraciones impuestas a manera de restricción seguramente se reducirán en un futuro próximo y se seguirán endureciendo las medidas de control y evaluación motivado por mayor conciencia y presión de protección al medio ambiente.

⁵ pCi/l es la abreviatura para designar un pico Curie, que es una concentración muy pequeña de radioactividad en el agua; equivalente a una trillonésima parte de una onza de radón Rn.

CAPÍTULO 4

SEPARADORES DE FONDO

Manejar una producción de aceite con gran cantidad de agua en superficie implica costos considerables. El precio de manejar agua producida puede ir desde \$0.10 de dólar, hasta varios dólares por barril de aceite dependiendo de la cantidad de agua, el gasto de producción de líquidos, la distancia entre instalaciones, fortaleza de la emulsión, etcétera. Si se piensa en la posibilidad de evitar o disminuir considerablemente la cantidad de agua producida para los pasos de levantamiento, separación, tratamiento de la producción, y posterior inyección del agua de residuo, los costos de producción serían considerablemente disminuidos, sobre todo en campos maduros con alto corte de agua. Pero ¿cabe la posibilidad de abatir la cantidad de agua producida antes de que llegue a superficie?

Con esta idea en mente durante la última década del siglo pasado, los ingenieros de la industria del petróleo y el gas desarrollaron varias tecnologías encaminadas a separar el agua del aceite y el gas dentro del mismo pozo productor. Extrayendo a superficie una corriente con mayor cantidad de aceite y gas, mientras que la corriente de agua separada es inyectada en una formación por debajo de la zona productora evitando así acarrearla a superficie. Estas herramientas son conocidas como Separador Aceite – Agua de Fondo (**SAAF** ó **DOWS** por sus siglas en inglés), el desarrollo del proyecto inicial tomo de 1991 a 1995 y fue realizado originalmente por New Paradigm Engineering y C-FER Technologies Inc. firmas de ingeniería canadienses que posteriormente se aliaron con empresas de servicios como Centrilift (una división de Baker Hughes), REDA Pumps (ahora adquirido por Schlumberger), Dresser/Axelson, Quinn Pumps, Texaco entre otros, y con operadores de campos para implementar esta tecnología en un primer periodo de tiempo que comprendió de 1997 hasta mediados del 2004.

Debido a la variabilidad en los resultados obtenidos por estos separadores, las dificultades técnicas presentadas, un beneficio orientado a la disminución de la cantidad de agua y no a elevar la producción de aceite, pero sobre todo un bajo precio del petróleo en esa época (de entre \$18 y \$30 dólares por barril, tomando como referencia el Brent Blend inglés) desalentaron el desarrollo de esta tecnología en los años subsecuentes. Sin embargo con el aumento en el precio a partir del año de 2008 y con el avance en la madurez de los campos petroleros a nivel mundial se ha reiniciado el interés por mejorar este tipo de deshidratación del crudo.

Atendiendo al gran potencial que prometen este tipo de separadores para controlar el volumen de agua producida y re-inyectarlo in situ, en este capítulo se abordará: su funcionamiento, sus condicionantes, donde se han instalado y que resultados han alcanzado.

Hay que mencionar que los datos de instalación de esta tecnología con los que se cuenta solo han sido para pozos verticales o desviados ligeramente en tierra y uno vertical costa afuera en China. Actualmente su estudio continua para pozos verticales costa afuera y para pozos horizontales.

4.1 Descripción de los separadores en fondo

Un SAAF incluye múltiples componentes, pero las dos partes principales son el separador aceite – agua y la del levantamiento a superficie. Existen dos tipos de sistemas de separación aceite – agua en fondo con diferentes principios: uno usa un hidrociclón para separar los líquidos y una bomba electro sumergible para admitir los fluidos al hidrociclón e inyectar el agua simultáneamente, el otro separador utiliza el ritmo de operación marcado por el bombeo mecánico dándole tiempo a los fluidos separarse por gravedad en el espacio anular, levanta el aceite cuando la carrera de la varilla es ascendente e inyecta el agua en una formación por debajo de la zona productora cuando es descendente.

Además de los dos separadores mencionados, en la actualidad se desarrolla uno más que separa los líquidos por medio de membranas, pero la fase de desarrollo aun no ha llegado a una prueba piloto de campo.

4.11 Separador del tipo de hidrociclón

Un hidrociclón usa la fuerza centrífuga para separar fluidos de diferentes densidades, su operación no depende de ninguna parte móvil lo que le da la característica de requerir poco o nulo mantenimiento. Instalado en el fondo, la mezcla de aceite y agua proveniente del yacimiento es empujada por una bomba del tipo electro sumergible al hidrociclón, entrando a alta velocidad por un costado de la cámara cónica, la subsecuente acción de remolino al interior del hidrociclón causa que el fluido de mayor peso, en este caso el agua producida, se mueva hacia la salida del extremo inferior, mientras que el aceite permanece en el hidrociclón y sale por el extremo superior. El agua que se logra separar contiene una baja concentración de aceite (típicamente menor a las 500 ppm), por lo que puede ser inyectada, mientras que el aceite separado con agua en emulsión es bombeado a la superficie.

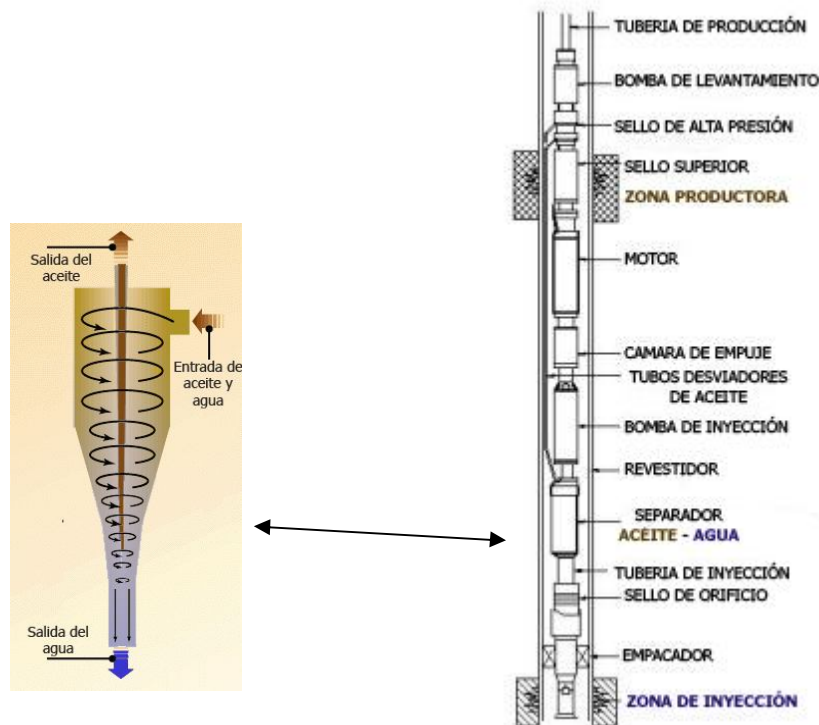


Fig. 4.1 Configuración general de un separador de aceite-agua en fondo (SAAF) del tipo hidrociclón, una bomba electro sumergible es necesaria para empujar los fluidos al hidrociclón con la suficiente presión para que se separen y alcance para que el agua sea inyectada.

4.11.1 Acerca de un hidrociclón

Los hidrociclones son equipos que nacieron originalmente para separar partículas sólidas de una corriente de líquido, pero su uso se ha extendido a la separación de líquido –

líquido de diferentes densidades, hasta convertirse a partir de los años 90's en una alternativa viable para satisfacer la necesidad de la industria petrolera, principalmente costa afuera donde es necesario contar con un alta capacidad de tratamiento de líquidos en un espacio muy limitado.

Un hidrociclón logra su cometido de separación convirtiendo en su interior energía generada por la presión en fuerza centrífuga. La mezcla aceite-agua es alimentada al interior a través de una entrada tangencial que desvía la corriente generando un patrón de flujo helicoidal creando un vórtice libre. Conforme la mezcla avanza a través de las secciones cónicas del hidrociclón la velocidad rotacional de los líquidos se incrementa, esta velocidad rotacional y las subsecuentes fuerzas centrífugas generadas son mantenidas a lo largo de todo el eje debido a que las pérdidas por fricción son compensadas por una gradual reducción en el área de la sección transversal.

Las fuerzas centrífugas generadas por el flujo rotacional obliga a la fase más densa, en este caso el agua, a mantenerse pegada a la pared interna del hidrociclón, desplazando a la fase ligera, el aceite, hacia el eje central. El flujo de agua continua con un patrón helicoidal pegado a la pared y finalmente sale por la parte delgada del hidrociclón, el aceite se concentra sobre el eje central donde se forma una zona de baja presión y fluye en dirección contraria a la fase del agua.

Dichas fuerzas promueven una rápida separación, logrando que el tiempo de residencia de los líquidos dure apenas unos pocos segundos. La separación de aceite – agua en un hidrociclón no es completa, pues el aceite queda con una concentración de agua típicamente entre un 10% y un 15% (Matthews et. al, 2002).

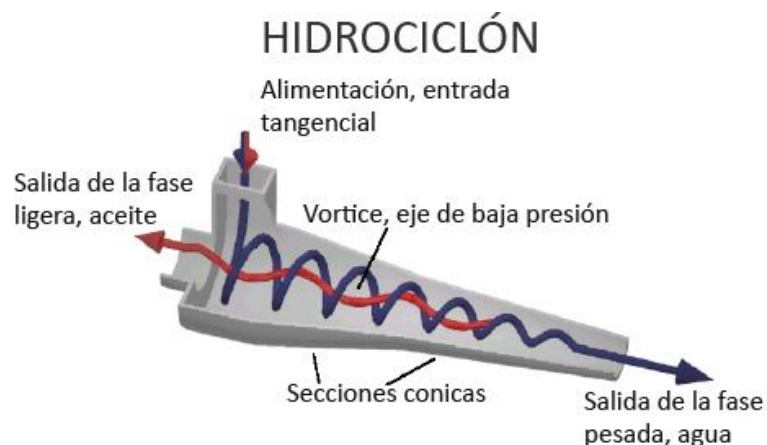


Fig. 4.2 Representación de un hidrociclón y las direcciones de flujo que sigue cada fluido producto de la fuerza centrífuga que se genera.

La efectividad de un hidrociclón está sujeta a principalmente a la viscosidad del agua, y a la densidad de la fase dispersa o ligera (gotas de aceite). Generalmente se considera que la gravedad específica del aceite debe ser por lo menos 0.1 menor que la del agua para garantizar una operación eficiente, lo cual para la industria petrolera es un margen generoso. Los hidrociclones pierden capacidad de separación en superficie cuando la viscosidad de la mezcla aceite-agua se incrementa (> 2 Cp), que podría ser el caso de manejar un aceite pesado, pero instalado en el fondo el problema de la viscosidad se ve aminorado por la temperatura a la que se encuentran los fluidos.

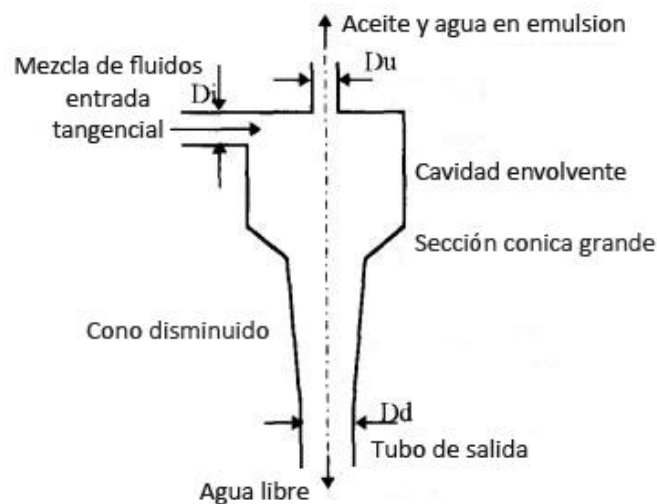


Fig. 4.3 Dibujo de un hidrociclón nombrando sus secciones, entrada y salidas

Varios autores de acuerdo a la experiencia de campo consideran que la relación de caída de presión “C” para la separación líquido – líquido a través de un hidrociclón puede describirse de la siguiente forma:

$$C = \frac{\Delta P_u}{\Delta P_d} = \frac{P_i - P_u}{P_i - P_d}$$

que se refiere a la relación entre la caída de presión corriente arriba ΔP_u (la diferencia de presión entre la que se genera a la entrada D_i y la presión a la salida D_u) la caída de presión corriente abajo ΔP_d (diferencia de presión de la de alimentación D_i y presión de descarga D_d).

Para el caso de los hidrociclones orientados a la separación sólidos – líquido, la eficiencia de separación puede aumentar si se incrementa la presión de alimentación, pero para

el caso de la separación líquido-líquido es diferente, Una presión muy alta de alimentación y una baja contra presión a la salida se traduce en velocidades al interior del hidrociclón más altas, lo que causa que las gotas de líquido se alejen más una de otra, dispersando las fases y dificultando con ello la separación.

Para el caso de los hidrociclones que se instalan en separadores de fondo tienden a ser estrechos y alargados, Peachey (1999) reporta, por ejemplo hidrociclones de 5 cm de diámetro de salida y de 1 – 2 m de largo.

Ventajas de un hidrociclón comparado con otros equipos de separación líquido – líquido:

- Manejar alto gasto.
- Insensible al movimiento de la instalación
- No tiene partes móviles, por lo que el desgaste se reduce solo a la abrasión de la mezcla
- Requiere poco mantenimiento
- Puede manejar altas concentraciones de agua
- Tamaño pequeño, por lo que puede instalarse en espacios reducidos

Desventajas

- Se genera una importante caída de presión a través de este dispositivo
- El rendimiento depende del número de vueltas que de la mezcla al interior
- Susceptible a bloquearse por sólidos de tamaño importante
- Su eficiencia de separación es sensible a las fluctuaciones en el gasto administrado

4.11.2 Bomba electro sumergible

En la configuración de la herramienta de un separador de fondo generalmente aparecen dos de este tipo de bombas; la primera “**bomba de inyección**” (fig. 4.1) es obligada y su función es la de aportar la presión suficiente a la mezcla de fluidos producidos en el fondo para entrar al hidrociclón y que alcance para la posterior inyección del agua en la zona de admisión, La función de la segunda “**bomba de levantamiento**” es llevar el aceite y agua en emulsión separados del fondo del pozo a superficie, puede usarse otro sistema de levantamiento artificial, pero por sus características la opción más frecuente a utilizar es un equipo de bombeo electro sumergible

En general una unidad típica de bombeo electro sumergible esta constituida en el fondo del pozo por: motor eléctrico, protector, sección de entrada, sello de orificio, bomba electro sumergible, una sección de separación de gas y el cable de corriente eléctrica. La otra parte del equipo que se encuentra en superficie es: un cabezal especial, cable de alimentación de corriente, un transformador y un tablero de control.

- *Motor electro sumergible*

Se trata de un motor trifásico del tipo de inducción que se encuentra lleno de aceite mineral para su enfriamiento y lubricación. Su profundidad de colocación normalmente es por encima del fluido entrante, en secciones con desviaciones suaves sin inclinaciones drásticas. Los principales componentes del motor son:

Rotor: La parte giratoria del motor que genera la potencia HP del motor, el numero de rotores está asociado a la potencia entregada, es decir que en un motor de 200 HP con 10 rotores, cada rotor aporta 20 HP

Estator: La parte fija del motor donde se encuentra el embobinado, que esta encapsulado para brindar la opción de trabajar a altas temperaturas.

Eje: Varilla hueca que hace girar al sistema y a su interior circula aceite dieléctrico a lo largo del motor para lubricar y enfriar.

- *Sección sellante*

Conecta la flecha del motor con el eje de las bombas, su función es evitar la migración del fluido del pozo dentro de los motores a través de una serie de sellos.

- *Bomba electro sumergible*

Son del tipo centrífugo de múltiples etapas, cada etapa está constituida de una sección dinámica denominada *impulsor* y otra sección estática llamada *difusor*. El número total de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida.

La bomba tiene un rango de operación óptimo, así que si se opera por encima o por debajo de este rango, el empuje ascendente o descendente reduce la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es importante establecer y monitorear la productividad del pozo.

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

- Sección de separación de gas

Se instala para eliminar el gas libre (no en solución) en el pozo antes de que llegue a la bomba. Básicamente son dos los tipos de sistemas de separación:

Estáticos o laberínticos; desvían el paso del gas orientándolo hacia en espacio anular, mediante su configuración mecánica, mientras fuerzan al líquido a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidades, para luego impulsarlo hacia arriba.

Separadores centrífugos; se imprime velocidad helicoidal a los fluidos que obliga a la fase menos densa, el gas, a pegarse a la flecha en el centro, y al líquido a las paredes. Para luego orientar este gas separado hacia el anular y el líquido hacia las bombas.

- Cable de corriente eléctrica

Cable trifásico que transmite la energía eléctrica de superficie al motor en el fondo del pozo. Se encuentra protegido por una carcasa de acero, su aislamiento y la cubierta están diseñados especialmente para que resistan la penetración de agua y gases. El cable representa una considerable parte de la inversión total de la unidad de bombeo electro sumergible por su fabricación para soportar condiciones de altas temperaturas.

