



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO
DE FLUJO DE CRUDO PESADO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ALISKAIR ALBERTO ANGUIANO ALVARADO

DIRECTOR DE TESIS

DRA. ROCÍO G. DE LA TORRE SÁNCHEZ



MÉXICO, D.F. NOVIEMBRE DE 2009.



Universidad Nacional
Autónoma de México



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

Esta tesis representa un parteaguas entre una etapa muy enriquecedora de mi vida, el camino que el tiempo me obliga a seguir y sobre todo el inicio de una nueva etapa en mi vida. En todo lo que es la experiencia universitaria y la conclusión de este trabajo de tesis, han habido personas que merecen las gracias porque sin su valiosa aportación no hubiese sido posible este trabajo y también hay quienes las merecen por haber plasmado su huella en mi camino.

A **MI MAMI** por haberme dado la vida, por haber sido mi mejor amiga, por creer y confiar en mí en todo momento, por haber sido un gran ejemplo de vida, por ser lo mejor que hay dentro de mí, por haber sido mi luz en mis días de penumbra, por lo mucho que te quiero, por enseñarme las cosas bellas de la vida, por ser mi compañera, por compartir conmigo todas tus alegrías, por apoyarme en mis derrotas. Ha pasado ya mucho tiempo desde que te fuiste de mi lado y no pasa un solo día en el que no te piense o te extrañe, esta tesis da fe de que seguí adelante contra toda las posibilidades como te lo prometí aquel día que sucedió todo, te doy gracias por haberme hecho un hombre de carácter, por enseñarme a salir adelante; aunque tú ya no estés a mi lado para verme triunfar o para ver lo bien que lo he hecho nunca te he dejado de pensar y sé que de alguna forma has estado conmigo para ayudarme a llegar al final, por todos los momentos que compartimos, por el gran cariño que te tuve y que te tengo, por las largas conversaciones que en las noches tuvimos, por enseñarme todo lo que sé, por ser la persona más importante de mi vida y por el infinito amor que me diste; esta tesis es tuya.

A mi **papá** por contar con su guía y apoyo para la realización de mis sueños, soy afortunado por contar siempre con tu amor, comprensión y ejemplo.

A mis hermanas: **Ana Sarasuady y Yusam** por haber estado a mi lado en este largo viaje, por compartir conmigo sus alegrías y tristezas, por la amistad y los sueños que hemos compartido, por lo mucho que las quiero y por el infinito amor que les tengo.

A mi hermano **Renato** por ser mí mejor amigo, por apoyarme en todo momento y por creer en mí siempre.

A mi prima **Gaby Anguiano** por contagiarme su alegría, por haber sido compañera y amiga en mi carrera como universitario.

A la **Ing. Paula Juárez Corona** por su invaluable ayuda, recomendaciones y aportaciones para con este trabajo y por hacerme saber que hoy en día existen buenos ingenieros comprometidos con su profesión, gracias por todo.

Al **Ing. José Ramón Mayorquín**, por su invaluable colaboración para este trabajo, por la amistad que nos une y por la admiración que te tengo.

A **Paco y Silvia Crespo** por apoyarme en los momentos más difíciles de mi vida.

A **Diana C. Rosado** por ser una increíble amiga con quien he compartido muchos momentos que siempre llevaré en mi memoria, por enriquecer mi vida con su cariño y alegría. Gracias por recordarme que hay personas valiosas en este mundo y gracias por estar en el mío.

A **Tania Tovar y Enrique Enríquez** por ser mis amigos, compañeros de fiestas y estudio, por haber dejado una huella imborrable en mi vida y por ser de gran ayuda en las noches en las que redacté esta tesis.

A **Sara Enríquez y Armando Michaud** por su amistad, por sus consejos y por todo aquello que hemos compartido, gracias por estar a mi lado siempre.

A **Ana María Hernández Quiroz** por ser un gran apoyo en mi vida, por enriquecer mis días con tus consejos, por estar a mi lado en mis momentos de penumbra, por ayudarme a salir adelante, por el gran cariño que te tengo y la gran amistad que nos une, gracias por todo.

A **Norma Guijosa Contreras** por toda la ayuda que a lo largo de estos años nos has brindado, soy afortunado por contar con tu apoyo.

A **Lourdes Jamit, Josafat Solórzano, Azucena Chavira, Eric Martínez, Orquídea Barrera, Raúl Ortiz, Ana Huerta, Xel – há Vázquez, Juan Carlos López Arroyo, Ariadna Morales, Miguel Lugo, Víctor Cortés, Diana Acevedo, Claudio Vera, Guillermo Cedillo, Omar Ramírez, Ángel Olvera:** porque no hay palabras para expresarle mi gratitud a la vida el valor de tener su amistad.

A la **Dra. Rocío de la Torre Sánchez** por su invaluable colaboración para este trabajo, por sus consejos, recomendaciones y por arriesgarse a dirigir este trabajo.

A mis sinodales **Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche, Ing. María Isabel Villegas Javier, Dr. Erick Luna Rojero y al Dr. Sergio Quiñones** por sus comentarios para con este trabajo de tesis.

A la **Facultad de Ingeniería** por haberme otorgado las herramientas necesarias para emprender el nuevo camino que me espera.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, por ser mi Alma Mater y parteaguas en mi formación como profesionista.

ÍNDICE GENERAL

Índice de figuras	XII
Índice de tablas	XVI
Resumen	XVIII
Introducción	XX

CAPÍTULO I

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

I.I Antecedentes	23
I.II Características de los yacimientos de crudo pesado	25
I.III Características de la roca	27
I.IV Características del aceite pesado	29
I.IV.I Densidad	29
I.IV.II Viscosidad	30
I.V Clasificación de los crudos pesados	32
I.VI Producción de crudos pesados	37
I.VI.I Proceso de expansión isotérmica de un aceite negro	38
I.VI.II Clasificación de los yacimientos según su composición	39
I.VII Cálculo de las propiedades de los fluidos mediante correlaciones	42
I.VII.I Factor de volumen del aceite y relación de solubilidad	42
I.VII.II Volumen de gas libre y aceite a determinadas condiciones de presión y temperatura	45
I.VII.III Viscosidad del aceite saturado	45
I.VIII Correlaciones usadas para el cálculo de las propiedades del aceite pesado y extra pesado	46

CAPÍTULO II

DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

II.I Antecedentes	51
II. II Métodos de recuperación de crudo pesado	53
II.III Clasificación de los métodos de desplazamiento de fluidos	55
II.III.I De acuerdo a la etapa de producción del yacimiento	55
II.III.II De acuerdo a la transferencia de energía al yacimiento	56
II.IV Desplazamiento de fluidos mediante procesos térmicos	57
II.IV.I Combustión in situ	57
II.IV.II Desplazamiento por vapor de agua	59
II.IV.III Inyección cíclica de vapor de agua (CSS)	61
II.IV.IV Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)	62
II.IV.V Drene gravitacional ayudado por vapor con expansión de solventes (expanding solvent - steam assisted gravity drainage, ES-SAGD)	64
II.IV.VI Drene gravitacional ayudado por vapor con un solo pozo (single well - steam assisted gravity drainage, SW-SAGD)	65
II.IV.VII Adición de líquidos para la recuperación mejorada con vapor (liquid	66

addition to steam for enhancing recovery, LASER)	
II.IV.VIII Inyección alternada de vapor y solventes (SAS)	67
II.IV.IX Inyección alternada de vapor y agua (water alternating steam process, WASP)	67
II.IV.X Drene gravitacional cruzado asistido por vapor (CROSS-SAGD, X-SAGD)	68
II.IV.XI Inyección de agua caliente	69
II.IV.XII Inyección de aire de principio a fin (toe-to-heel-air-injection, THAI)	69
II.IV.XIII Inyección de vapor de principio a fin (toe to heel steam flood, THSF)	71
II.IV.XIV Inyección de agua de principio a fin (toe to heel water) TTHW	72
II.IV.XV CAPRI versión catalítica del THAI	72
II.IV.XVI Proceso COSH (combustion override split-production horizontal well)	73
II.IV.XVII Inyección continua de vapor (steamflooding stimulation)	74
II.V Desplazamiento de fluidos mediante procesos no térmicos	76
II.V.I Producción de crudo pesado con arena (CHOPS)	76
II.V.II Inyección de agua	78
II.V.III Extracción de crudo pesado asistida con vapor (VAPEX)	78
II.V.IV Gas miscible en hidrocarburos pesados	79
II.V.V Fracturamiento hidráulico	80
II.V.VI Pozos horizontales o desviados	81
II.V.VII Inyección de polímeros	83
II.V.VIII Alteración de la mojabilidad	85
II.V.IX Inyección de dióxido de carbono	85
II.V.X Miscelar / polímeros, ASP, inundación alcalina	86
II.V.XI Flujo de polímeros y tratamientos de gel	87
II.V.XII Inyección de N ₂ y gases de combustión	88
II.V.XIII Inyección de gas hidrocarburo	88
II.VI Características de algunos campos de crudo pesado en donde se ha empleado algún método de recuperación	90
II.VII Criterios de selección del método de recuperación	91
II.VIII Selección cualitativa del método de recuperación para Campeche Oriente	100

CAPÍTULO III

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS

III.I Introducción	102
III.II ¿Qué son los sistemas artificiales de producción?	102
III. III Bombeo neumático (Gas Lift) (BN)	104
III.III.I Bombeo neumático continuo (BNC)	107
III.III.II Bombeo neumático intermitente (BNI)	108
III.III.III Clasificación de las instalaciones de bombeo neumático	109
III.III.IV Avances tecnológicos para el uso del bombeo neumático	112
III.IV Bombeo mecánico (BM)	115
III.IV.I Avances tecnológicos para el uso del bombeo mecánico	118
III.V Sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC)	120
III.V.I Componentes del equipo de bombeo electrocentrífugo	121

III.V.II Ventajas y desventajas del bombeo electrocentrífugo	123
III.V.III Aplicación del bombeo electrocentrífugo en la producción de aceite pesado y extrapesado	124
III.V.IV Técnica de inyección de diluyentes en sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido	124
III.VI Sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP)	126
III.VI.I Descripción de los componentes del equipo de cavidades progresivas	128
III.VI.II Criterio de selección del equipo de cavidades progresivas	129
III.VI.II.I Geometría y configuración mecánica del pozo	129
III.VI.II.II Propiedades de los fluidos producidos	130
III.VII Bombeo hidráulico (BH)	132
III.VII.I Componentes de una instalación de bombeo hidráulico	136
III.VIII Algunos problemas presentes en los sistemas artificiales de producción debido a las altas viscosidades de los crudos pesados	136
III.IX Principales ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	138
III.X Criterio de selección cualitativo del sistema artificial de producción para crudos pesados	140
III.X.I Condiciones generales de diseño para los sistemas artificiales de producción	140
III.X.II Consideraciones de operación normal de los sistemas artificiales de producción	142
III.X.III Problemas especiales presentes en los sistemas artificiales de producción	143
III.XI Selección cualitativa del sistema artificial de producción para Campeche oriente	145
III.XI.I Análisis con bombeo neumático	146
III.XI.II Análisis con bombeo electrocentrífugo	148
III.XI.III Análisis con bombeo hidráulico tipo jet	151
III.XI.IV Análisis con bombeo de cavidades progresivas	154
III.XI.V Conclusiones y recomendaciones	155

CAPÍTULO IV

TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA

IV.I Introducción	158
IV.II Análisis del agua producida	158
IV.III Componentes primarios del agua producida	159
IV.IV Impacto ambiental del agua producida	162
IV.V Disminución de los caudales de agua producida	163
IV.V.I Reducción de la cantidad de agua producida	164
IV.V.II Reutilización y reciclado del agua producida	165
IV.VI Tratamientos del agua producida	165
IV.VI.I Deshidratadores mecánicos y separadores de tres fases	165
IV.VI.II Tratadores de agua	165

IV.VII Métodos de eliminación del agua producida	170
IV.VII.I Métodos de eliminación de agua producida disponibles	170
IV.VII.II Métodos de eliminación de agua producida recomendados	172

CAPÍTULO V

MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

V.I Antecedentes	177
V.II Métodos prácticos para el manejo de la producción de arena	177
V.II.I La naturaleza de la producción de arena	178
V.II.II La necesidad de determinar el manejo de la producción de arena	181
V.II.III Comportamiento del modelo para el manejo de la producción de arena	185
V.II.IV Predicción y manejo de la producción de arena	188
V.II.V Vigilancia rutinaria de la producción de arena	192
V.II.VI Efectos dañinos causados por la producción de arena	194
V.II.VII Soluciones para el manejo de la producción de arena	195

CAPÍTULO VI

TRATAMIENTO DE LOS CRUDOS PESADOS EN ESTACIONES RECOLECTORAS

VI.I Introducción	198
VI.II Clasificación de las estaciones recolectoras y separadores gas - líquido	198
VI.II.I Estaciones recolectoras convencionales	198
VI.II.II Estaciones recolectoras de nuevas tecnologías	199
VI.II.III Separadores	200
VI.III Problemas operacionales más comunes en los separadores	206
VI.III.I Crudos espumosos	206
VI.III.II Arena	207
VI.III.III Parafina	207
VI.III.IV Emulsiones	207
VI.III.V Escape de líquido o de gas	207
VI.IV Procedimiento para el arranque de un separador gas - líquido	208
VI.V Múltiples de producción	208
VI.V.I Múltiples de producción convencionales	208
VI.VI Almacenamiento temporal y bombeo de crudo	209

CAPÍTULO VII

TRATAMIENTO DE LOS CRUDOS PESADOS EN PATIOS DE TANQUES

VII.I Introducción	212
VII.II Calentamiento	212
VII.II.I Proceso de calentamiento	212
VII.II.II Tipos de calentamiento	213
VII.II.III Componentes de un calentador	215
VII.II.IV Problemas más comunes presentes en los calentadores	216
VII.III Almacenamiento	217
VII.III.I Clasificación de tanques	217

VII.III.II Elementos que conforman a los tanques de almacenamiento	218
VII.III.III Instalaciones de drenaje en tanques de almacenamiento	221
VII.III.IV Mantenimiento a los tanques de almacenamiento	222
VII.III.V Procedimiento operacional de los tanques de almacenamiento	223
VII.IV Tratamiento de crudo	224
VII.IV.I Emulsiones	224
VII.IV.II Deshidratación de crudos	228
VII.IV.III Desalación	234
VII.V Análisis físico – químico de crudo / gas	236
VII.VI Tratamiento del crudo desnatado	238
VII.VI.I Pruebas de deshidratación en el laboratorio	239
VII.VI.II Selección de procesos – opciones	239
VII.VI.III Factores determinantes para la selección del proceso	240
VII.VI.IV Aspectos teóricos considerados en el diseño de los equipos	241
VII.VI.V Criterios generales de diseño para equipos de separación	242
VII.VII Transferencia de crudo	256
VII.VII.I Transferencia de crudo en la misma instalación	256
VII.VII.II Transferencia de crudo entre instalaciones	257
VII.VIII Medición de crudo en tanques	258
VII.VIII.I Medición en tanques	258
VII.VIII.II Equipo de medición	258
VII.VIII.III Clasificación de la medición	258
VII.VIII.IV Determinación de la temperatura	261
VII.IX Toma de la muestra de crudo	263
VI.IX.I Tipos de muestras	263

CAPÍTULO VIII

MANEJO DE LOS CRUDOS PESADOS EN TERMINALES DE EMBARQUE

VIII.I Control de recibo y entrega de crudos pesados	265
VIII.II Control de las especificaciones de la calidad del crudo para la entrega a clientes	265
VIII.III Optimización de los tiempos de carga de buques, minimización de diferencias buque – tierra	266
VIII.IV Operación de carga	269
VIII.V Mantenimiento de equipos	271
VIII.V.I Concepto de mantenimiento de equipos	271

CAPÍTULO IX

MANEJO SEGURO DE CRUDOS PESADOS

IX.I Sistemas de seguridad y de protección para oleoductos y bombas	274
IX.II Seguridad de oleoductos	276
IX.II.I Eficiencia en las operaciones	276
IX.III Capacidades máximas y mínimas de operación de tanques	276
IX.III.I Consecuencias de un sobre llenado de un tanque de almacenamiento	279
IX.IV Medidas de seguridad para aforadores	279

IX.V Prevención de riesgos en tanques atmosféricos	280
IX.V.I Tanques domo geodésicos con cubiertas flotantes	280
IX.VI Seguridad contra incendios	282
IX.VII Seguridad en la construcción y en el mantenimiento de tanques de almacenamiento	284
IX.VIII Control de mermas	284
IX.IX Protección ambiental	285
IX.X Mantenimiento de tanques de almacenamiento atmosféricos	286
IX.X.I Continuidad operacional de los tanques de almacenamiento atmosféricos	287

**CAPÍTULO X
MEJORAMIENTO DE CRUDO**

X.I Antecedentes	289
X.II ¿Qué es el mejoramiento de crudo?	289
X.II Aspectos importantes del mejoramiento de crudo	291
X.II.I Objetivo del mejoramiento de crudo	291
X.II.II Alcances del mejoramiento de crudo	291
X.II.III Fundamentos técnicos para el mejoramiento de crudo	291
X.III Métodos de mejoramiento de crudo	292
X.III.I Mezclado con aceites ligeros	292
X.III.IV Uso de solventes	292
X.III.V Uso de agua como medio de transporte	293
X.III.VI Incremento en la temperatura del aceite	293
X.III.VII Adición de reactivos químicos	293
X.III.VII.I Programa de tratamiento químico	294
X.III.VIII Flujo lubricado	295
X.III.IX Aquaconversion	295

Conclusiones y recomendaciones	CCXCVII
Referencias	CCXCIX

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1 Costo y porcentaje de recuperación de los principales métodos de recuperación de crudo	24
Figura 1.2 Ejemplo de un ambiente geológico	26
Figura 1.3 Poros de una roca	27
Figura 1.4 Total de reservas de petróleo del mundo	30
Figura 1.5 Ejemplo de un crudo pesado	32
Figura 1.6 Ejemplo de un crudo pesado clase A	33
Figura 1.7 Ejemplo de un crudo pesado clase B	34
Figura 1.8 Ejemplo de un crudo pesado clase C	35
Figura 1.9 Ejemplo de un crudo pesado clase D	36
Figura 1.10 Diagrama del sistema integral de producción	37
Figura 1.11 Proceso de expansión isotérmica de un aceite negro	38
Figura 1.12 Fases por las que atraviesa un aceite negro	39
Figura 1.13 Diagramas de fase de los cinco tipo de yacimientos según los hidrocarburos contenidos	40
Figura 1.14 Expansión isotérmica del gas y relación de solubilidad	41
Figura 1.15 Factor de volumen del aceite	42

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Volumen de recuperación de aceite con recuperación primaria, secundaria y mejorada	52
Figura 2.2 Relación de la viscosidad y la temperatura de los crudos pesados	53
Figura 2.3 Diagrama del proceso de Combustión in situ	58
Figura 2.4 Esquema de la inyección de vapor	60
Figura 2.5 Estimulación cíclica de vapor	62
Figura 2.6 Esquema del proceso SAGD	63
Figura 2.7 Esquema del proceso ES-SAGD	65
Figura 2.8 Esquema del proceso LASER	66
Figura 2.9 Esquema del proceso THAI	70
Figura 2.10 Disposición de los pozos en el proceso THAI	70
Figura 2.11 Esquema del proceso THSF	71
Figura 2.12 Esquema del proceso TTHW	72
Figura 2.13 Esquema del proceso CAPRI	73
Figura 2.14 Disposición de pozos en el proceso COSH	74
Figura 2.15 Esquema de la inyección continua de vapor	75
Figura 2.16 Lechada producida por el método de producción de crudo pesado con arena (CHOPS)	77
Figura 2.17 Distribución de flujo en una formación fracturada	81
Figura 2.18 Ejemplo pozo horizontal y desviado	82
Figura 2.19 Pozo vertical y pozo horizontal	83
Figura 2.20 Aceite residual después de un flujo de agua y de un flujo de polímeros	84

Figura 2.21 Proceso de inyección de CO ₂	86
Figura 2.22 Esquema del proceso ASP	87

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Componentes principales del Bombeo Neumático	104
Figura 3.2 Componentes de las válvulas de bombeo neumático	106
Figura 3.3 Componentes principales del Bombeo Neumático continuo	108
Figura 3.4 Instalación abierta de Bombeo Neumático	110
Figura 3.5 Instalación semicerrada de Bombeo Neumático	111
Figura 3.6 Instalación cerrada de Bombeo Neumático	112
Figura 3.7 Regímenes de flujo presentes en el Bombeo Neumático	113
Figura 3.8 Componentes principales del Bombeo Mecánico	115
Figura 3.9 Componentes principales de un sistema de bombeo mecánico	116
Figura 3.10 Ciclo de bombeo mecánico	117
Figura 3.11 Componentes principales del Bombeo electrocentrífugo	120
Figura 3.12 Componentes principales del Bombeo por Cavidades progresivas	127
Figura 3.13 Rotor y estator del Bombeo por Cavidades progresivas	128
Figura 3.14 Componentes principales del Bombeo Hidráulico	133
Figura 3.15 Mecanismo del Bombeo Hidráulico tipo pistón o convencional	134
Figura 3.16 Mecanismo del Bombeo Hidráulico tipo jet	136
Figura 3.17 Análisis de sensibilidad con Bombeo Neumático continuo	147
Figura 3.18 Reproducción de las condiciones de operación del sistema de bombeo electrocentrífugo	149
Figura 3.19 Reproducción de las condiciones de operación del sistema de bombeo electrocentrífugo	149
Figura 3.20 Análisis de sensibilidad usando el sistema de bombeo electrocentrífugo	150
Figura 3.21 Comportamiento de diversas bombas usando el sistema de bombeo electrocentrífugo	151
Figura 3.22 Requerimientos de potencia para el uso del Bombeo Hidráulico Jet	153
Figura 3.23 Requerimientos de potencia para el uso del Bombeo Hidráulico Jet	153
Figura 3.24 Optimización de los sistemas artificiales de producción	156

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 Partes de un separador de agua libre	166
Figura 4.2 Separador de placas paralelas	168
Figura 4.3 Datos para un estudio óptimo de una yacimiento	173

CAPÍTULO V

Figura 5.1 Criterio de falla de Mohr – Coulomb	179
Figura 5.2 Dirección de los esfuerzos locales a partir de imágenes de la pared del pozo	183
Figura 5.3 Construcción de una envolvente de falla	185
Figura 5.4 Pruebas de laboratorio diseñadas para visualizar mecanismos de desagregación y transporte de arena	188

Figura 5.5 Empaques de grava en pozo entubado y en agujero descubierto	189
Figura 5.6 Concentración de esfuerzos alrededor del pozo	191
Figura 5.7 Vigilancia rutinaria y control en tiempo real	193
Figura 5.8 Soluciones para el manejo de la producción de arena	196

CAPÍTULO VI

Figura 6.1 Estación recolectora convencional	198
Figura 6.2 Válvula multipuerto	199
Figura 6.3 Separador bifásico horizontal	201
Figura 6.4 Separador tipo filtro	203
Figura 6.5 Tratador térmico	204
Figura 6.6 Torre de destilación	205
Figura 6.7 Bomba recíproca	210

CAPÍTULO VII

Figura 7.1 Calentador de fuego directo	213
Figura 7.2 Procedimiento de calentamiento de crudo a fuego directo	214
Figura 7.3 Procedimiento de calentamiento de crudo a fuego indirecto	214
Figura 7.4 Incrustación de CaCO_3 en una tubería	217
Figura 7.5 Tanque con domo geodésico	218
Figura 7.6 Ventana para observar la cubierta flotante del domo geodésico y cámara de espuma instalada	218
Figura 7.7 Válvulas de presión / vacío	219
Figura 7.8 Tanque colapsado por un mal diseño de la válvula de presión / vacío	220
Figura 7.9 Sellos de techo en tanques flotantes	220
Figura 7.10 Electrodo utilizado para el drenaje automático	221
Figura 7.11 Dos líquidos inmiscibles	224
Figura 7.12 Partes de una emulsión	225
Figura 7.13 Los cuatro tipos distintos de emulsiones posibles de formación	226
Figura 7.14 Tanques de lavado en su exterior	230
Figura 7.15 Partes de un tanque de lavado	231
Figura 7.16 Tanque de lavado tipo espiral	232
Figura 7.17 Tanque de lavado tipo concéntrico	232
Figura 7.18 Tanque de lavado con placas	233
Figura 7.19 Diagrama para estimar el contenido de sal en el crudo	235
Figura 7.20 Calentamiento de crudo a fuego directo	249
Figura 7.21 Partes que conforman un equipo de deshidratador de crudo	255
Figura 7.22 Medición directa en tanque de techo flotante	259
Figura 7.23 Medición incorrecta (plomada inclinada)	259
Figura 7.24 Medición incorrecta (sedimento acumulado)	260
Figura 7.25 Medición incorrecta (plomada tocando el objeto)	260

CAPÍTULO VIII

Figura 8.1 Ejemplo de unos brazos de carga	267
--	-----

Figura 8.2 Ejemplo de una Terminal petrolera	268
Figura 8.3 Ejemplo de un buque tanque	270

CAPÍTULO IX

Figura 9.1 Sistema supervisorio SCADA	275
Figura 9.2 Algunas aplicaciones del sistema SCADA	275
Figura 9.3 Nivel mínimo de líquido que debe tener un tanque de almacenamiento	277
Figura 9.4 Nivel máximo no permitido a la cual se tienen problemas operacionales en los tanques de almacenamiento	278
Figura 9.5 Nivel óptimo para la operación de un tanque de almacenamiento	278

CAPÍTULO X

Figura 10.1 Tubería obstruida	291
Figura 10.2 Proceso básico de aquaconversion	296

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 Caracterización de los crudos pesados	31
---	----

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Clasificación de los métodos de desplazamiento de fluidos de acuerdo a la etapa de producción del yacimiento	55
Tabla 2.2 Clasificación de los métodos de desplazamiento de fluidos de acuerdo a la transferencia de energía al yacimiento	56
Tabla 2.3 Campos petroleros en el mundo donde se ha aplicado un proceso de recuperación	90
Tabla 2.4 Criterio de selección del método de recuperación considerando las propiedades del crudo pesado y las características del yacimiento	92
Tabla 2.5 Criterio de selección del método de recuperación considerando los indicadores clave de desempeño para procesos térmicos	93
Tabla 2.6 Criterio de selección del método de recuperación considerando los indicadores clave de desempeño para procesos no térmicos	97

CAPÍTULO III

Tabla 3.1a Principales ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesado	138
Tabla 3.1b Principales ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	139
Tabla 3.2a Consideraciones de diseño para los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	140
Tabla 3.2b Consideraciones de diseño para los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	141
Tabla 3.3 Consideraciones de operación normal de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	142
Tabla 3.4a Problemas especiales de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	143
Tabla 3.4b Problemas especiales de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados	144
Tabla 3.5 Aplicación de diversos Sistemas artificiales de Producción y de las características de los fluidos a producir	146
Tabla 3.6 Análisis de sensibilidad con Bombeo Neumático continuo	147
Tabla 3.7 Análisis de sensibilidad para el Bombeo Hidráulico Jet usando como fluido motriz agua	152
Tabla 3.8 Análisis de sensibilidad para el Bombeo Hidráulico Jet usando como fluido motriz aceite ligero	152
Tabla 3.9 Análisis de sensibilidad para el Bombeo Hidráulico Jet usando como fluido motriz condensado	152
Tabla 3.10 Análisis con motor en superficie para el BCP	154

Tabla 3.11 Análisis con motor de fondo para el sistema de bombeo por cavidades progresivas	154
--	-----

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1 Componentes primarios del Agua efluente	159
Tabla 4.2 Principales problemas ambientales que pueden ocasionar un mal manejo y tratamiento del agua producida	162
Tabla 4.3 Algunas formas de reducir la cantidad agua producida	164

CAPÍTULO VII

Tabla 7.1 Rangos de porcentaje de composición química para la prueba cromatográfica de gas natural ANSI/ASTM D1945 – 64	237
Tabla 7.2 Insumos obtenidos luego de haber sido sometidos (petróleo y agua) al proceso de deshidratación	238
Tabla 7.3 Selección del proceso – opciones para el tratamiento de crudo	239
Tabla 7.4 Factores principales que se deben considerar para la selección de un método determinado de proceso de deshidratación	241
Tabla 7.5 Equivalencias dólar / barril por pérdidas debido a errores de medición	261
Tabla 7.6 El número de temperaturas locales necesarias para obtener la temperatura promedio oficial del crudo y/o producto en un tanque	262
Tabla 7.7 Magnitud del error producido por equivocación de 1 [°F] en la lectura del termómetro	262

CAPÍTULO VIII

Tabla 8.1 Clasificación de los tipos de mantenimiento	271
---	-----

RESUMEN

Durante el desarrollo de este documento se exponen los conceptos que conforman la base de la producción de crudos pesados para los ingenieros de la industria petrolera. Los lectores obtendrán como resultado final una idea clara de lo que se debe y puede alcanzar en la producción, tratamiento, mejoramiento y transporte de crudos pesados, así como los cálculos y aplicaciones prácticas que con estos conceptos se pueden desarrollar. Esto permitirá a los lectores alcanzar una mejor capacitación y preparación para las actividades de producción en su área de trabajo. Todos los procesos que ocurren desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie, son muy importantes en la industria petrolera, ya que una vez que el petróleo se encuentra en las estaciones recolectoras y en los patios de tanques, comienza su verdadera manufactura o adecuación para tenerlo en especificación y transportarlo a las terminales de embarques y/o refinerías donde finalmente serán exportados o procesados. Una vez que el crudo se encuentre en especificación, se procederá a su transporte vía oleoducto o buque, dependiendo de la disponibilidad del medio del cual se disponga.

Las terminales de embarques de petróleo, disponen de un número considerable de tanques de almacenamiento para depósito con el objeto de asegurar el abastecimiento confiable de crudo a las grandes compañías extranjeras y nacionales, así mismo para almacenar las bases de otros componentes de productos terminados para manufacturar mezclas y para disponer de una reserva de abastecimiento suficiente con el fin de hacer frente a requerimientos y cargamentos de crudo. Esta metodología de aseguramiento de flujo abarca una amplia gama de disciplinas, en cuya finalidad se encuentra: proporcionar al lector las herramientas necesarias para la correcta operación en los procesos de producción, almacenamiento, manejo y tratamiento de crudo desde el yacimiento hasta las terminales de embarque; así como también mencionar algunos de los problemas operacionales como son: la producción de agua y arena, como afectan el flujo continuo del crudo pesado y los riesgos ambientales que se pueden suscitar por un mal manejo de los mismos, esta tesis ha sido dividida en diez capítulos que abarcan los aspectos más importantes para la producción de crudos pesados, los cuales se describen brevemente a continuación:

Capítulo I: “Características y propiedades de los crudos pesados” está enfocado a determinar las características de los fluidos y de la roca para yacimientos de crudo pesado; así como también se enfoca en los conceptos esenciales del flujo de fluidos a través del medio poroso, la caracterización de los crudos pesados así como la forma de producción de los mismos.

Capítulo II: “Desplazamiento de fluidos en el yacimiento” uno de los principales retos que impone la producción de crudos pesados es la alta viscosidad que estos presentan, en este capítulo se detalla la forma en cómo la viscosidad afecta la producción de estos crudos, se describen algunos métodos de recuperación y se propone un criterio de selección para elegir de acuerdo a ciertos parámetros el mejor método de recuperación.

Capítulo III: “Sistemas artificiales de producción para crudos pesados” en este capítulo se desarrollan, amplían y refuerzan los conocimientos y conceptos que constituyen los fundamentos para conocer y comprender los sistemas artificiales de producción, efectuar los cálculos que permiten el pronóstico del comportamiento de producción de los pozos bajo diferentes esquemas de sistemas artificiales de producción; así mismo se propone un criterio de selección del mejor sistema artificial de producción de acuerdo con algunos elementos que en este capítulo son discutidos.

Capítulo IV: “Tratamiento del agua producida” en éste se hace énfasis en la problemática que presenta la excesiva producción de agua, de igual forma se presentan algunos métodos para su tratamiento y eliminación, considerando en todo momento el impacto ambiental que esta agua puede ocasionar sino se le maneja adecuadamente, además de mencionar los aspectos legales severos que un mal manejo de la misma puede ocasionar.

Capítulo V: “Manejo de la producción de arena” en este capítulo se describe la problemática que representa la producción de arena, los efectos y consecuencias del comportamiento de las arenas durante el proceso de producción de crudo pesado bajo diferentes tipos de flujo, de igual forma se describen y proponen algunos métodos para el control de la misma.

Los capítulos: VI “Tratamiento de los crudos pesados en terminales recolectoras”, VII “Tratamiento de los crudos pesados en patios de tanques”, VIII “Manejo de los crudos pesados en terminales de embarque” describen la forma de aplicar y efectuar un seguimiento efectivo y seguro de los diferentes procesos de tratamiento, separación y manejo de la producción de crudo pesado. Evalúan la aplicación de los procesos existentes y sugieren las mejoras que se puedan efectuar a los mismos. Controlar los procesos con el objeto de incrementar la eficiencia de la separación, manejo y transporte del crudo pesado.

Capítulo IX: “Manejo seguro de crudos pesados” para el manejo seguro de una red de transporte de crudo como son los oleoductos, es necesario contar con un sistema de transmisión de datos que permita controlar, monitorear y supervisar desde un centro de control las variables críticas del proceso, tales como presión, temperatura, gasto, alarmas, este capítulo se encamina a mostrar algunas de las operaciones con las cuales se puede efectuar un manejo seguro del crudo pesado así como también algunas medidas de seguridad para las personas que realicen esta tarea.

Finalmente el **Capítulo X: “Mejoramiento de crudo”** se avoca a mencionar algunos procesos con los cuales se puede mejorar el crudo para que este pueda ser desplazado con mayor facilidad a través de los oleoductos, también se mencionan algunos procesos con los cuales se puede obtener crudos de mejor calidad, es decir de mejor densidad API.

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos es el proceso de extraer de manera ordenada y planificada el crudo que la naturaleza ha acumulado en yacimientos subterráneos y superficiales. Incluye la protección de que el pozo sea obstruido por arena y esquistos, la protección ambiental de la superficie y acuíferos cercanos al pozo, mantenimiento de presiones y flujos de producción a niveles seguros, la separación de gases, el bombeo en casos en que el petróleo no fluya de manera natural, el mantenimiento del yacimiento y múltiples técnicas de recuperación secundaria y mejorada.

El transporte de hidrocarburos normalmente se hace mediante tuberías (oleoductos, gasoductos y/o poliductos), mediante buques tanques especialmente diseñados para esta labor, camiones cisterna que también tienen características especiales, y en el caso del gas líquido o comprimido, en tanques especiales.

Lo anterior son simples conceptos únicamente de la producción y transporte, el objetivo es que el lector a través de este documento esté en la capacidad de desarrollar, ampliar y reafirmar los conceptos que constituyen los fundamentos para conocer y comprender el desarrollo de los procesos, no solamente de producción y transporte, sino también de tratamiento, almacenamiento y mejoramiento de los crudos pesados en la Industria Petrolera.

Esta tesis está dirigida al personal profesional y técnico que trabaje en el área de producción de yacimientos y en especial a los que efectúan el cálculo, control y seguimiento de los procesos de producción, manejo y transporte de crudos pesados dentro de la industria petrolera.

La necesidad y utilidad de la presente tesis para los ingenieros de producción está directamente relacionada a aplicar los conceptos y conocimientos adquiridos en las actividades inherentes a la extracción, producción, tratamiento y transporte de crudos pesados y su aplicación es directamente proporcional a su rendimiento y a los beneficios de la empresa proveniente de su trabajo, influyendo esto en su desarrollo técnico dentro de la industria petrolera.

Se recomienda a los lectores que tengan una base sólida de flujos de fluidos o que hayan asistido a un curso relativo a los conceptos básicos de flujo de fluidos en el medio poroso. Estos conocimientos son fundamentales para el mejor entendimiento de todos los mecanismos y procesos que se describen en cada una de las páginas de esta tesis.

El objetivo de esta tesis es desarrollar, ampliar y reforzar los conocimientos y conceptos que constituyen los fundamentos para conocer y comprender los procesos de desarrollo, producción y de producción artificial, así como también almacenamiento, tratamiento y mejoramiento del crudo en la industria petrolera.

Este documento tiene como fuente principal, entre otros, documentación, publicación y estudios del área realizados por expertos en cada uno de los tópicos que se desarrollan.

La idea es que al finalizar de leer este documento, los lectores podrán disponer de un amplio conocimiento de los aspectos de producción: potencial y niveles de producción, instalaciones de producción, manejo de los fluidos, almacenamiento, tratamiento, mejoramiento y transporte de crudos pesados que les permita el cálculo, diseño, control y seguimiento de los procesos de producción por diversos sistemas artificiales de producción, tratamiento en el campo y transporte a las refinerías o punto de embarque de este petróleo.

Con los conceptos desarrollados en este documento se podrán efectuar los cálculos para el pronóstico y desarrollo de los métodos de producción y predecir inclusive el comportamiento de los pozos horizontales utilizados en la producción de crudos pesados.

De igual forma el presente documento muestra información de suma importancia como lo es: la clasificación, distribución en el mundo y producción de los crudos pesados; revisión de las diferentes propiedades de los crudos pesados, tanto para la roca como para los fluidos que se encuentran en el yacimiento. Se revisa el flujo de los fluidos en el yacimiento para este tipo de petróleo, los diferentes procesos de producción y recuperación. Se continúa con los métodos o sistemas artificiales de producción, para culminar con los diferentes tipos de tratamiento, mejoramiento y tecnologías de industrialización del crudo y el transporte del mismo hasta los puntos de refinación o embarque.

Los lectores, profesionales y técnicos al final de leer este documento podrán tener una idea completa de los posibles efectos de sus operaciones en el subsuelo sobre la cara de producción de los pozos y por ende sus consecuencias en la producción en la superficie. Con ellos podrán entender mejor las actividades en las instalaciones de superficie y como pueden afectar la producción de los pozos.

CAPÍTULO I



CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

I.1 ANTECEDENTES

A nivel mundial, las reservas de crudos pesados corresponden aproximadamente al equivalente del triple de las reservas combinadas de aceite y gas convencionales (Oilfield review, 2006. 18, 2); sin embargo, su producción es limitada por los altos costos y la falta de infraestructura adecuada.

El petróleo pesado se produce típicamente en yacimientos que tienden a ser someros localizados en formaciones geológicamente jóvenes: pleistoceno y mioceno, en el caso de México, el crudo pesado se produce en la formación del cretácico. Estos yacimientos poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación del petróleo pesado.

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, este no es pesado. Los expertos (Curtis, C., 2002) generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos inicialmente tienen densidades entre 30 y 40 grados API. El petróleo se vuelve pesado debido a la degradación ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación es resultado de un conjunto de procesos biológicos, químicos y físicos.

La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado (Curtis, C., 2002). Los hidrocarburos pesados provienen de la degradación de hidrocarburos ligeros (30 - 40 [°API]). A lo largo de la escala de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original.

La degradación microbiana de los hidrocarburos en los yacimientos de petróleo, se puede presentar a temperaturas inferiores a 80 [°C]; por lo que el proceso es limitado a los yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 [Km]. Las bacterias presentes en el agua proveniente de la superficie metabolizan a los hidrocarburos, de manera que dejan a los componentes de mayor peso molecular que no pueden degradar.

En cuanto a los procesos fisicoquímicos de degradación, las aguas de formación remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. Finalmente, en condiciones del yacimiento donde se tienen sellos de pobre calidad, el petróleo pierde a las moléculas más ligeras por volatilización.

Debido a su naturaleza somera, la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado se descubrieron tan pronto se establecieron las poblaciones en sus proximidades. La recolección de crudo de chapopoterías y la excavación a mano constituyeron los

procedimientos más primitivos de recuperación, seguidos por la perforación de túneles y la minería. A principios de la década de 1900, estos procedimientos dieron lugar al desarrollo de técnicas empleadas actualmente para producir petróleo pesado.

Para la producción del crudo se tienen varias opciones, teniendo como primera opción los métodos de recuperación primaria, etapa denominada de producción en frío y a temperatura de yacimiento. Los factores de recuperación (F.R.) para la producción en frío varían de 1 a 10 [%].

Dependiendo de las propiedades del petróleo, la producción en frío puede requerir la implementación de algún tipo de levantamiento artificial; como puede ser la inyección de un aceite liviano, o solvente para disminuir la viscosidad del aceite.

Una vez que la producción en frío ha alcanzado su máximo rendimiento, la siguiente opción es la implementación de métodos de recuperación secundaria o mejorada. Estos métodos de recuperación presentan varias opciones; entre las que se encuentran, la inyección cíclica de vapor (F.R. de 20 a 40 [%]); en la figura 1.1 se muestra el costo y el factor de recuperación de los principales métodos de recuperación, los cuales serán discutidos en el capítulo II.

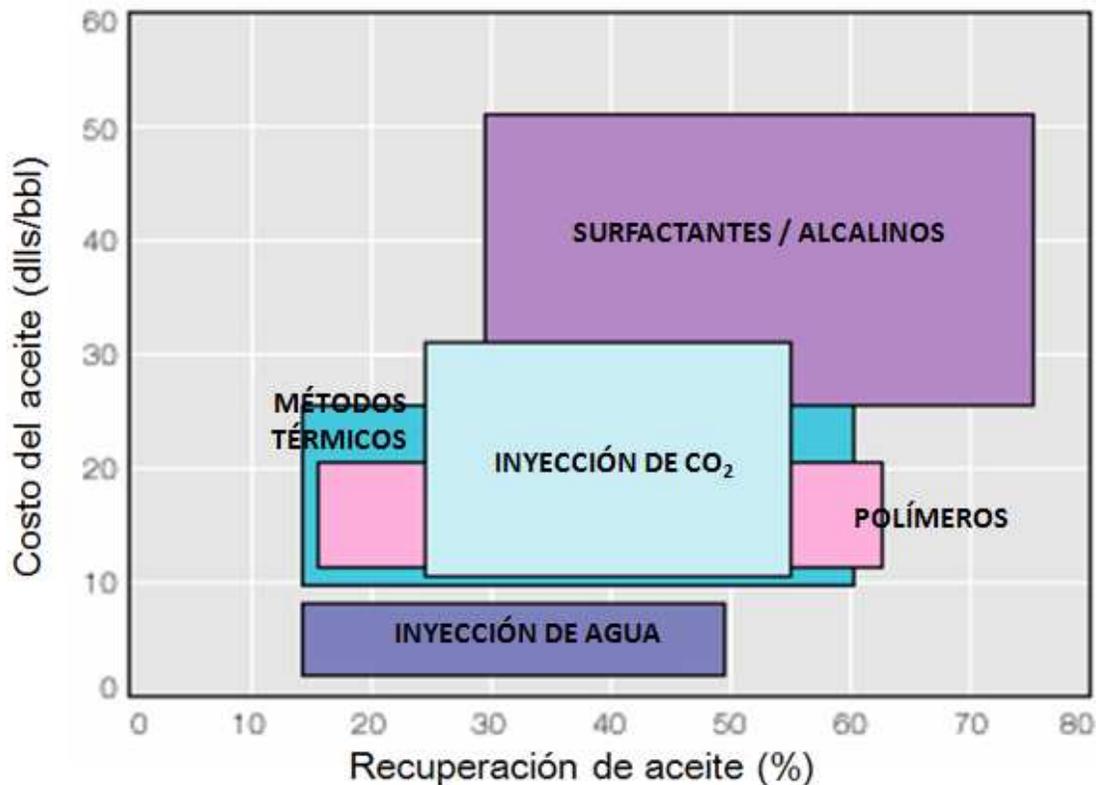


Figura 1.1 Costo y porcentaje de recuperación de los principales métodos de recuperación de crudo, (Polymer flooding, SPE 2007).

Para realizar la adecuada explotación y producción de los campos petroleros mediante la implementación de diversas opciones de recuperación, se requiere contar con la caracterización de los yacimientos y los fluidos contenidos en éstos.

En este capítulo se muestran las propiedades del crudo pesado, así como las características de la roca que los contiene, denotando de igual forma los principales problemas que los crudos pesados presentan para su producción.

I.II CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

El aceite pesado se encuentra por lo regular en yacimientos que deben ser explotados *in situ* (debido a la profundidad a la que estos yacimientos se encuentran) y que normalmente son localizados a profundidades entre 300 y 1200 [m]. Generalmente contienen cantidades mayores de azufre, metales y asfaltos que el promedio; además de grandes cantidades de metales como el vanadio.

Los aceites pesados se encuentran en areniscas, dolomitas, conglomerados, carbonatos de calcio, etc. Las saturaciones generalmente son altas, tal vez mayores que $0.123 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$. Casi la mitad de los yacimientos de aceites pesados poseen profundidades menores a los 914.4 [m].

Los espesores de las formaciones son mayores a los 15.24 [m]. Las extensiones areales son altamente variables con un valor desde unos cuantos metros cuadrados hasta miles de metros cuadrados. Los yacimientos de hidrocarburos pesados tienden a ser arenas no consolidadas lo cual nos crea algunos retos. El primero es lograr la obtención de valores aproximados de las propiedades de la roca, principalmente de la porosidad, cuando los núcleos están dañados. El segundo es que la arena es producida junto con el hidrocarburo con el fin de mantener los niveles económicos de producción. La formación de zonas con alta permeabilidad creadas por la producción de arena puede aumentar en gran medida la producción de los pozos, ya que la producción de arena cambia la porosidad, la permeabilidad y la estabilidad de la formación. Otro fenómeno interesante es la formación de espuma de hidrocarburo, donde la espuma se mezcla con la fase líquida esto también aumenta la producción del pozo.

De los 6 a 9 trillones de barriles (0.9 a 1.4 trillones de $[m^3]$) de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo (La importancia del petróleo pesado, oilfield review 2006, 18, 2), las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, atrapados en los flancos de las cuencas de antepaís, tal como se ilustra en la figura 1.2.

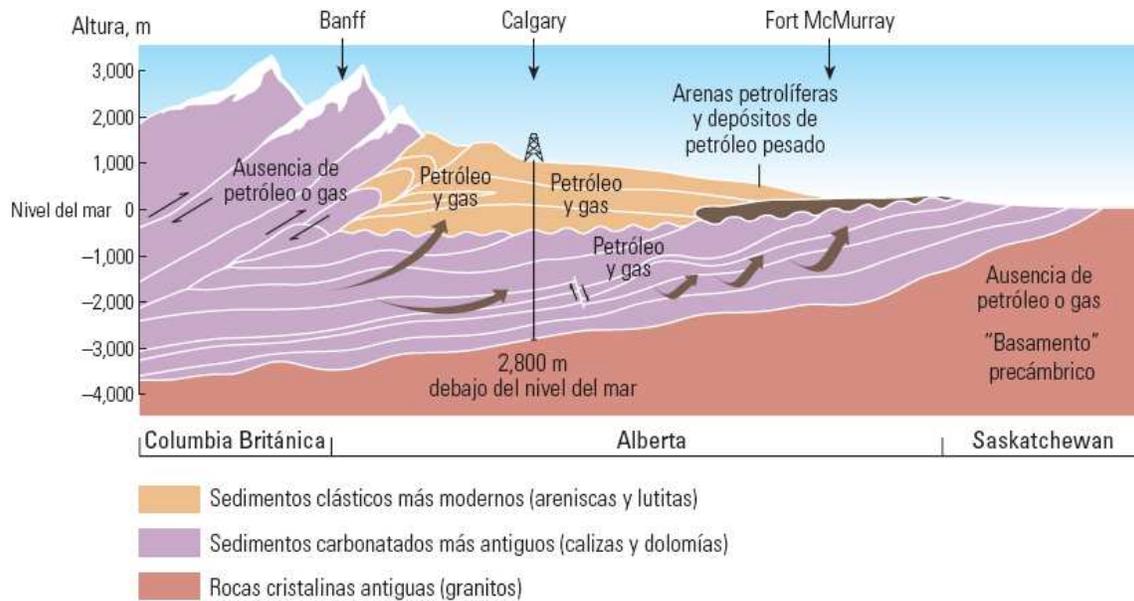


Figura 1.2 Ejemplo de un ambiente geológico, (Oilfield review, 2006. 18, 2).

En la figura 1.2 se muestra un ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo, correspondiente a la cuenca sedimentaria ubicada en la Oeste de Canadá., donde las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado, corresponden a un total de 1.7 trillones de [brrl] (270,000 millones de [m³]) (oilfield review, 2006, 18, 2).

Se puede apreciar que durante los episodios de orogénesis se forman las cuencas de antepaís frente a la cadena de montañas por hundimiento de la corteza terrestre. Los sedimentos marinos de la cuenca (púrpura) se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos (marrón oscuro) que migran echado arriba, constituyendo los sedimentos (naranja) erosionados desde las montañas recién formadas. Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo es biodegradado. Los microorganismos presentes en estos sedimentos relativamente fríos biodegradan el petróleo, formando petróleo pesado y bitumen. Donde la sobrecubierta tiene menos de 50 [m] (164 [ft]), el bitumen puede ser explotado a cielo abierto.

Otro de los yacimientos someros de crudo pesado más importantes, se localiza en la faja del Orinoco, Venezuela, con un volumen original de 1.2 trillones de barriles (brrl) (190,000 millones de [m³]) de petróleo extrapesado de 6 a 12 [°API] (oilfield review, 2006, 18, 2).

En ambos casos, no se conoce el origen de estos crudos completamente, pero se ha considerado que estos crudos provienen de petróleos marinos severamente biodegradados. Los 5.3 trillones de barriles (842,000 millones de [m³]) de todos los depósitos del Oeste de Canadá y del Este de Venezuela representan los restos degradados

de los que alguna vez conformaron los 18 trillones de barriles (2.9 trillones de [m³]) de petróleos más livianos (oilfield review, 2006, 18, 2).

Por otro lado, la presencia de brea cerca del contacto agua - aceite, puede indicar que las condiciones son favorables para la actividad microbiana. Por lo tanto, en cualquier ambiente depositacional la generación de crudos pesados puede ser resultado de la combinación de los siguientes factores: composición original del petróleo, porcentaje de biodegradación, el influjo o la carga de petróleos más livianos, y las condiciones de presión y temperatura.

En cada uno de los yacimientos, la producción de los crudos pesados requerirá métodos de recuperación diferentes, tal como se describe en el capítulo II, la factibilidad de aplicación de estos métodos depende inicialmente de las características de las rocas y de los fluidos presentes en los yacimientos.

I.III CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA

Porosidad ϕ : es la medida del espacio poroso en una roca, en este espacio es donde se acumularán fluidos. Se calcula con la expresión:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad 1.1$$

Donde:

V_p = volumen de poros del medio poroso.

V_b = volumen total del medio poroso.

En la figura 1.3 se esquematiza un volumen de roca porosa.



Figura 1.3 Poros de una roca (Moody, G., 1961).

Porosidad Absoluta. Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los comunicados y se calcula con la fórmula:

$$\phi_{abs} = \text{volumen de poros interconectados} + \text{volumen de poros aislados} \quad 1.2$$

Porosidad Efectiva. Considera solamente los poros comunicados. En el caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva y se calcula con la fórmula:

$$\phi_{efec} = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total de la roca}} \quad 1.3$$

Por otro lado, la porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen.

La porosidad primaria es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, etc.

La porosidad secundaria se debe a procesos posteriores que experimenta el medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

La porosidad se expresa en fracción, pero también puede expresarse como un porcentaje. La porosidad en los yacimientos varía normalmente entre el 5 y el 30 [%]. La porosidad puede determinarse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de explotación.

Permeabilidad (K): es una medida de capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella y se calcula con la fórmula:

$$K = \frac{\mu * V}{\frac{dP}{dL}} \quad 1.4$$

Donde:

K = permeabilidad [Darcy]

$v = \frac{q}{A}$ = velocidad del fluido o flujo a través de unidad de área medida en $\left[\frac{cm}{seg}\right]$

μ = viscosidad medida en centiposises [cp]

$\frac{dP}{dL}$ = gradiente de presión del fluido en la dirección del movimiento, en $\left[\frac{atm}{cm}\right]$

Permeabilidad absoluta: es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido cuando se encuentra saturada al 100 [%] de ese fluido.

Permeabilidad efectiva (Ko, Kg, Kw): La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100 [%].

Ko = permeabilidad efectiva al aceite.

Kg = permeabilidad efectiva al gas.

Kw = permeabilidad efectiva al agua.

Permeabilidad relativa (Kro, Krg, Krw): La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.

I.IV CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE PESADO

La densidad y la viscosidad del aceite son las propiedades que determinan los requerimientos de operación y diseño de las instalaciones de producción.

I.IV.I DENSIDAD

El petróleo puede presentar un amplio rango de densidades y viscosidades, en función de las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra. Al ser la viscosidad más afectada por la temperatura en comparación con la densidad, ésta última se utiliza como parámetro estándar para clasificar al petróleo.

La densidad se define usualmente en término de grados API (Instituto Americano del Petróleo) comparándola con el agua mediante la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo más baja es la densidad API. Si los grados API son mayores a 10, el aceite es más ligero que el agua.

La gravedad API también se utiliza para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más ligera, y, por lo tanto, su gravedad API es mayor. La gravedad API se obtiene experimentalmente mediante un instrumento denominado hidrómetro. La fórmula usada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$${}^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o @ 60[F]} - 131.5 \qquad 1.5$$

En el caso del agua, la cual tiene una gravedad específica de 1; los grados API son:

$$\frac{141.5}{1.0} - 131.5 = 10^{\circ}API \quad 1.6$$

Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4 grados para el bitumen rico en brea hasta los 70 grados para los condensados.

I.IV.II VISCOSIDAD

La viscosidad del aceite a las condiciones del yacimiento, es la propiedad más significativa que determina la factibilidad del flujo desde el yacimiento hasta la superficie, y por lo tanto puede ser la variable limitante durante la producción y la recuperación del crudo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. Por otro lado, la densidad es más importante para determinar los requerimientos de refinación (estimación del rendimiento y los costos de refinación); ya que dicta las condiciones de destilación.

Además de la densidad y la viscosidad, la composición del crudo contribuye con las características de su comportamiento. Por ejemplo, un crudo de mediana, o baja densidad con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo crudo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura. La mayor parte de las reservas de petróleo en el mundo, corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados (ver figura 1.4), que son difíciles y caros de producir y refinar.

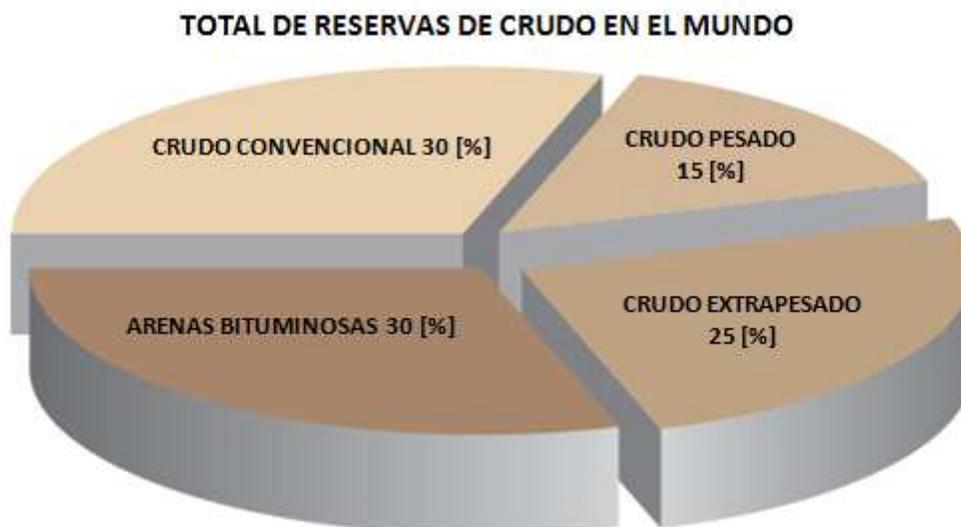


Figura 1.4 Total de reservas de petróleo del mundo, (*Oilfield review*, 2006. 18, 2).

En la tabla 1.1 se presenta la caracterización de los crudos pesados.

Tabla 1.1 Caracterización de los crudos pesados, (Bestougeff, M., 2004).

PROPIEDADES Y COMPOSICIÓN	CRUDOS INTERMEDIOS	TIPOS DE CRUDO PESADO		
		I	II	III
Profundidad promedio [m]	580 – 2140	770 - 1600	450 - 1200	120 – 910
Valores extremos	20 – 3900	90 - 3400	160 - 3517	0 – 1000
Densidad a 60 [°F]	0,904-0,934	0,935 - 0,965	0,966 - 0,993	0,944 - 1,040
Gravedad API	25 – 20	20,1 - 14,9	15,0 - 11,0	11 - 1 - 4,5
Viscosidad (cSt*) a 100 [°F] Promedio	40 - 425	410 - 1200	800 - 1320	1320 - 100 000
Viscosidad (cSt*) a 100 [°F] Valores extremos	1250	21 - 1600	190 - 18000	150 000 +
% de azufre (promedio)	0,1 - 4,6	1,6 - 5	1,6 - 5	3,4 - 6,5
Valores extremos	5	5,5	7,5 (9.6) ^a	0,1 - 7
% de nitrógeno (promedio)	0,1 - 0,74	0,22 - 0,9	0,2 - 0,8	0,1 - 0,9
Valores extremos	1,67	1,23		
% de Asfaltenos (promedio)	1 - 5,7	0,1 - 4	5,8 - 14,3	3,4 - 6,5
Valores extremos	1,0 - 10	0,7 - 4,5	0,4 - 17	0,7 - 42
% de Carbón Conradson (promedio)	2,8 - 12	4 - 11,1	1,4 - 13,8	8,0 - 21
Fracción por debajo de 200 [°C]	2,8 - 19 (27)	0 - 10 (13.6)	0 - 6 (20)	0 - 4 (7)
Contenido de Vanadio [PPM]	40 - 156	100 - 228	156 - 413	100 - 1200
Valores extremos	1,4 - 32		90	45 - 2070
Contenido de Níquel [PPM]	29 - 40	18 – 30	24 - 130	40 - 150
Valores extremos	2,0 - 60			5,0 - 18

^a Valor del contenido de azufre excepcionalmente alto encontrado en el Crudo Etzel (Oeste de Alemania). Valores extremos entre paréntesis, * cSt = centi Stokes.

Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Los crudos pesados pueden contener mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que requiere más esfuerzos y erogaciones para la obtención de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

La creciente demanda energética aunada a la declinación de la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, está dirigiendo la atención de la industria petrolera mundial hacia la explotación de petróleo pesado.

I.V CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS

El departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquel que presenta densidades API entre 10 y 22.3 grados (ver figura 1.5).

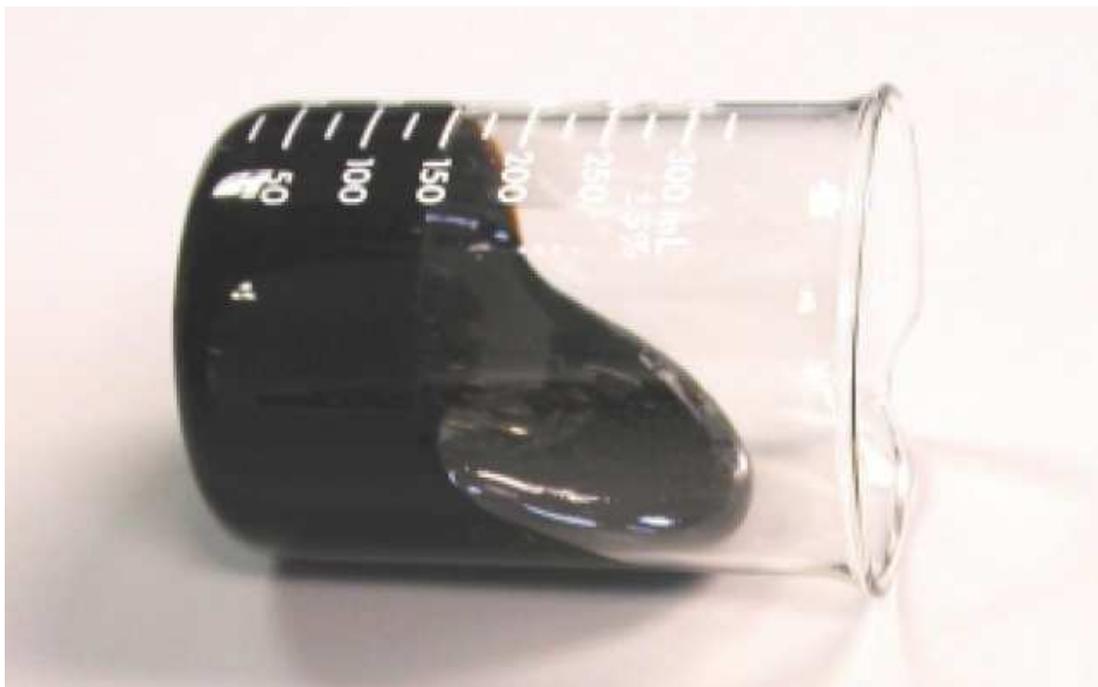


Figura 1.5 Ejemplo de un crudo pesado, (Oilfield review, 2002. 14, 3).

Sin embargo, la interacción con otras variables puede dar como resultado el comportamiento de un crudo como pesado, teniendo diferentes °API.

Los crudos con API menores de 10, se clasifican como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, presentan densidades que oscilan entre 38 y 40 [°API]; y valores de viscosidad que pueden oscilar entre la viscosidad del agua de 1 centipoise [Cp] [0.001 Pa.s], y aproximadamente 10 [Cp] [0.01 Pa.s] a condiciones de yacimiento.

La viscosidad de un aceite pesado puede estar en el rango 100 [cp] – 6000 [cp]. Estos aceites poseen muy poco gas en solución. Los aceites extrapesados pueden presentar viscosidades mayores de 1,000,000 [cP] [1,000 Pa.s] a condiciones de yacimiento. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se funde fácilmente cuando se calienta.

No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos

pesados, ya que los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales.

Algunas veces los hidrocarburos semisólidos como los de arenas bituminosas y los asfaltenos son incluidos en esta definición. Con base en la viscosidad a condiciones de yacimiento, las reservas de aceites pesados se han clasificado en cuatro categorías:

Clase A. Aceites pesados

Estos aceites presentan una gravedad entre 18 y 25 [°API], con una viscosidad entre 100 [cp] > μ > 10 [cp]. En la figura 1.6 se muestra un ejemplo de un crudo pesado, en el que a simple vista se puede observar la viscosidad que posee.



Figura 1.6 Ejemplo de un crudo pesado clase A, (PEP, 2008).

En esta clasificación se incluyen aceites pesados contenidos en depósitos que poseen parámetros de roca y líquido adecuados para operaciones de recuperación térmica. Tales parámetros son:

- Yacimientos de areniscas a profundidades menores a 3000 [m].
- Arenas saturadas de aceite con un espesor neto mayor a 3 [m].
- Saturaciones comunes del aceite en el yacimiento mayores de $0.09 \left[\frac{m^3}{m^2 - m} \right]$.
- La viscosidad del aceite en el yacimiento debe ser suficiente para que el aceite pueda moverse a condiciones de yacimiento.

Clase B. Aceites extra pesados

Estos aceites presentan una gravedad entre 7 y 18 [°API], $10,000 [\text{cp}] > \mu > 100 [\text{cp}]$ (figura 1.7), son móviles a condiciones de yacimiento, e incluyen los aceites pesados contenidos en depósitos que poseen algunos de los parámetros de roca y líquido que se mencionaron anteriormente para operaciones de recuperación térmica. Sin embargo, se requiere implementar algunas mejoras para lograr la recuperación térmica.



Figura 1.7 Ejemplo de un crudo pesado clase B, (PEP, 2008).

Clase C. Arenas bituminosas y bitumen

Poseen una densidad entre 7 y 12 [°API] (figura 1.8), $\mu > 10,000 [\text{cp}]$, no son móviles a condiciones de yacimiento. El término bitumen se utiliza para describir el aceite más pesado de los espectros de aceites pesados. El Instituto de las Naciones Unidas (Hinkle, A., y Batzle, M., 2006) propone que el término bitumen se defina si tiene una viscosidad > 10

$[\text{cp}] > 104 [\text{mPa}\cdot\text{s}]$ y una gravedad API $< 10^\circ > 1 \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$.

El término bitumen también puede aplicarse a una mezcla viscosa natural conformada principalmente por hidrocarburos más pesados que el pentano con posible contenido de compuestos de azufre (Curtis, C., 2002), y que en su estado viscoso natural no es recuperable a través de un pozo. El bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

El término de arenas bituminosas es aplicado a menudo a las arenas del área de Athabasca en Canadá (Curtis, C., 2002), las cuales son recuperables mediante procesos muy similares a los usados en la minería. Lo que tienen en común las arenas bituminosas

con los aceites pesados es que en comparación con los aceites convencionales tienen alto contenido de asfaltenos, azufre y metales. Un alto contenido de componentes no hidrocarburos está asociado con valores de gravedad API bajos, que al combinarse con una disminución de componentes ligeros reduce el valor comercial del aceite.



Figura 1.8 Ejemplo de un crudo pesado clase C, (PEP, 2008).

Clase D. Lutitas con alto contenido de aceite (Oil Shales)

Las formaciones de lutitas (figura 1.9) no contienen aceite libre sino una materia orgánica llamada keroseno. El keroseno produce hidrocarburos derivados del petróleo mediante la destilación destructiva. Este debe ser calentado aproximadamente a 700 [°F], temperatura a la cual se descompone el aceite, los gases y el coque de la lutita. Las lutitas se encuentran en estado sólido y no fluyen; por lo que se utilizan procedimientos similares a la minería para su explotación. Las lutitas pueden ser económicamente explotables solo si su permeabilidad natural se incrementa en varias órdenes de magnitud.

En los afloramientos naturales las capas de lutitas son relativamente finas, ya que van de los 7.6 [m] a los 15.2 [m] de espesor. Las lutitas pueden contener depósitos de combustóleo fósil, pero se requiere el desarrollo tecnológico para lograr extraerlo. En la figura 1.8 se puede apreciar una formación de lutitas.

Actualmente, los principales métodos utilizados para recuperar el aceite de las lutitas son:

- a) Explotación tipo minera de las lutitas.
- b) Procesos modificados *in situ*, en los cuales se introduce un tubo por debajo del yacimiento (oil shales) con el fin de utilizar explosivos para destruir la formación y

hacerla caer en el agujero. Ambos métodos requieren excavaciones y son ambientalmente perjudiciales.

- c) Fracturamiento de la formación de lutitas de manera similar al proceso convencional en pozos petroleros.

En el fracturamiento, el agua y la arena endurecida se bombean a la formación a altas presiones creando fracturas. Estas fracturas proporcionan una trayectoria para otros líquidos. Se bombea explosivo y aire a través de las trayectorias para generar un frente de combustión en el centro de la formación, con el fin de empujar al aceite fuera de la formación y lejos del centro, donde el aceite es recuperado en los pozos perforados en la periferia.



Figura 1.9 Ejemplo de un crudo pesado clase D, (Canadian Oil Sands Mine & Shovel, Source: Energy Inc.).

Si el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, entonces... ¿Por qué las compañías petroleras tienen el interés de comprometer recursos para extraerlo?.

La primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable (Oilfield review, 2002, 14, 3). La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes, (Oilfield review, 2002, 14, 3).

El total de recursos de petróleo a nivel mundial es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m^3]. El petróleo convencional representa aproximadamente el 30 [%], correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y

bitumen. El petróleo pesado desempeña un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y la seguridad energética. Muchos países están interesados en incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado, (Oilfield review, 2002, 14, 3).

I.VI PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

Al iniciar la producción de un aceite pesado, se presenta una considerable caída de presión a lo largo de todos los nodos del sistema integral de producción. Esto se debe principalmente a que su alta viscosidad impide la continuidad del flujo. En la figura 1.10 se muestran los principales puntos (nodos) donde se tienen las mayores caídas de presión.

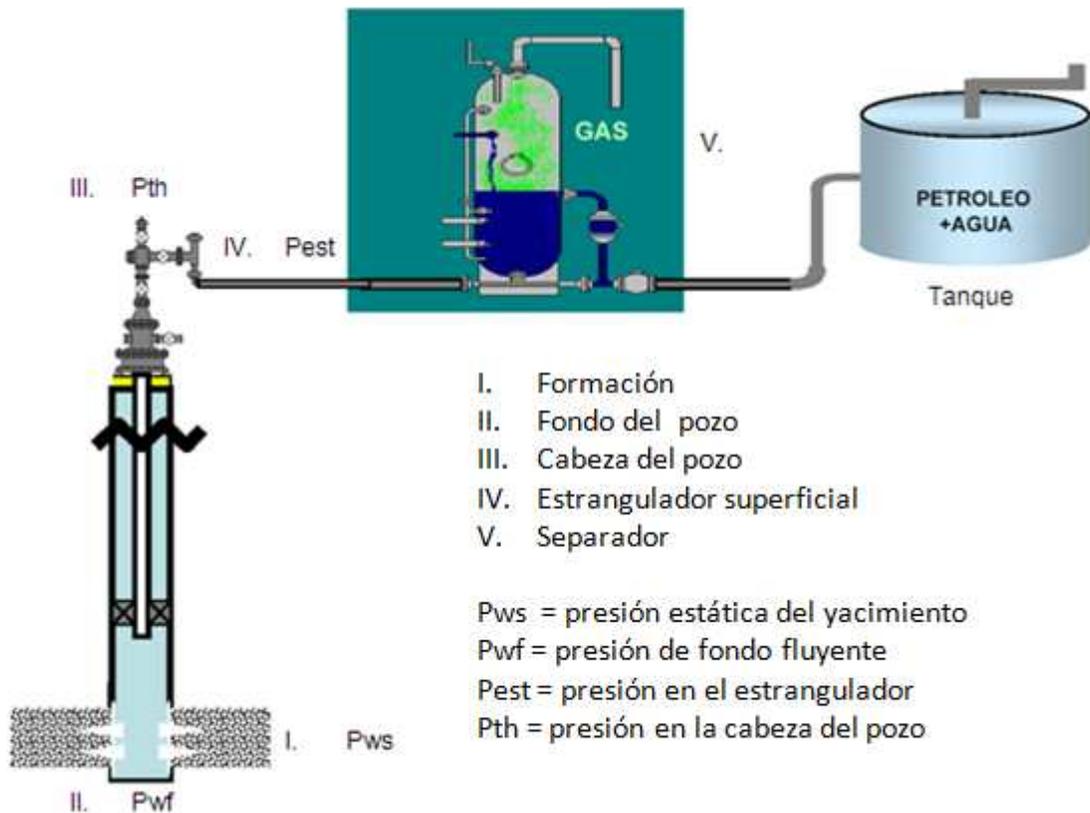


Figura 1.10 Diagrama del sistema integral de producción, (análisis nodal, next 2007).

¿Por qué se presenta el flujo multifásico?

El flujo multifásico se ve involucrado principalmente por dos fases distintas; la fase líquida y la fase gaseosa. En la fase líquida la viscosidad y la densidad, son las propiedades que afectan a la presión; mientras que en la fase gaseosa, son la densidad, la compresibilidad y solubilidad en la fase líquida. Además, en ambos casos se tiene un efecto por las fuerzas que ejercen ambos como son la tensión interfacial y la tensión superficial. A continuación

se describen las propiedades y determinaciones que deben realizarse durante la producción del aceite.

I.VI.I PROCESO DE EXPANSIÓN ISOTÉRMICA DE UN ACEITE NEGRO

El crudo pesado dentro del yacimiento contiene trazas de gas. Debido al depresionamiento del yacimiento durante la producción, se inicia un proceso de expansión del aceite en condiciones isotérmicas, ocasionando la liberación del gas disuelto en el aceite.

En la figura 1.11 se representa un comportamiento de expansión isotérmica en cuatro etapas, partiendo desde el momento en el que comienza la depresión del yacimiento hasta que el gas se ha liberado completamente.

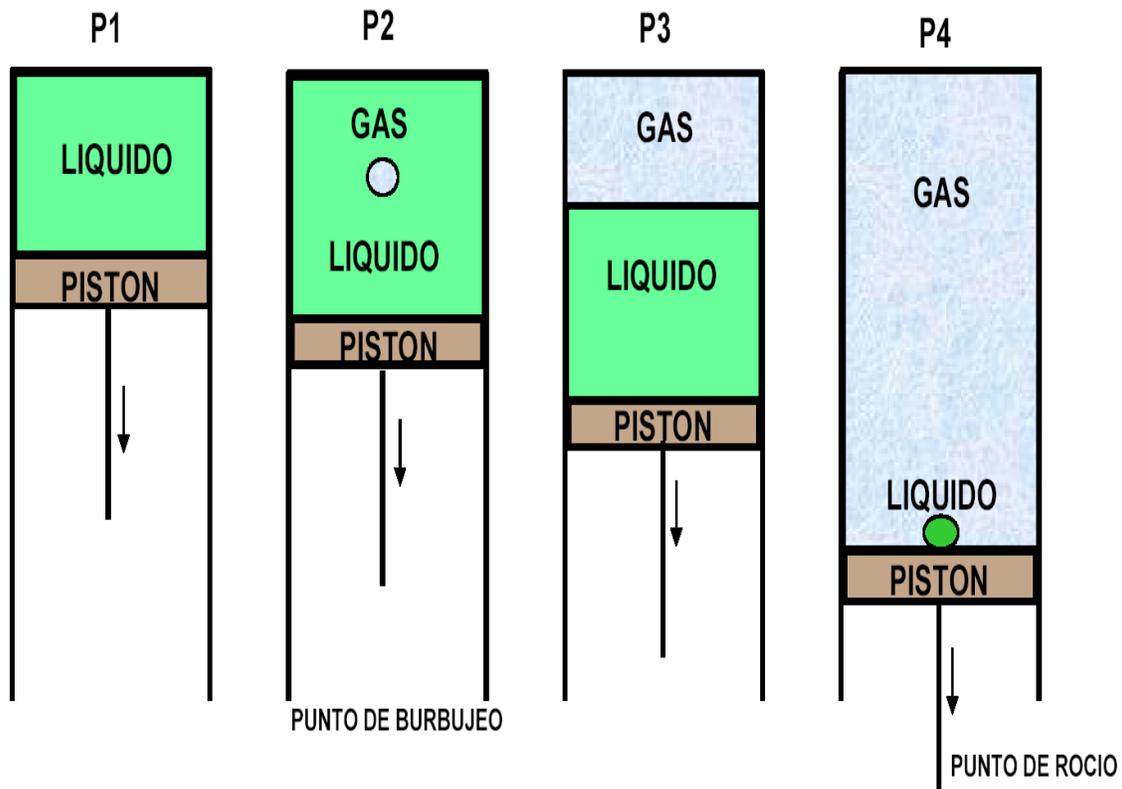


Figura 1.11 Proceso de expansión isotérmica de un aceite negro, (análisis nodal, next 2007).

En la figura 1.12 se muestran las fases por las que pasa una gota de aceite negro hasta llegar a las condiciones normales o estándar, la figura (derecha) muestra en forma esquemática los cuatro pasos por los que pasa el mismo fluido a través de una tubería.

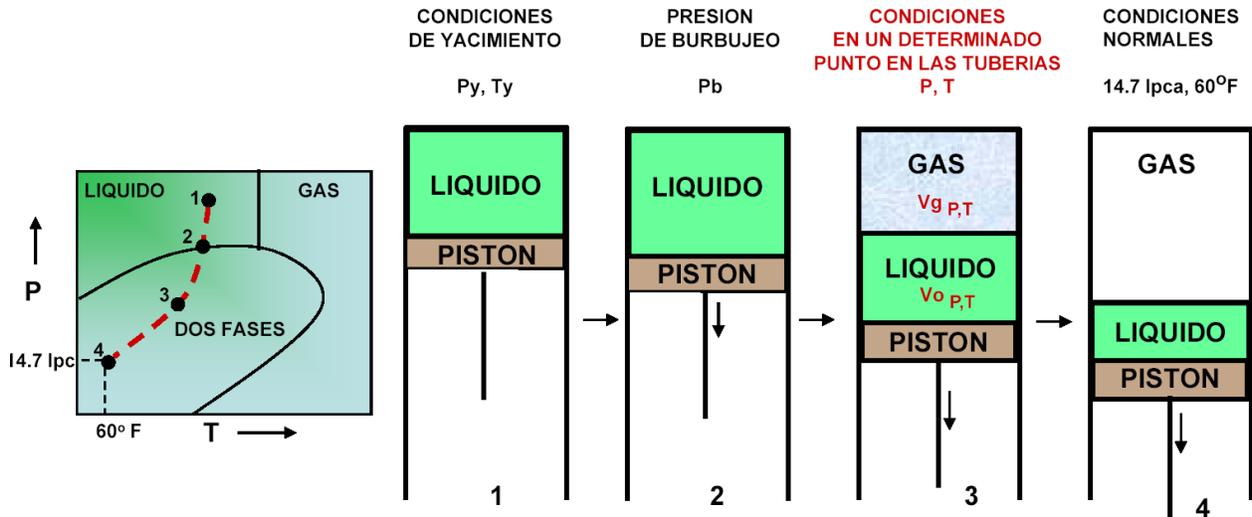


Figura 1.12 Fases por las que atraviesa un aceite negro, (análisis nodal, next 2007).

El comportamiento anterior (figura 1.12) también se puede representar mediante gráficas de presión y temperatura conocidas como diagramas de fases, los cuales son característicos de cada tipo de fluido, como se muestra a continuación.

I.VI.II CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN FUNCIÓN DE SU COMPOSICIÓN

De manera general, existen cinco tipos de yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos contenidos (ver figura 1.13); debido a que cada uno de estos tipos poseen propiedades específicas que los distinguen, como: Densidad ρ , Relación de solubilidad (solubilidad del gas en el crudo) R_s , Factor de volumen del aceite B_o , Factor de volumen del gas B_g , Viscosidad μ , Tensión interfacial σ .

A partir de la determinación de estas propiedades y la utilización de ecuaciones de estado, es posible construir diagramas de fase para observar de manera más clara las regiones o etapas del proceso de expansión.

Mediante los diagramas de fase es posible clasificar a los yacimientos en función del tipo de fluidos que estos yacimientos contienen. Del mismo modo, es factible determinar el comportamiento que pueden tener estos fluidos a las diferentes condiciones de presión y temperatura; así como fijar las condiciones de diseño y operación requeridas en las instalaciones de producción.

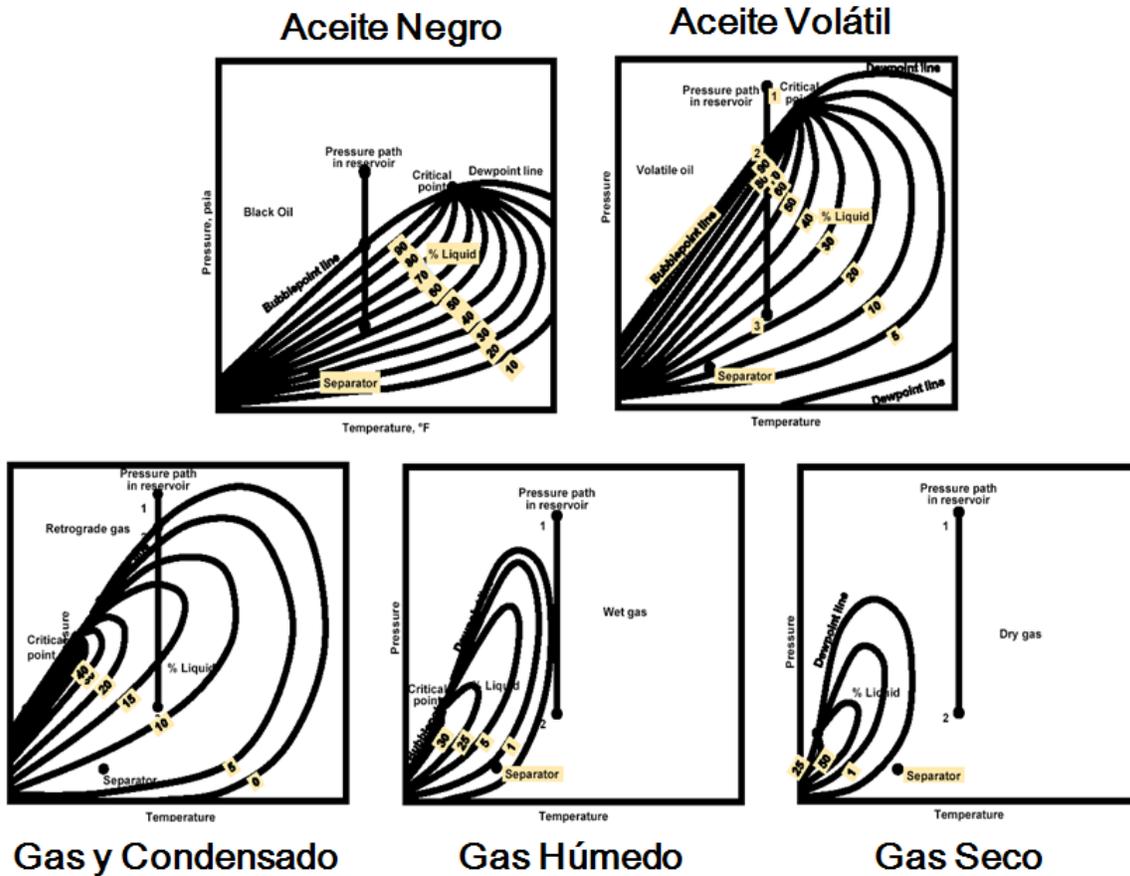


Figura 1.13 Diagramas de fase de los cinco tipos de yacimientos según los hidrocarburos contenidos (análisis nodal, next 2007).