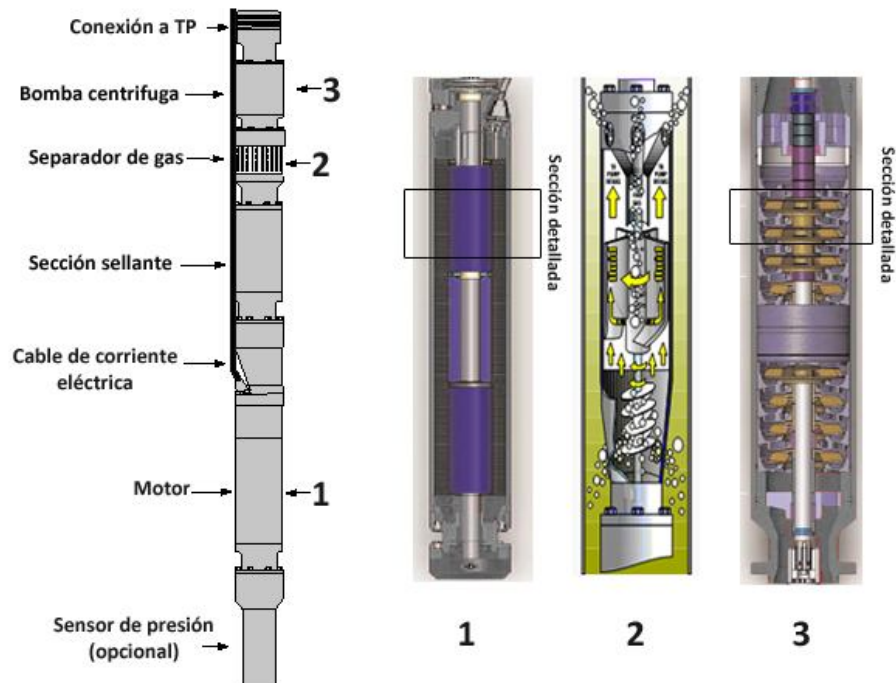


Fig. 4.4 Configuración de un sistema de bombeo electro sumergible típico.

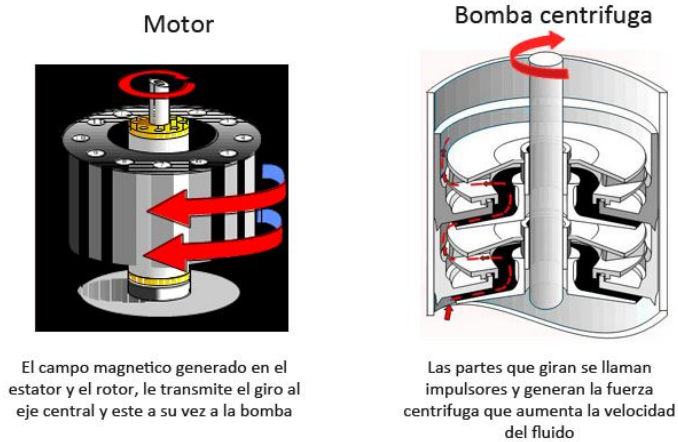


Fig. 4.5 Secciones detalladas del motor y la bomba centrífuga.

4.12 Separación por gravedad

Los separadores de fondo por gravedad están diseñados para aprovechar la ventaja de la separación aceite – agua que ocurre naturalmente en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el exterior de la tubería de producción, donde sin agitación que genere emulsión los fluidos se acomodan por diferencia de densidades. El sistema de bombeo de doble acción (**SBDA** ó **DAPS** *Dual Action Pump System* por sus siglas en ingles) es el separador por gravedad más comúnmente usado, está desarrollado partiendo del principio del bombeo mecánico, modificándolo para que contenga dos cámaras de bombeo separadas y dos entradas de fluido separados respectivamente, además de una válvula de inyección y un empacador. La entrada de fluido superior está localizada a una elevación cercana a la interfase, aceite – agua por lo que una mezcla de aceite y agua entra a la bomba superior y es levantada a superficie en la carrera ascendente. La entrada inferior se ubica por debajo de la interfase aceite – agua y por la cual típicamente solo el agua entra a la bomba inferior para ser inyectada durante la carrera de descenso. Este tipo de separador solo usa con una bomba de carrera o varillas. Mientras la varilla de succión permanece moviéndose de abajo hacia arriba el aceite es levantado a superficie y a su descenso el agua es inyectada en un intervalo inferior.

Una mejora de este sistema fue desarrollado por la compañía Texaco agregándole una tercera bomba y reduciendo el tamaño del vástago que empuja el agua, con la intención de aumentar la presión de inyección, este sistema mejorado recibió el nombre de Sistema de Triple Acción de Bombeo (**STAB** o **TAPS** en ingles), el esquema se presenta en el **Anexo 3**. Solo se tiene conocimiento de su aplicación una vez en una prueba de campo cuyos resultados se muestran en la tabla de datos siguiente.

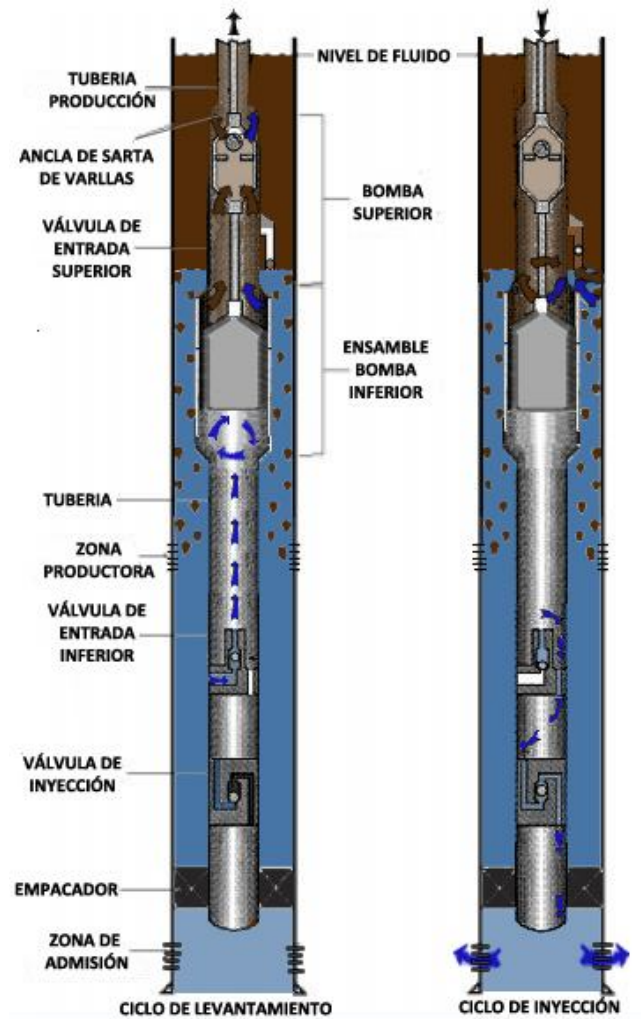


Fig. 4.6 El funcionamiento de un separador por efecto de gravedad en fondo, en los dos instantes diferentes de su operación, durante el levantamiento y durante la inyección de agua.

El dimensionamiento de las cámaras y la relación de distancia entre ellas son críticos para evitar que el aceite sea dispuesto en la zona de inyección, si el nivel del contacto de fluidos queda por debajo de la entrada exclusiva del agua ambos fluidos serán inyectados y es posible que no se eleve producción a superficie.

4.2 Las características de los pozos candidatos

Aunque el concepto de los SAAF se antoja muy alentador, no es para cualquier configuración de pozos, desde el punto de vista de diferentes autores (*Matthews, Chachula 1997 & Peats y Schrenkel 1998*) se consideran como pozos candidatos para el separador tipo hidrociclón aquellos que:

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

- Produzcan con una relación agua - aceite WOR de 8 o mayor (87.5% de corte de agua o mayor).
- El yacimiento deberá contener suficientes reservas remanentes para un balance económico positivo debido ya que el costo de este tipo de separador es elevado.
- Se debe ubicar una zona con potencial de admisión por debajo de la zona productora accesible sin requerir perforación adicional a por lo menos 25 metros de distancia para evitar una recirculación del agua.
- La tubería de revestimiento no debe ser menor a 5.5 pulgadas de diámetro interno por el tamaño del separador.
- En las aplicaciones de campo des SAAF los pozos con un historial de depósito de asfáltenos, problemas de corrosión y altas relaciones gas aceite (RGA) fueron evitados.

Mientras que para el sistema SBDA (DAPS), separador por gravedad lo más importante es:

- La disponibilidad de una zona de inyección que se encuentre preferentemente aislada por alguna capa sello de la zona productora con una distancia entre estas de por lo menos 4 metros.
- La presión de inyección requerida no debe ser excesiva, el gradiente de presión de inyección debe ser menor a 1.47 psi (lb/pg²) por metro de profundidad.
- A fin de promover la separación por gravedad en el pozo la sección comprendida entre las válvulas de admisión del los fluidos debe estar lo más vertical posible.
- Los pozos con relativamente baja temperatura de fondo y una calidad de 10^o API no son buenos candidatos para la separación por gravedad, *Matthews* (1998) menciona que una calidad a partir de los 15^o API es más adecuada para separación por gravedad en fondo.
- *Peats* (1998) refuerza lo anterior mencionando que un SBDA funciona mejor bajo condiciones de temperatura de fondo alta, bajo volumen de producción, diámetro interno de tubería de revestimiento grande, y para aceites ligeros que son producidos en gotas relativamente grandes.

Para la instalación de cualquiera de los dos tipos de separador la integridad mecánica del pozo debe ser buena para anclar los empacadores y soportar la presión generada al momento de la inyección. Además de que la química del agua producida deberá ser compatible con la

zona de inyección, esto porque no es recomendable inyectar agua producida que proviene de carbonatos en formaciones arenosas.

4.21 Factores económicos

De acuerdo a la información consultada (*Veil A, Langhus B 1999, Quinn J. 2005*) todos los pozos donde se instalaron SAAF previamente ya tenían instalado algún sistema artificial de producción, principalmente bombas electro sumergibles, comparado con esto se menciona que el costo de instalar un SAAF del tipo de hidrociclón cuesta el doble o inclusive el triple del costo de una bomba electro sumergible simple, se habla de rangos de entre los \$150 000 a \$250 000 dólares en el año 2000. Este costo incluía la bomba electro sumergible, el hidrociclón, cable, transformador y gastos de monitoreo, pero no el gasto que implica el trabajo de campo para el cambio de instalación (conocido como “*workover*”) que suele ser caro.

Mientras que para un SAAF de gravedad del tipo SBDA (o DAPS) el costo era mucho más bajo se menciona que en cuatro instalaciones en Canadá el costo estaba comprendido entre un rango de \$10 000 y \$20 000 dólares, Greiner (1999)

4.3 Datos de instalaciones de separadores de fondo alrededor del mundo

Con información del Departamento de Energía de Estados Unidos a través de su *Argonne National Laboratory*, de la Sociedad de Agua Producida de EU, C-FER Technologies Canadá, Texaco Nuevo México, EU y Repsol, Argentina se presentan a continuación las características generales de los pozos donde se han instalado sistemas de separación de fondo, el tipo de roca de la zona productora y de la zona inyectora, el tipo de separador instalado y los resultados alcanzados.

El siguiente análisis está comprendido para un periodo de tiempo que va de las primeras instalaciones de separadores de fondo que comenzaron en el año de 1995 al año de 2004 en el que el mercado para esta tecnología disminuyó, se tiene información de 54 instalaciones.

La mayoría de las instalaciones han sido en Norteamérica 48 (estando ubicadas 31 en Canadá y 14 en los Estados Unidos), 6 en América Latina, 2 en Europa, 2 en Asia y una más en Medio Oriente. Todas las instalaciones han sido en tierra a excepción de una que se realizó costa afuera en China. Dos tercios de las instalaciones fueron separadores del tipo de hidrociclón.

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

Tabla 4.1 Datos de la instalación de separadores de aceite agua de fondo (SAAF) 1995-2004

Nombre del campo y pozo	País/ Estado	Tipo de SAAF	Gasto previo de aceite (bbl/d)	Gasto previo de agua (bbl/d)	Gasto posterior de aceite (bbl/d)	Gasto posterior de agua (bbl/d)	% Incremento aceite	% Disminución agua	Diam. Interno T. Rev. (in)	Litología Z. Prod. Z. Iny.	Comienzo de la operación	Fin de la operación	Comentarios
Redwater 1-26 ● H13	Alberta Canadá	Hidrociclón	19	1 780	24	59	26	97	7	Carbonato Carbonato	Jul 95	Ene 96	Problemas corrosión
Alliance 7 C2 ● H4	Alberta Canadá	Hidrociclón	44	380	100	95	127	75	5.5	Arena Arena	Jul 95	S/I	
Alliance 06 D ● H5	Alberta Canadá	Hidrociclón	25	820	100	160	300	80	5.5	Arena Arena	Ago 95	S/I	
Alliance 0 7C ● H6	Alberta Canadá	Hidrociclón	38	1 200	37	220	-3	82	5.5	Arena Arena	Sep 95	S/I	
Provost 11C – 05	Alberta Canadá	Hidrociclón	21	690	17	S/I	-19	S/I	5.5	Arena Arena	Dic 95	S/I	Problemas arena en la iny.
Provost 11A2 – 05	Alberta Canadá	Hidrociclón	34	979	14	S/I	-59	S/I	7	Arena Arena	Dic 95	S/I	Problemas arena en la iny.
Provost 16 – 05	Alberta Canadá	Hidrociclón	9.4	546	16	S/I	70	S/I	5.5	Arena Arena	Ene 96	S/I	Problemas arena en la iny.
Parkman 33W 1 ● H14	Saskatchewan Canadá	Hidrociclón	6	629	39	21	550	97	7	Carbonato Carbonato	May 96	S/I	
Bashaw 09 ● H1	Alberta Canadá	Hidrociclón	13	428	164	239	1162	44	5.5	Carbonato Carbonato	May 96	S/I	Problemas H ₂ S y corrosión
Swan Hills 17 ● H15	Alberta Canadá	Hidrociclón	176	3 648	264	264	50	93	7	Carbonato Carbonato	Jul 96	S/I	Problemas con el pozo y corrosión
Creelman 3c7-12/Db ● H16	Saskatchewan Canadá	Hidrociclón	113	2 516	227	126	145	95	7	Carbonato Carbonato	Ago 96	S/I	
Hands- worth 161/d6 ● H27	Saskatchewan Canadá	Hidrociclón	88	1 700	50	189	- 43	89	7	Carbonato Arena	Abril 97	S/I	










Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

Tabla 4.1 continuación

Nombre del campo y pozo	País/ Estado	Tipo de SAAF	Gasto previo de aceite (bbl/d)	Gasto previo de agua (bbl/d)	Gasto posterior de aceite (bbl/d)	Gasto posterior de agua (bbl/d)	% Incremento aceite	% Disminución agua	Diam. Interno T. Rev. (in)	Litología Z. Prod. Z. Iny.	Comienzo de la operación	Fin de la operación	Comentarios
Bell Shill E4 10 16 ● H19	Alberta Canadá	Hidrociclón B. mecánico	30	470	38	61	27	87	7	Arena Arena	Mayo 97	Nov 97	Trabajo bien
South Success B7-27 ● H20	Saskatchewan Canadá	Hidrociclón	76	2 450	0	380	- 100	84	7	Arena Arena	May 97	Ene 98	Arena producida daño el hidrociclón
Fenn Big Valley / 01 ● H17	Alberta Canadá	Hidrociclón	21	1 038	117	217	457	79	7	Carbonato Carbonato	Jul 97	S/I	
Hands- worth/ 10-7w2m ● H28	Saskatchewan Canadá	Hidrociclón	94	1 560	133	586	41	62	7	Carbonato Arena	Jul 97	Dic 97	Zona de inyección con arena
Hands- worth 13/lc7 ● H18	Saskatchewan Canadá	Hidrociclón	63	1 260	38	63	-40	95	7	Carbonato Carbonato	Ago 97	S/I	Se incremento capilaridad
Bashaw 00/07-09 ● H2	Alberta Canadá	Hidrociclón	19	352	62	250	226	29	5.5	Carbonato Carbonato	Nov 97	S/I	
David, Dina 5b 040 03 ● H7	Alberta Canadá	Hidrociclón	53	2 994	80	150	51	95	5.5	Arena Arena	Abril 98	S/I	Zona de inyección con arena
Hayter 4C-33-40-1W4 ● H21	Alberta Canadá	Hidrociclón	28	1 387	25	352	-11	75	7	Arena Arena	Ago 98	S/I	
Schneider Lake 13W4	Alberta Canadá	Hidrociclón	118	668	118	118	0	82	7	S/I	May 01	Dic 03	
Wayne Rosedale 21W4	Alberta Canadá	Hidrociclón	57	2 295	57	138	0	94	5.5	S/I	Jun 02	Dic 03	
Rangely 153 X ● H22	Colorado EU	Hidrociclón	45	1 400	32	500	- 29	64	7	Arena Arena	Ago 96	S/I	Posible recirculación
Garland 7	Wyoming EU	Hidrociclón	70	4 000	78	320	11	92	8.625	Carbonato Carbonato	Jun 97	S/I	

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

Tabla 4.1 continuación

Nombre del campo y pozo	País/ Estado	Tipo de SAAF	Gasto previo de aceite (bbl/d)	Gasto previo de agua (bbl/d)	Gasto posterior de aceite (bbl/d)	Gasto posterior de agua (bbl/d)	% Incremento aceite	% Disminución agua	Diam. Interno T. Rev. (in)	Litología Z. Prod. Z. Iny.	Comienzo de la operación	Fin de la operación	Comentarios
Wickett 1107	Texas EU	Hidrociclón	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	Carbonato Carbonato	Jul 98	S/I	
 H29 S/I Wyoming EU	Wyoming EU	Hidrociclón	86	7 692	47	567	- 45	93	7	Carbonato Arena	Sep 98	Jun 00	Motor quemado
Van S/I  H8 Texas EU	Texas EU	Hidrociclón	62	3 402	71	167	15	95	5.5	Arena Arena	Oct 98	S/I	Zona de inyección con arena
Indian Hills IHU – 12  H23 New México EU	New México EU	Hidrociclón	560	7 440	560	560	0	92	7	Arena Arena	Oct 98	S/I	Fallo Revestimiento
Indian Basis 4 - 2 New México EU	New México EU	Hidrociclón	100	3 000	S/I	S/I	S/I	S/I	7	Carbonato Carbonato	Jun 97	S/I	700 m entre Z Prod y Z Iny
Minas 5E83  H24 Indonesia	Indonesia	Hidrociclón	631	7 060	14	1 153	- 98	84	7	Arena Arena	May 97	Jun 97	Fallo empacador
Eldingen 58  H25 Alemania	Alemania	Hidrociclón	10	470	31	168	210	64	6.625	Arena Arena	Sep 97	Mar 00	
LaqSup 90  H30 Francia	Francia	Hidrociclón	19	981	31	16	63	98	9.625	Carbonato Arena	Oct 98	May 01	Prueba concluida
Xijiang platform XJ30-2  H26 China	China	Hidrociclón	1 903	6 747	2 200	1 800	16	73	9.625	Arena Arena	Sep 00	Oct 00	Recirculación de agua
Yibal Y-276 Oman	Oman	Hidrociclón	462	3 840	708	954	53	75	9.625	S/I	Feb 01	Mar 01	Fallo en motor
La Ventana VM 097  H9 Argentina	Argentina	Hidrociclón	57	2 463	41	567	-28	77	5.5	Arena Arena	Abril 98	Nov 98	Zona de inyección con arena
Vizcacheras Vi- 284  H10 Argentina	Argentina	Hidrociclón	18	1 052	18	265	0	75	5.5	Arena Arena	Feb 99	Nov 00	

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

Tabla 4.1 continuación

Nombre del campo y pozo	País/ Estado	Tipo de SAAF	Gasto previo de aceite (bbl/d)	Gasto previo de agua (bbl/d)	Gasto posterior de aceite (bbl/d)	Gasto posterior de agua (bbl/d)	% Incremento aceite	% Disminución agua	Diam. Interno T. Rev. (in)	Litología Z. Prod. Z. Iny.	Comienzo de la operación	Fin de la operación	Comentarios
Vizcacheras Vi261 ● H11	Argentina	Hidrociclón	51	1 408	51	117	0	92	5.5	Arena Arena	Jul 99	Oct 00	Motor quemado
Vizcacheras Vi122 ● H12	Argentina	Hidrociclón	38	1 972	38	254	0	87	5.5	Arena Arena	Oct 02	May 03	
La Victoria PDVSA	Venezuela	2 Hidrociclón en serie	300	8 000	800	3 700	167	54	S/I	S/I	Dic 01	May 02	Fallo el cable y la bomba
Tivacuno C-1	Ecuador	Hidrociclón	636	8 694	275	2 800	- 57	69	9.625	S/I	Abril 01	Abril 02	Motor quemado
Prakman 4-27 ● G1	Saskatchewan Canadá	Gravedad SDAB	16	252	33	139	106	45	5.5	Carbonato Carbonato	Jul 96	May 97	Corrosión en bomba y tubería
Prakman 1-17 ● G2	Saskatchewan Canadá	Gravedad SDAB	20	220	15	190	- 25	14	5.5	Carbonato Carbonato	Ene 97	S/I	Inmediato a la instalación la prod. fue de 35 b/d aceite
Chatwin S/I	Alberta Canadá	Gravedad SDAB	25	250	32	25	28	90	S/I	Arena S/I	Feb 97	S/I	400 m entre ZProd y ZIny
Grande Prairie / Sturgeon	Alberta Canadá	Gravedad SDAB	27	932	26	179	- 4	81	S/I	Carbonato Carbonato	May 97		
Dayton Valley ● G3	Alberta Canadá	Gravedad SDAB	75	517	84	14	12	97	5.5	Carbonato Carbonato	May 97	Ago 97	
Utikuma 13-21 ● G5	Alberta Canadá	Gravedad SDAB	8	451	10	63	25	86	5.5	Arena Arena	Jun 97	Oct 97	Pozo muy inestable y alto contenido de gas; SDAB trabajo bien
Levelland SU 1040	Texas EU	Gravedad SDAB	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	Feb 96	S/I	

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

Tabla 4.1 continuación

Nombre del campo y pozo	País/ Estado	Tipo de SAAF	Gasto previo de aceite (bbl/d)	Gasto previo de agua (bbl/d)	Gasto posterior de aceite (bbl/d)	Gasto posterior de agua (bbl/d)	% Incremento aceite	% Disminución agua	Diam. Interno T. Rev. (in)	Litología Z. Prod. Z. Iny.	Comienzo de la operación	Fin de la operación	Comentarios
Carlile 11-13	Saskatchewan Canadá	Gravedad SDAB	24.5	458	16	S/I	-35	S/I	5.5	Carbonato Carbonato	Ene 98	Mar 98	Recirculación de agua, poca distancia entre zonas 7 m en carbonatos frac
Provost S/I	Alberta Canadá	Gravedad SDAB	13	252	18	60	38	76	S/I	S/I	S/I	S/I	Tiempo de residencia muy corto, el aceite se inyectaba
Webb South S/I ● G9	Saskatchewan Canadá	Gravedad SDAB	50	441	37	69	-26	84	7	Arena Arena	S/I	S/I	Recirculación
East Texas 17 ● G10	Texas EU	Gravedad SDAB	3	184	10	126	233	32	7	Arena Arena	Oct 95	S/I	Zona inyección tapada por arena
Salem 85 40	Illinois EU	Gravedad SDAB	6	655	6	150	0	77	5.5	Carbonato SI	Ago 96	Abril 97	340 m de espaciamiento, Bomba dañada y corrosión
East Texas 65 ● G6	Texas EU	Gravedad SDAB	7	269	16.5	127	136	53	5.5	Arena Arena	Sep 96	S/I	Funciono bien
RMOTC 77 Ax20 ● G7	Wyoming EU	Gravedad SDAB	5	190	10	38	100	80	5.5	Arena Arena	Feb 97	Mar 97	Zona de inyección dañada durante workover
East Texas/ Ingram	Texas EU	Gravedad SDAB	15	S/I	26	150	73	S/I	7	Arena Arena	Jul 97	S/I	

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador de celdas electrostáticas de corriente variable

Tabla 4.1 continuación

Nombre del campo y pozo	País/ Estado	Tipo de SAAF	Gasto previo de aceite (bbl/d)	Gasto previo de agua (bbl/d)	Gasto posterior de aceite (bbl/d)	Gasto posterior de agua (bbl/d)	% Incremento aceite	% Disminución agua	Diam. Interno T. Rev. (in)	Litología Z. Prod. Z. Iny.	Comienzo de la operación	Fin de la operación	Comentarios
Lost Tank Delaware 5 ● G8	New México EU	Gravedad STAB	17	173	7	70	- 59	60	5.5	Arena Arena	Ene 99	Ago 99	Pozo vendido Retirado STAB
Bender 9-30 ● H3	Saskatchewan Canadá	Hidrociclóny B. Cavidades Progresivas	35	976	35	227	0	77	5.5	Carbonato Carbonato	Oct 97	May 98	Retirado el SAAF por fallas en el tubo de transferencia.

S/I = Sin información

Colores relacionados al diámetro interno de última TR:

- 5.5 in
- 6.625 in
- 7 in
- 8.625 in
- 9.625 in

Aunque la información recabada es de 56 instalaciones solo 41 tienen información de los gastos de líquido en superficie antes y después de la instalación de los sistemas de separación de fondo, del tipo de formación productora y de qué tipo era la formación en donde se disponía el agua y el tamaño del pozo. Estos datos no son suficientes para llegar a una conclusión determinante acerca del funcionamiento de los separadores de fondo, pero son utilizados para realizar un análisis de resultados para obtener un panorama general de la aplicación de esta tecnología. En la mayoría de los documentos fuente se especifica que los gastos posteriores a la instalación son los tomados en los primeros días después de hecha la instalación.

Resultados obtenidos por SAAF de tipo

HIDROCICLON

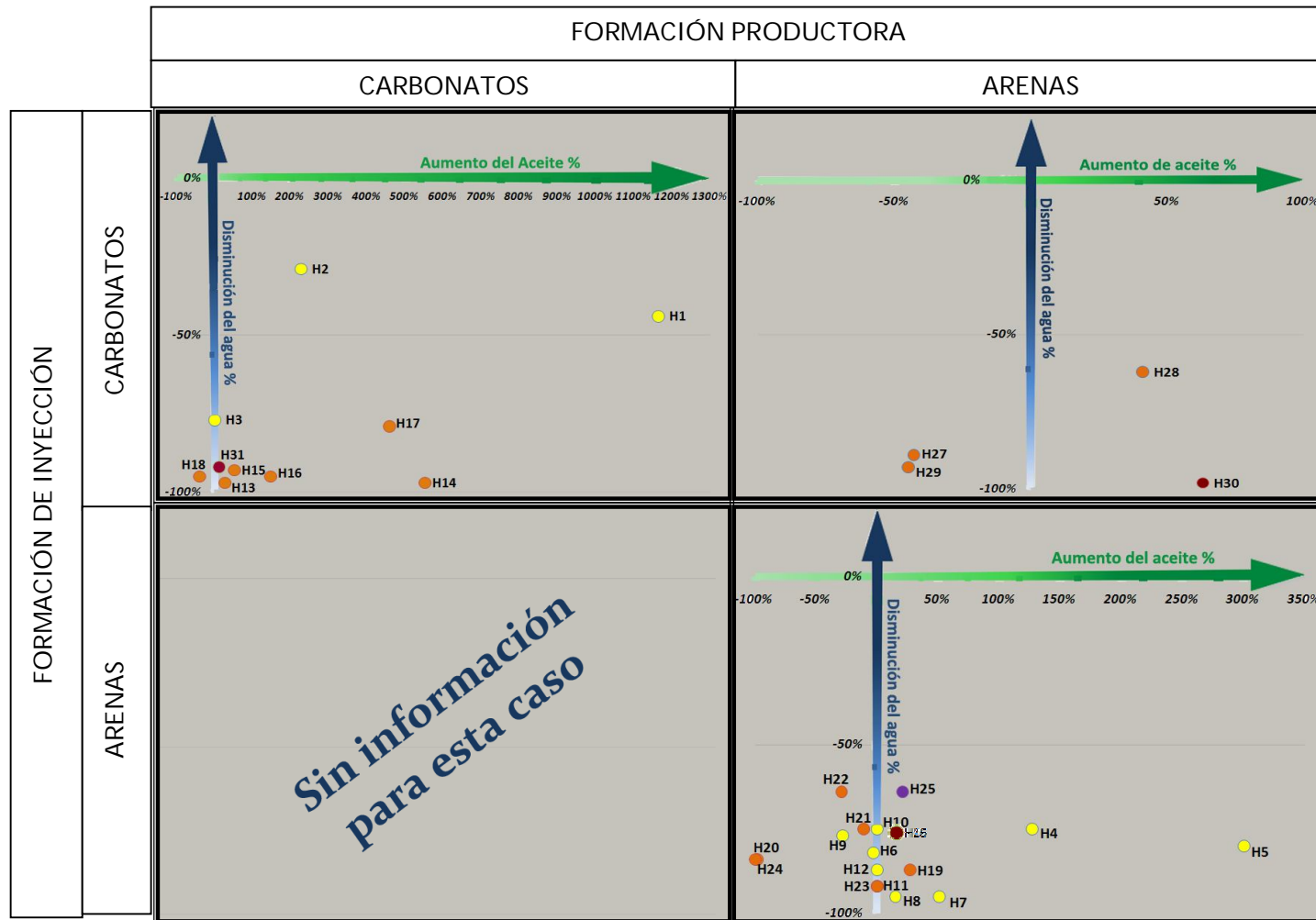


Fig. 4.7 Resultados comparativos para el separador de fondo tipo hidrociclón.

Resultados obtenidos por SAAF de tipo

GRAVEDAD:

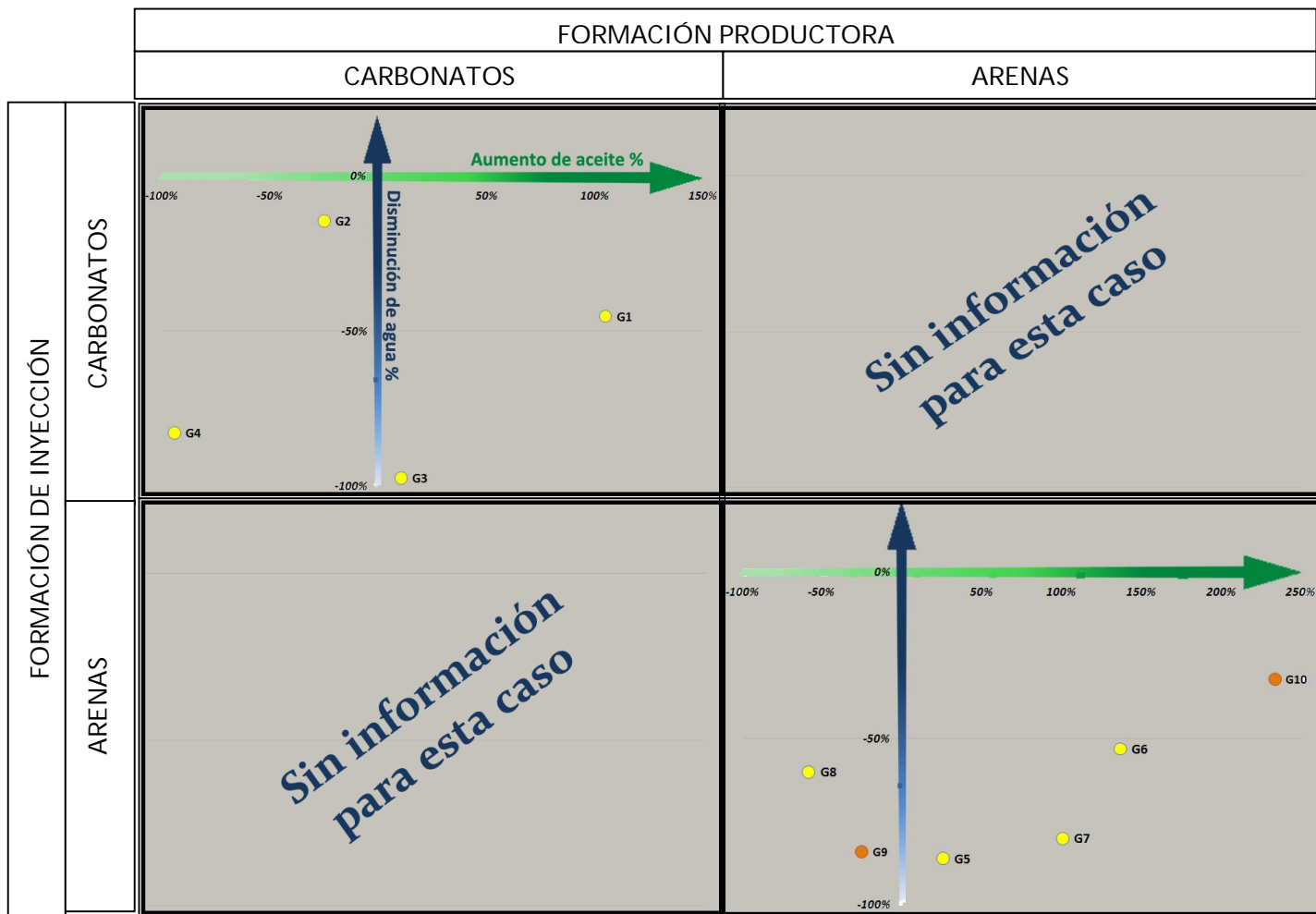


Fig. 4.8 Resultados comparativos para el separador de fondo por gravedad

4.31 Resumen de los datos

De la información de la tabla 4.1, 22 pozos producían en formaciones de carbonatos y 28 pozos producían en formaciones de areniscas, de las otras 6 instalaciones este dato no se especifica. Con respecto a la zona donde se inyecta el agua 17 separadores inyectaban el agua en formaciones de carbonatos, 31 inyectaban en arenas y no hay información de este dato para otras 8 instalaciones.

Se obtuvo información de 15 SAAF por gravedad; 14 del tipo SDAB descrito en este capítulo y 1 del STAB (cuyo esquema se encuentra en el anexo 3 de este trabajo). 39 SAAF del tipo de hidrociclón con bomba electro sumergible, 1 de hidrociclón combinado con bombeo mecánico y uno de hidrociclón con bombeo de cavidades progresivas (BCP). El SAAF costa afuera es el *Xijiang platform J30-2* en China, del tipo de hidrociclón con bombeo electro sumergible.

Para el SAAF por gravedad:

- 9 instalaciones fueron en TR de 5.5 in y 3 en TR de 7 in.
- En 7 de los casos se reporto un incremento en la cantidad de aceite producido después de la instalación del sistema, en 5 disminuyo, en uno permaneció igual, uno perdió todo, y no se tiene esa información en uno más.

Para el SAAF tipo hidrociclón:

- 14 instalaciones fueron en TR de 5.5 in, 1 en TR de 6.625 in, 17 en TR de 7 in, 1 en TR de 8.625 in y 3 en TR de 9.625 in. El hidrociclón con BCP en TR 5,5 in y el hidrociclón con bombeo mecánico en TR de 7 in.
- En 20 de los casos se reporto un incremento de aceite producido después de la instalación, en 12 disminuyo, en 6 permaneció igual, uno perdió todo y de dos no se tiene esa información.

En el mejor rendimiento de los hidrociclones la producción de aceite se incremento en un rango de 457% a 1 162% (este último incremento paso de 13 bbl a 164 bbl al día) mientras que un pozo perdió todo el aceite. Para los separadores por gravedad el mejor rendimiento de incremento de aceite estuvo en un rango de 106% a 233% (pasando de 3 a 10 bbl/d en el mejor caso) mientras que un pozo perdió toda la producción de aceite.

4.4 Resultados

Como un punto inicial para analizar los resultados se puede tomar en cuenta las conclusiones presentadas en el 2003 por el *International Downhole Processing Group* (Alhanati et. al. 2003) y respaldadas por C-FER Technologies (Kelly Piers, 2005) que presento un análisis de los efectos de las condiciones geológicas en el rendimiento de los SAAF de tipo de hidrociclón. Este grupo ha estado involucrado en el inicio de los SAAF y ha seguido su desarrollo por muchos años, ellos revisaron los datos de 80 instalaciones de SAAF hidrociclón usando bombas electro sumergibles para bombear los fluidos.

Concluyeron que las instalaciones que tienen la zona de producción y de inyección ambas ubicadas en carbonatos tienen la mayor probabilidad de éxito. Las instalaciones que tienen una combinación de zona de producción/zona de inyección: carbonato/arena, arena/carbonato, arena/arena poseen un riesgo de éxito medio. Y las instalaciones con una combinación carbonato/arena con acarreo de finos, arena con acarreo de finos/arena con acarreo de finos y donde la zona de inyección se ubica por encima de la zona productora tiene un riesgo alto de no ser exitosas.