Densidad relativa o gravedad específica de un gas γ_g : Es la densidad del gas entre la densidad del aire o el peso molecular del gas entre el peso molecular del aire (Peso molecular del aire = 28.97 [lb – mol] y densidad del aire = 0.0764 $\left[\frac{Lb}{ft^3} \right]$)

Relación de solubilidad R_s : Es la cantidad de gas disuelta en el aceite a determinadas condiciones de presión y temperatura, se expresa generalmente en pies cúbicos de gas disuelto por barril de petróleo.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas @cy}}{\text{Volumen de crudo @cy}} \tag{1.7}$$

En la figura (1.14) se muestra un esquema de la expansión isotérmica del gas y el desplazamiento del líquido. En la gráfica de la misma figura se presenta el

comportamiento de la relación de solubilidad en función de la presión, pasando de una región monofásica (sin liberación de gas) a una región bifásica (liberación del gas disuelto).

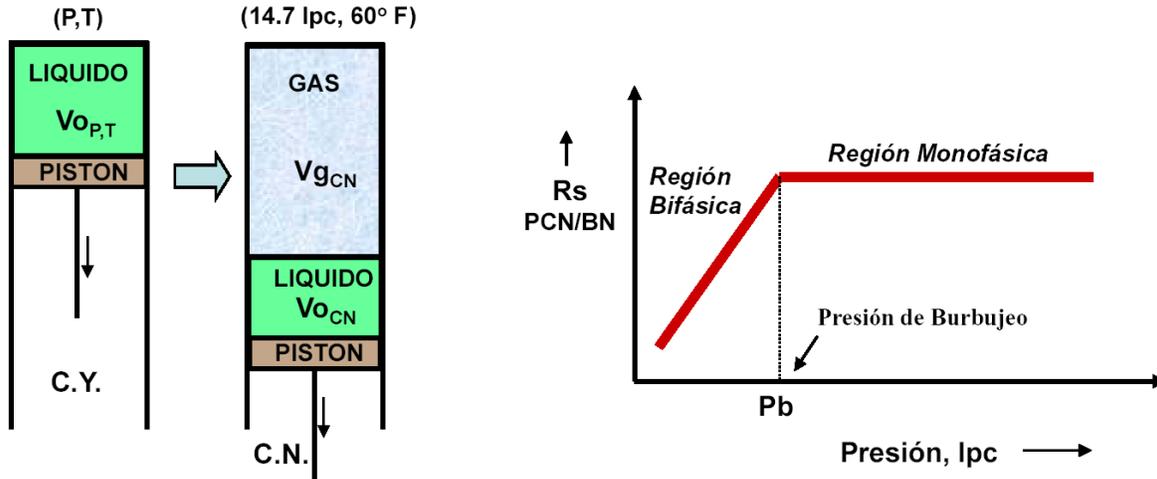


Figura 1.14 Expansión isotérmica del gas y relación de solubilidad (análisis nodal, next 2007).

Factor de volumen del aceite Bo: es la relación del volumen de líquido a condiciones de yacimiento (C.Y.) y el volumen de dicho líquido a condiciones de tanque o condiciones estándar (ver figura 1.6).

$$Bo = \frac{\text{Volumen de crudo con su gas disuelto @ cy}}{\text{Volumen de crudo @ cs}} > 1.0 \quad 1.8$$

En la figura 1.15 se grafica el comportamiento del factor de volumen del aceite en función de la presión. Se puede apreciar en dicha figura dos regiones la primera que es la región monofásica (donde hay una sola fase) en la que se produce solamente aceite, al pasar el tiempo y al continuar dicha producción se llega a una presión, denominada presión de burbujeo en donde se libera la primera burbuja de gas y la región monofásica pasa a una región bifásica (donde hay dos fases) en la cual ya no solo se produce aceite, sino también se inicia la producción de gas.

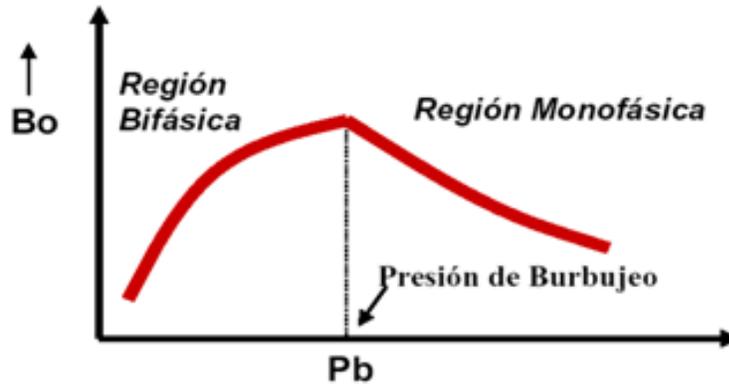


Figura 1.15 Factor de volumen del aceite (análisis nodal, next 2007).

Factor de volumen de gas Bg: es el volumen a condiciones de yacimiento que ocupa un pie cúbico normal [PCN] de gas. En todo momento $B_g \leq 1.0$.

A continuación se presentan algunas correlaciones utilizadas para determinar las propiedades de los crudos pesados mediante el uso de correlaciones.

I.VII CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MEDIANTE CORRELACIONES

Las propiedades definidas en el apartado anterior pueden determinarse a partir de ciertas correlaciones, como las que se presentan a continuación.

I.VII.I FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE Y RELACIÓN DE SOLUBILIDAD

Partiendo de la correlación de Standing (Correlation of black oil properties at pressures below the bubble – point, Jorge Javier Velarde, 1996) se obtienen los valores del Factor del volumen del aceite B_o y la Relación de solubilidad R_s :

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.0009 T}} \right)^{1.205} ; P \leq P_b \quad 1.9$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad 1.10$$

$$B_o = 0.972 + 0.00014 F^{1.175} \quad 1.11$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \quad 1.12$$

$$\rho_o = \frac{62.4 \gamma_o + 0.0764 \gamma_g * R_s * 5.615}{B_o} \quad 1.13$$

Donde:

$$R_s = \text{Gas en solución} \left[\frac{ft^3}{bbl} \right]$$

$$B_o = \text{Factor de volumen del aceite} \left[\frac{bbl @ cy}{bbl @ cs} \right]$$

$$P = \text{Presión} \left[\frac{Lb}{in^2} \right]$$

$$T = \text{Temperatura} [^{\circ}F]$$

$$\gamma_g = \text{gravedad específica del gas (aire = 1)}$$

$$\gamma_o = \text{gravedad específica del aceite (agua = 1)}$$

$$^{\circ}API = \text{gravedad API del crudo}$$

$$\rho_o = \text{densidad del crudo} \left[\frac{Lb}{ft^3} \right]$$

Para obtener el factor de volumen del gas B_g , se puede calcular de la siguiente ecuación, la cual se deriva de la ecuación de estado para gases reales: ($PV = znRT$).

$$B_g = 0.028269 \frac{zT}{P} \left[\frac{vol.}{vol.} \right] \quad 1.14$$

Donde:

$$P = \text{Presión} \left[\frac{Lb}{in^2} \right]$$

$$T = \text{Temperatura} [^{\circ}R]$$

$$z = \text{Factor de compresibilidad}$$

Para calcular el Factor de Compresibilidad z , se aplica la ecuación de Beggs y Brill, (Brill, J. y Beggs, D., 1973).

$$z = A + (1 - A) * \exp(-B) + C * P_{pr}^D \quad 1.15$$

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101 \quad 1.16$$

$$B = P_{pr} (0.62 - 0.23T_{pr}) + P_{pr}^2 \left[\frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right] + \frac{0.32P_{pr}^6}{\exp[20.723(T_{pr} - 1)]} \quad 1.17$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr} \quad 1.18$$

$$D = \exp(0.715 - 1.128 T_{pr} + 0.42 T_{pr}^2) \quad 1.19$$

Para utilizar la ecuación 1.15, se requiere determinar las propiedades pseudoreducidas de los fluidos, tal como se muestra a continuación:

Caso I: Para Sistemas de gas natural, (Standing, 1974)

$$T_{pc} = 168 + 325 \gamma_g - 12.5 \gamma_g^2 \quad 1.20$$

$$P_{pc} = 677 + 15.0 \gamma_g - 37.5 \gamma_g^2 \quad 1.21$$

Caso II: Para sistemas de gas y condensados, (Standing, 1974)

$$T_{pc} = 187 + 330 \gamma_g - 71.5 \gamma_g^2 \quad 1.22$$

$$P_{pc} = 706 - 51.7 \gamma_g - 11.1 \gamma_g^2 \quad 1.23$$

A partir de las ecuaciones anteriores se calculan las propiedades pseudoreducidas del fluido:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad 1.24$$

$$T_{pr} = \frac{P}{T_{pc}} \quad 1.25$$

Cabe señalar que tanto la presión pseudoreducida y crítica se encuentran en [psia] y que tanto la temperatura pseudoreducida como la crítica se encuentran en [$^{\circ}R$].

Para el cálculo de la densidad del gas con P y T @ cy, se tiene que:

$$\rho_g @ cy = \frac{\rho_g @ cs}{B_g}; \text{ donde } \rho_g @ cs = 0.0764 \gamma_g \quad 1.26$$

I.VII.II VOLUMEN DE GAS LIBRE Y ACEITE A DETERMINADAS CONDICIONES DE PRESION Y TEMPERATURA

Se tiene que a condiciones estándar:

$$RGA = \frac{Vg@cs}{Vo@cs} \quad 1.27$$

Donde:

$$Vo(P,T) = Bo * Vo @ cs \quad 1.28$$

$$Vg(P,T) = Bg * (RGA - Rs) * Vo @ cs \quad 1.29$$

I.VII.III VISCOSIDAD DEL ACEITE SATURADO

Para el cálculo de la viscosidad del aceite saturado, se emplea la correlación de Beggs – Robinson (1975), para ello existen dos escenarios, el primero se presenta cuando la presión del yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja, el segundo escenario se tiene cuando la presión en el yacimiento es estrictamente mayor que la presión de burbuja. Los escenarios antes mencionados se muestran matemáticamente a continuación:

Escenario I: Cuando $P \leq Pb$

$$\mu_o = A * \mu_{od}^B \quad 1.30$$

Donde:

μ_o = viscosidad del aceite saturado a ciertas condiciones de P y T; [Cp]

μ_{od} = viscosidad del aceite muerto o estabilizado, [Cp]

$$A = 10.175 (Rs + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44 (Rs + 150)^{-0.338}$$

$$B = \left[\frac{ft^3}{bbl} \right] @ cs$$

$$T = [^{\circ}F]$$

Escenario II: Cuando P es estrictamente mayor a Pb; P > Pb

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{Pb} \right)^m \quad 1.31$$

Donde:

μ_{ob} = viscosidad del aceite a Pb, [Cp]

P = Presión, $\left[\frac{Lb}{in^2} \right]$

Pb = presión de burbuja, $\left[\frac{Lb}{in^2} \right]$

$m = C_1 P^{C_2} * \exp(C_3 + C_4 P)$

$C_1 = 2.6, C_2 = 1.187, C_3 = -11.513, C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$

I.VII CORRELACIONES USADAS PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DEL ACEITE PESADO Y EXTRA PESADO

A continuación se mencionan las correlaciones más usadas para el cálculo de algunas propiedades del crudo pesado y extra pesado.

a) Presión en el punto de burbuja.

Aceite pesado (*Correlación modificada de Standing (Giambattista, G., 1995)*).

$$P_b = 15.7286 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.7885} * \frac{10^{0.0020*T}}{10^{0.0142*API}} \right] \quad 1.32$$

b) Relación de solubilidad.

Aceite pesado (*Correlación modificada de Vázquez (Giambattista, G., 1995)*).

$$R_s = \frac{\gamma_{gcorr} * P_b^{1.2057}}{56.434} * 10^{\frac{10.9267*API}{T+460}} \quad 1.33$$

Donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sp} * \left[1 + 0.5912 * API * T_{sp} * \log \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) * 10^{-4} \right] \quad 1.34$$

Aceite extra pesado (*Correlación modificada de Standing (Giambattista, G., 1995)*).

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P_b}{10.7025} * 10^{(0.0169 * API - 0.00156 * T)} \right)^{1.1128} \quad 1.35$$

c) Compresibilidad isotérmica.

Aceite pesado (*Correlación modificada de Vázquez - Beggs (Giambattista, G., 1995)*).

$$C_o = \frac{-2841.8 + 2.9646 * R_s + 25.5439 * T_g - 1230.5 * \gamma_{gcorr} + 41.91 * API}{P_g * 10^5} \quad 1.36$$

Donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sp} * \left[1 + 0.5912 * API * T_{sp} * \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) * 10^{-4} \right] \quad 1.37$$

Aceite extra pesado (*Correlación modificada de Vázquez - Beggs (Giambattista, G., 1995)*).

$$C_o = \frac{-889.6 + 3.1374 * R_s + 20.0 * T_g - 627.3 * \gamma_{gcorr} - 81.4476 * API}{P_g * 10^5} \quad 1.38$$

Donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sp} * \left[1 + 0.5912 * API * T_{sp} * \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) * 10^{-4} \right] \quad 1.39$$

d) Viscosidad del aceite muerto.

Aceite pesado (*Correlación modificada de Egbogah - Jack (Giambattista, G., 1995)*).

$$\text{Log} \cdot \text{Log}(\mu_{od} + 1) = 1.90296 - 0.012619 * API - 0.61748 \cdot \text{Log}(T_g) \quad 1.40$$

Aceite extra pesado (*Correlación modificada de Egbogah - Jack (Giambattista, G., 1995)*).

$$\text{Log} \cdot \text{Log}(\mu_{od} + 1) = 2.06492 - 0.0179 * API - 0.70226 \cdot \text{Log}(T_g) \quad 1.41$$

e) Viscosidad del aceite saturado.

Aceite pesado (*Correlación modificada de Kartoatmodjo (Giambattista, G., 1995)*).

$$\mu_{ol} = -0.6311 + 1.078 * F - 0.003653 \cdot F^2 \quad 1.42$$

Donde:

$$F = (0.2478 + 0.6114 * 10^{-0.000845Rs}) * \mu_{od}^{(0.45731+0.5158y)} \quad 1.43$$

$$y = -10^{-0.00081Rs} \quad 1.44$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g \cdot P_{sp} \cdot \left[1 + 0.1595 * API^{0.4078} \cdot (T_{sp})^{-0.2466} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right] \quad 1.45$$

Aceite extra pesado (*Correlación modificada de Kartoatmodjo (Giambattista, G., 1995)*).

$$\mu_{ol} = 2.3945 + 0.8927 * F - 0.001567 \cdot F^2 \quad 1.46$$

Donde:

$$F = (-0.0335 + 1.0785 * 10^{-0.000845Rs}) * \mu_{od}^{(0.5798+0.3432y)} \quad 1.47$$

$$y = -10^{-0.00081Rs} \quad 1.48$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g \cdot P_{sp} \cdot \left[1 + 0.1595 * API^{0.4078} \cdot (T_{sp})^{-0.2466} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right] \quad 1.49$$

f) Viscosidad del aceite bajosaturado.

Aceite pesado (*Correlación modificada de Labedi (Giambattista, G., 1995)*).

$$\mu_o = 0.9886 \cdot \mu_{ol} + 0.002763 \cdot (P - P_b) * (-0.01153\mu_{ol}^{1.7933} + 0.0316\mu_{ol}^{1.5939}) \quad 1.50$$

Donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g \cdot P_{sp} \cdot \left[1 + 0.1595 * API^{0.4078} \cdot (T_{sp})^{-0.2466} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right] \quad 1.51$$

Aceite extra pesado (*Correlación modificada de Kartoatmodjo (Giambattista, G., 1995)*).

$$\mu_o = \mu_{ol} - \left[\left(1 - \frac{P}{P_b} \right) \cdot \left(\frac{10^{-2.29} \cdot \mu_{od}^{1.055} P_b^{0.3132}}{10^{0.0099API}} \right) \right] \quad 1.52$$

Nomenclatura y unidades:

API (gravedad del aceite en el tanque), [°API].

Co (Compresibilidad isotérmica del aceite bajo saturado), [psia⁻¹]

Log (Logaritmo en base 10), [1]

Pb (presión en el punto de burbuja), [psia]

P (presión del yacimiento), [psia]

Psp (presión en el separador), [psia]

R_s (relación de solubilidad), $\left[\frac{scf}{STB}\right]$

T (temperatura del yacimiento), [°F]

T_{sp} (temperatura en el separador), [°F]

γ_g (gravedad específica del gas), [1]

γ_{gcorr} (gravedad específica del gas en el separador a 114.7 [psia]), [1]

μ_o (viscosidad del aceite bajo saturado), [cp]

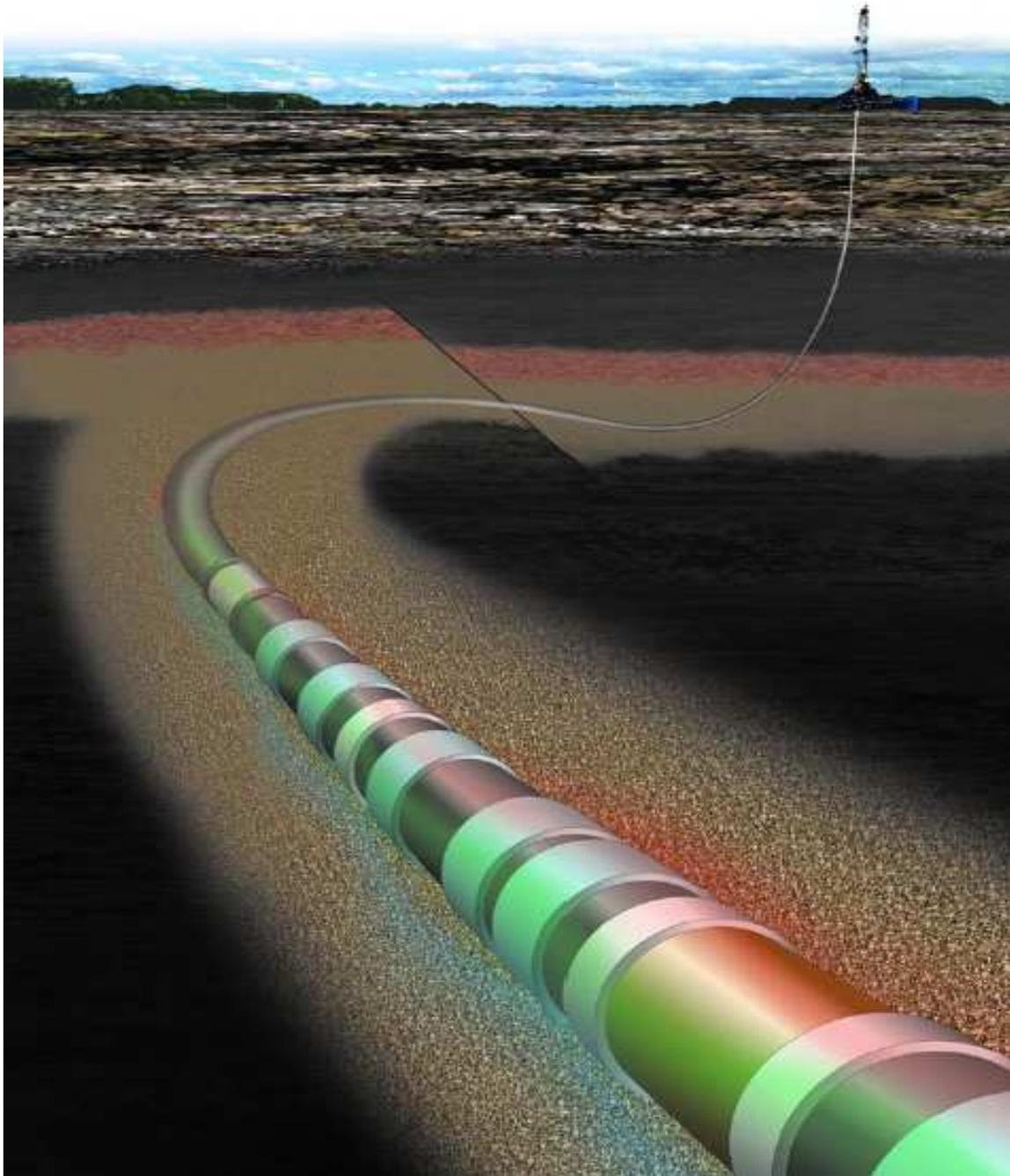
μ_{od} (viscosidad del aceite muerto), [cp]

μ_{ol} (viscosidad del aceite saturado), [cp]

Una vez que tanto las propiedades de los fluidos y de la roca han sido caracterizados, se analiza en base a esas dos caracterizaciones si los fluidos pueden ser desplazados del yacimiento hacia los pozos productores, este desplazamiento si es de manera natural (es decir cuando la energía propia del yacimiento es capaz de desplazarlos hacia los pozos productores) basta con instalar la infraestructura necesaria para que los fluidos del yacimiento sean desplazados del yacimiento al pozo y del pozo hacia las instalaciones superficiales, en el caso de los crudos pesados, extra pesados y bitúmenes debido a la alta viscosidad que estos presentan la energía propia del yacimiento no es la suficiente para desplazar los fluidos del yacimiento al pozo y del pozo a las instalaciones superficiales en estos casos se necesita desplazar los fluidos del yacimiento a los pozos productores en este sentido se recurre al uso de diversos métodos, el capítulo II se enfoca a describir algunos procesos para el desplazamiento de fluidos en el yacimiento proponiendo un criterio de selección y haciendo una selección cualitativa para los yacimientos de Campeche Oriente.



CAPÍTULO II



DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

II.1 ANTECEDENTES

En el mundo se muestra un crecimiento acelerado en la demanda de energía (Rangel German, 2006). Los países como Estados Unidos, China, Rusia y la India consumen un porcentaje muy grande de la energía, por ello se han tomado diversas acciones como buscar fuentes no convencionales de energía tales como energías renovables, hidratos de metano o el restablecimiento de programas nucleares. Cualquier perspectiva demuestra que los combustibles fósiles todavía serán la fuente principal de la energía.

Al respecto, los hidrocarburos desempeñan un papel importante en el mundo. Con algunas excepciones, el planeta se ha explorado casi exhaustivamente al punto donde se tiene una buena estimación de los recursos. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 6 a 9 trillones de barriles (0.9 a 1.4 trillones de [m³]) de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo (oilfield review, 2006, 18, 2).

El petróleo convencional representa sólo un 30 [%] aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen (oilfield review, 2006, 18, 2). Las fracciones de crudo más livianas derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Muchos descubrimientos recientes de hidrocarburos en México son de aceites pesados. Además dada la declinación inminente de campos de aceite como Cantarell mayor parte de la producción de petróleo crudo en México, en volumen, la producción global del país ha disminuido 738 mil barriles desde su punto más alto, mientras que Cantarell acumula una disminución de 1 millón 358 mil barriles (PEMEX, 2009), la necesidad de analizar la viabilidad de los métodos de recuperación poco convencionales es muy necesaria. Diversos autores han coincidido en que en lo general, para la producción de aceites pesados, existen sólo dos métodos que permiten mejorar los factores de recuperación final de estos yacimientos (Farouq, A., 1974).

Uno de ellos es el método térmico en donde se desea reducir la viscosidad del aceite incrementando su temperatura. El otro, el método no térmico, utiliza técnicas de bombeo, pozos horizontales, fracturamientos hidráulicos, mecanismos de gas disuelto, entre otros.

Este capítulo pretende encaminarse a una descripción de los métodos térmicos y no térmicos que se usan para la extracción de hidrocarburos pesados, ya que, debido a sus altas viscosidades, es necesaria la ayuda de algún proceso para facilitar su extracción.

Como ya se mencionó es importante conocer cada uno de los métodos de recuperación para crudo pesado, pero al mismo tiempo se debe de conocer cuáles son las etapas

óptimas para emplearlos, la figura 2.1 muestra las diversas etapas de un yacimiento, así como el método de recuperación más conveniente a emplear.

Se presentan también algunos campos de hidrocarburos pesados en el mundo donde han sido utilizados algunos de los métodos. De igual manera, en base a la experiencia obtenida de diversos campos a nivel mundial, plasmamos algunos criterios importantes para la selección de diversos métodos estudiados y aunado a ello se proponen criterios que bien pueden ser aplicados en un futuro cercano a los campos mexicanos, mismos que de una manera práctica y sencilla pudieran dar la pauta para pensar en aplicar algún proceso desde su vida temprana o bien en una etapa posterior de explotación.

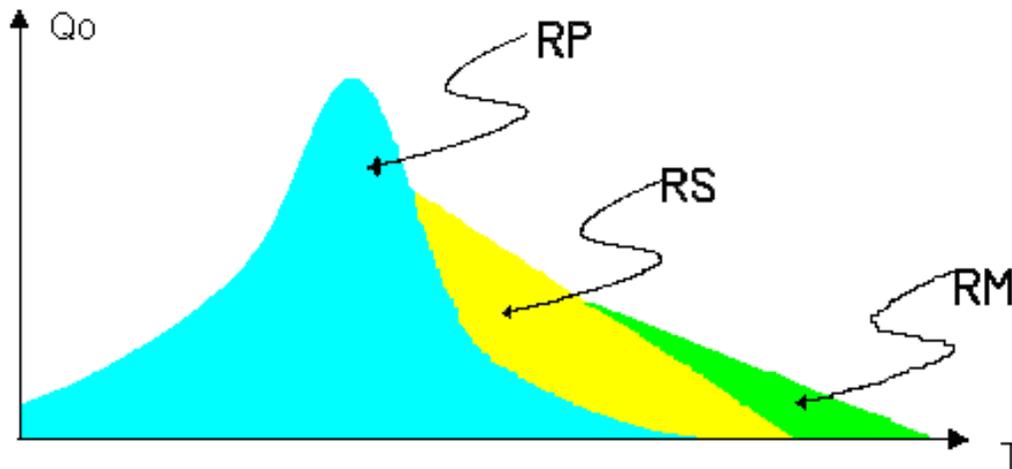


Figura 2.1 Volumen de recuperación de aceite con recuperación primaria, secundaria y mejorada.

Recuperación primaria (RP): es aquella que se obtiene en primer término, en esta recuperación, lo que actúa para la recuperación del aceite y del gas son, la presión a la que originalmente se encuentra el yacimiento y los diversos empujes a los cuales inicialmente se encuentra sometido el yacimiento, (Loreto, 2008).

Recuperación secundaria (RS): es aquella que se obtiene al inyectar agua (llana) o/y gas natural y se puede recuperar hasta un 50 [%]. Aproximadamente el 90 [%] de los proyectos son de inyección de agua. En la actualidad también suele designarse a la Recuperación Secundaria con el término de "mantenimiento de presión", se suele emplear indistintamente el término de "mantenimiento de presión" por Recuperación Mejorada. Pero el término no es privativo de la Recuperación Secundaria conceptualmente, (Loreto, 2008).

El primer proyecto de Recuperación Secundaria en México se dio en el campo Caliza en Poza Rica Veracruz y se inyectaron agua y gas simultáneamente en el casquete en el año de 1951. En la Recuperación Secundaria se utiliza el agua llana y el gas dulce. El agua llana no contiene ningún aditivo que le permita mejorar la recuperación, es decir, no tiene

reactivos para la recuperación. Al gas dulce se le quitan todos los gases amargos que provoca corrosión (óxido nítrico, sulfhídrico).

Recuperación mejorada o terciaria (RM): es la tercera etapa de la recuperación de hidrocarburos, aplicando tecnología más moderna, sofisticada y en más casos la recuperación mejorada requiere de mayores cuidados y sus costos son más elevados. Dado el incremento de los precios que tiene la Recuperación Mejorada en México no se tienen proyectos de este tipo, sin embargo, si se han realizado algunos estudios tanto en PEMEX como en el IMP de Recuperación Mejorada, realizándose solo algunas pruebas de campo. De la Recuperación Mejorada se recupera de un 7 [%] a un 12 [%] adicional a la Recuperación Secundaria, dependiendo de las condiciones de cada yacimiento. A la Recuperación Mejorada también se le suele llamar en la literatura, como Recuperación Terciaria porque se aplica en 3er término después de la secundaria. Generalmente cuando se habla de Recuperación Terciaria se está interpretando en la literatura a la Recuperación Mejorada, (Loreto, 2008).

II. II MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO

Los métodos de recuperación de crudo pesado se dividen en dos grupos principales, según la temperatura. Esto se debe a que la propiedad clave del fluido, es decir la viscosidad depende significativamente de la temperatura; cuando se calienta el crudo pesado éste se vuelve menos viscoso, ver figura 2.2.

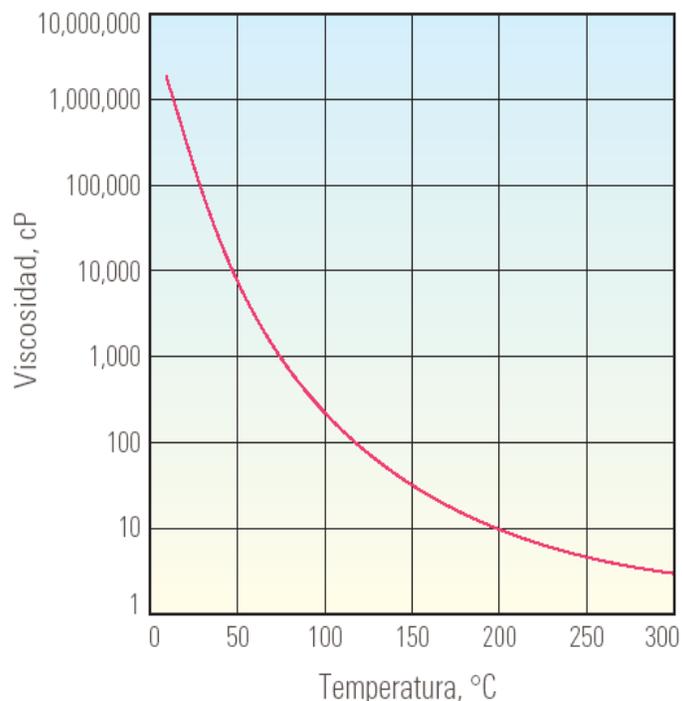


Figura 2.2 Relación de la viscosidad y la temperatura de los crudos pesados, (Oilfield review, 2006, 18, 2).

Cada crudo pesado, extrapesado y bitumen posee su propia relación de temperatura - viscosidad, pero todos siguen esta tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura. Los métodos de producción primaria (aquellos que no requieren un agregado de energía) pueden ser utilizados cuando la viscosidad del crudo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el crudo fluya a regímenes económicos.

Los métodos asistidos térmicamente se utilizan cuando el crudo debe ser calentado para fluir. El método original de recuperación de crudo pesado en recuperación primaria es la minería (Curtis, C., 2002). Gran parte de la explotación de crudo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá ((Curtis, C., 2002), pero también se ha recuperado crudo pesado por minería en Rusia (Curtis, C., 2002).

El método a cielo abierto es útil solo en Canadá, donde el proceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas es somero estimado en 28, 000 millones de [m³] ó 176 000 millones de barriles lo vuelven económico, (Energy Market Assessment, Canada's Oil Sands, 2006). Las arenas petrolíferas canadienses se recuperan mediante operaciones con camiones y excavadoras, luego son transportadas a las plantas de procesamiento, donde el agua caliente separa al bitumen de la arena. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar el crudo sintético.

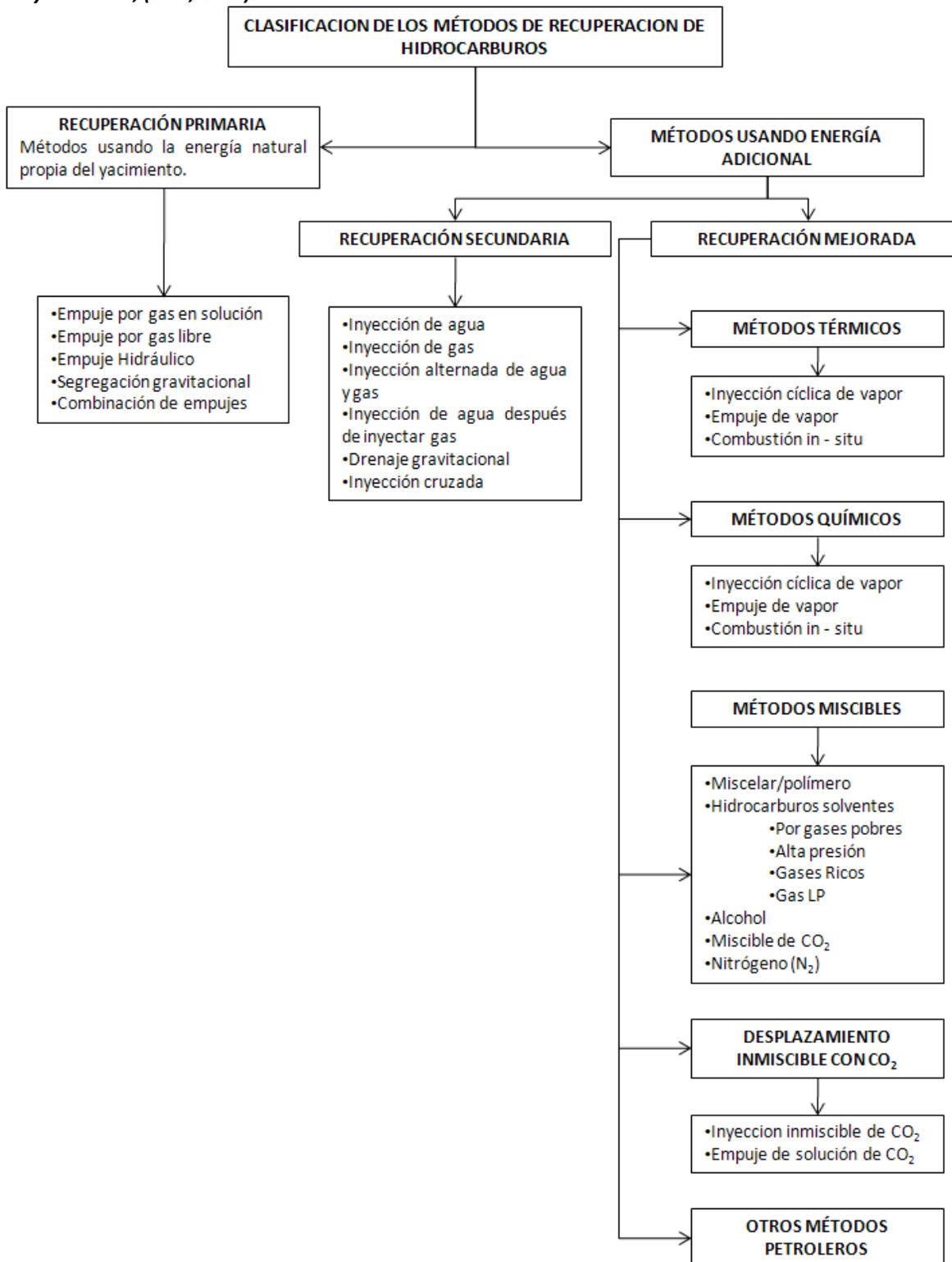
Después de la aplicación del método de minería la tierra se sana y se rellena. Una de las ventajas del método es que se recupera alrededor de un 80 [%] del hidrocarburo. No obstante, desde la superficie solo se puede acceder a un 20 [%] de las reservas aproximadamente, o aquellas que se encuentran a una profundidad de 75 [m]. Algunos crudos pesados pueden ser producidos a través de pozos, (Energy Market Assessment, Canada's Oil Sands, 2006).

A continuación se mencionan la clasificación de los métodos de desplazamiento de fluidos, primeramente se proporciona una clasificación de acuerdo a la etapa de producción del yacimiento (primaria, secundaria y mejorada), posteriormente, se menciona una clasificación de acuerdo a la energía que se proporciona al yacimiento.

II.III CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS

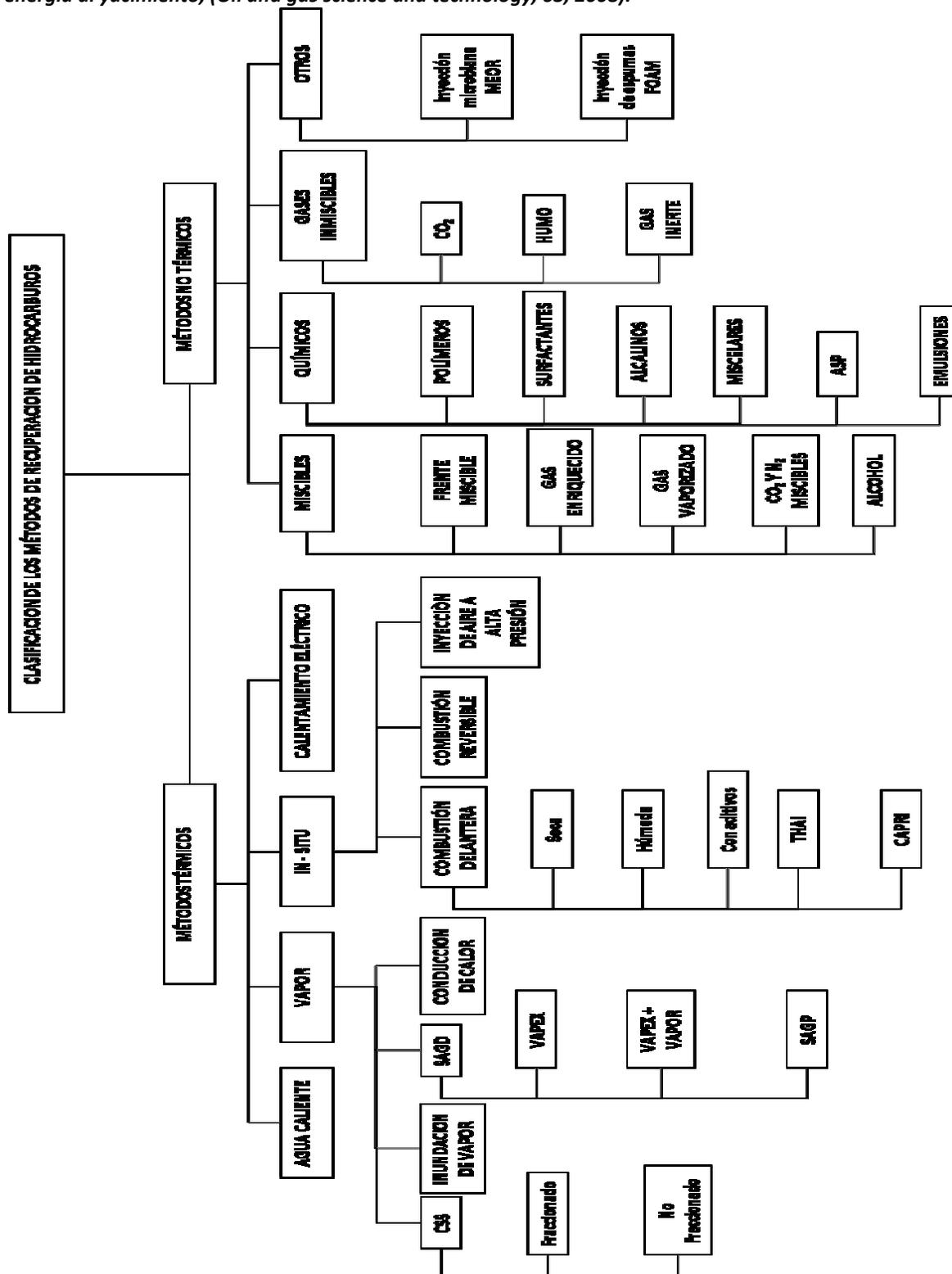
II.III.I DE ACUERDO A LA ETAPA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO

Tabla 2.1 Clasificación de los métodos de desplazamiento de fluidos de acuerdo a la etapa de producción del yacimiento, (Latil, 1980).



II.III.II DE ACUERDO A LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA AL YACIMIENTO

Tabla 2.2 Clasificación de los métodos de desplazamiento de fluidos de acuerdo a la transferencia de energía al yacimiento, (Oil and gas science and technology, 63, 2008).



II.IV DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS MEDIANTE PROCESOS TÉRMICOS

Los métodos térmicos, como contraparte de los métodos no térmicos, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción no térmicos (con excepción del método de minería) pero también los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua. Un método térmico se refiere a que hay que generar energía calorífica, (Farouq, A., 1974).

El interés en los procesos de recuperación mediante métodos térmicos ha incrementado notablemente debido a los resultados que se han obtenido. Uno de los mejores resultados que se obtiene de estos métodos es la reducción significativa de la viscosidad del aceite mediante el incremento de la temperatura en el yacimiento. Los métodos asistidos térmicamente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir. Todos los procesos de recuperación térmica reducen la resistencia a fluir de los fluidos, mediante la reducción de la viscosidad de los fluidos, (Farouq, A., 1974).

II.IV.I COMBUSTIÓN IN SITU

También conocida en inglés como *fireflooding*, es un método de movilización de crudos de alta viscosidad (ver figura 2.3), conformado por pozos múltiples en el que un frente de combustión, iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. Este proceso se basa en el principio de calentar los hidrocarburos a altas temperaturas (la debe ser en principio superior a la temperatura original del yacimiento y tan grandes como se puedan generar), dentro del yacimiento, utilizando una parte de ellos como combustible, y el calor generado para reducir significativamente la viscosidad del crudo remanente, facilitando su producción. El calentamiento se realiza mediante la inyección de aire caliente durante un tiempo determinado (este tiempo se determina desde que se inyecta el aire hasta que el primer pozo inicia su producción). Durante el proceso de combustión *in situ*, el oxígeno reacciona con el combustible, produciendo dióxido de carbono y agua, liberando calor. La cantidad de calor generado varía con la composición de los hidrocarburos pesados que sirven como combustible.

La reacción de combustión se mantiene mediante la inyección continua de aire a la formación. Este proceso es más efectivo cuando se consumen pequeñas cantidades de aceite *in situ*, mientras el resto es desplazado hacia el pozo productor. Para lograr una mayor eficiencia, el aire puede ser enriquecido con oxígeno o bien se puede usar oxígeno puro. El uso de oxígeno requiere menor energía de compresión y produce grandes cantidades de CO₂, lo cual mejora la recuperación. Sin embargo, el oxígeno tiene la desventaja de ser muy corrosivo.

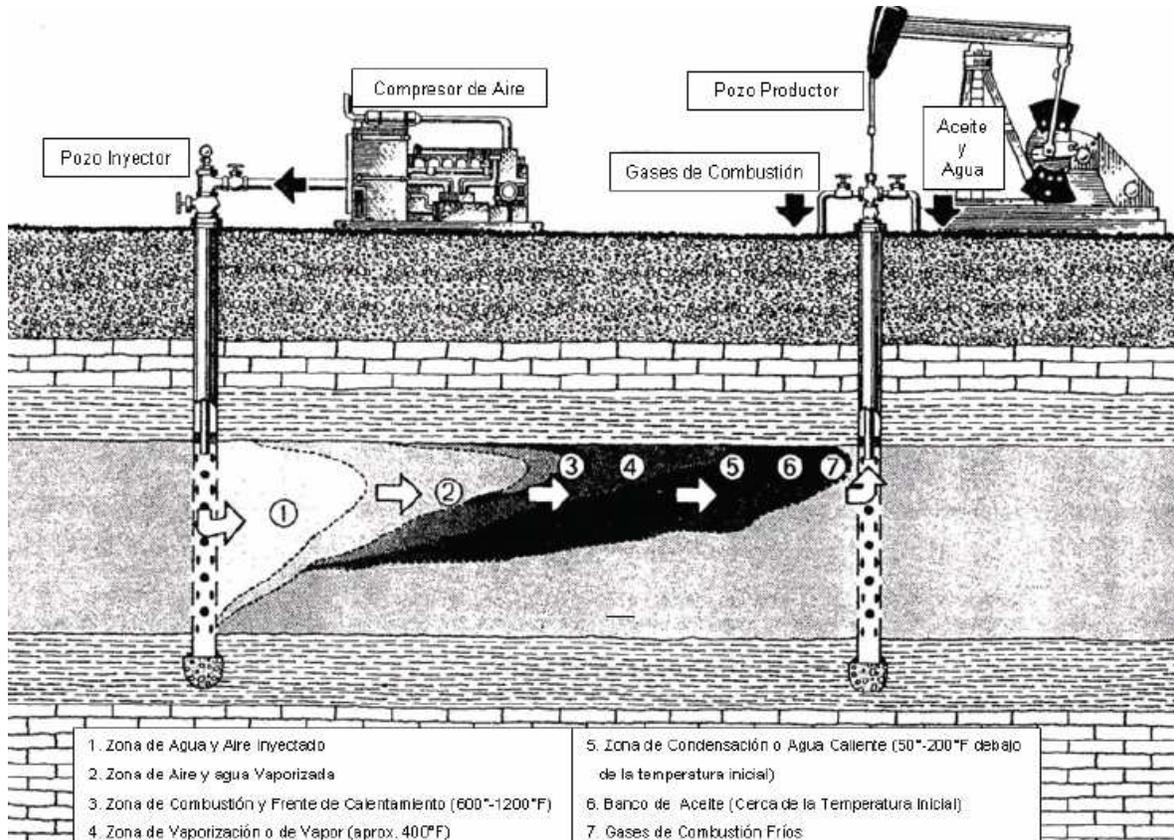


Figura 2.3 Diagrama del proceso de Combustión in situ, (Technologies of oil and gas publications, 2004).

El método de combustión más utilizado, es aquel en el cual el frente de combustión avanza en la misma dirección que el aire u oxígeno inyectado. El aire inyectado se encuentra primeramente con la arena, la cual es calentada, y posteriormente, el aire caliente pasa a la zona angosta de combustión, donde reacciona con el coque resultante de la desintegración térmica del aceite *in situ*. El calor generado proviene de la combustión de los compuestos más pesados que permanecen en el yacimiento. En la zona más alejada del frente de combustión, los gases de combustión, el agua intersticial y los hidrocarburos volátiles son evaporados y transportados hacia la zona, donde el agua y los hidrocarburos son condensados.

La eficiencia de un proceso de combustión seca puede mejorarse mediante la inyección alternada de agua y aire generando una combustión húmeda. Al implementar la combustión húmeda se aprovecha la energía asociada con la capacidad calorífica del agua; además, el vapor producido fluye hacia el frente de combustión aumentando la zona de barrido.

Algunos problemas que se presentan al usar este proceso, es que algunas veces las temperaturas son tales, que el frente de combustión alcanza la zona del pozo productor, cuando esto sucede los pozos son destruidos por el calor. Otros inconvenientes son: tendencia del flujo de aire hacia formaciones heterogéneas, poca inyección de aire, daño a

la formación, reducción de la permeabilidad, erosión, corrosiones, emulsiones, enarenamiento, etc.

II.IV.II DESPLAZAMIENTO POR VAPOR DE AGUA

Es un proceso de pozos múltiples, el vapor es inyectado en los pozos inyectoros, en una diversidad de esquemas de espaciamiento y localización, y el crudo es producido desde los pozos productores. El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40 [%] pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar vapor de baja densidad por la gravedad, las heterogeneidades de los yacimientos y el monitoreo del frente de vapor.

La inyección de vapor de agua (ver figura 2.4) es un método de recuperación secundaria o terciaria; es un proceso de desplazamiento que requiere por lo menos dos pozos, uno inyector y otro productor; en el primero se inyecta la cantidad deseada de vapor generado en la superficie hacia el subsuelo para desplazar al aceite hacia los pozos productores donde es bombeado hacia la superficie, tratado y, finalmente enviado al mercado. El vapor inyectado se extiende en un área muy grande del yacimiento, por lo que se recupera un gran porcentaje de aceite in-situ.

Este proceso es más costoso cuando algunos pozos productores deben convertirse en inyectoros debido a que requieren un constante suministro de vapor. En la inyección de vapor, los procesos involucrados en la recuperación de aceite son más complejos. Por lo tanto, el significado de “mecanismo” implica procesos de desplazamiento de aceite así como alteraciones en los procesos que hacen el desplazamiento más efectivo. Los mecanismos de la inyección de vapor están íntimamente ligados con los efectos sobre las rocas del yacimiento y las propiedades de los fluidos. Con base en investigaciones de laboratorio de recuperación térmica, los mecanismos que influyen para el desplazamiento de fluidos con inyección de vapor son:

- Vapor.
- Solventes in-situ.
- Reducción de la viscosidad.
- Variaciones en la presión capilar y en la permeabilidad.
- Expansión térmica.
- Segregación gravitacional.
- Gas en solución.
- Emulsiones.

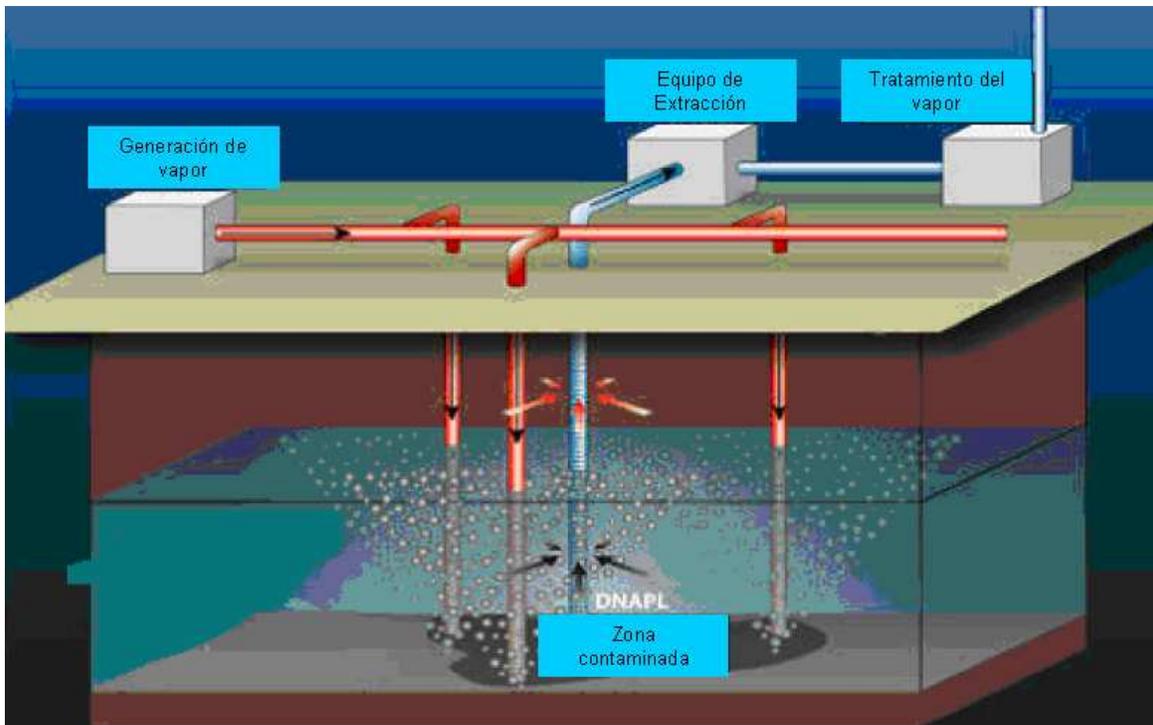


Figura 2.4 Esquema de la inyección de vapor, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

Algunas de las características que proporciona la inyección de vapor a los yacimientos son:

- Debido al calor por conducción y convección la temperatura de los fluidos y de las rocas aumenta.
- La viscosidad de los fluidos disminuyen.
- Los volúmenes de roca y de los fluidos aumentan, por lo tanto, reducen sus densidades.
- Se vaporiza una pequeña fracción de petróleo.
- Las fuerzas interfaciales se reducen.
- Las permeabilidades del agua y del aceite se modifican.

Estas características no se presentan uniformemente en el yacimiento inyectado por vapor.

Los principales mecanismos de desplazamiento en la zona de vapor son la segregación gravitacional y el desplazamiento por vapor, esta zona puede existir en la vecindad del pozo inyector, la cual se encuentra a la temperatura del vapor inyectado; la saturación de aceite en esta zona es muy baja, tal vez menor al 20 [%] (Curtis, C., 2002).

Los mecanismos que predominan en la zona de calor condensado son la reducción de la viscosidad, variación de la permeabilidad, expansión térmica, segregación gravitacional y los solventes in-situ; en esta zona es donde se da un barrido por agua caliente.

La expansión térmica también es un importante mecanismo en la zona de condensación, puesto que incrementa la saturación del fluido y reduce su densidad. Cada vez existen mayores avances que hacen que este proceso sea más eficiente y efectivo.

Al final existe la zona inicial donde la formación se encuentra a su temperatura original y en donde el agua ya fría junto con el aceite barrido por las tres zonas son bombeados hacia la superficie. En la zona inicial los principales mecanismos son desplazamiento por agua y segregación gravitacional.

Estos avances extienden el proceso desde aceites con gravedades mayores a 20 [°API] hasta aceites con gravedades menores a 10 [°API].

Algunos inconvenientes de la inyección de vapor son: las pérdidas de calor, el gran consumo de combustible, la fuga de vapor por el espacio anular y la segregación gravitacional.

Cuando se ha inyectado vapor por un periodo grande (años), la producción de aceite disminuye y es necesario aplicar nuevos procesos para la recuperación de aceite; existen diversas variantes de la inyección de vapor como el SAGD, SW-SAGD, ES-SAGD, WASP, SAS, LASER, CSS, entre otros, mismos que serán discutidos en páginas siguientes.

II.IV.III INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE AGUA (CSS)

También conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, es un método que se aplica en etapas en un mismo pozo (ver figura 2.5).

La figura 2.5 muestra un ciclo de este proceso. Primero se inyecta vapor (etapa 1), luego el vapor y el agua condensada calientan el crudo viscoso (etapa 2) y por último, el crudo y el agua calentados son bombeados a la superficie (etapa 3) y el proceso se repite.

Estos tres pasos completan un ciclo, que puede repetirse, se considera que puede haber entre 7 y 8 ciclos, el número de ciclos que se usan en cada pozo depende de las características geológicas de la formación y de las propiedades de los fluidos. Una de las mayores ventajas de este proceso es que todos los pozos del campo pueden estar bajo producción a diferencia del método de inyección de vapor.

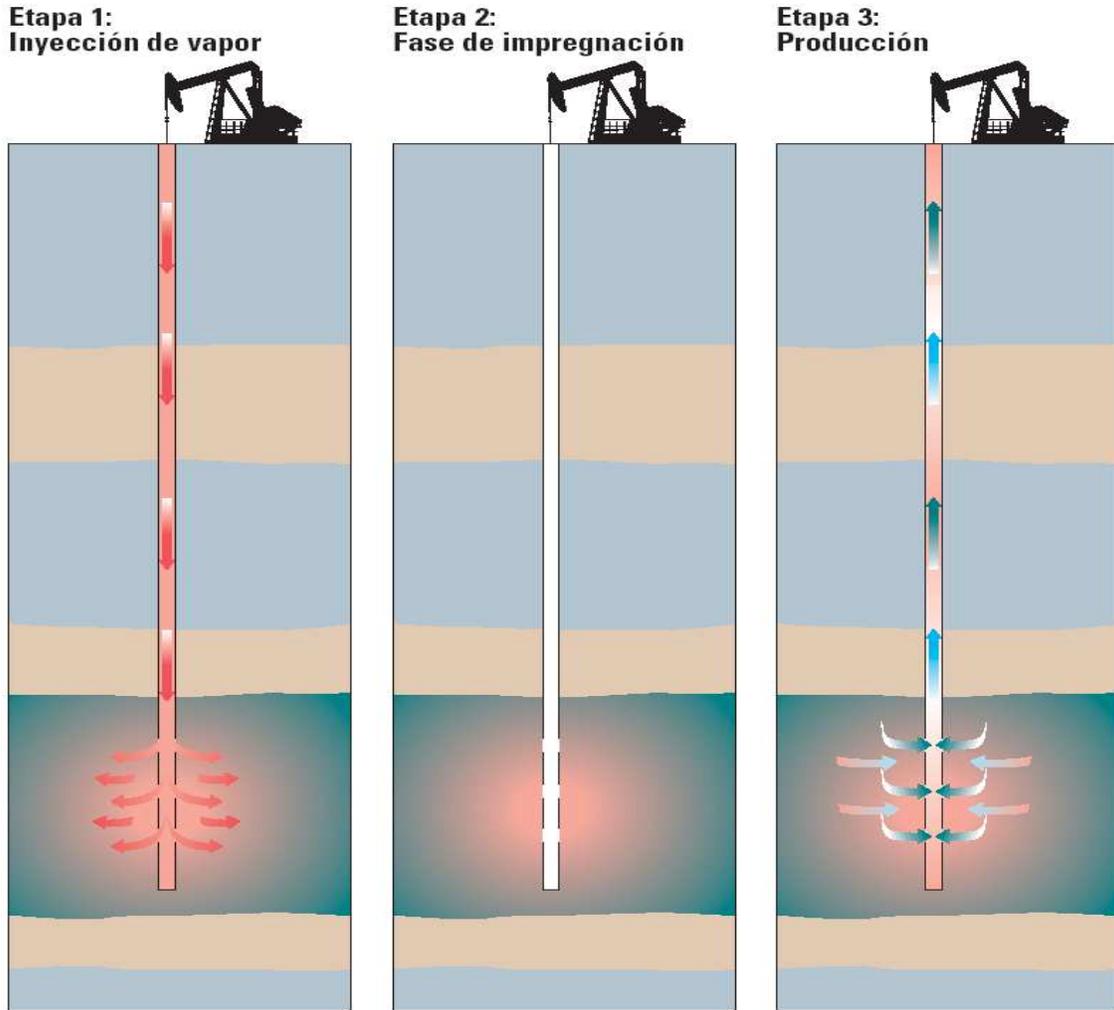


Figura 2.5 Estimulación cíclica de vapor, (Oilfield review, 2006, 18, 2).

El método permite obtener factores de recuperación de hasta 30 [%] (Oilfield review, 2006, 18, 2), posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos estratificados o apilados.

La inyección de vapor aumenta la temperatura del yacimiento, lo cual reduce la viscosidad del aceite. La expansión térmica se da mediante la segregación gravitacional, esto explica porque la estimulación cíclica ha sido tan exitosa en yacimientos grandes (como los de la Faja del Orinoco en Venezuela). Los mecanismos de desplazamiento en este proceso son el gas en solución, la presión del yacimiento, la compresión de la formación.

II.IV.IV DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)

Este proceso (ver figura 2.6) incluye dos pozos horizontales paralelos perforados desde un mismo punto o de puntos adyacentes. La separación vertical entre los pozos debe ser de 5 a 7 [m] aproximadamente; la longitud horizontal de los pozos varía, aunque normalmente

la longitud usada es de 1 [Km]. El pozo superior debe encontrarse cerca del límite superior del yacimiento.

Al principio el vapor es circulado en ambos pozos para calentar suficientemente el aceite, en la vecindad de los pozos para que este fluya hacia el pozo más profundo. Después el pozo más profundo se convierte en pozo productor. Se inyecta continuamente vapor en el pozo superior mientras que el pozo inferior produce el aceite calentado, asegurándose continuamente que el vapor sea inyectado por debajo de la presión de fractura de la roca. Esto gradualmente crea una cámara de vapor la cual se desarrolla mediante el vapor condensado proporcionando calor latente al yacimiento.

El aceite caliente y el agua se desplazan mediante segregación gravitacional hacia las fronteras del pozo productor. La gravedad hace que el petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior.

Durante este periodo el ritmo de producción aumenta constantemente hasta que alcanza la cima del yacimiento. El SAGD no solo contrarresta el efecto de la alta viscosidad sino también proporciona el desplazamiento necesario para que el aceite se produzca cuando el yacimiento comienza a depresionar.

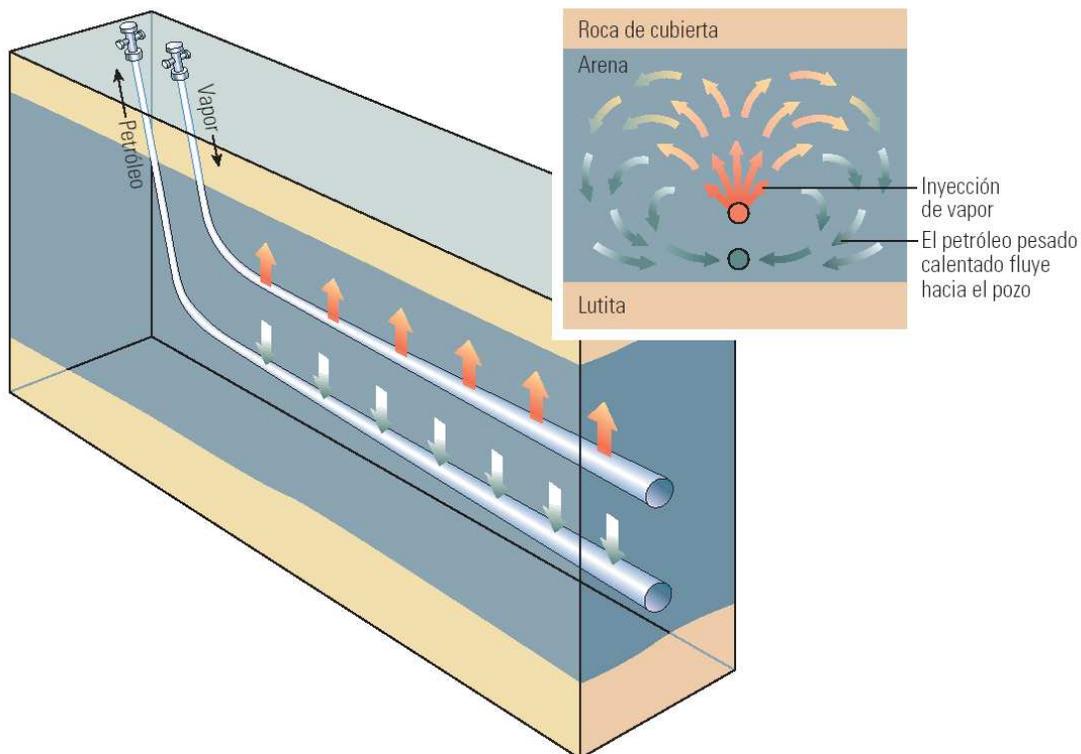


Figura 2.6 Esquema del proceso SAGD, (Oilfield review, 2006, 18, 2).

A parte de la distribución mostrada en la figura anterior existen diversas configuraciones que pueden ser usadas, hasta se pueden emplear pozos verticales como pozos inyectoros.

La separación entre los pozos inyectores y productores será dictada por la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento.

En un yacimiento cuyo crudo posee una movilidad considerable, el pozo inyector puede situarse en la cima de la formación, mientras que en un yacimiento de bitumen ambos pozos deben estar lo suficientemente cerca como para lograr una comunicación cercana entre ellos. La mayoría de los aceites pesados y el bitumen contienen una cantidad significativa de asfaltenos, generalmente 22 [%] en peso, esto afecta el factor de recuperación el cual oscila entre 50 y 70 [%] (Maurice, Dusseault, 1988). No obstante, la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación SAGD. Otras características importantes para la utilización de este método son la alta porosidad, alta permeabilidad, baja saturación de agua y un espesor productor de 10 [m] a 40 [m²].

II.IV.V DRENE GRAVITACIONAL AYUDADO POR VAPOR CON EXPANSIÓN DE SOLVENTES (EXPANDING SOLVENT - STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, ES-SAGD)

En el proceso ES-SAGD (figura 2.7) el solvente se inyecta con el vapor en fase vapor. En la cámara de vapor el solvente condensado diluye el aceite y en conjunto con el calor disminuyen considerablemente su viscosidad. Cuanto mayor es el número de la cadena de carbonos del solvente, la temperatura de vapor incrementa. El hexano tiene la temperatura de vaporización más cercana a la temperatura de inyección de vapor lo que provoca un mayor gasto de producción de aceite.

Por otro lado el C₈ ha presentado temperaturas de vaporización que exceden las temperaturas de inyección de vapor y disminuye el ritmo del aceite producido.

Uno de los principales retos de este proceso es recuperar la mayor cantidad posible de los solventes inyectados con el fin de reciclarlos, hasta la más mínima pérdida de solvente es crítica en especial cuando el costo de los solventes es mayor al costo del aceite recuperado.

Se ha sugerido que la inyección de solventes mejora los gastos de producción o al menos mantiene los mismos niveles de gasto pero con menores cantidades de vapor. El ES-SAGD requiere de menor cantidad de agua y menor energía que el SAGD. Suncor Energy ha probado el ES-SAGD en su proyecto Burn Lake usando Nafta como el solvente co – inyectado.

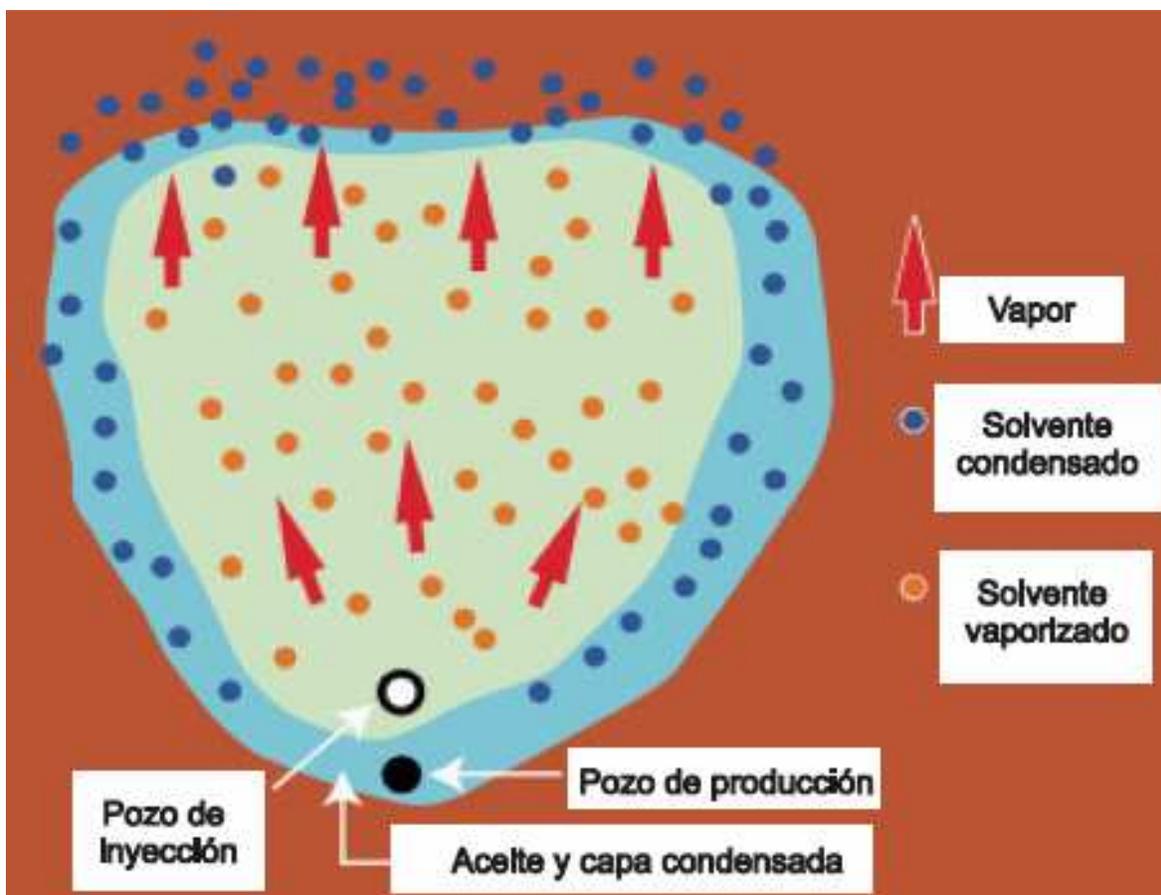


Figura 2.7 Esquema del proceso ES-SAGD, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

II.IV.VI DRENE GRAVITACIONAL AYUDADO POR VAPOR CON UN SOLO POZO (SINGLE WELL - STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, SW-SAGD)

Una variación del proceso SAGD es una técnica conocida como SW-SAGD la cual usa un solo pozo horizontal en donde el vapor inyectado es liberado en la base de una tubería aislada. El vapor se eleva y se condensa. El aceite de baja viscosidad comienza a fluir junto con el vapor condensado y estos fluidos son bombeados a la superficie a través de una segunda sarta de producción.

Todos los procesos de vapor poseen numerosas desventajas, por ejemplo; debido a las grandes pérdidas de vapor existe una baja eficiencia de energía, especialmente en yacimientos delgados lo que puede hacer el proceso costoso. También se requiere una gran cantidad de vapor para elevar la temperatura del yacimiento, solo entre el 9 [%] y 14 [%] es aceite. En procesos de vapor un SOR de 3 es considerablemente económico, el cual en términos de energía es equivalente a quemar un cuarto del aceite producido para generar el vapor requerido para su producción.

II.IV.VII ADICIÓN DE LÍQUIDOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA CON VAPOR (LIQUID ADDITION TO STEAM FOR ENHANCING RECOVERY, LASER)

El método LASER implica el proceso de inyectar un hidrocarburo líquido (C_{5+}) como aditivo en el vapor usado en el CSS. Este concepto se probó en un modelo físico de 3D usando bitumen de Cold Lake. Comparando los ciclos de CSS sin aditivos líquidos, se presentó un incremento constante en la producción de bitumen en los ciclos del CSS con aditivos líquidos. Basado en simulaciones numéricas, estos efectos se pueden atribuir a la reducción adicional de viscosidad cuando el bitumen caliente entra en contacto con un solvente.

Como se muestra en la figura 2.8 para el CSS (pozo 1), el vapor que es inyectado en el yacimiento se condensa en algún punto lejano al pozo calentando el bitumen que se encuentra en el yacimiento permitiendo posteriormente ser producido. En el proceso LASER (pozo 2), una pequeña fracción del diluyente (aproximadamente 6 [%] por volumen) es adicionado en el vapor que se inyecta al pozo. Después de haberse evaporado, el diluyente es transportado hacia el yacimiento junto con el vapor, hasta que ocurre una condensación de vapor considerable en la periferia de las zonas más frías. Cuando las fracciones de vapor del diluyente aumentan, estas pueden ser condensadas o bien disueltas en el bitumen producido.

Debido a la cantidad relativamente pequeña de diluyente inyectado en el vapor, el bitumen caliente que entra en contacto con el diluyente permanece bajosaturado dentro de la zona de mezcla. De acuerdo a los modelos físicos los resultados pueden ser vistos como un apoyo cualitativo del concepto y no como una verdadera replica en un campo.

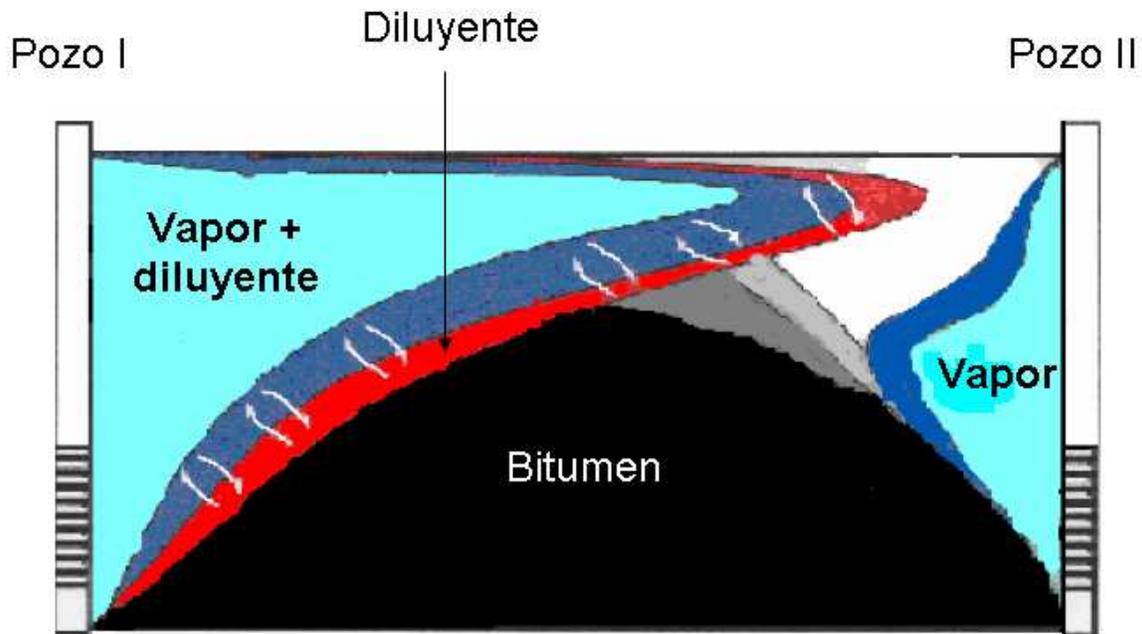


Figura 2.8 Esquema del proceso LASER, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

II.IV.VIII INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR Y SOLVENTES (STEAM ALTERNATING SOLVENT, SAS)

Este proceso intenta combinar las ventajas del SAGD y el VAPEX (el cual se explicará en páginas siguientes) para minimizar la entrada de energía por unidad de aceite recuperado. Este proceso consiste de inyección de vapor y solventes alternadamente, las configuraciones de los pozos en este proceso son iguales al proceso SAGD ej. Pozos inyector horizontales y pozos productores paralelos a los inyectores. Una de las diferencias entre el SAS y los otros métodos es que el método SAS tiene una configuración de pozos de inyección o estrategia de operación diferente, esta estrategia de operación consiste en:

- a) Al inicio de la operación se inyecta vapor puro al igual que en el proceso SAGD. Se para la inyección de vapor y cuando la cámara de vapor se ha formado, comienza la inyección del solvente.
- b) Cuando la temperatura de la cámara disminuye, se para la inyección de solventes y comienza la inyección de vapor.
- c) Se repite el ciclo de inyección de vapor e inyección de solventes hasta que el proceso deje de ser económico.
- d) Al final del proceso se recupera todo el solvente que sea posible.

El propósito principal del proceso SAS es reemplazar la gran cantidad de vapor utilizada en el SAGD mediante la inyección y el reciclaje de solventes. La temperatura de operación en el SAS es menor a la temperatura de operación del SAGD debido a la reducción de la inyección de vapor. Bajo temperaturas menores la viscosidad del aceite incrementa. Sin embargo, el efecto de la baja temperatura se ve compensado con la disolución del hidrocarburo. El criterio usado para la selección del solvente es tal que la temperatura del punto de rocío del solvente debe estar entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor. Otro efecto que se logra es que al alternar el vapor y los solventes dentro de la cámara, se logra una mezcla que es capaz de mejorar la producción. En el SAS existe una larga zona de condensación de vapor no como en el SAGD donde solo existe una fuerte zona de condensación.

II.IV.IX INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR Y AGUA (WATER ALTERNATING STEAM PROCESS, WASP)

Water – Alternating - Gas (WAG) es un proceso usado para reducir el fenómeno conocido como “fingering” (digitación) mediante un barrido vertical, lo que incrementa la eficiencia de recuperación. Este mismo concepto se ha usado en la inyección de vapor en donde se usa un gas miscible y actúan los efectos térmicos y de condensación.

La principal ventaja del WASP sobre la inyección de vapor es eliminar o demorar el prematuro avance del vapor. Cuando el vapor irrumpe al pozo productor, alcanza temperaturas muy altas lo cual ocasiona grandes pérdidas de energía térmica y reduce la

producción del pozo. El proceso WASP elimina estos problemas y mejora el barrido y el porcentaje de recuperación. En Rusia y California este método es usado exitosamente en sus yacimientos de aceite pesado (Nasr, T. N., 2005). Los rusos utilizan este método exitosamente en sus yacimientos, y su producción de aceite desde su uso reporta un aumento del 25 – 30 [%] anualmente desde 1981 a 1984 (no hay información disponible en fechas más recientes). En algunos campos de Canadá la aplicación del WASP elimina problemas con el avance del vapor y mejora la eficiencia de barrido.

II.IV.X DRENE GRAVITACIONAL CRUZADO ASISTIDO POR VAPOR (CROSS-SAGD, X-SAGD)

EL X-SAGD es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones. En el SAGD el pozo productor se sitúa 5 [m] abajo del pozo inyector. Este espaciado tan corto entre los pozos posee la ventaja de crear la cámara de vapor en un tiempo muy pequeño (Stalder, J. L., 2005). El concepto de X-SAGD es perforar los pozos inyectores bajo los productores con un espaciado similar al que se usa en el SAGD, pero a diferencia del SAGD los pozos inyectores se sitúan perpendicularmente a los pozos productores. Algunas secciones de los pozos que se encuentran cercanas a los cruces son cerrados después de un periodo de estimulación con vapor o el diseño de terminación desde el inicio restringe el flujo cercano a los cruces.

Esta acción permite eliminar problemas entre los pozos en los puntos de cruce. Al incrementar la distancia lateral entre el pozo inyector y el pozo productor en los segmentos de los pozos se mejora la trampa de vapor ya que el vapor tiende a eliminar la fase líquida, mientras tanto los fluidos inyectados se mueven lateralmente del inyector, esto permite incrementar los gastos del vapor inyectado.

Sin embargo, este pequeño espaciado tiene el reto de evitar problemas entre el vapor del pozo inyector que posteriormente se dirige hacia el pozo productor y puede ser resultado de los canales calientes causados por los espaciados desiguales entre los pozos o los gradientes de presión a lo largo de los pozos o debido a la heterogeneidad. Incluso en un caso ideal, una caída excesiva puede dejar residuos de vapor en el pozo productor, ocasionando fallas en el control de arenas y un manejo ineficiente del calor. El X-SAGD debe usarse cuando existen varios pozos inyectores perpendiculares para formar una malla con el cruce de los pozos. Existen dos principales desventajas, primero, debido a que al principio la cámara de vapor se forma en los cruces, la producción inicial se ve afectada y se requiere de una cantidad mayor de vapor inyectado. Esto al principio deja al X-SAGD atrás del SAGD. Segundo, el cerrar los pozos requiere de un costo adicional y posee una dificultad operacional muy grande.

Para minimizar estos problemas debe usarse alguna trampa de vapor, pero esta a su vez limita los gastos y la eficiencia del SAGD. Una vez que la cámara de vapor es formada sería benéfico mover los pozos productores e inyectores vertical y lateralmente para mejorar el

control de la trampa de vapor. X-SAGD esencialmente intenta mover los puntos de inyección y producción en un tiempo estratégico para mejorar su desempeño.

II.IV.XI INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

En este proceso el agua debe ser calentada a una temperatura mayor que la temperatura original del yacimiento, pero menor a la temperatura de vaporización del agua a condiciones de yacimiento. En el yacimiento el agua caliente fluye dentro de la formación perdiendo calor hasta igualar la temperatura del yacimiento. Inmediatamente después de la inyección del agua, comienza a formarse una zona caliente y un banco de agua fría. El mayor problema en la inyección de agua caliente es la gran movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite. Esto causa un barrido muy deficiente resultando una alta recuperación de agua y una pobre recuperación de aceite. El mayor uso de este método se hace en campos de Pensilvania en donde la permeabilidad del agua y los gastos de agua son bajos (Martin, W.L., 1968).

Los beneficios de la inyección de agua caliente ocurren mucho tiempo después de que el agua fría es producida por el pozo productor y la recuperación de aceite tiene necesariamente altos gastos de agua - aceite. El calor disminuye la viscosidad y la densidad del aceite y del agua. Los beneficios económicos dependen primordialmente del calor requerido para producir más aceite. Este costo depende de la cantidad de calor perdido en los alrededores de la formación. El calor perdido depende del espesor del yacimiento, temperatura y gasto del agua, la profundidad de la formación y las características de las rocas del yacimiento. En general el porcentaje de calor perdido disminuye mientras el gasto de inyección y el espesor del yacimiento aumenta (Martin, W.L., 1968).

II.IV.XII INYECCIÓN DE AIRE DE PRINCIPIO A FIN (TOETO HEEL AIR INJECTION, THAI)

THAI (figura 2.9) es un método de recuperación mejorada el cual involucra los conceptos de combustión in-situ y pozos horizontales (ver figura 2.10). Usa un pozo productor horizontal en lugar de uno vertical como en la combustión in-situ convencional, el pozo inyector puede ser horizontal o vertical. El frente de combustión se propaga a lo largo del pozo horizontal desde los dedos (toe) hasta el talón (heel). Debido al eficaz barrido en el yacimiento por la combustión y los frentes de gases calientes, el THAI es capaz de lograr altas recuperaciones de hidrocarburos pesados y de las arenas bituminosas (alrededor del 90 %, S. Thomas, 2007). El combustible para lograr la reacción de combustión (principalmente el coque) es generado adelante del frente de combustión creado por la reacción de craqueo térmico de los residuos pesados (asfaltenos, resinas y aromáticos). El proceso implica alta temperatura y alta presión y puede involucrar un producto químico catalizador para mejorar la eficiencia de los procesos. El principal mecanismo de recuperación para hidrocarburos pesados del THAI es el mismo que se usa para la combustión in-situ convencional, por ejemplo: la quema de residuos pesados o una

fracción de coque produce el calor necesario para incrementar la temperatura de la formación, reduciendo la viscosidad del aceite in-situ e incrementando su movilidad.

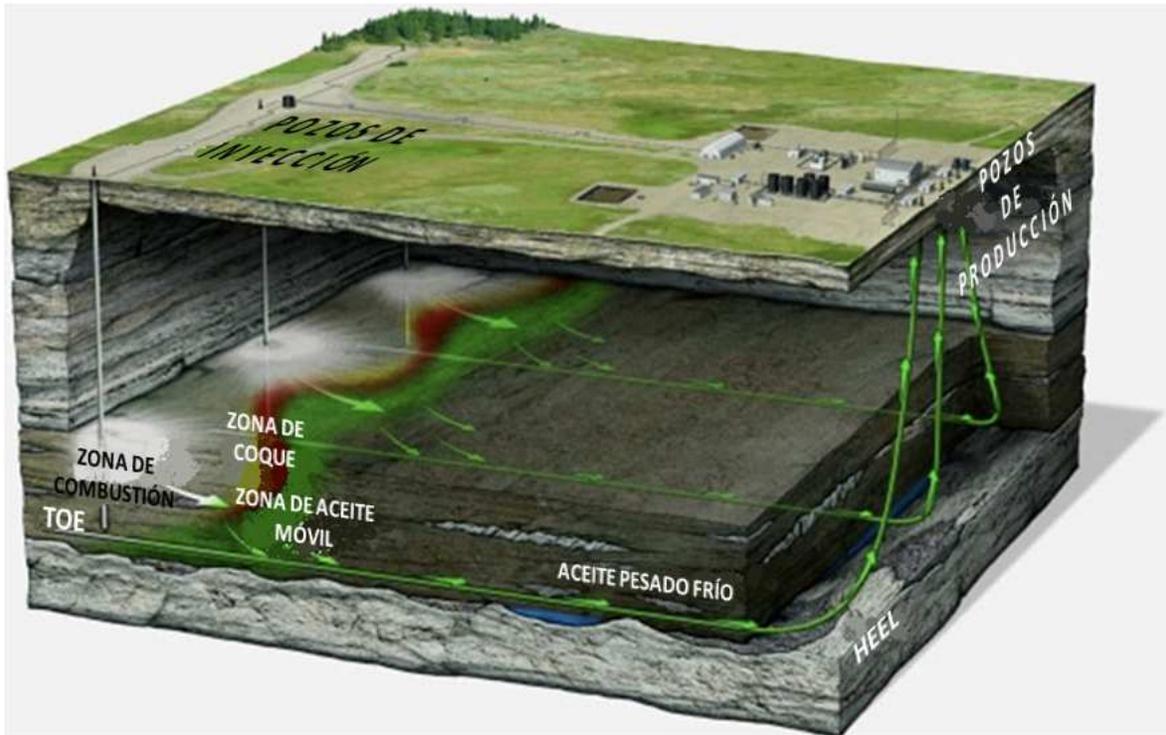


Figura 2.9 Esquema del proceso THAI, (Petrobank.com, 2008).

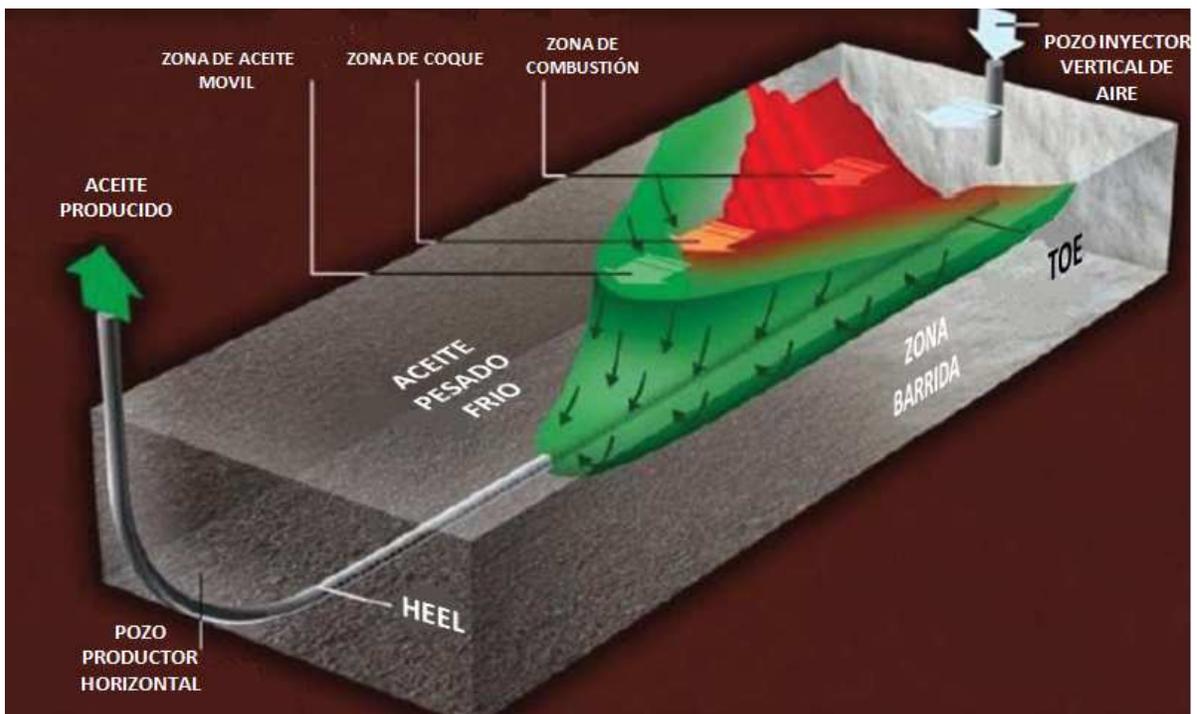


Figura 2.10 Disposición de los pozos en el proceso THAI, (Petrobank.com, 2008).

Los residuos pesados se quedan detrás después del desplazamiento de los componentes ligeros y del craqueo térmico, estos residuos poseen un peso molecular muy alto y puntos de ebullición muy altos. En el THAI se conserva el efecto de mejora térmica. Esto se debe al comportamiento del flujo de fluidos el cual ocurre delante del frente de combustión a diferencia de la combustión in-situ convencional.

La movilización de aceite en la CIS convencional se da en las regiones frías. En la CIS convencional los fluidos (gas, vapor, agua e hidrocarburos) se mueven hacia la formación (horizontalmente) del pozo inyector vertical al pozo vertical productor. La diferencia de densidades entre el gas y el aceite causa segregación gravitacional. En el THAI se puede controlar o eliminar el efecto de segregación gravitacional situando el pozo productor horizontal cerca de la parte inferior de la zona de aceite, el único camino para el gas y los líquidos es fluir de arriba hacia abajo directamente hacia el pozo productor horizontal.

II.IV.XIII INYECCIÓN DE VAPOR DE PRINCIPIO A FIN (TOE TO HEEL STEAM FLOOD, THSF)

EL THSF es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones (ver figura 2.11). THSF es otra aplicación del concepto de desplazamiento “toe to heel” en el cual se inyecta vapor en lugar de aire. El objetivo de esta técnica es crear una propagación estable del frente de propagación de vapor a lo largo del pozo horizontal productor.

La configuración de los pozos en el THSF como en el THAI incluye un pozo horizontal inyector y un pozo horizontal productor (VIHP) o un pozo vertical inyector y dos pozos horizontales productores (VI2HP). El porcentaje de recuperación con esta técnica oscila en un 90 [%] de acuerdo con los estudios realizados por S. Thomas en 2007.

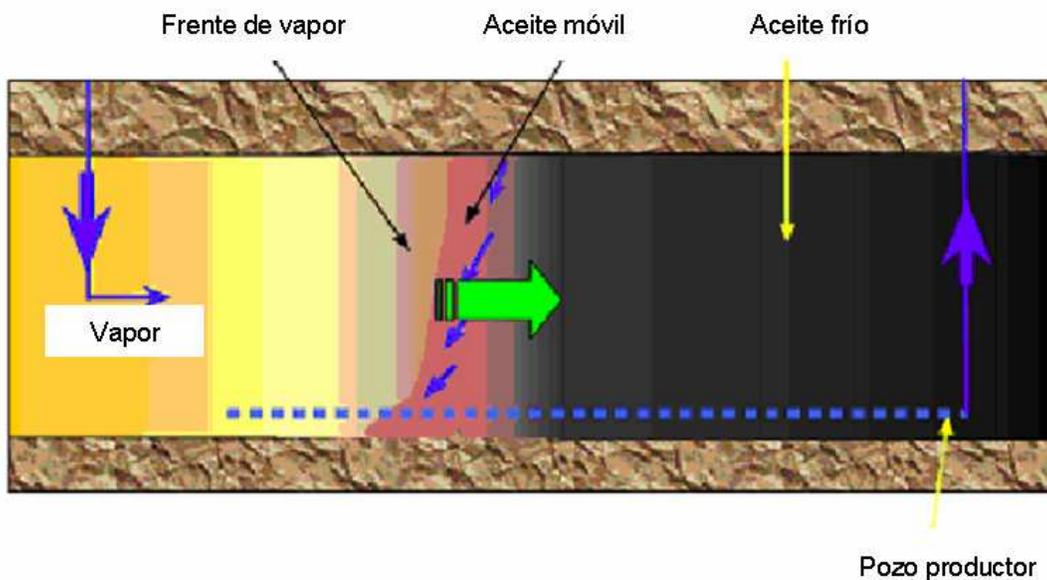


Figura 2.11 Esquema del proceso THSF, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

II.IV.XIV INYECCIÓN DE AGUA DE PRINCIPIO A FIN (TOE TO HEEL WATER, TTHW)

EL TTHW es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones (ver figura 2.12). El TTHW usa un pozo inyector vertical (VI) y un pozo productor horizontal (HP). El HP está situado en la parte superior de la formación mientras que un extremo está cercano al VI, el cual es perforado en la parte inferior de la formación, El principal objetivo de este proceso es lograr un barrido eficiente incluso si llegan muy rápido algunos bancos de agua al final.

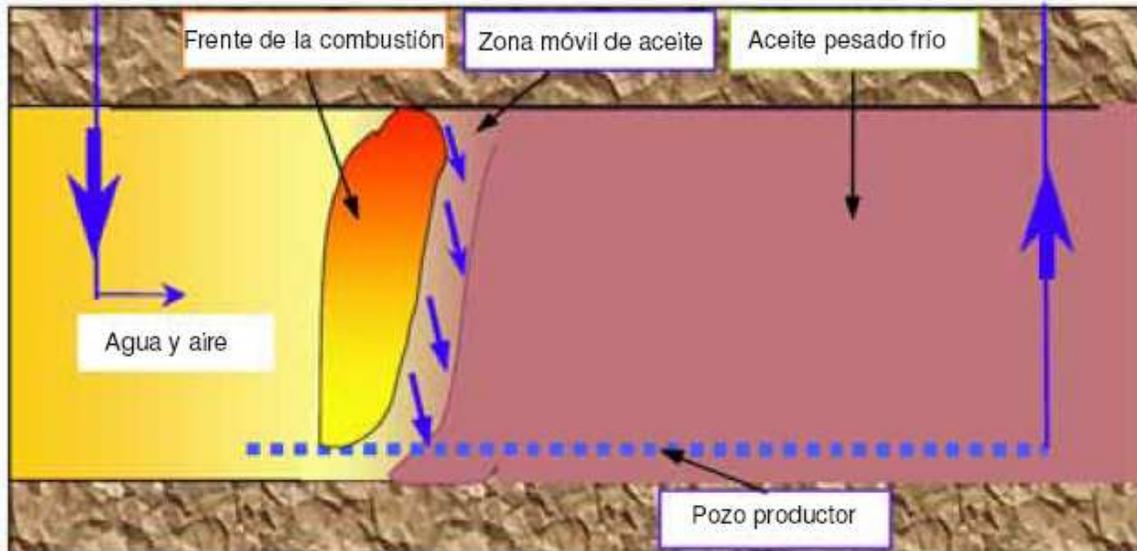


Figura 2.12 Esquema del proceso TTHW, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

II.IV.XV CAPRI VERSIÓN CATÁLITICA DEL PROCESO THAI

CAPRI (Controlled Atmospheric Pressure Resin Infusion) es THAI más un catalizador (similar a los que se usan en refinerías en todo el mundo) que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción; en otras palabras CAPRI (forma parte de los catalizadores heterogéneos o de contacto y realiza un proceso catalítico de hidrotratamiento) hace el trabajo de una refinería pero en el subsuelo. Ahora bien, combinando ambos sistemas lo que se quiere es iniciar fuego subterráneo y hacer fluir el petróleo pesado, a la vez que se mejoran las características del crudo, en términos de densidad, antes de llegar a superficie y eliminar los productos no deseados como azufre, asfaltenos y metales pesados.

En el proceso THAI - CAPRI la reacción creada por el frente de combustión provoca que los fluidos descendan al pozo productor (horizontal) y entren en contacto con el catalizador, el crudo caliente drena a través del catalizador hasta el pozo y es aquí donde ocurre la reacción química. El mejoramiento del aceite se produce al activarse la conversión catalítica, ya que el aceite movilizado pasa a través de la capa del catalizador.

Según Malcolm Greaves (2002), CAPRI es la versión catalítica del proceso THAI y emplea una película externa de catalizador en el pozo productor horizontal para mejorar la calidad de los hidrocarburos hasta en 8 [°API] o más. Al llevar esto a cabo, existiría un gran potencial para mejorar el crudos pesados de 8 – 10 [°API] hasta 24 – 26 [°API]. En la figura 2.13 se puede observar esquemáticamente el proceso CAPRI.

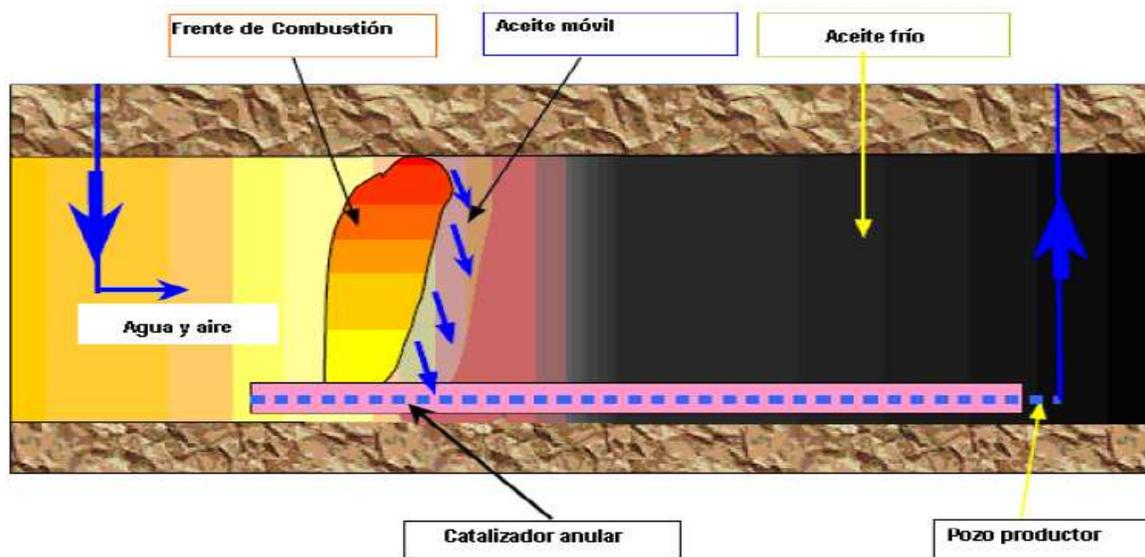


Figura 2.13 Esquema del proceso CAPRI, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

Las condiciones de reacción son creadas delante del frente de combustión, en la zona de aceite móvil, entonces los reactivos pasan por debajo para hacer contacto con el catalizador alrededor del pozo horizontal productor.

Las temperaturas generadas por el frente de combustión son de alrededor de 400 a 600 [°C] o mayores y la presión es igual a la presión del yacimiento. Los reactivos comprenden agua (vapor), gases y aceite de combustión, incluyendo monóxido de carbono y una cantidad pequeña de oxígeno. Se lleva a cabo un craqueo (es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples) extensivo delante del frente de combustión, proporcionando combustible para mantener las reacciones en frente de combustión, generando grandes cantidades de hidrocarburos ligeros. Con este procedimiento se espera en un solo proceso la producción de un 90 [%] de hidrocarburo y además propone el mejoramiento del mismo, es decir elevar la calidad API del crudo dentro del yacimiento, (Xia, T. X, 2000).

II.IV.XVI PROCESO COSH (COMBUSTION OVERRIDE SPLIT PRODUCTION HORIZONTAL WELL)

El proceso COSH es una variante del proceso de combustión in-situ, el cual usa un pozo horizontal como pozo productor mientras que el aire es inyectado mediante varios pozos verticales inyector localizados justo arriba del pozo horizontal (ver figura 2.14). Algunos

pozos productores especiales se colocan lateralmente al pozo horizontal productor y son diseñados para coleccionar los gases de combustión para evitar que los gases fluyan hacia el pozo horizontal. Las principales desventajas de este proceso son (Greaves, M., 2000):

- Es extremadamente difícil controlar numerosos frentes de combustión interceptando el mismo pozo productor horizontal.
- Requiere de pozos especiales para la recolección de gases (más gastos).

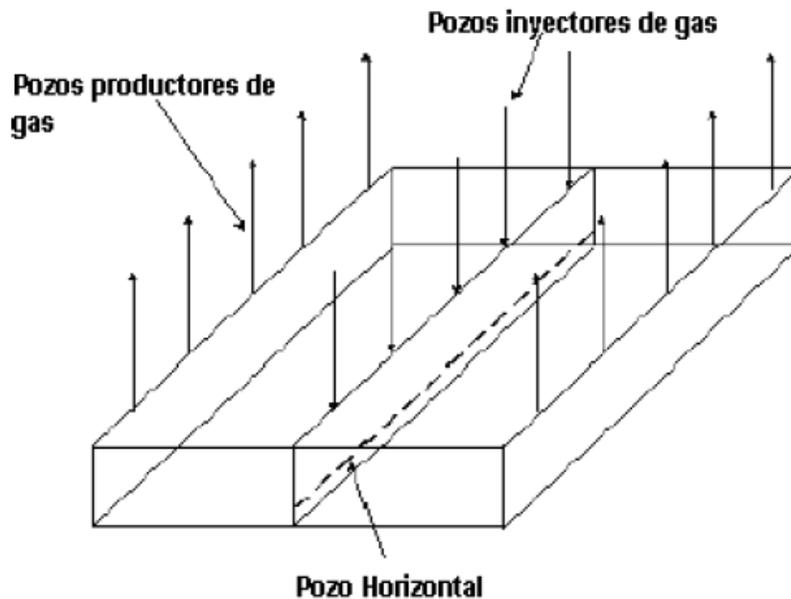


Figura 2.14 Disposición de pozos en el proceso COSH, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

II.IV.XVII INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (STEAMFLOODING STIMULATION)

El desplazamiento con vapor (ver figura 2.15) es un mecanismo en que el vapor es utilizado como agente desplazante. Los principales efectos presentes en la inyección continua de vapor son la reducción de la viscosidad del aceite original y su expansión térmica.

Otros efectos térmicos tales como la destilación de vapor, el empuje miscible, la variación de las permeabilidades relativas con la temperatura, etc., pueden presentarse también. Bajo condiciones ideales, existe una “zona de vapor” en la vecindad del pozo inyector. Aquí, la saturación de vapor es muy baja, quizá del orden del 20 [%]. Más adelante, existe una zona inundada por agua caliente”. Delante de esta zona, la formación conserva su temperatura original, a la cual el vapor condensado se enfría dando lugar a una inundación de agua fría.

La recuperación de aceite es el total de aceite recuperado de estas tres zonas. En la práctica, la inyección continua de vapor es muy diferente a la descripción antes

mencionada, en ella no existen las tres zonas mencionadas, es más, el vapor tiende a segregarse hacia la mitad superior del espesor de la formación. La tendencia a la segregación es resultado de la baja gravedad específica del vapor, y la alta permeabilidad al gas en la porción superior de la formación.

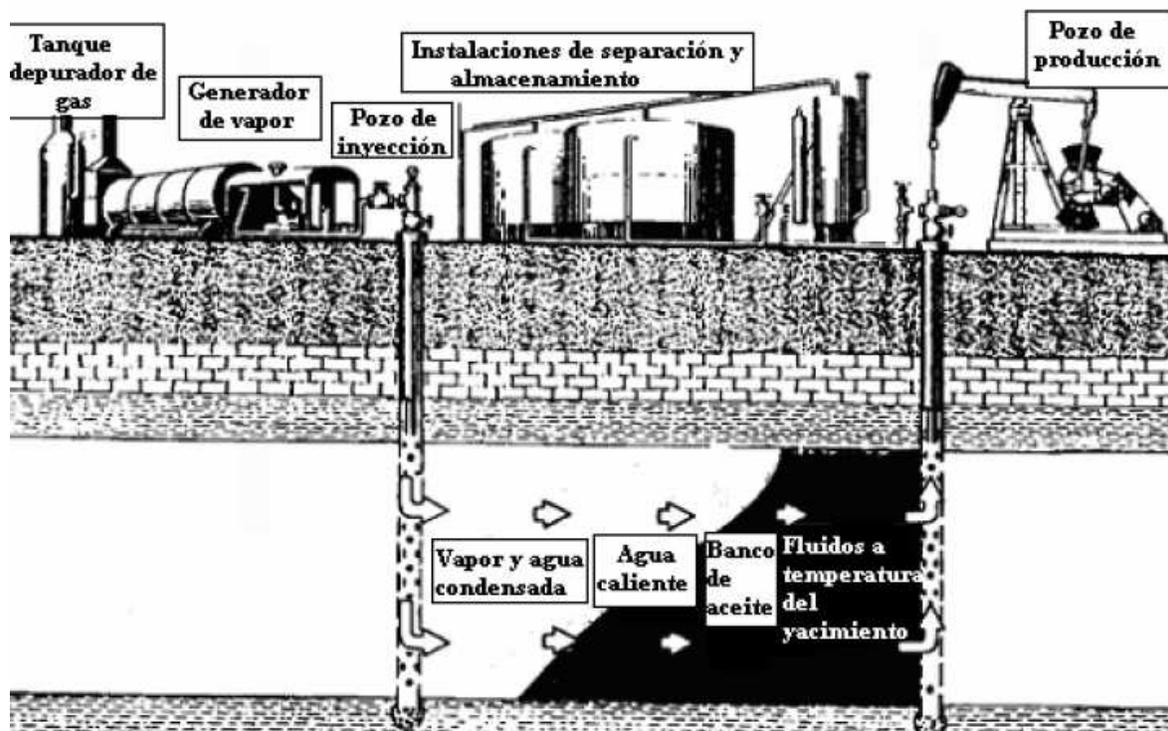


Figura 2.15 Esquema de la inyección continua de vapor, (Technologies of oil and gas publications, 2004).

Los problemas operacionales encontrados en los procesos de inyección continua de vapor van desde la pérdida total del pozo al incremento insuficiente en la cantidad de aceite recuperado. La mayor causa de estos problemas, son las fallas en las tuberías de producción y revestimiento debidas a los esfuerzos térmicos a los que se someten, así como las fallas ocurridas al momento de la cementación de los mismos, (Farouq, A., 1974).

Avances recientes en la Tecnología de Inyección de Vapor

Los procesos de inyección de vapor son usados en todo el mundo para recuperar aceite pesado y bitumen (Farouq A., 1974). A partir de la primera aplicación de vapor en un campo venezolano a finales de los 50's, la producción mundial de aceite pesado ha experimentado un crecimiento notorio, el cual se atribuye a lo siguiente:

- Precios mayores y más estables de los hidrocarburos pesados
- Menores costos de operación y capital.
- Avances tecnológicos en la aplicación de nuevos procesos de recuperación.

Los primeros dos factores brindaron márgenes de operación mayores, los cuales a su vez permitieron que mas proyectos fueran instalados en propiedades que previamente fueron

consideradas marginales, incrementando así la producción atribuible a la aplicación de vapor. Los avances tecnológicos tanto de instalaciones como en aplicaciones que incluyen disciplinas de ingeniería geológica, geofísica, de yacimientos, de instalaciones y de producción, ayudaron a reducir los costos y mejoraron la producción estimulando así las inversiones en aceite pesado y betún (Hong, K.C., 1999).

II.V DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS MEDIANTE PROCESOS NO TÉRMICOS

Los métodos de producción en frío — aquellos que no requieren el agregado de calor— pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Algunas veces la energía del yacimiento es suficiente para producir una cantidad económicamente rentable de aceite hasta que la presión del yacimiento se reduce considerablemente y la producción declina rápidamente.

La producción no térmica de aceites pesados es una propuesta interesante debido a que no se debe hacer una gran inversión de capital para lograr la producción de vapor. Los procesos no térmicos recuperan más del 10 [%] (Farouq, A., 1975) de aceite in situ de los yacimientos de aceite pesado. Uno de los mecanismos importantes que ayuda en la producción es la formación de espuma de hidrocarburo, mientras la presión declina, el gas liberado permanece en el aceite en forma de pequeñas burbujas las cuales no se unen para formar un casquete de gas, esto reduce la viscosidad del hidrocarburo e incrementa su movilidad.

Los aceites pesados como los de clase A y B (ver capítulo I) pueden beneficiarse con la aplicación de estas técnicas, algunas de estas técnicas son: tecnologías con pozos horizontales incluyendo multilaterales, Producción de Petróleo Pesado en Frío con Arena (Cold Heavy Oil Production with Sand, CHOPS), gas miscible, fracturamiento hidráulico y Extracción de petróleo asistida con Vapor (Vapor Extraction, VAPEX), los cuales se describirán en páginas siguientes.

II.V.I PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO CON ARENA (CHOPS)

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. La tecnología CHOP comenzó a finales de 1980 en Canadá y se ha mejorado en 1990 hasta el punto de conocerse como la mejor técnica para producir hidrocarburos pesados de yacimientos no consolidados. Es un método de producción de aplicabilidad en numerosos yacimientos de crudo pesado, como en Canadá (Alberta y Saskatchewan), Venezuela (Faja del Orinoco), Omán, China (Bohay Bay), (Cunha, L. B., 2005). El gas que se libera del crudo despresurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. Es una técnica de recuperación no térmica que involucra la influencia de la arena en el pozo perforado y la continua producción de grandes cantidades de arena con hidrocarburo. Esta técnica es usada únicamente en yacimientos de hidrocarburos pesados no consolidados.

El movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados agujeros de gusanos, que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo.

El peso de la sobrecubierta ayuda a extrudir la arena y los líquidos. La arena y el crudo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables. El método requiere de sistemas de bombeo multifásico que puedan manipular la arena, el crudo, el gas, y el agua y ha sido aplicado en yacimientos con viscosidades del crudo oscilantes entre 50 y 15 000 [cp].

Como resultado de la formación de canales con altas permeabilidades en las arenas el hidrocarburo espumoso fluye con mayor facilidad.



Figura 2.16 Lechada producida por el método de producción de crudo pesado con arena (CHOPS), (*Oilfield review*, 2006, 18, 2).

Esta muestra (figura 2.16 arriba) de fondo de tanque fue recuperada en una playa de tanques de una unidad de limpieza de petróleo cercana a Lloydminster, Saskatchewan, Canadá, y se compone de aproximadamente 10 a 20% de arcilla fina y sílice, 20 a 30 [%] de petróleo viscoso y 50 a 60 [%] de agua. Este método utiliza el efecto de la disolución y expansión del gas y las fuerzas gravitacionales.

La tecnología CHOP es una de las técnicas más atractivas para la producción de hidrocarburos pesados. Hace algunos años las compañías canadienses descubrieron que si eliminan los filtros de arenas de los pozos y con ello logran la mayor cantidad de arena que sea posible, los gastos de producción mejoran considerablemente. CHOP es un

proceso no térmico en el cual la arena es producida en grandes cantidades con el fin de estimular un mayor radio de aceite. Los mecanismos de mejora del radio de aceite mediante la producción de arena están asociados con cuatro factores:

- Cuando la matriz de arena se encuentra sin obstrucciones lo cual permite el movimiento del fluido viscoso hacia el pozo, la velocidad de flujo aumenta por lo tanto la movilidad del aceite mejora.
- La continua producción de arena incrementa el área de zonas perturbadas por lo que esto crea una alta porosidad y permeabilidad y la aparición de canales.
- Por lo general estos hidrocarburos contiene gas en solución, al disminuir la presión se genera espuma de hidrocarburo que ayuda a desestabilizar la arena y el hidrocarburo acelera su velocidad hacia el pozo.
- El continuo movimiento de la arena previene el bloqueo de poros, la precipitación de asfaltenos y otros mecanismos que son causa de daño.

II.V.II INYECCIÓN DE AGUA

El método más común de recuperación no térmica es la inyección de agua. En el caso de aceites viscosos la inyección de agua es ineficiente, debido a que su desplazamiento y su eficiencia de barrido son bajos. Sin embargo, es un método económico y simple de usar. Su recuperación total primaria y secundaria es del 8 al 10 [%], este porcentaje incluye el porcentaje de recuperación primaria que es de 4 – 6 [%] (Farouq, A., 1976).

Es un método de recuperación mejorada, que ha resultado exitoso en algunos campos de crudo pesado. Sobre todo en yacimientos marinos donde utilizan este método para producir aceites con viscosidades oscilantes entre 10 y 100 [cp], desde pozos horizontales largos, soportados con cedazos, hasta un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), el método está siendo considerado para los yacimientos que contienen fluidos mas viscosos, pero el factor de recuperación disminuye al aumentar la viscosidad del crudo. Los crudos con alta viscosidad causan digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que se traduce en una eficiencia de barrido pobre (Farouq, A., 1976).

II.V.III EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO ASISTIDA CON VAPOR (VAPEX)

VAPEX es un proceso no térmico, el cual es similar al SAGD solo que en este proceso se inyectan solventes hidrocarburos en fase gaseosa (etano, propano o butano, o una combinación de éstos) en lugar de vapor. Los solventes se mezclan en el aceite y reducen su viscosidad. Esto permite que el aceite fluya al pozo inferior (Das, P., 2001).

Es un proceso relativamente nuevo y está siendo actualmente probado en las regiones de América del norte (Das, P., 2001). Consiste en la inyección de un solvente miscible, que reduce la viscosidad del crudo pesado. El método puede ser aplicado en un pozo por vez o en pares de pozos. En el enfoque que utiliza un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal.

El objetivo de este proceso es mantener los solventes en fase gaseosa, cercana a su presión de vapor el mayor tiempo posible. La principal ventaja del VAPEX consiste en que los costos de energía son muy bajos comparados con el SAGD, existe una gran disminución de la viscosidad y puede ser aplicado en yacimientos con espesores pequeños y con entrada de agua. La principal desventaja es que el ritmo de producción es muy bajo comparado con el SAGD. El concepto de este proceso se muestra esquemáticamente en la siguiente figura la cual presenta un corte transversal del yacimiento. En este proceso los solventes hidrocarburos gaseosos (bajo peso molecular) son inyectados dentro del yacimiento mediante un pozo inyector vertical (A). Inicialmente se añaden los solventes en el bitumen hasta que el aceite disuelto fluye hasta el pozo productor (B), el cual está situado bajo el pozo inyector, (Das, P., 2001).

El vapor sube lentamente para crear una cámara de gas sobre el pozo inyector, el bitumen se disuelve en una interfase bitumen-solvente y después se mezcla y se diluye en él. El aceite diluido fluye hacia el pozo productor por gravedad. Cuando la cámara alcanza la cima de la formación se dispersa a los lados hasta alcanzar las fronteras. La interfase aceite-vapor comienza a caer, el proceso continúa hasta que los ritmos de producción caen por debajo del límite económico de operación.

En el caso que implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Los gases valiosos son barridos después del proceso mediante la inyección de gas inerte. El método VAPEX ha sido estudiado exhaustivamente en laboratorios y en operaciones de simulación y está siendo sometido a pruebas piloto, pero aun no ha sido delegado en operaciones de campo de gran escala, (Das, P., 2001).

II.V.IV GAS MISCIBLE EN HIDROCARBUROS PESADOS

La inyección de gas, el método más viejo de recuperación mejorada (RM), es un foco de atención en lo que a tecnología de recuperación se refiere. Aunque la mayoría de la producción por RM proviene de las “inundaciones” de vapor, los métodos de inyección de gas son segundos en importancia y parecen cobrar importancia en el mundo entero.

Después de años de experiencia en campo y en laboratorios, los métodos de RM por medio de gas son actualmente bien entendidos, y un criterio de selección puede ser considerado con mayor confianza que antes. Considerablemente más estudiado para el caso de CO₂, el concepto de Mínima Presión de Miscibilidad (Minimum Miscibility Pressure, MMP), explica las eficiencias de los desplazamientos por N₂, hidrocarburos y CO₂. A medida que esta MMP pueda ser alcanzada en el yacimiento, el resultado será una buena recuperación de aceite (mayor al 90 [%] del aceite original en la zona barrida). A pesar de que los desplazamientos por CO₂ son usualmente más eficientes que los de N₂ o CH₄ y los requerimientos de gravedad del aceite/presión/profundidad (MMP) son diferentes para los tres gases, cualquiera de los métodos trabajara en un alto porcentaje de los yacimientos más profundos, y la elección final comúnmente depende de la disponibilidad local y el costo del gas inyectado (Taber, J.J., 1997).

Este mecanismo se aplica tanto a hidrocarburos ligeros como a pesados. Cuando la presión decrece, el mecanismo de desplazamiento es sustituido por la liberación de gas en solución y la expansión de los fluidos del yacimiento. Un tipo interesante de gas en solución se forma en algunos yacimientos con hidrocarburos pesados. Los hidrocarburos pesados son más viscosos que los hidrocarburos convencionales. Las muestras tomadas en la cabeza del pozo se describen como espuma de chocolate debido a su apariencia espumosa con un color café oscuro opaco. Estos hidrocarburos pesados comúnmente son llamados aceites espumosos. Los aceites espumosos se caracterizan por la dispersión de pequeñas burbujas de gas natural formado por la nucleación (La nucleación es el comienzo de un cambio de estado en una región pequeña pero estable. El cambio de estado puede ser la formación de gas o cristal a partir de un líquido) de hidrocarburos pesados (Arora, P., 2001).

El comportamiento de la espuma de aceite permite una gran producción primaria de hidrocarburos. La recuperación primaria por gas en solución en hidrocarburos pesados tiene un rango del 5 al 25 [%] (Arora, P., 2001) de aceite in situ el cual puede reducirse a un rango de 0 a 5 [%] (Arora, P., 2001) si el aceite producido no es espumoso.

II.V.V FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Cuando se aplica la estimulación de agua en pozos productores de aceite o gas, el objetivo del fracturamiento hidráulico es aumentar el área de exposición del pozo de la formación circundante y obtener canales conductivos mediante los cuales los hidrocarburos puedan fluir fácilmente hacia el pozo.

Una fractura hidráulica se forma mediante el bombeo de un fluido a un gasto suficientemente alto para aumentar la presión de la formación en un valor tal que el gradiente de presión exceda la presión de fractura de la roca de formación. La presión causa entonces la fractura, esto permite que el fluido fracturante fluya dentro de la fractura.

Con el fin de mantener la fractura abierta aun después de la inyección, se agregan apuntalantes al fluido fracturante. Los apuntalantes por lo general son arenas con ciertas características (arenas geométricamente bien determinadas) y son llevadas hacia las fracturas. Este tipo de arena tiene mayor permeabilidad que la formación que se encuentra a su alrededor y que la propia fractura. Este proceso permite una mayor permeabilidad, con esto los fluidos pueden fluir con mayor facilidad hacia el pozo.

El fluido fracturante puede ser cualquier tipo de fluido como agua, geles, espumas, nitrógeno, dióxido de carbono o incluso aire. Varios tipos de apuntalantes son usados y pueden ser arenas, resinas, cerámicas hechas a mano dependiendo del tipo de permeabilidad o granos necesarios.

En años pasados, el uso del dióxido de carbono tuvo mucho auge debido a que eliminaba el daño causado a la formación por el uso del agua. Adicionalmente ayudaba a ser un estimulante natural para el hidrocarburo disminuyendo entre otras cosas la viscosidad y aumentaba la densidad del aceite.

Se recomienda el uso de fracturas largas para la estimulación de yacimientos con bajas permeabilidades alterando completamente la geometría de flujo como se muestra en la figura 2.17.

Cuando se crea una fractura larga en la formación (ver figura 2.17), los fluidos que se encuentran alrededor fluyen linealmente hacia la fractura, ilustrado por el punto A, en el punto B se muestra que los fluidos más lejanos a la fractura fluyen radialmente y convergen al final de la fractura. Mediante la alteración de la geometría de flujo pueden obtenerse gradientes más grandes en regiones distantes del pozo, esto incrementará la productividad del pozo.

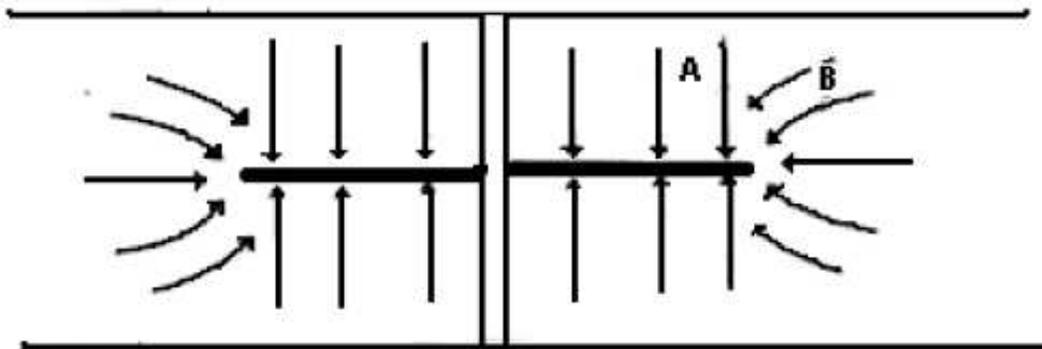


Figura 2.17 Distribución de flujo en una formación fracturada.

II.V.VI POZOS HORIZONTALES O DESVIADOS

Los pozos horizontales o desviados (ver figura 2.18 y 2.19) incrementan significativamente la producción del pozo y pueden ser usados en casi cualquier tipo de yacimiento. La principal razón para aplicar esta tecnología es aumentar el área de contacto entre el pozo y la formación, aumentando la recuperación durante todas las etapas de recuperación.

Los pozos horizontales pueden ser usados en todas las etapas de desarrollo, desde la etapa de explotación hasta la recuperación mejorada. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.

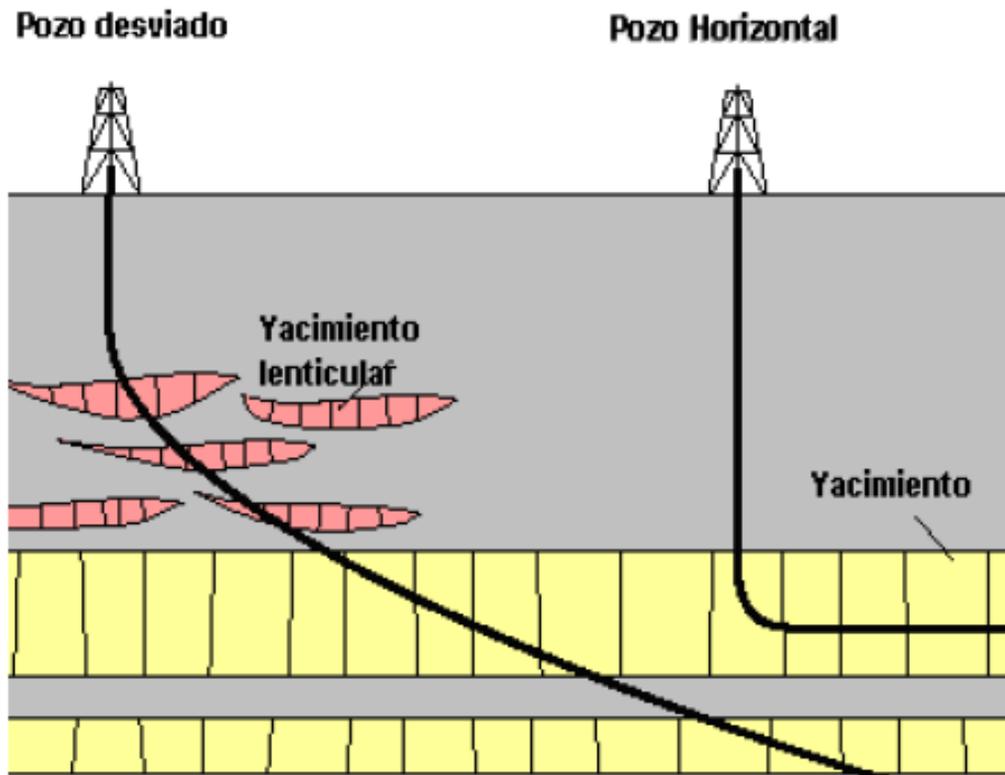


Figura 2.18 Pozo horizontal y desviado, (yacimientos de petróleo pesado, *oilfield review*, invierno 2002).

El uso de esta tecnología en la recuperación de aceite pesado se basa en el aumento importante de la producción del pozo, mejores eficiencias de barrido y un mejor control cuando se emplean métodos térmicos o cuando predomina la segregación gravitacional en yacimientos con baja presión. En Canadá la perforación de pozos horizontales ha sido el avance tecnológico con mayor impacto en la industria de aceite pesado. La principal ventaja atribuida a la producción primaria con pozos horizontales es el bajo costo (Holdicht, S. A., 1970).

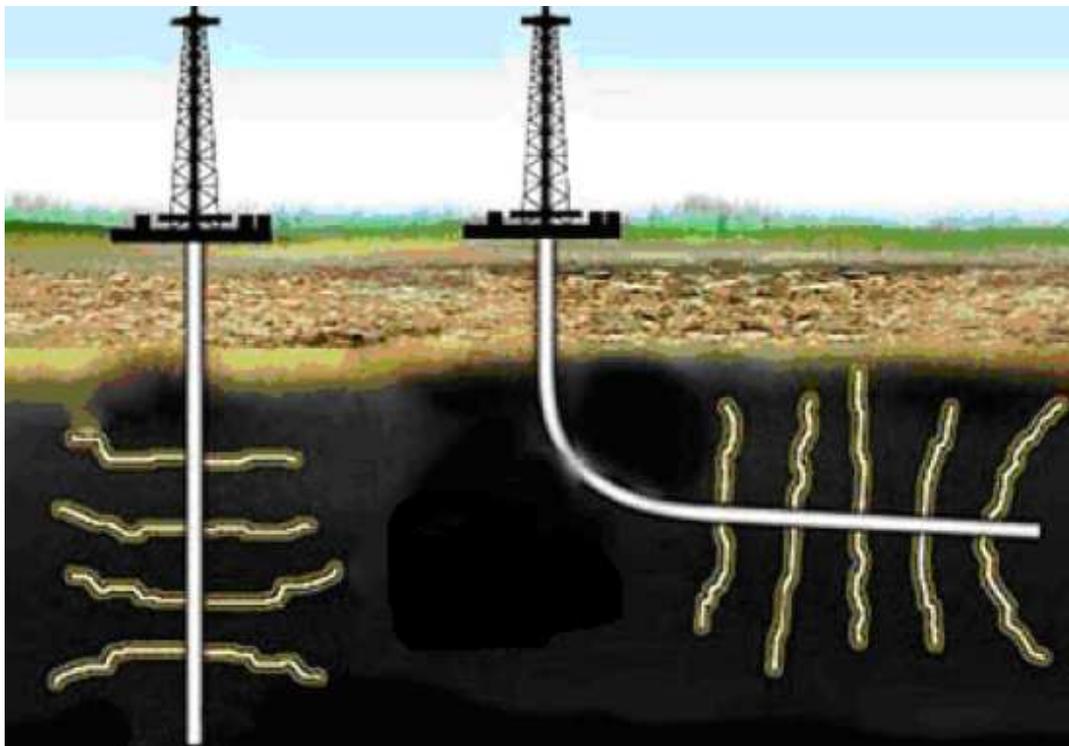


Figura 2.19 Muestra en la parte izquierda un pozo vertical y en la parte derecha un pozo horizontal, (yacimientos de petróleo pesado, oilfield review, invierno 2002).

II.V.VII INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Una manera de disminuir la movilidad del agua en la inyección de agua se hace con el uso de un soluto. Estos polímeros pueden ser polisacáridos, óxidos de polietileno, hidroxietilcelulosas y poliacrilamidas. Estos polímeros incrementan o reducen la viscosidad del agua, con ello incrementa la eficiencia de barrido.

Para que la inyección de polímeros sea efectiva las viscosidades de los yacimientos deben estar entre 10 - 150 [cp] (Du, Y., 2004). El uso de surfactantes (son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases (p.ej., dos líquidos insolubles uno en otro) permitiendo conseguir o mantener una emulsión.) se emplean para reducir las fuerzas capilares esto aumenta la eficiencia de desplazamiento de los hidrocarburos en la inyección de agua. La adsorción (acumulación de una sustancia en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.) de los surfactantes en la roca puede ser un problema debido a que la emulsión se mueve más lento que el agua. La movilidad de la emulsión disminuye si la concentración de surfactante es pequeña.

Como resultado de la no miscibilidad entre el aceite y el agua, ningún fluido puede desplazar completamente al otro bajo condiciones de yacimiento. Esto se ve reflejado en la saturación de agua irreductible (S_{wi}) y la saturación residual de aceite (S_{or}) en la curva

de permeabilidad relativa agua-aceite. En el laboratorio, no importa que tan grande sea el volumen de agua que ha sido inyectado en un núcleo, la saturación de aceite nunca será menor que la S_{or} , al menos al realizar un flujo convencional de agua.

Sin embargo, se ha sabido por muchos años que la eficiencia de un flujo de agua puede ser mejorada al reducir la relación de movilidad agua-aceite en el sistema. Dicho cambio permite una mayor eficiencia de barrido además de una mayor eficiencia de desplazamiento de aceite en la zona barrida. Agregando las soluciones correctas de polímeros al agua inyectada, la movilidad del agua puede ser reducida y la recuperación de aceite incrementada como se muestra en la figura 2.20.

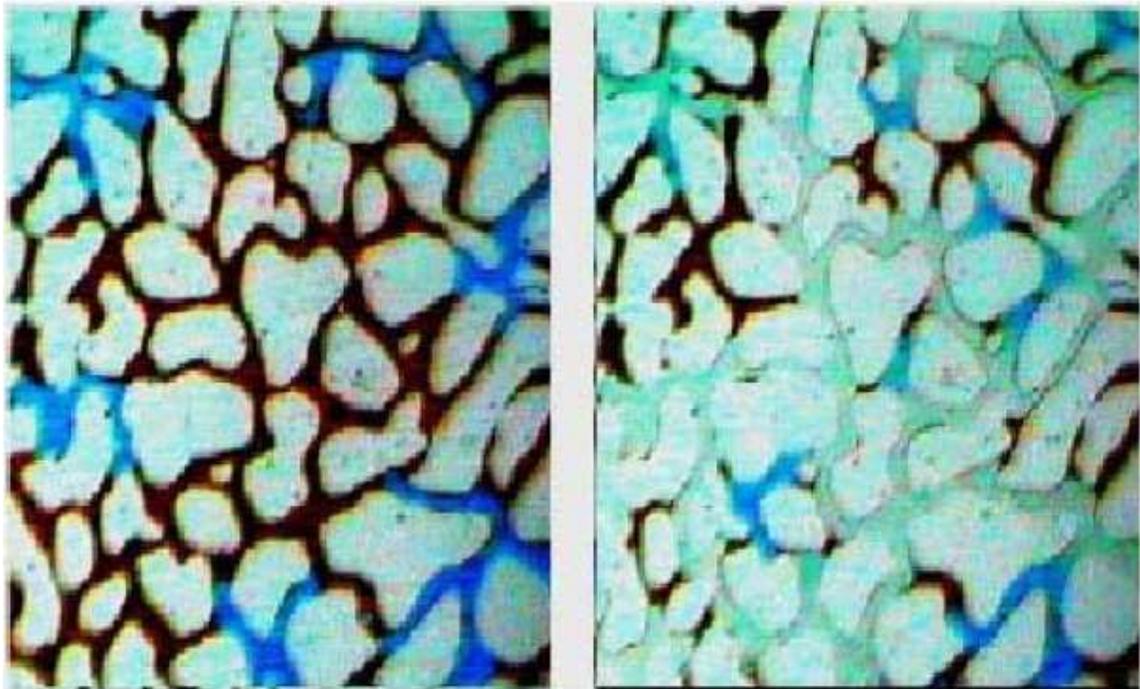


Figura 2.20 Aceite residual después de un flujo de agua y después de un flujo de polímeros, (Du Y., 2004).

En el flujo de polímeros, un polímero es agregado con el fin de aumentar la viscosidad del agua inyectada. Dependiendo del polímero utilizado, la permeabilidad efectiva al agua puede ser reducida en las zonas barridas en diferentes grados. Se cree que el flujo de polímeros no puede reducir la S_{or} , pero es una forma eficiente de alcanzarla más rápidamente o más económicamente.

Las soluciones de polímeros pueden conducir a un incremento en la recuperación de aceite más allá de un flujo de agua por tres fenómenos potenciales.

- El efecto de los polímeros en el flujo fraccional.
- Reduce la relación de movilidad agua-aceite.
- Desvía el agua inyectada de zonas que han sido barridas.

Muchos estudios fundamentan teóricamente el flujo de polímeros. Sin embargo, la práctica de campo es un proceso técnicamente sofisticado y requiere inversiones de millones de dólares. Por esta razón, un minucioso conocimiento del yacimiento y de la aplicabilidad del flujo de polímeros, son esenciales para el éxito del proceso. Las rocas del yacimiento y las propiedades del fluido determinan el mecanismo y la efectividad del proceso, en específico, al desplazar agua y aceite de la formación. Por otra parte, el proyecto debe mostrar un adecuado ritmo de retorno de la inversión.

La recuperación de aceite, precio del crudo, costo de los químicos, costo del equipo y el costo de perforación de los pozos, son aspectos importantes a considerar al realizar una evaluación económica de un flujo de polímeros. Existen relativamente pocos proyectos de inundación de polímeros en el mundo, los cuales aportan poco a la producción mundial por recuperación mejorada al ser comparados con la inyección de gas y vapor (Du Y., 2004).

Para esta descripción, serán consideradas tres categorías, combinando el flujo alcalino con los dos principales métodos surfactantes (reductores de tensión interfacial).

II.V.VIII ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD

Este concepto se basa en cambiar una superficie mojada por aceite a una superficie mojada por agua, el cambio parcial o total de la mojabilidad de una roca mojada por aceite a una roca mojada por agua incrementa la recuperación de hidrocarburos.

Tal alteración puede lograrse mediante el uso de un ácido como el ácido clorhídrico o el hidróxido de sodio. La inyección de tales ácidos debe hacerse en las primeras etapas de la inyección de agua. El porcentaje de recuperación es mayor al 15 [%]. El porcentaje de recuperación es mayor en aceites viscosos.

II.V.IX INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

El dióxido de carbono se ha usado en los yacimientos de dos formas: como inyección de dióxido de carbono o en la inyección de agua carbonatada. La primera forma se usa porque el dióxido de carbono es miscible en hidrocarburos ligeros a bajas presiones; sin embargo, no es miscible en los hidrocarburos del yacimiento, esto generará un solvente miscible en los hidrocarburos más pesados (Malcolm D. M., 2001).

El rango de presión para este tipo de desplazamiento (figura 2.21) es de 1,100 a 3,000 [psi] (Malcolm, D. M., 2001). Las condiciones existentes en yacimientos con hidrocarburos muy pesados hacen que este proceso sea inservible.

Además se crea precipitación de asfaltenos lo cual disminuye la permeabilidad de la formación. La inyección de agua carbonatada es más exitosa en el caso de hidrocarburos pesados. El dióxido de carbono disminuye la viscosidad del hidrocarburo, aumenta su

volumen, disminuye su densidad y elimina la tensión superficial entre el dióxido de carbono y el hidrocarburo pesado mejorando la permeabilidad de la formación.

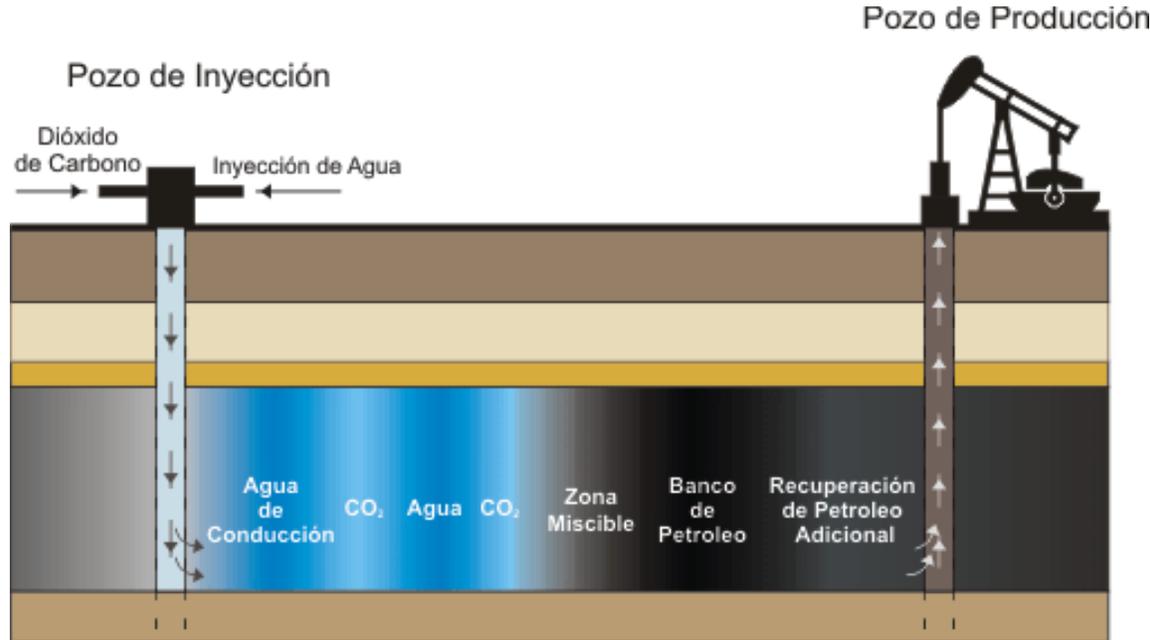


Figura 2.21 Proceso de inyección de CO₂, (textos científicos, 2008).

II.V.X MISCELAR / POLÍMEROS, ASP, INUNDACIÓN ALCALINA

El objetivo de los métodos químicos es reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua, generalmente para desplazar el aceite discontinuo atrapado (saturación residual, Sor) que permanece después de un flujo de agua. Debido a que es aproximadamente 10 veces más difícil reemplazar el aceite atrapado que el continuo, los baches de surfactante para este proceso deben ser muy eficientes. Los mecanismos de desplazamiento de aceite son bien entendidos, y se han ideado muchas formulas para entregar altas recuperaciones en experimentos de laboratorio.

En el campo, se han registrado algunos éxitos técnicos; sin embargo, los éxitos económicos han sido menores debido a que el costo de los fluidos inyectados es muy alto. Por lo tanto, se ha realizado un esfuerzo por reducir el costo de los fluidos de inyección, agregando más álcali y menos surfactante o cosolventes a las formulaciones. Estas mezclas son llamadas procesos ASP (Alkaline/Surfactant/Polymer) (ver figura 2.22), y en ellos es posible inyectar grandes baches debido a que el costo es menor comparado con las formulaciones clásicas de miscelares / polímeros.

El álcali cuesta mucho menos que un surfactante o un cosolvente, y ayuda a reducir la tensión interfacial y la absorción del surfactante sobre las rocas. Durante los años 80's, los flujos de polímeros fueron aplicados en yacimientos de areniscas casi cuatro veces más que en yacimientos de carbonatos. En teoría, un flujo de polímeros mejorará la eficiencia

de barrido durante cualquier flujo de agua. Sin embargo, una serie de factores técnicos y económicos han limitado la aplicación exitosa de este proceso (Taber, J.J., 1997).

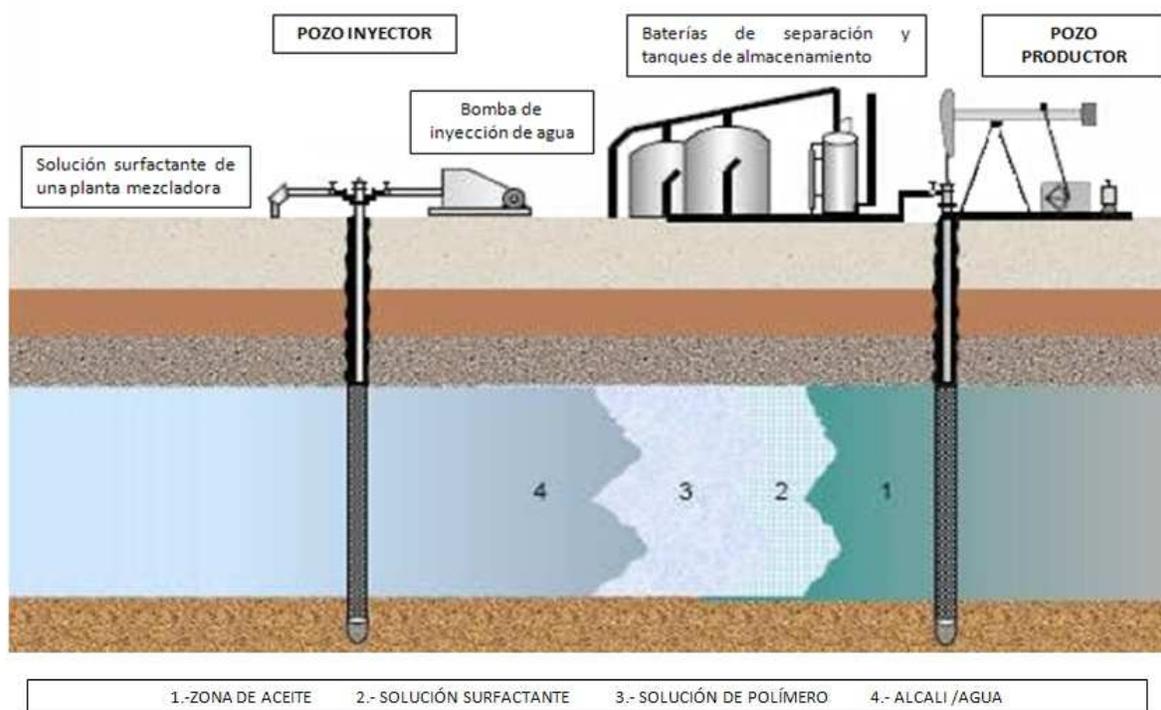


Figura 2.22 Esquema del proceso ASP, (textos científicos, 2008).

II.V.XI FLUJO DE POLÍMEROS Y TRATAMIENTOS DE GEL

A lo largo del tiempo, ha existido cierta confusión entre el flujo de polímeros para la recuperación mejorada y la inyección de polímeros gelantes para el bloqueo de agua en pozos inyectores y productores.

En el pasado, los flujos de polímeros y los tratamientos de gel fueron considerados como una sola tecnología. Sin embargo, estos procesos tienen objetivos técnicos muy diferentes, tanto, que pueden ser considerados de forma separada. La distinción entre un proceso de control de movilidad (flujo de polímeros) y un tratamiento bloqueador (polímeros degradados y otros gelificantes) es un concepto que es importante entender. Para flujos de polímeros y otros procesos de control de movilidad, el agente controlador de la movilidad debe “barrer” el yacimiento de forma regular.

En otras palabras, el polímero debe penetrar tanto como sea posible en las zonas de baja permeabilidad y de esta forma proveer la fuerza necesaria para desplazar y producir el aceite no barrido. En contraste, para los tratamientos de gel, la penetración del mismo debe ser minimizada en zonas menos permeables y zonas de aceite productivas. Cualquier gel que se forme en una zona productiva de aceite reduce la eficiencia de desplazamiento y retarda la producción de aceite. Los tratamientos de gel han sido aplicados bajo

condiciones tan diversas como las mencionadas para flujo de polímeros. Como se menciona anteriormente, el objetivo técnico de un tratamiento de gel es muy diferente al de un flujo de polímeros. En la mayoría de los casos, el objetivo de un tratamiento de gel es prevenir la canalización de fluido (usualmente agua) sin dañar la productividad de hidrocarburos (Taber, J.J., 1997).

II.V.XII INYECCIÓN DE N₂ Y GASES DE COMBUSTIÓN

Además del aire comprimido, el nitrógeno y los gases de combustión, son los gases inyectables más baratos (especialmente en términos de volumen a condiciones de yacimiento). Son considerados juntos debido a que las presiones que requieren para un buen desplazamiento son similares, y al parecer pueden ser usados de manera intercambiable para la recuperación de aceite.

De hecho, al menos tres proyectos actuales de nitrógeno fueron operados exitosamente por años como proyectos de inyección de gas de combustión. Sin embargo, la corrosión representó un gran problema (especialmente para el gas de combustión proveniente de motores de combustión interna), y todos han cambiado a inyección de nitrógeno con buenos resultados. Además de su bajo costo y amplia disponibilidad, el nitrógeno es el más inerte de los gases de inyección. Desafortunadamente, tiene una alta MMP, de tal forma que el desplazamiento miscible solo es posible en yacimientos profundos (Taber J.J., 1997).

II.V.XIII INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO

Como uno de los métodos más antiguos de RM, la inyección de hidrocarburos fue practicada por años antes de que el concepto de MMP fuera bien entendido. Al existir un excedente de hidrocarburos de bajo peso molecular en algunos campos, estos fueron, en ocasiones, inyectados para mejorar la recuperación de aceite. En términos de presión requerida para un desplazamiento miscible eficiente, los gases hidrocarburos se clasifican entre las altas presiones requeridas por el nitrógeno y el modesto rango de presiones para el CO₂.

En caso de que el gas inyectado no sea miscible con el aceite residual en la formación, la recuperación es mejorada a través de un simple drene gravitacional, el cual conlleva una mejor recuperación que a través de un flujo de agua. En tal situación, los principales criterios serán la comunicación vertical (Kv) y la inclinación del yacimiento, o el espesor del mismo para el caso de un yacimiento masivo (Hunedi S., 2005).

En caso de que el gas inyectado llegue a ser miscible con el aceite residual, la recuperación puede alcanzar valores de 90 [%] en el área barrida y pueden estar involucrados tres procesos distintos (Stalkup F.E. 1983):

Proceso miscible de primer contacto:

En este proceso, los solventes se mezclan directamente con el aceite del yacimiento en todas las proporciones y su mezcla permanece siempre en una fase simple. Otros solventes no son directamente miscibles con el aceite del yacimiento pero bajo las condiciones adecuadas de presión y composición del solvente pueden alcanzar la miscibilidad in situ por transferencia de masa de los componentes del aceite y los solventes a través de un repetido contacto con los aceites del yacimiento. La miscibilidad alcanzada de esta forma es llamada “de contacto múltiple” o “miscibilidad dinámica”.

Vaporización de gas o empuje por alta presión:

Este mecanismo de empuje consigue la miscibilidad dinámica mediante vaporización in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite del yacimiento dentro del gas inyectado. Los componentes intermedios del aceite son removidos por el gas inyectado, el cual se enriquece hasta mezclarse finalmente con el aceite.

Condensado o empuje por gas enriquecido:

En este proceso, la miscibilidad dinámica se consigue mediante la transferencia in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del gas inyectado al aceite del yacimiento. El gas natural enriquecido con cadenas del etano al hexano, seguidas por metano y posiblemente agua (gas inyectado), transfiere sus componentes enriquecedores al aceite, de tal forma que la viscosidad del aceite disminuirá, y la miscibilidad se desarrollará en el área de los inyectores.

Para un eficiente desplazamiento vertical, el yacimiento no deberá contener barreras permeables al flujo vertical y el desplazamiento deberá cumplir con un ritmo tal que asegure un flujo gravitacionalmente estable. Algunas restricciones adicionales para el flujo miscible horizontal son:

- Zonas productoras delgadas (no más de 15 [ft]).
- Buena continuidad horizontal, con baja Kv/Kh.
- Sin fracturas.
- Preferentemente aceite bajo saturado, sin gas libre ni agua movable.

Como conclusión, el flujo miscible de gas es sin duda una buena opción para mejorar la recuperación de aceite. Sin embargo, se deberá encontrar un buen diseño para alcanzar la miscibilidad y mantener la economía del proyecto. De acuerdo a TOTAL, la recuperación incremental esperada a partir de los proyectos de inyección de gas va del 5 a 10 [%] para un consumo de gas inyectado de 3 a 15 000 [ft³/bb]. Si la miscibilidad es alcanzada, la recuperación adicional puede hasta del 15 [%] para el mismo consumo de gas (Hunedi, S., 2005).

II.VI CARACTERÍSTICAS DE ALGUNOS CAMPOS DE CRUDO PESADO EN DONDE SE HA EMPLEADO ALGUN MÉTODO DE RECUPERACIÓN

La siguiente tabla muestra algunos campos en el mundo donde se han aplicado algún método de recuperación para desplazar aceite dentro del yacimiento algunos de estos campos petroleros no se encuentran comercialmente activos otros poseen un estado actual desconocido y otros son comercialmente activos a la fecha.

Tabla 2.3 Campos petroleros en el mundo donde se ha aplicado un proceso de recuperación, (Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008).

Campo	País	Volumen original [m ³]	Densidad del Aceite [°API]	Método de recuperación empleado
Grosmont	Alberta, Canadá	5055	5 – 9	Actualmente no es comercialmente activo, durante los años 70's y 80's se hicieron ensayos pilotos con CSS, combustión in situ e inyección de vapor.
Campos Bassin	Brasil	3000	12	Actualmente no es comercialmente activo, para el aceite pesado en formaciones carbonatadas se usaron pozos horizontales y la ayuda del acuífero en la recuperación primaria.
Tahe	China	214	20	Comercialmente activo, producción primaria con fracturamiento hidráulico.
Cao - 20	China	2.9	11	Estado actual desconocido, hay indicios de que el acuífero asociado se ha usado para producción primaria y se han hecho estimulación con CSS.
Emerud	Congo	109	22	Estado Actual desconocido, producción primaria con inyección de vapor.
Varadero Boca de Jaruco y Pina	Cuba	318	10	Comercialmente activo, en la producción primaria se usaron pozos horizontales.
Granade	Francia	221	10	Actualmente no es comercialmente activo.
Lacq Superior	Francia	19.9	22	Estado actual desconocido, estuvo bajo producción primaria con ayuda del acuífero.
Zaqueh	Irán	1200	18	Actualmente no es comercialmente activo, formación muy profunda a alta temperatura, la recuperación primaria se hizo con combustión in situ.
Bangestan	Irán	3600	10 – 12 (Sarvak) y 8 (Jahrun)	Actualmente no es comercialmente activo, aunque se han hecho pruebas con CSS
Qarm Alam	Omán	213	16	Comercialmente activo, producción primaria con inyección de vapor.
Ikistepe	Turquía	127	10 - 12	Estado actual desconocido, proyectos con inyección de CO ₂ .
Kozluca	Turquía	138	13	Estado actual desconocido, proyectos con inyección de CO ₂ .
Bati Ramán	Turquía	1850	10 - 13	Actualmente activo, producción primaria con inyección de CO ₂ .

II.VII CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN

Dada la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio general que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie.

Este esfuerzo de equipo interdisciplinario también debe considerar las soluciones de compromiso entre factores tales como reservas, regímenes de recuperación esperados y tasas de producción. También se requiere la consideración del costo de la generación de energía y la sensibilidad ambiental de las adyacencias.

Tomando en cuenta lo anterior, se proponen dos tipos de criterios de selección del método de recuperación adecuado, el primero se basa en las propiedades de los fluidos y en las características del yacimiento (tabla 2.4), el segundo criterio se basa en los indicadores de desempeño clave (tabla 2.5 y tabla 2.6), es decir, solo se toma en cuenta el desempeño y el conocimiento que se tiene sobre los métodos de recuperación, haciendo aún lado las propiedades del fluido.

Es importante mencionar que para una buena selección del método de recuperación se deben de tomar en cuenta los dos criterios propuestos, es decir: las propiedades del fluido y las características del yacimiento conjugado con el desempeño y conocimiento de la aplicación del método, ya que juntos proporcionan un panorama más claro para no solo la selección del método sino para el conocimiento total del yacimiento en materia de producción por medio de un método de producción secundaria.

La tabla 2.5 para métodos térmicos y la tabla 2.6 para métodos no térmicos, son una Matriz de sensibilidad que se obtuvo a partir del estudio que BP exploración Alaska (1990) realizó en campos de esa región, donde se cuantifica la sensibilidad de cada método de recuperación, los factores de producción, subsuelo, superficie y costos.

Cada bloque de la matriz se coloreó de acuerdo con la sensibilidad del factor al desempeño o a la importancia del conocimiento. En términos de desempeño, el verde significa excelente, el amarillo, regular, y el rojo, significa pobre. En términos de importancia del conocimiento, el verde significa menos importante, el amarillo significa importante y el rojo, crítico.

Tabla 2.4 Criterio de selección del método de recuperación considerando las propiedades del crudo pesado y las características del yacimiento, (J.J. Taber y F.D. Martin, 1997).

CRITERIO DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN CONSIDERANDO LAS PROPIEDADES DEL CRUDO PESADO Y LAS CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO									
	Propiedades del aceite			Características del Yacimiento					
Método	Densidad [°API]	Viscosidad [Cp]	Composición	Saturación de aceite [%]	Tipo de formación	Espesor neto [ft]	K promedio [mD]	Profundidad [ft]	Temperatura [°F]
Procesos no Térmicos									
Nitrógeno y gases de combustión	> 35 - 48	< 0,4 - 0,2	Alto % de C ₁ a C ₇	> 40 - 75	Arenas o carbonatos	Delgado a menos que exista una inclinación	NC	> 6000	NC
Hidrocarburos	> 23 - 41	< 3 - 0,5	Alto % de C ₂ a C ₇	> 30 - 80	Arenas o carbonatos	Delgado a menos que exista una inclinación	NC	> 4000	NC
Dióxido de Carbono	> 22 - 36	< 10 - 15	Alto % de C ₅ a C ₁₂	> 20 - 55	Arenas o carbonatos	Amplio rango	NC	> 2500	NC
Gases Inmiscibles	> 12	< 600	NC	> 35 - 70	NC	NC si es inclinado y/o existe una buena Kv	NC	> 1800	NC
Miscelares/Polímeros, ASP y flujo alcalino	> 20 - 35	< 35 - 13	Ligeros, intermedios, algunos ácidos orgánicos para flujos alcalinos	> 35 - 53	Preferible Arenas	NC	> 10 - 450	> 9000 - 3500	> 200 - 80
Flujo de polímeros	> 15	< 150 >10	NC	> 50 - 80	Preferible Arenas	NC	> 10 - 800*	< 9000	> 200 - 140
Procesos Térmicos									
Combustión	> 10 - 16	< 5000 - 1200	Algunos componentes asfálticos	> 50 - 72	Arenas de alta porosidad	> 10	> 50	< 11500 - 3500	> 100 - 135
Vapor	> 8 - 13,5	700	NC	> 40 - 66	Arenas de alta porosidad	> 20	> 200 - 2540	< 4500 - 1500	NC

Tabla 2.5 Criterio de selección del método de recuperación considerando los indicadores clave de desempeño para procesos térmicos (BP exploración Alaska, 1990).

	INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo					Superficie		Costos			
		Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación	Costos de perforación	Costos de terminación
Técnicas viables															
Combustión In situ		Regular	Regular	Excelente	Regular	Regular	Excelente	Pobre	Regular	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Regular
Inyección de vapor de agua		Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente
Inyección cíclica de vapor de agua CSS		Excelente	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Excelente
Drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD		Excelente	Regular	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente
Drene gravitacional ayudado por vapor con expansión de solventes ES - SAGD		Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular

Desempeño / Conocimiento

■ Excelente / menos importante

■ Regular / importante

■ Pobre / crítico

Tabla 2.5 continuación

	INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo				Superficie		Costos			Disponibilidad de la tecnología	
		Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación		Costos de perforación
Técnicas viables															
Adición de líquidos para la recuperación mejorada con vapor LASER		Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre
Inyección alternada de vapor y solventes SAS		Excelente	Excelente	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre
Drene gravitacional cruzado asistido por vapor		Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre
Inyección de agua caliente		Regular	Regular	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Excelente	Regular	Excelente	Regular	Regular	Excelente	Regular	Regular
Inyección de aire de principio a fin THAI		Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular

Desempeño / Conocimiento

Excelente / menos importante

Regular / importante

Pobre / crítico

Tabla 2.5 continuación

INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo						Superficie		Costos			
	Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación	Costos de perforación	Costos de terminación	Disponibilidad de la tecnología
Técnicas viables															
Inyección de vapor de principio a fin THSF	Excelente	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Regular	Regular	Regular	Regular
Inyección de agua de principio a fin TTHW	Regular	Regular	Regular	Pobre	Regular	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular
CAPRI versión catalítica del THAI	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular	Regular
Inyección continua de vapor	Regular	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Regular	Pobre	Pobre	Excelente
Inyección alternada de vapor de agua	Excelente	Excelente	Excelente	Regular	Regular	Excelente	Excelente	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Regular

Desempeño / Conocimiento

- Excelente / menos importante
- Regular / importante
- Pobre / crítico

Tabla 2.5 continuación

INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo						Superficie		Costos			
	Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación	Costos de perforación	Costos de terminación	Disponibilidad de la tecnología
Técnicas viables															
Drene gravitacional ayudado por vapor con un solo pozo SW - SAGD															
Proceso COSH															

- Desempeño / Conocimiento
- Excelente / menos importante
- Regular / importante
- Pobre / crítico

Tabla 2.6 Criterio de selección del método de recuperación considerando los indicadores clave de desempeño para procesos no térmicos (BP exploración Alaska, 1990).

	INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo					Superficie		Costos			
		Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación	Costos de perforación	Costos de terminación
Técnicas viables															
Producción de crudo pesado con arena CHOPS		Red	Reg	Red	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Red	Reg	Reg	Reg
Inyección de agua		Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc
Extracción de crudo pesado con vapor		Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc
Gas miscible en hidrocarburos pesados		Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg	Reg
Fracturamiento hidráulico		Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc	Exc

- Desempeño / Conocimiento
- Excelente / menos importante
- Regular / importante
- Pobre / crítico

Tabla 2.6 Continuación

	INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo					Superficie		Costos			
		Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación	Costos de perforación	Costos de terminación
Técnicas viables															
Pozos horizontales o desviados															
Alteración de la mojabilidad															
Inyección de CO ₂															
Miscelares / Polímeros / inundación alcalina															
Flujo de polímeros y tratamientos de gel															

Desempeño / Conocimiento

 Excelente / menos importante

 Regular / importante

 Pobre / crítico

Tabla 2.6 Continuación

INDICADORES DE DESEMPEÑO CLAVES	Producción			Subsuelo					Superficie		Costos			
	Régimen de producción del pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Propiedades de los fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas artificiales de producción	Emisiones de bióxido de carbono	Requerimientos de energía / combustible	Costos de Instalación	Costos de perforación	Costos de terminación
Técnicas viables														
Inyección de N ₂ y gases de combustión														
Inyección de gas hidrocarburo														

-  Desempeño / Conocimiento
-  Excelente / menos importante
-  Regular / importante
-  Pobre / critico

II.VIII SELECCIÓN CUALITATIVA DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA CAMPECHE ORIENTE

Los yacimientos de crudo extrapesado de Campeche Oriente se localizan en la Sonda de Campeche en México, éstos aún no han sido explotados; pero se dispone de información fidedigna y confidencial determinada de pozos exploratorios que se han perforado y evaluado del 2004 a la fecha.

En estos pozos se tomó información durante la perforación y terminación de los mismos, determinándose que las formaciones de interés son carbonatos altamente fracturados que se localizan entre 3660 - 4260 metros verticales bajo nivel del mar [mvbnm], con tirantes de agua de 121 [m]. Cabe mencionar, que la presión del yacimiento no es suficiente para llevar los hidrocarburos a la superficie, por lo que durante la evaluación de los pozos exploratorios se ha utilizado un sistema artificial de producción (ver capítulo III), obteniendo gasto de líquido de 3800 a 4000 [bpd]. Los hidrocarburos descubiertos en estos campos son extrapesados: la densidad fluctúa entre 10.5 - 11 [°API], la viscosidad a condiciones de yacimiento es de 43 [cp], la relación gas - aceite es $20 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$, la temperatura del yacimiento 118 - 122.8 [°C], alto contenido de H₂S y CO₂, etc. A partir de la información antes mencionada se seleccionará el mejor método de recuperación.

De acuerdo con la información de la tabla 2.4 los procesos térmicos son los más indicados para la explotación de estos yacimientos, específicamente los métodos de combustión in situ y la inyección de vapor (considerando solo las características de los yacimientos y las propiedades del aceite), sin embargo al considerar los datos de la tabla 2.5 (página 93) este tipo de procesos no se han aplicado costa afuera por lo tanto estos métodos quedan descartados.

Haciendo una segunda selección y aunque de acuerdo con la tabla 2.4 (página 92) la inyección de nitrógeno y gases de combustión no es recomendable para crudos con densidades menores a 35 [°API] presentan ciertas ventajas principalmente la viscosidad, el hecho de ser aplicables a yacimientos carbonatados, espesores delgados y profundidades mayores a 6000 [ft] (1828.8 [m]), por lo tanto este método puede ser el indicado; considerando los datos proporcionados en la tabla 2.6 (página 99), la inyección de N₂ de acuerdo a los indicadores de desempeño clave muestra ser una técnica viable además de que los campos maduros que hoy en día se explotan en la sonda de Campeche (Cantarell, por mencionar alguno) funcionan con este método de recuperación; por lo tanto el método de recuperación para Campeche Oriente de acuerdo a las tablas 2.4 y 2.6 es la inyección de N₂, lo que determinará si esta técnica es viable o no será un estudio económico y de riesgo que evalúe si esta selección cualitativa es la correcta en caso contrario el procedimiento es iterativo, es decir se parte de las propiedades del fluido y de las características del yacimiento, después se evalúan los indicadores de desempeño claves y se corrobora la selección con una evaluación económica.