		FORMACIÓN PRODUCTORA		
		CARBONATOS	ARENAS	ARENAS CON ACARREO DE FINOS
FORMACIÓN DE INYECCIÓN	CARBONATOS	BAJO	MEDIO	MEDIO/ALTO
	ARENAS	MEDIO	MEDIO	MEDIO/ALTO
	ARENAS CON ACARREO DE FINOS	ALTO	ALTO	ALTO

Esquema. 4.1 El riesgo de que la instalación del SAAF del tipo hidrociclón no resulte económicamente rentable. Tomado de C-FER Technologies 2005

Las dificultades:

Los problemas más comunes que los operadores que instalaron SAAF enfrentaron según los reportes, están relacionados con la acción de inyectar el agua una vez separada:

Para los casos en los que la zona productora es del tipo de arenas se acarrean finos en mayor cantidad que al ser separados tienden a viajar en la corriente de inyección taponando poco a poco la formación donde se inyecta el agua, lo que provoca que el motor de la bomba electro sumergible se force e inclusive llegue a quemarse.

Dificultades para establecer una adecuada diferencia entre el intervalo productor y la formación en la que se considera inyectar el agua. Si la relación de distancia y aislamiento entre las zonas no es la adecuada el agua que es inyectada puede migrar a la zona productora recirculándose en el sistema separador de fondo – yacimiento.

Ambos sistemas de separación demandan una vigilancia rigurosa y constante de sus condiciones de operación para advertir cualquier problema en las condiciones de inyección o separación.

Los beneficios:

El potencial del Separador de fondo radica en que:

- Se remueve la mayoría del agua a la profundidad del yacimiento donde las condiciones para la separación aceite-agua son favorables.
- Una relativa alta temperatura, la viscosidad de los líquidos es baja, y los gases y asfáltenos se encuentran aun en solución.
- Además, el aceite y el agua provenientes del yacimiento aun no han pasado por algún dispositivo mecánico por lo que las gotas de liquido a separar son más grandes
- Removiendo la mayoría del agua producida en fondo la caída de presión de la tubería de producción a la cabeza es reducida. Disminuir la cantidad de agua también disminuye la cantidad de químicos para el tratamiento de la emulsión, de corrosión y de incrustaciones.

Algunos autores consideran haciendo un balance el consumo de energía un sistema de SAAF del tipo hidrociclón comparado con un sistema convencional de transporte, separación, tratamiento en superficie y disposición final tuvo una reducción del 30%. Pero es difícil escoger

que factores tomar en cuenta y cuáles no para dicho balance. El hidrociclón sufrió poco o nulo desgaste al estar en operación.

Todos los separadores de fondo instalados demostraron abatir considerablemente la cantidad de agua producida en promedio de un 74% para los pozos con separador hidrociclón y un 65% para pozos con separador del tipo de gravedad. Sin embargo fue el deterioro a la cantidad de aceite producido, las dificultades de operación, y el riesgo de que resultara no rentable por la relación entre el costo del sistema que es relativamente caro y el precio del barril en este periodo de 1997 – 2004 lo que desmotivó la velocidad del desarrollo y cantidad de instalaciones de los SAAF.

4.41 Actividad reciente referente a los separadores de fondo

A partir del incremento en los precios del petróleo en años recientes la atención regresó para al desarrollo del sistema de tipo de hidrociclón. La firma de ingeniería canadiense C-FER Technologies pionera en el desarrollo de la tecnología continúa mejorando el diseño de sus separadores de fondo incluyéndoles un estrangulador de fondo y un hidrociclón más pequeño para separar los sólidos en fondo y enviarlos a superficie, y la instalación de hidrociclones en serie para la separación líquido – líquido. La empresa francesa TOTAL incluye estos sistemas como una solución en el desarrollo de sus campos maduros, en los años 2007 y 2008 probó varios pozos con este sistema en los campos de Abu Al-Bukhoosh en Abu Dhabi y en Tchbouéta Marine en el Congo.

Otras empresas como JP KENNY, FMC que se especializan en desarrollar infraestructura para la industria petrolera costa afuera actualmente 2009 prueban un separador de fondo de hidrociclones en serie para pozos horizontales

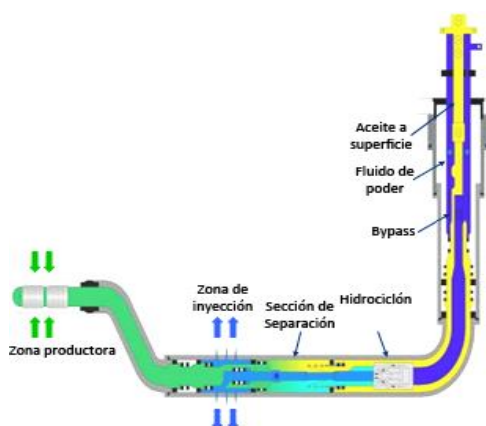


Fig. 4.9 Boceto del separador aceite-agua de fondo para pozos horizontales que actualmente (2009-2010) se encuentra en desarrollo por compañías como JP-KENNY, FMC

CAPITULO 5

DESHIDRATADOR ELECTROSTATICO DE CORRIENTE VARIABLE

La deshidratación del aceite en superficie involucra optimizar el uso de cuatro técnicas principales comentadas en el capítulo 2: *químicos desemulsionantes, gravedad (tiempo de retención), adición de calor y electricidad* para poder producir aceite libre de agua.

Los deshidratadores electrostáticos están en la última fase de deshidratación del crudo, y en la actividad del desalado. Son probablemente la tecnología para tratar la emulsión agua en aceite que más se ha desarrollado en los últimos años y cuya preferencia ha ido en aumento desde puntos de vista del cuidado del medio ambiente y el factor económico

Usar un deshidratador electrostático no supone prescindir de las demás acciones como la eliminación del agua libre, la adición de desemulsificantes o el calentamiento, pero puede abatir considerablemente la cantidad y principalmente de las dos últimas. El principal aporte que un tratamiento electrostático hace al sistema de producción es acelerar la coalescencia de la emulsión reduciendo el tiempo de deshidratación y mejorando la calidad del aceite final.

5.1 El mecanismo de electro-coalescencia

La separación del agua emulsionada por efecto solo de la fuerza de gravedad resulta en un asentamiento de las gotas dispersas muy lento; por ejemplo una gota de 20 μm de diámetro en un aceite de calidad de 33^o API con una viscosidad de 6.5 cp a una temperatura de 43 °C alcanzaría una velocidad de asentamiento de 2.13 cm/hr de acuerdo con la ley de Stokes (Burriss D.) Esta velocidad puede mejorarse si el tamaño de la gota de agua se incrementa, lo cual es el objetivo de un deshidratador electrostático.

La molécula del agua es del tipo polar (Fig. 2.6) haciéndola una sustancia conductora de electricidad. Por lo que bajo la influencia de un campo eléctrico la coalescencia de las gotas dispersas mejora por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- Las gotas de agua pueden adquirir una nueva carga eléctrica por un contacto directo con los electrodos que generan el campo eléctrico ó por la transferencia de carga convectiva del electrodo al aceite, lo que provoca que las gotas cargadas se muevan hacia el electrodo de carga contraria más cercano a ellas.
- Los gradientes eléctricos generados entre electrodos polarizan a las gotas de agua reorientando sus cargas parciales que originalmente tienen una orientación al azar. Provocando una atracción dipolar entre ellas

Efectos electrostáticos

La principal respuesta de una gota de agua sin carga en un medio de una constante dieléctrica baja, como el aceite, cuando se somete a un campo eléctrico provocado por electrodos es la polarización, es decir, se reorientan las cargas parciales de la gota formando dipolos. Entonces la gota se deforma en la dirección del campo eléctrico y tiende a convertirse en un esferoide ovalado, esta deformación afecta la tensión interfacial debilitando la película emulsionante que rodea a la gota (Fig. 2.20).

Para la interacción dipolo-dipolo entre dos gotas esféricas por la aplicación de un campo eléctrico, la fuerza electrostática puede ser descrita por el modelo dipolo-dipolo – inducido (DID por sus siglas en ingles) (Chiesa M. & Melheim J. et. al.)

$$F_{dipolo} = \frac{12\pi\beta^2\epsilon_c E^2 r_1^3 r_2^3}{\delta^4} (3K_1 - 1)$$
$$\beta = \frac{\epsilon_d - \epsilon_c}{\epsilon_d + 2\epsilon_c}$$

donde ϵ_c y ϵ_d son las constantes dieléctricas de la fase continua y de la fase dispersa respectivamente; E es la intensidad del campo eléctrico aplicado; r_1 y r_2 son los radios de las dos gotas respectivamente; δ es la distancia entre los dos centros de las gotas y β es llamado

factor Clausius-Mossotti. Cuando $\delta \rightarrow \infty$ el coeficiente K_1 se aproxima a la unidad y el estado dipolar original de las gotas se recupera.

Para aumentar la fuerza de la atracción entre las gotas adyacentes, se requiere:

- Aumentar el voltaje aplicado
- Aumentar r_1 y r_2
- Disminuir δ

Otras fuerzas que actúan que actúan sobre la gota de agua bajo la influencia de un campo eléctrico son:

Fuerza electroforética. Esta induce eléctricamente el movimiento de las gotas en un campo uniforme hacia el electrodo más cercano.

Fuerza dielectroforética. Es la que induce el movimiento de las gotas en la dirección en la que se incrementa el gradiente del campo eléctrico.

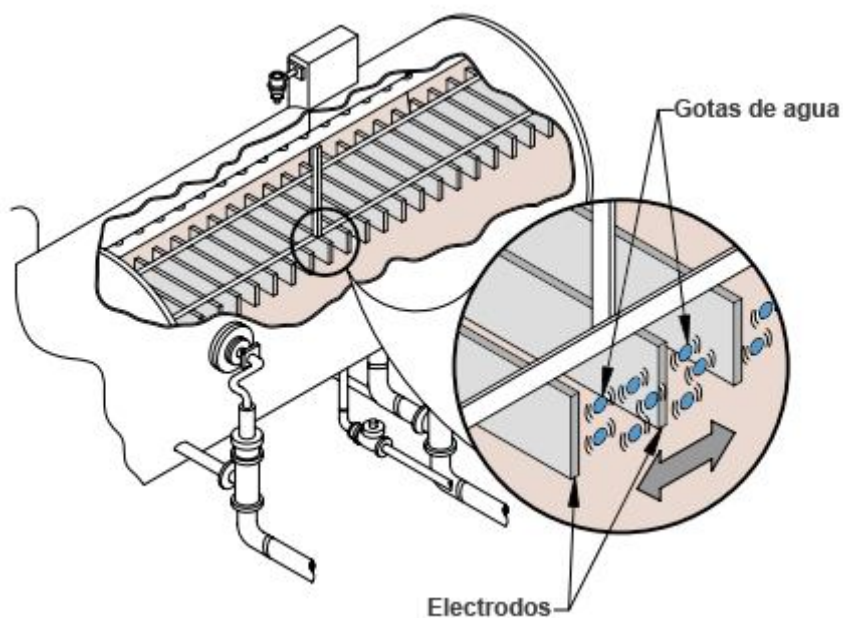


Fig. 5.1 El efecto de la carga eléctrica de CA en pequeñas gotas de agua en una emulsión provoca que estas oscilen

El principal factor a considerar cuando se diseña una unidad de coalescencia electrostática es la relación de carga. Los equipos son dimensionados para un cierto volumen de flujo por unidad de tiempo por unidad de área del arreglo de electrodos. (Arnold 2009). El

sistemas eléctricos de control que suministran energía a los electrodos consiste en un arreglo de transformadores de incremento, de una fase o triple fase, el cual por su entrada está conectado a una fuente de poder de bajo voltaje (208 V, 220 V o 440 V por ejemplo) y a la salida de sus bobinas están diseñados para inducir el voltaje de la magnitud deseada.

Materiales de los electrodos

Los electrodos eran originalmente contruidos de materiales eléctricamente conductivos, típicamente barras de metal. Pero bajo condiciones de altos cortes de agua, la aplicación de campos eléctricos solo con barras de metal se complicaba. Porque la gran cantidad de gotas de agua en el aceite provocaban un arco eléctrico entre los electrodos que ocasiona un corto circuito. Con campos eléctricos de CA han utilizado por mucho tiempo electrodos aislados para minimizar los cortos circuitos en el sistema. Electrodo aislados o no conductivos están frecuentemente cubiertos de fibra de vidrio reforzados con plástico que son apropiados para acarrear corriente y formar campos eléctricos a los que la emulsión pueda someterse.

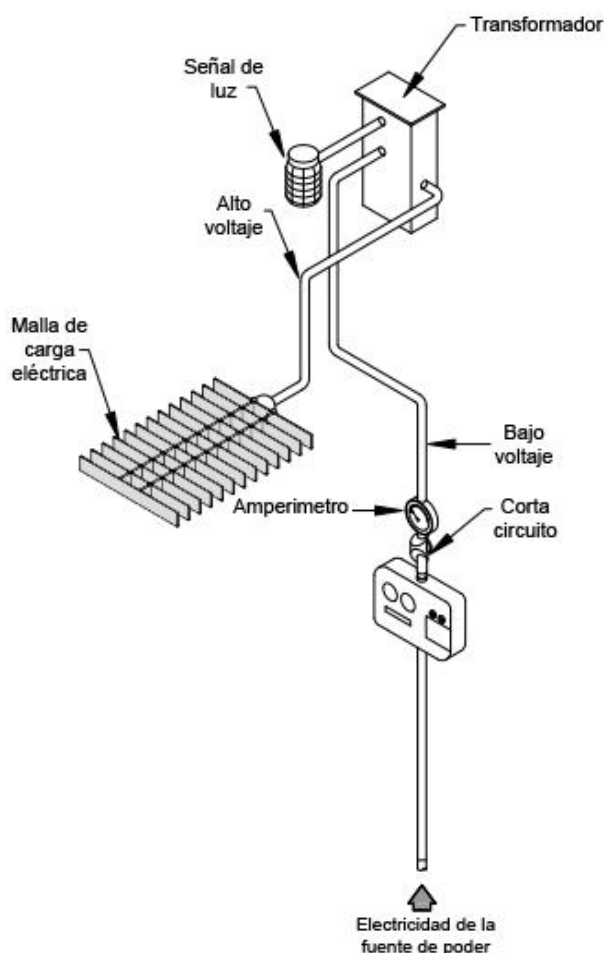


Fig. 5.2 Elementos del funcionamiento de la sección electrostática de un deshidratador.

Geometría de los electrodos

De acuerdo con las condiciones específicas de aplicación es posible adaptar electrodos de diferentes tipos como: en forma de alambres metálicos, de placas planas, de placas corrugadas, de varillas cilíndricas, del tipo de cilindro anular, entre otras...

El transformador

Un transformador es un sistema con el que se puede convertir el voltaje de una corriente alterna (CA) a una más alta o más baja, consta de dos bobinas acopladas magnéticamente. La corriente inducida en la bobina acoplada depende de la autoinducción de estas bobinas, de su número de espiras, fuerza de acoplamiento y distancia entre las bobinas. Por lo general las bobinas de un transformador están acopladas muy fuertemente por lo que la inducción mutua y el acoplamiento son grandes haciendo que la conversión de la corriente sea también alta. En el caso de un deshidratador electrostático el transformador eleva el voltaje de la corriente.

5.2 La corriente directa CD y corriente alterna CA

La corriente directa se genera a partir de un flujo continuo de electrones (cargas negativas) siempre en el mismo sentido, el cual es desde el polo negativo de la fuente al polo positivo. Se caracteriza por su tensión, porque al tener un flujo de electrones prefijado pero continuo en el tiempo proporciona un valor constante de voltaje. La CD mantiene la intensidad y dirección del campo constante atrayendo las gotas al electrodo más próximo, en cuanto lo toquen ocurre una transferencia de electrones, las gotas quedan cargadas eléctricamente y se mueven hacia el electrodo de carga contraria adquiriendo con esto desplazamientos una velocidad horizontal.

En la corriente alterna, los electrones no se desplazan de un polo a otro, si no que a partir de su posición fija en el conductor (centro), oscilan de un lado a otro de su centro, dentro de una misma amplitud para todos los electrones en el conductor. Esto a una frecuencia determinada (numero de oscilaciones por segundo). Por tanto la corriente no tiene un sentido de flujo constante sino que va cambiando de sentido y de signo continuamente, con tanta

rapidez como la frecuencia de oscilación de los electrones permita. Una CA cambia constantemente (en fracción de segundos) la dirección y la intensidad del campo eléctrico al que se someten las gotas lo que provoca que se deformen ovalmente y regresen a su forma original constantemente. Esto rompe la película estable de emulsificante que las envuelve, permitiendo ponerse en contacto directamente con otras gotas.

5.21 Campos eléctricos generados.

Actualmente hay por lo menos cuatro tipos de campos eléctricos aplicables a un deshidratador electrostático:

- Campo eléctrico de corriente alterna (CA)
- Campo eléctrico de corriente directa (CD)
- Combinado (CA/CD)
- Corriente directa por pulsos (CDP)

Una de las características que se toman en cuenta para la selección de la aplicación de un tipo de campo eléctrico es el contenido de la fase dispersa en el aceite lo cual puede causar un corto circuito en el sistema. Generalmente hablando un campo eléctrico AC puede tolerar altos cortes de agua y tiene una naturaleza no electrolítica.

Mientras que los campos eléctricos de CD son altamente eficientes para tratar con gotas de agua muy pequeñas, pero pueden promover una corrosión electrolítica, y son mucho más susceptibles a perder intensidad del campo eléctrico si se presenta un arco eléctrico por una alta densidad de gotas de agua entre los electrodos. Por ello solo se utilizan para los destilados de la refinación que tienen baja conductividad.

La combinación de campos eléctricos de CA/CD proporciona la tolerancia a altos cortes de agua de la AC y la alta eficiencia de un campo de CD.