CAPÍTULO III



SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS

III.I INTRODUCCIÓN

Los pozos productores de petróleo pueden ser clasificados como fluyentes o no fluyentes. En el caso de los pozos fluyentes, los fluidos del pozo fluyen hasta llegar a la superficie gracias a la energía propia del yacimiento, la cual se expresa a través de diversos mecanismos de producción (empuje hidráulico, gas disuelto, expansión de la formación, etc.). En el caso de los pozos no fluyentes, existen diversos motivos por los cuales los fluidos del yacimiento no tienen la presión suficiente para llegar a la superficie. Este fenómeno se debe a que la presión original de los fluidos confinados en el yacimiento declina conforme aumenta el volumen extraído.

Sin embargo, existen otros factores que le dan a los pozos productores su carácter de no fluyentes; los principales son la densidad y la viscosidad, características importantes de los aceites pesados. Actualmente, cuando los pozos dejan de fluir, es posible aplicar sistemas de producción artificial. Dichos sistemas basan su operación en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie.

III.II ¿QUÉ SON LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN?

Los sistemas artificiales de producción son métodos utilizados para incrementar la producción de hidrocarburos en pozos no fluyentes o bien para poner a producir un pozo mediante el uso de una fuente externa de potencia, con la finalidad de ayudar a la presión del yacimiento a superar las caídas de presión en el sistema yacimiento – pozo – instalaciones.

La selección adecuada del sistema artificial de producción depende de varias disciplinas, tales como: perforación, terminación, yacimientos, producción, automatización, etc. El sistema artificial de producción debe ser considerado desde el plan de desarrollo de un campo.

Es decir, cuando se están tomando decisiones sobre la explotación de un nuevo yacimiento; considerando el comportamiento futuro del yacimiento, características de fluidos a producir, características del yacimiento, número de pozos a perforar, tipo de pozos a perforar (verticales, horizontales, desviados, multilaterales, etc.), terminación y producción.

El mejor sistema artificial de producción es aquel en el que existe un equilibrio entre sus capacidades, restricciones, gastos de producción, costos de inversión y costos de operación; con el objetivo de maximizar la rentabilidad (Juárez Corona, 2009). La instalación de los sistemas artificiales de producción, obedece a razones económicas, técnicas y de riesgo por lo tanto, se recomienda considerar lo siguiente:

- **Máximo Beneficio:**
No significa máxima producción de hidrocarburos.

- Máximo beneficio:
No significa mínimos costos de operación.
- Máximo beneficio:
No significa mínimos costos de inversión.
- Máximo beneficio:
No significa menos equipos fallidos ni mínimo tiempo fuera de operación.

Antes de instalar un sistema artificial, es conveniente tener un estudio de factibilidad técnico – económica; así como un estudio de riesgo, que compare todos los sistemas artificiales bajo las siguientes premisas: Inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada, costos y duración de intervenciones a pozos, producción diferida por intervenciones y estadística de fallas de los sistemas.

Con estas premisas se definirán los indicadores económicos de rentabilidad. Es conveniente realizar un estudio de análisis de riesgo, el cual debe incluir un análisis estadístico de fallas, así como un análisis de riesgo operativo al intervenir los pozos.

Deben revisarse las características geométricas de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, la posible formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, la posible producción de arena, la temperatura de los pozos, la producción de gases amargos y la profundidad media de los pozos, con la finalidad de escoger el sistema adecuado a las condiciones de los pozos.

A continuación, serán descritos los principios de operación de los principales sistemas artificiales de producción y algunos de sus componentes.

III. III BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT) (BN)

El bombeo neumático es un sistema que consigue el levantamiento de fluidos por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta en el espacio anular. El gas pasa a la tubería de producción a través de válvulas instaladas en uno o varios puntos de inyección a lo largo de la tubería (figura 3.1).

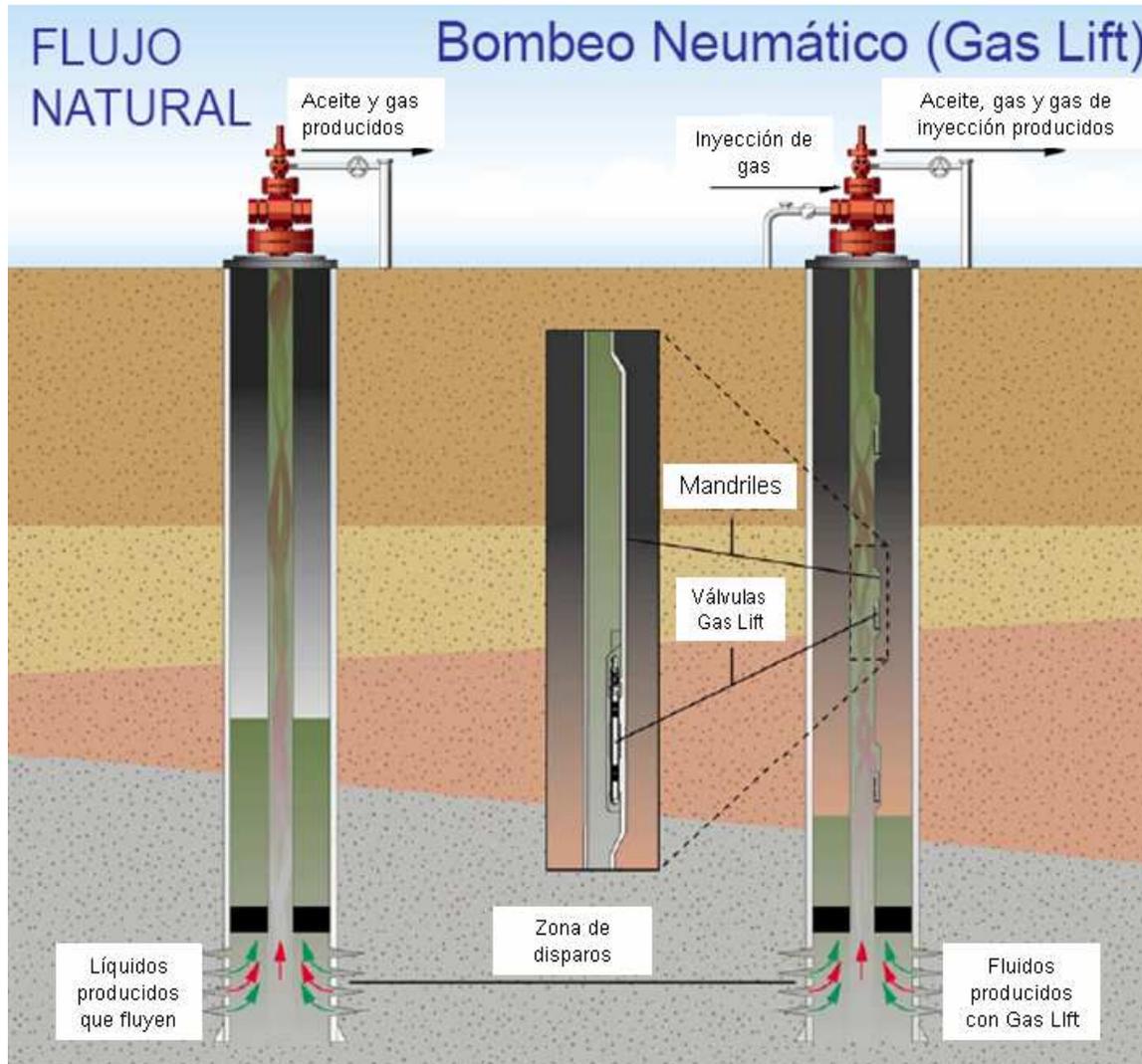


Figura 3.1 Componentes principales del Bombeo Neumático, (levantamiento artificial, next 2007).

CONDICIONES GENERALES DE OPERACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO

El sistema utiliza como medio de levantamiento gas a alta presión, el cual se inyecta a la tubería de producción, a la máxima profundidad que puede alcanzarse con la presión del gas disponible. La inyección del gas se lleva a cabo a través de una válvula denominada válvula operante o válvula de inyección. La válvula operante actúa como un orificio variable, regulando el volumen de gas que deberá inyectarse a la tubería de producción.

Adicionalmente en la superficie se instala un dispositivo que permite variar el volumen de gas que se inyecta al pozo. Este dispositivo puede ser un estrangulador o simplemente una válvula de aguja.

La característica más sobresaliente del sistema de bombeo neumático, es probablemente la flexibilidad para manejar un alto rango de cuotas de producción y ajustarse fácilmente a las condiciones variantes de los pozos.

El índice de productividad, la relación gas-aceite, el porcentaje de agua y la presión del yacimiento entre otras, varían continuamente durante la explotación de los pozos y no todos los sistemas pueden ajustarse fácilmente a estas variaciones. Bajo estas circunstancias el resto de los sistemas requieren de un redimensionamiento del equipo tanto superficial como sub - superficial.

MECANISMO DE LAS VÁLVULAS SUB - SUPERFICIALES DEL BOMBEO NEUMÁTICO

Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en función de la sensibilidad que presentan a los cambios de presión al instalarse en la tubería de producción o en la de revestimiento. Específicamente, por el efecto que tiene la presión sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas. Normalmente la presión a la que se expone una válvula está determinada por el área del “asiento” de la misma.

Cuando el área del elemento de respuesta es grande comparada con el asiento de la válvula, éste es relativamente insensible a la presión en la tubería de producción; debido a esto, el efecto de la columna de líquido en la tubería de producción es pequeño (Zertuche, H., 2003).

COMPONENTES DE LAS VÁLVULAS

Una válvula de bombeo neumático (ver figura 3.2) está compuesta por:

- Cuerpo de la válvula.
- Elemento de carga (gas, resorte o combinación).
- Elemento de respuesta a la presión (fuelle, diafragma o pistón).
- Elemento transmisor (diafragma o vástago de metal).
- Elemento medidor (asiento u orificio).

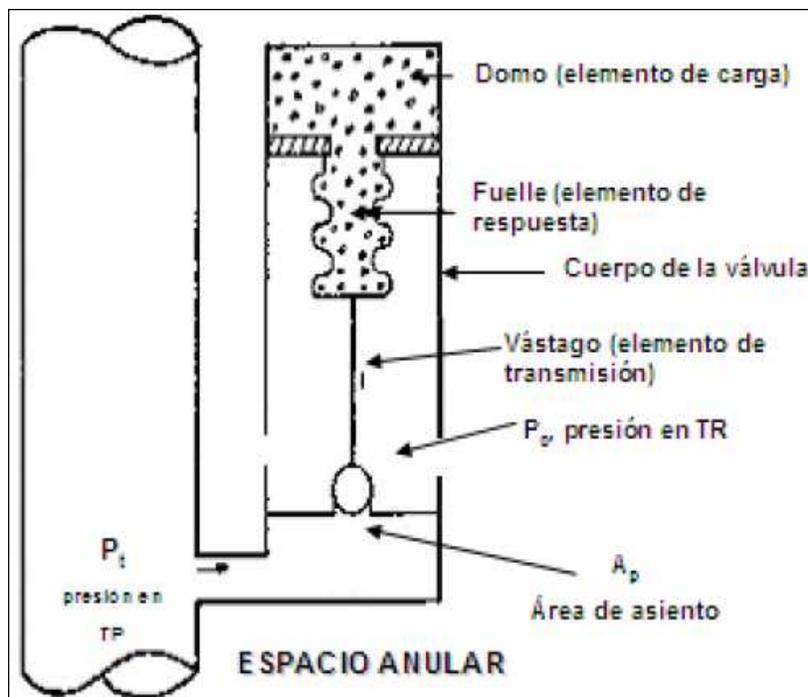


Figura 3.2 Componentes de las válvulas de bombeo neumático (Zertuche, H., 2003).

CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

Válvulas desbalanceadas: Tienen un rango de presión limitado por la presión de apertura y por la presión inferior de cierre, el cual depende de las condiciones de trabajo del pozo; es decir, abren a una presión determinada y cierran a una presión menor.

Válvulas balanceadas (operadas por presión en la tubería de revestimiento): Este tipo de válvula no opera bajo la influencia de la presión en la tubería de producción cuando se encuentra en posición cerrada o abierta. La presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a una misma presión (presión de domo).

Válvulas para bombeo neumático continuo: Estas válvulas deberán ser sensibles a la presión en la tubería de producción cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la tubería de producción. Al caer la presión, la válvula empezará a regular el cierre para disminuir el paso del gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula regula la apertura, momento en el cual se incrementa el flujo de gas a través de la misma. Dicha respuesta mantiene estabilizada la presión en la tubería de producción o tiende a mantenerla constante.

Válvulas para bombeo neumático intermitente: Este tipo de bombeo puede llevarse a cabo con cualquiera de las válvulas existentes para bombeo neumático, pero estas deben ser diseñadas de acuerdo a las características y condiciones de trabajo del pozo.

El bombeo neumático puede ser: Bombeo Neumático Continuo o Bombeo Neumático Intermitente (Zertuche, H., 2003).

III.III.I BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO (BNC)

Consiste en introducir un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción (ver figura 3.3). Dicho gas al integrarse a la corriente de fluidos provenientes de la formación productora, provoca una disminución en la densidad de la mezcla de fluidos, que fluyen a través de la tubería de producción, el efecto es un aligeramiento de la columna de fluidos, desde el punto de inyección hasta la superficie, ocasionando una reducción en la presión de fondo fluyendo. Como consecuencia de esta reducción de presión, la formación productora responde con una aportación adicional de fluidos, dando como resultado un incremento en la producción del pozo.

Para realizar esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo, sensible a la presión del gas de inyección disponible, junto con una válvula reguladora en la superficie.

Este método se utiliza en pozos con alto índice de productividad y presión de fondo fluyendo relativamente alta (columna hidrostática del orden de 50 [%] o más en relación a la profundidad del pozo). En este tipo de pozos, la producción puede ser del orden de 200 a 20,000 [bpd] a través tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, se pueden llegar a obtener más de 80,000 [bpd]. Si el pozo ha dejado de fluir, como consecuencia del abatimiento de la presión del yacimiento, el bombeo neumático continuo restablecerá la condición fluyente del mismo.

El diámetro interior de la tubería de producción rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad, la presión de fondo fluyendo y las condiciones mecánicas sean las ideales (Zertuche, H., 2003).

En cuanto a la aplicación del sistema de bombeo neumático continuo, cabe mencionar que éste no sólo se aplica para poner en producción nuevamente los pozos que han dejado de fluir, sino que también es aplicable a pozos fluyentes, para mantener una determinada cuota de producción, o bien para lograr incrementos significativos en su producción como fluyentes.

El comportamiento de un pozo en bombeo neumático continuo es similar al comportamiento de un pozo fluyente. La diferencia estriba en que en el primero, la producción puede variarse en función del volumen de gas que se inyecte.

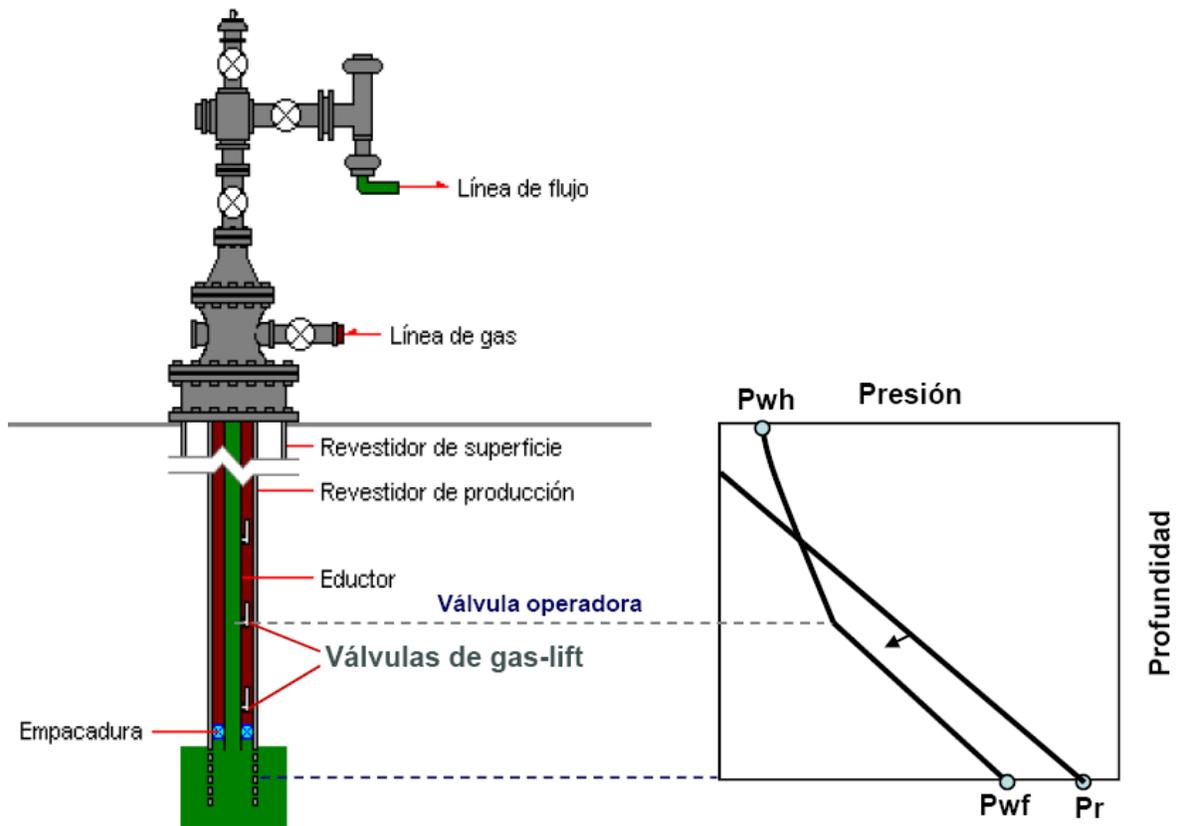


Figura 3.3 Componentes principales del Bombeo Neumático continuo, (next, 2007).

III.III.II BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE (BNI)

Consiste en producir de manera periódica un volumen de aceite impulsado por gas inyectado a presión. Dicho gas es inyectado desde la superficie al espacio anular por medio de un regulador para después pasar a la tubería de producción a través de una válvula colocada en la pared de la misma.

Cuando la válvula abre, el fluido acumulado en la tubería de producción es impulsado hacia la superficie en forma de tapón o bache de aceite por la acción del gas.

Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido solo una parte del volumen de aceite es recuperado, mientras que el resto cae nuevamente al fondo del pozo. Posterior al cierre de la válvula, transcurre un periodo de inactividad aparente en el cual la formación continua aportando fluidos al pozo, hasta que se acumula cierta cantidad de aceite con la que se inicia un nuevo ciclo.

En el bombeo neumático intermitente, el gas es inyectado a intervalos regulares de tal forma que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que esta produciendo la formación (Zertuche H., 2003).

Existen dos tipos de bombeo neumático intermitente:

- **Bombeo neumático intermitente con punto único de inyección:** Todo el gas necesario para subir el bache de aceite se inyecta a través de la válvula operante.
- **Bombeo neumático intermitente con punto múltiple de inyección:** La expansión de gas actúa sobre el bache de aceite empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra inmediatamente debajo del bache. La válvula que se encuentra abajo actúa como la válvula de operación.

No es necesario que todas las válvulas en la sarta de producción estén abiertas todo el tiempo que se aplica este tipo de bombeo. El número de válvulas abiertas va a depender del tipo de válvula utilizada, del diseño del bombeo neumático y en sí de toda su configuración.

III.III.III CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMÁTICO

El tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de bombeo neumático continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción; o bien, pueden tener un asiento muy amplio y suministrar un volumen de gas rápidamente a la misma para desplazar el bache de líquido para el caso del bombeo neumático intermitente.

Las características del pozo, el tipo de terminación, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación. Para determinar el tipo de instalación inicial a utilizar, se debe decidir en función del comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento en la presión de fondo fluyendo y el índice de producción. Existen 3 tipos de instalaciones de bombeo neumático (Zertuche, H., 2003):

Abierta: El aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular y los fluidos contenidos en la tubería de producción son desplazados. Esto permite la comunicación entre las tuberías de revestimiento y producción, de modo que esta instalación queda restringida a pozos con buenas características y que presenten un nivel alto de fluido que forme un sello o tapón. Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con bombeo neumático continuo (ver figura 3.4).

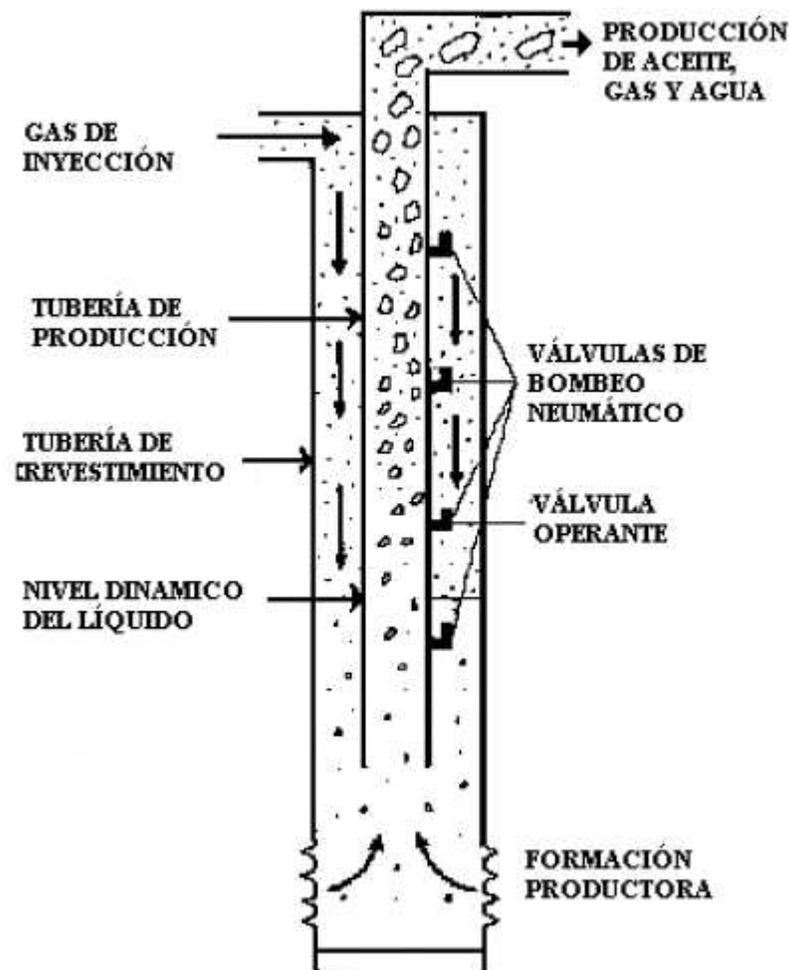


Figura 3.4 Instalación abierta de Bombeo Neumático, (Díaz Zertuche H., 2003).

Semicerrada: Similar a la instalación abierta, adiciona un empacador que sirve de aislante entre la tubería de producción y la de revestimiento. Este tipo de instalación puede utilizarse tanto para bombeo neumático continuo como para intermitente. Para este último caso, el empacador aísla a la formación de la presión que se tenga en la tubería de revestimiento. Sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación (ver figura 3.5).

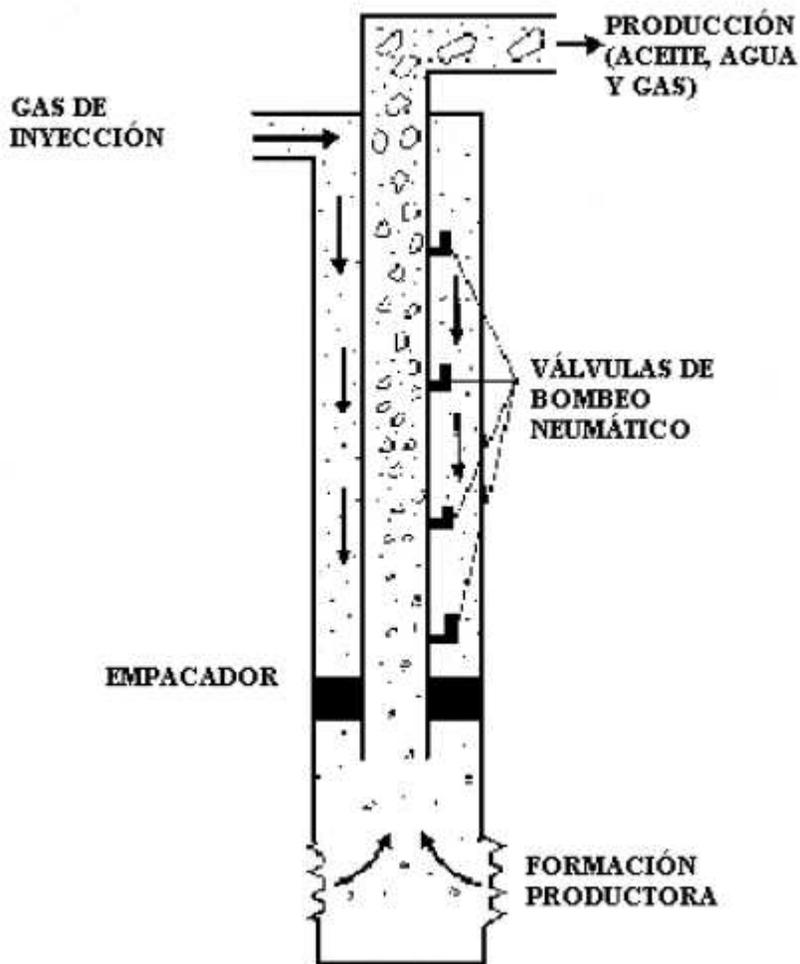


Figura 3.5 Instalación semicerrada de Bombeo Neumático, (Díaz Zertuche H., 2003).

Cerrada: Similar a la instalación semicerrada, se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque dicha válvula normalmente se coloca en el fondo del pozo, puede ser colocada inmediatamente debajo de la válvula operante. La válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación (ver figura 3.6).

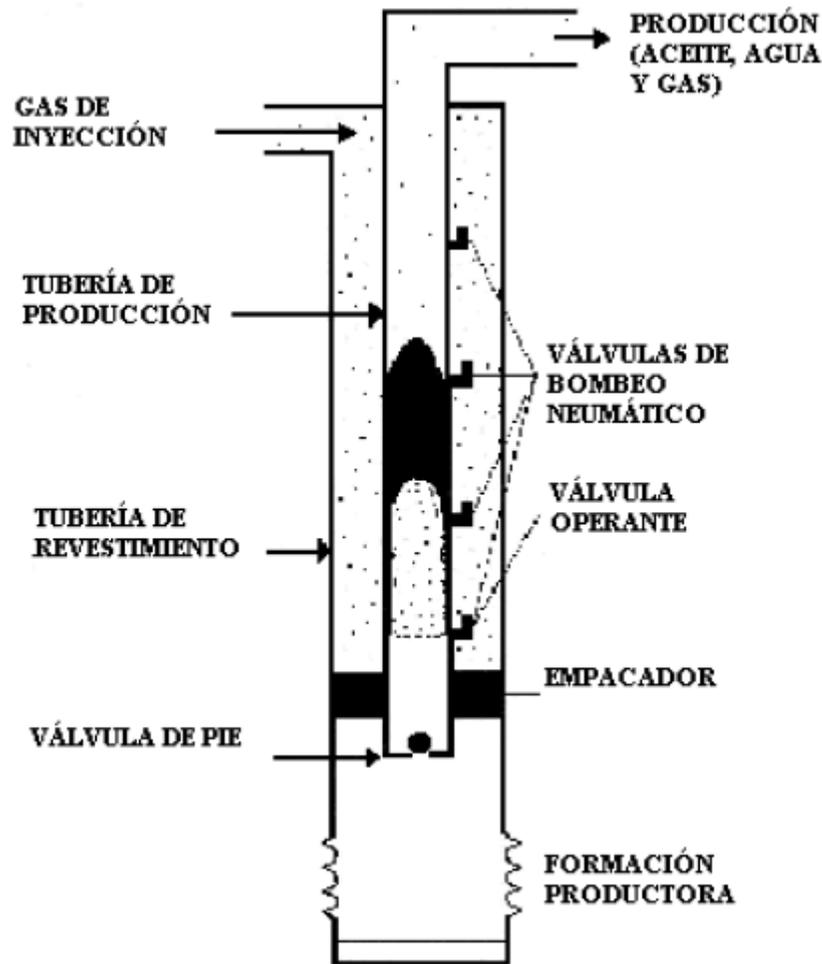


Figura 3.6 Instalación cerrada de Bombeo Neumático, (Díaz Zertuche H., 2003).

III.III.IV AVANCES TECNOLÓGICOS PARA EL USO DEL BOMBEO NEUMÁTICO

El régimen de flujo del aceite pesado a lo largo del pozo, se mantiene constante al usar métodos artificiales, a diferencia del bombeo neumático donde el flujo es turbulento. Cuando el volumen del gas es 3 o 4 veces el volumen del líquido, el régimen de flujo del fluido se torna en flujo tipo bache, además, las bajas relaciones gas-aceite del aceite pesado, mantienen el proceso completo de levantamiento con una mezcla de líquido y burbujas.

Los regímenes de flujo del bombeo neumático pueden ser iguales a los de un flujo natural; sin embargo, esto no siempre es factible; ya que al entrar el gas a la tubería de producción a través de una válvula y mezclarse con los fluidos del yacimiento, el ritmo de entrada de gas es alto, rompiendo la continuidad primaria del fluido, formando gotas muy pequeñas que provocan un régimen de flujo anular. Además, si la velocidad de flujo del gas es suficiente, el esfuerzo cortante entre las burbujas y la película del fluido se incrementará dando origen a un flujo tipo niebla.

Bajo este régimen, es posible reducir en gran medida la densidad del fluido mezclado; así como su viscosidad, mejorando las condiciones de flujo en el pozo (ver figura 3.7).

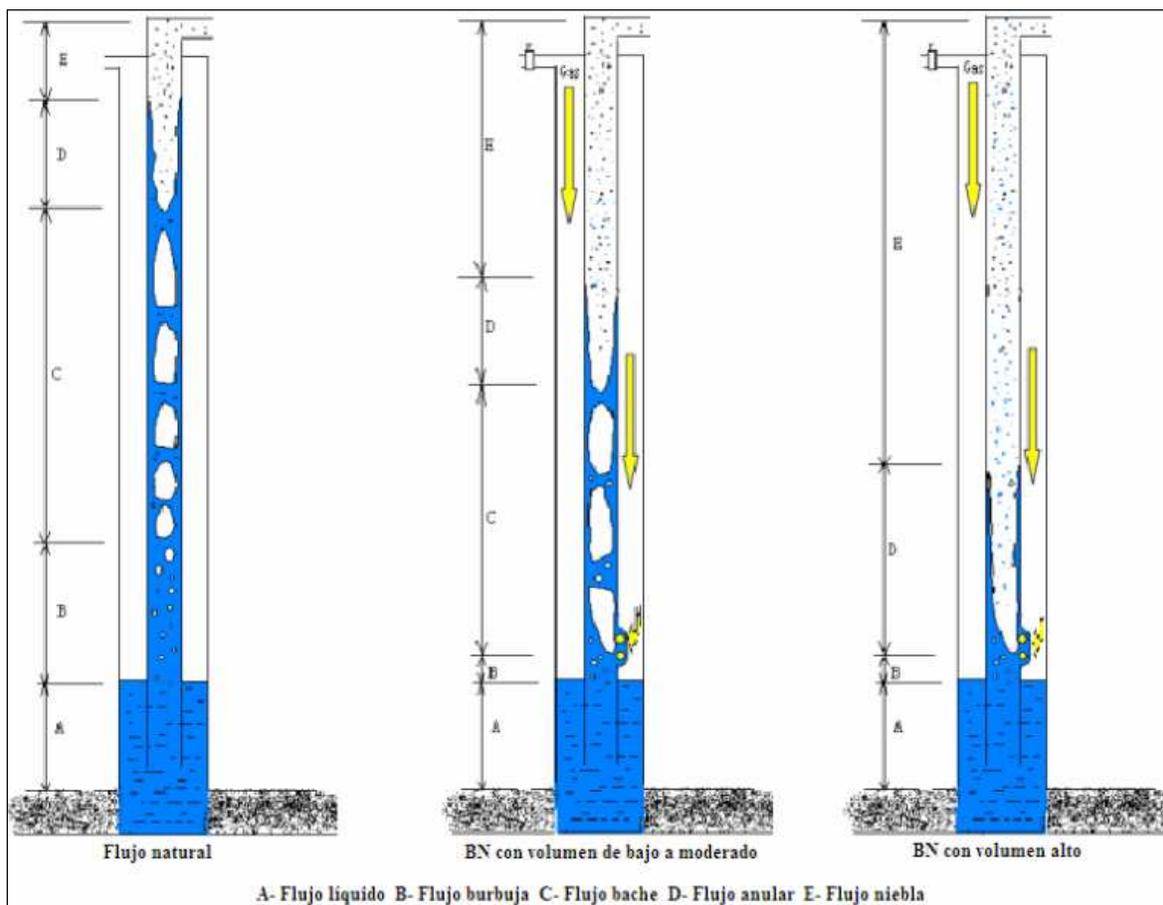


Figura 3.7 Regímenes de flujo presentes en el Bombeo Neumático (Hong'en D. et. al., 2005).

En el levantamiento de aceite pesado con baja densidad API, el aceite pesado y el agua son severamente emulsificados cuando la entrada del agua va del 60 al 85 %. La emulsificación se puede presentar en el pozo durante el bombeo neumático, de tal forma que se necesite más energía para levantar al fluido, del pozo a la cabeza del mismo. No obstante, la experiencia de campo en la producción ha probado que no ocurren fenómenos de emulsificación al aplicar este sistema de producción (Hong'en, D. et. al., 2005).

Incluso, aunque el agua y el aceite son emulsificados en los pozos bajo el efecto de la alta velocidad de flujo del bombeo neumático, la fase primaria se rompe para dar lugar a una nueva fase. Se puede decir que tanto el flujo en el pozo como el flujo del fluido a través del medio poroso están en transición. Además, el régimen de flujo de cada punto a lo largo del pozo es diferente.

Al "levantar" aceite crudo con una entrada de agua considerable, la emulsificación puede ser mayor al aplicar métodos artificiales de producción con bombas de varillas (bombeo

mecánico, bombas de cavidades progresivas) o sin varilla (bombas eléctricas sumergibles y bombas hidráulicas) que con el bombeo neumático.

Debido a la inyección continua de gas, la presión se incrementa en la tubería de producción y una cantidad de gas natural se disuelve en el aceite crudo, entonces, una parte se convierte en espuma de aceite después de disolver al gas. La densidad de la mezcla disminuye y la presión de descarga también, de esta forma la fluidez de la mezcla y las condiciones del levantamiento son mejoradas y el aceite pesado y extra pesado es producido exitosamente (Hong'en D. et. al., 2005).

III.IV BOMBEO MECÁNICO (BM)

También conocido como “Sucker Rod Pumping” (SRP), es un sistema artificial de producción en que el movimiento del equipo subsuperficial es originado en la superficie y transmitido al fondo del pozo por medio de varillas de succión. Este es el sistema más utilizado en pozos someros y de profundidad media (del orden de 5000 [ft]). Los principales componentes se muestran en la figura 3.8.

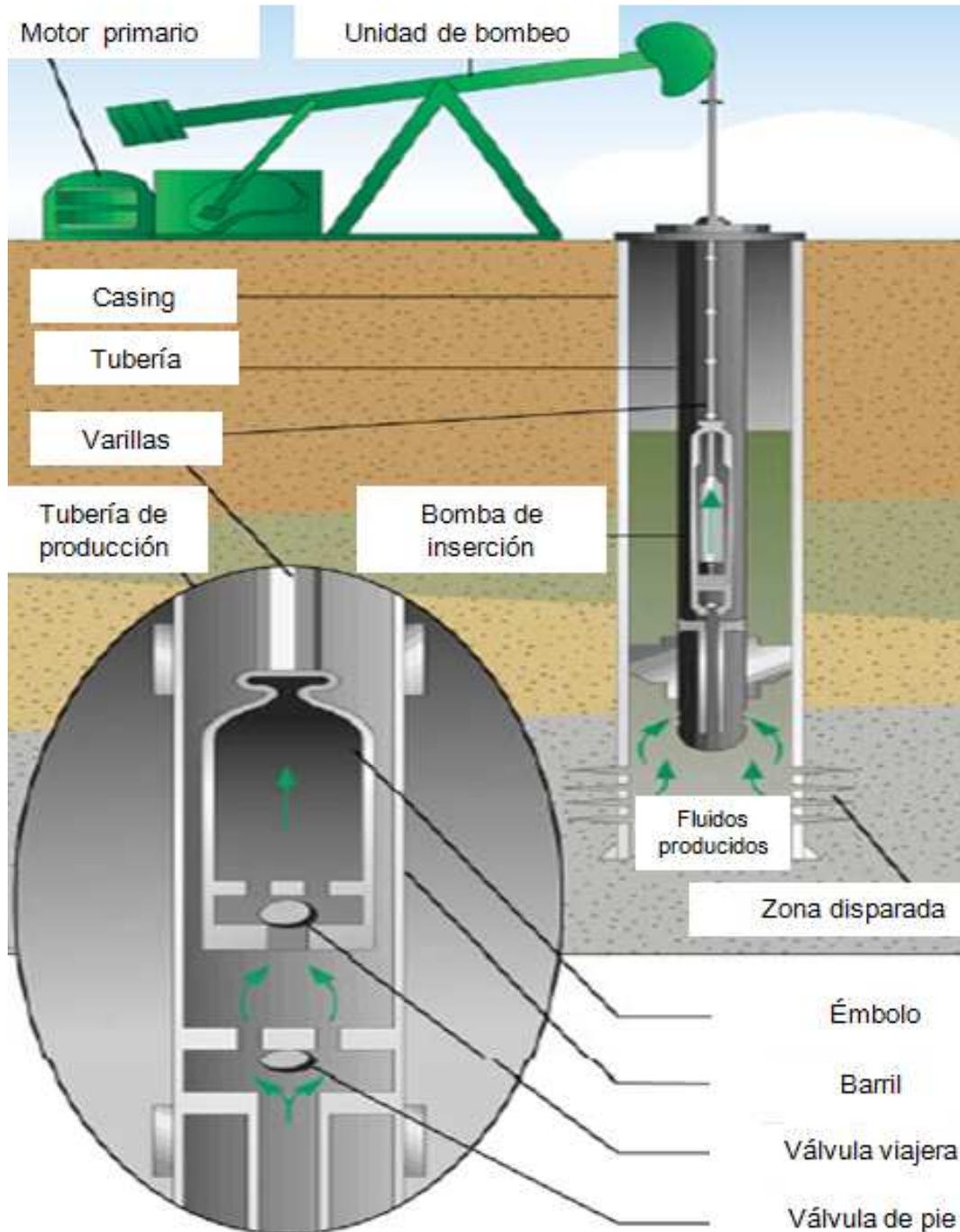


Figura 3.8 Componentes principales del Bombeo Mecánico, (next, 2007).

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO

La figura 3.9 ilustra los componentes principales de un sistema de bombeo mecánico:

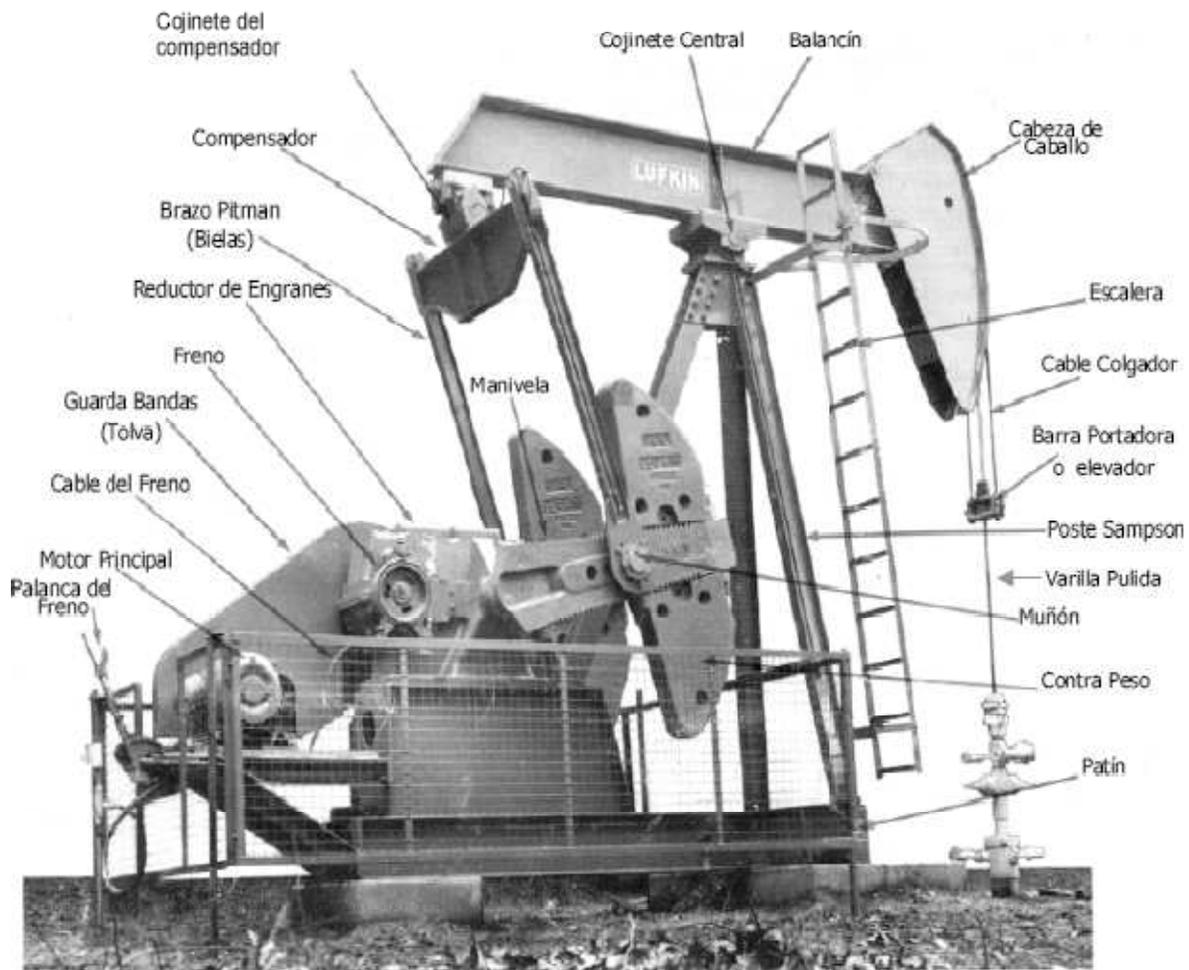


Figura 3.9 Componentes principales de un sistema de bombeo mecánico, (Operación de bombeo mecánico I, Administración del Activo de Producción Poza Rica, Poza Rica, Ver. D.R. Petróleos Mexicanos).

Bomba subsuperficial. Su objetivo principal es admitir el fluido de la formación dentro del aparejo de producción y llevarlo a la superficie. La bomba lleva a cabo su función al completar un ciclo de bombeo (ver figura .10), el cual consiste en lo siguiente (León, A., 1999):

- El émbolo se desplaza hacia abajo dentro de la bomba casi al final de su carrera descendente. Mientras esto sucede, el fluido en la tubería de producción, es

soportado por la válvula de pie y conforme el émbolo avanza, pasa a través de la válvula viajera, hacia el barril de trabajo.

- b) Al final de la carrera descendente, el émbolo comienza un movimiento ascendente. La válvula viajera se cierra debido al peso de la columna de fluidos dentro del barril de trabajo y la válvula de pie abre permitiendo la entrada de fluidos de la formación.
- c) Al llegar cerca de la cima, los fluidos que viajan dentro del barril de trabajo son descargados a la línea de producción. Simultáneamente, la válvula de pie permanece abierta permitiendo la entrada de fluidos a la bomba.
- d) El émbolo comienza un movimiento descendente, cerrando la válvula de pie debido al incremento de presión resultado de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas viajera y de pie. La válvula viajera permanece abierta. Cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

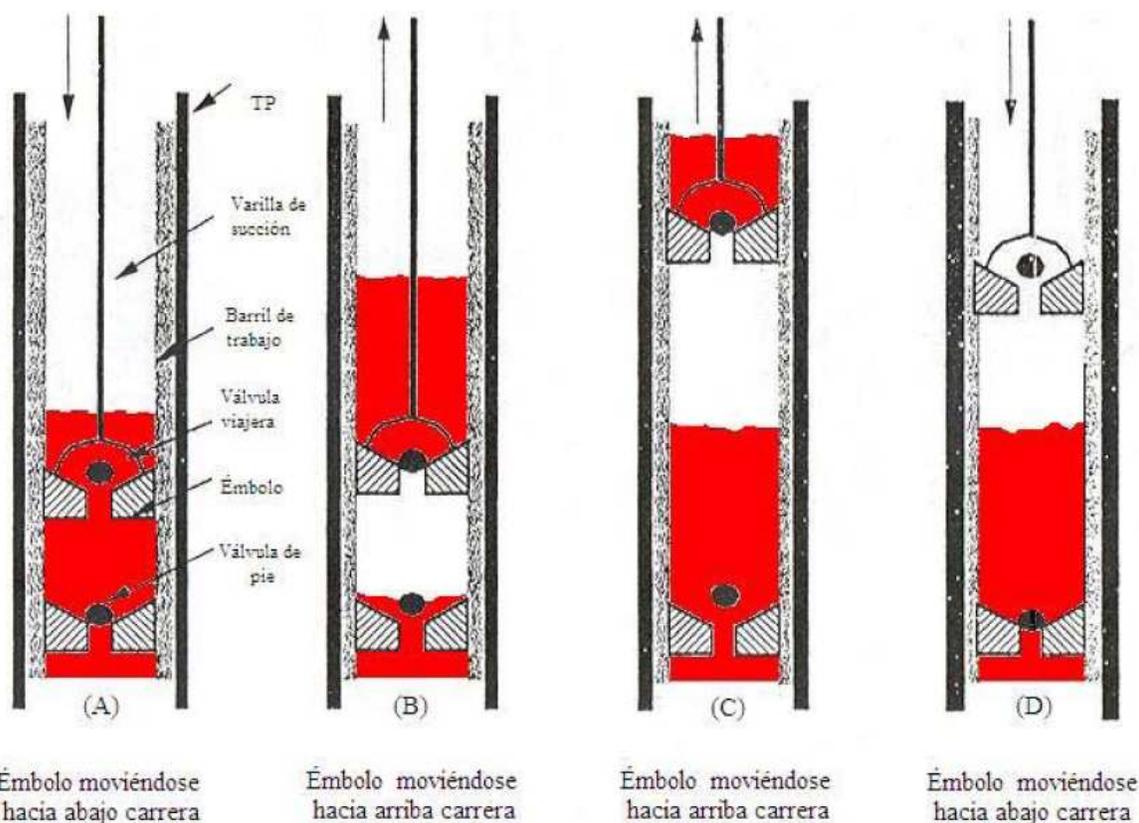


Figura 3.10 Ciclo de bombeo mecánico, (León A. 1999).

Sarta de varillas de succión. La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento y la potencia de bombeo superficial, a la bomba subsuperficial. También es importante mencionar a la sarta de tuberías de producción, dentro de cual que operan las varillas y son llevados a la superficie los fluidos bombeados (León, A., 1999).

Equipo superficial de bombeo mecánico. Transmite la energía del motor principal a la sarta de varillas de succión. Para lograrlo, debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a uno reciprocante en las varillas de succión y reducir la velocidad del motor principal a una adecuada para el bombeo. La reducción de velocidad se logra con un reductor de engranes (León A. 1999).

Motor principal. Su función es proporcionar energía mecánica para ser transmitida a la bomba y así elevar los fluidos. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna (gas natural o diesel) o un motor eléctrico (León A. 1999), el cual deberá tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado desde el nivel de trabajo de fluido en el pozo hasta la superficie.

La selección del tipo de motor principal, dependerá de los recursos locales, suministro y costo del combustible. Al igual que otros sistemas artificiales de producción, el bombeo mecánico por varillas de succión, presenta ventajas y desventajas, como se menciona a continuación:

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DEL BOMBEO MECÁNICO

Ventajas. Fácil diseño, movilidad, compatibilidad con agujeros reducidos, flexibilidad en el manejo de diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo al declinar la producción, manejo de aceites con alta viscosidad y operación a altas temperaturas.

Desventajas. Requerimientos de espacio y exceso de peso para aplicaciones costa afuera, manejo de sólidos limitado, no opera a grandes profundidades.

III.IV.I AVANCES TECNOLÓGICOS PARA EL USO DEL BOMBEO MECÁNICO

En busca de mejorar el rendimiento de sistemas tales como el bombeo mecánico por varillas de succión en aplicaciones de aceites viscosos, se han desarrollado sistemas de fondo de pozo que proveen calor distribuyéndolo a lo largo de la tubería de producción, (Elfo A., 2001).

El calor generado mantiene la temperatura y la viscosidad del aceite producido en un rango de valores aceptable para los sistemas de producción artificial utilizados. Esto permite el incremento del ritmo de producción y minimiza los costos operativos debido a las intervenciones de pozos.

La fricción producida por el fluido de circulación a través del espacio anular entre la tubería de producción y las varillas de succión, y la reducción constante de la temperatura, genera la ruptura de las varillas en sistemas de cavidades progresivas (PCP), así como flotación y en algunos casos la ruptura de varillas de succión en sistemas de bombeo mecánico.

La pérdida de calor experimentada por el fluido mientras avanza hacia la superficie por la tubería de producción, es perjudicial debido a que causa un incremento en la viscosidad, precipitación de parafinas, incrustaciones, asfaltenos, estabilización de las emulsiones, etc. Todas estas condiciones, disminuyen la productividad del pozo e incrementan los costos operativos al surgir gastos por limpieza de pozos, pesca de varillas, etc.

La temperatura del fluido del yacimiento decrece a causa de la expansión de la fase gaseosa, radiación, conducción y convección de calor del fluido a la formación circundante, entrada de agua, y vaporización de los componentes ligeros del fluido.

La reducida área transversal entre la tubería de producción y las varillas de succión así como la alta viscosidad de los fluidos producidos es lo que causa las fallas de las varillas de succión.

El calentador de fondo es un sistema trifásico con conexión a tierra y el elemento calentador es un cable de circuitos paralelos. El calentador está rodeado por una cubierta metálica y una camisa de polímero para asegurar su integridad.

Este “portador” de calor es instalado en la parte externa de la tubería de producción fijado a la misma con flejes o protectocables, de una manera similar a la que se sujeta el cable en el bombeo electrocentrífugo sumergido (Elfo, A., 2001).

En conclusión, el calentamiento genera los siguientes beneficios:

- Es posible producir pozos con arena y aceite viscoso sin las inevitables fallas de los sistemas de levantamiento.
- Es un sistema apropiado para eliminar simultáneamente los problemas que representan los depósitos incrustaciones y parafinas.
- Es económicamente rentable.
- Su compatibilidad lo hace muy atractivo en comparación con otras alternativas.

III.V SISTEMA DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)

Los sistemas de bombeo electrocentrífugo (ver figura 3.11), añaden energía por medio de un incremento de presión, generado a partir de una bomba operada por un motor eléctrico, colocada en la tubería de producción.



Figura 3.11 Componentes principales del Bombeo electrocentrífugo, (levantamiento artificial, next 2007).

En 1911, el Ruso Armais Arutunnof inventó el primer motor eléctrico sumergible y fundó la compañía REDA lo cual significa: Russian Electric Dynamo Arutunnof. Originalmente este sistema se diseñó para pozos de agua y posteriormente fue adaptado para pozos petroleros, siendo en 1927 cuando se instaló el primer equipo de Bombeo Electrocentrífugo en el campo de El Dorado cerca de Kansas, U.S.A. (WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

El bombeo electrocentrífugo es aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-aceite; sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad.

Los sistemas de bombeo electrocentrífugo constan de bombas centrifugas multietapas movidas por un motor eléctrico. La bomba y el motor normalmente se encuentran suspendidos de la tubería de producción, con el motor colocado debajo de la bomba y la bomba descargando directamente dentro de la tubería. La energía es suministrada al motor a través de un cable triple-conductor, el cual corre del motor a la superficie a través del espacio anular revestimiento-producción.

En una bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor rotatorio es convertida en energía de presión por el difusor. Cada conjunto de impulsor-difusor es llamado "etapa". En una bomba multietapa, la descarga de una etapa es la entrada de la siguiente. De esta forma, un mayor número de etapas entregará una mayor presión. Obviamente, el ritmo de flujo de masa a través de las diferentes permanecerá sin cambios (D. Stair Craig, 1998).

III.V.I COMPONENTES DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Los componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo se clasifican en equipo subsuperficial y equipo superficial. El equipo subsuperficial va en la parte inferior de la tubería de producción y su función es levantar la columna de fluidos necesaria para producir el pozo, éste consiste principalmente de: motor de fondo, sección sello, separador de gas (en caso de ser necesario), bomba electrocentrífuga, censor de fondo, cable de potencia el cual transmite la energía eléctrica de la superficie al motor de fondo, etc. El equipo de superficie provee la energía eléctrica al motor de fondo, los principales componentes del equipo de superficie son: transformadores, tablero o variador de velocidad y caja de venteo.

Componentes sub-superficiales

Motor eléctrico: Colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable. Su diseño compacto permite introducirlo en la tubería de revestimiento y satisfacer grandes requerimientos de potencia, además de soportar altas torsiones en el arranque para después alcanzar su velocidad de operación.

Los motores son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético, el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia la carcasa del motor.

El calor es transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor; razón por la cual el aparejo no debe quedar por debajo del intervalo disparado. Pruebas de laboratorio indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 pie/seg para lograr un enfriamiento adecuado (A.A. Cesar, 2000).

Los requerimientos de amperaje pueden ir de 12 a 130 amperes y es posible lograr potencias mayores al aumentar la longitud de sección del motor. Cuando son sencillos, tienen 30 pies de largo aproximadamente y pueden desarrollar de 200 a 250 hp. Al integrarlos en "Tandem", pueden desarrollar hasta 1000 hp con una longitud de hasta 100 pies. Un factor determinante en la selección del voltaje del motor es la profundidad del aparejo, debido a las pérdidas de voltaje en el cable y la reducción del amperaje requerido (A.A. Cesar, 2000).

Protector: También llamado sección sellante, está localizado entre la bomba y el motor. Entre otras, su función principal es igualar la presión del fluido del pozo con la presión del fluido del motor a la profundidad que sea colocado el aparejo, además de evitar que el lubricante del motor sea contaminado con el fluido del pozo, conectar la carcasa de la bomba con la del motor y alojar un cojinete que absorba el empuje axial desarrollado por la bomba (A.A. Cesar, 2000).

Separador de gas: Es un componente opcional del aparejo que se construye de manera integral con la bomba, generalmente se coloca entre esta y el protector. Funciona como una entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso de este dispositivo permite operaciones de bombeo eficientes en pozos gasificados y reduce los efectos del gas en la capacidad de carga de la bomba (A.A. Cesar, 2000).

Bomba centrífuga sumergible: Proporciona el incremento de presión necesario a los fluidos del pozo para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente. Las bombas centrífugas sumergibles, constan de múltiples etapas. Cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de la etapa determinará el volumen de fluido que pueda producirse y la presión o carga que el fluido genere dependerá del número de etapas. Por último, la potencia requerida dependerá del número de etapas (A.A. Cesar, 2000).

Cable conductor eléctrico: Es el medio por el cual, es transportada, desde la superficie, la energía eléctrica necesaria para impulsar al motor. Dicho conductor debe ser elegido de tal forma que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje del motor en el fondo del pozo, resista las temperaturas y presiones, y reúna las propiedades de aislamiento que imponen los fluidos producidos. Existen diferentes tamaños de cable, de configuraciones

plana y redonda con conductores de cobre y aluminio. El voltaje y amperaje del motor, así como el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento, determinarán el tamaño del cable (A.A. Cesar, 2000).

El cable es fijado a la parte externa de la tubería de producción con flejes, al nivel del aparejo, es recomendable colocar flejes cada metro debido a que el mayor diámetro de esta sección corre el riesgo de dañarse durante las operaciones de instalación en el pozo. Por este motivo, se instalan protecciones adicionales llamadas guarda cable, a lo largo de esta sección la configuración del cable es plana y se le llama extensión de la mufa, dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de potencia para el suministro eléctrico.

Guía o centralizador: Se utiliza para evitar que el equipo se vaya golpeando con las paredes de la tubería de revestimiento durante la instalación o cuando entre a un “liner”. Si existiera una obstrucción primero golpearía a la guía protegiendo así al sensor de fondo.

Sensor de fondo: Es una de las partes más importantes del sistema de bombeo electrocentrífugo ya que envía información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, tales como temperaturas y presiones las cuales se utilizan para determinar en qué condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema (WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias. Los parámetros que registra el sensor son: Presión de succión, temperatura de succión, temperatura del motor y aislamiento del cable (WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

III.V.II VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Ventajas: Es un sistema económico y efectivo para producir grandes volúmenes de fluidos bajo diferentes condiciones de operación a grandes profundidades. Es capaz de manejar gastos desde 200 hasta 60 000 bpd, en profundidades superiores a los 15 000 pies, también, se utiliza para producir fluidos con altas viscosidades y en el manejo simultáneo de aceite, gas y agua. Presenta su mejor desempeño al manejar líquidos únicamente. Sin embargo, al ser tolerante a cierto contenido de gas, su rango de aplicación puede ser ampliado (A.A. Cesar, 2000).

Desventajas: La profundidad de operación está limitada por las altas temperaturas y el rango de potencia del motor eléctrico; estas a su vez, determinan el tamaño del motor y las características del cable. Los requerimientos de potencia del motor, así como el número de etapas de la bomba, necesarias para el manejo de un alto volumen de fluidos, incrementan el costo inicial del sistema. El costo del cable también es alto, especialmente si requiere recubrimientos para que opere en entornos agresivos; las fallas en el cable y el motor son frecuentes y se deben principalmente a las altas temperaturas, corrosión,

malos manejos, abrasión, altas RGA y a la liberación de gas encerrado en la bomba (A.A. Cesar, 2000).

III.V.III APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO EN LA PRODUCCIÓN DE ACEITE PESADO Y EXTRAPESADO

En general, la producción de aceite pesado y extra-pesado requiere más energía y capacidad de los equipos debido a la viscosidad de los fluidos. Este requerimiento adicional implica incrementos en los costos de operación. Por lo tanto, las técnicas de calentamiento como la inyección de vapor han sido aplicadas exitosamente en los métodos de producción artificial tales como el bombeo por cavidades progresivas (PCP) y el bombeo mecánico por varillas (SRP).

Sin embargo, las técnicas de calentamiento no pueden ser utilizadas directamente en el bombeo electrocentrífugo sumergido (ESP) a causa del riesgo de falla en los motores al operar en condiciones de alta temperatura. Es por eso que en las instalaciones de bombeo electrocentrífugo, se han utilizado técnicas “frías” de reducción de viscosidad. Uno de los métodos fríos de producción más exitosos es la inyección de diluyentes (H. Aponte, 2001).

III.V.IV TÉCNICA DE INYECCIÓN DE DILUYENTES EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO

Esta técnica consiste en inyectar crudo de alta densidad API y mezclarlo con el crudo de baja densidad del yacimiento, y tiene como principal objetivo disminuir la viscosidad del fluido a producir. Inicialmente, el diluyente era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción. Dicha reducción implica un abatimiento en la presión de la cabeza del pozo y en la mayoría de los casos incrementa el ritmo de producción.

Sin embargo, una nueva técnica, desarrollada en los campos del este de Venezuela, inyecta el diluyente en el fondo del pozo permitiendo un aumento en la presión de succión (H. Aponte, 2001).

La inyección de diluyente en el fondo del pozo puede ser realizada a través de tuberías capilares desde la cabeza del pozo, o simplemente inyectando diluyente dentro del espacio anular.

a) Inyección anular de diluyente:

La inyección anular es recomendada en caso de que se presenten altas relaciones gas-aceite, crudos pesados o extra-pesados y/o un bajo nivel de fluidos. Generalmente la inyección anular de fluidos es aplicada cuando el equipo ya está operando.

El principal objetivo es mejorar las condiciones de operación subsuperficiales mediante el incremento en el nivel de fluido. Existen muchos efectos positivos del incremento del nivel de fluido, los más importantes son:

- Mejora el nivel de bombeo operacional, debido a que lo aproxima al punto óptimo.
- Reduce la presencia de gas dentro de la bomba, debido al incremento de la presión de succión.

Una bomba podría estar operando por debajo de su nivel óptimo a causa de un mal diseño, daño en el yacimiento o declinación.

Las bombas que operan bajo estas condiciones representan casos típicos para aplicar esta técnica ya que la inyección anular de diluyente incrementa el fluido total de producción, mejorando el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido y aumentando el tiempo de vida útil del mismo (H. Aponte, 2001).

b) Inyección capilar de diluyente:

Esta técnica está basada en la inyección de diluyente a través de una pequeña tubería de $\frac{3}{4}$ de pulgada llamada tubería capilar, la cual va unida al cable del motor de la cabeza al fondo del pozo terminando debajo de la succión de la bomba.

La inyección capilar es recomendada en caso de que altas relaciones gas-aceite o aceite pesado o extra-pesado se presenten. La viscosidad del aceite se reduce dramáticamente si el diluyente se inyecta a un ritmo adecuado por debajo de la succión de la bomba.

Desde luego, si el sistema opera con una baja viscosidad, los requerimientos de tamaño y potencia del equipo se ven reducidos en gran medida. La inyección capilar de diluyentes debe ser tomada en cuenta al momento de diseñar, esto es, antes de que el equipo de bombeo sea instalado en el pozo.

Puesto que la viscosidad se ve reducida, pueden ser usados menos factores de corrección para el diseño del bombeo, y como consecuencia, se requieren equipos de menor costo y tamaño (H. Aponte, 2001).

c) Inyección capilar en pozos estimulados con vapor:

En vista de que los equipos de bombeo electrocentrífugo sumergido no pueden operar en ambientes con altas temperaturas, normalmente la inyección de vapor en pozos con este sistema de bombeo es prohibitiva. Sin embargo, se pueden obtener buenos resultados combinando la inyección de vapor con la inyección de diluyentes. El proceso general es el siguiente:

1. Se lleva a cabo la inyección de vapor.
2. El pozo se cierra por algunos días.

3. Se coloca el equipo de bombeo ESP.
4. Se realiza una inyección anular de diluyente para reducir la temperatura.

Este procedimiento permite incrementar los ritmos de producción y la vida útil del equipo (H. Aponte, 2001).

III.VI SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

El principio de la bomba de cavidades progresivas (ver figura 3.12) fue descubierto a finales de los años 20's por el ingeniero René Moineau, y se usa gradualmente en la industria petrolera desde principios de los 80's.

El rango de producción para la aplicación de este método de levantamiento se encuentra entre 50 [bpd] y 4500 [bpd] para aceites cuyas gravedades varían entre 8.5 [°API] y 30 [°API] y viscosidades desde 5 [Cp] a hasta 10,000 [Cp] a condiciones de yacimiento. Con respecto a profundidades, se consiguen aplicaciones de hasta 6500 [ft] con temperaturas de fondo de hasta 280 [°F]. En relación al manejo de gas, las bombas de cavidades progresivas son capaces de manejar hasta 80 [%] de gas libre a condiciones de entrada de la bomba. En cuanto al manejo de arena es capaz de manejar altas concentraciones (hasta 40 [%] por volumen de sólidos).

En general este método es recomendado para manejo de aceites altamente viscosos, con caudales por debajo de 1,000 [bpd]. Las mayores limitantes de operación la constituyen el contenido de componentes agresivos al elastómero en los fluidos (aromáticos, H₂S, CO₂), y la temperatura de funcionamiento de 250 [°F] máximo

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo y constan de un rotor de acero helicoidal y un estator sintético de elastómero (ver figura 3.13) que se encuentra adherido a una tubería de acero.

La mayoría de los sistemas de bombeo de cavidades progresivas son movidos por varillas, las cuales, llevan conectado el rotor en su extremo inferior, la rotación del rotor dentro del estator fijo, el estator, se encuentra colocado dentro del pozo en el fondo de la tubería de producción el cual genera una serie de cavidades selladas que se forman y mueven axialmente desde la succión hasta la descarga de la bomba, el accionamiento del rotor puede ser realizado mediante un motor en superficie o un motor de fondo. La acción resultante del bombeo incrementa la presión del fluido que pasa a través de la bomba de tal forma que puede ser producido en la superficie (Dunn L.J., 1995).

La sarta de varillas es rotada en la superficie por medio de transmisiones de poder hidráulicas o directas, lo cual da movimiento al rotor de fondo. Actualmente se dispone de sistemas de fondo de pozo. Estos sistemas sin varillas, usan un motor de fondo y una transmisión integrada para controlar el rotor. Sin embargo, los mecanismos de fondo son

más costosos y a la fecha sus aplicaciones en aceites pesados, han sido limitadas (Dunn L.J., 1995).

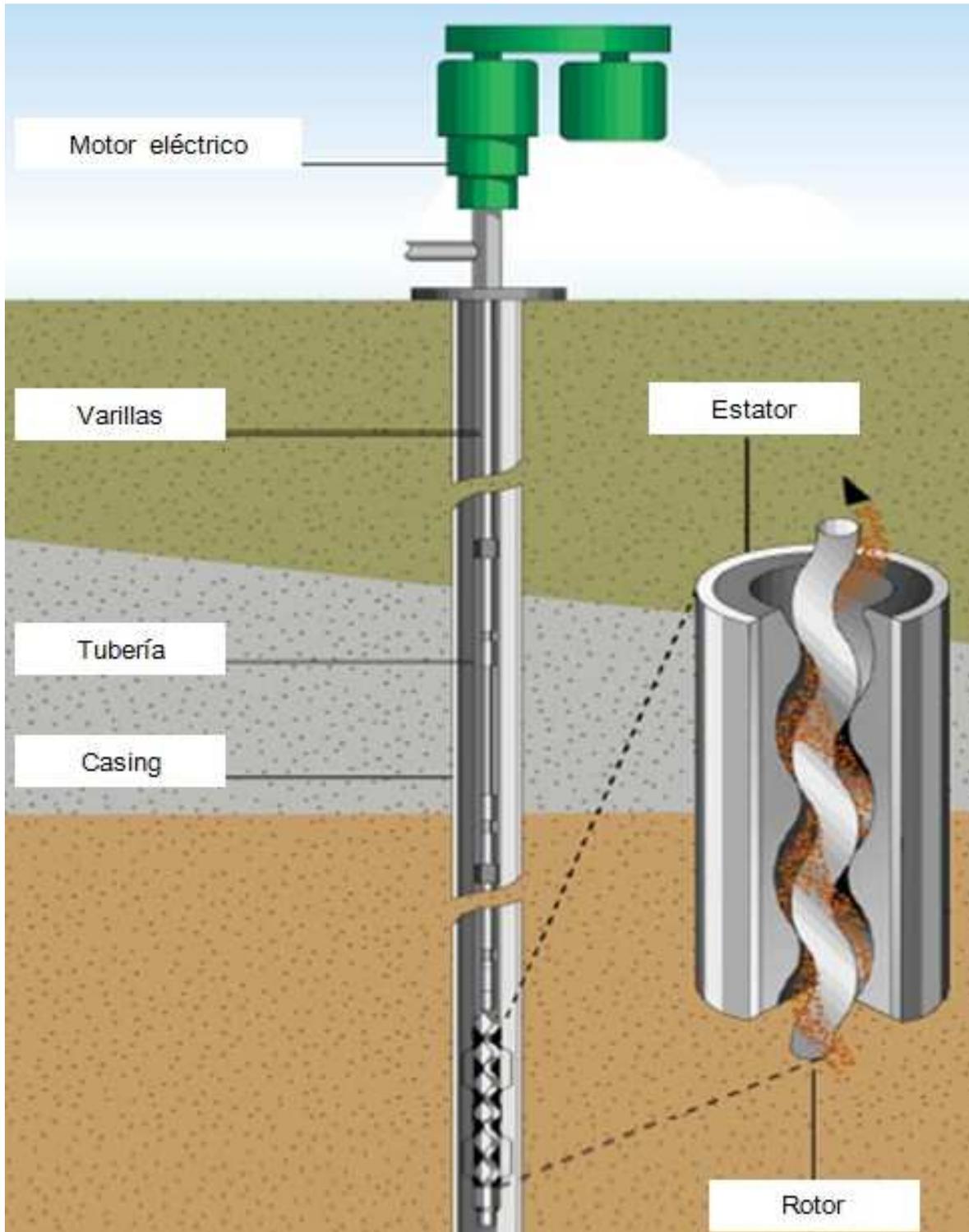


Figura 3.12 Componentes principales del Bombeo por Cavidades progresivas, (levantamiento artificial, next 2007).

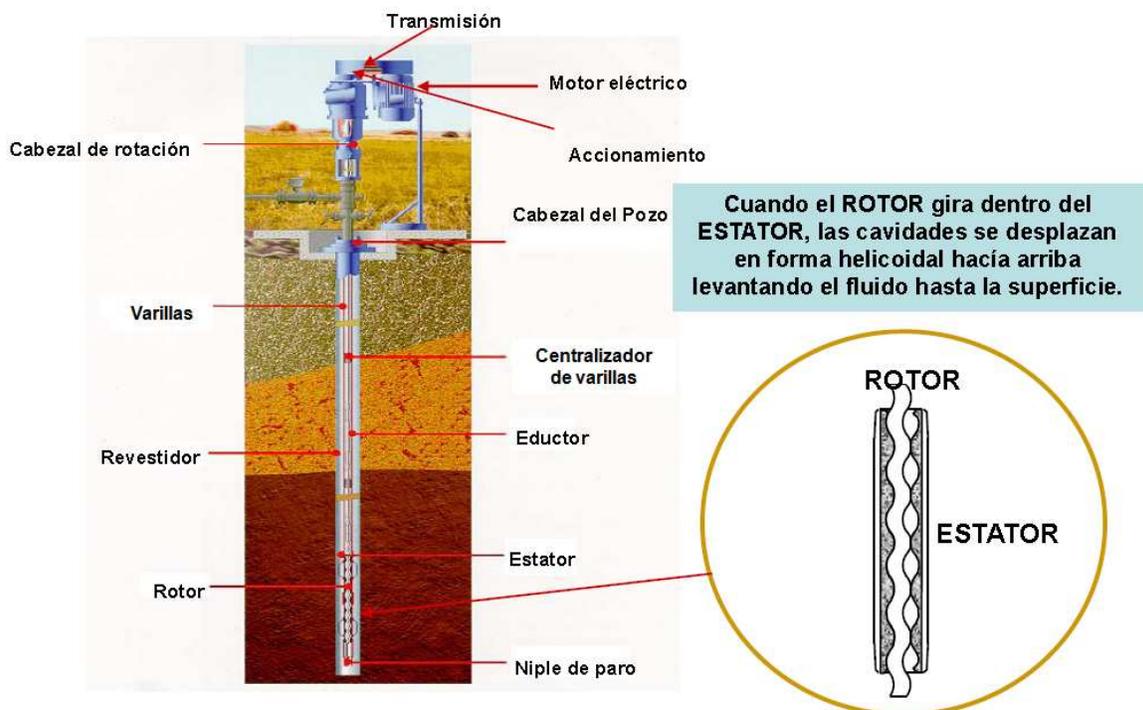


Figura 3.13 Rotor y Estator del Bombeo por Cavidades progresivas, (levantamiento artificial, next 2007).

III.VI.I DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Elastómero: Moldeado al perfil del estator, es el componente principal de la bomba de cavidades progresivas. Se define como un material que puede ser estirado por lo menos dos veces su longitud y volver a recuperar rápidamente su dimensión inicial. Los requisitos que debe cumplir el elastómero de una bomba de cavidades progresivas son muchos y muy variados, ya que debe mantener un sello entre cavidades y resistir la falla por fatiga durante unos 500 000 000 de ciclos en condiciones dinámicas con variaciones cíclicas constantes.

Además, debe resistir los “ataques” químicos de los fluidos que se bombean y la abrasión por partículas sólidas que se encuentran en suspensión en el fluido. Por otra parte, debe ser suficientemente fuerte para resistir las fuerzas de cizalleo generadas por la presión diferencial de fluido entre succión y descarga (Fernando R.D., 1993).

Rotor: Al operar generalmente en condiciones abrasivas y/o corrosivas, es un factor determinante de la vida de la bomba. Los rotores usualmente están recubiertos con una película de cromo para resistir la abrasión; pero dicho material no es tan duro como la sílice y en pozos con alto porcentaje de arena, la película de cromo puede llegar a desgastarse. El cromo, es también rápidamente eliminado por corrosión en ambientes con gases ácidos y entrada de agua salada. Se ha desarrollado un procedimiento para aplicar a los rotores un recubrimiento de carburo de tungsteno, pulido para evitar que desgaste el elastómero del estator. Dicho procedimiento, resuelve en buena medida los problemas de

corrosión y abrasión. Se ha probado el endurecimiento del rotor con boro, pero se trata de un procedimiento que trabaja con altas temperaturas lo cual tiende a deformar los rotores (Fernando R.D., 1993).

III. VI.II CRITERIO DE SELECCIÓN DEL EQUIPO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Al igual que ocurre en el diseño de cualquier método de levantamiento artificial, los sistemas de cavidades progresivas, deben tomar en cuenta las limitaciones presentes en el entorno en que operarán. Así, independientemente de los componentes propios del sistema, existen limitaciones dimensionales, de aplicación y de compatibilidad que restringen la selección de algunos componentes en un ambiente determinado. A continuación se presentan algunas consideraciones necesarias al momento de seleccionar un sistema de cavidades progresivas (Fernando R.D., 1993).

III.VI.II.I GEOMETRÍA Y CONFIGURACIÓN MECÁNICA DEL POZO

Además de aplicaciones en pozos verticales, los sistemas de cavidades progresivas son comúnmente empleados en pozos desviados y direccionales. El ángulo del agujero y la severidad de curvatura en estos pozos gobiernan el contacto entre la sarta de varillas y la tubería de producción, siendo en muchos casos, la causa de diversos problemas relacionados con el desgaste y esfuerzos adicionales sobre estos componentes del sistema. En la evaluación de los sistemas de cavidades progresivas, una representación precisa de la geometría del perfil del pozo es fundamental, sobre todo en los casos donde el mayor problema lo representen las fallas por desgaste (Fernando R.D., 1993).

En lo que respecta a la configuración de terminación del pozo, esta debe ser considerada para la selección de los componentes del sistema de cavidades progresivas, sobre todo por las posibles limitaciones dimensionales que represente.

En lo que a la bomba se refiere, el estator debe ser seleccionado de manera que no se vea limitado por el diámetro interno de la tubería de producción, así como cualquier otro elemento de la configuración del pozo. Por otra parte, el espacio anular entre estator y la tubería de producción debe permitir el paso eventual de herramientas de pesca o medición, así como la instalación de modelos específicos de separadores de gas.

En cuanto al rotor, este debe ser capaz de pasar a través del diámetro interno de la tubería de producción, así como de cualquier otro elemento presente en la sarta de producción.

A su vez, es necesario un diámetro de tubería suficientemente amplio para permitir el movimiento excéntrico en la parte inferior de la sarta de varillas, sin que exista un contacto significativo entre ambas partes (Fernando R.D., 1993).

III.VI.II.II PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

El diseño de un sistema de cavidades progresivas debe tomar en cuenta las características de los fluidos producidos a efecto de seleccionar los componentes adecuados, compatibles con determinados compuestos, y que optimicen la operación del sistema. Factores como la viscosidad, densidad del aceite, entrada de agua, gas libre, presencia de CO₂ y H₂S, contenido de arena, producción de aromáticos y altas temperaturas pueden volverse parámetros críticos de los sistemas, de no ser considerados sus rangos máximos de aceptación al momento de diseñar. A continuación se presentan algunos comentarios referentes a cada una de estas características (Fernando R.D., 1993).

Viscosidad y densidad del petróleo: Según las estadísticas mundiales, se estima que más del 50 [%] de las aplicaciones de bombas de cavidades progresivas son utilizadas para producción de crudos pesados y viscosos. Un ejemplo de ello lo podemos encontrar en Canadá, Rusia, Venezuela y China, donde una parte importante de los sistemas instalados producen petróleo de menos de 14 [°API] y viscosidades de crudo muerto entre 1 000 y 100 000 [cp] a condiciones de superficie (Fernando R.D., 1993).

El principal problema asociado a la alta viscosidad y densidad del crudo es la influencia que estos parámetros tienen sobre las pérdidas de producción. Además, la fricción generada al nivel de bomba (entre rotor y estator) y la tubería (entre varillas y tubería) tiende a ser muy elevada, incrementando, en consecuencia, el requerimiento de torque y potencia para la operación del sistema.

En cuanto a las pérdidas de flujo, las mismas se traducen en una presión diferencial adicional a la presión hidrostática, alcanzando en muchos casos, rangos excesivos de levantamiento neto que afectan principalmente la presión de descarga de la bomba y en consecuencia, la presión diferencial a través de la misma.

Por otra parte, esta presión adicional tiene su efecto sobre el torque y la potencia total requeridos por el sistema. Por tanto, en aquellos casos donde la viscosidad y la densidad del fluido se vuelvan parámetros críticos de diseño, debe tenerse especial cuidado en la selección de la capacidad de levantamiento de la bomba, la sarta de varillas y la potencia del motor, con el fin de garantizar el correcto desempeño del sistema.

Entre los métodos comúnmente utilizados para reducir las pérdidas de flujo a través de la tubería de producción se tiene: Aislar térmicamente la tubería en las cercanías de la superficie en caso de que la temperatura ambiental externa sea muy baja, inyectar agua, químicos o diluyente para reducir la viscosidad del crudo.

Esto se practica generalmente por encima de la descarga de la bomba para evitar el contacto entre los fluidos ajenos y el elastómero. Si se decide inyectar por debajo de la entrada de la bomba es necesario realizar una prueba de compatibilidad del fluido reductor de viscosidad y el elastómero (Fernando R.D., 1993).

Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas poseen algunas características únicas que les confieren ventajas al ser comparados con otros sistemas de producción artificial. Una de sus características más importantes es la alta eficiencia. Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas típicamente exhiben eficiencias de 50 ó 60 [%].

- Habilidad para producir fluidos con alta viscosidad, grandes concentraciones de arena y altos porcentajes de gas libre.
- Ritmos internos bajos, lo cual limita la emulsificación de fluidos por agitación.
- No hay válvulas o partes recíprocantes que se puedan bloquear o desgastar.
- Costos de energía y capital bajos.
- Instalación, operación y mantenimiento simples.
- Equipo superficial silencioso y de bajo perfil.
- Producción efectiva en profundidades hasta de 1,981 metros (6500 [ft]).
- Crudos con densidades de 5 a 42 [°API].

Dado que es un sistema de bajo torque, es posible utilizar mecanismos mecánicos, hidráulicos y eléctricos de fondo de pozo. Además el manejo por varilla puede ser colocado incluso en un pozo vertical.

Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas tienen también algunas desventajas comparadas con otras formas de levantamiento artificial. Las de mayor importancia son aquellas referentes a la capacidad de bombeo, levantamiento y compatibilidad del elastómero.

La siguiente lista resume las limitaciones actuales de aplicación y las mayores dificultades operacionales asociadas con los sistemas de bombeo de cavidades progresivas.

- Ritmos de producción limitados (máx.= 500 [m³/día]) y temperaturas de servicio (máx.=170 [°C]).
- Sensibilidad a los fluidos del entorno (el elastómero puede deformarse o dañarse al ser expuesto a ciertos fluidos).
- Tendencia del estator a dañarse de manera permanente si opera seco incluso por periodos cortos de tiempo.
- Falta de experiencia en el diseño, operación e instalación del sistema.

Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas representan el medio más económico y en algunos casos el único sistema de producción artificial si es configurado y operado adecuadamente (Duna L.J. 1995).

No obstante, el estator estándar de las bombas de cavidades progresivas esta hecho de elastómero y esta es la causa de la mayoría de sus limitaciones, las cuales son: Temperatura del fluido, contenido de gas o aromáticos, etc.

Considerando las características anteriores y el potencial de mejoramiento de la aplicabilidad de las bombas de cavidades progresivas, se están realizando esfuerzos para desarrollar las PCM, el diseño de la versión en metal de las bombas de cavidades progresivas.

III.VII BOMBEO HIDRÁULICO (BH)

Un sistema artificial de producción por bombeo hidráulico (ver figura 3.14) es aquel que genera y transmite energía al fondo del pozo mediante un flujo bajo presión que fluye desde la superficie y a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de protección subsuperficial colocada a cierta profundidad dentro del pozo. El fluido inyectado bajo presión se le denomina fluido motriz y puede tratarse de agua o aceite.