En la década de los 1980's se investigó la aplicación de los campos eléctricos de CD por pulsos, sin embargo trabajos experimentales en el 2001 concluyeron que la aplicación de campos eléctricos de CA son más efectivos para incrementar la coalescencia de gotas de agua dispersas en aceite que la CD por pulsos (Lee, Sams & Wegner). Pero la CD por pulsos mostró la importancia que tiene una óptima frecuencia de la administración del campo eléctrico en el

rompimiento de la emulsión y coalescencia electrostática. Actualmente los sistemas de campos eléctricos por pulsos son ampliamente utilizados en la ciencia del procesamiento de alimentos.

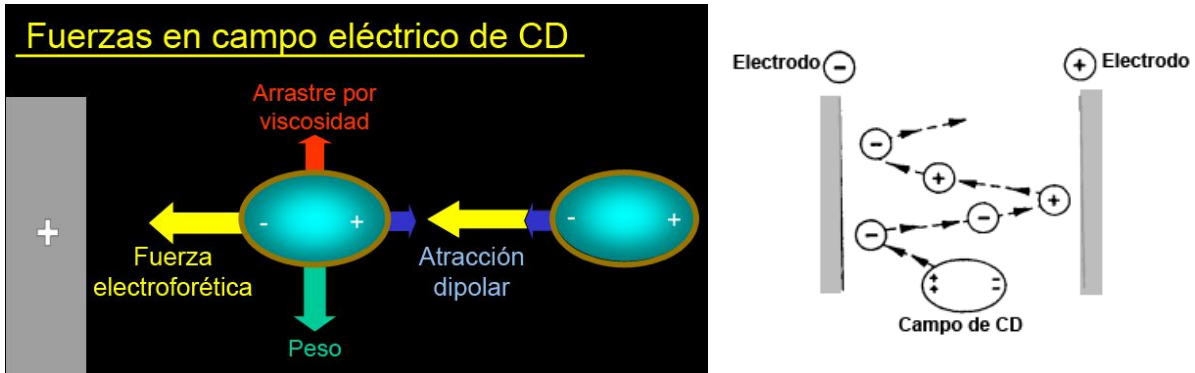


Fig. 5.3 Fuerzas que actúan sobre una gota bajo la influencia de un campo eléctrico de CD (derecha) y el movimiento que sigue una gota de agua entre dos electrodos de CD

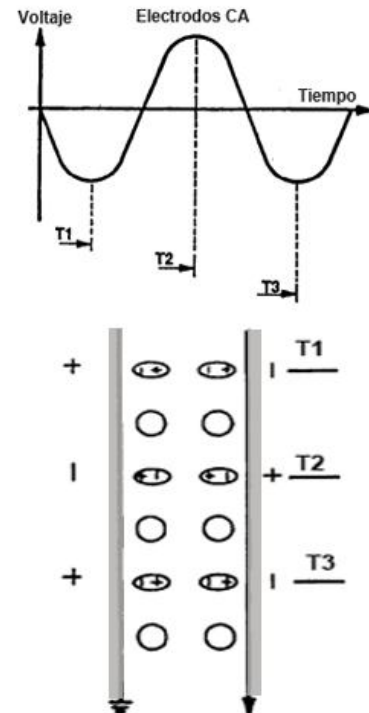
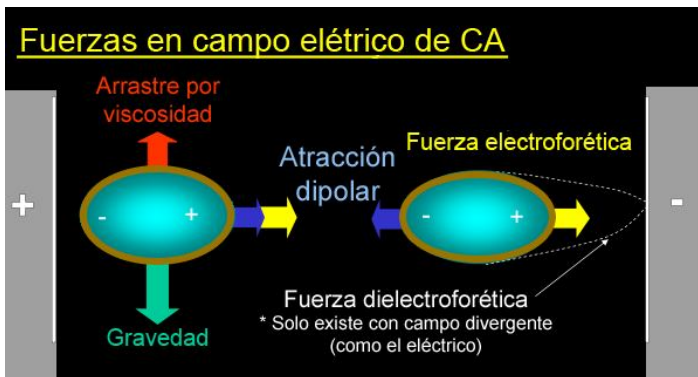


Fig. 5.4 Fuerzas que actúan sobre una gota bajo la influencia de un campo eléctrico de CA (derecha) y efecto que tiene dicho campo sobre las gotas entre dos electrodos, estas "vibran" con la intensidad de la frecuencia con la que se administra la corriente (izquierda)

Campo electrostático CA/CD

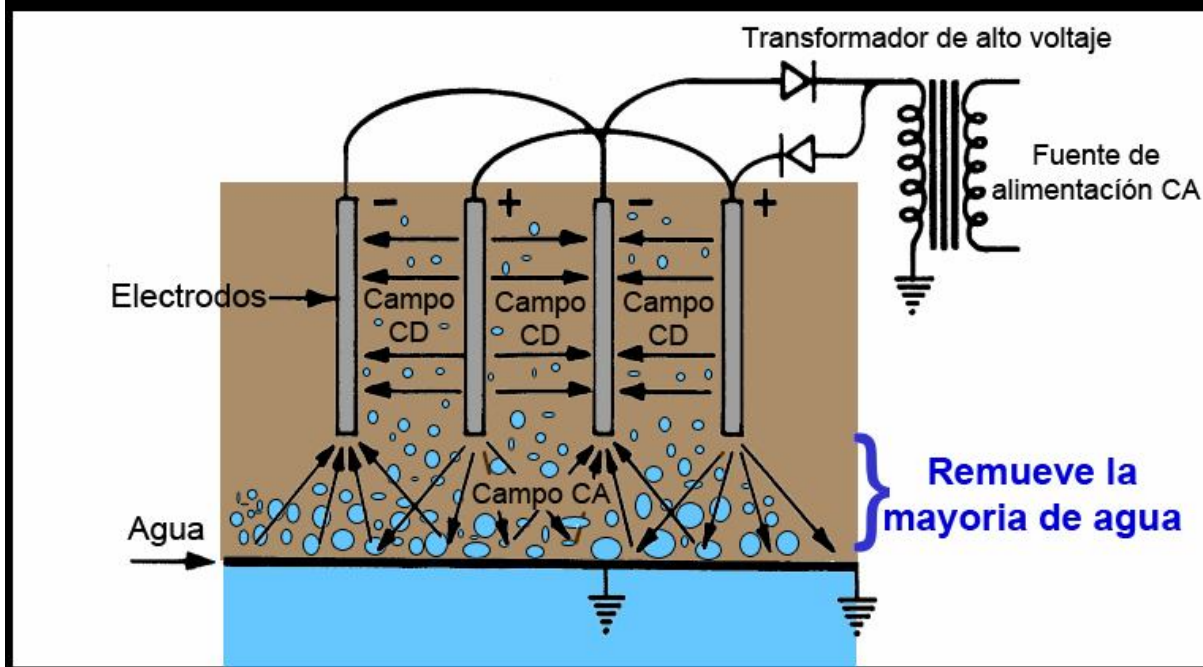


Fig. 5.5 El arreglo que combina campos eléctricos de CA/CD toma la ventaja de manejar un alto corte de agua por parte de la CA y la eficiencia de la CD para tratar gotas de tamaño muy pequeño. Como la mayoría del agua es removida en la zona de CA se disminuye el riesgo de un corto circuito en la parte de CD.

Para los deshidratadores que combinan la aplicación de campos combinados de CA/CD la sedimentación ocurre por el principio de Stokes, Múltiples fuerzas favorecen la coalescencia y el crecimiento de las gotas:

- Colisiones Brownianas (por efecto de calentamiento previo)
- Atracción dipolar
- Movimiento electroforético
- Movimiento dielectroforético

5.21.1 Los factores de mayor influencia en la coalescencia de las gotas

Muchos factores pueden influir el proceso de electro-coalescencia: el voltaje, la frecuencia de oscilación, la forma de la onda del campo eléctrico, la geometría del equipo, la configuración de los electrodos, la temperatura de operación, el gasto de flujo, y las propiedades físico-químicas de los constituyentes de la emulsión. Para esta investigación solo se pondrá atención en las condiciones de voltaje/frecuencia aplicados al campo eléctrico.

5.22 Voltaje y frecuencia del campo eléctrico

En casi todas las instalaciones convencionales de deshidratadores electrostáticos, se aplicado un solo nivel de voltaje a los electrodos para alcanzar un grado benéfico de desemulsificación. Si en el aceite hay presencia gotas de agua muy pequeñas emulsificadas, se requieren altos voltajes para desarrollar suficiente fuerza para superar la tensión interfacial y promover la coalescencia. Mientras tanto, el campo eléctrico que se genere sobre el resto de la emulsión pondrá un tamaño estable máximo para las demás gotas. Que puede dar lugar a romper otras gotas de mayor tamaño que vayan alcanzando la zona de los electrodos. Por lo tanto existen dos voltajes que definen los límites de una electro-coalescencia efectiva (Sams G. & Warren K.)

Voltaje inicial. El gradiente de intensidad necesario para iniciar la coalescencia

Voltaje critico. Máximo Voltaje en el cual una gota de diámetro específico puede existir, después de este valor dicha gota puede dividirse en gotas más pequeñas.

Experimentos de sistemas coalescedores con frecuencia controlada (Friedeman & Nilsen, y Byoung-Yun et.al.) indicaron una dependencia de la frecuencia con la que se administra el voltaje en un campo eléctrico de CA en el comportamiento de la coalescencia, hablan de un potencial para incrementar el crecimiento de la gota tan alto como cuatro veces cuando se compara una frecuencia lineal (voltaje constante) con una frecuencia variable optima experimental.

5.3 Variación de la corriente y la frecuencia

Es difícil que la emulsión w/o tenga las mismas características por periodos largos de tiempo, estas cambian periódicamente reflejando los cambios en la producción de los pozos. Por lo que sería conveniente, para alcanzar una mayor eficiencia que el operador pudiera modular la frecuencia y el voltaje del campo eléctrico del deshidratador electrostático para adaptarse a la emulsión en turno.

5.31 Controlador de Respuesta de Carga (CRC)

Los deshidratadores electrostáticos convencionales están equipados con el 100% de transformadores de reactancia. Si un corto circuito ocurre en la salida del transformador, lo cual ocurre para emulsiones con alto corte de agua por arcos eléctricos, la reactancia a la entrada del transformador tendrá una caída de voltaje de admisión que limitara el voltaje a la salida durante el flujo de alta corriente entre los electrodos del deshidratador. Aunque este sistema proporciona una excelente protección para la fuente que suministra la energía al deshidratador, también limita la utilidad de los sistemas eléctricos en el tiempo en el que el proceso se perturba.

Basado en una tecnología patentada el PC – Control de Respuesta de Carga fue desarrollado como un auto-regulador del flujo de la corriente eléctrica proporcionando la utilización de todo el voltaje disponible aun durante el tiempo de una posible perturbación. Este CRC consiste en 30% de reactancia en el transformador en combinación con un dispositivo electrónico que detecta la carga que está siendo acarreada y ajusta la potencia del transformador en consecuencia. El ajuste de energía se lleva a cabo por Rectificadores Controlados de Silicón (SCR's por sus siglas en ingles), que cambian el encendido y apagado del transformador rápidamente. Por lo que ráfagas muy breves de alta potencia se intercalan con periodos de apagado. Por lo tanto, el transformador no supera su límite de disipación de calor, lo que permite entregar corriente eléctrica al proceso durante condiciones de perturbación sin comprometer la integridad de la fuente de alimentación.

Desde que este procedimiento está basado en el tiempo puede ser programado en una computadora para modular la energía eléctrica con el fin de controlar el voltaje suministrado al deshidratador.

5.32 Frecuencia variable

La primera posibilidad que surgió de variar el voltaje fue para un campo de corriente combinada CD/CA y actualmente una existe una “doble modulación” en la que se incluye junto con la variación del voltaje también la variación de la frecuencia con la que se suministra la corriente, es llamado “*Dual Frequency*”.

Para esta tecnología de variación de voltaje/frecuencia, el voltaje debe ser modulado entre dos límites, entre el del voltaje inicial y el voltaje crítico.

El avance del sistema del controlador de respuesta de carga (CRC) hace posible que los niveles de voltaje del deshidratador electrostático sean variados y ajustados para conseguir un ritmo de deshidratación que permita ciclos de dispersión / mezclado / coalescencia / asentamiento. El porcentaje de tiempo por ciclo que la corriente esta al máximo y al mínimo, es importante, con el fin de lograr un balance en el cual: el tiempo que se mantenga el alto voltaje asegure un adecuado mezclado, y en el tiempo en el que se mantenga el bajo voltaje se permita que las gotas que incrementaron su tamaño asentarse.

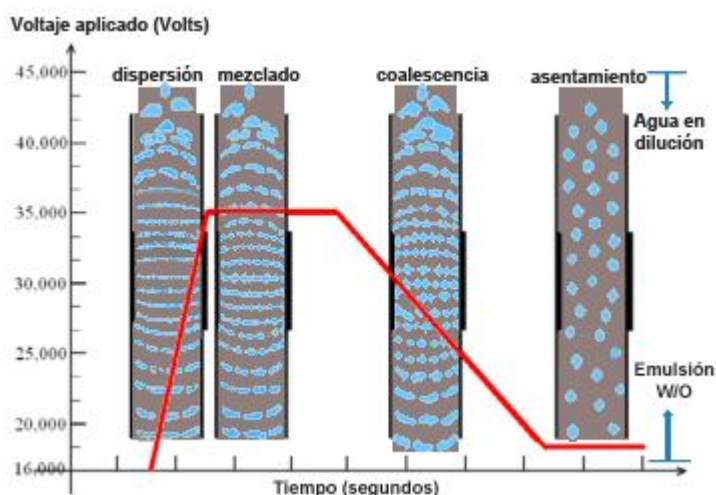


Fig. 5.6 Un ciclo del comportamiento de la emulsión bajo la variación de la corriente eléctrica y la frecuencia aplicada a un deshidratador electrostático.

La modulación de la frecuencia es el ritmo de repetición al que oscila la carga en la corriente alterna, esto afecta el transporte, el crecimiento y la oscilación de la de la gota de agua. A Una oscilación lenta las gotas extienden su superficie y desestabiliza la película que forma la emulsión.

Es de hacer notar que la frecuencia modulada es diferente de la frecuencia base (alrededor de los 60 Hz). La frecuencia base representa la mínima frecuencia requerida para prevenir la descarga total y que las gotas de agua se dispersen. La habilidad de incrementar la frecuencia base permite al proceso de coalescencia electrostática ser optimizado para un amplio rango de tipos de aceite y emulsiones. En tanto la frecuencia base se incrementa, lo harán también las fuerzas electrostáticas y el rendimiento de la deshidratación mejorara significativamente.

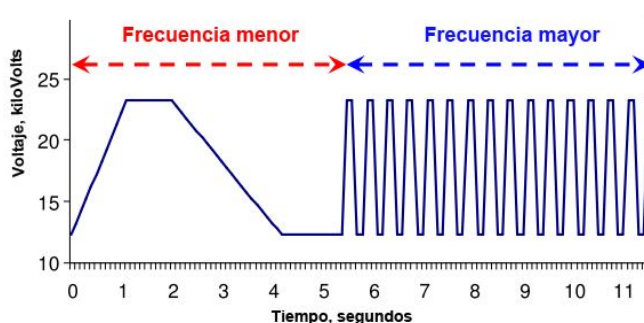


Fig. 5.7 La variación de la frecuencia ajusta el número de ciclos por segundos en los que la corriente administrada es variable

Modular la frecuencia afecta a:

- El transporte de la gota como función de la conductividad del aceite.
- La deformación de la gota como función de la tensión interfacial.
- La fuerza del campo eléctrico como función del voltaje aplicado.

Históricamente la selección del voltaje óptimo de operación para un deshidratador electrostático hizo necesario guardaba una relación entre el gasto de fluidos que pasa a través de los electrodos y la calidad de la deshidratación que se pretendía alcanzar, pero esta relación puede ser más flexible si se tiene la posibilidad de ajustar las condiciones del campo eléctrico a las de la emulsión, de corte de agua y gasto de fluidos. Esto hace que el deshidratador electrostático sea de menores dimensiones y trabaje con la misma capacidad de procesamiento si se compara con uno convencional de CA.

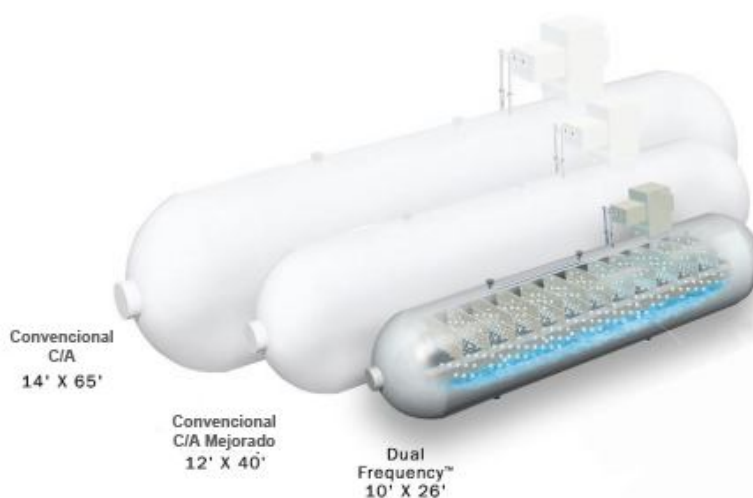


Fig. 5.8 El aumento en la eficiencia de la coalescencia variando el voltaje y la frecuencia en los deshidratadores electrostáticos ha permitido hacerlos más compactos. Comparación de la disminución del tamaño, según la compañía Cameron-Natco 2010 dueña de la patente Dual Frequency.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al reporte emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en 2010, en México el factor de recuperación promedio para los yacimientos petroleros es del 29%. Si pretendemos fijar un objetivo de recuperación del orden del 60% o 70% como es el que han establecido países como Brasil o Noruega. Los problemas de la deshidratación del crudo y manejo del agua una vez separada, seguirán siendo grandes retos a enfrentar a lo largo de esa enorme brecha entre el porcentaje de recuperación actual y el pretendido, por lo que serán determinantes para establecer la rentabilidad de los proyectos.

Así mismo en la administración de los campos petroleros debe ser identificado con antelación el avance del agua hacia los pozos, el momento en el que el contacto aceite-agua arribe a la terminación productora y la intensidad con la que el agua será aportada. Esto para realizar las inversiones y adecuaciones a las instalaciones de transporte, separación y acondicionamiento de la producción para su manejo.

Los separadores de fondo

El potencial del Separador de fondo radica en que se remueve la mayoría del agua a la profundidad del yacimiento donde las condiciones para la separación aceite-agua son muy favorables: Una relativa alta temperatura, la viscosidad de los líquidos es baja, los gases y asfáltenos se encuentran aun en solución y además la mezcla agua – aceite aun no han pasado por algún dispositivo mecánico, por lo que las gotas de líquido a separar son más grandes

La capacidad de separación de líquidos en fondo ha demostrado ser buena, una disminución promedio de 74% de agua para el SAAF tipo hidrocución y 65% para el separador por gravedad.

Sin embargo un separador de fondo también representa uno de los más grandes retos en la industria. La acumulación gradual sobre la cara de la zona de inyección por el aceite arrastrado, residuos de corrosión y arenas acarreados por el agua representan un gran problema para el rendimiento de la inyección con el paso del tiempo. Además de que la inyección por encima de la presión de fracturamiento demanda capacidades de bombeo muy altas en un espacio confinado y reducido.

Seguramente con la evolución de los sistemas de bombeo a alta presión compactos como el bombeo electro sumergible, y control de sólidos en fondo, el desarrollo de este tipo de separadores los llevara a ser una buena opción para combatir el problema del gran volumen de agua producida, con un menor riesgo económico.

En México sería conveniente avanzar a la realización de una prueba piloto para la instalación de un separador de fondo del tipo hidrociclón, pues tenemos el problema de altas producciones de agua en campos maduros. Y para aminorar el riesgo de que la prueba fracasase se recomienda que las características de la producción del pozo sean:

- **Pozo vertical**
- **Corte de agua de por lo menos 60%**
- **Alto gasto de aporte de líquidos**
- **Buena diferencia de densidades entre las fases**
- **El yacimiento contenga una cantidad de hidrocarburos remanentes que haga factible económicamente la prueba.**
- **Tanto la formación productora como inyectora sean carbonatos sin acarreo de sólidos**
- **La integridad de la TR de explotación debe ser buena para soportar el empacador sello que aísla la zona de inyección**
- **El tamaño de la TR de producción sea de 7 in o mayor**

Algunas zonas en carbonatos con potencial para realizar la prueba pueden ser:
Antonio J. Bermúdez
Activo Cactus-Sitio Grande
Activo Muspac
Arenque
Activo Abkatun-Pol-Chuc
Activo Ku-Maloob-Zaap
Activo Cantarell

De poder dominar el uso del tipo de separadores de fondo tipo hidrociclón estos pueden convertirse en una buena alternativa, no invasiva para el yacimiento, para controlar el volumen de agua producida que se acarrea a superficie, aminorando los costos de producción y el impacto contaminante al ambiente.

Deshidratador electrostático de corriente variable

La posibilidad de administrar la corriente eléctrica a los electrodos en ciclos de alto y bajo voltaje, evita el decaimiento del campo eléctrico que en sucede en los deshidratadores electrostáticos convencionales cuando la densidad de gotas suspendidas en el aceite es alta y se forma un arco eléctrico que provoca un corto circuito. En un instante de cada ciclo de variación de la corriente, cuando el voltaje es el mínimo, el campo eléctrico permite que las gotas que lograron alcanzar un mayor tamaño caigan recorriéndose a la fase del agua separada.

Darle al operador la posibilidad de modular la intensidad y la frecuencia de corriente eléctrica que se suministra a los electrodos del deshidratador, brinda la capacidad de adaptar el campo eléctrico a las condiciones de la emulsión en turno que este entrando al deshidratador, lo que permite acondicionar el aceite a una menor temperatura y requiriendo una menor cantidad de desemulsificantes.

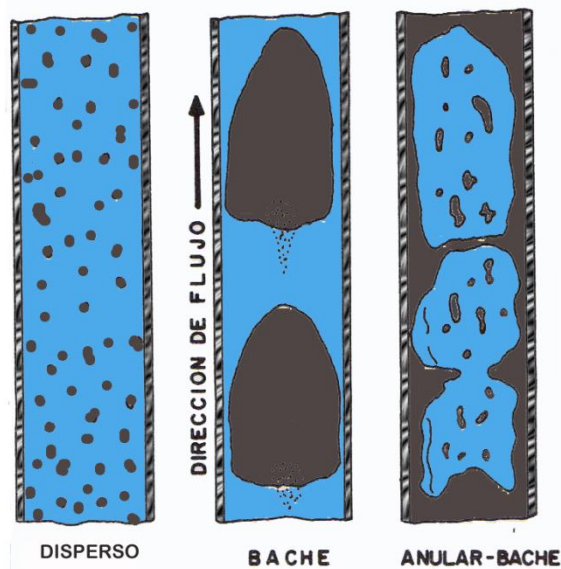
Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

Esta condición aumenta la capacidad de tratar un gasto mayor de líquidos en un menor tiempo y con un equipo mucho más compacto, en las futuras instalaciones en México para el acondicionamiento del aceite es conveniente, considerar al deshidratador electrostático de corriente variable como un equipo que tiene las mejores condiciones actualmente para favorecer el rompimiento de emulsiones y acelerar la coalescencia.

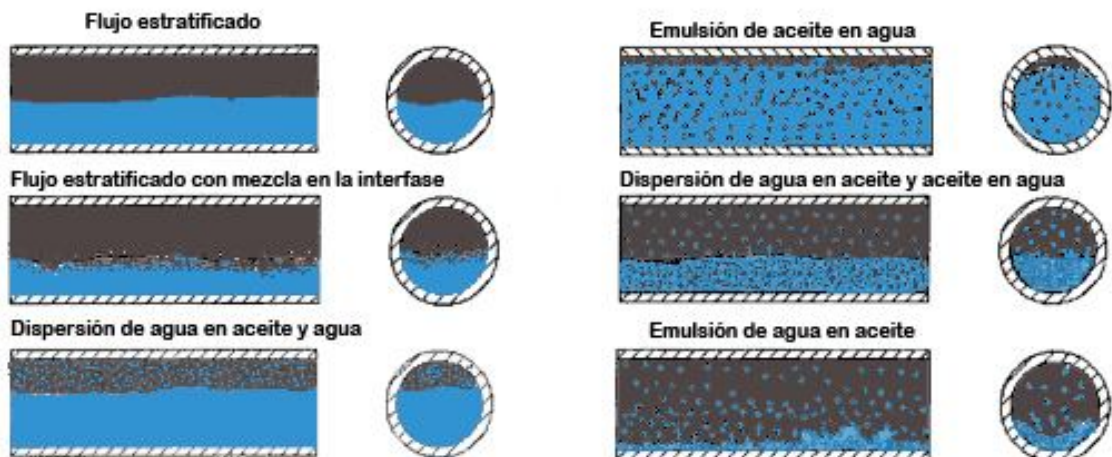
ANEXO 1

Al fluir dos fases simultáneamente en una mezcla la geometría o patrón de flujo en la tubería puede presentarse de diferentes formas dependiendo del porcentaje de cada fluido en la mezcla, la agitación con la que la viaja dicha mezcla y el grado de inmiscibilidad entre las fases. A continuación se muestran diferentes patrones de flujo que pueden presentarse entre el aceite y el agua.

TUBERÍA VERTICAL



TUBERÍA HORIZONTAL



Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

ANEXO 2

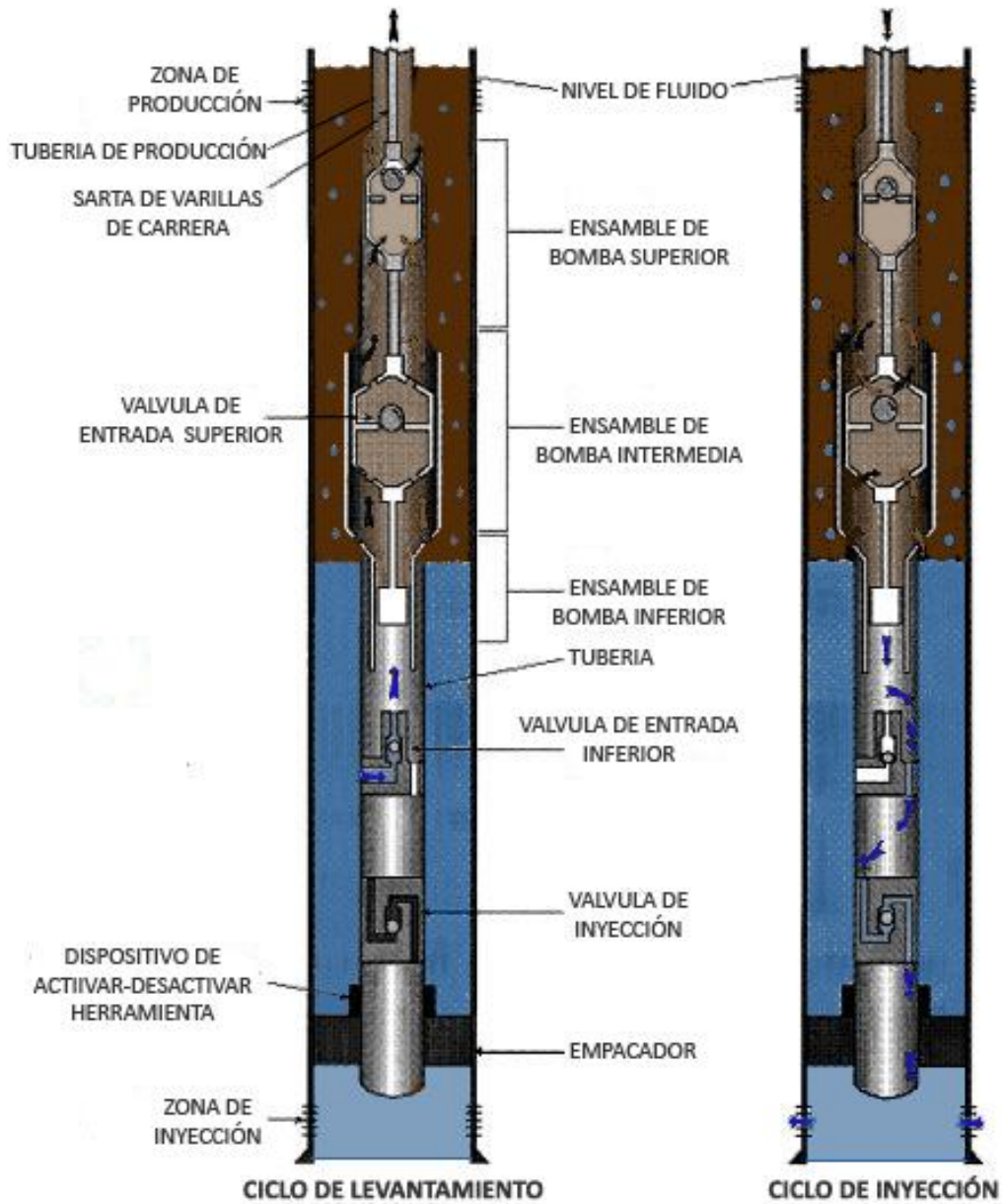
Características químicas del agua de formación de 107 pozos en tierra, productores del mesozoico en la cuenca del sureste mexicano. Tomado de "Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: Implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimientos petroleros" Blanca A. Méndez, 2007

Pozo	Edad	ρ g/ml	pH	SDT mg/kg	Λ S	Cl ⁻ mg/kg	Br ⁻ mg/kg	I ⁻ mg/kg	F ⁻ mg/kg	SO ₄ ²⁻ mg/kg	HCO ₃ ⁻ mg/kg	Na ⁺ mg/kg	K ⁺ mg/kg	Mg ²⁺ mg/kg	Ca ²⁺ mg/kg	Li ⁺ mg/kg	Sr ²⁺ mg/kg	Fe ³⁺ mg/kg	Cu ²⁺ mg/kg
Agave 242	Terciario	1.117	7.51	133,492	0.265	81,214	835.0		1.0	18.0	173.2	32,107	2,374	1,387	15,257			67.5	0.520
Castañal 21	Terciario	1.216	6.66	202,229	0.402	125,773	153.7	26.0	221.3	144.2	207.4	28,991	5,158	2,589	35,345	39.8	2,003.5	144.0	0.572
El Golpe 3T	Terciario	1.053	7.97	50,860	0.099	29,980	197.2	22.1	38.9	14.1	183.0	18,513	91	537	1,189	0.7	53.1	15.7	0.505
El Golpe 32	Terciario	1.037	7.72	60,307	0.118	33,383	199.6	15.4	227.4	22.2	2348.5	21,680	141	454	1,610	1.6	183.8	8.8	0.406
Santuario 34-D	Terciario	1.077	6.47	149,716	0.297	90,054	819.1	12.7	183.0	27.8	884.5	44,274	492	2,039	9,895	3.9	934.1	58.0	2.194
Saramako 1-2	Terciario	1.009	6.88	25,232	0.048	13,910	42.0	10.2	8.0	40.0	341.6	8,554	181	30	3,028			34.0	0.039
Agave 42	Cretácico superior	1.138	7.78	154,394	0.306	98,440	669.0	24.3	1.0	146.0	219.6	35,749	3,297	1,067	14,619			101.7	0.001
Agave 52	Cretácico superior	1.041	7.67	60,234	0.118	33,946	251.4	11.3	10.0	50.7	213.5	17,510	1,083	692	6,281			25.5	0.213
Agave 53	Cretácico superior	1.106	7.61	52,016	0.102	29,678	193.8	7.5	10.0	151.2	242.9	14,746	866	512	5,428			21.3	0.180
Agave 62	Cretácico superior	1.082	7.18	77,326	0.152	43,735	297.5	11.4	10.0	86.7	387.1	22,347	1,442	873	7,948			33.0	0.240
Agave 71	Cretácico superior	1.117	7.53	132,732	0.263	75,565	458.6	19.4	10.0	233.7	165.2	38,590	2,779	1,176	13,531			55.1	0.599
Agave 73	Cretácico superior	1.134	7.28	149,965	0.298	92,090	935.0		1.0	88.3	172.6	36,284	2,921	1,288	16,054			71.5	0.608
Agave 201	Cretácico superior	1.155	6.83	171,006	0.340	105,714	1,108.0		1.0	18.7	137.3	40,146	3,306	1,633	18,803			84.3	0.697
Agave 512	Cretácico superior	1.053	8.06	69,346	0.136	42,441	409.0	10.3	1.0	21.2	136.6	17,757	1,125	733	6,612			27.5	0.290
Agave 611	Cretácico superior	1.060	7.41	90,530	0.179	55,067	539.0	8.8	1.0	71.6	149.5	23,192	1,822	835	8,733			38.3	0.358
Agave 721	Cretácico superior	1.062	7.81	75,828	0.149	46,580	325.0	10.7	8.0	116.0	134.2	19,604	1,124	625	7,193			50.8	0.324
Comoapa 1-A	Cretácico superior	1.082	7.40	112,901	0.223	67,496	468.7	26.9	124.5	299.8	176.9	31,254	2,733	869	8,770	78.4	506.6	36.7	1.054
Comoapa 21	Cretácico superior	1.120	7.42	140,381	0.278	83,133	751.1	40.9	149.2	313.5	164.7	35,952	3,376	1,101	14,373	85.9	823.7	55.2	1.686
Escuintle 201	Cretácico superior	1.175	6.60	243,362	0.484	144,077	795.8	29.0	246.6	131.8	213.5	76,237	2,877	1,093	16,323	50.0	1,160.5	64.2	5.718
Múspac 2	Cretácico superior	1.064	8.17	71,439	0.140	41,133	185.2	6.0	71.3	743.1	298.9	23,829	1,415	510	3,017	35.3	127.1	12.3	0.678
Múspac 14	Cretácico superior	1.088	8.31	40,591	0.079	23,045	110.9	3.8	20.9	675.0	579.5	13,421	734	298	1,553	19.5	73.4	6.5	0.250
Múspac 21	Cretácico superior	1.055	7.52	44,214	0.086	25,348	122.5	4.8	27.8	734.5	1037.0	13,780	818	288	1,897	19.9	72.3	7.1	0.250
Múspac 42	Cretácico superior	1.091	7.60	104,397	0.206	61,931	247.6	6.4	115.4	615.0	231.8	34,175	1,853	592	4,320	46.2	187.5	17.1	0.983
Múspac 53	Cretácico superior	1.140	7.35	109,534	0.217	66,322	256.4	6.3	123.3	538.0	225.7	34,878	1,892	617	4,357	46.0	205.0	17.1	0.662
Múspac 96	Cretácico superior	1.019	7.72	48,174	0.094	27,840	104.2	2.9	35.9	802.8	305.0	15,753	1,020	278	1,879	22.0	73.2	7.4	0.259
Nispero 96	Cretácico superior	1.116	8.05	38,100	0.074	22,323	183.3	14.6	20.4	432.8	244.0	11,589	982	206	1,916	12.6	106.2	7.2	0.250
Pijije 41	Cretácico superior	1.177	6.15	231,215	0.460	137,115	816.7	24.9	231.0	147.2	103.7	70,156	2,407	1,068	17,659	50.4	1,280.0	83.9	3.915
Saramako 1	Cretácico superior	1.009	8.69	25,439	0.048	14,254	103.0		1.0	386.7	536.8	8,721	900	51	433			1.8	0.153
Artesa 35	Cretácico medio	1.043	7.36	88,417	0.174	52,812	308.8	19.0	99.0	50.0	311.1	26,941	292	1,428	5,911	1.9	187.0	25.6	1.461
Cactus 4-D	Cretácico medio	1.071	8.10	11,995	0.022	6,659	61.8	3.3	1.0	156.0	280.6	3,494	258	108	856	2.4	63.2	3.7	0.250
Cactus S5	Cretácico medio	1.115	7.75	65,856	0.129	38,899	351.2	16.0	56.1	604.1	335.5	18,104	1,504	530	5,124	19.6	234.1	20.7	0.382
Cactus 107	Cretácico medio	1.096	8.01	45,417	0.088	26,732	216.4	11.1	29.9	416.5	250.1	13,284	1,150	297	2,807	13.5	131.7	10.8	0.297
Capatzeno 15	Cretácico medio	1.138	5.86	221,972	0.442	132,694	676.7	16.6	230.1	250.2	152.5	64,882	8,201	2,722	11,509	22.6	480.1	68.9	5.191
Carmato 11	Cretácico medio	1.105	7.53	29,926	0.057	15,924	61.0	2.1	10.7	576.1	1,647.0	9,560	740	205	1,075	13.8	47.8	3.9	0.250
Carmato 25	Cretácico medio	1.090	7.68	30,625	0.059	17,084	64.8	1.9	23.4	391.3	854.0	9,795	946	173	1,121	14.6	97.9	4.2	0.250
Catedral 3	Cretácico medio	1.051	7.74	43,651	0.085	24,848	87.5	7.2	29.2	567.5	457.5	15,100	880	250	1,288	15.1	62.9	5.1	0.586
Catedral 21	Cretácico medio	1.098	7.87	40,959	0.080	23,170	74.3	2.5	19.6	758.7	396.5	13,980	943	213	1,258	19.1	61.6	5.2	0.250
Catedral 43	Cretácico medio	1.049	8.00	39,953	0.078	22,495	78.5	6.0	20.0	896.9	414.8	13,806	806	223	1,088	14.7	48.6	4.8	0.250
Catedral 67	Cretácico medio	1.036	7.94	29,416	0.056	16,336	51.4	1.9	8.0	431.3	616.1	10,127	677	189	852	13.2	58.8	3.2	0.349
Catedral 85	Cretácico medio	1.041	8.15	36,123	0.070	20,069	74.0	5.9	15.4	658.2	591.7	12,707	720	212	954	13.0	47.8	3.8	0.250
Catedral 87	Cretácico medio	1.004	8.09	33,652	0.065	18,462	55.2	1.9	8.7	632.3	616.1	11,914	756	169	905	15.0	60.0	3.7	0.250
Cunduacán 13	Cretácico medio	1.090	8.12	91,619	0.181	52,336	331.2	17.3	93.3	1437.1	378.2	33,322	1,349	251	1,912	24.8	92.6	7.7	1.488
Escuintle 23	Cretácico medio	1.090	7.71	37,195	0.072	21,142	57.1	12.7	61.2	183.2	414.8	11,775	629	179	2,561	11.9	66.5	11.0	3.233
Fénix 2	Cretácico medio	1.142	6.63	225,330	0.448	138,042	1,429.1	40.1	231.6	119.5	201.3	45,460	4129	1,907	31,629	93.9	1,862.4	120.8	1.125
Giraldas 4	Cretácico medio	1.099	7.35	54,873	0.107	31,497	359.5	27.8	41.6	235.1	244.0	15,463	1498	422	4,681	24.0	299.8	17.9	0.250
Giraldas 24	Cretácico medio	1.047	7.42	76,517	0.151	45,838	490.4	26.4	78.7	280.8	262.3	20,291	2016	608	6,086	38.6	409.2	23.7	0.454
Giraldas 53	Cretácico medio	1.029	8.39	21,588	0.041	11,753	91.8	12.1	27.4	526.7	542.9	7,199	469	71	775	6.9	39.7	3.0	0.250
Jolote 22	Cretácico medio	1.218	6.56	223,576	0.445	141,613	1,347.7	27.6	231.3	180.4	97.6	35,278	6,375	2,349	34,370	57.9	1,446.3	141.8	2.039
Jolote 45	Cretácico medio	1.203	6.61	168,085	0.334	103,106	1,193.6	24.5	194.1	149.1	152.5	29,999	4,689	1,980	25,263	49.1	1,133.3	99.3	0.755
Jolote 63	Cretácico medio	1.028	6.44	215,303	0.428	133,896	1,393.0	26.3	226.8	31.8	158.6	36,096	5,336	2,206	33,927	45.5	1,760.0	134.2	0.471
Jolote 85	Cretácico medio	1.195	5.97	278,404	0.554	174,977	1,698.6	36.8	274.6	43.0	122.0	44,554	6,822	2,681	44,652	64.1	2,246.0	175.4	1.023
Juspi 1	Cretácico medio	1.194	6.23	333,489	0.665	209,066	2,182.5	59.9	341.9	32.4	183.0	63,203	5,632	2,539	46,437	93.5	3,443.8	187.3	2.294
Luna 12-B	Cretácico medio	1.000	8.46	15,299	0.028	7,058	37.4	12.5	21.2	541.2	1342.0	5,954	159	5	51	9.2	13.7	1.0	0.413
Luna 16	Cretácico medio	1.028	8.45	16,557	0.031	8,127	45.8	13.9	18.5	488.6	976.0	6,513	121	14	109	9.5	8.8	1.0	0.846
Mundo Nuevo 2-A	Cretácico medio	1.184	6.77	241,173	0.480	146,954	667.0	25.4	254.6	370.3	170.8	74,020	4,700	1,208	11,937	151.2	620.1	49.8	2.867
Mundo Nuevo 51	Cretácico medio	1.155	6.88	224,494	0.447	136,119	680.8	44.3	239.0	490.1	189.1	69,299	4,009	1,122	11,553	129.2	528.3	46.7	2.234