La unidad de producción subsuperficial o bomba de fondo accionada por el fluido actúa como un transformador que convierte la energía potencial del fluido motriz en una caja de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para ser llevados a la superficie.

De manera general el bombeo hidráulico puede instalarse en tubulares de pequeño diámetro (hasta 2-3/8") y con tubería flexible (1-1/4"), en pozos horizontales o altamente desviados y/o de diámetro reducido.

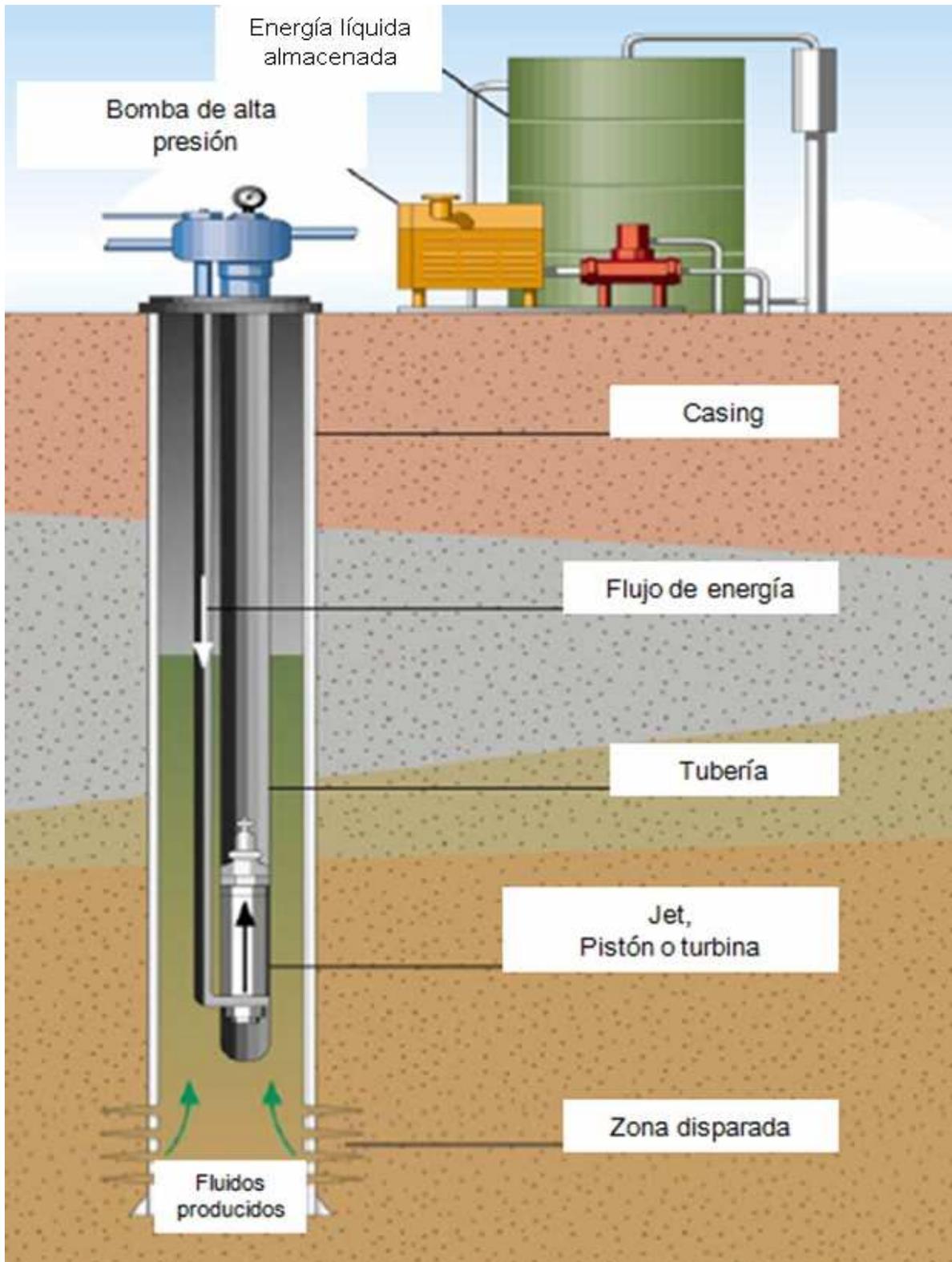


Figura 3.14 Componentes principales del Bombeo Hidráulico, (levantamiento artificial, next 2007).

Los dos tipos de bombeo hidráulico existentes son:

- El tipo pistón o convencional
- El tipo Jet

El tipo pistón, que es la forma más común de bombeo en cuanto al tipo de bomba se refiere, es mostrado en la figura 3.15. Éste consiste de un juego de pistones recíprocos acoplados entre sí, uno superior denominado “pistón motriz” y que es accionado por el fluido motriz al tiempo que el pistón inferior denominado “pistón de producción”, bombea los fluidos del pozo hacia la superficie.

Para el desempeño óptimo del bombeo hidráulico tipo pistón, se recomienda aplicarlo a: crudos pesados (8.5 [°API]) hasta ligeros (40 [°API]), pozos con una producción que oscila entre 100 y 10,000 [bpd] y con relación gas – aceite menor a 2000 [PCN/BN].

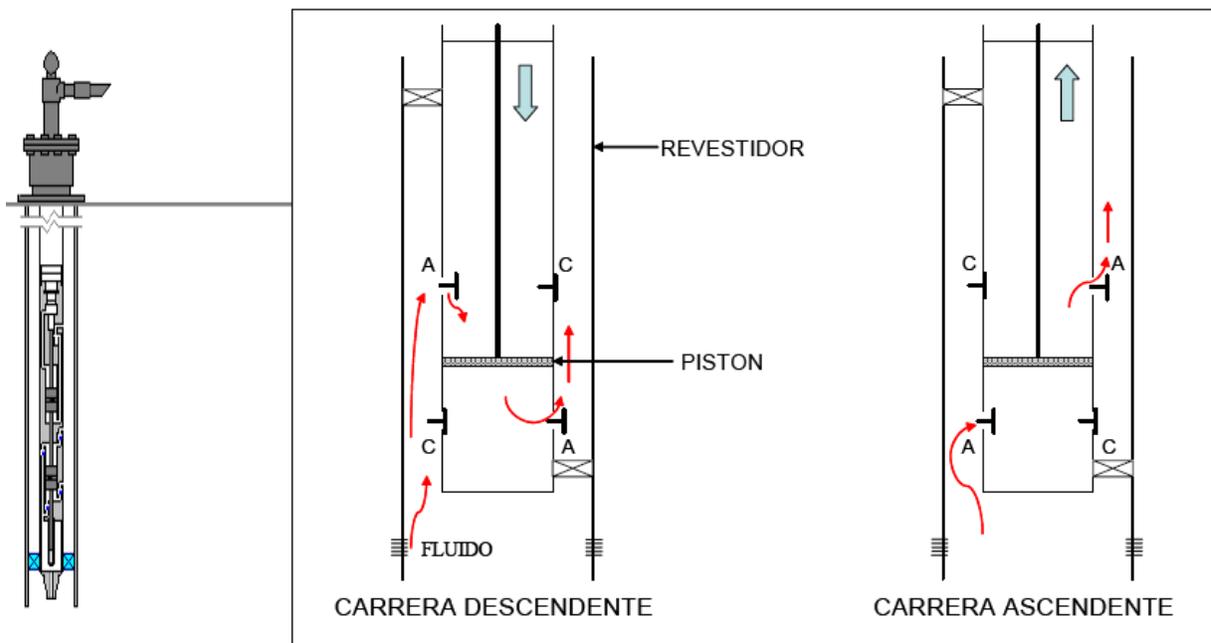


Figura 3.15 Mecanismo del Bombeo Hidráulico tipo pistón o convencional, (levantamiento artificial, next 2007).

El otro tipo de bombeo hidráulico que ha llegado a ser aun más popular es el bombeo tipo jet (ver figura 3.16), el cual se realiza cuando el fluido motriz pasa por los elementos estáticos que constituyen la bomba subsuperficial, succiona los fluidos del yacimiento. Los dos elementos básicos de esta bomba son la boquilla y la garganta.

En la ruta del fluido motriz existe una sección donde se incrementa su velocidad, con lo cual se produce una zona de baja presión, lo cual permite succionar el fluido de producción dentro de la corriente. El principio se basa en un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido motriz y el fluido a producir. Después que se mezclan los dos

fluidos, ambos son conducidos a una zona de menor velocidad, donde se incrementa la presión, de acuerdo a lo requerido para alcanzar la presión de descarga. Este esquema, en el cual los fluidos de potencia y producción se mezclan, se denomina esquema abierto.

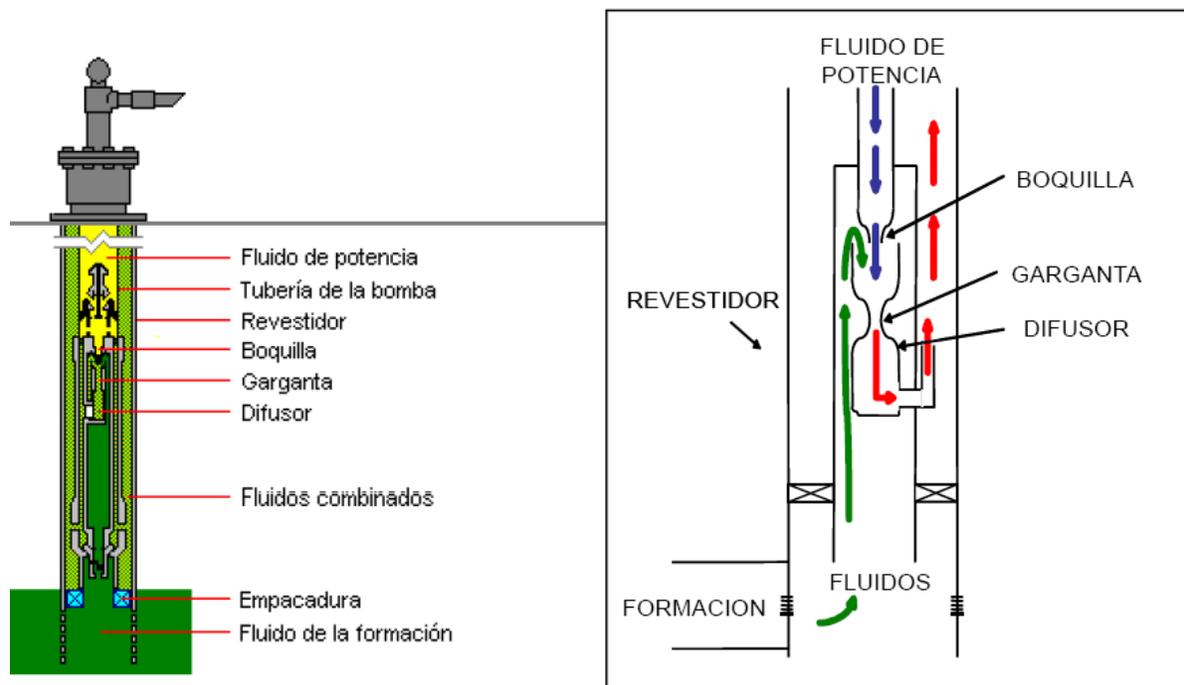


Figura 3.16 Mecanismo del Bombeo Hidráulico tipo jet, (levantamiento artificial, next 2007).

El transporte del fluido motriz desde la superficie puede hacerse a través de la tubería de producción, en cuyo caso el retorno del fluido motriz mezclado con la producción se realiza a través del espacio anular, o bien se inyecta a través del espacio anular en cuyo caso la producción se maneja por dentro de la tubería de producción. El primer esquema es el más común, pues permite manejar el retorno de fluidos, la cual tiene más gasto, pues incluye el gasto del fluido motriz más el gasto producido por el yacimiento, a través del anular, el cual tiene mayor área de flujo.

En superficie se emplean bombas reciprocantes o centrífugas, para suministrar el fluido motriz a altas presiones requeridas para este tipo de bombeo. La eficiencia mecánica de este sistema es la menor dentro de los sistemas que utilizan bombas de fondo de pozo.

El BHJ es un método versátil cuya aplicación está limitada principalmente por la disponibilidad de presión en superficie y la presencia de gas libre en la succión de la bomba. La limitación de la presión de operación en superficie es debida al riesgo que implica el uso de líneas de alta presión y potenciales problemas de contaminación ambiental. Los diseños están orientados a trabajar con una presión de operación en superficie máxima de 4000 [lb/pg²].

Generalmente se limita la cantidad de gas libre en la entrada de la bomba sub - superficial por debajo de 20 [%]. Aunque existe una terminación con una tubería adicional para manejo del gas libre separado en fondo, este esquema es más complicado y no ha sido probado ampliamente.

Para el desempeño óptimo del bombeo hidráulico tipo jet, se recomienda aplicarlo a: crudos pesados (8.5 [°API]) hasta ligeros (40 [°API]), pozos con una producción que oscila entre 100 y 15,000 [bpd] y alta relación gas - aceite.

III.VII.I COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO

Una instalación de un sistema artificial de producción por bombeo hidráulico consta de los siguientes elementos básicos.

Tanque para fluido motriz: permite tratar y almacenar adecuadamente el fluido motriz antes de ser succionado por la bomba de la unidad de potencia superficial. Aquí es donde regresa el fluido motriz utilizado (si es aceite) y los fluidos del pozo.

Unidad de potencia superficial: es la fuente central de potencia del bombeo hidráulico. Proporciona la potencia requerida (alta presión) por el sistema para inyectar el fluido motriz y operar una o varias unidades de producción superficiales. Esta unidad está constituida por una bomba accionada por un motor.

Múltiple de distribución: el fluido puede ser dirigido a un múltiple de distribución que puede ser instalado a cualquier distancia desde la unidad de potencia superficial. Este múltiple se encarga de distribuir y controlar la cantidad de fluido motriz proveniente de la bomba superficial y con dirección hacia las cabezas de pozo mediante los dispositivos con que cuenta, como son: medidores de flujo y válvulas reguladoras de presión.

Válvula de control de la cabeza del pozo: este dispositivo controla la dirección del fluido así como el volumen proveniente del múltiple de distribución.

Bomba de fondo o unidad de producción sub - superficial: actúa como un transformador de energía que convierte la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática suficiente para elevar los fluidos producidos hacia la superficie.

III.VIII ALGUNOS PROBLEMAS PRESENTES EN LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN DEBIDO A LAS ALTAS VISCOSIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

- Las altas pérdidas por fricción en la tubería de producción debido a la alta viscosidad del crudo, además del alto peso del fluido asociado a su alta densidad, hacen que se requieran capacidades de levantamiento muy altas.
- Pérdida de eficiencia de bombeo debido a la alta viscosidad del crudo.

- En el caso del método de gas lift, hay un alto escurrimiento de líquido (fall back) debido a la alta densidad del crudo.
- Una ventaja de la alta viscosidad es que el escurrimiento de líquido en los métodos de bombeo mecánico y bombas de cavidades progresivas es pequeño lo cual permite utilizar, “fits” de interferencia grandes, permitiendo una mejor lubricación y menores torques por fricción.
- Las BCP no se pueden utilizar en pozos térmicos debido a las limitaciones en temperatura (hasta 250 [°F]). El bombeo mecánico es una mejor alternativa en estos casos.
- En pozos horizontales y multilaterales fríos las BCP con motor de fondo y las BEC son mejor alternativa que el bombeo mecánico, debido a que son menos afectados por el grado severidad de la desviación del pozo (“dog leg” o “pata de perro”).
- En general los crudos pesados tienen muy poco gas en solución, lo cual es una ventaja para el uso de BEC.
- En el caso de bombeo hidráulico pudiera utilizarse diluyente (crudo liviano) o agua mas surfactantes para formación de emulsiones como fluido de potencia, para disminuir la viscosidad del crudo en la tubería de producción.
- En pozos de gas lift con inyección alternada de vapor, la curva de comportamiento de producción de petróleo versus gas de levantamiento se deteriora a medida que se enfría el pozo.
- En pozos productores donde ha ocurrido la ruptura del vapor debido a un proceso de inyección continua de vapor, el único método de levantamiento que funciona es el bombeo mecánico, ya que puede manejar los volúmenes de vapor a altas temperaturas. El resto de los otros sistemas de levantamiento artificial no soportan estas altas temperaturas ni pueden manejar los volúmenes de vapor más gas que se generan a la entrada de la bomba.
- En el caso de bombeo mecánico se puede originar bloqueo por gas más vapor cuando los volúmenes de gas y el vapor originados por la ruptura de vapor son excesivos.
- Arranque de los pozos muy dificultoso. Necesitan previa circulación de algún fluido caliente o un diluyente.

III.IX PRINCIPALES VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN APLICADOS A CRUDOS PESADOS

Las tablas 3.1a y 3.1b, muestran las principales ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción usados para la producción de crudos pesados.

Tabla 3.1a Principales ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones bajas para pozos profundos. • Bajos costos en pozos con elevada producción de arena. • Flexibilidad operativa al cambiar las condiciones de producción. • Adaptable a pozos desviados. • El equipo superficial puede centralizarse en una estación. • Su vida útil es mayor que la de los otros sistemas. • Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una fuente continua de gas. • Su eficiencia es muy baja (oscila entre 10 y 15 [%]). • Se necesita una mayor inyección de gas para poder producir un barril de crudo. • Se requiere alimentación de gas a muy alta presión. • Se tienen condiciones peligrosas al manejar el gas a muy alta presión. • La T.R. debe soportar una alta presión de gas.
BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones bajas para pozos profundos. • Bajos costos en pozos con elevada producción de arena. • Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción. • Adaptable en pozos desviados. • El equipo superficial puede centralizarse en una estación. • Su vida útil es mayor que la de otros sistemas. • Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una fuente continua de gas. • Los gastos de producción son reducidos. • Su eficiencia es muy baja (10 – 15 [%]) • Se requiere alimentación de gas a alta presión. • Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión. • La T.R. debe soportar una alta presión de gas.
BOMBEO MECÁNICO	<ul style="list-style-type: none"> • Familiar para ingenieros de diseño y el personal operativo. • Diseño simple. • Baja inversión para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias 2400 [m] aproximadamente. • Permite producir con niveles de fluidos bajos. • Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones. • Cuando su aplicación es apropiada, es el método más barato. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones altas para producciones altas así como para profundidades medias y profundas. • Debido a las características de las varillas se limita el BM a profundidades mayores y volúmenes altos de producción. • Problemas en pozos desviados. • Para reparación de la bomba las varillas deben ser extraídas.

Tabla 3.1b Principales ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p align="center">BOMBEO HIDRÁULICO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad para cambiar condiciones operativas. • Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo. • La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa. • Se puede instalar en pozos desviados. • Adaptable a la automatización. • El equipo puede ser centralizado en un sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento del fluido motriz limpio. • Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas. • La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo sub - superficial. • El diseño es complejo. • En ocasiones requiere sargas múltiples. • Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto. • El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasiona múltiples problemas y daños.
<p align="center">BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias. • Baja inversión para profundidades someras. • Adaptable a la automatización. • Es aplicable a profundidades de 4200 [m]. 	<ul style="list-style-type: none"> • El cable eléctrico es la parte más débil del sistema. • Poca flexibilidad para variar condiciones de producción. • Tiempos de cierre prolongados (esto se presenta cuando falla el equipo). • Requiere fuentes de suministro de energía eléctrica. • Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación. • Dificultad para manejar alto porcentaje de arena o gas.
<p align="center">BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos. • Excelente eficiencia hidráulica (50 - 70 [%]). • Fácil de instalar y operar. • Excelente para manejar arena. • Opera en pozos con aceite viscoso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un sistema nuevo, por lo que requiere un buen desarrollo de la experiencia y conocimiento. • Vida útil y corta por los problemas del elastómero. • Baja eficiencia para manejo de gas. • Temperatura máxima de operación de 250 [°F].

Antes de hacer una selección cualitativa, se necesitan conocer cuáles son los parámetros (criterios) que se van a utilizar para hacer la selección del Mejor Sistema Artificial de Producción, estos parámetros se mencionan a continuación.

III.X CRITERIO DE SELECCIÓN CUALITATIVO DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN PARA CRUDOS PESADOS

III.X.I CONDICIONES GENERALES DE DISEÑO PARA LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Las tablas 3.2a y 3.2b muestran las condiciones generales de diseño para los sistemas artificiales de producción usados para la producción de crudo pesado.

Tabla 3.2a Consideraciones de diseño para los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

TÓPICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTRO-CENTRÍFUGO	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRÁULICO JET
I Inversión	Bajo; incrementa con la profundidad.	Se incrementan con el incremento de potencia requerida.	Costo del equipo es bajo pero el costo del compresor y de las líneas de distribución del gas son altos.	Bajo / moderado. Se incrementan con la profundidad y con el uso de unidades más grandes.	Son bajos e incrementan con el incremento de la potencia.
II Equipo de fondo	Se necesita de buena selección, operación y reparación de las bombas. Se puede tener problemas con la selección del elastómero apropiado, sobre todo a altas temperaturas o manejo de hidrocarburos con alto contenido de H ₂ S y CO ₂ .	Requiere de un diseño apropiado del sistema, y los procedimientos de instalación y operativos son esenciales.	El espaciamiento apropiado de las válvulas es esencial No hay partes móviles.	Razonablemente bueno. Se requiere de un buen diseño y selección de varillas y bomba, buena practicas de operación y reparación de equipo.	Diseño y los procedimientos operativos apropiados son esenciales. Requiere dos ductos para fluido motor y para la producción. Tolera sólidos en el fluido motor en menores cantidades. No hay partes móviles.
III Eficiencia de operación	Excelente. La eficiencia reportada oscila entre el 50 y 70 [%].	Alta (50 [%]) para los gastos superiores a 1000 [bpd]. Y menor a 40 [%] para los gastos inferiores a 1000 [bpd].	Típicamente es de 20%; incrementa en pozos con bajos gastos de gas de inyección y disminuye drásticamente en pozos que demandan altos gastos de gas de inyección (crudos pesados). El rango de eficiencia es de 5 a 30 [%].	Excelente eficacia del sistema total. La eficiencia total oscila entre 50 y 60 [%].	Entre el rango de 10 a 20 [%].

Tabla 3.2b Consideraciones de diseño para los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

TÓPICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTRO-CENTRÍFUGO	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRAULICO JET
IV Flexibilidad	Adecuada. Puede alterar la velocidad. La unidad hidráulica proporciona flexibilidad adicional pero hay un costo económico agregado.	Mínima Se incrementa con el variador de frecuencia	Excelente	Excelente. Después de cierto tiempo; la velocidad de bombeo, la longitud de carrera, y el tamaño del émbolo pueden controlar el gasto de producción.	Buena - Excelente
V Problemas varios	Puede tener servicio limitado en algunas áreas, ya que es un método relativamente nuevo debido a ello y la limitada experiencia y conocimiento del sistema.	El suministro de energía eléctrica es esencial. Sistema muy sensible a los cambios de condiciones del pozo / yacimiento.	Se requiere el compresor de alta confiabilidad. Gas de inyección tiene que ser deshidratado y endulzado.	La fuga del fluido de la caja puede ser un peligro potencial y contaminante (las cajas de relleno anticontaminante están disponibles).	Más tolerante con el fluido motor. Riesgoso con fluido de alta presión. Aparejo complejo por dos ductos.
VI Costos operativos	Potencialmente bajo. Pero frecuentemente se reportan fallas debido a la corta vida del estator.	Costoso con altas potencias requeridas. Altos costos para extraer el equipo.	Costos de operación bajos. Mantenimiento de compresores puede ser costoso.	Muy bajo a profundidades medias (<7500 [ft]) con instalaciones en tierra y con producciones bajas (<400 [bpd]).	Costo de mantenimiento de la bomba es bajo. Pero, el costo del sistema se incrementa por alto consumo de potencia.
VII Confiabilidad	Buena.	Excelente para las condiciones normales. Alta temperatura y el suministro eléctrico inestable disminuyen la confiabilidad.	Excelente si el sistema de compresión es apropiadamente diseñado y el mantenimiento es adecuado.	Excelente, Posee una eficacia mayor al 95%, cuando se aplican buenas prácticas de operación y buen control sobre la corrosión, depósito de parafinas, asfáltenos y sólidos.	Buena a presiones de succión menores a 4000 [psi] y con buen dimensionamiento de tobera/garganta y de los ductos. El efecto de cavitación reduce la confiabilidad.
VIII Utilización	Limitado a pozos someros con bajos gastos.	Excelente para altos gastos. Y el mejor para gastos mayores a 1000 [bpd], temperaturas menores a 200 [°F] y cortes de agua mayores a 5 [%].	Bueno, para pozos con alto gasto y alta presión de fondo fluyendo (P_{wf})	Excelente, usado en el 85 [%] de los pozos con sistema artificial de Estados Unidos.	Bueno para altos gastos y amplio rango de las profundidades, siempre y cuando la presión de succión sea menor a 4,000 [psi].

III.X.II CONSIDERACIONES DE OPERACIÓN NORMAL DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

La tabla 3.3 muestra las condiciones de operación normal de los sistemas artificiales de producción usados para la producción de crudo pesado.

Tabla 3.3 Consideraciones de operación normal de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

TÓPICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTRO-CENTRÍFUGO	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRÁULICO JET
IX Limite de profundidad	Profundidades someras, limitado a profundidades bajas posiblemente hasta 5,000 [ft].	Limitada por la potencia del motor o por la temperatura. Hasta 10,000 [ft].	Limitada por la presión de inyección disponible. Hasta 6,000 [ft].	Profundidades someras, del orden de 5000 [ft].	La profundidad limitada por la presión del fluido motriz o por la potencia. Hasta 20,000 [ft].
X Reducción de la P_{wf}	Buena. < 100 [psig] es la expresión adecuada para el desplazamiento del gas	Buena con poco gas libre. La presión de succión mínima de 250 [psig]. Limitada si hay más de 30 [%] de gas libre.	Limitada por el gradiente mínimo típicamente 0.15 [psi/ft]. Para pozo de 10000 [ft] $P_{wf \text{ min}} > 1500$ psig	Excelente. Con buena disociación de gas cercana a 50 o 100 [psig].	Limitada a buena Gradiente de 0.07 [psi/ft] con bajas RGL
XI Flexibilidad de la generación primaria de energía	Buena. Ambos motores pueden ser utilizados.	Buena Requiere la fuente constante de energía eléctrica sin fluctuaciones	Buena Motores o turbinas pueden ser utilizados para la compresión	Buena. Ambos motores pueden ser utilizados fácilmente. (Los motores son muy flexibles).	Excelente Puede utilizar motor eléctrico, diesel o a gasolina

III.X.III PROBLEMAS ESPECIALES PRESENTES EN LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Las tablas 3.4a y 3.4b muestran los problemas especiales de los sistemas artificiales de producción usados para la producción de crudo pesado.

Tabla 3.4a Problemas especiales de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

TÓPICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTRO-CENTRÍFUGO	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRÁULICO JET
XII Corrosión / Incrustaciones	Bueno. Posee una hornada que trata el anillo del inhibidor.	Satisfactorio Tratamiento con baches de inhibidor en el lado de succión a menos que se utilice chaqueta.	Bueno Inhibidor se inyecta con gas y tratamiento con baches a través la TP.	Bueno a excelente. Se trata de usar por lotes el inhibidor usado con frecuencia para el control de la corrosión y deposito de incrustaciones.	Bueno / Excelente Tratamiento continuo con el fluido motor o en baches inyectando inhibidor a través del espacio anular.
XII Pozos desviados	Adecuado / escaso. Hay problemas crecientes en la carga y descarga. Actualmente, muy pocas instalaciones conocidas.	Bueno. No hay problemas. Radio de la curva de desviación tiene que ser bastante grande a fin que el ensamble bomba – motor pueda ser bajado.	Excelente. Operaciones de línea de acero afectadas por las desviaciones arriba de 70 [%].	Adecuado/escaso. Los problemas se incrementan al aumentar el ángulo de desviación.	Excelente. Si la TP se puede instalar la bomba va pasar a través de TP. Funciona en los pozos horizontales
XIV Manejo de gas libre	Pobre. Para cualquier bomba que bombee el gas libre.	Malo Si la cantidad de gas libre supera 30 [%]. Si no hay arena los separadores Rotary mitigan el problema	Excelente El gas producido reduce el consumo de gas de inyección	Bueno. Si y solo si se puede expresar y utilizar el ancla de gas natural con la bomba correctamente diseñada. Pobre si el bombeo es mayor al 50 [%] de la capacidad de la bomba.	Bueno/Satisfactorio. La bomba concéntrica fija o paralela “libre” permite el venteo de gas con el separador apropiado al lado de aspiración pero puede manejar más gas. Gas adicional reduce la eficiencia

Tabla 3.4b Problemas especiales de los sistemas artificiales de producción aplicados a crudos pesados, (Kermit Brown, Artificial Lift Methods volúmenes 2A y 2B).

TÓPICO	BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO ELECTRO-CENTRÍFUGO	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRÁULICO JET
XV Aplicación costa fuera	Escaso, puede tener cierto uso especial costa afuera.	Bueno. Necesita suministro eléctrico para operar y servicio para extraer el aparejo subsuperficial.	Excelente. Si hay disponibilidad de gas. El BN es el método más común para las operaciones costa fuera.	Pobre. Se debe diseñar para el tamaño, peso y extracción de la unidad. La mayoría de los pozos se desvían y normalmente producen arena.	Bueno. Se puede utilizar agua de mar como fluido motriz con separación antes de tratamiento de la producción.
XVI Manejo de parafina	Adecuado. La tubería puede necesitar mantenimiento, no se utilizan raspadores de Rod, es posible quitar la tapa de la bomba y circular los líquidos calientes.	Satisfactorio Tratamiento con agua (aceite) caliente, eliminación mecánica, tratamiento en baches de inhibidor	Bueno A veces la eliminación es necesaria. El gas de inyección agrava el problema.	Adecuado / bueno. Se tratan con agua/aceite calientes y raspadores, incrementando los costos de operación.	Bueno / Excelente El fluido motriz se puede calentar para disolver la parafina. Eliminación mecánica y tratamiento con inhibidores son posibles
XVII Alta temperatura	Adecuado. Limitado al elastómero del estator. Usado actualmente hasta una temperatura de 250 [°F].	Bueno Hasta 250 [°F] para el equipo Standard y hasta 400 [°F] para el motor y el cable especial.	Excelente No hay influencia física pero la temperatura tiene que ser conocida para el dimensionamiento de las válvulas de BN cargadas con el nitrógeno.	Excelente, utilizado actualmente en operaciones con procesos térmicos (550 [°F])	Excelente Hasta 600 [°F]
XVIII Manejo de fluidos viscosos	Excelente para fluidos altamente viscosos.	Aceptable Limitado hasta 200 [cP] @ c.y. A más viscosidad más potencia requerida y más baja es la carga que puede desarrollar la bomba.	Aceptable Hay problemas con los crudos < 16 [°API] o arriba de 20 [cP]. Excelente Con alto corte de agua aun con aceite viscoso.	Bueno para fluidos <200 [cp], para producciones bajas 400 [bpd]. Con problemas en la caída de varillas para altas tasas de producción. Producciones más altas pueden requerir un diluyente a una viscosidad más baja.	Bueno / Excelente producción con la viscosidad hasta 800 [Cp] es posible
XIX Alto gasto	Bueno	Excelente	Excelente	Adecuado. Está restringido a profundidades someras, el gasto máximo es de 4000 [bpd] a 1,000 [ft] y 1,000 [bpd] a 5,000 [ft] de profundidad.	Excelente

III.XI SELECCIÓN CUALITATIVA DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN PARA CAMPECHE ORIENTE

Los yacimientos de crudo extrapesado de Campeche Oriente se localizan en la Sonda de Campeche en México, éstos aún no han sido explotados; pero se dispone de información fidedigna y confidencial determinada de pozos exploratorios que se han perforado y evaluado del 2004 a la fecha.

En estos pozos se tomo información durante la perforación y terminación de los mismos, determinándose que las formaciones de interés son carbonatos altamente fracturados que se localizan entre 3660 - 4260 metros verticales bajo nivel del mar [mvbnm], con tirantes de agua de 121 [m]. Cabe mencionar, que la presión del yacimiento no es suficiente para llevar los hidrocarburos a la superficie, por lo que durante la evaluación de los pozos exploratorios se ha utilizado un sistema artificial de producción, obteniendo gasto de líquido de 3,800 a 4,000 [bpd]. Los hidrocarburos descubiertos en estos campos son extrapesados: la densidad fluctúa entre 10.5 - 11 [°API], la viscosidad a condiciones de yacimiento es de 43 [cp], la relación gas-aceite es 20 [m³/m³], la temperatura del yacimiento 118 – 122.8 [°C], alto contenido de H₂S y CO₂, etc.

Durante la evaluación de los pozos de Campeche Oriente se corroboró que la presión del yacimiento no es suficiente para que los hidrocarburos lleguen a la superficie, concluyéndose que es necesario implantar algún sistema artificial de producción desde el inicio de la explotación del campo.

Considerando que el proyecto de Campeche Oriente se localiza en un tirante de agua de 121 [m] y que el yacimiento está entre 3660 - 4260 [mvbnm], se determinó que los sistemas artificiales a analizar son los sistemas tradicionales mencionados anteriormente.

Los yacimientos de hidrocarburos extrapesados de la sonda de Campeche son únicos en el mundo, dado que se encuentran a profundidades muy grandes, bajas temperaturas, alta viscosidad, baja relación gas-aceite y se localizan mar adentro.

Con la información descrita previamente, se parte para el proceso de selección, del Sistema Artificial de Producción. Cabe señalar, que aunque los yacimientos de crudo extrapesado de México rompen con los esquemas de los demás yacimientos de crudo pesado en el mundo, la metodología que se aplica es la misma, pues el fin es seleccionar el Sistema Artificial de Producción que opere adecuadamente en pozos profundos productores de hidrocarburos extrapesados. En la siguiente tabla se muestra cuales de los sistemas analizados son aplicables a pozos con hidrocarburos extrapesados de Campeche Oriente, en función de la aplicación de diversos Sistemas artificiales de Producción y de las características de los fluidos a producir (ver tabla 3.5).

Tabla 3.5 Aplicación de diversos Sistemas artificiales de Producción y de las características de los fluidos a producir.

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	<i>Bombeo Cavidades Progresivas</i>	<i>Bombeo Electro Centrifugo</i>	<i>Bombeo Neumático</i>	<i>Bombeo Mecánico</i>	<i>Bombeo Hidráulico Jet</i>
Yacimiento					
Profundidad (2500 – 4200 [m])	0 – 4250	30 – 3650	30 – 5500	30-3350	30 – 1850
Gasto(200 - 4200 [bpd])	100 – 50000	50 – 35000	10 – 8000	10-4000	10 - 4000
Pozos desviados	NO	SI	SI	NO	SI
Fluidos viscosos (35 - 310 [cp])	Altamente viscosos	< 200	< 20	< 200	< 800
Corrosión (fluidos corrosivos H ₂ S y CO ₂)	SI	SI	SI	SI	SI
RGA (14 - 50 [m ³ /m ³])	SI	SI	NO	SI	SI
Densidad (6 - 11 [°API])	SI				
Eficiencia	50 – 70 [%]	40 – 50 [%]	5 – 30 [%]	50 – 60 [%]	10 – 20 [%]
Costa Afuera	NO	SI	SI	NO	SI

A pesar de que el bombeo de cavidades progresivas y el bombeo mecánico son sistemas altamente eficientes y que operan adecuadamente con fluidos viscosos, están limitados con la profundidad de aplicación, pues a mayor profundidad incrementa el torque requerido y disminuye drásticamente la producción, aunado a no ser recomendados para operar en pozos desviados y costa afuera. Por lo anterior, se seleccionaron tres sistemas Artificiales de producción:

Bombeo electro centrífugo

Bombeo Neumático

Bombeo Hidráulico Jet

Así mismo se analizará el bombeo por cavidades progresivas (aunque este fue eliminado en la selección preliminar, pero se analizará para validar el criterio de selección).

III.XI.I ANÁLISIS CON BOMBEO NEUMÁTICO

Para el análisis de bombeo neumático continuo se utilizó el software PROSPER (Repsol-YPF), la presión disponible en la red de bombeo neumático ($65 - 70 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$), la densidad del gas de inyección y la información obtenida de los pozos Campeche Oriente I y Campeche Oriente - DLI, tal como: presión de fondo estática, presión de saturación, temperatura de fondo, índice de productividad y propiedades de los fluidos obtenida del análisis PVT express y de PVT composicional. Considerando que la profundidad de inyección es función

de la presión de inyección, de la presión del yacimiento, del volumen de gas a inyectar, al diseñar con $70 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$ de presión en la red de BN, la profundidad de inyección es del orden de 1,280 [m], con lo cual no es factible poner el pozo a producción. Por tal razón se realizó un análisis de sensibilidad con presiones de inyección desde 70 hasta $160 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$ con incremento de $10 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$, para determinar la profundidad máxima de inyección y la producción correspondiente a cada presión de inyección. Los resultados se muestran a continuación en forma tabular (tabla 3.6) y gráficamente (figura 3.17).

Tabla 3.6 Análisis de sensibilidad con Bombeo Neumático continuo.

$P_{inyección} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$	$P_{red\ de\ BN} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$	Profundidad de inyección [mv]	Q_o esperado [bpd]	ΔQ_o [bpd]
60	70	1281		
70	80	2120	3859	3859
80	90	2260	4542	683
90	100	2392	5200	658
100	110	2574	5790	590
110	120	2737	6291	501
120	130	2862	6700	409
130	140	3041	7073	373
140	150	3212	7431	358
150	160	3380	7742	311

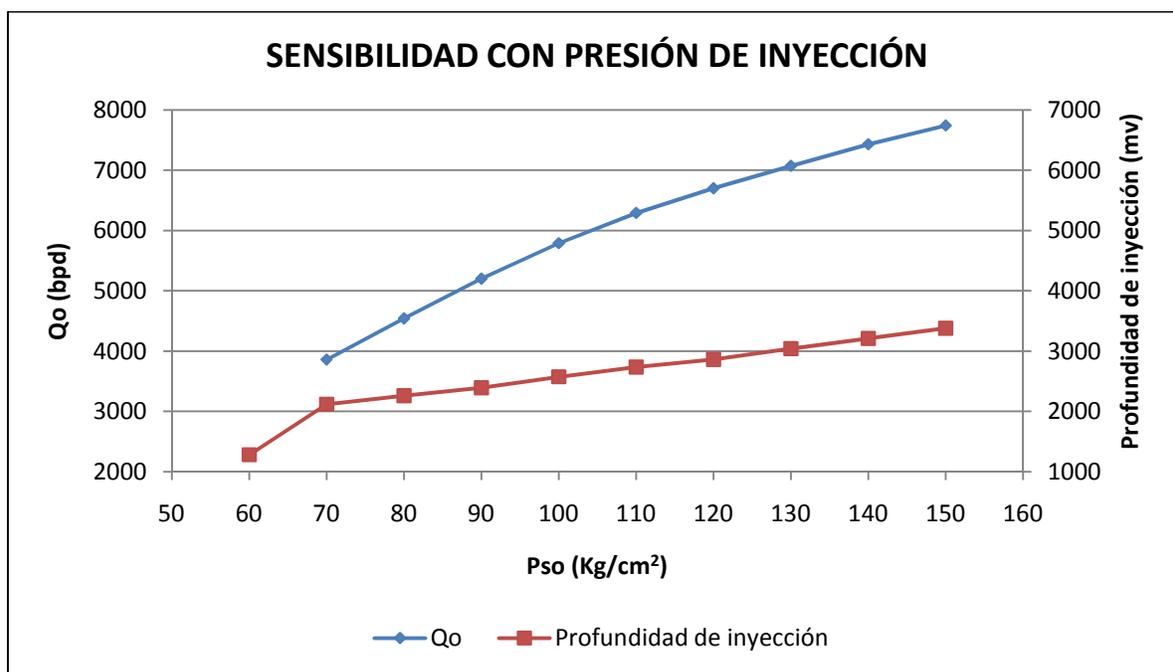


Figura 3.17 Análisis de sensibilidad con Bombeo Neumático continuo.

De lo anterior (tabla 3.6 y figura 3.17) se observa que con la presión actual disponible, el bombeo neumático no operará en pozos del campo Campeche Oriente. Asimismo, se tiene que es necesario incrementar la presión de inyección en la red de BN a 120 [kg/cm²] aproximadamente, para profundizar el punto de inyección y producir del orden de 6,500 [bpd] inyectando 6.0 [mmpcd] de gas de BN.

Esto conlleva a requerir altos volumen de gas para inyectar a los pozos e instalar líneas para manejar gas de BN a presiones del orden de 120 [kg/cm²] o bien la instalación de compresores a boca de pozo que requerirán enorme espacio en plataforma. Estos resultados son teóricos y en la realidad podría ser sumamente crítico, pues el gas de BN puede canalizarse debido a la alta viscosidad de los fluidos a producir y tener un comportamiento inestable.

Adicionalmente se tiene la experiencia de producir crudo de 13 [°API], cuando el pozo opera a través de bombeo neumático continuo, con la presión disponible en la red de BN, la producción es del orden de 4,000 – 5,000 [bpd]; si el pozo opera con BN a alta presión (120 [kg/cm²]) a través de compresión a boca de pozo, inyectando 6.0 [mmpcd], el pozo produce 6000 bpd. Mientras que al operar con bombeo electrocentrífugo se produce entre 9,000 -10,000 [bpd].

III.XI.II ANÁLISIS CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Para el análisis con bombeo electrocentrífugo se utilizó el software denominado SUBPUMP (IHS Energy) y la información obtenida durante la evaluación del pozo exploratorio y delimitador Campeche Oriente I y Campeche Oriente - DLI.

A continuación se muestra la simulación para reproducir las condiciones de operación obtenida durante la evaluación de estos pozos, cabe mencionar que en ambos pozos se utilizó tubería de prueba de 4 ½" y bomba electrocentrífuga GN 4000 - de 190 etapas.

En la figura 3.18 se muestra la reproducción de las condiciones de operación, en éste se observa que durante la evaluación del pozo Campeche Oriente I se operó el sistema BEC fuera de rango.

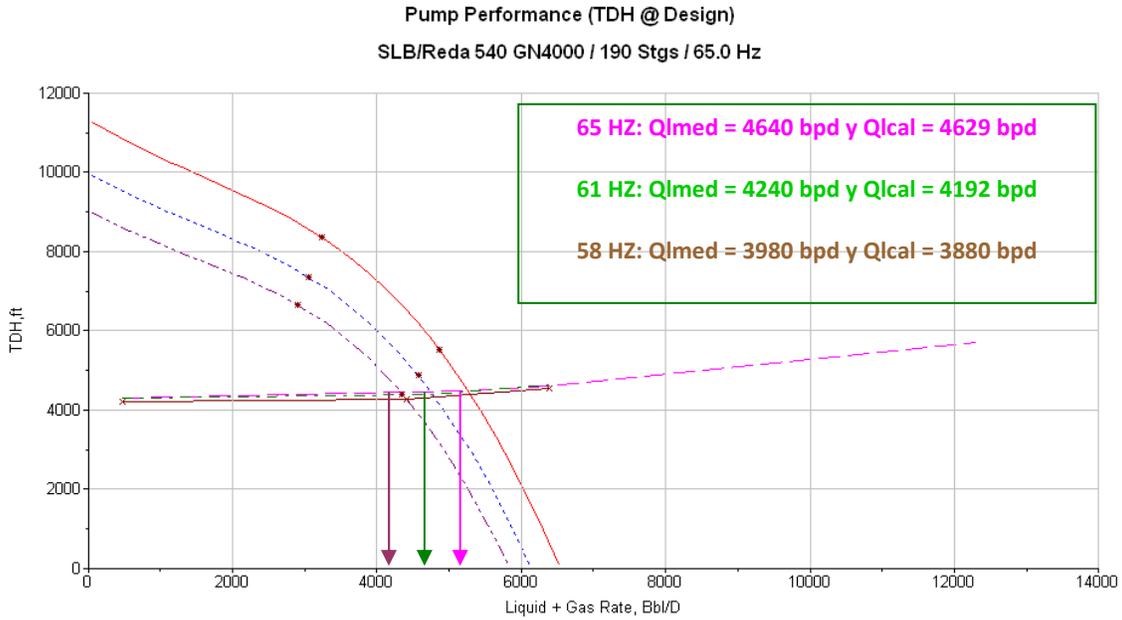


Figura 3.18 Reproducción de las condiciones de operación del sistema de bombeo electrocentrifugo.

En la figura 3.19 se muestra la reproducción de las condiciones de operación del pozo Campeche Oriente - DLI, en ésta se puede observar que al operar a 55 y 57 [Hz] la bomba opera dentro del rango establecido para la bomba GN 4000. Sin embargo al operar a 65 Hz el equipo trabajo en el límite del rango de operación recomendado.

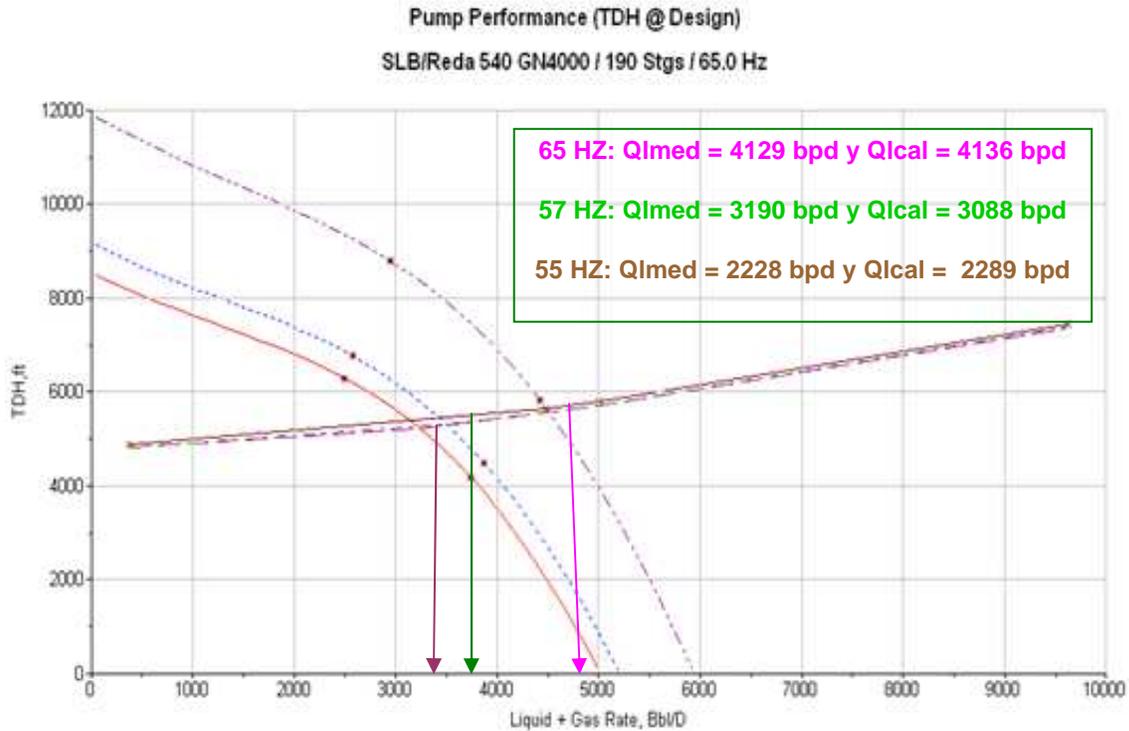


Figura 3.19 Reproducción de las condiciones de operación del sistema de bombeo electrocentrifugo.

Posteriormente se realizó un análisis de sensibilidad para determinar el diámetro de la tubería de producción que se utilizará en los pozos de desarrollo.

Esta simulación se muestra en la figura 3.20, en la cual se observa que al utilizar tubería de producción de 4 ½" se presentarán grandes caídas de presión por fricción inherentes al diámetro de la tubería y a la viscosidad del fluido a producir, la cual tendría que compensarse con un motor de mayor potencia y por ende se requerirá mayor consumo de energía eléctrica; en caso de utilizar tubería de 7" se observa que el problema sería por colgamiento.

Por lo anterior, el diámetro que se recomienda utilizar en los pozos de desarrollo del campo Campeche Oriente es de 5 ½".

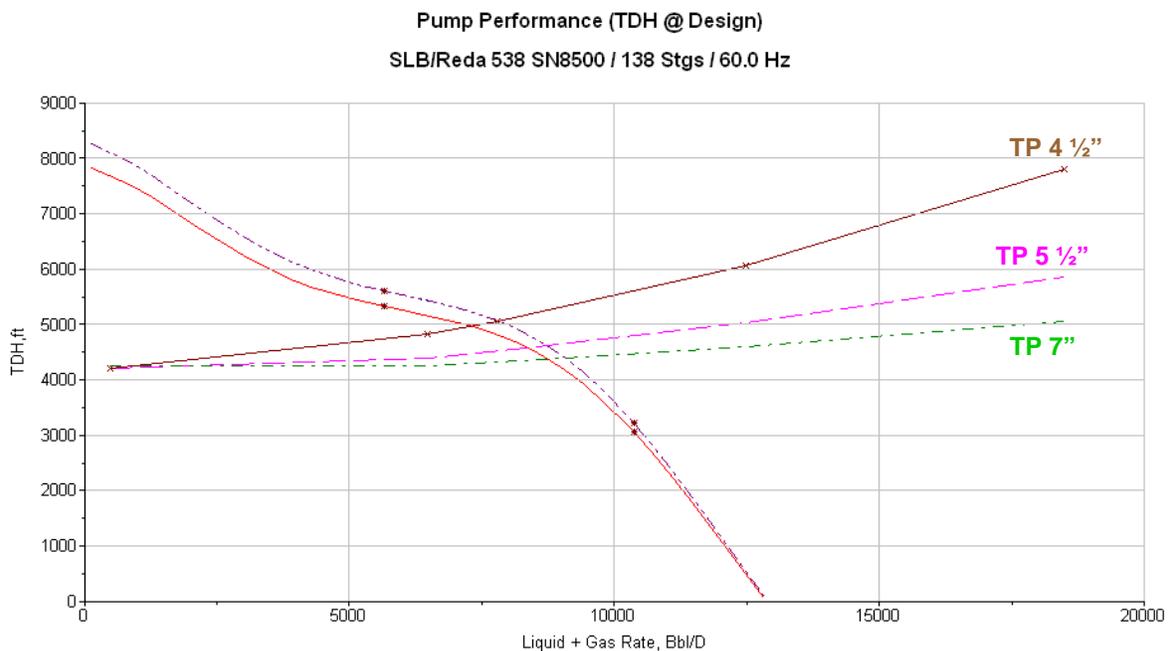


Figura 3.20 Análisis de sensibilidad usando el sistema de bombeo electrocentrífugo.

Posteriormente se procede a seleccionar la bomba electrocentrífuga a utilizar que depende de diversos factores, tales como:

- Diámetro de la tubería de revestimiento: determina el tamaño máximo de la bomba (aplica en pozos existentes).
- Gasto de diseño: La bomba debe seleccionarse en el punto de máxima eficiencia.
- Propiedades de los fluidos: Para la selección de la bomba se debe de considerar aspectos especiales, tales como: cantidad de gas a manejar, fluidos viscosos, fluidos corrosivos, fluidos abrasivos, etc.

Considerando que el diseño es para pozos que aún no se han perforado, la selección del equipo de fondo se hace sin considerar el diámetro de la TR como una limitante.

Se simuló el comportamiento de diversas bombas, las cuales se muestran en la figura 3.21. De este análisis y considerando las limitantes en cada diseño, tales como: velocidad del fluido a través de motor, presión de entallamiento de los equipos, voltaje de arranque del sistema BEC, rango de operación a condiciones futuras de operación, etc. Se sugiere utilizar una bomba GN7000 - 190 etapas, SN8500 - 138 o similar y motor dominator o similar.

Para las condiciones de presión y propiedades de los fluidos de los pozos del campo Campeche oriente, se determinó que al utilizar equipo de fondo GN7000 o similar se producirá del orden de 6,000 [bpd] y el requerimiento de potencia es de 600 [hp] para las condiciones más críticas durante la vida del equipo BEC.

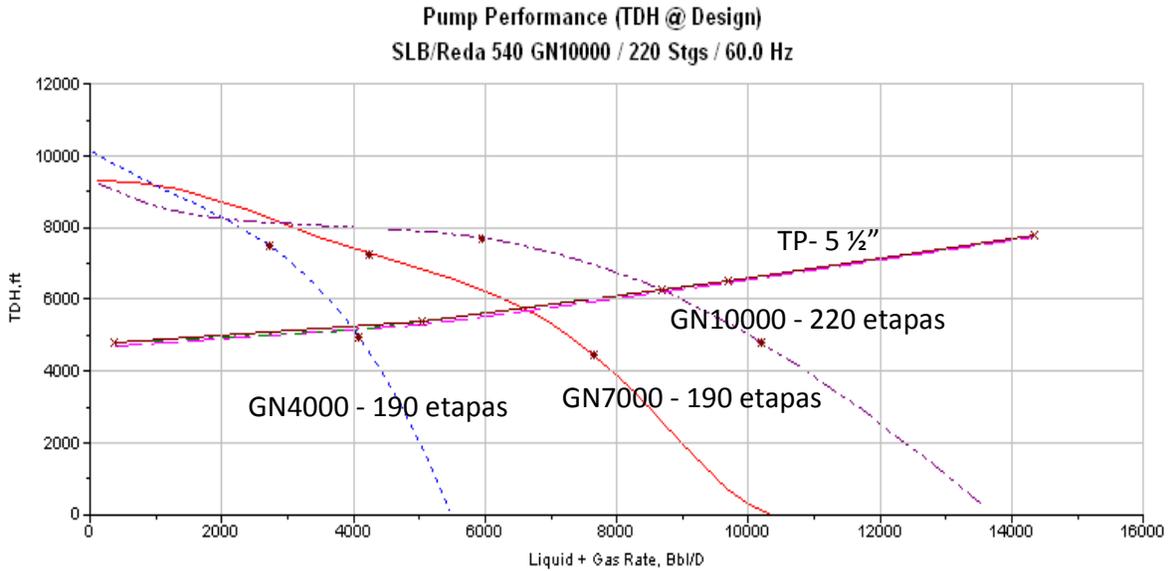


Figura 3.21 Comportamiento de diversas bombas usando el sistema de bombeo electrocentrifugo.

III.XI.III ANÁLISIS CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Para la simulación del bombeo Hidráulico Tipo Jet se utilizo el software Hydrolift (Dassault Systemes) y se realizo un análisis de sensibilidad usando como fluido motriz: agua, crudo ligero de 35 [°API] y condensado de 70 [°API].

En todos los casos, el requerimiento de presión en superficie es mayor a la presión máxima recomendada que es de 4,000 [lb/pg²] como se muestra en las tablas 3.7, 3.8 y 3.9.

Tabla 3.7 Análisis de sensibilidad para el Bombeo Hidráulico Jet usando como fluido motriz agua.

Fluido motriz: Agua				
Q prod [bpd]	Fluido motriz [bpd]	Potencia [hp]	Presión de superficie [lb/pg ²]	Relación motriz/Q prod
1000	2586	215	4399	2.6
2000	5581	429	4401	2.8
3000	7749	690	4714	2.6
4000	9850	979	5257	2.5
5000	12841	1329	5477	2.6
6000	13429	1579	6233	2.2

Tabla 3.8 Análisis de sensibilidad para el Bombeo Hidráulico Jet usando como fluido motriz aceite ligero.

Fluido motriz: Crudo ligero de 35 [°API]				
Q prod [bpd]	Fluido motriz [bpd]	Potencia [hp]	Presión de superficie [lb/pg ²]	Relación motriz/Q prod
1000	2608	211	4273	2.6
2000	4614	438	5021	2.3
3000	7621	700	5862	2.5
4000	8368	985	6226	2.1
5000	10852	1292	6300	2.2
6000	13937	1653	6377	2.3

Tabla 3.9 Análisis de sensibilidad para el Bombeo Hidráulico Jet usando como fluido motriz condensado.

Fluido motriz: Condensado de 70 [°API]				
Q prod [bpd]	Fluido motriz [bpd]	Potencia [hp]	Presión de superficie [lb/pg ²]	Relación motriz/Q prod
1000	3143	202	3396	3.1
2000	5618	427	4024	2.8
3000	7749	690	4714	2.6
4000	10305	985	5056	2.6
5000	13418	1317	5194	2.7
6000	14492	1702	6214	2.4

A continuación se presenta en la figura 3.22 el requerimiento de potencia, determinándose que para producir 6000 bpd, se requiere entre 1,600 – 1,800 [hp] por lo que la demanda de energía eléctrica se incrementará con respecto a la energía requerida para operar con bombeo electrocentrífugo.

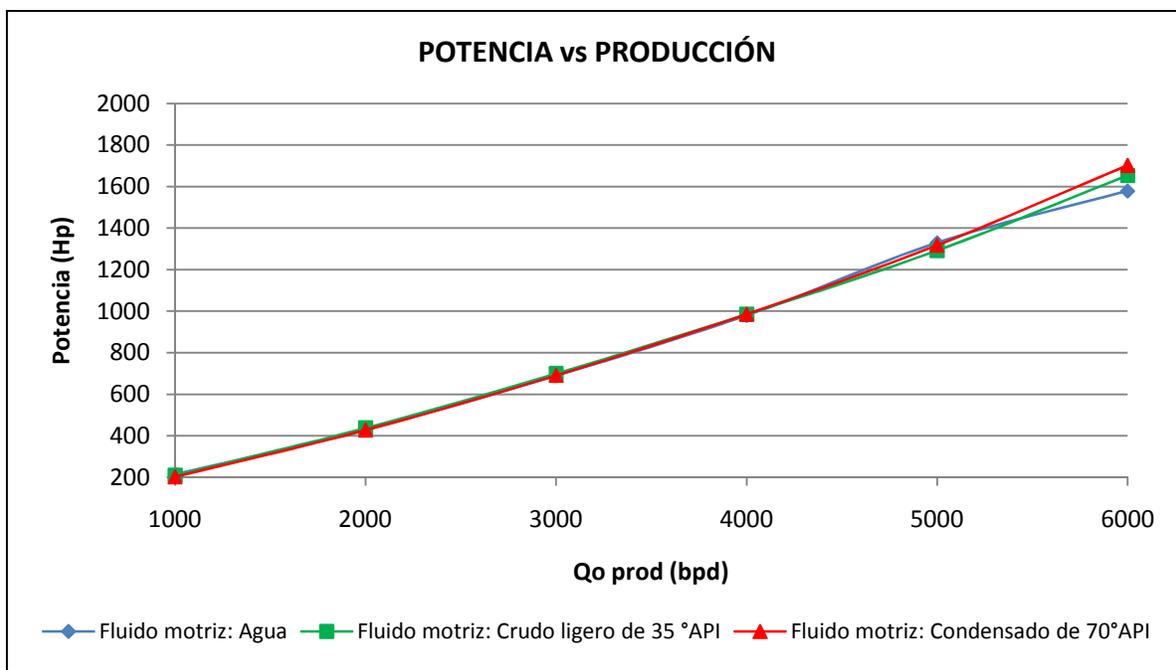


Figura 3.22 Requerimientos de potencia para el uso del Bombeo Hidráulico Jet.

De la figura anterior (3.22) se observa que los requerimientos de potencia para tener un gasto de aceite producido en un rango de 1,000 a 4,000 [bpd], con tres distintos fluidos motriz es el mismo, sin embargo, para tener un gasto de aceite en un rango de 4,000 a 6,000 [bpd], los requerimientos de potencia son mayores, este comportamiento se muestra gráficamente en la figura 3.23.

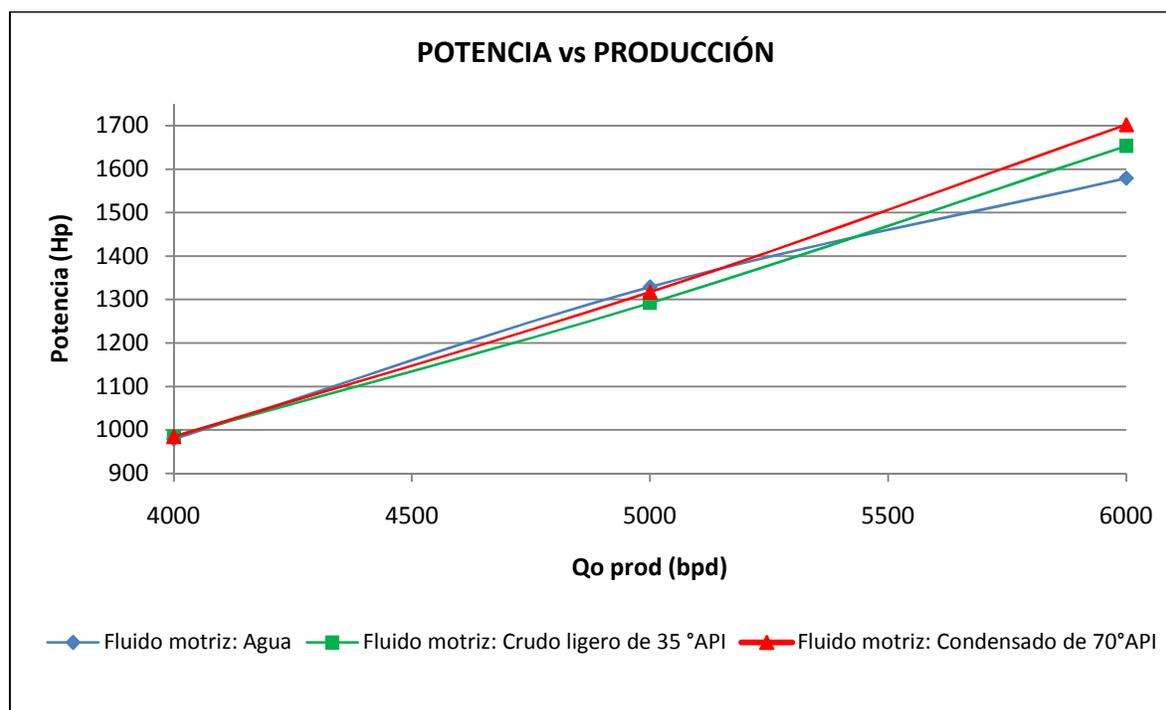


Figura 3.23 Requerimientos de potencia para el uso del Bombeo Hidráulico Jet.

III.XI.IV ANÁLISIS CON BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Adicionalmente se realizó el análisis técnico con el sistema artificial denominado Bombeo de Cavidades progresivas. Cabe mencionar que este sistema se eliminó por la limitante de su aplicación con respecto a profundidad y producción en la etapa de selección cualitativa. Sin embargo, se realizó el análisis técnico por ser un sistema recomendado para producir hidrocarburos viscosos.

Para el análisis con este sistema se utilizó el software PC-PUMP (Oil Purifier Manufacture Co., Ltd), analizando dos opciones. La primera con motor en superficie y la última con motor de fondo y con el propósito de determinar cuál sería la máxima producción que se pudiera obtener con este método de levantamiento artificial, se seleccionaron las bombas de mayor capacidad en cuanto a producción y presión de descarga de diferentes fabricantes, con la bomba posicionada a una profundidad de 2,135 [m]. Obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 3.10 Análisis con motor en superficie para el sistema de bombeo por cavidades progresivas.

PCP con Motor en Superficie				
Q prod. [bpd]	Bomba	Velocidad de rotación (rpm)	Esfuerzo máximo en las varillas [%]	Vida útil cojinete [años]
1.100	Weatherford 42.40.1500	346	43.9	0.4
1.100	Kudu- 300TP2400SL(SH)	316	95.2	0.5

La velocidad de la bomba es relativamente alta. A velocidades por encima de 350 rpm la vida útil de la bomba disminuye apreciablemente. Por otro lado, el esfuerzo máximo de las varillas está cerca del 100 [%] reduciendo la vida útil del equipo.

Tabla 3.11 Análisis con motor de fondo para el sistema de bombeo por cavidades progresivas.

PCP con Motor de Fondo			
Q prod [bpd]	Bomba	Velocidad de rotación [rpm]	Temperatura de fondo [°F]
1,000	Weatherford (42.40.1500)	326	253
1,000	Moyno Brand (100-N-310)	364	253
1,000	Tierra Alta (346-7333)	328	253

En este caso la velocidad de rotación de la bomba y la temperatura de fondo están por encima del límite recomendado de operación.

III.XI.V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en las simulaciones realizadas con diversos sistemas artificiales de producción: Bombeo Neumático Continuo (BN), Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ) y Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) demuestran que: el Bombeo Neumático Continuo (BN), Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ) y el Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) no compiten con el Bombeo Electrocentrífugo (BEC). A pesar de que las PCP son las más eficientes para producir aceite viscoso. Para producir 6,000 [bpd] las BHJ requieren 1,700 [HP] lo cual representa más del 100 [%] de la potencia requerida por las BEC (600 [HP]) para producir 6,000 [bpd]. Presentando además otros requerimientos como son las instalaciones para proveer la presión al fluido motriz y la infraestructura para separar fluido motriz del aceite (en caso de usar agua).

El BN requiere de alta presión de inyección, altos volúmenes de gas de inyección y por lo tanto demandará altos requerimientos de compresión, aunado a un comportamiento inestable y posible canalización de gas debido a la viscosidad del hidrocarburo a producir.

El PCP a pesar de ser eficiente para producir hidrocarburos viscosos, no compete con el BEC, pues el gasto máximo a producir para el caso de los pozos del campo Campeche Oriente es del orden de 1,100 [bpd], operando a condiciones extremas y con vida útil de los equipos de máximo 6 [meses]. Además de superar la temperatura de operación máxima recomendada (250 [°F]) y sobre todo que los hidrocarburos a producir contienen alto % mol de H₂S y CO₂ que es otra limitante de este sistema. Por lo anterior se descarta el uso de BNC, BHJ y PCP para los pozos de desarrollo del Campo Campeche Oriente, recomendándose el uso del bombeo electrocentrífugo.

Hasta este momento se ha seleccionado el sistema artificial de producción para pozos tipo del campo Campeche Oriente. Posteriormente se deberán de realizar diseños detallados considerando la trayectoria de los pozos a perforar, ubicación de los mismos, así como la información de presión y propiedades de los fluidos previamente conocidos, esto con la finalidad de adquirir el equipo requerido para su instalación y operación.

A continuación se presenta un esquema (figura 3.24) recomendado para optimizar los sistemas artificiales de producción, el cual parte de la selección del sistema, adquisición de equipo y estrategia de operación, monitoreo y evaluación y finalmente diseño y selección.

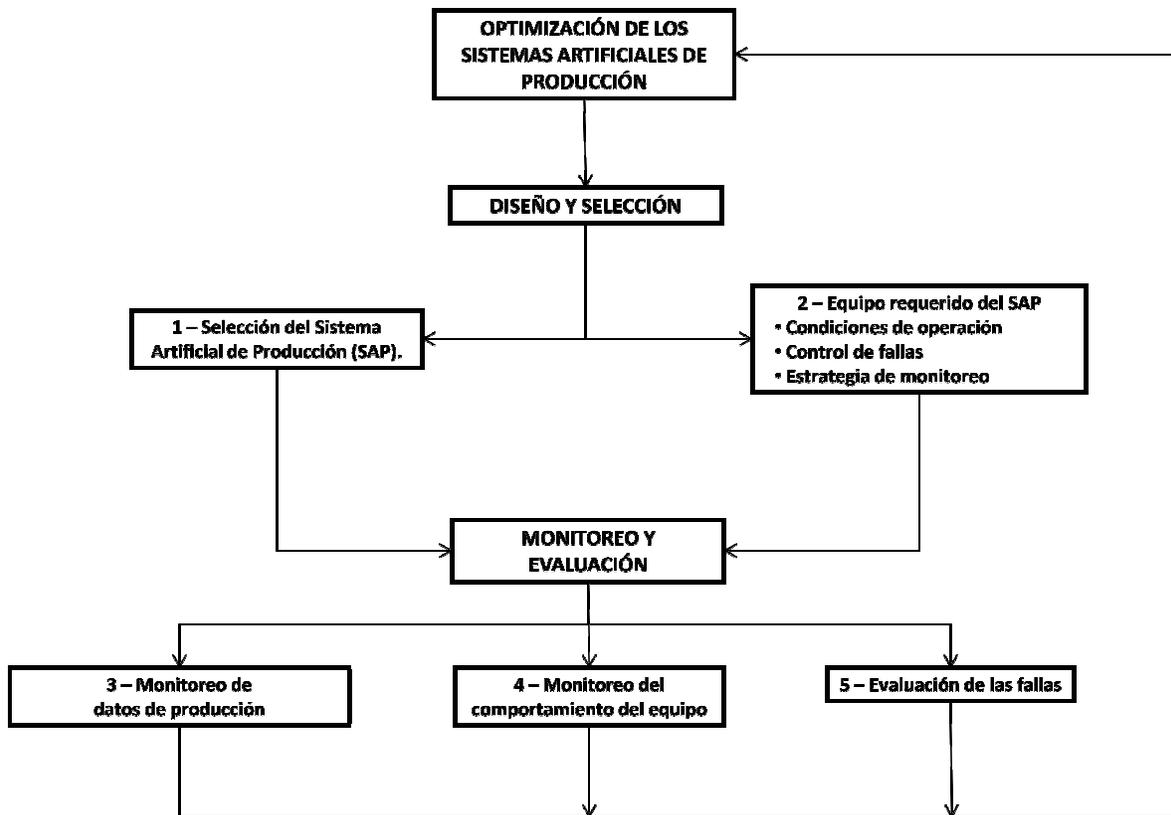


Figura 3.24 Optimización de los sistemas artificiales de producción.

CAPÍTULO IV



TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA

IV.I INTRODUCCIÓN

Actualmente se está prestando mayor atención en el mundo a las cuestiones ambientales, debido a una creciente conciencia pública y gubernamental. Por lo anterior, se ha aumentado la atención en las actividades específicas de las compañías explotadoras y productoras de hidrocarburos, tanto a las privadas como a las estatales, requiriéndoles que demuestren su compromiso con la protección ambiental mediante la adopción de políticas ambientales corporativas y la actuación concreta en el campo, (Kuchuk, F., 1999).

En áreas donde la legislación ambiental es insuficiente, estas compañías deben establecer y seguir sus propias guías ambientales. Estos requisitos y las guías pueden traerles beneficios significativos a las compañías individualmente (y a la industria en conjunto) a través del reconocimiento internacional y de ahorros económicos importantes, y al limitar la exposición de futuras demandas judiciales por daños y perjuicios y gastos de limpieza ambiental.

En áreas donde las compañías petroleras no han demostrado el compromiso requerido con el medio ambiente, se emplea la reglamentación gubernamental para asegurar su acatamiento. Otra práctica creciente en los países que adjudican concesiones de participación en la producción, es la de considerar los antecedentes en la actuación ambiental del solicitante como un factor principal en la decisión de adjudicación.

El mayor producto residual en la producción de petróleo y gas, durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos, es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida, etc. Históricamente, la producción de agua, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros (Guía Ambiental ARPEL 1).

Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos.

El agua puede ser tratada y eliminada por varios métodos, la mayoría de los cuales han sido probados y aplicados en varias partes del mundo. Este capítulo describe al agua, analiza sus diversos componentes, reseña los principales problemas ambientales, sugiere maneras de minimizar los volúmenes y recomienda los métodos para la protección ambiental de manera sustentable; especificando los tratamientos requeridos previos a la eliminación.

IV.II ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA

Al agua se le ha llamado el solvente universal, ya que hasta cierto punto puede disolver a casi todos los compuestos orgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se origina en este hecho. Las aguas producidas han estado presentes en la capa freática

asociada al petróleo y al gas durante cientos de millones de años, teniendo contacto con las formaciones rocosas y habiendo disuelto a cientos de compuestos.

Para determinar el tratamiento óptimo, previo al método de eliminación elegido, se requiere un análisis preciso del agua producida. El análisis es un medio primario para detectar problemas actuales y potenciales, y debe realizarse en forma rutinaria para todas las aguas producidas; las cuales deben ser representativas del sistema.

Algunas propiedades del agua como el pH, la temperatura, el contenido de gas disuelto, los sólidos en suspensión y la población microbiana pueden cambiar rápidamente después del muestreo; por lo que es recomendable que se determinen *in situ*. Por lo tanto, un análisis completo involucra mediciones tanto *in situ* como en el laboratorio, y este análisis carece de valor si el agua que se analiza no es representativa del agua del sistema.

IV.III COMPONENTES PRIMARIOS DEL AGUA PRODUCIDA

La composición de las aguas producidas varía con el origen de las mismas; de igual forma el análisis que se realice dependerá del uso final del agua. En aguas de inyección es importante determinar aquellos cationes que tienden a formar sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema; mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de aceite, grasa y metales. Los principales componentes y propiedades del agua que se determinan en el laboratorio son (tabla 4.1):

Tabla 4.1 Componentes primarios del Agua efluente.

CATIONES	ANIONES	PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS
• Calcio	• Cloruro	• pH
• Sodio	• Carbonato	• Sólidos en suspensión (TDS)
• Magnesio	• Bicarbonato	• Turbidez
• Hierro	• Sulfato	• Temperatura
• Bario		• Peso específico
• Estroncio		• Anhídrido carbónico disuelto
• Radio		• H ₂ S
		• Contenido microbiano
		• Contenido de petróleo

SIGNIFICADO DE LOS COMPONENTES Y PROPIEDADES DEL AGUA PRODUCIDA**Cationes**

Calcio	Los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ion calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.
Sodio	Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 [ppm]. El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal.
Magnesio	Los iones se presentan en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación de carbonato de calcio.
Hierro	Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.
Bario	Es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aun en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en toda la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos, y tienden a concentrarse en la población marina.
Estroncio y radio	Pueden ser radioactivos y pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente se encuentran como trazas en productos de calcio.

Aniones

Cloruros	Son uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros, es que el efecto corrosivo de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además, el contenido de cloruro es tan elevado que elimina gran parte de la vegetación endógena.
Carbonatos y bicarbonatos	Pueden formar costras insolubles.
Sulfatos	Tienden a formar costras; sin embargo, su principal efecto está relacionado con la formación de H ₂ S en el yacimiento, debido a la presencia de las bacterias sulfato reductoras.

Propiedades fisicoquímicas

pH	Es una medida de la acidez o alcalinidad. Influye en la formación de costras, la cual disminuye con pH más bajos. El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra, por lo que debe medirse <i>in situ</i> .
Contenido de sólidos en suspensión	Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado. Se usa para estimar la tendencia de taponamiento de sistemas de inyección.
Sólidos disueltos totales	Corresponde a la suma de los aniones y cationes del análisis.
Contenido de petróleo	Es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Se puede apreciar como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama.

IV.IV IMPACTO AMBIENTAL DEL AGUA PRODUCIDA

Como se ha mencionado, el agua producida contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO, CO₂, H₂S), además de algunos sólidos suspendidos, trazas de metales pesados y, posiblemente, estroncio y radio, (Chan, K., 1995). Además del contenido de estos componentes inorgánicos; el agua producida contiene niveles demasiado altos de moléculas suspendidas y emulsificadas de petróleo. Las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales; sin embargo, el agua producida puede apreciarse poco turbia, siendo difícil de distinguir de otras aguas. En la tabla 4.2 se mencionan los principales problemas ambientales que pueden ocasionar un mal manejo y tratamiento del agua producida.

Tabla 4.2 Principales problemas ambientales que pueden ocasionar un mal manejo y tratamiento del agua producida.

Fuentes de agua potable	<p>Uno de los problemas potenciales del agua salada es la contaminación de las fuentes de agua potable. La mayoría de estos acuíferos son alimentados por filtración desde la superficie, y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. El agua producida es un contaminante, con una movilidad equivalente y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa freática. Si una capa freática con una concentración de cloruros de aproximadamente 100 [ppm], entra en contacto con una salmuera del yacimiento petrolero con 180,000 [ppm] de cloruros; se requerirá un factor de dilución de 1,200 para alcanzar un nivel aceptable de 250 [ppm] de cloruros en el agua.</p>
Volumen de agua producida	<p>En la etapa inicial de producción de los yacimientos, los volúmenes de agua salada producida, generalmente son bajos; por lo que de manera indebida se descarga el fluido en las proximidades del sitio. Al producir en varias zonas, es posible que mediante una reconstrucción de pozo se pueda demorar o postergar la producción de agua; sin embargo, la permeabilidad relativa de la roca al agua asegura que una vez que ocurre la irrupción, la producción de agua no solo continuará sino que aumentará. Al inicio, la relación agua – aceite aumenta rápidamente; después, el aumento es paulatino conforme la saturación de agua en la vecindad del pozo continua aumentando. Eventualmente, el costo de producción, manejo, procesamiento y eliminación del agua; aunado al bajo nivel de producción de petróleo hace que la operación de un pozo deje de ser económica.</p>
Sales y sólidos en suspensión	<p>El agua producida contiene gran variedad de sales disueltas, sólidos suspendidos y gases. Algunos son inócuos; mientras que otros ocasionan problemas de bioacumulación y biomagnificación.</p>

**Concentración
Salina**

La mayoría de las aguas producidas contienen concentraciones salinas muy altas. La concentración de cloruro puede ser de 150,000 a 180,000 [ppm], (el agua de mar tiene aproximadamente 35,000 [ppm]); por lo que resulta altamente tóxica para los organismos endógenos, del sitio donde pudiera ser vertida el agua. A menos que el agua producida sea reinyectada a la formación productiva, esta deberá de diluirse; ya sea por descarga en aguas de alto caudal y corriente (el mar) o por la adición de agua dulce para reducir el contenido de sal a un nivel aceptable (menor de 500 [mg/l]), (Chan, K., 1995). Sin embargo, en la vecindad de descarga en el mar, la concentración será excesiva; ocasionando la muerte de los organismos marinos. El área de la zona afectada, es función del volumen de descarga, la concentración de sales y el patrón de dispersión.

Temperatura

En el punto de eliminación, las aguas producidas tienen temperaturas elevadas; ocasionando un incremento en la temperatura del medio de descarga; y con esto, una disminución de los niveles de oxígeno disuelto, causando la mortalidad de diversos organismos; así como el incremento de algunas clases de bacterias, acelerando las reacciones químicas y conduciendo a la eutroficación. Se recomienda no incrementar más de 3 [°C], la temperatura base de las aguas receptoras.

IV.V DISMINUCIÓN DE LOS CAUDALES DE AGUA PRODUCIDA

Los procesos de tratamiento y eliminación de todos los residuos, incluyendo al agua producida, en conformidad con las reglamentaciones y guías ambientales aceptadas, no contemplan la supresión de éstos desde el origen. Por otra parte, el tratamiento y la forma de eliminación seleccionados, aunque puedan cumplir con los requisitos en términos de legislación ambiental, no siempre corresponden a la forma más adecuada de manejar los residuos, dentro del contexto general de producción considerado.

El aspecto del agua producida dentro de la operación global de producción, requiere un entendimiento completo del proceso; incluyendo los mecanismos efectivos de producción del yacimiento, la homogeneidad y/o estratificación del yacimiento, los métodos de producción, tratamientos de superficie, predicciones de volúmenes y alternativas de eliminación, etc. Este entendimiento global, puede conducir a una mejor forma de manejar todos los residuos derivados de la producción.

Los principales métodos empleados para la disminución de las aguas producidas, se describen a continuación.

IV.V.I REDUCCIÓN DE LA CANTIDAD DE AGUA PRODUCIDA

La reducción del agua es uno de los objetivos principales (producir la menor cantidad de agua posible); sin embargo, el agua es producida conjuntamente con el petróleo; siendo muy difícil la reducción de su producción. Algunas opciones aplicables a situaciones específicas se describen a continuación (tabla 4.3).

Tabla 4.3 Algunas formas de reducir la cantidad agua producida.

Cierre de pozos productores de agua

En las situaciones en las que hay un exceso de productividad de agua se deberá considerar la forma en que la producción se retire del yacimiento. Es posible cerrar aquellos pozos que produzcan las cantidades más elevadas de agua, manteniendo los niveles de producción con otros pozos (limpios). En estos casos, se debe asegurar que el aumento en los niveles de producción con los pozos buenos, no produzca un daño permanente al yacimiento (por ejemplo, conificación de agua); así como una reducción de la recuperación total de aceite, del campo. En la mayoría de los casos, el cierre de los pozos, sólo reducirá la producción de agua en forma temporal; el aumento de cuotas de agua el descenso continuo del nivel del yacimiento y el movimiento del contacto agua – aceite, resultarán en una producción eventual de agua en los pozos limpios, siendo necesario, aumentar la producción en aquellos pozos que ya tienen corte de agua significativo.