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

Pozo	Edad	ρ g/ml	pH	SDT mg/kg	Λ S	Cl ⁻ mg/kg	Br ⁻ mg/kg	I ⁻ mg/kg	F ⁻ mg/kg	SO ₄ ²⁻ mg/kg	HCO ₃ ⁻ mg/kg	Na ⁺ mg/kg	K ⁺ mg/kg	Mg ²⁺ mg/kg	Ca ²⁺ mg/kg	Li ⁺ mg/kg	Sr ²⁺ mg/kg	Fe ³⁺ mg/kg	Cu ²⁺ mg/kg
Nispero 80	Cretácico medio	1.109	7.31	184,531	0.367	113,039	1,107.1	46.7	193.2	328.5	164.7	40,083	4,333	1,909	21,869	42.7	1,275.0	86.3	0.771
Pijije 1-A	Cretácico medio	1.334	6.08	240,480	0.479	143,973	870.1	21.1	238.6	20.7	183.0	71,967	3,074	1,175	17,709	59.0	1,027.4	84.3	5.187
Sen 63	Cretácico medio	1.087	7.90	37,566	0.073	21,575	159.4	4.0	16.2	131.2	244.0	12,720	379	116	1,923	7.7	222.7	8.1	1.052
Sen 111	Cretácico medio	1.020	7.50	58,063	0.114	33,841	204.5	10.1	44.0	170.3	561.2	19,345	228	253	2,960	12.0	329.4	16.8	1.868
Sen 121	Cretácico medio	1.100	6.77	117,393	0.232	68,977	547.5	16.9	117.0	82.9	164.7	34,575	865	630	9,999	30.4	1,269.0	43.3	2.016
Sitio Grande 70	Cretácico medio	1.152	7.28	118,997	0.236	70,818	559.9	14.7	130.3	402.8	213.5	31,905	2,419	968	10,740	48.2	679.2	43.1	1.302
Sitio Grande 80	Cretácico medio	1.028	7.69	58,765	0.115	34,082	271.6	8.9	47.8	311.4	213.5	16,986	1,168	479	4,771	25.9	325.8	18.4	0.250
Sitio Grande 90	Cretácico medio	0.995	7.80	22,335	0.042	12,689	113.1	9.8	4.2	293.2	323.3	6,239	424	191	1,851	8.0	129.2	6.2	0.250
Arroyo Zanapa 1	Cretácico inferior	1.181	6.75	170,241	0.338	103,889	919.8	19.6	188.7	276.7	207.4	39,293	3,678	1,465	19,163	71.4	934.8	79.8	0.887
Cactus 8	Cretácico inferior	1.048	8.22	76,750	0.151	44,410	277.1	11.9	10.0	109.2	146.2	21,999	1,271	756	7,573			30.1	0.316
Cactus 65	Cretácico inferior	1.143	6.77	191,687	0.381	116,602	1,091.7	40.7	197.3	276.9	1004.7	43,741	4,246	1,752	21,201	50.0	1,346.7	83.0	0.679
Cactus 73	Cretácico inferior	1.081	7.32	138,036	0.274	84,501	631.7	16.6	147.9	397.3	219.6	37,016	3,096	1,048	10,261	46.4	557.4	40.9	0.988
Cactus 302	Cretácico inferior	1.224	7.09	182,662	0.363	108,740	907.2	21.9	189.8	314.1	201.3	47,710	4,590	1,509	17,336	69.5	956.3	67.6	0.806
Cactus 341	Cretácico inferior	1.135	6.95	98,509	0.195	57,177	580.4	11.9	133.9	513.0	555.1	26,512	2,753	885	8,817	31.1	441.0	37.0	0.860
Cactus 1045	Cretácico inferior	1.137	7.42	105,192	0.208	63,762	454.1	13.6	112.7	435.0	262.3	29,291	2,755	731	6,887	43.9	360.5	28.1	0.250
Cactus 1057	Cretácico inferior	1.060	7.15	113,994	0.226	68,447	459.2	16.2	126.5	482.7	164.7	32,927	2,762	758	7,304	53.1	402.9	31.8	1.562
Cárdenas 129	Cretácico inferior	1.103	7.39	131,856	0.261	79,981	823.5	24.8	138.0	217.9	274.5	23,365	3,132	1,540	20,922	31.9	1,264.5	79.6	0.571
Cárdenas 318	Cretácico inferior	1.138	7.02	157,303	0.312	97,422	1,055.7	25.3	166.2	213.1	195.2	26,507	3,942	1,816	24,342	38.6	1,446.1	81.5	0.924
Cárdenas 338	Cretácico inferior	1.189	5.96	296,670	0.591	184,520	2,076.7	35.9	308.1	11.7	183.0	41,549	8,095	3,028	53,898	65.6	2,610.0	209.4	1.398
Cárdenas 358	Cretácico inferior	1.145	6.72	173,637	0.345	104,310	1,073.1	25.8	186.2	142.6	152.5	31,246	5,210	2,336	27,185	43.9	1,558.6	103.1	0.542
Copano 43	Cretácico inferior	1.073	7.38	84,176	0.166	49,352	335.5	10.8	176.7	229.4	457.5	23,994	1,909	753	6,285	55.9	538.3	26.8	1.178
Jacinto 15	Cretácico inferior	1.071	7.43	15,627	0.029	9,706	102.8	1.8	1.0	58.3	91.5	2,524	315	182	2,446	2.9	166.9	9.5	0.250
Nispero 90	Cretácico inferior	1.060	7.77	66,449	0.130	38,365	390.2	25.9	61.6	628.4	170.8	19,535	1,388	618	4,954	17.8	214.4	19.8	0.454
Nispero 98-A	Cretácico inferior	1.063	8.24	32,696	0.063	18,365	153.5	11.6	14.2	453.0	378.2	10,355	822	216	1,760	8.8	92.8	6.5	0.250
Río Nuevo 1	Cretácico inferior	1.067	7.45	123,284	0.244	73,846	454.1	19.4	134.4	187.0	152.5	34,714	2,637	842	9,538	65.5	595.9	38.5	0.259
Río Nuevo 1051	Cretácico inferior	1.048	7.39	89,113	0.176	54,935	403.8	19.2	88.3	191.4	183.0	21,174	2,049	781	8,628	35.4	521.1	34.1	0.431
Río Nuevo 1062	Cretácico inferior	1.067	8.02	72,453	0.143	42,841	308.1	16.4	67.2	184.5	353.8	18,615	1,656	690	7,155	30.3	437.2	27.9	0.583
Samaria 107	Cretácico inferior	1.100	7.67	116,256	0.230	69,673	510.8	25.6	115.1	275.1	170.8	32,218	2,009	763	9,762	28.0	599.8	38.0	1.248
Sitio Grande 921	Cretácico inferior	1.105	7.99	72,221	0.142	43,180	313.7	10.0	68.2	268.4	207.4	19,842	1,568	580	5,633	29.0	447.1	22.5	0.250
Sitio Grande 1001	Cretácico inferior	1.038	7.71	19,332	0.036	10,581	108.1	7.1	2.1	228.4	500.2	5,160	392	206	1,925	6.1	148.3	8.0	0.250
Sitio Grande 1011	Cretácico inferior	1.025	7.76	60,074	0.118	35,875	353.9	18.2	49.5	315.5	122.0	14,199	1,347	708	6,532	20.2	449.8	26.7	0.555
Sunupa 11	Cretácico inferior	1.095	6.28	101,765	0.201	61,465	500.0	14.7	111.1	288.9	366.0	28,041	1,717	938	7,681	54.6	496.1	32.7	0.303
Bellota 116-A	Jurásico superior	1.031	9.20	24,112	0.046	11,427	103.3	45.8	27.6	1413.0	1,433.5	9,077	336	45	113	7.8	6.9	1.1	0.437
Bellota 159	Jurásico superior	1.104	7.51	138,272	0.274	82,863	883.7	18.9	147.9	222.3	402.6	26,132	4,134	1,469	20,735	35.6	1,073.7	88.5	0.408
Chupalín 3	Jurásico superior	1.125	6.86	138,352	0.274	85,840	889.8	18.0	147.4	194.7	146.4	24,126	3,962	1,455	20,311	35.0	1,068.3	89.1	0.774
Edén 67	Jurásico superior	1.117	6.85	179,521	0.357	110,388	1,264.4	29.0	193.1	183.1	231.8	32,129	4,956	1,930	26,780	48.1	1,244.2	93.3	1.188
Jacinto 2	Jurásico superior	1.164	6.48	219,146	0.436	135,319	1,227.4	20.0	226.4	144.8	152.5	35,483	5,249	2,374	36,556	37.4	2,160.4	144.7	0.757
Jacinto 11	Jurásico superior	1.174	6.37	245,867	0.489	151,826	1,455.0	21.3	249.0	65.5	274.5	38,962	4,925	2,696	42,664	44.3	2,451.0	168.4	0.603
Jujo 14-D	Jurásico superior	1.308	5.75	340,873	0.679	212,068	2,264.0	29.6	351.3	17.5	213.5	49,356	7,317	3,248	63,013	116.3	2,453.2	248.7	1.640
Jujo 504	Jurásico superior	1.148	6.62	208,208	0.414	130,955	1,180.4	17.8	223.2	164.2	341.6	32,212	4,569	2,352	34,723	60.2	1,202.5	140.1	0.927
Luna 12-1	Jurásico superior	1.160	6.44	236,038	0.470	146,975	980.1	24.6	249.9	37.2	164.7	62,124	3,297	1,115	19,749	53.6	1,121.7	80.8	0.787
Luna 14-A	Jurásico superior	1.162	6.61	195,832	0.389	115,836	868.6	35.3	207.2	85.1	152.5	54,981	3,261	1,273	17,862	51.7	1,072.0	73.2	2.187
Luna 18	Jurásico superior	1.123	6.82	187,423	0.372	114,520	730.8	33.4	195.1	184.0	158.6	51,674	3,018	1,029	14,850	45.6	854.1	61.6	1.726
Luna 34	Jurásico superior	1.149	6.71	179,545	0.357	104,641	729.9	37.1	196.7	195.3	152.5	52,339	3,222	1,031	15,889	50.1	931.1	62.6	1.260
Luna 38	Jurásico superior	1.182	6.36	287,055	0.572	174,710	1,146.9	37.8	286.3	77.5	183.0	79,345	4,378	1,380	24,013	65.5	1,263.4	99.7	3.590
Paredón 2	Jurásico superior	1.170	4.76	151,975	0.302	94,009	953.2	18.1	166.0	91.5	286.7	25,314	2,911	1,644	24,864	28.9	1,516.3	119.2	0.250
Paredón 12	Jurásico superior	1.187	6.58	252,087	0.502	159,287	1,452.0	30.3	255.5	89.6	195.2	43,398	4,171	2,635	38,131	46.2	2,178.9	160.0	0.684
Paredón 54-A	Jurásico superior	1.207	6.00	332,344	0.662	210,126	1,700.8	33.1	315.6	77.1	164.7	56,644	5,947	2,987	51,501	60.0	2,523.1	194.7	1.867
Tecominoacán 107	Jurásico superior	1.292	5.74	320,410	0.638	205,660	1,847.0	18.5	307.9	36.3	213.5	38,060	7,286	4,023	60,773	89.6	1,767.9	238.4	1.243
Tecominoacán 129	Jurásico superior	1.050	7.97	40,577	0.079	23,034	172.1	9.1	175.9	510.2	884.5	11,684	1,258	360	2,290	6.9	95.5	9.3	0.314
Tecominoacán 46S	Jurásico superior	1.122	6.60	207,142	0.412	133,408	1,234.8	14.0	222.3	156.2	195.2	25,380	4,751	2,397	37,885	56.7	1,200.9	161.8	1.161

Anexo 3



Bibliografía:

Capítulo 1

Geología del petróleo, Oscar Pintos Rodríguez

Curso sinóptico de geoquímica del petróleo por Alberto Quiroga Castaños, Luis A. Rodrigo Gainza, Santa Cruz, Diciembre de 1990

Geología de producción, Edit. CEPET, por Centro de formación y adiestramiento de petróleos de Venezuela y sus filiales.

Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2009, PEMEX

Guía para la disposición y tratamiento del agua producida ARPEL 2005-2007, por Alconsult International LTD, Calgary, Alberta Canadá.

Las trasgresiones jurásicas de México, por Abelardo Cantú Chapa, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, vol. 15 # 1, p. 25-37, UNAM y SGM

La formación del petróleo en el sur del Golfo de México: Predicción de su calidad, Santamaría Orozco D. M. Academia de Ingeniería 2008

Generación de petróleo mediante experimentos de pirolisis, Santamaría Orozco D. M, Amezcua M. A. y Carrillo H. T. Boletín de la Sociedad de Geológica Mexicana, Vol. 61, núm. 3, 2009, p 353-366

Paleogeotermometría Spalleti L. A. Cátedra de sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, UNLP 2006-2009

Producción de gas desde su origen, Charles B., Kieschnick J. y Lewis E. R. Oilfield Review Invierno 2006/2007 p. 36-49

Integrated Approach to Formation-Water Management: From Reservoir Management to Protection of the Environment, Alhanati J. S., revista JPT, Marzo 2009, p. 73-75

Water Production Problems and Solutions – Part 1 Aminian K., Petroleum and Natural Gas Engineering Department, West Virginia University

Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos Paris de Ferrer M., Capítulos 1, 2 y 8 2ª edición 2001

Capítulo 2

"Natural radioactivity in produced water from the Norwegian Oil and Gas industry in 2003" Gåfvert T, Faerevik I., Norwegian Radiation Protection Authority, 2004

Auntes: *"Manejo de la producción en superficie"*, capítulo 7, Gómez Cabrera J. A., Facultad de Ingeniería UNAM.