Rehabilitación de pozos productores de agua

En algunos campos, la rehabilitación de agua ha eliminado su producción, o por lo menos postergado su ascenso. Estas rehabilitaciones han tenido éxito en yacimientos grandes y homogéneos, con un empuje inferior por agua y sin permeabilidad vertical excesiva. El éxito depende en gran parte, de la identificación de los factores causantes de la producción de agua; entre éstos se encuentran: problemas de la cementación, zonas de alta productividad por permeabilidad, problemas mecánicos del pozo productor de agua, características de alguna zona peculiar del yacimiento; o simplemente, si la producción de agua es parte de la progresión natural de la vida del pozo.

IV.V.II REUTILIZACIÓN Y RECICLADO DEL AGUA PRODUCIDA

En términos prácticos, el agua más que un producto de desecho; es un subproducto generado durante la producción del petróleo. En algunos casos, el agua pudiera utilizarse, siempre y cuando cumpla con las restricciones ambientales y/o de operación. El reciclado puede consistir en la reinyección del agua producida, al yacimiento del cual se obtuvo. Esta práctica se recomienda, cuando existen planes de inundaciones de agua o de mantenimiento de presión, (Kuchuk, F., 1999). En operaciones costa afuera, se elige utilizar agua de mar como fluido de inyección, descargando el agua producida al mar, que no se recomienda y que en esta tesis se condena todo mecanismo, que dañe el medio ambiente.

IV.VI TRATAMIENTOS DEL AGUA PRODUCIDA

Los requerimientos para el tratamiento de fluidos producidos, dependen de su origen y el método de descarga elegido para la salmuera. Los tratamientos convencionales incluyen separadores de agua libre, separadores de tres fases y tratadores para quitar el agua del aceite, estableciendo una corriente de agua primaria. Para cumplir con los requerimientos de descarga, (por ejemplo, el contenido de sal debe de estar por debajo de 20 partes por millón [ppm]) (Akkawi, E., 2004), se necesitan tanques desnatadores, interceptores de placas paralelas, celdas de flotación por gas, coalescedores e hidrociclones; los cuales se describen a continuación.

IV.VI.I DESHIDRATADORES MECÁNICOS Y SEPARADORES DE TRES FASES

En los pozos que producen cantidades moderadas de agua; el aceite y el agua pueden separarse del gas mediante separadores de tres fases. Estos separadores se aplican, cuando las caídas de presión en el pozo a través de estranguladores no han emulsionado al agua. La separación del aceite y el agua, se inicia en una cámara de gravedad, con salidas separadas para el aceite y el agua. La descarga de ambos es controlada por válvulas de flotación individuales.

Estos separadores se utilizan de manera rutinaria para la separación de bajos volúmenes de aceite, agua y gas; o para pruebas de pozos individuales, en campos con flujos en tres fases.

IV.VI.II TRATADORES DE AGUA

Una emulsión es una combinación de dos líquidos no miscibles, o de líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales. Uno de los líquidos se extiende o esparce a través del otro en forma de gotas pequeñas. Estas gotas pueden ser de todos los tamaños, desde medianamente grandes hasta muy pequeñas. Una emulsión estable es aquella que no puede descomponerse sin la adición de un tratamiento. Se requieren tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

- I. Los líquidos deben ser no miscibles.
- II. Debe haber agitación suficiente como para dispersar uno de los líquidos en forma de gotas dentro del otro.
- III. Debe estar presente un agente emulsificador, o emulsificante.

Una emulsión aceite – agua puede contener desde muy poca, hasta un 90 % de agua. Además, una emulsión puede ser dura (difícil de romper) o floja (fácil de romper); lo cual depende de varios factores, que incluyen las propiedades del aceite y del agua, el porcentaje de cada uno en la emulsión, y el tipo y cantidad de emulsificante presente. Para la separación de dichas emulsiones, se utilizan equipos y tratamientos, algunos de ellos se mencionan a continuación.

Separador de agua libre (FWKO)

Es un recipiente cilíndrico (figura 4.1) que en donde hay un espacio para que el agua libre se separe de una emulsión. Puede contener un filtro para atrapar las partículas de petróleo, que pudieran estar atrapadas en el agua. El agua libre se retira del fondo de la unidad, y la emulsión o el petróleo sale por arriba y pasa al sistema de tratamiento. De esta manera, se elimina el agua en estado libre; y solo la emulsión es tratada mediante un sistema de calefacción o tratamiento.

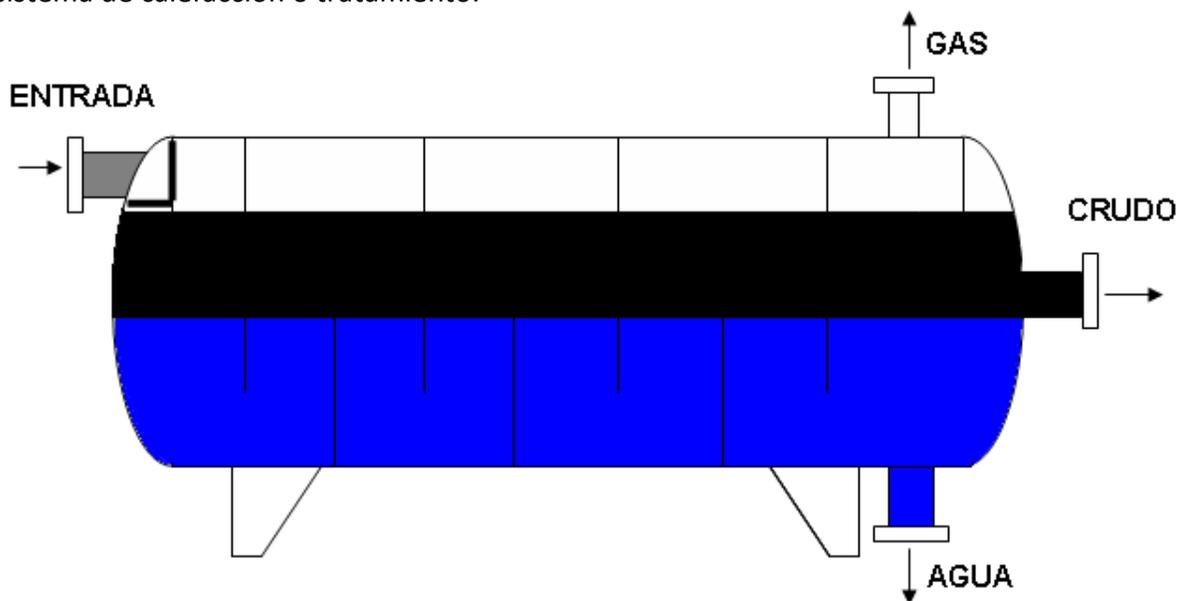


Figura 4.1 Partes de un separador de agua libre.

Aplicación de calor para separación de una emulsión

Una emulsión no se separa solamente con calor, generalmente su aplicación es un proceso auxiliar para acelerar la separación. Los calentadores de emulsión pueden ser directos o indirectos. La mayoría de las plantas de tratamiento no utilizan calentadores

independientes; el calentador generalmente forma parte integral de un sistema de tratamiento en el cual se lleva a cabo el calentamiento y el tratamiento.

Tratamiento químico para separación de una emulsión

Para que un producto químico actúe como desemulsificante en una mezcla agua- aceite, debe poder desactivar al agente emulsificador que rodea a las gotas de agua dispersas; tales productos químicos deben ser solubles en aceite y activos en la superficie (disolverse en el aceite y trabajar sobre las superficies de las gotas de agua para que se separen). Los desemulsificantes usados para tratar emulsiones inversas; o sea aceite en agua, deben ser solubles en agua. Al disolverse en el agua, el agente químico hace contacto con la superficie de las gotas de aceite suspendidas en el agua. Favoreciendo que coalezcan en glóbulos grandes. El aceite coagulado se retira de la superficie del agua, y el agua se puede disponer.

Tratamientos con tratadores por calentamiento

Un tratador por calentamiento (también llamado tratador de flujo o de emulsión) es un dispositivo donde se combinan diferentes componentes para tratar la emulsión en un solo recipiente. El tratador por calentamiento está diseñado para incluir en una unidad, cualquiera o todos de los siguientes elementos: separador de aceite y gas, separador de agua libre, calentador, lavado de agua, sección de filtros, sección de estabilización, intercambiador de calor, y campo electrostático.

Existe un gran número de modificaciones del modelo básico de tratadores por calentamiento (Van der Broek, 1991). Por ejemplo, puede tener mayor capacidad para agua libre o menor capacidad de calefacción. Algunos tratadores están diseñados para utilizarse en climas excesivamente fríos (Van der Broek, 1991); otros modelos están diseñados especialmente para tratar aceite espumante (Van der Broek, 1991). La selección del tratador apropiado para cualquier conjunto de condiciones dadas es una compleja decisión de ingeniería que puede ser tomada solamente luego de conocer una gran cantidad de factores como las propiedades del aceite y del agua, el porcentaje de cada uno en la emulsión, el tipo y cantidad de emulsificante presente.

Remoción del crudo disperso

El aceite en el agua producida es un problema importante ya que aceite también puede causar problemas pozo abajo en el sistema de inyección, especialmente donde se está utilizando un pozo de eliminación en una zona que no contenía petróleo y no tiene saturación de aceite residual, por lo tanto se deberá minimizar el aceite en el agua.

Si la concentración de aceite en el agua, a la salida de los separadores de agua libre es demasiado alta, se deberá considerar el uso de un tratador u otra forma de quitar el aceite. Si el agua del tratador contiene altas concentraciones de aceite y un control

muestra que el tratador está operando óptimamente, entonces se necesitara un tratamiento adicional como un tratamiento químico o una aplicación de calor. Los siguientes procesos se encuentran entre los más usados en los campos petrolíferos, para separar las emulsiones agua – aceite.

Tanques desnatadores

Los tanques desnatadores son recipientes que proporcionan el tiempo de retención necesario para que el aceite suba a la superficie donde puede ser desnatado y recogido.

Separadores de placas paralelas

El separador de placas paralelas (figura 4.2) es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas paralelas separadas por un espacio de 4 – 10 [cm]. Los separadores de placas paralelas permiten una mayor coalescencia de las gotas de crudo e incrementan la remoción de sólidos pesados. El agua aceitosa pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie de la placa posterior donde coalescen. El aceite aglutinado se traslada por la placa hasta llegar a la superficie de agua, donde se desnata.

Las placas paralelas reducen la distancia que debe viajar el aceite antes de llegar a una superficie donde puede coalescer. El espaciamiento entre las placas es muy importante en el diseño. Existen dos tipos básicos de coalescedor de placa paralela (el interceptor de placa paralela y el separador de placa inclinada). El separador de placa inclinada utiliza una pila de placas inclinadas de 45[°]. Los separadores de placa inclinada son utilizados frecuentemente consta afuera donde los niveles de espaciamiento y peso son muy restrictivos.

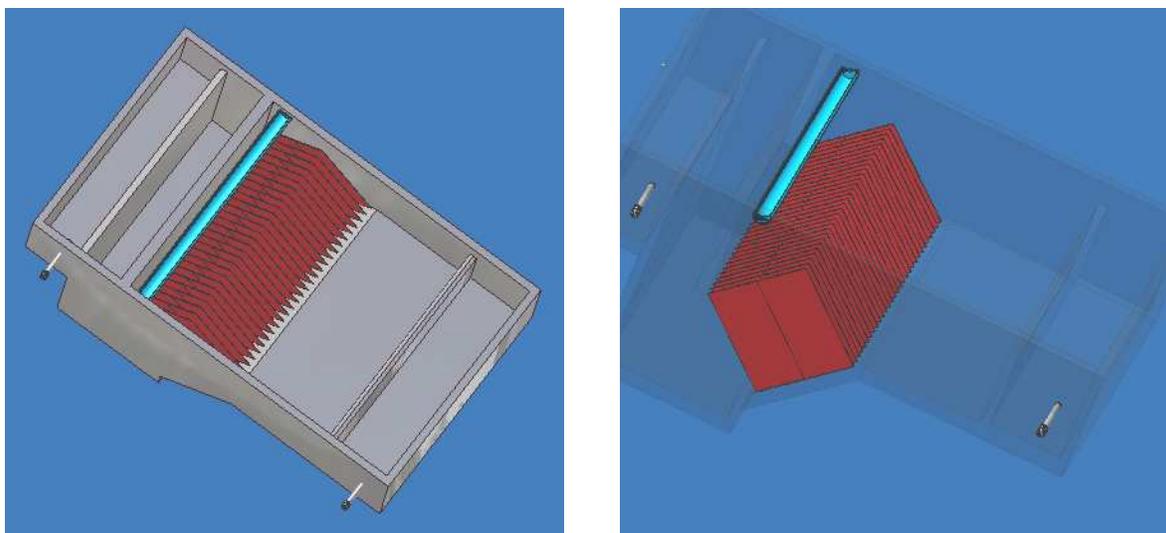


Figura 4.2 Separador de placas paralelas (ESPOIL, 2006).

Celdas de flotación con gas

En una celda de flotación con gas se forman burbujas de gas en el agua que se adhieren a las gotas de aceite, levantándolas a la superficie para ser recogidas. En el sistema de flotación con gas disuelto, el gas se disuelve en el agua, siendo liberado a presión más baja en el recipiente flotación. En estas celdas el gas es dispersado en el agua utilizando un rotor o un eyector, el tipo de eyector usa menos energía y menos gas que el rotor y tiene una relación gas – agua de alrededor de 10 [ft³/bbl]. Los resultados están influenciados por la concentración de gas, la salinidad, la temperatura, el pH, el tipo de crudo, la concentración de aceite, y los aditivos químicos de flotación. Son comunes las recuperaciones de aceite de más del 90 [%].

Coalescedores

Son recipientes que tienen una gran superficie. A medida que el agua aceitosa fluye, las gotas de aceite finamente dispersas coalescen hasta tener el tamaño suficiente como para flotar hacia la superficie y ser recogidas. Los coalescedores de medios granulares usan sistemas de flujo ascendente y descendente similares a filtros.

Hidrociclones

Las plantas de tratamiento de agua se clasifican en sistemas abiertos o cerrados, (Koop, H., 1991). Los sistemas cerrados son diseñados para impedir el contacto del agua con el aire y minimizar así las pérdidas de gas disuelto. Ambos sistemas tienen ventajas y desventajas (Koop, H., 1991); en un sistema cerrado los gases disueltos se mantienen en solución, mientras que los sistemas abiertos permiten usar grandes estanques de retención que dan tiempo al agua para estabilizarse, las partículas suspendidas se depositan y las gotas de aceite coalescen en la superficie. Sin embargo, es posible que la corrosión aumente y se produzcan problemas de incrustación, (Koop, H., 1991).

Remoción del Oxígeno

Una vez que el oxígeno se ha introduciendo en las salmueras, rara vez se extrae. Cuando se debe inyectar el agua, frecuentemente es más económico retirar el oxígeno o usar tubería recubierta de plástico resistente a la corrosión, cuando debe descargarse el agua, la presencia de oxígeno disuelto es favorable. Sin embargo, en algunos casos, particularmente cuando se usan grandes cantidades de agua dulce de reposición, hay que retirar el oxígeno. Existen varios métodos para la extracción del oxígeno entre ellos están: separación del gas y le desaireación en vacío.

Remoción de ácido sulfhídrico

La clave para la remoción del H₂S es el control del pH, esto se logra controlando la acidez del ácido. Con un pH menor de 5, casi todo el H₂S está presente como un gas asociado y

puede ser eliminado fácilmente, este proceso incluye la aireación y la separación de gases de combustión.

Remoción del CO₂

La iotización y la cantidad de CO₂ que puede ser eliminado también dependen del pH. Un pH de 5 produce un 95 [%] del gas disponible y un pH de 4 logra 100 [%]. Los métodos de remoción de CO₂ son variados (Koop, H., 1991), los más usados son: la aireación y la desgasificación al vacío, (Koop, H., 1991).

Remoción de sólidos en suspensión

Los sólidos en suspensión deben removerse de cualquier agua que se va a inyectar (principalmente a pozos inyectoros para mantenimiento de presión), pues es probable que tapen la formación. Hay varios sistemas de filtro disponibles como son: filtros de lecho graduado convencionales, filtros de alta velocidad, lecho profundo y flujo ascendente, filtros de alta velocidad, lecho profundo y flujo descendente, filtros de tierra diatomácea, filtros cartucho, sedimentación, entre otros.

IV.VII MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

Anteriormente, se disponía del agua salada o producida de forma tal que causaba serios problemas ambientales, los efectos no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua) y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas o de poca población. A continuación se enumeran algunos métodos de eliminación empleados sin considerar su efecto en el medio ambiente, y no debe interpretarse como una recomendación de los mismos. Los métodos recomendados, serán tratados con más detalle en el siguiente subtema.

IV.VII.I MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DE AGUA PRODUCIDA DISPONIBLES

A continuación se da una breve reseña de los métodos de eliminación de agua producida disponibles.

Descarga sin control en la superficie

En este caso, el agua producida original fue simplemente descargada de la concesión al suelo. El contenido de petróleo no fue medido o controlado y los efectos no fueron considerados. Esta costumbre llevo a la contaminación de las capas freáticas superficiales y del agua y a la acumulación de grandes cantidades de sal en el suelo, tornándolo inutilizable, (Lenn, C., 1998).

Descarga sin control en agua dulce

La descarga de agua producida, en arroyos, ríos y lagos ha conducido a la destrucción de estos cuerpos de agua, a la destrucción de peces y especies, a la matanza de otras especies acuáticas y a paisajes deplorables. La contaminación de estas corrientes también ha llevado a la contaminación de las aguas freáticas y de otras fuentes de agua potable, (Lenn, C., 1998).

Descarga controlada en la superficie

La descarga controlada en la superficie es practicada en algunas zonas, principalmente en los estados septentrionales de los Estados Unidos de Norte América. El agua producida es usada para rociar los caminos en el invierno y su contenido salino aprovechado para derretir el hielo y la nieve a temperaturas cercanas al punto de congelamiento. La descarga en la superficie también se practica en algunas zonas áridas del mundo donde el agua es rociada sobre los caminos para controlar el polvo, (Lenn, C., 1998).

Descarga controlada en aguas superficiales

Se practica también en algunas zonas, por ejemplo en Wyoming. Se ejerce control sobre la cantidad de sales disueltas totales en el fluido (en Wyoming el límite es de 5000 [ppm]), en el uso del agua por ejemplo alimento para ganado y en su concentración en las zonas de descarga relacionándola con la población y el uso del agua en la zona, (Lenn, C., 1998).

Evaporación

En las zonas áridas donde las tasas de evaporación son altas, el agua producida se coloca en fosas y se deja para que se evapore. El agua se purifica por la evaporación, pero las sales y los sólidos disueltos permanecen en la fosa de evaporación. Eventualmente se deberá disponer de estos sólidos en forma segura, (Lenn, C., 1998).

Descarga sin control en ambientes marinos costeros

Ha sido común debido a la ubicación de muchos campos (estuarios) de petróleo. Esto ha llevado a la concentración de metales y aceites pesados en la vida marina y a la contaminación costera, (Lenn, C., 1998).

Descarga controlada en ambientes marinos costeros

Comprenden principalmente un control del contenido de petróleo y del punto de descarga, (Lenn, C., 1998).

Descarga en aguas profundas (sin mareas)

Las descargas desde plataformas han sido comunes. Los controles en donde se han aplicado, han sido dirigidos principalmente al contenido de petróleo, (Lenn, C., 1998).

Inyección por el espacio anular

Se ha practicado la inyección de agua por el espacio anular en pozos productores de varios campos. Es lo mismo que la inyección en pozo somero o poco profundo pues el fluido se dirige a la primera zona permeable debajo de la primera tubería de revestimiento, (Lenn, C., 1998).

Inyección en pozo poco profundo:

Es popular en algunas zonas. El riesgo de contaminación de las capas freáticas poco profundas y del agua potable subterránea aumenta a medida que disminuye la profundidad de inyección, (Lenn, C., 1998).

Inyección en pozo profundo

Esta inyección se realiza en zonas profundas no asociadas (a una profundidad de más de 600 [ft]), es decir no cercanas a las zonas petroleras. Se ha utilizado por varios años en muchas zonas, (Lenn, C., 1998).

Inyección para mantenimiento de presión, recuperación secundaria

Los fluidos son reinyectados como un medio para mantener la presión en el yacimiento y lograr con ello una recuperación adicional de hidrocarburos.

IV.VII.II MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DE AGUA PRODUCIDA RECOMENDADOS***Reciclado***

La recuperación de hidrocarburos, en la mayoría de los casos puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento (ya sea en el acuífero para mantenimiento de presión) o en toda la zona para barrer al petróleo hacia los pozos productores (inundación de agua). En estos casos, especialmente en las zonas donde no es fácil conseguir agua dulce o ésta es costosa, el agua producida tiene un valor comercial apreciable. La reinyección también tiene, generalmente, menor impacto ambiental. Antes de comenzar a inyectar, el yacimiento debe ser estudiado detalladamente para asegurar de que es apto para el plan y el método específico de recuperación asistida que se propone (Khan, M., 2004).

No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este factor debe reconocerse de inmediato: si se inyecta agua a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro de los pozos y una pérdida económica importante, (Khan, M., 2004).

Los datos para el estudio completo del yacimiento deberán de obtenerse a partir de los pozos productores existentes y deberán incluir todo lo mostrado en la figura 4.3.

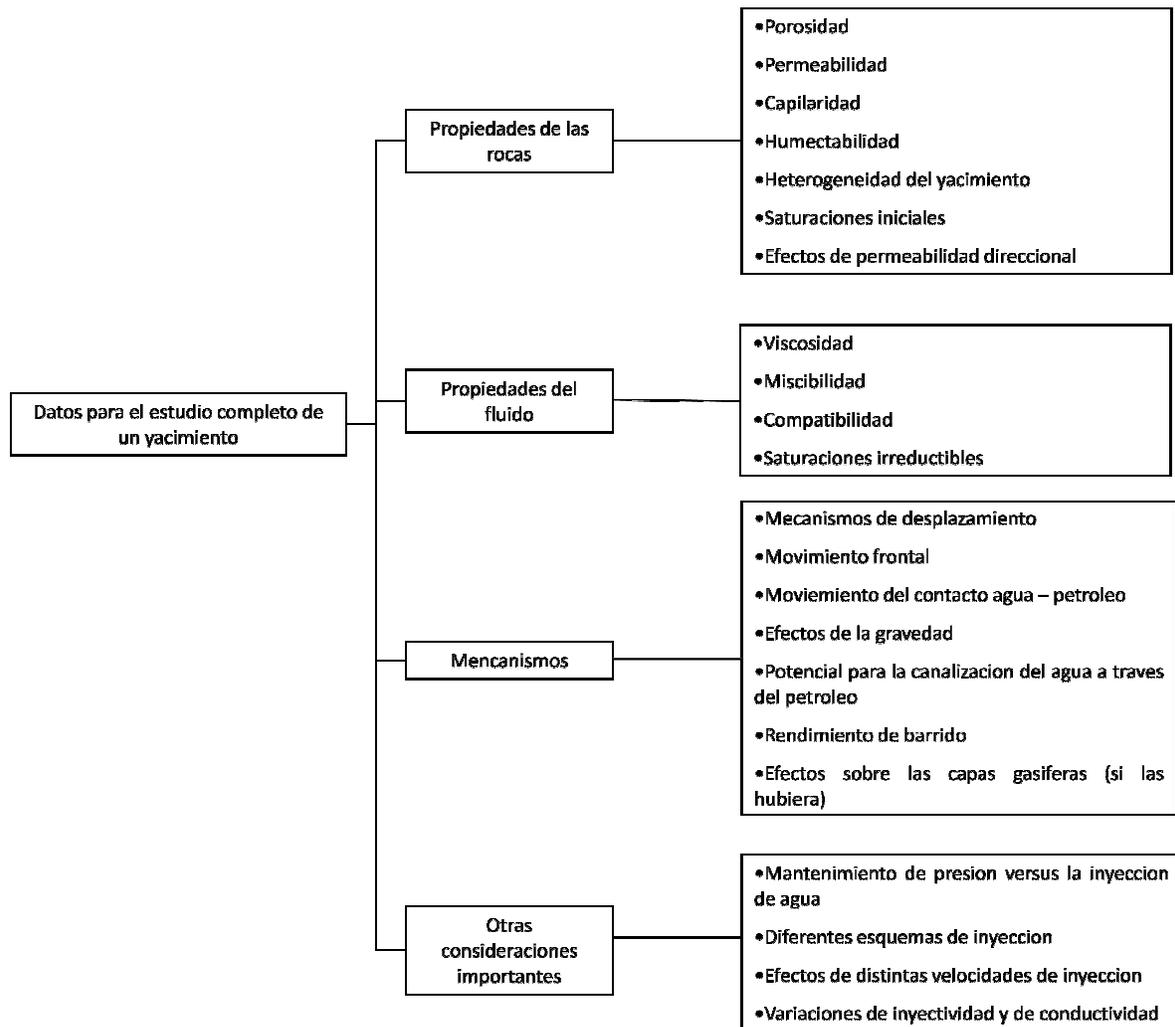


Figura 4.3 Datos para un estudio óptimo de una yacimiento, (ARPEL, 2005).

Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción de petróleo, gas y agua para diferentes situaciones de inyección. Se deberá de incluir en estos pronósticos una medida de la recuperación total del yacimiento. Existen varios procedimientos para realizar estos cálculos, los cuales varían en cuanto a disponibilidad, complejidad y costo.

Hasta ahora se ha considerado muy poco el factor económico. La decisión de inyectar se basará por supuesto en este factor, el cual deberá considerar la operación de producción que se obtendría sin la inyección, e incluyendo el costo de un plan alternativo para la

eliminación del agua producida, las diferentes alternativas posibles propuestas por los estudios del yacimiento, y todos los costos de capital y de operación.

Una vez realizados los estudios del yacimiento y que las evaluaciones económicas hayan determinado el esquema a seguir, se deberá obtener la aprobación reglamentaria y el permiso para el plan, posiblemente para cada uno de los pozos individuales. Se deberá comenzar a inyectar tempranamente en la vida del yacimiento y es posible que se necesite una fuente independiente de agua, pues es probable que no haya agua producida obtenible a esa altura del procedimiento.

Se tendrá cuidado en la selección de la fuente de agua y en el diseño de las instalaciones de tratamiento para asegurar que el agua y el equipo sean compatibles con el agua producida (cuando llegue) y con el yacimiento.

El propósito del pozo de inyección es doble: canalizar el agua producida a la zona correcta y proteger otras zonas de los efectos del agua. Las zonas a proteger incluyen otras zonas que puedan contener hidrocarburos y zonas en estratos superiores que contengan aguas dulces o potables. Para asegurar que se cumplan estos propósitos, todos los pozos de inyección deberán terminarse de la siguiente manera:

- 1) Todos los pozos se perforarán y se dejarán sin entubar solamente en la zona en la que se inyectará agua.
- 2) Se deberá obtener prueba de aislamiento hidráulico de otras zonas (generalmente es suficiente un registro fraguado del cemento) después de terminación inicial.
- 3) Todos los pozos deberán tener recubrimiento de superficie por debajo de cualquier arena que pudiera contener agua dulce. Se recomienda una profundidad mínima de 600 [ft] ó 180 [m]. Esta tubería de superficie deberá ser cementada hasta la superficie.
- 4) Cuando se deba perforar un pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de cemento de mejor calidad que el grado "A" usado generalmente, se sugiere el grado "B" para pozo petrolero.
- 5) Cuando se deba perforar un pozo como pozo de inyección, se deberá considera el empleo de tubería de mayor espesor que la usada generalmente, para asegurar que no haya daño por desgaste durante la perforación.
- 6) Se deberá instalar un obturador en los pozos para aislar la zona de inyección del espacio anular. El obturador deberá instalarse lo más cerca posible del espacio de inyección, pero nunca a más de 50 metros por encima del punto más alto de inyección.
- 7) El espacio anular deberá llenarse con un fluido no corrosivo y no contaminante. Deberá controlarse rutinariamente la presión por lo menos mensualmente. Todos los pozos en los cuales se observe que hay presión en el espacio anular deberán cerrarse inmediatamente y reparar la causa de esta pérdida determinada.

- 8) Se exigirá a los operarios que demuestren la separación entre el fluido de inyección y el espacio anular a una autoridad reguladora por lo menos anualmente.
- 9) Se exigirá a los operadores que mantengan un registro de las presiones de inyección y que demuestren que estas presiones no han excedido la presión de fractura de la formación en la cual se está inyectado fluido.

Eliminación en pozo profundo

La eliminación del agua producida en pozo profundo consiste en la inyección, a través de un pozo de inyección, a una zona a una profundidad mayor de 2000 [ft] ó 600 [m], que no sea la zona productora. Es un método de eliminación muy popular en América del Norte y muchos pozos de eliminación son de propiedad privada y operados comercialmente, (Khan, M., 2004). Cada pozo profundo de eliminación de agua producida deberá de contar con un permiso, este permiso describirá la zona en la cual se bombeará el agua, y deberá asegurar a la autoridad otorgante que esta zona no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia razonable, por ejemplo, 5 kilómetros. La solicitud también considerará la posibilidad de movimiento del agua salada producida hacia cualquier copa acuífera local de agua dulce que pueda estar conectada a la zona en la que tendrá lugar la inyección. Este movimiento ocurriría más probablemente a través de la formación, misma donde los problemas mecánicos serán resueltos mediante las condiciones de terminación del pozo.

En la eliminación en pozo profundo no se tendrán muy en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a una profundidad menor que 600 metros ó 2,000 [ft] deberá asegurar que no haya comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie. Los requisitos mecánicos para un pozo de eliminación profunda deberán ser las mismas que para un pozo de inyección dentro de un plan de recuperación asistida, por ejemplo, el aislamiento hidráulico, un obturador, un fluido de obturador y monitoreo anular.

CAPÍTULO V



MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

V.I ANTECEDENTES

La producción de arena constituye un problema en muchos activos de petróleo y gas de todo el mundo. Puede afectar drásticamente los regímenes de producción; al dañar los equipos de fondo de pozo, los equipos submarinos y las instalaciones de superficie, aumentando el riesgo de fallas catastróficas; e implicando para los productores un costo de decenas de miles de millones de dólares por año, (Fjaer, E., 1992). El control de la producción de arena es un tema complicado que no puede ser abordado a través de un enfoque de tipo unilateral (es decir, se deben de conocer todas las causas que originan la producción de arena) por ello los operadores han adoptado un enfoque multifacético, que abarca una amplia gama de tecnologías y conocimientos técnicos especiales disponibles para manejar este problema, en este capítulo se describe la problemática que presenta la producción de arena, así como también se mencionarán algunos métodos para el control de la misma.

V.II MÉTODOS PRÁCTICOS PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Las fallas producidas en los granos de arena durante la explotación de hidrocarburos, pueden provocar problemas de estabilidad de pozos, colapso de la tubería de revestimiento, reducción de la producción y, en casos extremos, la pérdida de pozos, (Fjaer, E., 1992).

Los granos de arena sueltos son transportados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades de fluido; estos granos al estar en el interior del pozo, pueden provocar estragos aguas abajo. Generados en condiciones de flujo rápido o en grandes cantidades, los granos de arena erosionan las tuberías y pueden convertirse en obstrucciones fijas o móviles.

La capacidad de erosión de la arena producida depende de varios factores, incluyendo el volumen de arena producida, la velocidad de las partículas de arena y el ángulo de impacto. La erosión ocasionada por la producción de arena daña las tuberías de fondo de pozo, los equipos submarinos, las líneas de conducción y otras instalaciones, pudiendo causar la falla catastrófica del pozo; así como daños al personal y al medio ambiente.

Las acumulaciones de arena pueden obturar la producción en cualquier parte de la línea de flujo, reduciendo los ingresos asociados con la producción y costando significativas cantidades de tiempo y dinero en lo que respecta a limpieza. Las operaciones de remediación en los pozos y campos submarinos resultan muy costosas. La arena producida que llega a las instalaciones de producción debe separarse de los fluidos producidos y eliminarse. Si bien el costo exacto es difícil de cuantificar, los especialistas coinciden en que la arena producida le cuesta a la industria decenas de miles de millones de dólares por año, (Selfridge, F., 2003).

La producción de arena siempre ha sido un problema, hoy en día, la forma en cómo la industria de exploración y producción (E&P, por sus siglas en inglés) maneja este problema es más sofisticado. En este apartado, se explica brevemente los principios básicos de la producción de arena y las tecnologías disponibles para ayudar a predecir, prevenir y vigilar rutinariamente la producción de arena. Algunos ejemplos de campo muestran que el manejo de la producción de arena se logra mejor cuando los operadores comprenden los mecanismos de producción de arena dentro del yacimiento, y utilizan un proceso de toma de decisiones sobre la base de la información adecuada para seleccionar las tecnologías y los métodos apropiados para encarar el problema.

V.II.I LA NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Saber porqué los yacimientos producen arena, constituye el primer paso crucial hacia el manejo de su producción. La instalación de equipos de terminación de fondo de pozo puede ser una parte importante de la solución, pero el logro de un conocimiento más exhaustivo permite generar una solución más completa y de acción más prolongada.

Por ejemplo, la capacidad de modelar y predecir las tendencias de producción de arena de un yacimiento permite a los ingenieros y científicos ir más allá de una mera metodología de aproximaciones sucesivas para resolver estos problemas. Una estrategia exitosa de manejo de la producción de arena puede iniciarse durante la etapa de perforación y mantenerse hasta el agotamiento del yacimiento (etapa de abandono), (Woods, T., 1998).

En el subsuelo, los principales factores que controlan si un yacimiento fallará mecánicamente son la resistencia de la roca, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación—una combinación de los esfuerzos terrestres principales que actúan sobre la roca, menos la presión de poro — y los esfuerzos introducidos por la perforación, la terminación y la producción.

La resistencia de la roca puede determinarse mediante pruebas uniaxiales y triaxiales de laboratorio, y puede representarse gráficamente mediante una curva o envolvente de falla. Los esfuerzos normales y los esfuerzos de corte ejercidos sobre un plano específico, bajo tres esfuerzos principales perpendiculares, se determinan utilizando el círculo de Mohr (ver figura 5.1).

Para establecer las condiciones en las que se produce la falla, se utiliza el modelo de falla de Mohr - Coulomb a fin de relacionar los esfuerzos principales y la presión de poro con la cohesión y el ángulo de fricción interna de la roca (ver figura 5.1). La falla se produce bajo tensión, compresión o, más comúnmente, cuando la diferencia entre los esfuerzos principales máximos y mínimos se vuelve suficientemente grande como para producir un esfuerzo de corte excesivo.

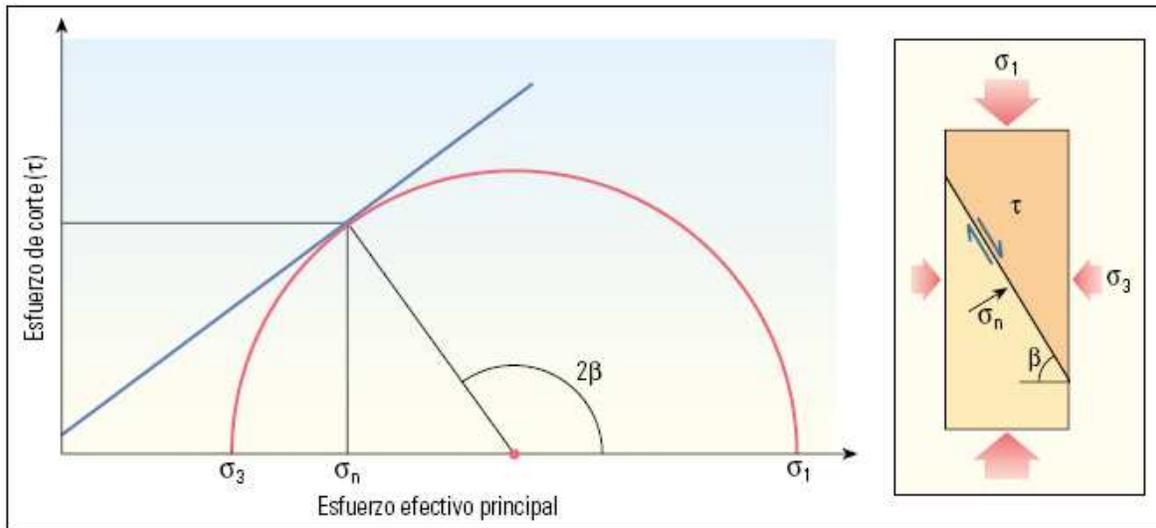


Figura 5.1 Criterio de falla de Mohr – Coulomb, (Oilfield review, 15, 1, 2004).

El círculo de Mohr (rojo) representa el estado de los esfuerzos, en cualquier orientación, en un cuerpo material, que oscila entre el esfuerzo efectivo principal más pequeño, σ_3 , y el más grande, σ_1 . Si el círculo de Mohr intersecta la condición de falla (azul), el material fallará por cizalladura. El círculo de Mohr también provee el esfuerzo normal (σ_n) y el esfuerzo de corte (τ) a través del plano de la falla, y el ángulo de la falla β , medido desde la dirección perpendicular al esfuerzo principal máximo (inserto).

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos y la presión de poro. El grado de cementación de la roca influye significativamente en la cohesión. Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas, pobremente cementadas, son más débiles.

El ángulo de fricción interna es afectado por la fracción volumétrica de partículas duras—habitualmente granos de cuarzo o feldespato—presentes en la roca. Los granos de formación en yacimientos de areniscas débiles se desagregan, o se sueltan de la matriz de roca, debido a fallas de corte, de tracción y volumétricas.

Durante la producción, la ruptura por cizalladura causada por la caída de presión o bien por el agotamiento, puede generar una cantidad catastrófica de arena producida. El incremento de la caída de presión genera mayores esfuerzos efectivos en torno al pozo o el túnel dejado por los disparos, y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca en esta geometría, la roca fallará pudiendo producir arena.

El aumento del agotamiento puede modificar los esfuerzos locales presentes en la Tierra, lo que además puede generar mayores esfuerzos de corte alrededor del pozo, conduciendo posiblemente a la producción de arena. Las fallas por tracción se producen

en areniscas débiles fundamentalmente por una elevada velocidad de flujo de fluido, que es una función de la caída de presión. Este tipo de falla suele ser esporádica, produce volúmenes de arena relativamente pequeños, se agrava por los cambios rápidos producidos en los regímenes de producción de pozos y a menudo se estabiliza con el tiempo.

La falla volumétrica, o colapso de poros, está asociada tanto con la caída de presión como con el agotamiento y se produce en yacimientos de alta porosidad y baja resistencia. En rocas débiles pero consolidadas, este fenómeno causa subsidencia y ha sido estudiado en forma extensiva en los yacimientos de Creta del Mar del Norte, (Andersen, M., 1995).

No todas las areniscas producen granos de arena desagregados bajo condiciones de esfuerzo. Las pruebas han demostrado que incluso las areniscas débiles—según lo determinado por las pruebas de compresión uniaxiales y las pruebas triaxiales confinadas—pueden tener comportamientos muy variables en lo que respecta a producción de arena, que están relacionados fundamentalmente con el tipo de roca.

Muchos episodios en la historia de una roca del yacimiento pueden modificar su resistencia conduciendo finalmente al inicio de la producción de arena. Cuando se perfora, termina y estimula un yacimiento se aplican esfuerzos adicionales sobre la matriz de roca.

Además, la resistencia de la roca puede reducirse por episodios de producción, tales como los tratamientos de estimulación con ácido, la compactación del yacimiento o los aumentos de la saturación de agua. En rocas débiles y no consolidadas, la resistencia de la roca generalmente disminuye al aumentar la saturación de agua, registrándose la mayor reducción de la resistencia aún luego de producirse aumentos leves de la saturación de agua a partir de un estado seco.

No todos los granos de arena desagregados son movilizados por los fluidos producidos. Pueden permanecer en los disparos, o en el pozo, y con el tiempo cubrir el intervalo productor. El grado de movilización de los granos de arena depende de factores tales como la viscosidad del fluido y la velocidad del fluido, en formas complejas y relativamente poco conocidas. Cuando se intenta predecir cuándo y dónde tendrá lugar la producción de arena, se debe considerar la falla de una roca y la desagregación resultante de los granos de arena, junto con la erosión y la movilización de las partículas hacia la corriente de producción.

Existen varias maneras de evitar o minimizar la producción de arena. En yacimientos no consolidados muy débiles, la producción de arena en gran escala puede ser inevitable, de manera que resultan prácticos los métodos de fondo de pozo para excluir la producción de arena o consolidar la formación cerca del pozo.

Las técnicas de exclusión de arena incluyen empaques de grava en pozos entubados, empaques con agua a alto régimen de inyección, tecnologías de fracturamiento y

empaques, empaques de grava a agujero descubierto y cedazos (filtros) independientes tales como las tuberías de revestimiento cortas ranuradas y los cedazos expansibles. Las técnicas de consolidación implican la inyección de resinas para estabilizar la roca, conservando al mismo tiempo suficiente permeabilidad original intacta como para permitir la producción de fluidos de yacimiento. Estas resinas a veces se utilizan antes de las técnicas de fracturamiento hidráulico para el control de la producción de arena.

La elección de un método de reducción o eliminación de la producción de arena en yacimientos moderadamente débiles es menos directa. La subestimación del potencial de producción de arena puede traducirse en costosos problemas de arenamiento en el futuro, mientras que su sobrestimación puede conducir a instalaciones de equipos de fondo de pozo costosas y no garantizadas o producir reducciones innecesarias del régimen de producción.

La predicción de la magnitud de la producción de arena en yacimientos moderadamente débiles es crucial para la minimización de la incertidumbre cuando se diseña una terminación. Además, la predicción correcta de la producción de arena puede significar un ahorro de varios millones de dólares por pozo para las compañías operativas. En muchos yacimientos moderadamente débiles, los métodos de terminación sin cedazos proporcionan una solución óptima. Las técnicas tales como los disparos orientados, el fracturamiento hidráulico sin cedazos y los tratamientos de consolidación, han reducido la producción de arena, a veces de manera asombrosa.

También existen formas de manejar la producción de arena en la superficie mediante la utilización de separadores de arena adecuados y mediante la cuidadosa vigilancia rutinaria de la erosión y la acumulación. En esos casos, la economía de la limpieza y eliminación de la arena debe tenerse en cuenta para la elección definitiva de las técnicas de manejo de la producción de arena. Junto con los métodos de manejo de la producción de arena — exclusión, sin cedazos y en la superficie — hacer producir el pozo a un régimen óptimo puede resultar esencial para el control de la producción de arena.

V.II.II LA NECESIDAD DE DETERMINAR EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

El correcto manejo de la producción de arena procura optimizar la terminación de pozos con problemas de producción de arena. El logro de este objetivo exige el conocimiento del yacimiento y de las fuerzas que afectan la estabilidad de la formación. Se han compilado datos sobre los esfuerzos presentes en la Tierra a partir de una diversidad de fuentes. La magnitud y orientación de los esfuerzos horizontales pueden exhibirse en mapas de esfuerzos locales o globales.

La fuente predominante de información sobre los esfuerzos horizontales son los mecanismos focales sobre terremotos (compresión, tracción o desplazamiento) determinados a partir de las ondas sísmicas producidas por los terremotos.

Una pequeña cantidad de datos proviene de técnicas de relajación de esfuerzos y de medición de esfuerzos. La información sobre los esfuerzos locales en áreas de desarrollo de petróleo y gas a menudo proviene de los pozos e incluye datos de registros sínicos, configuraciones de ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo, direcciones de fracturas inducidas, y datos de fracturamiento hidráulico y microfracturamiento hidráulico. Una fuente importante de datos direccionales sobre los esfuerzos presentes en la Tierra son las imágenes y mediciones adquiridas por herramientas operadas a cable y obtenidas durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés).

Habitualmente, el mayor esfuerzo principal es vertical y se atribuye al peso de los estratos de sobrecarga. Los datos sínicos, de densidad y de presión de poro se utilizan para generar un perfil de esfuerzo vertical. Los dispositivos de generación de imágenes de la pared del pozo, tales como la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI, la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas en Lodos Base Aceite OBMI y las herramientas de resistividad geo VISION GVR, proveen la orientación de las fracturas inducidas y las ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo.

La dirección del esfuerzo principal mínimo es perpendicular a estas fracturas y se encuentra alineada con la elongación del pozo causada por sus ovalizaciones (ver figura 5.2).

La determinación precisa de las direcciones de los esfuerzos es crucial para el correcto despliegue de los sistemas de pistolas de disparos orientados. Los disparos realizados en la dirección del esfuerzo máximo hacen más eficaz el fracturamiento hidráulico porque reducen los efectos de la tortuosidad durante el bombeo.

Para la prevención de la producción de arena, la ejecución de disparos orientados en la dirección de máxima estabilidad ha producido buenos resultados. Se pueden lograr disparos orientados con herramientas operadas a cable, bajadas mediante tubería flexible o con la tubería de producción, en pozos verticales, desviados u horizontales. Independientemente del método utilizado, los disparos orientados han ayudado a minimizar la producción de arena, especialmente cuando existe anisotropía de esfuerzos.

El modelado de un yacimiento con tendencia a la producción de arena también requiere el conocimiento de las magnitudes de los esfuerzos principales. Para medir físicamente la magnitud del esfuerzo horizontal en el fondo del pozo, a menudo se utiliza una técnica de fracturamiento hidráulico denominada determinación de datos de fracturamiento DataFRAC, en pozos que requieren tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico.

Después de la iniciación de la fractura hidráulica, las mediciones de la presión registran la presión de cierre de la fractura, que está relacionada con el esfuerzo local mínimo que actúa en sentido perpendicular a la fractura. Una alternativa relacionada con este procedimiento fue desarrollada utilizando el Probador Modular de la Dinámica de la

Formación MDT operado con cable. La herramienta MDT utiliza un arreglo de emparador de intervalo para realizar las pruebas de microfracturamiento hidráulico a agujero descubierto en intervalos pequeños. El dispositivo MDT inyecta fluido en un intervalo, a una velocidad constante, hasta que se inicia una fractura. La fractura se propaga en forma perpendicular a la dirección del esfuerzo local mínimo.

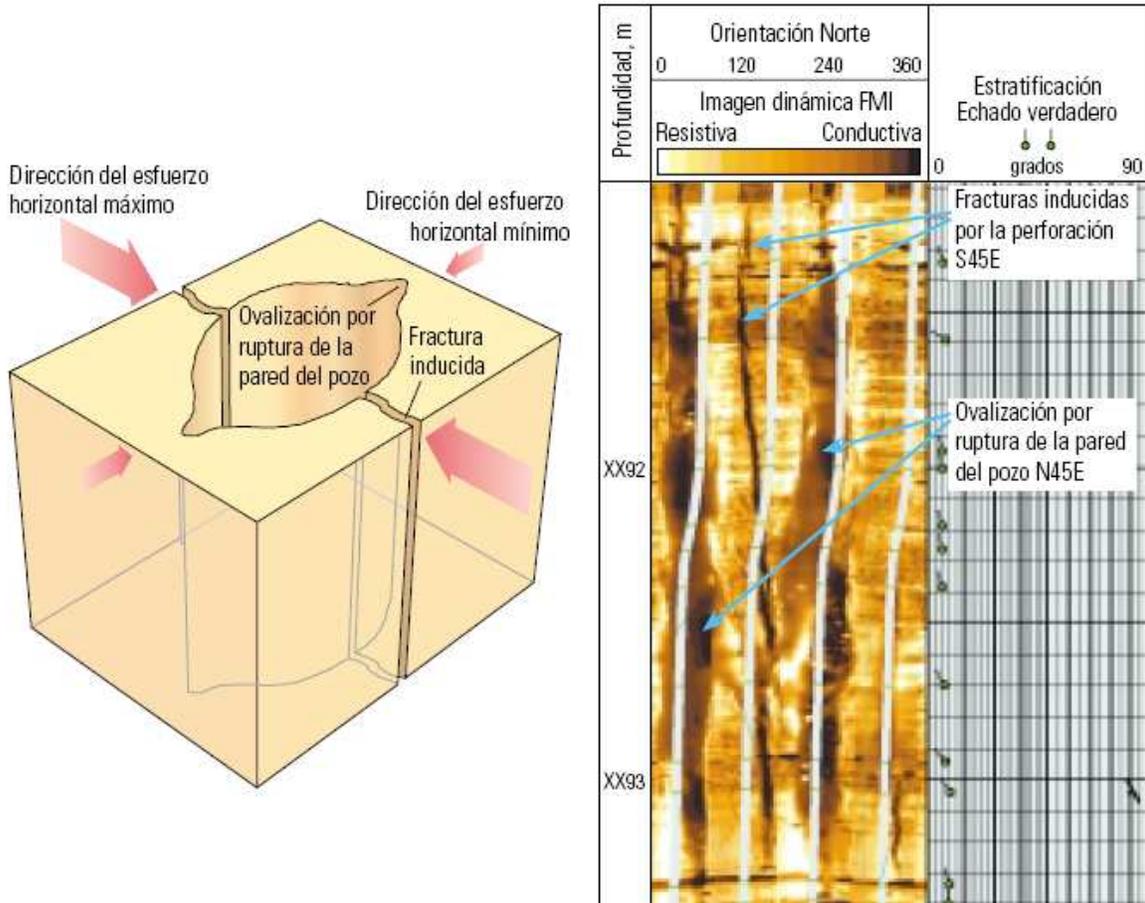


Figura 5.2 Dirección de los esfuerzos locales a partir de imágenes de la pared del pozo, (Oilfield review, 15, 1, 2004).

La figura 5.2 muestra los datos de imágenes de la pared del pozo, proveen información detallada sobre la dirección de los esfuerzos (derecha). Por ejemplo, en un pozo vertical, las ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo habitualmente se orientan a lo largo de la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, mientras que las fracturas inducidas por la perforación se encuentran alineadas con la dirección del esfuerzo horizontal máximo (izquierda). Las fracturas inducidas suelen ser casi verticales porque el esfuerzo mínimo es a menudo horizontal

De un modo similar al servicio DataFRAC, esta técnica mide las respuestas de la presión después de la iniciación de la fractura para determinar el esfuerzo principal mínimo, y puede ser utilizada con otras herramientas de adquisición de registros — por ejemplo, la herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar DSI y la herramienta de

generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI—para proporcionar un análisis más general.

Las pruebas de microfracturamiento hidráulico han sido utilizadas con éxito para definir los esfuerzos de la formación antes de llevar a cabo las operaciones de fracturamiento y empaque, y de fracturamiento hidráulico sin cedazos para el control de la producción de arena. La información sobre esfuerzos, en combinación con otros datos, se utiliza para construir modelos del esfuerzo principal mínimo en función de la profundidad. Estos modelos son importantes tanto para el diseño como para el análisis del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Sin embargo, las zonas mecánicamente débiles pueden fallar debido a la caída de presión entre los empacadores MDT. Para evitar esta situación, se puede utilizar la técnica MDT en pozos entubados. Para predecir el desempeño de una terminación con manejo de la producción de arena a lo largo de la vida productiva del yacimiento, también se necesita información acerca del impacto del agotamiento sobre los esfuerzos presentes en el yacimiento.

Esta información, por lo general consiste en un solo número denominado trayectoria de esfuerzos del yacimiento, puede calcularse en forma aproximada a partir de las propiedades elásticas del yacimiento y de la roca adyacente o en forma más precisa utilizando un modelo geomecánico de todo el campo, o puede ser medida examinando los registros de fracturas hidráulicas de las distintas etapas de desarrollo del campo, si dichos datos existen.

Los dispositivos de adquisición de registros modernos, tales como la herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar DSI, miden la anisotropía de ondas de corte para determinar las direcciones de los esfuerzos locales tanto en formaciones duras como en formaciones blandas. Estas herramientas también proveen parámetros cruciales de mecánica de rocas para evaluar la resistencia de la formación y predecir problemas de producción de arena. Los valores medidos de tiempo de tránsito compresional (t_c) y tiempo de tránsito de corte (t_s) se utilizan para calcular las propiedades elásticas dinámicas, incluyendo la relación de Poisson (ν) y el módulo de Young (E).

Las propiedades estáticas de la roca se obtienen a partir de pruebas de laboratorio. En el laboratorio, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la muestra de roca rige la falla pero el tamaño, la forma, el contenido de humedad y los defectos de la muestra también inciden en la falla.

Se construye una envolvente de falla utilizando datos de las diversas pruebas compresionales, en las que habitualmente los puntos del esfuerzo axial máximo se representan gráficamente en función de las diferentes presiones de confinamiento utilizadas durante las pruebas (ver figura 5.3).

Los datos de pruebas de laboratorio mejoran considerablemente el conocimiento global de la resistencia de la roca del yacimiento y pueden utilizarse para calibrar los valores derivados de los registros. No obstante, la realización de estas pruebas requiere equipos especiales, y la adquisición de muestras de roca representativas puede ser difícil aunque no imposible.

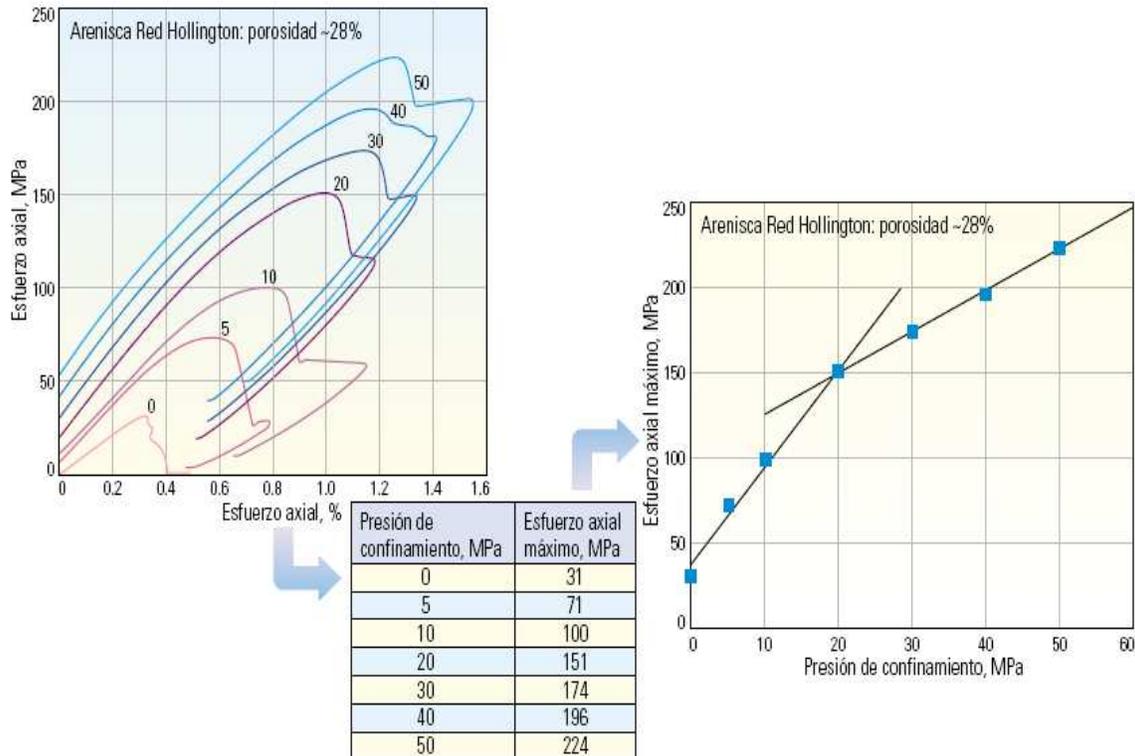


Figura 5.3 Construcción de una envolvente de falla., (Oilfield review, 15, 1, 2004).

Para la construcción de una envolvente de falla (figura 5.3) las rocas del yacimiento son sometidas a pruebas en el laboratorio para adquirir datos de esfuerzos y de deformación axial a diferentes presiones de confinamiento (extremo superior izquierdo).

Normalmente, cada presión de confinamiento utilizada durante las pruebas es representada gráficamente en función del esfuerzo axial máximo que se produce antes de la falla (derecha), permitiendo estimar el ángulo de fricción interna.

V.II.III COMPORTAMIENTO DEL MODELO PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La predicción del comportamiento de la producción de arena comienza con el desarrollo de un modelo mecánico del subsuelo (MEM, por sus siglas en inglés) para comprender la geomecánica de un campo petrolero.

Estos modelos resultan particularmente importantes cuando se pretende evaluar el impacto de un método de terminación dado sobre las rocas débiles. En su forma más básica—unidimensional (1D) — un MEM contiene información sobre los esfuerzos verticales y horizontales, la presión de poro, la resistencia de la roca, las propiedades de las rocas y los datos geológicos, tales como el echado de la formación.

Un MEM puede utilizar datos de entrada adicionales de modelos geológicos y geofísicos que definen los rasgos tectónicos, tales como fallas y pliegues. Los modelos de yacimientos que describen las respuestas del agotamiento del campo o del mantenimiento de la presión también pueden ser ingresados en un MEM. Un MEM tridimensional (3D) bien construido permite a los ingenieros y geocientíficos determinar el estado de los esfuerzos presentes en un yacimiento y en los estratos adyacentes, en cualquier localización de un campo petrolero.

Los modelos de predicción de la producción de arena se centran en la falla de la roca del yacimiento y en la migración de los granos de arena desagregados, generados por las prácticas de terminación de pozos. La información sobre los mecanismos que rigen la producción de arena no es fácil de obtener a partir de observaciones de fondo de pozo; gran parte del conocimiento relacionado con la predicción de la producción de arena proviene de investigaciones de laboratorio.

Los científicos del Centro de Investigaciones de Schlumberger (SCR, por sus siglas en inglés) en Cambridge y del Centro de Tecnología de Terminaciones de Yacimientos de Schlumberger (SRC, por sus siglas en inglés) realizaron experimentos sobre la estabilidad de los disparos en muestras de rocas de diferentes resistencias, proporcionando datos para desarrollar programas de simulación que predicen la falla de la arenisca en rocas débiles, (Bradford, I., 1994).

Estos experimentos examinaron las tendencias a la producción de arena, con diferentes esfuerzos y velocidades de flujo, para estudiar los efectos del diámetro de los agujeros de los disparos, el tamaño de los granos de la formación y la geometría de la terminación — orientación de los disparos y de los pozos—en relación con los esfuerzos principales (ver figura 5.4).

Este trabajo ha mejorado considerablemente el modelado de la predicción de la producción de arena, que se basa en la resistencia máxima de una roca en un túnel dejado por los disparos o en un pozo. Esta información se utiliza para optimizar las terminaciones a fin de asegurar que los pozos produzcan a regímenes económicos, con un riesgo de producción de arena aceptable.

Si bien es similar al análisis de estabilidad de pozos, el análisis de producción de arena difiere en que la presión de los túneles de los disparos es menor que la presión del yacimiento, lo que permite el flujo de fluidos. O, en el caso de terminaciones con agujero descubierto, la presión del pozo es menor que la presión del yacimiento.

Los cálculos de los esfuerzos se realizan con la orientación y la distribución radial correctas de los disparos para determinar la caída de presión mínima que no promueva la ruptura por cizalladura, o la caída de presión máxima libre de arena. Esta caída de presión se utiliza luego para calcular los regímenes de producción y establecer si se logran los requisitos de producción mínimos.

La herramienta de predicción de la producción de arena calcula la caída de presión crítica para diferentes escenarios de terminación provistos por el usuario e identifica la ventana de producción libre de arena. Se utilizan dos modelos para el cálculo de la caída de presión crítica a la que fallará la formación.

En el pasado, se ha utilizado una amplia diversidad de métodos para la predicción de la producción de arena, entre otros, los modelos elastoplásticos.

La ventana de producción libre de arena define los límites de los diseños de terminación y extracción artificial, por ejemplo la caída de presión máxima admisible producida por una bomba electrosumergible (ESP, por sus siglas en inglés). La incertidumbre también puede tenerse en cuenta en base a seis parámetros de entrada: la relación de Poisson, la resistencia a la compresión no confinada, el esfuerzo horizontal mínimo, la relación de los esfuerzos horizontales mínimos y máximos, y el tamaño de los granos.

Para un escenario de terminación dado, esta ventana de producción libre de arena se muestra gráficamente representando la presión del yacimiento en función de la presión de flujo de fondo de pozo (BHFP, por sus siglas en inglés), resaltando la ventana de caída de presión para una producción libre de arena y los diversos niveles de incertidumbre. Ésta y otras herramientas también pueden utilizarse en la selección de los pozos candidatos a control de la producción de arena.

Para la prueba siguiente (figura 5.4), se coloca en un recipiente de presión una muestra de roca, que contiene un túnel de disparos simulado (extremo superior). Se utilizan una guía de luz y un espejo de aro, en combinación con un endoscopio, para observar el túnel mientras el kerosén circula a través del mismo. Cuando ha resultado posible, se han utilizado núcleos de afloramientos de yacimientos representativos para las pruebas de flujo axial, en las que el desplazamiento de las paredes del túnel fue documentado mediante la obtención de imágenes (extremo inferior). El trabajo extensivo realizado en el SCR permitió identificar diferentes mecanismos a través de una amplia gama de resistencias de la roca. Esta información se compara con los resultados del modelado de la producción de arena.

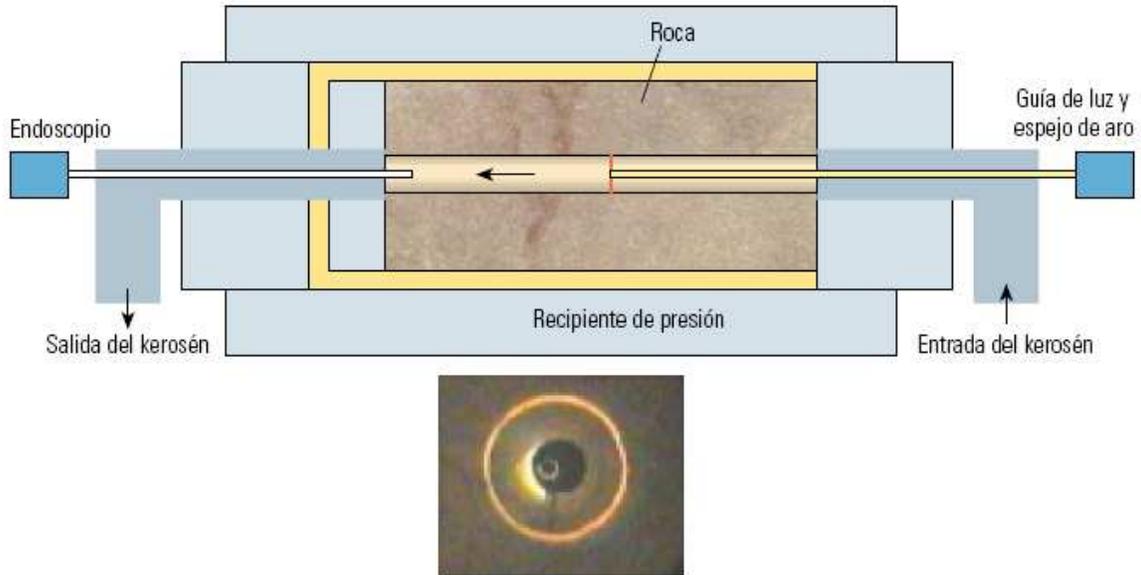


Figura 5.4 Pruebas de laboratorio diseñadas para visualizar mecanismos de desagregación y transporte de arena., (Oilfield review, 15, 1, 2004).

V.II.IV PREDICCIÓN Y MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Con el conocimiento de un yacimiento, de sus esfuerzos y de la probabilidad de encontrar producción de arena, las compañías operadoras pueden tomar decisiones sobre la base de información adecuada acerca del mejor enfoque a adoptar para optimizar las terminaciones de pozos y limitar el impacto de la producción de arena.

La primera pregunta que se formula es si la producción de arena ha de ser controlada o evitada. Cuando la producción de arena es indudable, o cuando el riesgo asociado con la producción imprevista de arena es alto — por ejemplo, en terminaciones submarinas o en pozos de gas con altos regímenes de producción—pueden requerirse métodos de exclusión de arena.

Alguno de los diversos métodos de terminación sin cedazos (filtros) puede ofrecer la mejor alternativa en los casos en que la producción de arena puede evitarse o al menos limitarse. Independientemente del método empleado, el manejo correcto de la producción de arena es el vehículo necesario para balancear el control de arena con los resultados de producción deseados mediante terminaciones optimizadas.

El empaque de grava es una técnica común de exclusión de arena, que ha sido utilizada desde la década de 1930, (Ali, S., 2001). Esta técnica implica el bombeo de una lechada diseñada, consistente en grava de un tamaño específico y un fluido portador adecuado, para rellenar el espacio anular entre un cedazo centralizado, cuidadosamente seleccionado, y la tubería de revestimiento disparada, o la formación en el caso de empaques de grava efectuados a agujero descubierto (ver figura 5.5). El diseño de empaques de grava en pozos entubados debería incluir la optimización de los disparos. La

selección del sistema de pistolas y del método de disparos más adecuados también puede mejorar la efectividad del empaque de grava porque se minimiza el daño ocasionado por los disparos.



Figura 5.5 Empaques de grava en pozo entubado y en agujero descubierto, (*Oilfield review*, 15, 1, 2004).

El empaque de grava en pozo entubado (figura 5.5) requiere que se dispare el intervalo de terminación y a menudo se utiliza en pozos verticales, o casi verticales, y en pozos que producen de yacimientos laminados (izquierda). Los cedazos independientes en agujero descubierto se utilizan para controlar la producción de arena en yacimientos limpios con vidas productivas relativamente cortas (centro). Los empaques de grava en agujero descubierto son comunes en pozos horizontales, no requieren disparos, y constituyen una opción viable en terminaciones de aguas profundas riesgosas y altamente productivas (derecha).

En yacimientos moderadamente competentes, el sistema de Operaciones de Disparos para la Explotación Total del Yacimiento PURE produce la cantidad óptima de bajo balance para una presión de yacimiento dada, generando una mejor limpieza de los disparos.

Los empaques de grava efectuados a agujero descubierto requieren la eliminación del revoque de filtración de la terminación, además de las condiciones de diseño estándar. La selección cuidadosa de los fluidos de perforación y terminación correctos ayuda a asegurar un adecuado desarrollo del revoque de filtración y su posterior remoción.

Es esencial remover todo el revoque de filtración posible para maximizar la permeabilidad del empaque de grava. La mejor manera de lograr este objetivo es utilizando un proceso totalmente integrado, tal como el servicio de eliminación del revoque de filtración MudSOLV, y herramientas antisuaveo para mantener la presión hidrostática en el pozo durante la operación de empaque de grava.

El servicio MudSOLV considera además la terminación, la selección de la química con riesgo mínimo, la utilización de mediciones del desempeño, el análisis económico y las pruebas de verificación de laboratorio.

En yacimientos de baja permeabilidad, yacimientos que producen fluidos de alta viscosidad, o yacimientos estratificados con intervalos que exhiben una baja relación entre el espesor productivo neto y el espesor total, la técnica de fracturamiento y empaque ha resultado altamente exitosa. En rocas blandas, este método produce una fractura hidráulica corta y ancha y depende del logro de un fracturamiento con limitación del crecimiento longitudinal de la fractura (TSO, por sus siglas en inglés).

A diferencia del fracturamiento hidráulico convencional, los diseños TSO limitan la longitud de la fractura mediante la deshidratación del empaque de apuntalante que se encuentra dentro de la fractura, en las primeras fases del tratamiento. Esto ayuda a apuntalar la fractura cerca de su extremo, creando una trayectoria de flujo corta pero conductora en dirección al pozo.

Esta técnica aumenta el radio de terminación efectivo y el área abierta al flujo y reduce la producción de arena asociada con velocidades de fluido elevadas y disparos inestables. En el pasado, la limpieza de pozos, la instalación de cedazos para la exclusión de la arena y el empaque de grava, eran operaciones separadas que se llevaban a cabo en su totalidad después del fracturamiento. Sin embargo, los avances introducidos en los equipos de fondo de pozo asociados con el servicio de fracturamiento y empaque de grava STIMPAC ahora permiten completar la operación de fracturamiento con el cedazo colocado en su lugar, efectuando a continuación el empaque de grava.

Existe además un método de fracturamiento y empaque sin cedazos que consiste en la ejecución de disparos orientados, la inyección de resina para estabilizar la formación, y la utilización de apuntalantes cubiertos con resina y tecnologías de fibras para evitar el contraflujo de apuntalante. Esta técnica se suma a una creciente lista de opciones de operaciones sin cedazos cuando las compañías optan por evitar fallas en lugar de excluir la producción de arena.

En zonas moderadamente débiles pero consolidadas, las técnicas de terminación sin cedazos ofrecen soluciones efectivas para reducir o eliminar la producción de arena, a menudo a menor costo y riesgo y con una mayor producción de hidrocarburos. Como parte importante del manejo de la producción de arena, las técnicas de terminación sin cedazos hacen uso de una variedad de tecnologías individuales o combinadas, tales como las técnicas de disparos selectivos, en condiciones de bajo balance dinámico, óptimamente distribuidos y orientados, los diseños de fracturamiento con limitación del crecimiento longitudinal de la fractura y las técnicas de fracturamiento vertical indirecto (IVF, por sus siglas en inglés), el control del contraflujo de apuntalante y la inyección de resina para la consolidación de la formación.

Extensivas investigaciones y experiencias de campo han demostrado la importancia de la orientación de los disparos para su estabilidad y para la producción de arena. Cuando se planifica un tratamiento de fracturamiento hidráulico con el fin de ayudar a prevenir la producción de arena, los disparos deberían alinearse con el plano preferencial de fracturamiento (PPF, por sus siglas en inglés), o correr paralelos a la dirección del esfuerzo local máximo.

La orientación de los disparos a lo largo de la dirección del esfuerzo local máximo reduce la tortuosidad o las restricciones al flujo en la región vecina al pozo durante el fracturamiento hidráulico. Hoy, el sistema de disparos orientados operados con la tubería de producción OrientXact proporciona un nivel de precisión, fidelidad y verificación nunca antes alcanzado.

Sin embargo, en el caso de pozos con terminaciones disparadas solamente en yacimientos débiles, la alineación con el PPF no necesariamente generará los túneles de los disparos más estables; por el contrario, esto puede traducirse en un incremento de la producción de arena. Con un modelo 3D de predicción de la producción de arena, se modela el estado de los esfuerzos — la magnitud y dirección de los tres esfuerzos principales—alrededor del pozo, lo que permite a los especialistas en terminación de pozos seleccionar las orientaciones de los disparos que minimizan el contraste de esfuerzos y maximizan la estabilidad de los disparos (ver figura 5.6). Las nuevas tecnologías de disparos orientados han permitido a la industria explotar un mayor conocimiento de la relación existente entre los esfuerzos presentes en la región vecina al pozo y la producción de arena. Esta técnica ha sido aplicada en todo el mundo y su utilización continúa creciendo.

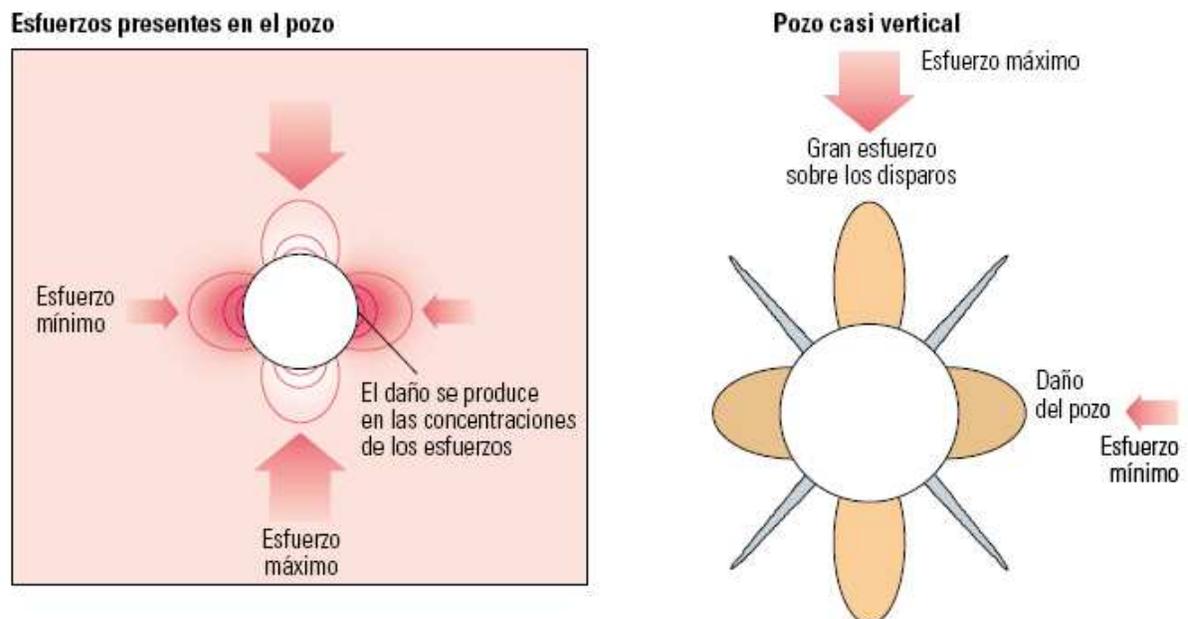


Figura 5.6 Concentración de esfuerzos alrededor del pozo, (Oilfield review, 15, 1, 2004).

Los diseños de terminaciones disparadas para el control de la producción de arena deberían considerar los esfuerzos presentes en torno al pozo para ayudar a prevenir la falla de los túneles dejados por los disparos (izquierda).

A diferencia de las operaciones de disparos para los tratamientos de fracturamiento hidráulico, los disparos deberían evitar las regiones con grandes esfuerzos habitualmente alineadas con el esfuerzo horizontal máximo presente en los pozos verticales, que es la dirección vertical en los pozos horizontales (derecha).

También deberían evitarse los disparos en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, a fin de minimizar la falla de los túneles de los disparos. Las operaciones de disparos orientados permiten alinear los disparos en base a modelos de estabilidad de disparos destinados a optimizar las terminaciones.

V.II.V VIGILANCIA RUTINARIA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La determinación de la caída de presión crítica, para las diversas etapas de agotamiento del yacimiento en las que comienza a producirse la falla del pozo o de los disparos, es una función esencial de la herramienta 3D de predicción de la producción de arena. Un elemento importante del control de la magnitud de la producción de arena es el manejo de la caída de presión y del régimen de producción a lo largo de la vida productiva de un pozo. La vigilancia rutinaria de las tasas de producción de arena ayuda a optimizar los regímenes de producción, calibrar los modelos, mejorar los métodos de control de la producción de arena y evaluar la necesidad de implementar tareas de remediación. Esta práctica es esencial para el correcto manejo del yacimiento. ¿Pero cómo saben las compañías de producción si sus medidas de exclusión y prevención de la producción de arena están dando resultados o si se necesitan operaciones de remediación, y en ese caso, cuándo es preciso realizarlas?.

Diversos métodos son utilizados para vigilar rutinariamente la producción de arena, y su éxito depende de la magnitud del problema y de la naturaleza del pozo y de la terminación. Los métodos de detección en superficie emplean sensores ubicados en posiciones estratégicas a lo largo de las líneas de flujo. Por ejemplo, se pueden instalar sensores ultrasónicos no intrusivos que detectan la colisión de partículas con la pared interior de las tuberías, después de los codos de las líneas colectoras submarinas. Con el tiempo, estos registros pueden ser utilizados para determinar si la producción de arena está aumentando o disminuyendo y pueden facilitar la estimación de la erosión de los equipos.

Las mediciones periódicas de fondo de pozo ayudan a evaluar la efectividad de los métodos de prevención de la producción de arena a lo largo del tiempo. Por ejemplo, los registros de producción o las pruebas de pozos registran los datos de presión y velocidad de flujo para evaluar el daño ocasionado a la terminación. La caracterización del empaque de grava se puede lograr utilizando una combinación de mediciones adquiridas con

herramientas operadas a cable, incluyendo los datos de las herramientas de Control de Saturación del Yacimiento RST, Resistividad de la Formación en Pozo Entubado CHFR, Tiempo de Decaimiento Termal TDT y Registro de Neutrón Compensado CNL. Estos dispositivos permiten a los ingenieros de terminación y producción localizar la parte superior de una terminación con empaque de grava y determinar su cobertura y calidad.

La vigilancia rutinaria de los efectos de la producción de arena en forma más permanente se logra instalando sensores de fondo de pozo que registran la presión de flujo y la temperatura de fondo de pozo, ofreciendo capacidades de vigilancia rutinaria y control en tiempo real (ver figura 5.7). Se pueden entregar datos obtenidos en tiempo real de sensores de fondo de pozo, submarinos y de superficie, utilizando el sistema de vigilancia rutinaria y entrega de datos en tiempo real InterACT para actualizar las herramientas de modelado y simulación, tales como el programa de simulación de yacimientos ECLIPSE.

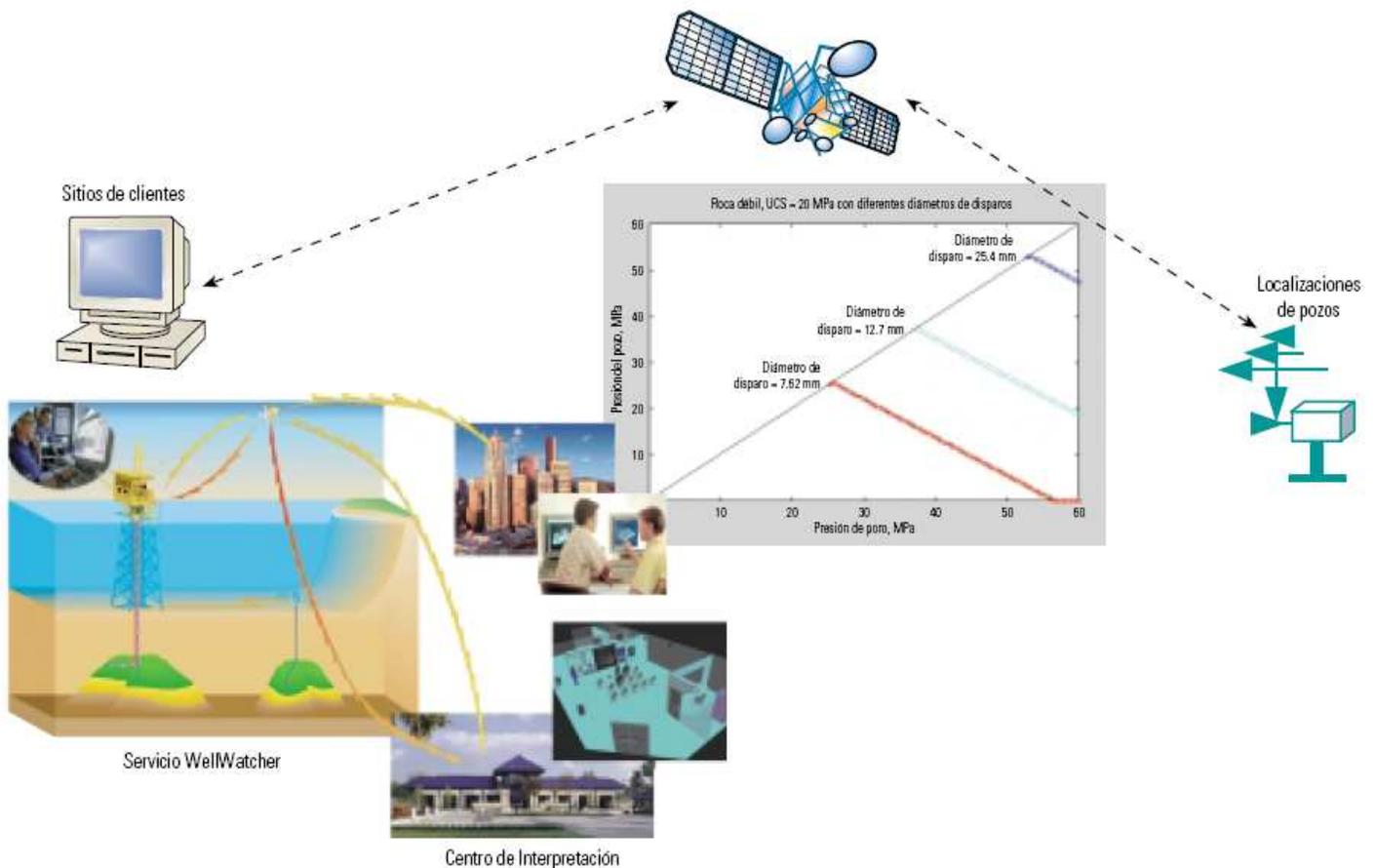


Figura 5.7 Vigilancia rutinaria y control en tiempo real, (Oilfield review, vol. 15 no. 1, verano 2004).

En la Vigilancia rutinaria y control en tiempo real (ver figura 5.7), los efectos negativos de la producción de arena y el impacto de las medidas de control de la producción de arena pueden ser observados a través de diversas mediciones de fondo de pozo y de superficie. En los campos petroleros conectados de hoy en día, cantidades masivas de datos pueden ser transmitidas y enviadas directamente a los equipos a cargo de los activos para su

interpretación. Los datos pueden ser utilizados para actualizar y verificar los modelos de predicción de la producción de arena y los simuladores de yacimientos y para facilitar la optimización de la producción completa y en tiempo real.

V.II.VI EFECTOS DAÑINOS CAUSADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Muchos pozos terminados y en producción están experimentando problemas de producción de arena. La producción de arena puede ser inexorable, produciendo efectos dañinos sobre los regímenes de producción y los equipos. La detección temprana, a través de la vigilancia rutinaria, permite identificar problemas e instar a la intervención antes de que los problemas se vuelvan severos. No obstante, a veces las catástrofes se producen en forma inesperada, conduciendo a la falla total del pozo y generando la necesidad de intervención. Cuando es necesaria la intervención, las prácticas globales de manejo de la producción de arena ayudan a determinar las mejores medidas a tomar.

Cuando los datos adecuados (datos de producción, de pruebas de pozos, de núcleos y de registros) se combinan con información sobre la producción de arena y la historia del pozo, se puede evaluar la necesidad y el valor de las medidas de remediación y de mejoramiento de la producción. En pozos con terminaciones de múltiples horizontes, un programa de asignación de la producción patentado por Schlumberger asigna la producción para cada zona utilizando los datos de registros de producción. Esto permite a los ingenieros evaluar cada zona por separado, haciendo más selectivos los tratamientos correctivos.

En pozos fracturados hidráulicamente, el programa de análisis de la producción ProFIT, patentado por Schlumberger, ayuda a determinar las propiedades de la fractura de manera que los problemas que limitan la efectividad de la fractura puedan ser diagnosticados y corregidos. Por último, el programa de computación Procede permite el análisis de los datos de producción de pozos para determinar las propiedades del yacimiento en la región vecina al pozo y predecir el desempeño del pozo al cambiar los escenarios de terminación. Estos poderosos programas de computación pueden predecir el impacto de las tareas correctivas para estimar tanto los resultados económicos como los riesgos.

Las técnicas de intervención de pozos varían en lo que respecta a tipo y costo. Un operador puede elegir un método de terminación sin cedazos que no requiere equipo de perforación, tal como las técnicas de agregado de disparos, nuevos disparos o fracturamiento hidráulico. En ciertos casos, se pueden instalar cedazos de ventilación sin equipo de perforación. Pueden necesitarse operaciones de gran envergadura que requieren equipo de perforación, como el empaque de grava o la instalación de cedazos expansibles, para lograr el mejor resultado, pero estas operaciones suman costos. Cuando la rentabilidad del pozo justifica la ejecución de re-terminaciones, muchos métodos de exclusión de arena y prevención de la producción de arena se convierten nuevamente en opciones viables. Por este motivo, las re-terminaciones señalan una nueva oportunidad

para que los operadores y proveedores de servicios incorporen el proceso de toma de decisiones sobre la base de decisiones adecuadas asociado con prácticas minuciosas de manejo de la producción de arena.

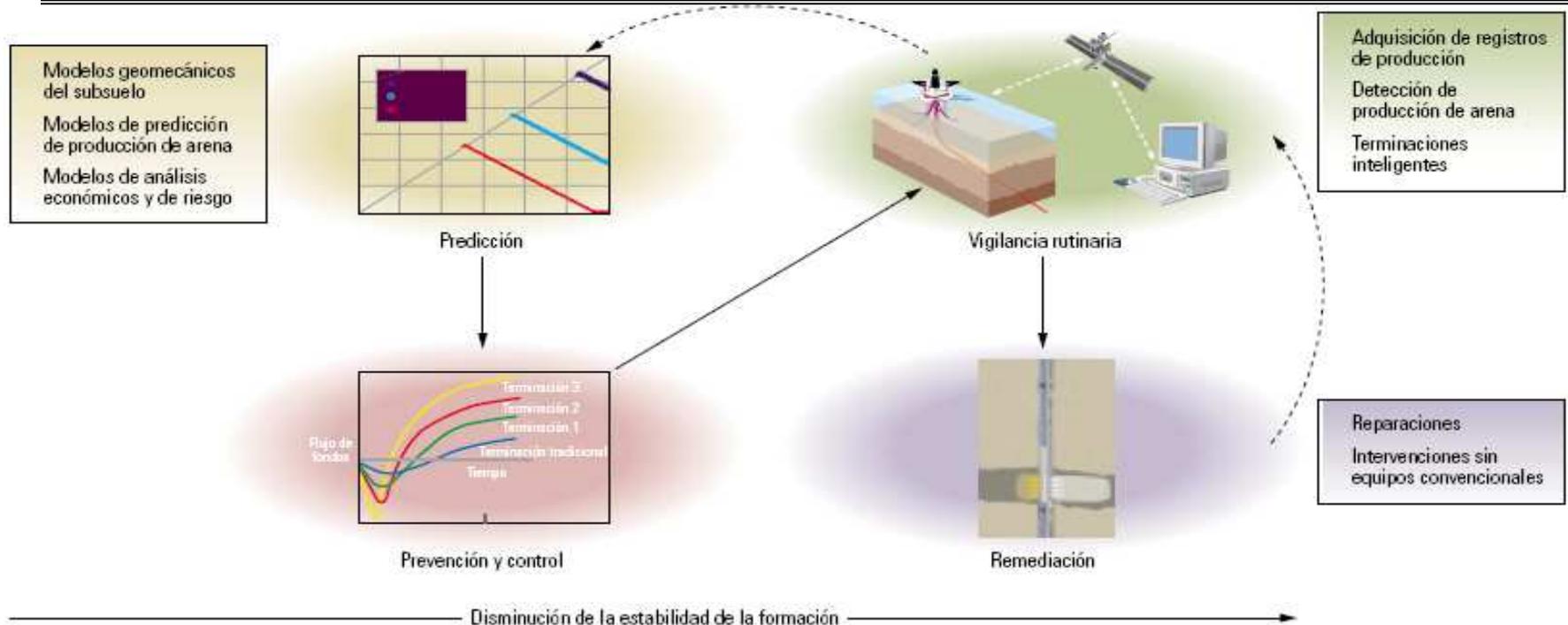
V.II.VII SOLUCIONES PARA EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los problemas operacionales asociados con el influjo de arena afectan negativamente al pozo y a la productividad del yacimiento, ponen en peligro la longevidad del pozo, limitan las opciones de intervenciones de remediación e impactan la rentabilidad del campo desfavorablemente. El asegurar que los túneles de los disparos y la formación circundante permanezcan estables es clave en los esfuerzos realizados para el manejo de la arena (ver figura 5.8).

La selección de los candidatos para terminaciones de pozos sin cedazos, por lo tanto, es un aspecto importante del planeamiento y ejecución de terminaciones de pozos que requiere la cuidadosa evaluación y caracterización de la formación, utilizando los datos de producción de la más alta calidad como datos de entrada para los modelos de predicción de la producción de arena, para los programas de diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico y para los simuladores de yacimientos. El programa de computación SandCADE y otros modelos mecánicos establecen caídas de presión y velocidades de flujo críticas máximas para evitar el contraflujo de apuntalante durante las fases de producción y limpieza.

Actualmente, los pozos que más se benefician de los métodos de terminación de pozos sin cedazos son aquellos con configuraciones que hacen la instalación de arreglos internos de componentes de terminación difícil, indeseada o incluso imposible. Sin embargo, las aplicaciones para las técnicas que no requieren equipos convencionales de perforación o de terminación de pozos involucrarán cada vez más la reparación de pozos para explotar las reservas marginales que no justifican económicamente las operaciones con aquellos equipos. Los resultados de las terminaciones de pozos sin cedazos obtenidos hasta el momento prueban claramente la viabilidad de esta tecnología emergente, la cual provee soluciones atractivas para evitar, de lo contrario, una producción diferida o la pérdida de reservas.

Las técnicas de terminación de pozos sin cedazos constituyen un elemento importante en las estrategias avanzadas de manejo de la arena, pero no reemplazarán a los métodos convencionales de control de la producción de arena. En algunos yacimientos, sin embargo, éstas proveen estrategias alternativas efectivas en materia de costos para eliminar o manejar la producción de arena a lo largo de la vida productiva de un pozo o durante el desarrollo de un campo. Los esfuerzos de investigación y desarrollo actuales están dirigidos a mejorar los modelos de computación diseñados para predecir la producción de arena y proveer una evaluación mejorada de los riesgos. Estos esfuerzos asegurarán la efectividad de las cada vez más sofisticadas técnicas de disparos y terminaciones de pozos.



Terminación natural	Terminación estimulada	Manejo de la arena producida	Métodos de terminaciones de pozos sin cedazos	Métodos convencionales de exclusión de arena
Operaciones de disparos óptimas	Operaciones de disparos óptimas Estimulación por fracturamiento TSO	Operaciones de disparos óptimas Diseño de levantamiento artificial Desarenador de fondo de pozo	Operaciones de disparos óptimas Estimulación por fracturamiento TSO Control del contraflujo de apuntalante Consolidación de la formación Tecnología de cementación Tratamientos selectivos con tubería flexible	Operaciones de disparos óptimas Emplazamiento correcto de la grava Empaque de grava con pozo entubado Empaque de grava con agujero descubierto Fracturamiento y empaque Cedazos expansibles

Figura 5.8 Soluciones para el manejo de la producción de arena, (Oilfield review, vol. 15 no. 1, verano 2003).

CAPÍTULO VI



TRATAMIENTO DE LOS CRUDOS PESADOS EN ESTACIONES RECOLECTORAS

VI.I INTRODUCCIÓN

Una vez que el crudo pesado ha sido desplazado del yacimiento hacia los pozos (ver capítulo II) y de los pozos hacia la superficie (ver capítulo III), pasa a través de varios puntos o estaciones para tener ese crudo en especificación, esto significa que cumpla con las características necesarias para su comercialización, la primera estación o punto son las estaciones recolectoras, las cuales se encargan de recibir toda la producción proveniente de todos los pozos, la única diferencia entre las estaciones recolectoras para crudo ligero y las estaciones recolectoras para crudo pesado, radica en el número de etapas de separación ya que por las propiedades de este tipo de crudo (ver capítulo I) su endulzamiento es más complicado. En este capítulo se describirán dichas estaciones recolectoras, los procesos y procedimientos que en ellas se realizan.

VI.II CLASIFICACION DE LAS ESTACIONES RECOLECTORAS Y SEPARADORES GAS - LÍQUIDO

VI.II.I ESTACIONES RECOLECTORAS CONVENCIONALES

Las estaciones recolectoras convencionales (figura 6.1), están diseñadas para manejar toda la producción bruta proveniente de los pozos que fluyen hacia ella, allí, se puede encontrar el múltiple de producción, separadores generales, separadores de pruebas, tanques de almacenamiento temporal, bombas, inyectores de químicos para la deshidratación, y toda la automatización asociada a las operaciones de la estación de flujo.

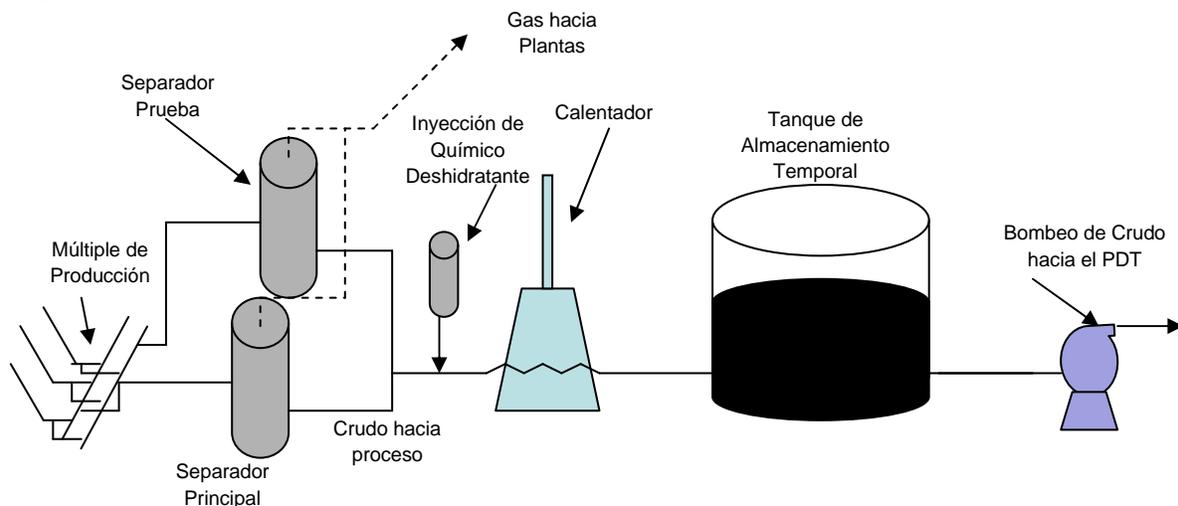


Figura 6.1 Estación recolectora convencional.

En la estación de flujo convencional, la corriente de petróleo proveniente de los pozos productores, se alinea al separador general a través del múltiple de producción, donde ocurre la separación gas – líquido. Un separador gas – líquido, tiene dos funciones básicas: en la sección superior el gas fluye hacia arriba pasando a través del tamiz, donde ocurre una condensación precipitando las gotas del líquido que caen a través del mismo hacia la

fase líquida, en la sección inferior permite que las burbujas del gas en el líquido emerjan pasando a la fase de gas, un diseño satisfactorio proveerá espacio apropiado en cada sección para permitir que estas funciones se lleven a cabo con la mayor eficiencia posible.

VI.II.II ESTACIONES RECOLECTORAS DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

Para la optimización de las estaciones recolectoras existen nuevas tecnologías que son perfectamente viables, esas nuevas tecnologías a aplicar son: válvulas multipuertos, los medidores de flujos multifásicos y las bombas bifásicas.

Válvula multipuerto: el sistema de optimización de la producción a través del uso de válvulas multipuerto (ver figura 6.2) ofrece un amplio rango de control de la producción de los pozos, desde el simple sistema de operación manual hasta los más sofisticados sistemas. Los sistemas pueden incluir un desvío (by pass) para la válvula multipuerto. La válvula multipuerto consta de ocho entradas con dos salidas, una salida común para producción y una salida seleccionable para prueba de pozos, se pueden conectar hasta 7 pozos, reservándose el octavo. Su sistema de posicionamiento permite enviar individualmente cada uno de los pozos a la salida de prueba, mientras que los 6 restantes producen por la salida general. El sistema de posicionamiento se provee en versión electrónica o manual, la versión electrónica es muy competitiva con respecto al múltiple convencional.

También se obtienen importantes beneficios en el aspecto operativo al compactar en un solo actuador o nodo de control hasta siete pozos, en el aspecto de mantenimiento se reducen las posibilidades de fallas, y con referencia a la conservación del medio ambiente se obtienen importantes beneficios con una instalación más compacta que reduce las posibilidades de derrame de crudo. El actuador inteligente incorpora un PLC que permite programar las operaciones de la válvula multipuerto de acuerdo a las necesidades, e incorporar todo tipo de control en cuanto a mediciones. En resumen permite automatizar totalmente una estación de flujo tanto en la parte de producción de crudo en las pruebas de pozo.



Figura 6.2 Válvula multipuerto (Brant, F., 2006).

Medidores de flujos multifásicos:

Esta tecnología ha sido desarrollada desde 1987 y se encuentra en operación desde 1994. Formalmente se comienza a comercializar desde 1996, (Falcone, G., 2001). Las principales características de los medidores de flujo multifásico son:

- Pueden manejar presiones de operación mayores a 15 000 [psi].
- Opera en rango de temperatura entre 0 a 250 [°C].
- Tamaño disponible entre 2 a 12 [in].
- No contiene partes móviles.
- Ocasiona muy baja caída de velocidad del fluido entre 1 a 35 $\left[\frac{m}{seg} \right]$.
- Pueden manejar corte de agua hasta un 100 [%].
- Pueden manejar rango de RGA hasta un 98 [%].

Componentes del medidor de flujo multifásico: el medidor de flujo multifásico consiste en dos diferentes componentes:

Componente A: el medidor de composición para determinar las fracciones de volúmenes de crudo, agua y gas para condiciones de operación.

Componente B: medidor de velocidad (o medidor de flujo) para determinar la velocidad del flujo de los líquidos y/o gas a través del medidor.

Bombas bifásicas: como su nombre lo indica, las bombas bifásicas son aquellos equipos mecánicos que tienen la propiedad de poder impulsar un compuesto por fase gaseosa y por fase líquida.

En general la terminología de bombas bifásicas, deben considerarse como el equipo principal (la bomba bifásica), el sistema eléctrico, el sistema de control, el sistema de tuberías y válvulas. El concepto del funcionamiento de una bomba bifásica es a través de la tecnología del tornillo gemelos (twins screw) que nos es más que el engranaje mecánico de dos tornillos idénticos unidos entre sí para impulsar el fluido.

VI.II.III SEPARADORES

La función fundamental de un separador, es la de extraer un componente deseado del fluido (crudo, gas, agua, contaminante) lo más posible de la mezcla que alimentan al separador, a continuación se describe la clasificación de los separadores de acuerdo a: el número de fases a separar, según el tipo de fase a separar, según los procesos de separación y según su forma y clasificación.

Clasificación de los separadores según el número de fases a separar:

Separadores Bifásicos (ver figura 6.3): son los separadores más usados en la industria petrolera y comprenden cuatro secciones fundamentales:

1. Primera sección de separación: donde el fluido entra y comienza la separación gas – líquido.
2. Sección de Fuerzas Gravitacionales: donde estas fuerzas tienen una influencia fundamental en la separación gas – líquido.
3. Sección de Extracción de Neblina: es aquí donde se separan las minúsculas partículas de líquido que contenidas en el gas.
4. Sección de Acumulación de líquido: en esta sección los líquidos separados del gas se acumulan en la parte inferior del separador para luego ser transferido a los tanques de almacenamiento temporal.



Figura 6.3 Separador bifásico horizontal (Francisco, R., 2000).

Separadores trifásicos: se usa para separar componentes de los fluidos tales como gas – crudo – agua. Los aspectos básicos de los separadores de tres fases son similares a los separadores de dos fases, sin embargo en este caso este tipo de separador puede realizar la separación líquido – líquido, así como los medios para remover el agua libre, estos separadores también reducen la carga en el equipo de tratamiento de crudo, aumenta la capacidad de transporte en las tuberías y también ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

Clasificación de los separadores según el tipo de fase a separar:

Gas – líquido
Líquido – líquido
Líquido – sólido
Sólido – sólido
Gas – líquido – sólido

Clasificación de los separadores según los procesos de separación:

- a) **Separador Convencional:** un separador convencional, es un recipiente que se utiliza para separar una mezcla de componentes en una o dos corrientes, líquida y otra gaseosa. Generalmente las corrientes líquidas contienen muy poco gas y la corriente gaseosa muy poco líquido. Veremos las cuatro secciones que comprenden un separador convencional.

Primera Sección de Separación: comprende la entrada de los fluidos al separador, esta sección permite adsorber los fluidos de alimentación, en ella también se controla el cambio abrupto de la corriente, lo que produce una separación inicial. Generalmente la fuerza centrífuga originada por la fuerza tangencial en el recipiente, remueve volúmenes apreciables de líquidos y permite redistribuir la velocidad del gas.

Sección de fuerzas gravitacionales: en esta sección las fuerzas gravitacionales tienen una influencia fundamental, las gotas del líquido que contiene el gas son separadas al máximo. Este proceso se realiza mediante el principio de asentamiento por gravedad. En este caso la velocidad del gas se reduce apreciablemente, por lo tanto, la corriente del gas sube a una velocidad reducida, en esta sección se utilizan vigas con el fin de controlar la formación de espuma y la turbulencia.

Sección de extracción de la neblina: aquí se separan las minúsculas partículas de líquido que aun contiene el gas después de haber pasado por las dos secciones anteriores. Últimamente se han desarrollado dispositivos para aglomerar las partículas de líquido en una corriente de gas para mejorar la separación y disminuir el arrastre. Existen varios tipos de eliminadores de neblina algunos son:

- Tipo de aletas
- Tipo de mallas de alambre
- Tipo centrífugo

Sección de acumulación de líquidos: Los líquidos separados en las secciones anteriores se acumulan en la parte inferior del separador, por lo tanto se requiere un tiempo mínimo de retención que permita llevar a cabo el proceso de separación. También se necesita un volumen mínimo de alimentación especialmente cuando el flujo es intermitente.

Esta sección posee controles de nivel para manejar los volúmenes de los líquidos obtenidos mediante la operación de separación.

- b) **Depuradores:** los depuradores son recipientes que no poseen la capacidad para efectuar una separación gas – líquido cuando los volúmenes de líquidos son altos, ni el tamaño suficiente para que el asentamiento por fuerzas gravitacionales sea óptimo. La función básica de un depurador es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla generalmente gaseosa. Su diseño se fundamenta en la primera sección de separación, donde predominan elementos de impacto para remover partículas líquidas.
- c) **Separadores tipo filtro:** esta clase de separadores se usan mucho para remover partículas líquidas antes de que el gas sea succionado por los compresores. Un separador tipo filtro (ver figura 6.4) generalmente posee dos secciones: la primera sección del separador contiene unos filtros coalescentes, cuando el gas fluye a través de estos filtros, las partículas líquidas coalescen y forman partículas líquidas de mayor diámetro. Cuando estas partículas alcanzan diámetros apreciables son empujadas a un segundo compartimiento por el flujo de gas. La segunda sección posee extractores de neblina donde las gotas de mayor diámetro son removidas.

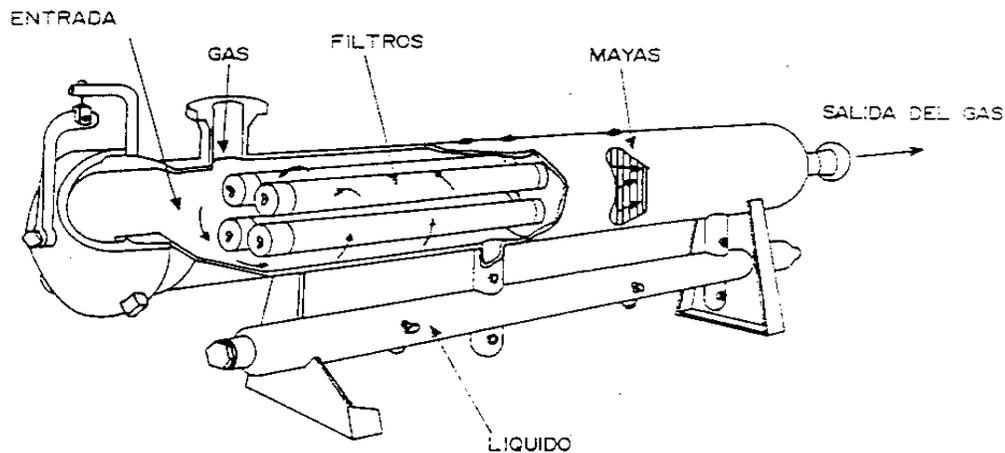


Figura 6.4 Separador tipo filtro, (Francisco, R., 2000).

- d) **Separador tipo pulmón:** Este tipo de separador, puede recibir grandes cantidades de líquido en forma irregular (flujo turbulento). Generalmente se instalan en sistemas de recolección de gas o en sistemas de flujo bifásico.
- e) **Separador tipo tratador térmico:** Es un tipo de separador trifásico (crudo – gas – agua) que además posee de instalaciones para filtrar y calentar los fluidos.

Normalmente trabaja a bajas presiones, y se utiliza en el tratamiento para deshidratar crudos (ver figura 6.5).



Figura 6.5 Tratador térmico, (Brant, F., 2006).

- f) **Separador tipo torre de destilación:** Permite separar un fluido en varios componentes de composición deseada, para ello se utilizan procesos de equilibrios térmicos basados en la constante de equilibrio líquido – vapor. Estas torres son muy comunes en los complejos de refinación de los hidrocarburos.

Las torres de destilación generalmente poseen una serie de platos y en los cuales se establecen flujos en dos direcciones, el gas en ascenso y el líquido en descenso (ver figura 6.6).

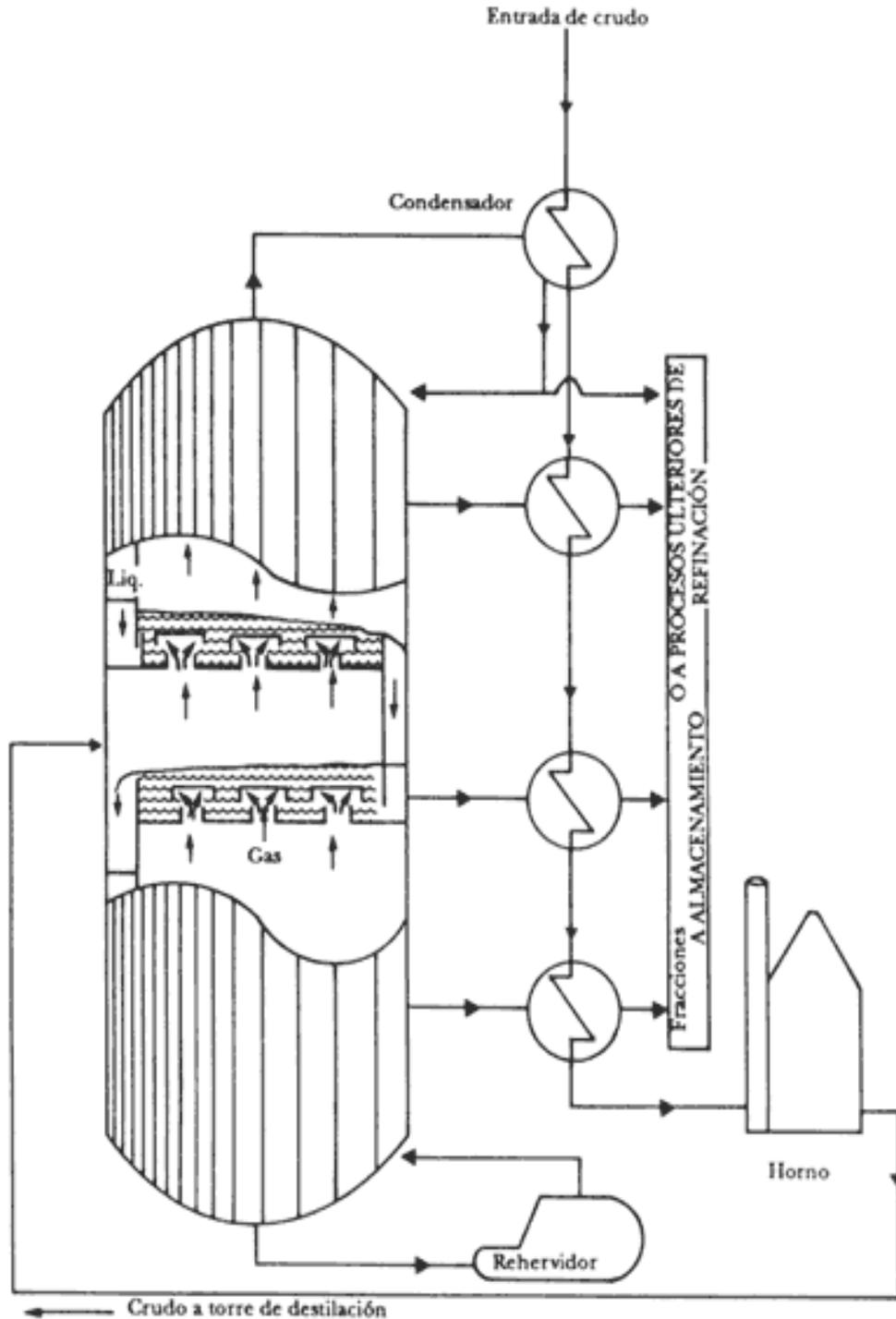


Figura 6.6 Torre de destilación, (Brant, F., 2006).

Clasificación de los separadores según su forma y posición

La forma y posición de los separadores permite clasificarlos en verticales y horizontales. Cada una de las clases, verticales, horizontales y esféricas poseen cuatro secciones

descritas anteriormente, generalmente la selección de un separador en la clase en la cual se obtienen los resultados deseados al menor costo.

Las principales ventajas de los separadores verticales son:

- Control de nivel es menos crítico que en un separador horizontal.
- Manejo de partículas sólidas es menos complejo que en un separador horizontal.

El separador vertical ocupa menos espacio que un separador horizontal. Las principales ventajas de un separador horizontal son:

- Su instalación, desplazamiento entre instalaciones y servicio resultan menos complejos que el de un separador vertical.
- La superficie disponible para la separación gas líquida es mayor, la cual hace más efectivo el proceso de separación.
- El procesamiento de crudos espumosos se hace con menor dificultad que en un separador vertical.

Los separadores horizontales resultan deseables cuando existen problemas tales como alta relación gas aceite, crudos espumosos y presencia de emulsiones. Sin embargo es de hacer notar que todos los factores deben ser tomados en cuenta a la hora de la selección.

VI.III PROBLEMAS OPERACIONALES MÁS COMUNES EN LOS SEPARADORES

Los problemas operacionales que pueden presentarse en los separadores son: crudos espumosos, arena, parafinas, y escape de líquidos y/o gas.

VI.III.I CRUDOS ESPUMOSOS

Generalmente la espuma es el resultado de la incorporación mecánica de gas dentro de una fase líquida, la consecuencia es la formación de burbujas en las cuales la película de líquido rodea un volumen de gas que tiene a ascender y que son complejos de remover antes que la corriente llegue al separador. Los problemas principales que causa la espuma son:

- La dificultad para poder controlar el nivel de líquido.
- Presentan un obstáculo para obtener velocidades óptimas de gas y líquido, debido al volumen que ocupa la espuma.
- La probabilidad de que el petróleo que salga del separador vaya mezclado con la espuma.

Es importante señalar que la cantidad de espuma depende entre otros parámetros de la presión de separación y de las características del fluido en las condiciones de separación.

VI.III.II ARENA

La presencia de arena es frecuente en el crudo, los principales problemas causados por la presencia de arena son:

- Taponamiento de dispositivos internos del separador.
- Erosión y corte de válvulas y líneas.
- Acumulación en el fondo del separador, disminuyendo la capacidad volumétrica del mismo.

Para disminuir este problema es necesario incluir dispositivos internos en el diseño de los separadores para evitar las zonas donde la arena pueda depositarse.

VI.III.III PARAFINA

El funcionamiento de un separador puede ser afectado por la acumulación de parafina, por ejemplo las mallas metálicas, en algunas oportunidades su funcionamiento puede ser afectada por acumulación de parafinas, cuando esto ocurre se debe usar otro dispositivo o crear sistemas de inyección de vapor que permitan la remoción de las regiones donde se encuentren las parafinas.

VI.III.IV EMULSIONES

Las emulsiones suelen constituir un problema en los separadores especialmente en los trifásicos, ya que cuando existe la tendencia a la formación de emulsiones, el tiempo de asentamiento requerido para obtener la separación aceptable entre el agua y el crudo puede ser apreciable, este tiempo en muchas ocasiones suele ser varias veces mayor que el necesario para la separación del gas líquido en estos casos resulta deseable remover el crudo y el agua sin separar y posteriormente procesarlos en un sistema de deshidratación convencional.

VI.III.V ESCAPE DE LIQUIDO O DE GAS

Los problemas operacionales suelen ocurrir en la operación de un separador con escape de líquido con agua y escape de gas con el líquido.

El escape de líquido puede ocurrir debido a:

- Alto nivel de líquido.
- Malla eliminadora de neblina obstruida.
- Formación de espuma.
- Obstrucción de la salida del líquido en el separador.
- Problemas con la instrumentación (alto nivel).

Los escapes de gas en el líquido pueden ocurrir debido a:

- Bajo nivel de líquido.
- Falla en la instrumentación de nivel.

VI.IV PROCEDIMIENTO PARA EL ARRANQUE DE UN SEPARADOR GAS - LÍQUIDO

Antes de activar un separador gas – líquido se debe realizar un procedimiento operacional de arranque donde incluya una lista de verificaciones de todas las variables del proceso, igualmente toda la instrumentación asociada al mismo. Si el separador está vacío, y se ha verificado toda la instrumentación del separador, se debe hacer lo siguiente.

- Cerrar la válvula de salida del líquido.
- Verificar la presión de operación del separador y así como la presión de apertura de la válvula de seguridad.
- El control de bajo nivel debe desactivarse, antes de iniciar el arranque del equipo.
- El controlador de presión, se debe colocar al 75 [%] de la presión normal de trabajo.
- Abrir muy lentamente la válvula de entrada al separador para que la corriente del fluido vaya entrando al separador.
- Verificar constantemente el valor de la presión del separador así como el nivel del líquido. Cuando el nivel del líquido haya sobrepasado el nivel de control del separador, es necesario activar el control de bajo nivel.
- Verificar que la presión del separador haya alcanzado su punto de operación para proceder a activar en un 100 [%] el controlador de presión.
- Ajustar los demás controles de nivel y presión hasta que la operación del separador se haya normalizado.
- Finalizar de abrir la válvula de entrada de la corriente al separador.
- Mantener seguimiento de las variables del proceso durante el tiempo que sea necesario, hasta su total estabilización.

VI.V MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN

VI.V.I MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN CONVENCIONALES

Todas las líneas de producción provenientes de los pozos productores convergen a un múltiple de producción donde sale una línea directa hacia el separador general de producción, estas instalaciones de superficie son diseñadas para manejar toda la producción asociada a la estación recolectora.

Las líneas de flujos de los pozos productores que llegan al múltiple de producción también pueden ser desviadas hacia el múltiple de prueba con solamente realizar un juego de operación de válvulas, donde se desvía el flujo del pozo que se desea medir su producción.

Los múltiples de producción poseen extensiones para poder agregar líneas de flujos adicionales dependiendo del diseño y de la capacidad instalada.

VI.VI ALMACENAMIENTO TEMPORAL Y BOMBEO DE CRUDO

Las estaciones de flujo poseen tanques de almacenamiento cuya función es recibir el crudo proveniente de (los) separador (es) general (es) y separador (es) de prueba (as), son tanques de techo fijo y su filosofía es no almacenar crudo sino todo lo contrario ya que todo el crudo que llega al tanque, debe ser transferidos mediante unidades de bombeo hacia los patios de tanques. El tiempo de retención no es más que el tiempo empleado por el tanque al llenarse, este tiempo varía de instalación en instalación y viene dado por la cantidad de producción que puede ser manejado por la estación de flujo, dejando un margen de seguridad para la adición de posibles pozos que serán integrados posteriormente.

Los tanques de almacenamiento de las estaciones de flujos, están diseñados para trabajar eficientemente, poseen un sistema de instrumentación que nos permite observar el desarrollo del proceso (llenado) y su comportamiento, es decir poseen sistemas de control de nivel adecuadamente instalados para optimizar su llenado y su control de transferencia hacia el patio de tanque. Un ejemplo lo tenemos en el tanque que trabaja a un determinado nivel con una o dos bombas, si el nivel del tanque continua subiendo, el crudo activara el sistema de nivel correspondiente activando otra bomba y así sucesivamente, lo mismo sucederá cuando el nivel vaya descendiendo, desactivara cuantas bombas sean necesarias. Es necesario aclarar que estas unidades de bombeo la primera opción es la electricidad y la segunda accionada por aire y/o gas.

Unidades de bombeo: las estaciones recolectoras que manejan crudo pesado, estas diseñadas con bombas de desplazamiento positivo, las cuales pueden ser reciprocantes y rotativas.

a) **Bombas reciprocantes:** en las bombas reciprocantes (ver figura 6.7), el elemento impulsor es un pistón que se mueve de un cilindro en forma alternada. El volumen de líquido bombeado es constante y la presión de descarga es limitada por la resistencia mecánica del equipo, sus principales características son:

- La descarga del flujo de las bombas reciprocantes es pulsante, el flujo es estable hasta el final del recorrido del pistón, en este punto el pistón se para e invierte el recorrido. Teóricamente el flujo es "0" en este punto.
- A medida que aumenta la velocidad de una bomba reciprocante, aumenta también su capacidad, siempre y cuando el flujo llene simultáneamente la cavidad producida por el pistón a succionar.
- La viscosidad del fluido, así como la temperatura del fluido bombeado por una bomba reciprocante, afectan la velocidad y capacidad de la misma: por ejemplo si la viscosidad del fluido varía entre 250 a 5,000 [SSU] (segundos saybolt

universales). La velocidad de la bomba debe reducirse en un 65 [%], si la temperatura del fluido bombeado es de 80 [°C], deberá haber una reducción en velocidad de 60 [%] para que la bomba pueda trabajar eficientemente.

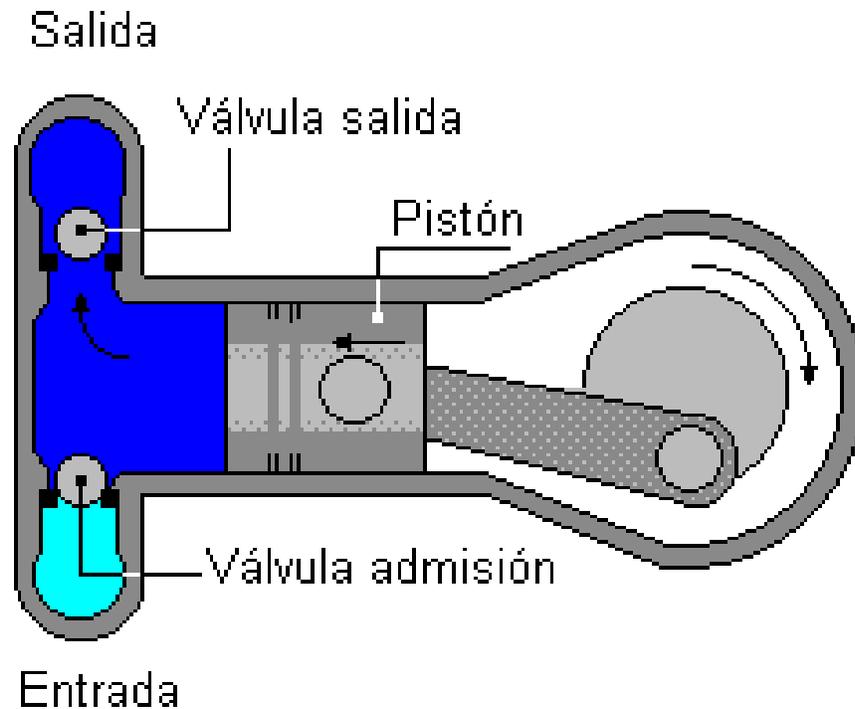


Figura 6.7 Bomba recíproca, (Oñate, E., 1992).

- b) **Bombas rotatorias:** las bombas rotatorias suministran una capacidad casi constante contra presión de descarga variable, el desplazamiento de una bomba rotatoria varía en forma directamente proporcional con respecto a la velocidad, si no se toma en cuenta el efecto que pudiese tener la viscosidad y otros factores. La potencia requerida por la bomba, se incrementa al aumentar la viscosidad del fluido bombeado, así mismo la eficiencia disminuye, esto sucede en todos los tipos de bombas no siendo exclusivo de las bombas rotatorias, sin embargo debido a que este tipo de bombas se usa ampliamente para el manejo de líquidos viscosos, es importante que este hecho se tenga en cuenta para su selección.



CAPÍTULO VII



TRATAMIENTO DE LOS CRUDOS PESADOS EN PATIOS DE TANQUES

VII.I INTRODUCCIÓN

La producción proveniente de las estaciones recolectoras llega al patio de tanques a un múltiple general, el cual está conectado a las líneas principales (tuberías) que posteriormente se distribuyen en múltiples internos para luego distribuirse en las líneas que van a tanques específicos.

La producción diaria es depositada en tanques de almacenamiento para cumplir con el proceso de deshidratación, donde el crudo se somete a un tiempo de reposo para luego ser medido, aforado y transferido a otros patios de tanques, a terminales de embarques y/o a refinerías. Todas estas acciones son contabilizadas para llevar registros de la producción y de la transferencia así como el agua drenada a los sistemas de clarificación. En este capítulo se describen los procesos que se realizan en los patios de tanques principalmente son procesos de endulzamiento, deshidratación, desnatado, entre otros, el proceso más común para el tratamiento de los crudos pesados es el calentamiento, ya que con este procedimiento se cumplen algunos objetivos; principalmente la reducción de la viscosidad del crudo para facilitar su desplazamiento a través de tuberías y eliminar la mayor cantidad de agua contenida en el aceite, este y otros procesos, serán descritos en este capítulo.

VII.II CALENTAMIENTO

Los calentadores son equipos destinados a producir el calor necesario para el tratamiento térmico de un fluido o material. El fundamento teórico del comportamiento de un calentador se basa en el aprovechamiento del calor que se genera de la combustión de una sustancia usada como combustible. Existen una serie de factores que afectan la eficiencia de un calentador, las cuales deben controlarse debidamente a fin de prevenir pérdidas de energía y por consiguiente optimizar su operación. Los calentadores pueden transmitir el calor directamente al fluido de proceso.

También se puede operar un calentador, donde el calor generado calienta un fluido secundario el cual transfiere este calor al fluido del proceso, en estos casos el fluido secundario puede o generalmente es agua. Los principales objetivos del calentamiento es disminuir la viscosidad del crudo pesado para permitir que este fluya a través de las tuberías ya sea hacia una estación de embarque (ver capítulo VIII) o a una refinería y además eliminar la mayor cantidad de agua contenida en el crudo pesado.

VII.II.I PROCESO DE CALENTAMIENTO

El calentamiento de un fluido de proceso está acompañado por la combinación de la radiación y la convección. El patrón usual de flujo del fluido en el proceso es en contracorriente con el de los gases de combustión, es decir, el fluido en el proceso pasa primero a través de la sección de convección y luego a través de la sección de radiación del calentador, mientras que los gases de combustión van en dirección opuesta.

Este arreglo permite obtener una eficiencia de calentamiento (la temperatura del gas en la chimenea es más baja) que la que se obtendría si el flujo fuese en paralelo. En la sección de radiación, el calor es transferido al fluido de proceso principalmente por radiación de alta temperatura de los gases que resultan de la combustión del combustible en la cámara. Otra parte del calor es también transferida por convección. Los gases de combustión a medida que transfieren calor se enfrían y por lo tanto, la transferencia de calor por radiación progresivamente requiere de más área de contacto, lo cual resulta ser poco atractivo desde el punto de vista económico. Por esta razón, la transición a la sección de convección es realizada mientras el gas de combustión aun está relativamente caliente.

En la sección de convección, el calor es transferido principalmente por convección, aunque una pequeña cantidad de calor se transfiere por radiación. Después de que todo el calor, que económicamente puede ser recuperado, ha sido transferido al fluido del proceso, el gas de combustión deja el calentador y pasa a través de la chimenea a la atmósfera.

VII.II.II TIPOS DE CALENTAMIENTO

a) *Calentadores de fuego directo*

Los calentadores de fuego directo (figuras 7.1 y 7.2) transfieren el calor directamente al fluido de proceso.



Figura 7.1 Calentador de fuego directo, (PEP, 2008).

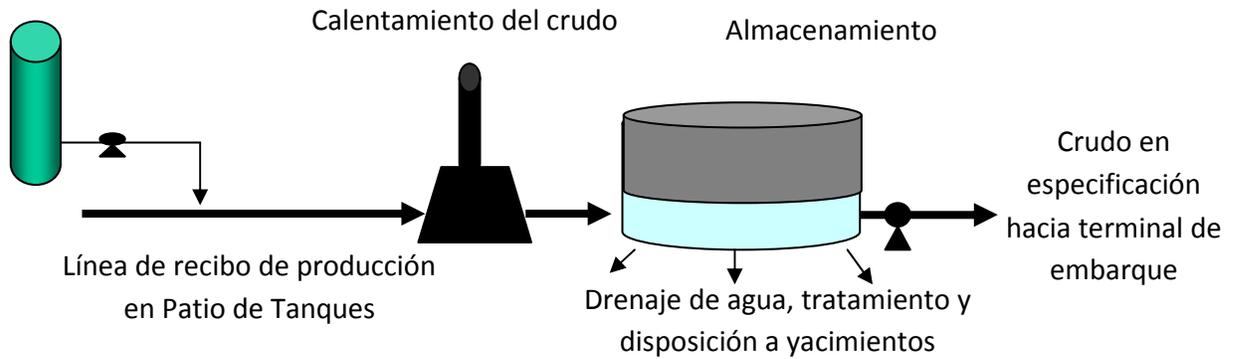


Figura 7.2 Procedimiento de calentamiento de crudo a fuego directo.

b) Calentadores de fuego indirecto

La figura 7.3 muestra el proceso de calentamiento con fuego indirecto donde el calor generado calienta un fluido secundario el cual transfiere este calor al fluido del proceso.

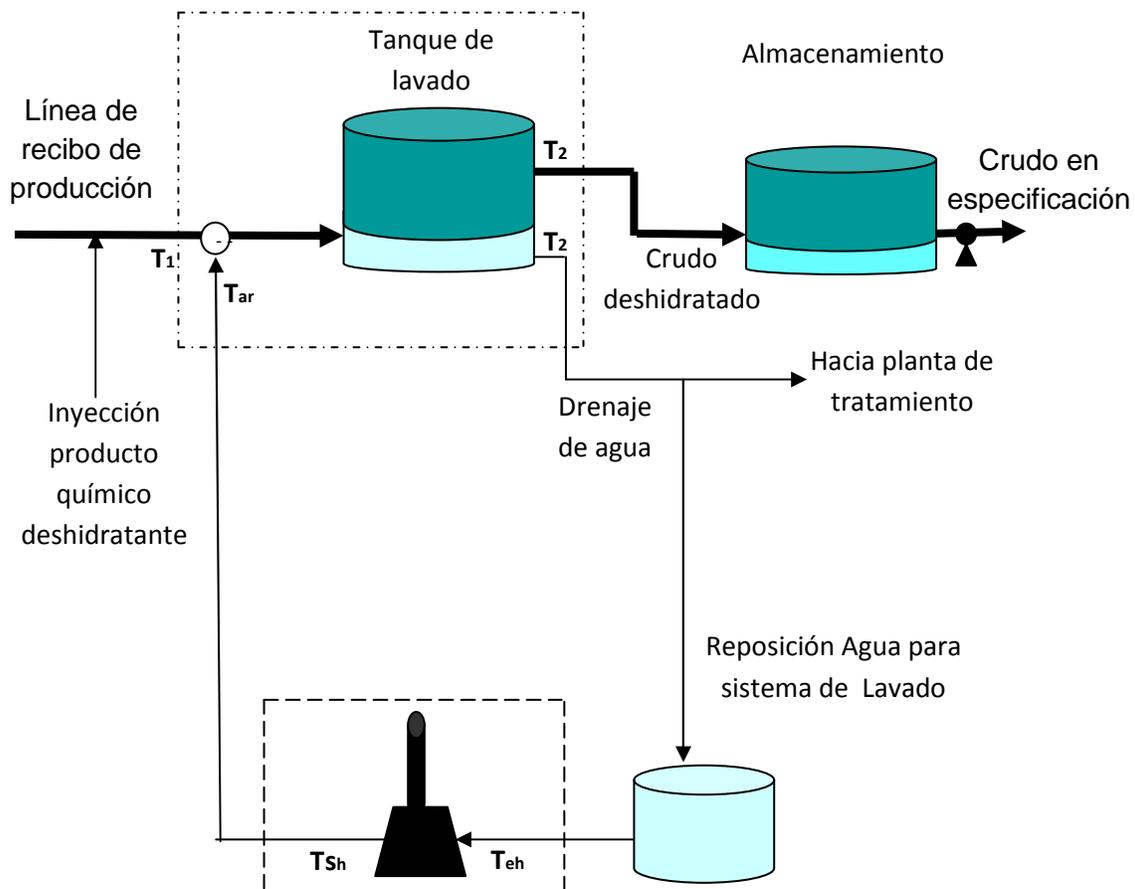


Figura 7.3 Procedimiento de calentamiento de crudo a fuego indirecto.

VII.II.III COMPONENTES DE UN CALENTADOR

Chimenea: consiste en una estructura metálica cilíndrica y de diámetro variable ubicado generalmente en la parte superior del calentador, su principal función es desplazar los vapores o gases de combustión hacia la atmósfera.

Regulador de tiro o Damper: situado en la chimenea, absorbe aire de afuera hacia adentro a través de cada quemador, regulando el flujo de gases de escape y controlando el tiro del calentador, esta absorción se realiza automáticamente para lograr una combustión completa.

Línea de entrada y salida de crudo: es la tubería unida al serpentín, por donde entra y sale el fluido que se va a calentar.

Ventana de seguridad: es una abertura que se encuentra lateralmente en los calentadores que se abre o se rompe cuando hay una alta presión sobre los mismos.

Material aislante: es el material que está diseñado para evitar las radiaciones o pérdidas de calor a través de las paredes del calentador puede ser: de ladrillo, cemento refractario o fibra cerámica.

Línea de entrada de gas: tubería por donde se suministra el gas combustible a los pilotos y quemadores. La línea de entrada de gas combustible varía entre 3 y 8 pulgadas y una presión de 5 a 25 [psi] las válvulas instaladas en esta línea para regular el gas, pueden operarse en forma manual, eléctrica o de manera automática.

Serpentines: son tubos de acero especial diseñados para soportar altas temperaturas, los más comunes son de tipo horizontal con llama externa a los tubos. La cantidad y medidas de los tubos varían de acuerdo con la capacidad y diseño del calentador.

Cámara de combustión: es una estructura metálica que circunda los serpentines radiantes y dentro de la cual se localizan los quemadores. Las paredes internas están recubiertas con material refractario.

Instrumentación: dispositivos que controlan y protegen las variables existentes en un calentador tales como presión, flujo y temperatura.

Piloto: boquilla colocada al lado de cada quemador, cuya finalidad es mantener una llama permanente capaz de dar ignición al quemador.

Quemador: situado en la parte inferior o bien en la parte delantera del calentador y tiene como finalidad producir y mantener la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura del fluido de proceso.

Tapas o ventanas de ventilación: están colocadas en la parte lateral del calentador y como su nombre lo indica, sirven para airear el calentador.

Mirillas: están situadas en las paredes laterales en dirección a cada quemador y permiten observar la condición de la llama de cada quemador.

Estructura metálica: es la que soporta el serpentín y los quemadores, sus paredes, techo y piso, son construidos con planchas de acero revestido con refractario interno para el aprovechamiento del calor generado.

Cabezal: es la unión que conecta dos tubos en el serpentín, es removible del tipo tapón donde se fijan los tubos.

Cámara de convección: es la sección del calentador compuesta por un banco de tubos, el cual recibe el calor generado de los gases calientes.

Cámara de radiación: es la sección del horno en la cual el calor es transferido a los tubos del horno principalmente por la radiación que emite la llama.

Conexión entre el banco de convección y la sección de radiación (crossover): es la tubería que transfiere el fluido del proceso desde la salida de la sección de convección a la entrada de la sección de radiación.

VII.II.IV PROBLEMAS MÁS COMUNES PRESENTES EN LOS CALENTADORES

El agua contiene en solución diversos elementos muy reactivos en forma de iones positivos (calcio, magnesio, sodio entre otros) y negativos (cloruros, sulfatos, carbonatos, bicarbonatos entre otros). Estos elementos en presencia de altas temperaturas reaccionan entre sí formando precipitados que se adhieren a las paredes internas de las tuberías de los calentadores, intercambiadores de calor, calderas, hornos; generando con el tiempo, serios problemas de taponamiento (ver figura 7.4), corrosión, aislamiento térmico, y altas temperaturas en la parte exterior del tubo al no poder transferir el calor al fluido de proceso.

La severidad de estos problemas aumenta con la concentración de los iones, la temperatura y en general, con acciones que produzcan turbulencia en el agua; como bombeo, confluencia de corrientes, entre otros; ya que éstas acciones aceleran la colisión de iones positivos con negativos para formar precipitados de alta adherencia, lo cual genera baja eficiencia del equipo, traduciéndose en pérdidas al proceso y en consecuencia un producto fuera de especificación.

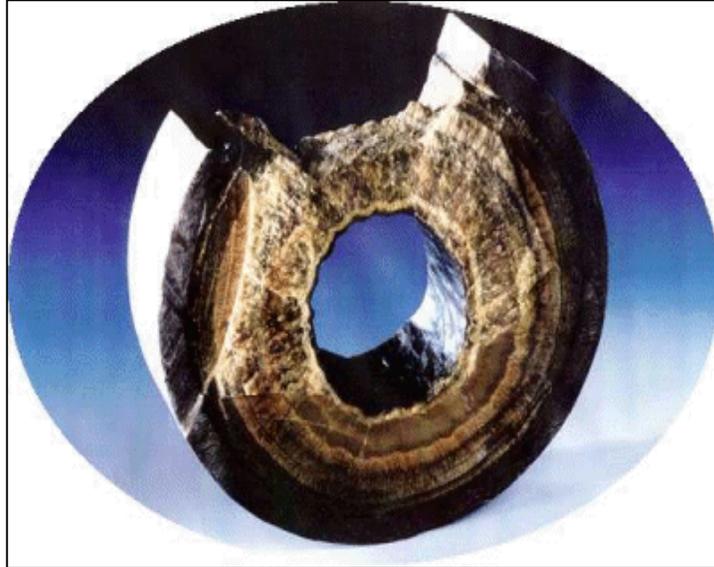


Figura 7.4 Incrustación de CaCO_3 en una tubería (PEP, 2008).

VII.III ALMACENAMIENTO

VII.III.I CLASIFICACIÓN DE TANQUES

Los tanques se clasifican en dos grandes grupos, tanques de techo flotante y tanques de techo fijo, dentro de estos están los tanques de domo geodésico el cual incluyen una cubierta flotante interna.

- a) **Tanques de techo flotante:** se define como todo tanque donde el techo flota sobre el contenido del mismo, generalmente se utilizan para crudo ligero, mediano y/o productos como la gasolina, queroseno o nafta. La principal función de estos tanques es reducir las pérdidas por evaporación, y el método utilizado para la determinación (del nivel) de crudo es la medición directa.
- b) **Tanques de techo fijo:** se define tanque de techo fijo, a todo tanque cuyo techo esta soldado o unido a las paredes del mismo y fijado con soportes al piso de manteniendo su rigidez. Estos tanques debido a que el techo esta estacionario, posee un punto de referencia que no es más que la altura del tubo del aforo y es determinada desde la placa del piso (datum) hasta la parte superior de la boca del aforo.
- c) **Tanques de techo fijo (domo geodésico) con cubierta flotante:** los nuevos techos flotantes internos (ver figura 7.5 y 7.6), son construidos en aluminio y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque, las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional son:

- Es un techo auto sostenible, es decir no necesita columna que lo sostenga, evitando el tener que perforar el techo flotante interno.
- Se construyen en aluminio, lo cual lo hace más liviano.
- Su colocación es sumamente fácil, se arma en el piso del tanque y luego se procede a subirlo con grúas manuales.
- Se evita trabajo de soldadura en altura.
- Son mucho más duraderos que los techos construidos en acero.



Figura 7.5 Tanque con domo geodésico, (Oñate, E., 1992).

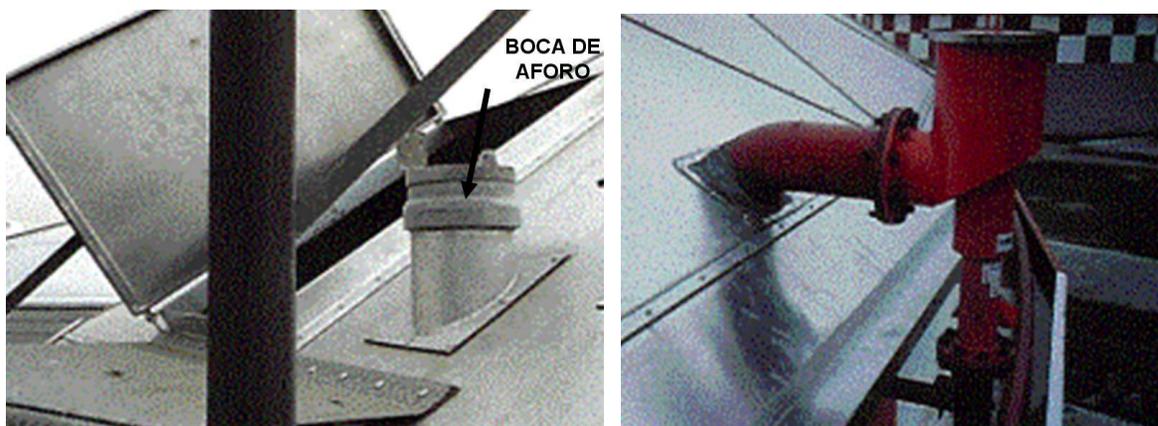


Figura 7.6 (izquierda) ventana para observar la cubierta flotante del domo geodésico (derecha) cámara de espuma instalada en el mismo domo geodésico, (Oñate, E., 1992).

VII.III.II ELEMENTOS QUE CONFORMAN A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

A continuación se describen los elementos que conforman los tanques de almacenamiento:

Boca de aforo: abertura sobre el techo del tanque a través de la cual se realizan las medidas y muestras para el aforo.

Tubo de aforo: es un tubo generalmente de 6 u 8 pulgadas de diámetro utilizado para introducir la cinta de medición.

Punto de referencia: es un punto o marca fija situada en la boca de aforo de un tanque (techo fijo) o encima de ella, sobre la cual se sostiene la cinta mientras se practican las mediciones.

Altura de referencia: es la distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque o la placa de nivel cero (0) en el fondo del tanque. Esta distancia debe ser visible en la parte superior del tanque muy cerca de la boca de visita.

Sistema de medición local: es un sistema de medición por cinta localizado en el tanque, lo cual permite tener información sobre la medida oficial de líquido..

Válvulas de presión y vacío: estas válvulas (figuras 7.7 y 7.8) son necesarias ya que por ellas el tanque “respira” debido a: llenado / vaciado y altas temperaturas del petróleo almacenado, la normativa referencial para su diseño es el API 2000, la presión de apertura para presión / vacío es de 22 mmH₂O.



Figura 7.7 Válvulas de presión / vacío, (Brant, F., 2006).



Figura 7.8 Tanque colapsado por un mal diseño de la válvula de presión / vacío, (Brant, F., 2006).

Sellos del techo en tanques flotantes: como su nombre lo indica, el techo flota sobre el líquido, o sea al espejo del producto, evitando la formación del espacio vapor, minimizando las pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño al medio ambiente y el riesgo de mezclas explosivas (figura 7.9).



Figura 7.9 Sellos de techo en tanques flotantes, (Brant, F., 2006).

Artesón: es una construcción que se realiza dentro del tanque en la cual la succión queda inmersa dentro del mismo, generalmente su construcción tiene las siguientes dimensiones: 3 pies de altura, 6 pies de diámetro, su función principal es la de evitar que el tanque succione agua del fondo mientras se encuentra bombeando, es una herramienta de mucha utilidad.

Rompe vórtice: consiste en construir una campana al final del tubo de succión con 6 deflectores distantes 60 grados uno de otro, en el interior del tanque, siendo su función principal evitar la turbulencia durante el bombeo del tanque.

Equipo de drenaje automático: el drenaje automático de los tanques de crudo es relativamente nuevo, está compuesto por un sensor de crudo / agua, controlador de banda proporcional, válvula de control, un registro y electrodos (ver figura 7.10), la función principal es que una vez que el tanque reciba la producción o transferencia y alcance un nivel de agua donde se requiera drenar, automáticamente el tanque comienza a drenar hasta a un nivel determinado, esta acción debe estar vigilada por la sala de control para evitar en caso de que el sensor se descalibre, el tanque drene más de lo necesario.



Figura 7.10 Electroodos utilizados para el drenaje automático, (Oñate, E., 1992).

VII.III.III INSTALACIONES DE DRENAJE EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

A medida que los yacimientos declinan, se ha llegado a la necesidad de aplicar métodos de recuperación secundaria (ver capítulo III) para lograr extraer del yacimiento la mayor cantidad de crudo, por consiguiente el volumen de agua generalmente aumenta a niveles considerables lo cual es un gran problema para su manejo a nivel de superficie, (ver capítulo IV).

Los tanques de almacenamiento de crudo están diseñados para manejar grandes volúmenes de agua asociada al crudo. Estos tanques de almacenamiento poseen anillos periféricos de drenajes con seis tomas internas, sin embargo hace años el drenaje empleado era el drenaje manual donde el operador drenaba el agua, pero este procedimiento era bastante inadecuado ya que por lo general se drenaba crudo al sistema de clarificación lo cual traía como consecuencia mermas de crudo en el sistema de contabilidad y altas concentraciones de crudo en el agua drenada.

Con la llegada de los sistemas de drenaje automáticos, el tiempo de drenaje, la calidad del agua drenada y la disposición de manera más oportuna del tanque para su aforo fueron optimizados. El sistema consiste en instalar un sensor agua - crudo a un nivel determinado y mediante un sistema de automatización incluyendo válvula de control, el sistema es capaz de drenar toda el agua contenida en el tanque de manera efectiva.

Hay situaciones donde existe un gran volumen de agua asociada al crudo y que los sistemas convencionales no dan o no tienen la capacidad instalada para drenar toda el agua de manera oportuna en el menor tiempo posible, por ello existe un procedimiento el cual permite transferir grandes volúmenes de agua y realizar una transferencia de tanque a tanque por la línea de succión, este procedimiento permite drenar la mayor cantidad de agua del tanque que está entregando pero genera o transfiere el problema al tanque que está recibiendo, aunado a esto se crea un problema de contabilidad que debe ser manejado oportunamente.

VII.III.IV MANTENIMIENTO A LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento como todo equipo necesitan del mantenimiento tanto predictivo como correctivo incluyendo los accesorios y equipo periférico. Esta sección describe al mantenimiento predictivo / correctivo de los tanques de almacenamiento de crudo pesado. Hay varios criterios para sacar un tanque fuera de servicio para su mantenimiento, algunas empresas utilizan como norma el mantenimiento cada 10 años de no existir problemas antes.

Otras empresas usan el criterio de que si el tanque está funcionando correctamente deben dejarlo en servicio, esto sucede cuando la capacidad de inventarios es muy limitada y necesitan de todos sus tanques para poder operar bajo condiciones de máxima producción. También existen varias razones por las cuales al tanque debe efectuársele el mantenimiento correctivo, entre ellas se encuentran:

- Tanque arenado
- Tanque filtrando crudo por el piso
- Corrosión severa en las láminas del techo
- Tanque filtrando por las cámaras de flotación (pontón)
- Tanque de techo flotante (manguera de drenaje del techo rota)
- Filtración de crudo por remaches

VII.III.V PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

El procedimiento operacional de los tanques de almacenamiento, se describe a continuación:

- 1) **Sacar el tanque del sistema contable:** una vez que se procede a sacar el tanque fuera de servicio, el personal de medición debe emitir una comunicación para que el tanque en referencia quede fuera del sistema de contabilidad.
- 2) **Lavado del tanque:** en este paso, el tanque debe ser lavado con agua limpia mínimo dos veces para sacar el máximo contenido de crudo y para tratar de eliminar en lo máximo posible los elementos no deseables como gases, remanente de crudo, etc.
- 3) **Aislar el tanque:** este es un paso muy importante que debe ser cumplido a cabalidad, y es que se debe aislar el tanque de toda conexión evitando que en él entren y salgan fluidos. Entre estas acciones se tiene: instalar ciegos en la línea de llenado y succión del tanque, desconectar eléctricamente todos los dispositivos eléctricos que hayan tales como sistema de aperturas y cierres de válvulas motorizadas e instalar ciegos en las líneas de drenajes que contenga el tanque.
- 4) **Aireado del tanque:** una vez que se haya lavado el tanque y este drenado en lo máximo posible se procederá a abrir la “boca de visita” previo permiso de trabajo, se procederá a tomar mediciones de oxígeno y en base a esta medición se instalará un soplador a prueba de explosión con el objeto de desplazar todo el gas contenido en el tanque, debe haber una circulación efectiva de la corriente de aire a fin de desplazar toda la columna de gas. Se tomarán mediciones de oxígeno diariamente a objeto de ir evaluando el comportamiento del aireado y su eficiencia. Una vez que el nivel de oxígeno es adecuado para permitir la entrada de un hombre al interior del tanque, se procederá a evaluar la cantidad de arena (sedimento) presente en el tanque.
- 5) **Retiro de la arena del tanque (sedimento):** para retirar o sacar el sedimento fuera del tanque, existen varios métodos a utilizar, siendo el más usado el retiro mediante camiones de vacío mediante remoción de la arena con equipo denominado hidro jet. El procedimiento es muy simple y consiste en utilizar un chorro de agua a presión para aflojar el sedimento contenido en el tanque de esta manera la arena es succionada por el camión vacío de manera efectiva la cual es llevada a fosas acondicionadas para estos trabajos, dependiendo de la cantidad de sedimentos contenidos en el tanque así mismo el tiempo utilizado será el tiempo utilizado para finalizar los trabajos.
- 6) **Inspección del tanque:** cuando el tanque este completamente limpio, es decir que todo el sedimento haya sido retirado y lavado del piso, se procederá a una inspección con personal de inspección de equipos, para determinar con ensayos no destructivos el estado del piso (láminas de acero), dependiendo de la inspección del piso se recomendará su reemplazo, adicional a la inspección del piso, el personal de inspección de equipos revisa cada uno de los elementos que

conforman el tanque. Tales como boca de visita, láminas del techo, gallería, soldaduras, juntas de expansión, válvulas, sistemas de medición, sistema de drenaje, válvulas de control, escaleras, berma del tanque, hoyo del tanque, y todo lo que pertenezca al tanque que se encuentra en mantenimiento.

VII.IV TRATAMIENTO DE CRUDO

VII.IV.I EMULSIONES

Una emulsión (figura 7.11) es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir, líquidos que no se mezclan y cuando lo hacen, uno de ellos se dispersa en el otro en forma de pequeñas gotas y es estabilizado por un agente emulsionante.

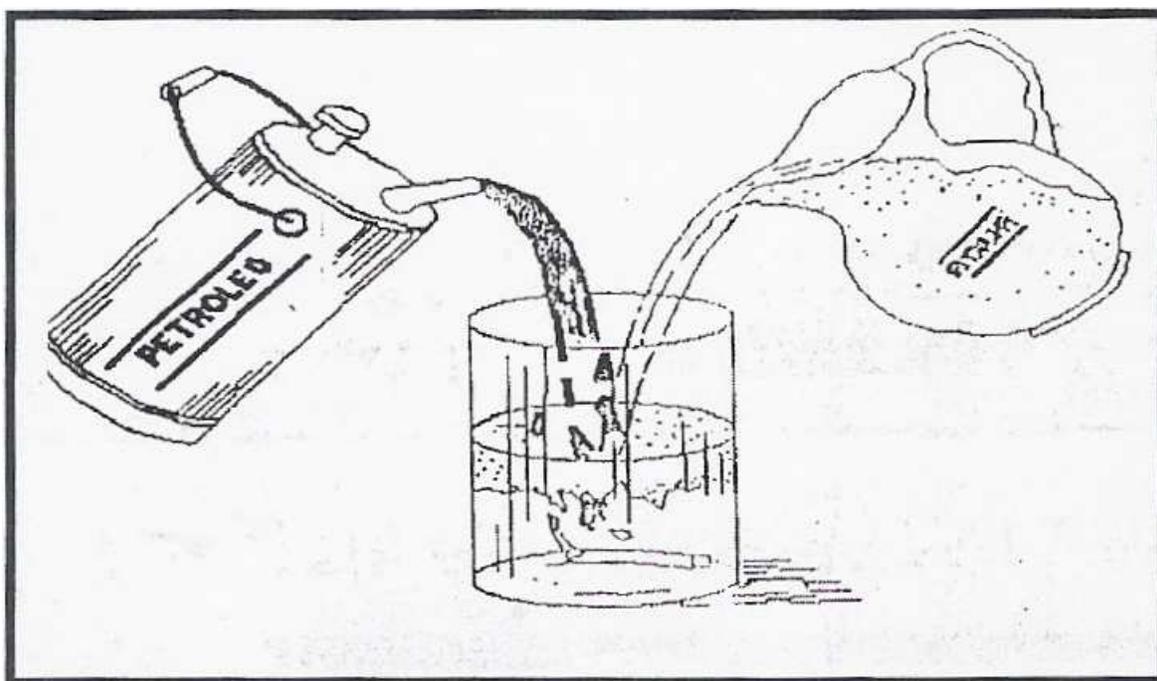


Figura 7.11 Dos líquidos inmiscibles, (Oñate, E., 1992).

Este último (emulsionante) es una sustancia que permite que la emulsión se haga estable o permanente, actuando en forma de una película envolvente. En una emulsión, el líquido que aparece en pequeñas gotas se conoce como la fase dispersa o interna, y el que rodea las gotas se llama fase continua o externa (figura 7.12).

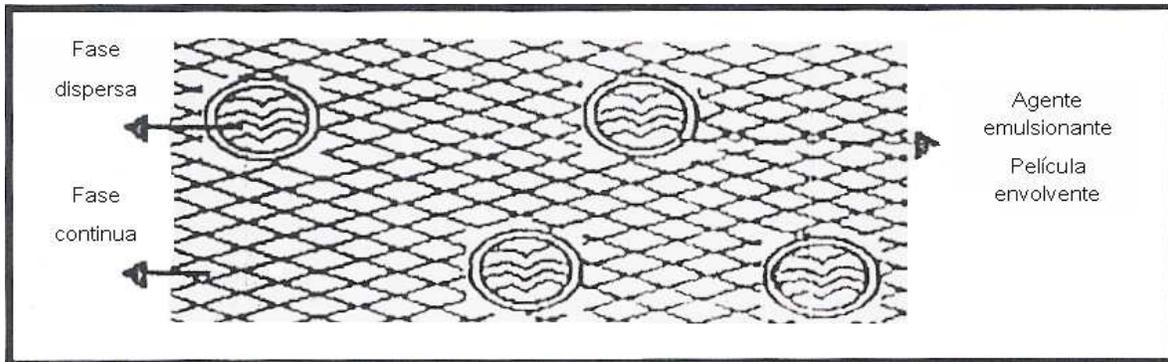


Figura 7.12 Partes de una emulsión, (Francisco, R., 2000).

Formación de las emulsiones: generalmente la formación de las emulsiones se deben a la influencia de efectos mecánicos en el sistema de producción, además de la presencia de sustancias químicas. Los efectos mecánicos están contruidos por el movimiento del crudo a través de las líneas de producción, en las cuales debido a los accesorios involucrados se producen efectos de turbulencia y agitación.

En cuanto a las sustancias químicas, éstas se pueden encontrar tanto en el agua asociada al crudo, como en el propio crudo (asfaltenos y parafinas), y pueden ser: solubles, como jabones de sodio, magnesio y calcio, y bitúmenes; e insolubles como sílice y arcilla, son las responsables de la estabilidad de las emulsiones, ya que son capaces de formar alrededor de las gotas dispersas una película envolvente que evita la coalescencia de la fase dispersa. Estas sustancias químicas se conocen como agente emulsionantes; las condiciones que favorecen la formación de emulsiones son:

- Contacto de dos líquidos inmiscibles
- Efecto de turbulencia o agitación
- Existencia de agentes emulsionantes

Tipos de emulsiones:

Agua en petróleo (A/P): es el tipo de emulsión más común en la industria petrolera, en ella la fase dispersa es el agua, y la fase continua es el petróleo, generalmente su contenido de agua oscila entre un 10 y 40 [%] (ver figura 7.13).

Petróleo en agua (P/A): en esta emulsión la fase dispersa la constituye el petróleo, y la fase continua el agua; normalmente se da en el agua drenada, posteriormente al tratamiento de deshidratación (ver figura 7.13).

Petróleo en agua en petróleo (P/A/P): este tipo no se encuentra con frecuencia, y tiene una forma compleja. Está constituida por una fase continua de petróleo en cuyo seno se encuentran dispersos glóbulos de agua, los que a su vez forma una fase continua en la cual se encuentran dispersos glóbulos pequeños de petróleo (ver figura 7.13).

Agua en petróleo en agua (A/P/A): este tipo de emulsión la constituye una fase continua de petróleo, que en la cual se encuentra una primera fase dispersa de petróleo que a su vez, le sirve de fase continua a una segunda fase. La misma se obtiene más que todo en laboratorios (ver figura 7.13).

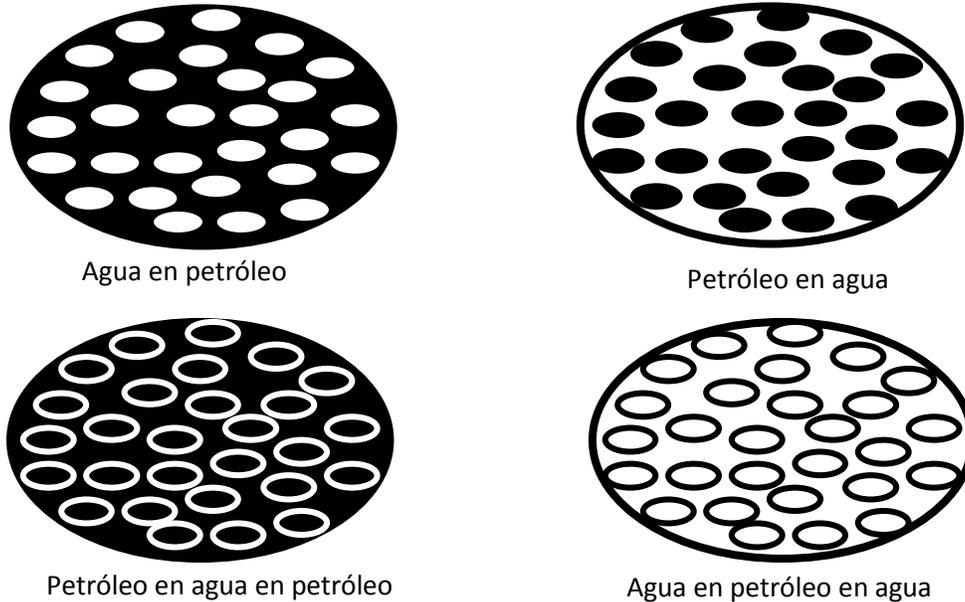


Figura 7.13 Los cuatro tipos distintos de emulsiones posibles de formación, (Francisco, R., 2000).

Factores que influyen en la estabilidad de las emulsiones: además de las condiciones nombradas anteriormente para formar la emulsión, existen varios factores que contribuyen a mantener la estabilidad de la misma, entre los cuales se mencionan los siguientes:

- a) **Viscosidad del petróleo:** se define por viscosidad de un líquido la resistencia que éste presenta cuando fluye a través de un ducto. Mientras mayor sea la resistencia a fluir, mayor será su viscosidad, y recíprocamente, el fluido fluirá fácilmente cuando su viscosidad sea baja.

Un petróleo con viscosidad alta, es decir, que fluyen lentamente, mantendrá en suspensión gotas mucho más grandes que otro de viscosidad baja. Un ejemplo común se tiene al observar la velocidad con la que las burbujas de aire ascienden de un jarabe (viscosidad alta), cuando es comparada con la que tuviera si lo hicieran en el agua (viscosidad baja). Por mantener gotas más grandes y por ser más lenta la velocidad con que se precipitan, un petróleo de viscosidad alta requiere más tiempo para que las gotas de agua puedan unirse y otra parte, el tiempo necesario para que precipiten las gotas de mayor diámetro. Por lo tanto, entre más alta sea la viscosidad más estable será la emulsión.

- b) Temperatura:** la estabilidad de una emulsión depende de la temperatura, ya que ésta controla la viscosidad hasta cierta extensión. Por lo tanto, una emulsión será más estable a menor temperatura, ya que así la viscosidad aumenta, y con ella la resistencia al movimiento de las gotas. Es por ello que se aplica calor en los sistemas de tratamiento.
- c) Contenido de agua:** el contenido de agua en una emulsión tiene un efecto indirecto en su estabilidad, para una cantidad dada de petróleo y agua. Una emulsión estable puede formarse para una gran cantidad de volúmenes de mezcla, pero la emulsión de máxima estabilidad ocurrirá a una relación dada de agua – petróleo, dependiendo del tipo de crudo. En operaciones comunes, se nota que las emulsiones alcanzan su máxima estabilidad para un contenido de agua en el orden del 1 [%], aunque se encuentran algunas muy estables en las que el contenido de agua es de hasta el 75 [%].
- d) Edad de una emulsión:** si un crudo se almacena y no se trata, una cierta cantidad de agua precipitará por gravedad y otra parte se mantendrá emulsionada. A menos que alguna forma de tratamiento sea empleada para completar la ruptura total, habrá un porcentaje pequeño de agua en el petróleo, aunque se prolongue el tiempo de sedimentación.

Como se señaló anteriormente, este pequeño porcentaje de agua tiene a estabilizar la emulsión. Esto explica el por qué algunas emulsiones se hacen más estables y más difíciles de tratar después de que han envejecido; es decir, con el paso del tiempo, una porción de agua precipita y el porcentaje más pequeño que permanece en el petróleo hace a esa porción de la producción total más difícil de tratar.

- e) Agente emulsionante:** anteriormente se explicó el papel que juegan los emulsionantes, aquí solo se amplía la información sobre la química de tales agentes, para esto se dividirán en tres clases principales:
- Productos tensoactivos surfactantes
 - Materiales que se presentan en la naturaleza
 - Sólidos finamente divididos.
- f) Residuos de carbón:** el efecto de los residuos de carbón en la estabilidad de las emulsiones es comparable al de la viscosidad del petróleo, es decir, entre mayor sea el contenido de residuos de carbón presentes en el petróleo, mayor será la estabilidad de la emulsión y viceversa.
- g) Cargas eléctricas:** la estabilidad de una emulsión se incrementará cuando las cargas eléctricas de las partículas aumenten. Algunas emulsiones se estabilizan completamente por la atracción eléctrica.
- h) Exposición al aire:** se comprueba que las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto se debe a que el oxígeno del aire reacciona con los componentes del crudo para formar un agente emulsionante. Esta acción

ocurre muy rápidamente y bastan unos pocos segundos de exposición al aire para estabilizar la emulsión.

- i) **Tamaño de las gotas:** el tamaño de las gotas afecta su estabilidad, pues cuando las gotas se acercan a un tamaño de 10 micrones (0.01 mm) en diámetro, la emulsión se hace más estable.

VII.IV.II DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

Se puede definir la deshidratación como el proceso mediante el cual se separa el agua presente en el crudo hasta los niveles de contenido de agua y sedimento establecidos en las especificaciones de mercado y/o refinación. En el proceso de rompimiento / separación de las emulsiones de agua en petróleo se presentan dos fuerzas que se oponen constantemente:

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

Como se observa la única opción que queda es la de romper la película del agente que produce la unión de la gota de agua (coalescente) y el petróleo. La presencia de agua en el crudo es indeseable no sólo porque es impureza sin valor, sino porque el agua contiene sales inorgánicas tales como cloruros, sulfatos y carbonatos de sodio, calcio o magnesio, susceptibles de provocar la corrosión e incrustaciones en las instalaciones de transporte y refinación.

Durante la destilación; los cloruros (especialmente el de magnesio) pueden hidrolizarse para formar HCl; tal reacción es acentuada por la presencia de sustancias orgánicas ácidas. Los carbonatos y los sulfatos producen depósitos en los intercambiadores de calor, para lo cual no es necesario que se evapore el agua de la salmuera.

En efecto, por encima de los 40 [°C] la solubilidad del sulfato e calcio disminuye cuando la temperatura aumenta, y cerca de los 100 [°C] se produce un cambio de hidratación de esta sal. Si el agua está saturada, basta calentarla para que se produzca un depósito que reduce la eficiencia y el tiempo de servicio de los intercambiadores de calor y de los hornos. Adicionalmente un crudo con un contenido de agua mayor que el específico en los contratos de venta, representaría un alto riesgo de pérdidas tanto económicas (pagos por sobre – estadía del buque tanque), como de prestigio de proveedor confiable. De allí, la importancia que debe darse dentro de la organización de la empresa al grupo responsable de este proceso.