"Surfactants types and uses", Salager J. L. Universidad de los Andes, 2002

"Tensión interfacial", Anton R. E. Universidad de los Andes 2005

"Interfacial phenomena in dispersed systems", Salanger J. L. Facultad de ingeniería química, Universidad De Los Andes, 1994

"The Role of Interfacial Tension Measurements in the Oil Industry" Moules C., Camtel Ltd. 2004

Tratamiento de líquidos, Gómez Cabrera J. A., Facultad de Ingeniería UNAM.

Oilfield Processing Vol. 2: Crude Oil, Manning F. & Thompson E., PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1995

"Deshidratación de crudo: Principios y Tecnología", Marfisi S. & Salager J. L., Escuela de Ingeniería química, Universidad De Los Andes, 2009

Electrical dehydration and desalting of crude oils, Lucas R. N., 5ª conferencia anual Proceedings Indonesian Petrol, pp 263-274, Indonesia 1976

Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polímeros y agentes tensoactivos, Aranberri Et. Al., Emulsiones estabilizadas, Revista Iberoamericana de polímeros, Agosto 2006

Estudio de manifestaciones de impacto ambiental del proyecto planta criogénica de 200 MMpcd en Poza Rica, Veracruz. Abril 2009, UNAM

Oilfield Water-Oil-Solids Separation, Bill Ball, High-Tech Consultans, Inc., 2005

Advance Oil & Gas Field Processing Module 2: "Oil and wáter treatment", Dawn Banner, Instituto Frances del Petróleo, 2010

Procesamiento de destilación atmosférica de crudos y al vacio,

Capítulo 3

Detección de la corrosión en el fondo del pozo, Acuña A. & Monsegue A. et. al. , Oilfield Review Sib. Verano 2010.

"Invasión de aguas profundas en yacimientos petroleros del Golfo de México: un reto para la aplicación de isótopos ambientales", Birkle Peter, Tendencias tecnológicas, Instituto de investigaciones eléctricas, 2001

"Aclara PEMEX sobre calidad de sus productos", Redacción, Zocalo Saltillo, 2010

"Introduction to produced water treatment", Nature technology Solution

Capítulo 4

"Downhole separation technology performance: Relationship to geologic condition", Jhon A Veil & Jhon J. Quinn, Argonne National Laboratory & U.S. Department of Energy, 2005

"Coping with water from oil & gas wells", Kelly Piers, Centre for Frontier Engineering Research (C-FER TECH) Canada, 2005

"Hydrocyclones", P. Klone, Exterran Water GLR Solutions, 2009

"Influence of Cone Angles on both Tangential and Axial Velocity Distributions in Hydrocyclones", Shao L., Jiang M., Wang Z., International Offshore and Polar Engineering Conference, Japon 2002

Alternativas para deshidratación de crudo: separador de fondo y deshidratador electrostático de corriente variable

"Effects of Geometric and Operating Parameters on Pressure Drop and Oil Water Separation Performance for Hydrociclones", Minghu J., Zhao L., Wang Z. International Offshore and Polar Engineering Conference, Japon 2002

"Pressure Drop Ratio – An important Performance Parameter in Liquid – Liquid Hydrocyclone Separation", Minghu J, Lixin Z. & Jie He, Daqin Petroleum Institute, China, 1998

"How a Micro-bubble flotation system can enhance oil separation and recovery from produced water while reducing chemical and filter usage", GLR Solutions Ltd association with The petroleum technology alliance Canada, Martyn Lutz & Douglas Lee, 2009

"Oil and gas process technology", European Commission, 2002

"ESP Flowsheet Simulation, Application Brief, Downhole Oil/Water Separation", OLI Systems, Inc

"Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting" ESP oil international training group workshop international, Marto R. Julio 2004, Venezuela

"Oil in Water Monitoring for Subsea and Downhole Separators", Schankee T., Kjølberg S.A., Vogel F., SPE, 2001, paper number 66538

"Treating Produced Water on Deepwater Platforms: Developing Effective Practices Based Upon Lessons Learned", Jhon M. Walsh & Ted C. Frankiewicz, SPE, 2010, paper number 134505

"Introduction to produced water treatment", Nature Technology Solution, 2007

"Application of Downhole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field", Matthews, C.M., R. Chachula Peachey & S. C. Solanki, 2002, SPE paper number 35817

"Downhole Oil/Water Separation's Canadian Roots", Peachey B. & Zahacy T., 17th World Petroleum Congress, Rio de Janeiro, 2002

"Assessment of Subsea Production & Well Systems", Scott Stuart L., Devegowda D. , Martin Ana M., US. Department of Interior Mineral Management Service & Department of Petroleum Engineering Texas A&M University

"Análisis del rendimiento del separador de petróleo-agua en el fondo de pozo DOWS aplicado al bombeo electrosumergible, yacimiento la ventana y vizcacheras Mendoza Argentina" Scaramuzza J. L., Repsol YPF, Junio 2003

"Subsea Asia 2008 – Subsea Processing" Lim Denisse, FMC Technologies, Junio 2008

"A Global Perspective on the Future of Subsea Technology – SUT Subsea Technical Conference", JP KENNY, Febrero 2009

"Mature fields inventing the future", Sustainability p.p. 22-26, TOTAL exploration & production 2008

"An Alternative Approach to Generic FPSOs", Isaksen L., Grenland Group, Café Royal London, Global FPS 2008

"Diseño combinado de sistemas artificiales de bombeo neumático a alta presión y bombeo electrocentrifugo invertido con separador de fondo", Bautista T. F., Tesis especialidad, UNAM 2005

Capítulo 5

"Optimum Temperature in the Electrostatic Desalting of Maya Crude Oil", Fetter E., Rivero E. B. & Garfias F. V. , Sociedad de Quimica de México 2005

"Dual Polarity Oil Dehydration" Burris D. R., *Petroleum Engineer International*, Vol 49, No 9, Agosto 1977

"Emulsion and Oil Treating Equipment Selection, Sizing and Troubleshooting" Steward M. & Arnold K. , Gulf Equipments Guides ELSEVIER, 2009, p.p. 25-32

"Demulsification of water-in-crude oil emulsions by a continuous electrostatic dehydrator", Byoung-Yun K., Hyuk J.,Tae-Hyum S., Seung-Man Y. & Jong D., Korea Advance Institute of Science and Technology, 2002

"Electrostatic Demulsification on Crude Oil: A State-of-Art Review", Noik C., Chen J., Dalmazzone C., Instituto Frances del Petróleo , SPE 103808, 2006

"New methods of application of electrostatic fields", Sams G. W. & Warren K. W., AIChE Spring National Meeting: Recent Advantage in Desalting, Abril 2004

"Analysis of hydrocarbon removal methods for the management of oilfield brines and produced waters", Eugene B. F. Thesis Texas A&M University, 2005

"Apuntes tratamiento de líquidos", Gómez C. J. A., UNAM

"Corriente continua y alterna" Perez G. L. www.centros5.pntic.mec.es.2007

"Electrónica, transformadores" Cypsela S.L. p.p. 70-71, 2008

Referencia de figuras:

Figura 1.1: Traducida de *Seminario de energía para políticos* Kokogian & Ploszkiewicz, 2008

Figura 1.2: González Fairen A. *Vida en el fondo del océano* Universidad Autónoma de Madrid
http://www.espacial.org/planetarias/astrobiologia/vivir_fondo_oceano.html

Figura 1.3: Tomado de *Geología de producción*, Edit. CEPET

Figura 1.4: Realizada por el autor, basada en Sánchez J. S. *Flujo en medios porosos ecuación de Darcy* Dpto. Geología UNAM

Figura 1.5: Tomada de Ahmed M. S. *Geology and Geophysics in Oil Exploration* 2010 p.p. 31

Figura 1.6: Tomada de Llorente M. *Geología del carbón y del petróleo* pág. 13 y Ahmed M. S. *Geology and Geophysics in Oil Exploration* 2010 p.p. 31

Figura 1.7: Tomada de Llorente M. *Geología del carbón y del petróleo* pág. 13

Figura 1.8: Tomada de Ahmed M. S. *Geology and Geophysics in Oil Exploration* 2010 p. 31

Figura 1.9: Realizada por el autor, basado en Arana O. V. & Trujillo D. tesis: *Apuntes de simulación numérica de yacimientos*, Facultad de Ingeniería, UNAM

Figura 1.10: Realizada por el autor, basada en basado en Arana O. V. & Trujillo D. tesis: *Apuntes de simulación numérica de yacimientos*, Facultad de Ingeniería, UNAM

Figura 1.11: Modificada de Oil and Gas: Characteristics and Occurrence, Blue Ridge Group Inc. <http://www.blueridgegroup.com>

Figura 1.12: Tomada de *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*, Satter A. & Thakur G. C., PennWell Books, 1994

Figura 1.13: R. Baker, *Oil & Gas: The Production Story*, segunda edición, The University of Texas at Austin

Figura 2.1: J.S. Alhanatí, *Production Operations*, Technology Focus JPT Marzo 2009, p. 64

Figura 2.2: Realizada por el autor, basado en apuntes de la materia de Conducción y transporte de hidrocarburos, 2009

Figura 2.3: Realizada por el autor, basado en *Batería de separación* Manual de curso PRO II, IMP 2009

Figura 2.4: Tomada de *Recuperación Secundaria Región Norte Activo Altamira*, Pemex Exploración y Producción, 2009, presentación

Figura 2.5: Tomada de *Recuperación Secundaria Región Norte Activo Altamira*, Pemex Exploración y Producción, 2009, presentación

Figura 2.6: Basada en "Chemistry Tutorial. The Biology Project" Underwood M., Warren D. The University of Arizona, 2004 www.biology.arizona.edu/the_biology_project/the_biology_project.html y en "Biomoléculas estructura y rol metabólico" Leicach Silvia, Fisicanet

Figura 2.7: Traducida de "Chemistry Tutorial. The Biology Project" Underwood M., Warren D. The University of Arizona, 2004

Figura 2.8: Traducida de "Chemistry Tutorial. The Biology Project" Underwood M., Warren D. The University of Arizona, 2004

Figura 2.9: Traducida de "General Chemistry I (Broucat), Part III: The macroscopic structure of matter, Solubility and colligative properties", Universidad de Florida, EU, 2008, http://itl.chem.ufl.edu/2041_f97/lectures/lec_i.html

Figura 2.10: Tomada de "Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras)..." Méndez O. B., Tesis doctoral, UNAM 2007, pp. 5

Figura 2.11: Basada en "Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras)..." Méndez O. B., Tesis doctoral, UNAM 2007, pp. 89

Figura 2.12: Basada en "Tensión superficial" Franco. A. G., Física con ordenador, Universidad del País Vasco, <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/fluidos/tension/introduccion/introduccion.html>

Figura 2.13: Basada en "Surfactants, Types And uses" Louis J. S., Universidad De Los Andes p.p. 9 & "dodecilsulfato sódico" <http://www.esacademic.com> & "Interfacial phenomena in dispersed systems" Louis J. S. Universidad De Los Andes p.p. 23

Figura 2.14: Basada en "Deshidratación de crudo: principios y tecnología", Marfisi S. & Salager J.L. p.p. 6 & "Transporte de hidrocarburos por ductos", CIPM 1991, p. 97

Figura 2.15: Basada y traducida de "Emulsions and Oil Treating Equipment", Stewart K. & Arnold K., GPP 2009, p.p. 87

Figura 2.16: Tomada de "Oilfield Processing Vol. 2: Crude Oil", Manning F. & Thompson E p.p. 89

Figura 2.17: Tomada de "Oilfield Processing Vol. 2: Crude Oil", Manning F. & Thompson E p.p. 92

Figura 2.18: Traducida de "Oil industry: the dehydration", Standler J. O., French Institute of Petroleum, 2002, p.p. 27

Figura 2.19: Gráfica traducida de "Emulsions and Oil Treating Equipment", Stewart K. & Arnold K., GPP 2009, p.p. 52

Figura 2.20: Tomada de "Deshidratación de crudo: Principios y Tecnología", Marfisi S. & Salager J. L., Escuela de Ingeniería química, Universidad De Los Andes, 2009, p.p.28

Figura 2.21: A: Basada en "New Technology for Desalting Crude Oil" NPRA, 2006 p.p. 14, B: Traducida de "Desemulsification of water in crude oil emulsions by a continuous electrostatic dehydrator", Yun Kim B., Hyuk J. M., Sung T-H., Yang S-M., Kim J. D., Korea Advanced Institute of Science and Technology, 2002 p.p. 1311

Figura 2.22: Realizada por el autor basada en "Optimum Temperature in the Electrostatic Desalting of Maya Crude Oil", Sociedad química de México, Fetter E. P., Rivero E. B., Garfias V. F. J., 2005

Figura 2.23: Esquema resumen realizado por el autor

Figura 3.1: Traducida de "Detecting corrosion at well" Acuña A. & Monsegue A. et. al. , Oilfield Review Sib. Verano 2010 & Fotografías tomadas en el Campo Tamaulipas-Constituciones del daño a instalaciones en la sección de inyección de agua producida 2005.

Figura 3.2: Fotografías tomadas en el Campo Tamaulipas-Constituciones del daño a instalaciones, taponamiento, en la sección de inyección de agua producida 2005

Figura 4.1: Traducido de "ESP Flowsheet Simulation Application Brief, Downhole Oil/Water Separation", OLI Systems, 2004 p.p. 1

Figura 4.2: Traducido de "Hydrocyclones – Principle of Operation", Morgan G., Exterran Water Solution 2006, p.p. 1

Figura 4.3: Traducido de "Pressure Drop Ratio- An Important Performance Parameter in Liquid-Liquid Hydrocyclone Separation", Jhiang M., Zhao L., He J., Petroleum Institute of China, 1998

Figura 4.4: Basada en "Bombeo electrosomergible" Vargas E., 2005, p.p. 5, 8, &

Figura 4.5: Tomada de la presentación "Sistema de bombeo electrosomergible (BES)" International Training Group, Motor y Etapa de la bomba

Figura 4.6: Traducida de "Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separator (DOWS) Technology", Veil J. A., Bruce G. L, Stan B., 1999, p.p. 60

Figura 4.7: Realizada por el autor con base en los datos recopilados de las instalaciones de SAAF tipo hidrociclón.

Figura 4.8: Realizada por el autor con base en los datos recopilados de las instalaciones de SAAF por fuerza de gravedad.

Figura 4.9: Traducida de presentación "A Global Perspective on the Future of Subsea Technology – SUT Subsea Technical Conference", JP KENNY, Febrero 2009, lamina 17

Figura 5.1: Basada y traducida de "Emulsions and Oil Treating Equipment", Stewart K. & Arnold K., GPP 2009, p.p. 30

Figura 5.2: Basada y traducida de "Emulsions and Oil Treating Equipment", Stewart K. & Arnold K., GPP 2009, p.p. 29

Figura 5.3: Basado en "Oilfield Processing Vol. 2: Crude Oil", Manning F. & Thompson E, PennWell Books, 1996 p.p. 127 & "New Electrostatic Technology for Desalting Crude Oil" Sams G. W., Warren E. P., NPRA, 2006 p.p. 12

Figura 5.4: Basado en "Oilfield Processing Vol. 2: Crude Oil", Manning F. & Thompson E, PennWell Books, 1996 p.p. 126 & "New Electrostatic Technology for Desalting Crude Oil" Sams G. W., Warren E. P., NPRA, 2006 p.p. 10

Figura 5.5: Realizada por el autor basada en & "New Electrostatic Technology for Desalting Crude Oil" Sams G. W., Warren E. P., NPRA, 2006 p.p. 15

Figura 5.6: Tomado de "Electrostatic Demulsification on Crude Oil: A State-of-Art Review", Noik C., Chen J., Dalmazzone C., Instituto Frances del Petróleo , SPE 103808, 2006, p.p. 12

Figura 5.7: Traducido de presentación "Devon Jackfish: Start-up of a SAGD Production Facility", Harrison B. & Sams G., SPE International Operation and Heavy Oil Symposium, Octubre 2008, p.p. 16

Figura 5.8: Traducido de "Compact Coalescer Launched by NATCO, Dual Frequency" CAMERON-NATCO, 2006 p.p 1

Anexo 1.1 Patrones de flujo tubería vertical, Garaicochea P. F. et. al. "Transporte de hidrocarburos por ductos", CIPM 1991, p. 97

Anexo 1.2 Patrones de flujo aceite-agua tubería horizontal, Cardona E. et. al. "Estudio experimental del flujo bifásico agua-gasoil en tuberías horizontales", U. Simón Bolívar, 2003

Anexo 3.1: Traducida de "Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separator (DOWS) Technology", Veil J. A., Bruce G. L, Stan B., 1999, p.p. 39

Referencia de tablas:

Tabla 1.1: Basada en Petroleum Geology, Capitulo "Ambientes sedimentarios" INTEQ Baker Hughes, Rev 2006. PP. 123 – 128

Tabla 1.2: Basadas en *Rocas ricas en materia orgánica – sedimentitas organógenas* Spalletti L. A. Cátedra de sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, UNLP 2006-2009

Tabla 1.3: Basadas en *Rocas ricas en materia orgánica – sedimentitas organógenas* Spalletti L. A. Cátedra de sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, UNLP 2006-2009

Tabla 1.4: Construida con datos de *Las reservas de hidrocarburos de México evaluación al 1 de enero de 2009*, PEMEX

Anexo 2.1 y 2.2: Tomada de la tesis *Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: Implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimientos petroleros* Blanca A. Méndez et. al., 2007

Referencia de Esquemas:

Esquema 1.1: Digitalizado de *El origen del petróleo* Meléndez Hevia F.

Esquema 4.1: Traducido de "Coping with water from oil & gas wells", Kelly Piers, C-FER Technologies, 2005, slide 27

Contacto con el autor
chavezj.angel@gmail.com
Angel Chávez Jaramillo