Métodos de deshidratación: los métodos de deshidratación combinan efectos cuyo propósito es eliminar los agentes emulsionantes naturales o modificar suficientemente sus propiedades, con los que promueven el acercamiento de las gotas para facilitar su coalescencia. Hay diversos tipos de deshidratación de los crudos, entre ellos están:

- a) **Método químico:** hay varias teorías que tratan de explicar el efecto que los compuestos químicos desenmulsionantes producen sobre las emulsiones, las más importantes son:
- Con la adición de productos químicos se trata de invertir la emulsión, es decir, una emulsión de agua – petróleo se trataría de convertir en una emulsión de petróleo – agua. Durante este proceso se alcanzaría la condición intermedia de separación completa de las dos fases.
 - La acción de los compuestos químicos desenmulsionantes hacen que la película del agente emulsionante, que rodea las gotas de agua, adquiera rigidez quebradiza hasta provocar una contracción que causa el rompimiento de la película, con lo cual las gotas de agua se adjuntan y decantan.
 - La adición de surfactantes a una emulsión causa una reducción notable de la tensión superficial entre los líquidos de contacto, permitiendo que las diminutas gotas de la fase dispersa se junten y decanten.

Esta es la teoría que se considera más importante, por ser la más moderna y aceptada.

- b) **Método mecánico:** la aplicación exclusiva de los métodos mecánicos para romper las emulsiones es cada día mayor, aumenta el uso de dispositivos basados en deshidratar el crudo con los desenmulsionantes químicos. Algunos de estos se citan a continuación:

Aplicación de calor (\overleftarrow{Ap}): desde el comienzo de la industria petrolera, la adición de calor se considera beneficiosa para la deshidratación de crudos. Los beneficios que se obtienen mediante este método se interpretan mejor si se analiza la ecuación de la ley de Stokes que rige la sedimentación gravitacional, y permite calcular la viscosidad de sedimentación.

$$V_s = \frac{k_x(D_a - D_c) * D^2 * g}{\mu} \quad 7.1$$

Donde:

V_s = velocidad de sedimentación

D_c = densidad del agua

D_a = densidad del crudo

μ = viscosidad del crudo

D = diámetro de las gotas de agua
 g = aceleración de la gravedad
 k = constante

Obsérvese que la velocidad de sedimentación es directamente proporcional a la diferencia de densidades entre el agua y el crudo e inversamente proporcional a la viscosidad del mismo; por lo tanto se requieren condiciones más exigentes, la acción de la energía calorífica para poder deshidratar los crudos pesados. El calentamiento produce una disminución exponencial de la viscosidad del crudo, y aumenta la diferencia de densidades entre las dos fases.

Al elevarse la temperatura y prácticamente permanece constante; además, aumenta la cantidad de energía en el sistema y causa un movimiento de las gotas de agua, debido principalmente a corrientes térmicas. Esto induce a mayor número de colisiones de las gotas de agua, produciéndose floculación y coalescencia de las mismas. Este método presenta la desventaja de que, debido al calcinamiento, se generan pérdidas de los hidrocarburos livianos y volátiles del petróleo, gastos en el consumo de gas combustible y el riesgo de ocurrir precipitación de ciertas sales del crudo, como los sulfatos de sodio y calcio cuya solubilidad decrece con la temperatura; si esto llega a ocurrir, al usar altas temperaturas se formarían suspensiones coloidales de sales de crudo. El método de aplicación de calor por sí solo no es aconsejable para romper la emulsión, por eso se usa como auxiliar o en conjunto con otro método o proceso.

Lavado: consiste en hacer pasar la emulsión a través de un colchón de agua, generalmente caliente; para provocar la “disolución” de las gotas de agua suspendidas (ver figura 7.14).



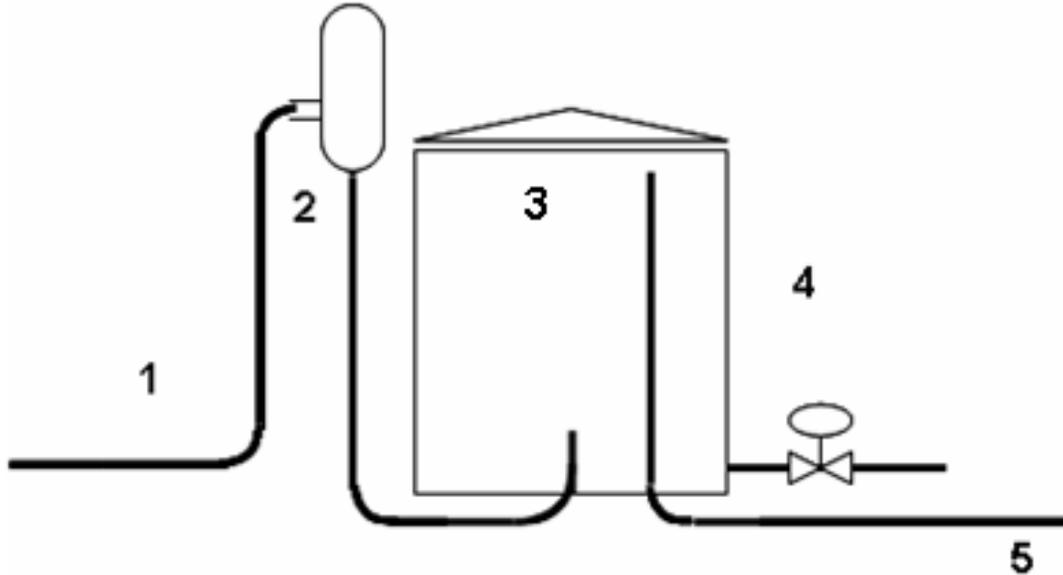
Figura 7.14 Tanques de lavado en su exterior, (Francisco, R., 2000).

Características de los tanques de lavado:

- Promueve la coalescencia de las pequeñas gotas de agua, lo cual debería traducirse en una mejor separación del petróleo y el agua
- Un petróleo mejor desgasificado a la entrada de los tanques de almacenamiento contribuye a operaciones más seguras en el patio de tanques.
- Mayor tiempo de reposo.

- Disminuye el consumo de química.
- El efluente de agua drenada se contamina menos con emulsión.

Partes de un tanque de lavado:



- 1.- Línea de entrada.
- 2.- Separador del gas.
 - Separa el gas asociado y disminuye la turbulencia dentro del tanque.
 - Sirve como tanque de compensación de alimentación al tanque.
 - Distribuye la emulsión a la sección del agua por medio de un arreglo espaciador.
- 3.- Cuerpo del tanque: colchón de agua de lavado y emulsión de petróleo y el agua.
- 4.- Válvula de descarga de agua.
- 5.- Línea de descarga o desborde.

Figura 7.15 Partes de un tanque de lavado, (Oñate, E., 1992).

Ventajas del uso de tanques de lavado:

Promueve la coalescencia de las pequeñas gotas de agua, lo cual debería traducirse en una mejor separación del petróleo y el agua. El efluente de agua drenada se contamina menos con emulsión. Un petróleo mejor desgasificado a la entrada de los tanques de almacenamiento contribuye a operaciones más seguras en el patio de tanques. Disminuye el consumo de química. Menos equipos asociados para el tratamiento de la emulsión y efluente del agua.

Tipos de tanques de lavado para uso en crudos pesados:**1) Tanque de lavado tipo espiral:**

La producción es recibida inicialmente en el separador líquido para liberar gas, produce un efecto de tipo ciclón en el tanque para el lavado del crudo neto, por su forma espiral (figura 7.16).

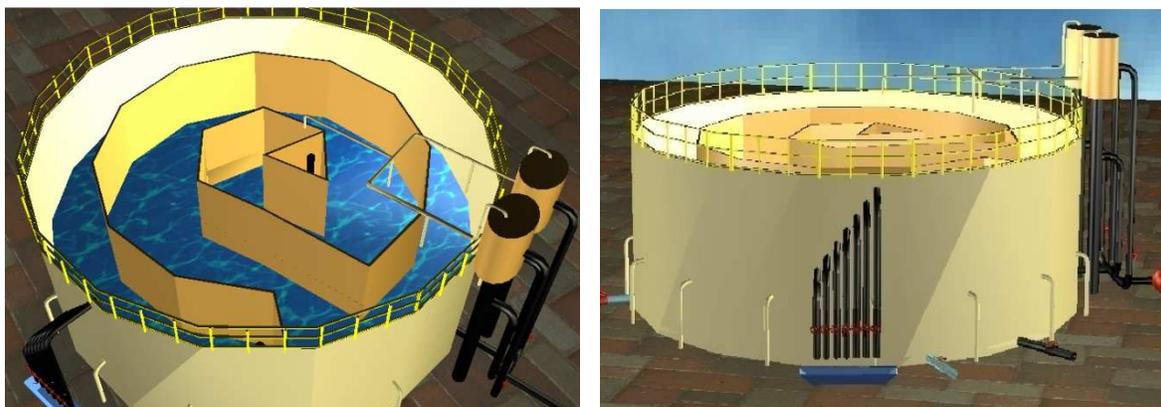


Figura 7.16 Tanque de lavado tipo espiral, (Oñate, E., 1992).

2) Tanque de lavado tipo concéntrico:

Se dividen en dos partes internas y externas; los tanques de lavado tipo concéntrico externo sirven para desgasificar adecuadamente el crudo, separar el agua libre y actuar como aislante térmico para el tanque de lavado concéntrico de tipo interno, la parte concéntrica interna sirva para reducir el contenido de emulsión en el crudo en pequeñas cantidades (figura 7.17).

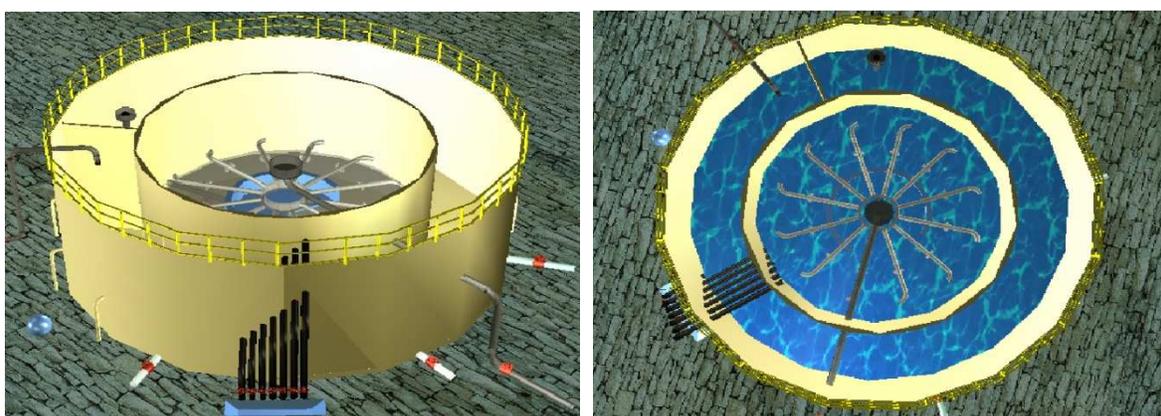


Figura 7.17 Tanque de lavado tipo concéntrico, (Oñate, E., 1992).

3) Tanque de lavado con placas:

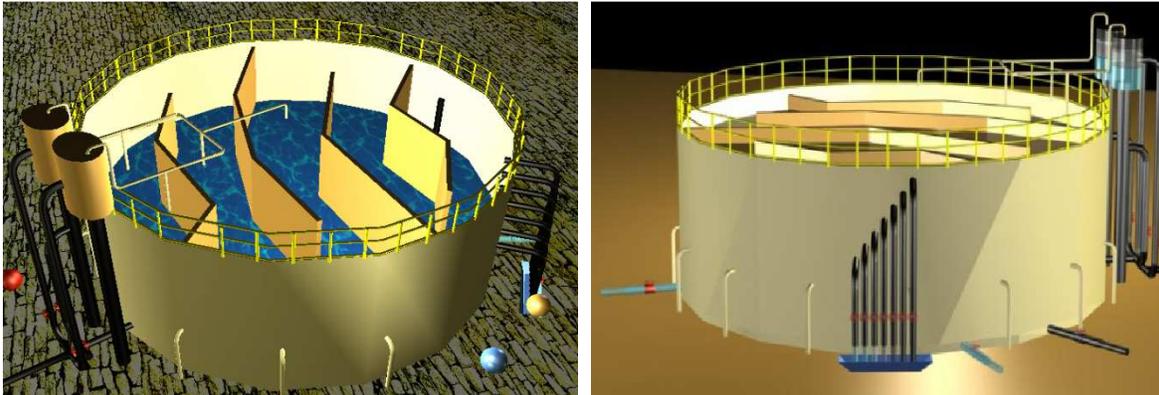


Figura 7.18 Tanque de lavado con placas, (Oñate, E., 1992).

En la figura 7.18 de izquierda a derecha se muestra la parte interna y externa de un tanque de lavado con placas.

Reposo: su aplicación es generalmente necesaria, pero solo en casos de emulsiones inestables, en las cuales permite la separación del agua y del petróleo en un tiempo adecuado para las operaciones.

Agitación: aunque parezca contradictorio con lo expuesto en la prevención de las emulsiones este método también se utiliza para romperlas.

Centrifugación: Se explica por sí solo. Es posible y más eficaz cuanto mayor sea la diferencia de densidades entre el crudo y el agua. Su uso comercial en la industria petrolera no es muy común.

Filtrado: consiste en hacer pasar la emulsión a través de un medio adecuado que retenga las partículas de agua y promueva su retención, y por consiguiente su decantamiento.

- c) **Método eléctrico:** este método se utiliza en combinación con los métodos químico y mecánico en la deshidratación de crudos. Consiste en utilizar un campo eléctrico, relativamente fuerte, que induce una orientación polarizada de cargas sobre las moléculas en la superficie de las gotas de agua; los cambios de polaridad del campo eléctrico aplicado ocasionan una alta frecuencia de choques entre las gotas de agua, con lo que se acelera la coalescencia y se reduce significativamente el tiempo de reposo requerido para el crudo tratado.
- d) **Método mixto:** basándose en los requerimientos esenciales de un proceso de deshidratación, se debe señalar que todos los sistemas existentes y los que se van a diseñar en un futuro siempre estarán conformados por una combinación de dos o más de los métodos descritos en este capítulo.

Se pueden resumir los requerimientos esenciales como sigue:

- Destruir o neutralizar la acción del agente emulsionante o de las fuerzas interfaciales existentes. Esto se conoce como rompimiento de la emulsión.
- Promover (fomentar) la coalescencia (unión) de pequeñas gotas de agua o crudo y formar gotas más grandes.
- Acelerar el proceso de separación del crudo y el agua por reducción de la viscosidad de la fase continua.

VII.IV.III DESALACIÓN

Algunos crudos tienen alto contenido de sal y requieren procesos de desalación luego de la deshidratación. Para ello, generalmente, se añade agua fresca y se somete al crudo a un segundo proceso de deshidratación.

La desalación es necesaria para evitar daños a los equipos por la formación de cloruros de sales bivalentes. Estas sales pueden ocasionar la obstrucción en los equipos y envenenamiento de los catalizadores en procesos de conversión más complejos.

El contenido aceptable de sal varía de acuerdo con los contratos de venta, pero generalmente no debe ser más de 43 a 57 gramos de $\left[\frac{\text{sal}}{\text{m}^3} \right]$ (15 a 20 libras de sal por mil

barriles de crudo, (PTB)). Las segregaciones son mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades, que se hacen con fines comerciales. Ellas le permiten a la industria flexibilidad necesaria, para lograr mayor capacidad y eficiencia en la obtención de productos y asegurar la mayor capitación de mercados internacionales.

Objetivos de la desalación:

- Evitar la corrosión de la infraestructura a nivel de refinerías, por alto contenido de sal en el crudo.
- Evitar taponamientos en líneas como consecuencia de incrustaciones.
- Evitar envejecimiento de catalizadores en los procesos de conversión en la refinación del petróleo.

Relación entre la salinidad de formación y el crudo:

$$V_1 * C_1 = V_2 * C_2 \Rightarrow C_2 = \frac{V_1 * C_1}{V_2} \quad 7.2$$

Donde:

V_1 volumen de agua.

V_2 volumen de crudo - agua al 100 [%]).

C_1 concentración de sal en el volumen de agua.

C_2 concentración de sal en el volumen de crudo – agua.

Conversión de la concentración PPM a PTB

$$C_2 \left(\frac{lb}{1000 bbl} \right) = C_1 \left(\frac{mg}{lt} \right) * \frac{1 gr}{1000 mg} * \frac{1 lb}{454 gr} * \frac{159 lt}{1 bbl}$$

$$C_2 (PTB) = 0.35 C_1 (PPM)$$

7.3

Concentración de sal en el crudo (PTB) a partir de la salinidad del agua asociada:

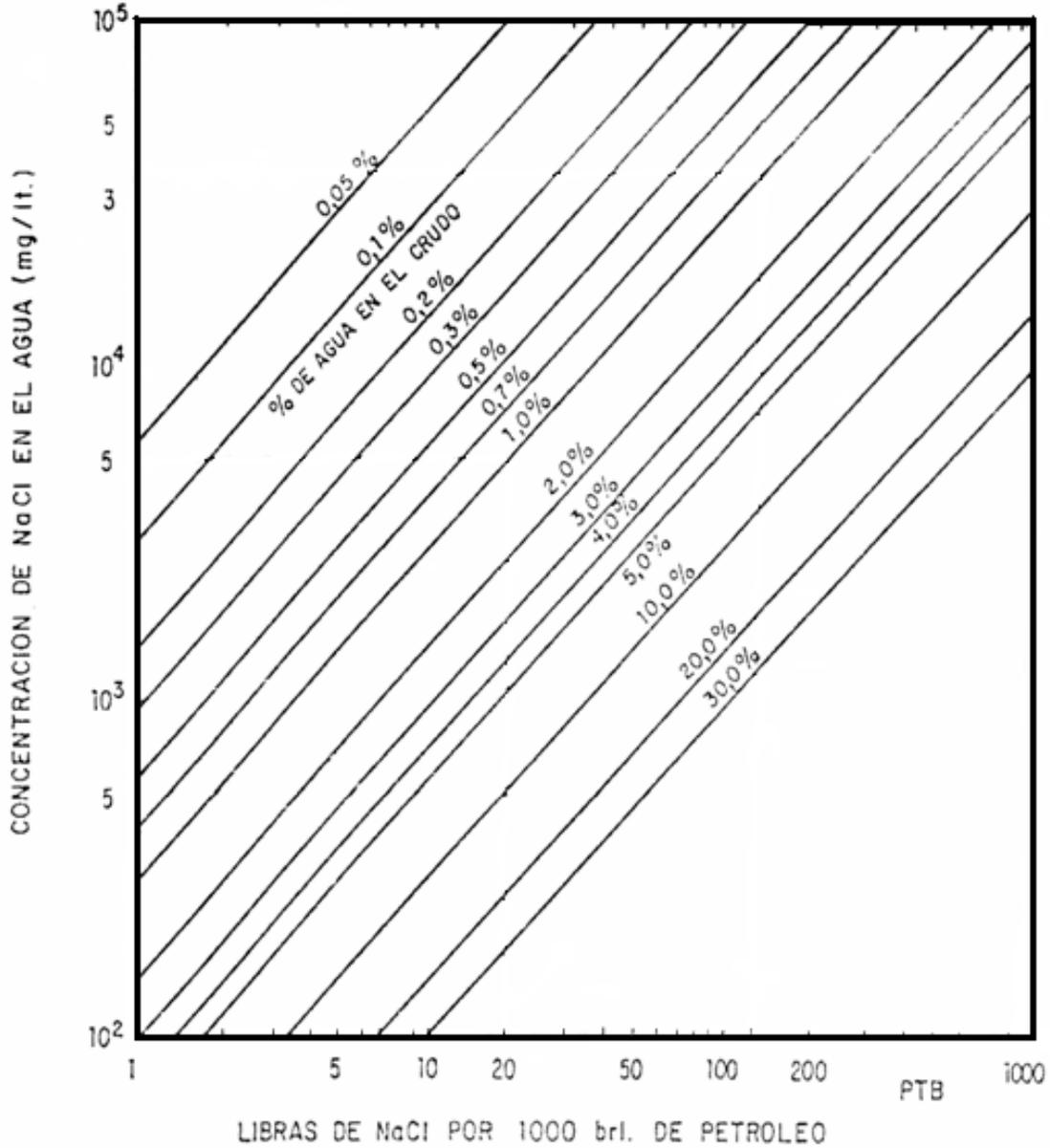


Figura 7.19 Diagrama para estimar el contenido de sal en el crudo (PTB), a partir de la salinidad del agua de formación asociada, (Brant, F., 2006).

La cantidad de agua de desalado requerida en el proceso, para alcanzar el nivel de sal admisible es función de:

- La salinidad de agua remanente en el crudo a tratar.
- La cantidad de agua remanente en el crudo, luego de la primera deshidratación.
- La salinidad del agua de dilución.
- La eficiencia de mezclado agua dulce – petróleo.
- El límite de sal admitido en el crudo de venta.

Métodos de mezclado:

- Inyección de agua de dilución a través de Tee y posteriormente provocar el mezclado con válvula de globo parcialmente abierta con una caída de presión de 15 - 25 [psi].
- Inyección de agua de dilución a través de boquillas y posteriormente provocar el mezclado con válvula de control de 5 – 15 [psi].
- Mezcladores en línea, los cuales requieren altas velocidades.

Eficiencia de mezclado:

Relación porcentual entre el volumen de agua de dilución que se mezcla con las gotas contenidas en el agua remanente en el crudo y el volumen total de agua de dilución.

VII.V ANALISIS FÍSICO – QUÍMICO DE CRUDO / GAS

En el laboratorio se efectúan análisis de estos fluidos a muestras que provienen diariamente de los pozos, de otras instalaciones como estaciones de flujo, tanques de almacenamiento, planta de gas, etc. La importancia de tales análisis radica en que permiten caracterizar los diferentes tipos de crudos y gases, lo cual es importante en el diseño de infraestructura y en la prevención de problemas en las instalaciones. A continuación se detalla brevemente la importancia de los diferentes análisis.

a) Crudos:

Porcentaje de agua y sedimentos: este análisis de rutina permite definir el contenido de agua y sedimentos de los crudos producidos en los pozos, en oleoductos, tanques de almacenamiento, etc. Esta prueba es valiosa para el control de calidad del crudo, en cuanto a la determinación y de los efectos de los procesos de deshidratación, venta y refinación de crudo.

Determinación de la viscosidad: esta prueba se le aplica tanto al petróleo como a los productos derivados del mismo. La determinación de la viscosidad del petróleo es importante para diseñar las nuevas instalaciones, porque este parámetro influye de manera importante en el flujo de crudo. Cuando se trata de sustancias químicas se realiza como parte del control de calidad de productos desenmulsionantes, y en caso especiales, para poder elegir bombas u otros equipos para manejar diversos productos.

Gravedad API: este análisis es importante para clasificar los crudos, hacer estudios de transporte, tratamiento, contabilización para venta, etc.

b) Gas:

Prueba cromatográfica de gas natural ANSI/ASTM D1945 - 64

Este método se usa para determinar la composición química de gas natural y otras mezclas similares incluidas en el siguiente rango (tabla 7.1):

Tabla 7.1 Rangos de porcentaje de composición química para la prueba cromatográfica de gas natural ANSI/ASTM D1945 – 64, (Tecnología y mejores prácticas para la explotación y manejo de crudos pesados y extrapesados).

COMPUESTO	COMPOSICIÓN
Helio	0 - 5
Oxígeno	0 – 10
Nitrógeno	0 – 20
Dióxido de carbono	0 – 10
Metano	50 – 100
Etano	0 – 20
Propano	0 – 20
n – burato	0 – 10
Isobutano	0 – 10
n – pentano	0 - 2
Isopentano	0 – 2
Hexano y más pesados	0 – 2

La muestra de gas se separa en una columna cromatográfica, y se compara como un patrón de referencia de composición conocida, bajo condiciones idénticas. Los componentes pesados del gas se agrupan en picos irregulares, invirtiendo la dirección del gas de arrastre a partir del C₅, C₆ o C₇.

El cromatograma se interpreta comparando las alturas de los picos de pentanos y de las fracciones más livianas con las obtenidas para el patrón de referencia. El área total obtenida después de la inversión de flujo, se compara con el área de los pentanos en el patrón para cuantificar su composición.

Con la composición del gas, valores de constantes y correlaciones adecuadas se pueden hacer estimaciones de propiedades importantes tales como: contenido de líquido, valor calorífico bruto, valor calorífico neto, presión pseudocrítica, temperatura pseudocrítica, gravedad específica, viscosidad y factor de compresibilidad Z.

VII.VI TRATAMIENTO DEL CRUDO DESNATADO

El crudo que se recupera mediante el proceso de tratamiento de las aguas efluentes presenta características que afectan a las de los crudos producidos, si se mezclan, debido a la estabilidad de las emulsiones que contiene y a los elementos que lo acompañan. Por ello, al crudo se le debe aplicar un tratamiento especial para llevarlo a condiciones que no afecten a los otros. Normalmente, se le aplica un tratamiento termoquímico y con alto tiempo de residencia, dependiendo de las características del mismo.

Diseño de procesos de deshidratación de crudos: este capítulo presenta las correlaciones matemáticas y los parámetros básicos que permiten desarrollar el diseño de proyecto aplicado a un proceso de deshidratación de crudo pesado. Esta actividad abarca desde la recopilación de datos requeridos, hasta el dimensionamiento de los equipos principales que se utilizan para este fin (ingeniería básica).

Datos requeridos y su uso para el diseño: la recopilación de datos para el proyecto es una actividad vital para el éxito del diseño del proceso de deshidratación, entre los datos que se deben disponer se encuentran:

- Características de los insumos y de los productos: se consideran como insumos el petróleo, gas y agua de formación proveniente del campo de producción, así como otros parámetros variables que intervienen en el proceso. El producto se refiere a las características de los insumos luego de haber sido sometidos al proceso de deshidratación. Entre las características que se deben de conocer de los insumos y productos se tienen los mencionados en la tabla (7.2).

Tabla 7.2 Insumos obtenidos luego de haber sido sometidos (petróleo y agua) al proceso de deshidratación, (Tecnología y mejores prácticas para la explotación y manejo de crudos pesados y extrapesados).

Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> • Características físico – químicas: porcentajes de agua y de sedimentos, API, gravedad específica, calor específico, contenido de sal, azufre, órgano – metálico agentes emulsionantes naturales y sólidos. • Parámetros operacionales: producción, presión y temperatura de operación y RGA.
Agua	<ul style="list-style-type: none"> • Características físico – químicas: gravedad específica, contenido de crudo, sólidos totales suspendidos y disueltos, oxígeno, pH, índice de estabilidad. • Parámetros operacionales: volumen de agua, presión, temperatura de operación.

Las características físico – químicas y los parámetros operacionales, tanto del petróleo como del agua, se utilizan para realizar los cálculos de dimensionamiento de los equipos, mediante las correlaciones matemáticas que se explicarán más adelante. Así por ejemplo,

la viscosidad y la gravedad específica sirven principalmente para el cálculo de la velocidad de sedimentación de las gotas de agua de la emulsión agua – petróleo en el proceso de deshidratación, y la producción de crudo y agua, para determinar los tiempos de residencia de éstos en los equipos de tratamiento y la capacidad de los mismos. Es importante, para la confiabilidad de los resultados de los análisis / pruebas de laboratorios que las muestras tomadas, sean representativas de la corriente de fluido que se está estudiando. Además, debe ser analizada con la mayor brevedad posible, a fin de evitar desviaciones en los resultados.

VII.VI.I PRUEBAS DE DESHIDRATACIÓN EN EL LABORATORIO

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

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

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

VII.VI.II SELECCIÓN DE PROCESOS – OPCIONES

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

Los crudos súper ligeros y ligeros son deshidratados a temperatura ambiente; sin embargo, por las fluctuaciones en los precios de los productos químicos y del petróleo, en algunos casos resulta ventajoso aplicar calentamiento a los crudos ligeros. Las diferentes opciones de tratamiento de crudos que se presentan en la industria petrolera son (tabla 7.3):

Tabla 7.3 Selección del proceso – opciones para el tratamiento de crudo, (Oñate, E., 1992).

A temperatura ambiente	<ul style="list-style-type: none"> • Con tratamiento químico y reposo • Con tratamiento químico sin reposo
Con aplicación de calor	<ul style="list-style-type: none"> • Con tratamiento químico y reposo • Con tratamiento químico y campo electroestático

Tratamiento a temperatura ambiente con aplicación de química y reposo: este tratamiento consiste en la inyección de un producto desemulsionante al crudo producido, sin someterlo a calentamiento, para luego almacenarlo en tanques donde permanece en reposo por un determinado tiempo, antes de ser fiscalizado.

Comúnmente, la inyección del producto químico desemulsionante se hace en los múltiples de producción, en las estaciones de flujo; o en las líneas principales de recolección de crudo, esto es, en patios de tanques. Los puntos de inyección de químicos se instalan estratégicamente con el fin de lograr la mayor homogeneización del producto químico con la corriente de crudo y promover, de este modo, la acción del agente emulsionante. En los patios de tanques, la inyección del producto se realiza por medio de boquillas a una presión que oscila entre los 500 y 1,000 $\left[\frac{lb}{in^2} \right]$. Las estaciones de flujo donde se inyecta la química se seleccionan de acuerdo con su ubicación, y con la producción y características de la emulsión.

Tratamiento con aplicación de calor, con producto químico con o sin reposo: en esta forma de tratamiento, se calienta el crudo, utilizando hornos a fuego directo o indirecto, o inyectando agua caliente a la corriente del mismo, y luego se deshidrata en tanques de lavado y/o reposo.

Este método es el que normalmente utilizan los crudos pesados. Los cálculos de requerimientos de calor, el dimensionamiento de las unidades de calentamiento, tanques de lavado, tanques de almacenamiento y determinación de la temperatura óptima de tratamiento, se explicarán más adelante. Éstas se utilizan para determinar la eficiencia de deshidratación del crudo, mediante diferentes productos químicos y concentraciones, así como la temperatura óptima de tratamiento y tiempo de reposo.

Tratamiento con aplicación de calor, con producto químico y campo eléctrico: se emplea normalmente para crudos pesados y extrapesados, e implica la acción de un campo electrostático de alto voltaje para promover la separación de las gotas de agua de emulsiones estables. Los procesos de deshidratación eléctrica requieren mayor temperatura que los procesos químicos; por esta razón, el proceso siempre se desarrolla bajo presión, lo cual es ventajoso cuando se requieren temperaturas superiores a la de ebullición del agua.

VII.VI.III FACTORES DETERMINANTES PARA LA SELECCIÓN DEL PROCESO

Entre los factores principales que se deben considerar para la selección de un método determinado de proceso de deshidratación, se muestran en la tabla 7.4.

Tabla 7.4 Factores principales que se deben considerar para la selección de un método determinado de proceso de deshidratación, (Oñate, E., 1992).

Factores económicos	<p>Entre los aspectos económicos que deben considerarse para decidir el monto de inversión para la infraestructura requerida, se tienen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La tasa mínima interna de retorno. • El tiempo de retorno de la inversión. • La eficiencia de la inversión. • El flujo de efectivo neto. • El flujo de efectivo descontado. • valor presente neto de la inversión. • Riesgo de la inversión.
Factores técnicos	<p>Entre los aspectos técnicos que han de considerarse en la selección de la opción de tratamiento de crudo más adecuada se encuentra:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si el proceso es nuevo o similar a uno existente. • Si está en vías de experimentación o de aplicación a nivel industrial. • Si es un proceso viable y durable. • Si presenta características especiales (dimensionamiento y grado tecnológico).
Factores operacionales	<p>Incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La experiencia operacional en el proceso. • El nivel de destreza y capacidad técnica. • Las prácticas operacionales existentes. • El riesgo existen en la operación. • La fuerza – hombre disponible.
Protección integral	<p>Los factores de protección integral son decisivos en la selección del método de tratamiento que se va a aplicar. Esto se debe a su implicación tanto en la protección del hombre como del medio ambiente. Entre ellos se encuentran:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las regulaciones gubernamentales de protección ambiental y seguridad industrial existentes. • El conocimiento de las normas y procedimientos. • El riesgo e impacto ambiental que puede ocasionar.

VII.VI.IV ASPECTOS TEÓRICOS CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS

En la industria petrolera la separación por gravedad es el principal método para la separación de mezclas crudo – agua, aunque no siempre la mezcla se puede separar fácilmente por este procedimiento. En algunos casos se pueden presentar dispersiones

que suelen estar formadas por gotas pequeñas de un líquido completamente disperso en otro (fase continua), o por emulsiones estables.

Las emulsiones estables, las cuales no coalescen rápidamente deben evitarse si el objetivo es separar ambas fases. Para que una emulsión se rompa, o para que sus fases se separen por completo, debe suceder tanto la coalescencia como la sedimentación de la fase dispersa. En el caso de emulsiones estables se suelen incluir los siguientes equipos auxiliares, para acelerar la separación: coalescedores, paredes deflectoras y campos eléctricos, junto con la adición de agentes desmenuzantes.

En los procesos de selección de separación mediante el uso de equipos mecánicos es común el movimiento de gotas líquidas a través de un fluido tal como un gas o un líquido, que puede estar en movimiento o en reposo.

VII.VI.V CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO PARA EQUIPOS DE SEPARACIÓN

Sobre una partícula que se mueve a través de un fluido actúan tres fuerzas:

1. Una fuerza externa (gravedad o centrífuga)
2. La fuerza de flotación paralela a la fuerza externa pero en dirección opuesta (principio de Arquímedes)
3. La fuerza de arrastre que actúa oponiéndose al movimiento y es consecuencia del movimiento relativo entre la partícula y el fluido. De un balance para una partícula en el seno del fluido, se llega a la siguiente ecuación:

$$\frac{m}{g} = \frac{dv}{dt} = F_e - F_b - F_d \quad 7.4$$

Donde:

$$F_e = \text{fuerza externa} = \frac{m^* a_c}{g_c}$$

$$F_b = \text{fuerza de flotación sobre la partícula} = \frac{m^* \rho^* a_e}{\rho_p^* g_c}$$

$$F_d = \text{fuerza de arrastre} = \frac{C_d V^2 \rho A_p}{2g_c}$$

a_e = aceleración externa

V = velocidad de la partícula en relación con el fluido

m = masa de la partícula

ρ_p = densidad de la partícula

ρ = densidad del fluido

g = aceleración de la gravedad

C_d = coeficiente de arrastre o flotamiento

A_p = área proyectada por la partícula sobre un plano perpendicular a la dirección del movimiento de la misma.

La fuerza de arrastre aumenta siempre con la velocidad en la sedimentación por gravedad (g = constante). Por lo tanto, la aceleración de la partícula $\frac{dv}{dt}$ tiende a cero, es decir; la velocidad en esta condición se conoce como velocidad límite o velocidad de separación. Para un sedimento por gravedad se cumple la ley de Stokes:

$$V_S = \frac{(\rho_a - \rho_c) * g * D_p^2}{18\mu} \quad 7.5$$

Donde:

$$V_s = \text{velocidad de separación} \left[\frac{ft}{seg} \right]$$

$$\rho_a = \text{densidad del agua} \left[\frac{Lb}{ft^3} \right]$$

$$\rho_c = \text{densidad del crudo} \left[\frac{Lb}{ft^3} \right]$$

$$\mu = \text{viscosidad de la fase continua (crudo)} \left[\frac{Lb}{ft^3 * seg} \right]$$

$$D = \text{diámetro de la partícula} [ft]$$

$$g = \text{gravedad} \left[\frac{ft}{seg^2} \right]$$

La ley de Stokes es la ecuación básica para el diseño de separadores líquido – líquido. Existen tres diferentes criterios de diseño comúnmente usados para dimensionar separadores, éstos son: el método del tiempo necesario de residencia, el método de la velocidad de contra flujo (overflow velocity) y el del espesor de dispersión o de la capa interfacial.

En el primero de ellos el diseño se basa en datos sobre plantas piloto o experiencias pasadas con fluidos y tipos de separadores similares al separador por diseñar. Este método también supone flujo pistón y no se toma en cuenta ni la geometría del separador ni el patrón de flujo en su interior. El método de la velocidad de contra flujo se basa en la suposición de que la velocidad de separación está controlada por la velocidad de

sedimentación de las gotas dispersas. El diseño se fundamenta en un tiempo de residencia suficiente para permitir que las gotas viajen a la interfase antes de salir del separador. Este procedimiento es particularmente aplicable en dispersiones muy diluidas en las cuales el proceso está controlado, generalmente por la velocidad de sedimentación.

Finalmente, el método de espesores de dispersión o capa interfacial se usa para sistemas donde la velocidad de coalescencia es el factor limitante. Mediante él se obtiene el espesor de dispersión como una función total de entrada para cualquier sistema en partícula, por medio de experimentos en plantas piloto. A partir de allí, se selecciona el flujo que produzca un espesor de dispersión menor al máximo tolerable por el equipo.

Un separador se define como un envase para separar una corriente continua en dos fases líquidas, usando la fuerza de gravedad. Aunque es aplicable a separadores continuos, los principios básicos también se utilizan en el diseño de separación por carga.

Para el diseño se deben seguir los siguientes pasos:

- Calcular la velocidad de separación para las gotas.
- Hacer un dimensionamiento preliminar basado en a velocidad de contra flujo.
- Estimar el tiempo requerido para la coalescencia de las gotas.
- Revisar el tamaño del decantador elegido para niveles de turbulencia.
- Especificar la geometría de entrada y salida del separador.
- Debe tenerse en cuenta la velocidad de separación para el diseño.

Diámetro de la gota: el diámetro de la gota recomendado para el diseño de separadores es de 0.005 ft. Este tamaño está por debajo de los que normalmente se encuentran en los decantadores. El diámetro medio en un envase agitado oscila entre 500 y 5000 [um]. Sin embargo, debido a la imprecisión de las ecuaciones de diseño, los decantadores dimensionados con diámetros de gota sobre 300 [um] son usualmente muy pequeños. Es por eso que normalmente el diámetro de diseño empleado va desde 0.00017 hasta 0.001 [ft]; el mas empleado es el de 0.0005 [ft], que se usa en el API desing method.

Velocidad de contra flujo: la fase continua se debe mover verticalmente desde la entrada hasta la salida, mientras que las gotas de la fase dispersa deben hacerlo de manera opuesta a esta velocidad para conseguir la interfase. Inicialmente, la fase continua se mueve en un flujo pistón uniforme con una velocidad igual a la velocidad de contra flujo. El tamaño mínimo de las gotas dispersas debería dar una velocidad de separación poco mayor que la velocidad de contra flujo. El primer paso es, entonces, estimar un tamaño de separador tal que:

$$\frac{Q_c}{A_1} < V_d \quad 7.6$$

Donde:

- Q_c = caudal de la fase continua
- A_1 = área de la interfase suponiéndola plana
- V_d = velocidad de la gota dispersa

Banda de dispersión o capa de interfase: las gotas que están próximas a cruzar la interfase forman una capa relativamente profunda de gotas dispersadas. Algunos autores reportan que la altura de la capa de interfase H_d (en pies) está correlacionada por la ecuación:

$$H_d = \frac{Q_c^n}{A_1} \quad 7.7$$

Donde:

- Q_c = flujo volumétrico en la fase continua
- A_1 = área de interfase suponiéndola plana

Los valores reportados de “n” están en el rango de 2.5 a 7.0 para diferentes sistemas. H_d es una fuerte función de Q_c y debe conservarse pequeña, pues si llegara a ser una fracción significativa de la altura del separador, un ligero aumento en la alimentación inundaría el mismo con la dispersión, cesando la separación. Cerca de la mitad del espacio de la banda de dispersión lo ocupan las gotas de la fase dispersa que se encuentra en dicha banda, y esta dado por:

$$\frac{H_d}{2} \frac{A_1}{Q_d} \quad 7.8$$

Una buena recomendación es conservar $H_d < 10\%$ de la altura del decantador y

$$\frac{H_d}{2} \frac{A_1}{Q_d} > 2 \text{ a } 5 \text{ min} \quad 7.9$$

Diseño de tanques de lavado:

- a) **Dimensionamiento:** para determinar las dimensiones que debe tener el tanque de lavado para deshidratar con aplicación de calor un crudo determinado, se debe disponer de la siguiente información básica:
 - Producción bruta
 - Contenido de agua a la entrada y contenido esperado a la salida
 - Características del crudo (gravedad API, gravedad específica, calor específico)

El dimensionamiento puede realizarse utilizando la siguiente correlación experimental, conocida como Parámetro Comparativo de Eficiencia de Tratamiento (PCET):

$$PCET = 100 \frac{Q * T * t}{Eq * \rho_c * \mu} \quad 7.10$$

Donde:

PCET = Parámetro Comparativo de Eficiencia de Tratamiento. Para el tanque de lavado más eficiente tiene un valor de 2.50.

$$Q = \text{calor consumido} \left[\frac{MMBTU}{hr} \right]$$

T = tiempo de residencia del crudo [hr].

t = temperatura promedio del crudo en el tanque [°F].

E = reducción porcentual del contenido de agua [%].

q = producción bruta [MMBPD].

μ = viscosidad del crudo a temperatura en el tanque [SSU].

ρ_c = gravedad específica del crudo en el tanque.

Así mismo se determina la temperatura óptima de tratamiento y la cantidad de calor requerida.

b) **Temperatura óptima de tratamiento:** este valor se obtiene mediante un balance entre ingresos (reducción de química deshidratante y por costos de transporte), y egresos (de incremento del costo por pérdida de crudo por evaporación y costos por consumo de gas combustible). La reducción de la química deshidratante se determina por pruebas en laboratorio y/o experiencias con crudos similares. Las pérdidas de crudo por evaporación se calculan haciendo uso de las correlaciones matemáticas recomendadas por la American Petroleum Institute. Los valores obtenidos en el balance (ahorros) para diferentes temperaturas se grafican, y se determina la temperatura óptima de tratamiento.

c) **Tanques de almacenamiento:** el tiempo de reposo del crudo en los tanques de almacenamiento, así como los requerimientos de mercado o refinación del crudo almacenado, tienen influencia en la determinación de la capacidad de almacenamiento, es decir, en la cantidad de tanques de que se debe disponer.

Dimensionamiento de calentadores: para optimizar el uso del gas en un horno, basándose en cálculos de eficiencia, se determina para unas condiciones dadas de operación, en donde se debe de obtener la pendiente de la curva una vez graficados todos los datos.

De resultar positiva la pendiente se introduce mas aire al horno, y en caso contrario (negativa), se disminuye para encontrar el punto óptimo donde la pendiente sea cero. En

hornos de tiro natural se deben manipular las compuertas o ventanillas en las chimeneas para permitir mayor o menor entrada de aire.

En hornos de tiro forzado, se debe manipular la válvula de descarga para aumentar o disminuir el flujo de aire a los mismos. El punto de mayor eficiencia corresponde al de menor consumo de gas combustible, para condiciones fijas de flujo de alimentación al horno y temperatura de salida del mismo. Por lo tanto, la ecuación a utilizar para determinar la eficiencia será:

$$E = \left(\frac{Qg - Qp}{Qg} \right) * 100\% \quad 7.11$$

Donde:

E = porcentaje de eficiencia térmica neta [%]

Qg = calor generado al quemar el combustible $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$

Qp = pérdida de calor total debido a la radiación y a la pérdida por los gases de chimenea $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$

De lo anterior, las relaciones que se cumplen con las siguientes:

$$Qg = LHV + Ha + Hg; \left[\frac{BTU}{Lbgas} \right] \quad 7.12$$

$$Qp = Qr + Qch; \left[\frac{BTU}{Lbgas} \right] \quad 7.13$$

Sustituyendo las ecuaciones 7.12 y 7.13 en la ecuación 7.11 queda:

$$E = \left(\frac{LHV + Ha + Hg - (Qr + Qch)}{LHV + Ha + Hg} \right) * 100\% \quad 7.14$$

Donde:

E = porcentaje de eficiencia térmica neta [%]

LHV = valor calorífico inferior del combustible quemando $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$

H_a = corrección del calor sensible del aire $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$ o diferencia de entalpías por libras de aire / libras de gas; esta relación, incluye libras de aire en exceso

H_g = corrección de calor sensible al combustible $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$

Q_r = pérdidas de calor por radiación $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$

Q_{ch} = pérdidas de calor en la chimenea $\left[\frac{BTU}{Lbgas} \right]$

A su vez, H_a y H_g se expresan de la siguiente forma:

$$H_a = C_{pac}(T_{ac} - Tr) \left(\frac{lbs_{aire}}{lbs_{gas}} \right) \left[\frac{BTU}{Lb} \right] \quad 7.15$$

$$H_g = C_{pg}(T_g - Tr) \left[\frac{BTU}{Lb} \right] \quad 7.16$$

Tr = temperatura de referencia 60 [°F]

C_{pac} = calor específico del aire igual a 0.24 $\left[\frac{BTU}{Lb^{\circ}F} \right]$

C_{pg} = calor específico del gas 0.525 $\left[\frac{BTU}{Lb^{\circ}F} \right]$

Cálculo de calentadores para manejo y transporte de crudo: básicamente la eficiencia de deshidratación por tanques de lavado depende de la temperatura que alcanza el crudo una vez mezclado con agua caliente. Los cálculos que se realizan para establecer el control de operaciones del proceso se basan en mantener la temperatura constante a la entrada del tanque. Las variables manipuladas en el proceso son: el caudal de recirculación y su temperatura en la descarga de los hornos. Debido a fluctuaciones en la producción los valores de estas variables deben cambiarse también con la misma frecuencia a fin de mantener el objetivo.

a) **Calentamiento de crudo a fuego directo:** El desarrollo de ecuaciones para determinar la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una masa de crudo circulando a través de un calentador a fuego directo es la siguiente:

La cantidad de calor requerida por una cierta masa de crudo que pasa a través de un calentador, se determina haciendo un balance de energía a las condiciones de entrada y de salida.

Estas unidades están diseñadas para liberar en forma automática el agua que se encuentre libre en el crudo producido. Los crudos requieren de energía calorífica para su deshidratación y contienen agua libre, deben pasar por estos tipos de despojadores para evitar el gasto de energía útil al calentar dicha agua en los hornos o en el tanque de lavado.

De lo anterior, se tiene que en la figura 7.20, se describe el proceso de calentamiento de crudo a fuego directo, en donde se inicia con la inyección de un producto químico deshidratante y finaliza con el crudo en especificación (normas API para su comercialización) y en las terminales de embarque para su transporte.

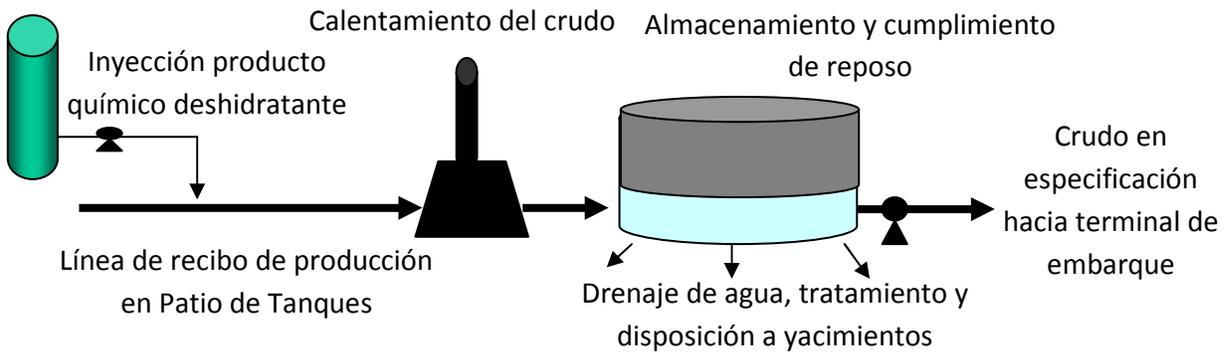
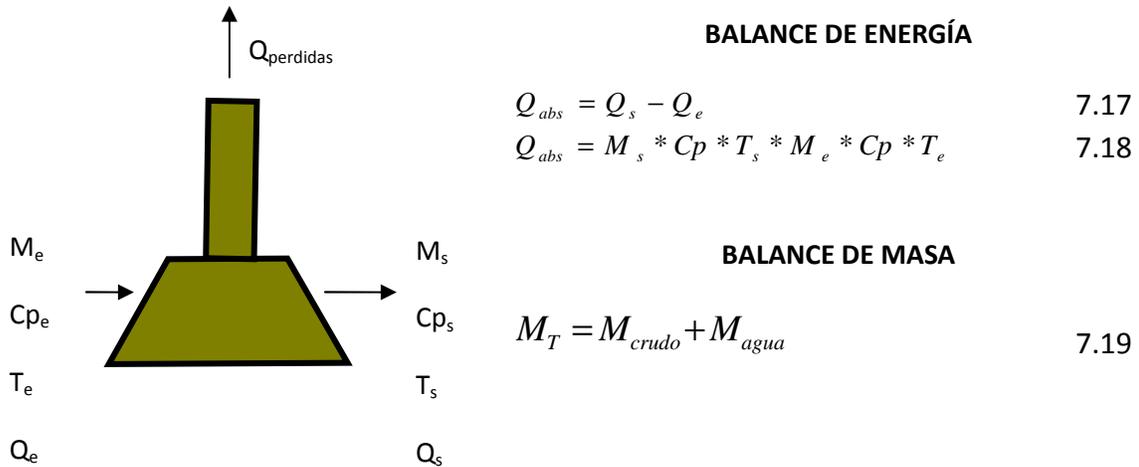


Figura 7.20 Calentamiento de crudo a fuego directo.

Partiendo del diagrama anterior, se prosigue a hacer el desarrollo matemático.



Donde:

- Q_{abs} = calor absorbido por el crudo
- Q_s = calor de salida de producción
- Q_e = calor de entrada de producción
- M_e = flujo másico de entrada

M_s = flujo másico de salida

C_p = capacidad calorífica de la mezcla de crudo más agua

T_e = temperatura de entrada de la producción

T_s = Temperatura de salida de la producción

Se tiene que:

$$D = \frac{M}{V} \quad , \quad M = V * D \quad 7.20$$

$$M_T = \sum V_i * D_i \quad 7.21$$

Crudo y agua

Entonces:

$$M_T = V_{crudo} * D_{crudo} + V_{agua} * D_{agua} \quad 7.22$$

$$D_{crudo} = \frac{Ge_{crudo}}{Ge_{agua @ 60^{\circ}F}} \quad ; \quad agua @ 60^{\circ}F = 1 \left[\frac{gr}{cc} \right] \quad 7.23$$

$$Ge_{crudo} = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad 7.24$$

Sustituyendo 7.24 en 2.73

$$D_{crudo} = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad 7.25$$

Sustituyendo 7.25 en 7.22

$$M_T = V_{crudo} * \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) + V_{agua} * D_{agua} \quad 7.26$$

$$M_T = V_{crudo} * \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) + V_{agua} * D_{agua} = A \quad 7.27$$

$$C_p T = \sum C_{p_i} * D_i \quad 7.28$$

$$C_p T = C_{p_{crudo}} * X_{crudo} + C_{p_{agua}} * X_{agua} = B \quad 7.29$$

El C_p del crudo se ha definido de la siguiente manera:

$$C_{p_{crudo}} = \frac{0.38845 \times 10^{-4} * T}{\sqrt{D_{crudo}}} \quad 7.30$$

Para las siguientes condiciones de temperatura y gravedad específica:

$$32 < T [^{\circ}F] < 400$$

$$0.75 < Cp < 0.96$$

El CP del agua es de: $1 \left[\frac{BTU}{Lbm^{\circ}F} \right]$

$$X_T = X_{crudo} + X_{agua} \quad 7.31$$

$$1 = X_{crudo} + X_{agua} \quad 7.32$$

$$X_{crudo} = \frac{100 - \%BSW}{100\%} \quad 7.33$$

$$X_{agua} = \frac{\%BSW}{100\%} \quad 7.34$$

Partiendo de la ecuación 7.18:

$$Q_{abs} = M_s * Cp * T_s - M_e * CpT \quad 7.35$$

Siendo el flujo másico y el Cp igual a la entrada y a la salida, entonces:

$$Q_{abs} = M_T * Cp_T * (T_s - T_e) \quad 7.36$$

Sustituyendo 7.27 y 7.29 en 7.18

$$Q_{abs} = A * B * (T_s - T_e) \quad 7.37$$

Donde:

D = densidad

Ts = temperatura de salida de la producción

Te = temperatura de entrada de la producción

Ge = Gravedad específica

X = fracción másica

% BSW = porcentaje de agua

V = flujo volumétrico

Eficiencia de calentamiento:

$$\text{Eficiencia de un calentador} = \frac{Q_{abs \text{ por el crudo}}}{Q_{entregado al horno}} * 100\% \quad 7.38$$

$$Q_{entra\ al\ horno} = \left(flujo\ gas\ alimentacion \right) \left(capacidad\ calorifica\ del\ gas \right) \quad 7.39$$

Sustituyendo 7.37 y 7.31 en 7.38, se tiene:

$$Eficiencia = \frac{A * B * (Ts - Te)}{\left(flujo\ gas\ alimentacion \right) \left(capacidad\ calorifica\ del\ gas \right)} * 100\% \quad 7.40$$

b) **Deshidratadores electrostáticos:** el campo electroestático es el más efectivo y versátil para separar las mezclas de un tipo de sustancia con otra. Esta propiedad se emplea para separar granulados sólidos de sólidos, sólidos de gas, líquidos de gases, sólidos de otros líquidos y dispersión líquida.

Entre esas aplicación la última es la más extendida y respetada para la deshidratación de crudo. Los coalescedores (precipitadores) se usan en conjunción con la producción de petróleo crudo para reducir el contenido de agua y hacer el producto vendible; a priori de la refinación y del proceso de destilación para reducir la corrosión y la suciedad del equipo y en el tratamiento químico de los productos finales. También se han empleado en conexión con el control del medio contaminado y están asociados con el proceso de manufactura. Otras áreas de aplicación incluyen la extracción de solventes, la manufactura de detergentes, la filtración de sólidos micrónicos de los combustibles para turbinas y fluidos para aplicación hidráulica.

El efecto del campo eléctrico es para vencer la resistencia de la coalescencia (precipitación) establecida por la estabilización de películas sobre las gotas de agua. La separación del aceite y el agua coalescida (emulsionada) es por gravedad. El límite práctico económico al cual el contenido de agua de petróleo crudo puede ser reducido por deshidratación por medio de campos eléctricos en poco más o menos del 2 [%] de agua.

Aplicaciones en refinería: la industria resonadora del petróleo utiliza los aparatos coalescedores electrostáticos para purificar el crudo de sus sedimentos y de las sales que producen corrosión cuando están asociadas con un residuo aproximado del 3 [%] BS & W (Sedimentos básico y agua) en el crudo de los campos de producción. El proceso llamada desalinización, consiste en prepara una mezcla de 5 [%] de agua fresca con petróleo crudo caliente y, luego, separar eléctricamente el agua del petróleo, con lo cual los contaminantes se reducen notablemente, se limpia de sucio y corrosión del equipo de destilación y la operación se prolonga.

Muchos de los productos refinados deben ser tratados químicamente para convertir o eliminar compuestos orgánicos de azufre, nitrógeno y oxígeno, por medio de una mezcla aditiva de un producto químico apropiado tal como ácido sulfúrico, sosa cáustica o sulfato de sodio en solución. Las dispersiones resultantes se someten al proceso denominado "electrofiming", el cual consiste en coagular el destilado y luego eliminar eléctricamente

los compuestos orgánicos indeseables. Este proceso se aplica a la suspensión de agua en los destilados (kerosina, gasolina, etc.), reducirá el contenido de humedad final al valor de una solución saturada en 60 partes por millón.

Descripción de los procesos: la emulsión que entra al “treater” (tratador) es homogénea. Las gotas acuosas desunidas se distribuyen al azar a través de la fase continua, aproximadamente 2 diámetros aparte del promedio. La mayoría de las gotas tienen de 1 a 10 micrones de diámetro, o en orden de magnitud más pequeñas de lo que puede distinguirse a simple vista. Las gotas responden, casi instantáneamente, a la afluencia del campo eléctrico. La acción interior del campo aplicado inicialmente, produce un complejo de distorsión intergota de variable intensidad y dirección.

Las gotas individuales, propulsadas por la acción interior del campo resultante y su desequilibrada distribución de cargas, chocan con otras que se mueven opuestamente bajo su respectiva fuerza de propulsión. El curso de choque puede considerarse como el resultado de la influencia que las gotas circunvecinas tienen para constreñir el campo entre ellas mismas. El campo origina la concentración de cargas, el alargamiento de las gotas en forma esferoide ovalada y promueve el contacto agua – agua por el estiramiento del material interfacial en los polos de las gotas. Si la fuerza eléctrica de atracción aplicada es suficiente para exprimir el material interfacial y permitir que las fuerzas intermoleculares de atracción de los sistemas agua – agua se conviertan en efectivas, las gotas se condensan en gotas más grandes. Este proceso de condensación tiene su propio límite porque las gotas más grandes descienden por efecto de gravedad, permitiendo una dispersión menos densa. La coagulación y coalescencia de esta dispersión más difusa de gotas, requiere que ellas sean atraídas dentro de una asociación íntima por el flujo irregular de la fase continua.

Este movimiento resulta del flujo turbulento hidráulico que está entrando al tanque del recipiente, de corrientes de conversión termalmente inducidas y del bombeo eléctrico accidental del líquido no homogéneo a la estructura de los electrodos. El mecanismo acción interior del campo continúa y promueve la condensación, hasta que este (campo) disminuye estáticamente o se atenúa. Esto ocurre cuando la distancia de gota a gota es como de 8 veces el diámetro de cada una de ellas, en cuyo tiempo el residuo de la fase de dispersión es menor que 0.2 [%].

Los gradientes que generalmente se aplican tienen un variación de 0.5 a 5.0 $\left[\frac{Kv}{cm} \right]$. Los

valores menores o mayores que este conducen a una eficiencia reducidamente marcada. Gradientes innecesariamente más altos disipan la fuerza y la ruptura de las gotas más grandes. La coalescencia es un campo eléctrico de dipolos inducidos, es operativa en cualquiera de los sistemas eléctricos A.C o D.C. y ocurre en el espacio abierto entre los electrodos.

El sistema A.C. (corriente alterna) tiene la ventaja de un costo más bajo en el equipo abastecedor de fuerza y en la estructura de electrodos para economía en la operación de alta conductividad de petróleo más crudo (como 10^{-9} Mho cm), propiamente controla el volumen mínimo de aceite hacia el campo, los tratadores A.C. (de corriente alterna) satisfacen estas especificaciones. Para aumentar el porcentaje de coalescencia y separación de la fase (función de la ley de Stokes), la viscosidad del aceite se reduce por calentamiento. La vaporización concomitante del aceite, que pudiera interferir con el asentamiento del líquido y originar mal funcionamiento eléctrico del sistema, se previene por medio de presión en el tanque "tratador". El calor es beneficioso al desestabilizar la emulsión, pero a la vez dañino, ya que aumenta la conductividad del aceite y origina una carga eléctrica parasitaria.

El proceso antes mencionado es adecuado para la deshidratación y desalinización del petróleo crudo, pero no para el tratamiento químico final de productos tales como la gasolina, kerosina, combustible diesel, etc., en estos últimos sistemas es absolutamente necesaria la separación cualitativa de las fases; el sistema debe operar sobre las gotas individuales y sus residuos, después de que haya disminuido la separación por medio de segregación.

El proceso "electroestático" incluye la coalescencia de dipolos inducidos de D.C. (corriente directa), que es la carga neta de las gotas a través de la acción interior y contacto con los electrodos, choque de partículas cargadas y el brindado hacia fuera o sea impedir el paso de muy pequeñas partículas de residuo a la superficie mojada o bañada de los electrodos.

Como resultado de la carga de contacto cercano, las gotas predominantes rebotan desde los electrodos contra ellas mismas al acercarse estrechamente unas a otras. El movimiento reciproco resultante, vigoroso, con partículas hacia adentro y hacia fuera; el choque producido por inducción eléctrica, provoca la coagulación y coalescencia a un tamaño que por gravedad se asentara.

La coalescencia de las partículas ocurre más extensamente en el espacio abierto entre los electrodos que por deposición sobre ellos. En el proceso electroestático hay cargas de partículas generadas por medio de una difusión de iones, siendo ese de influencia secundaria en cada una; y hay un mecanismo para cargar partículas por medio de cargas migratorias que les imparten una velocidad aproximadamente dada por la ecuación de Pauthenier y que es proporcional al cuadrado del gradiente y al radio de la partícula, e inversamente proporcional a la viscosidad del medio continuo.

Las comparativamente pocas gotas residuales que no han coalescido (emulsionado) se disponen directamente sobre la superficie del electrodo colector y se adhieren. Este es un efecto secundario comparativamente lento, pero es responsable de la alta eficiencia obtenida en el tiempo que pasa a través de los largos electrodos.

Hidráulica: en el diseño y operación de los tratadores eléctricos, el papel del flujo del líquido es de primera importancia, ya que en el caso de un campo eléctrico muy fuerte la excesiva turbulencia da por resultado una dispersión de gota. En verdad, el esquilamiento hidráulico es el medio para elaborar las emulsiones empleadas en los procesos de purificación eléctrica. Para una gota de un tamaño dado, hay un máximo tolerable de esquilamiento, más allá del cual la dispersión ocurre. Este máximo depende de la tensión interfacial de las dos fases del líquido. En general, se emplea tanta turbulencia como lo requieran las propiedades del sistema, incluyendo el asentamiento, porque un movimiento al azar de las gotas promueve la coalescencia (emulsificación) con o sin campo eléctrico.

Equipo: el deshidratador A.C. (corriente alterna) (ver figura 7.21) consiste en un sistema dinámico en donde la emulsión puede ser descargada directamente dentro del campo eléctrico a través de una válvula de vástago (poppet valve), tipo parabólico (el asiento de la válvula es cónico), para un distribuidor de alta velocidad, ver figura siguiente.

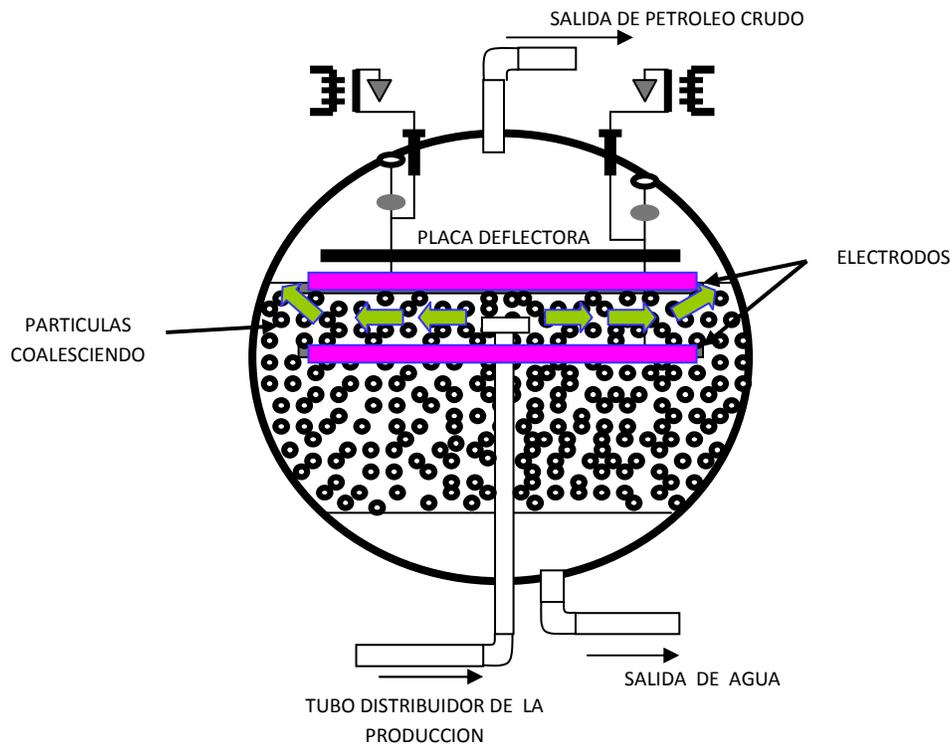


Figura 7.21 Partes que conforman un equipo deshidratador de crudo.

El porcentaje de sedimentación es ayudado por la circulación forzada hacia el nivel de agua dentro del tanque tratador. Una emulsión parcialmente resucita resuelta el ciclo dos veces dentro del campo, bajo el efecto de la bomba de toberas del distribuidor. La emulsión áspera continúa aglomerándose bajo el efecto de disminución del campo eléctrico dentro del electrodo, y la unión de gotas mas grandes con el cuerpo continuo de

agua se va engrandeciendo mediante la agitación del líquido y aplicando un campo eléctrico débil.

De esta manera, grandes cantidades de emulsiones conductoras de petróleo crudo pueden ser tratadas en un intervalo rápido de tiempo en pequeños volúmenes entre los electrodos con un consumo mínimo de fuerza. El petróleo finalmente tratado puede contener unas pocas décimas del 1.0 [%] de agua y muy pocas partes por millón de sal y sedimento terreo, etc.

El tratamiento del petróleo crudo de alta viscosidad y alta gravedad específica en el diseño anterior de flujo líquido, es menos ventajoso. En tales casos la emulsión puede ser uniformemente distribuida entre los electrodos o electrodo para producir una separación satisfactoria. En los electrodos A.C. solamente hay que definir los límites del campo en vista de que la coalescencia (emulsificación) se logra por la aglomeración de gotas en el, por eso los electrodos tienen la forma de una estructura de varilla o tela metálica del tipo abierto, con una área o superficie proyectada, para limitar el consumo de fuerza más adelante.

VII.VII TRANSFERENCIA DE CRUDO

VII.VII.I TRANSFERENCIA DE CRUDO EN LA MISMA INSTALACIÓN

La transferencia de crudo en la instalación se efectúa por varias razones entre las cuales se encuentran:

- Transferir el nivel del fondo del tanque que se encuentra fuera de especificación
- Drenar el tanque a mayor velocidad
- Dar movilidad al crudo que se encuentra fuera de especificación
- Realizar mezclas de crudo

Transferir el nivel del fondo del tanque que se encuentra fuera de especificación: cuando el crudo contenido en el tanque presenta su nivel inferior fuera de especificación, y su requerimiento es indispensable para ser transferido, una de las técnicas utilizadas es transferir por gravedad o por bombeo, el nivel de crudo que se encuentra fuera de especificación hacia un tanque vacío o con bajo nivel, dando como resultado que el crudo contenido en el tanque se encuentre en especificación y listo para ser transferido previa medición y fiscalización.

Drenar el tanque a mayor velocidad: hay situaciones donde el crudo recibido en los tanques del patio de tanques, presentan un alto contenido de agua libre, durante el proceso normal de drenar agua contenida en el tanque, el tiempo empleado es demasiado alto por razón de infraestructura, en estos casos si la situación lo permite se procederá a drenar el tanque por la misma línea de succión del tanque hacia otro tanque vacío, reduciendo drásticamente el tiempo de drenaje. Esta acción debe ser bien coordinada y

controlada haciendo hincapié en la cantidad de agua recibida por transferencia y contabilizarla como tal.

Dar movilidad al crudo que se encuentra fuera de especificación: cuando un crudo se encuentra estratificado en un tanque y por supuesto se encuentre fuera de especificación, se requiere de un tratamiento químico efectivo, lo cual necesariamente tenemos que darle movilidad al crudo, de esta manera la acción del agente químico será mucho más efectivo al contacto con el crudo.

Esta transferencia hacia otro tanque, después de ser transferido y darle tratamiento químico adecuado, deberá esperar en reposo para proceder a tomarle muestras y ver el resultado del análisis.

Realizar mezclas de crudo: cuando se desea manufacturar un crudo con especificaciones que son diferentes a los crudos puros, nos vemos en la necesidad de efectuar mezclas de crudos para obtener el resultado requerido. Para la elaboración de estas mezclas, debemos de tener sumo cuidado ya que la mezcla de gravedades no son lineales por lo cual se debe tomar en cuenta esta situación. El orden de mezclas es el siguiente: transferir en primera instancia el crudo más pesado y por último el más ligero, de esta manera se logra una muy buena homogenización del crudo.

VII.VII.II TRANSFERENCIA DE CRUDO ENTRE INSTALACIONES

Los patios de tanques reciben la producción provenientes de las estaciones recolectoras, allí los crudos de diferentes gravedades son adecuados (desalados, deshidratados, manufacturados) para luego ser transferidos a otros patios de tanques, terminales de embarque y/o refinerías.

Esta transferencia se lleva a cabo bajo un programa de bombeo el cual es ejecutado por personal de programación de crudos, en lo que concierne a terminales de embarques y/o refinerías, estas acciones son programadas por el departamento de comercio y suministro el cual permite los lineamientos a seguir para maximizar la transferencia de crudo a las terminales y/o refinerías.

Las transferencias entre patios como se mencionó anteriormente conllevan a una programación de acuerdo a las necesidades o requerimientos de los clientes, los cuales exigen ciertas condiciones bajo contrato, por lo cual los programadores antes del inicio de cada mes, deben tener una idea muy precisa del total de producción a recibir en los patios de tanques y partiendo de esa producción realizar todas las programaciones de los crudos para diferentes patios de tanques, refinerías o donde serán embarcados o procesados. Por lo cual todos los patios deben recibir el crudo, deshidratarlo para ser transferido en el menor tiempo posible a los puntos de entrega, de esta manera se logra un buen desempeño de la transferencia de crudo y su disposición.

VII.VIII MEDICIÓN DE CRUDO EN TANQUES

Analizar, comprender y aplicar los métodos, las normas y tecnología en los sistemas de medición estática para crudos e hidrocarburos refinados, haciendo énfasis en la importancia del método de medición el cual representa o tiene una significativa importancia en los procesos de entrega o disposición de crudo y sus derivados a los clientes.

VII.VIII.I MEDICIÓN EN TANQUES

Existen en la industria varios tipos de tanques para el almacenamiento de crudo y/o sus derivados, en este caso y para la industria que nos atañe (la de los hidrocarburos), nos abocaremos a la medición en tanques de techo fijo y en tanques de techo flotante, ya que son los más usados en la industria.

VII.VIII.II EQUIPO DE MEDICIÓN

A continuación se mencionan los equipos y accesorios utilizados para realizar el proceso de medición de crudo.

- Cinta de Medición
- Plomada
- Barra de bronce para la medición de agua en el fondo.
- Pasta detectora de agua
- Utensilios utilizados para la medición (trapos, linternas, Keroseno)
- Equipos de seguridad personal.

VII.VIII.III CLASIFICACIÓN DE LA MEDICIÓN

La medición de crudo se clasifica en medición directa y medición indirecta o (vacío).

- 1) Medición directa:** Consiste en bajar una cinta graduada de medición con la plomada al interior del tanque, hasta que la punta de la plomada haga contacto con el fondo del tanque o la placa de nivel "0" fijada en el fondo.

El nivel del líquido en el tanque se determina por la longitud de la cinta "mojada" cuya lectura se aprecia de manera directa. El uso de este método (figura 7.22) se aplica al aforo de tanques de techo flotante, también se utiliza para medición de pequeñas cantidades de agua libre.

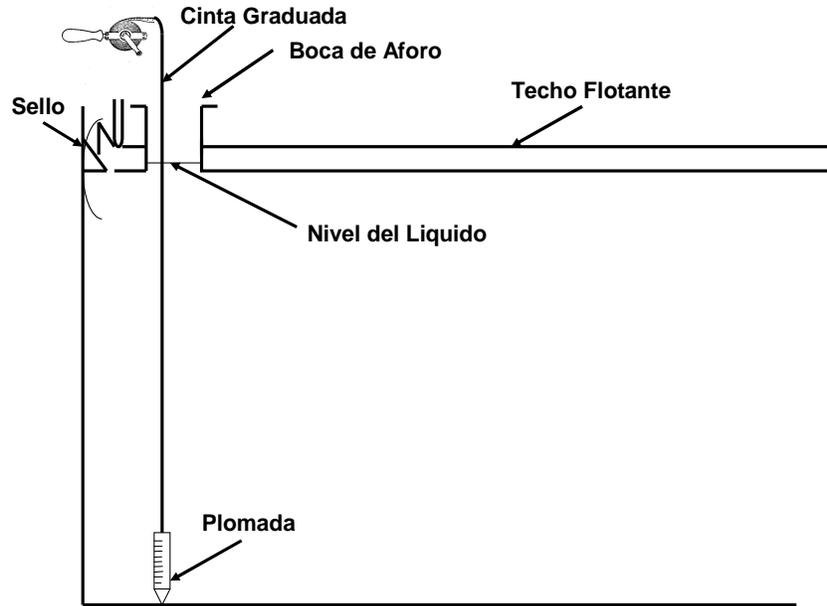


Figura 7.22 Medición directa en tanque de techo flotante (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

Este método es susceptible a tres fuentes de error, estos son:

a) Plomada inclinada

En la Medición directa en tanque de techo flotante el proceso de bajada de la cinta de medición, la plomada una vez toque el fondo del tanque, debe evitarse que se incline lo cual generará un error de medición resultando una lectura en exceso (figura 7.23).

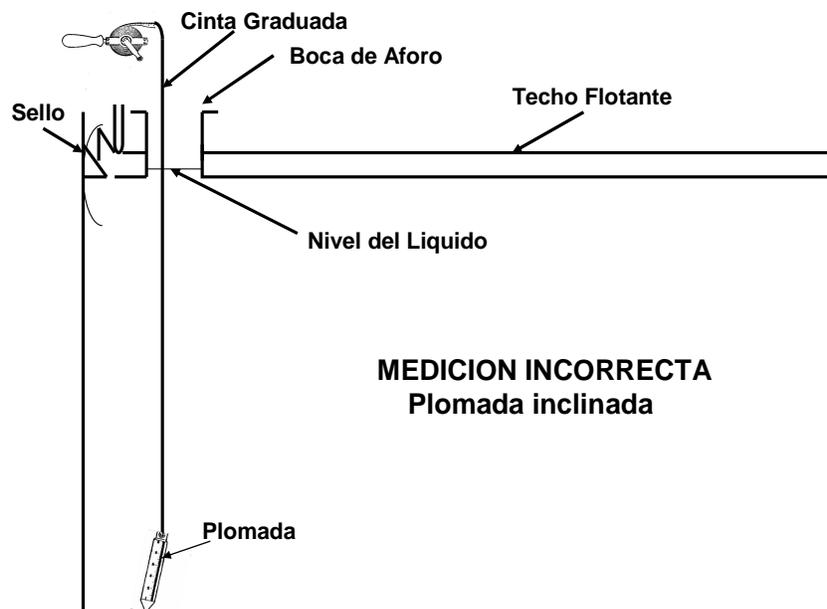


Figura 7.23 Medición incorrecta (plomada inclinada), (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

b) Sedimento inclinado

En la Medición directa en tanque de techo flotante la presencia de sedimento pesado en el fondo del tanque, puede hacer difícil que la plomada toque el fondo del tanque, resultando una lectura errónea (figura 7.24).

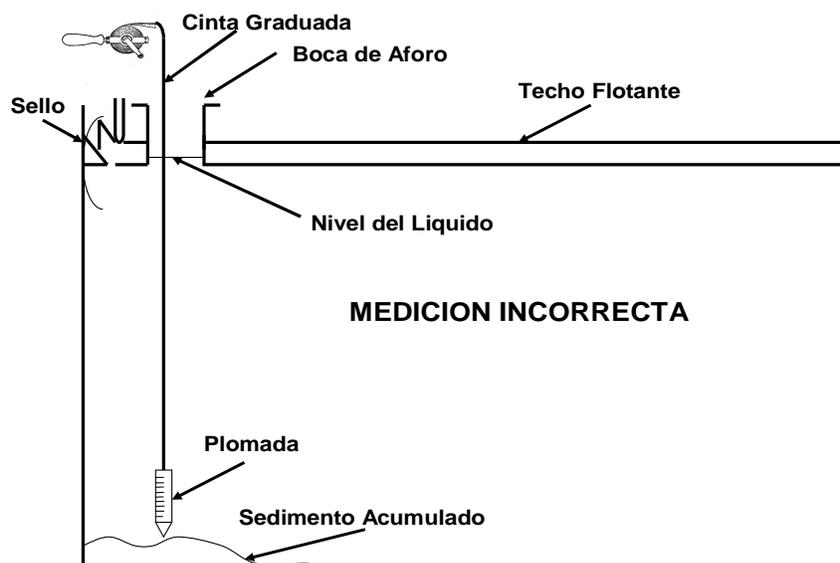


Figura 7.24 Medición incorrecta (sedimento acumulado), (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

c) Plomada tocando el objeto

Durante el proceso de bajada de la cinta de medición, la plomada toca algún cuerpo extraño que se encuentre depositado en el fondo, la lectura será afectada por este cuerpo extraño.

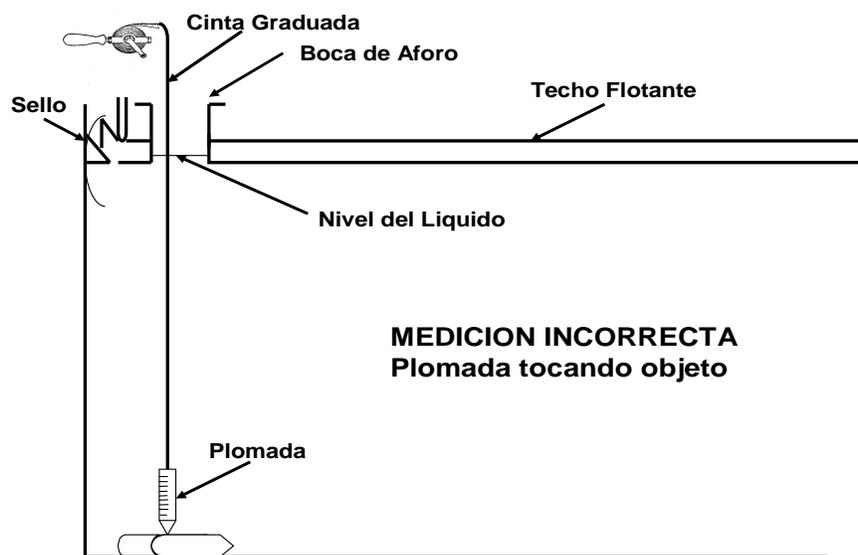


Figura 7.25 Medición incorrecta (plomada tocando el objeto), (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

- 2) Medición indirecta:** Este método consiste en bajar una cinta de medición con su plomada al interior del tanque, hasta que una parte de la cinta quede sumergida en el seno del líquido, luego se procederá a detener la cinta, se observa la lectura de la cinta a nivel del punto de referencia, (longitud total introducida en el tanque), luego se resta la lectura de la cinta en el punto de referencia y se agrega el residuo a la cantidad de cinta mojada, obteniéndose así el nivel del líquido en el tanque.

Factores que afectan la precisión: La medición es un proceso muy importante y debe ser realizado lo más exacto posible, ya que un error de 1/8" en la medición dará como resultado la cantidad de crudo pesado en moneda americana indicado en la tabla 7.5.

Tabla 7.5 Equivalencias dólar / barril por pérdidas debido a errores de medición.

Capacidad del tanque en Barriles	Volumen en Barriles equivalente a 1/8"	Valor de Exportación calculados en dólares americanos
55.000	20	1.460,00
75.000	22	1.606,00
80.000	30	2.190,00
96.000	33	2.409,00
116.000	58	4.234,00
268.000	68	4.964,00
530.000	99	7.227,00

Recomendaciones:

- No usar cintas con plomadas desgastadas.
- No usar cintas parcialmente dobladas.
- No usar cintas con la numeración desgastada
- Leer muy cuidadosamente la lectura que marca la cinta.

VII.VIII.IV DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA

El objeto de realizar las mediciones de temperatura es debido a la propiedad que poseen los líquidos de aumentar o disminuir su volumen de acuerdo a la temperatura que los crudos presenten. En nuestro caso nos referiremos a la temperatura del crudo cuya referencia a nivel mundial es de 60 [°F].

Temperatura local: se denomina temperatura local a la temperatura tomada del contenido del tanque a un nivel predeterminado.

Temperatura promedio: Se denomina temperatura promedio al promedio aritmético de un número determinado de temperatura locales tomadas en el tanque y que representa la temperatura promedio de la columna del crudo.

El número de temperaturas locales necesarias para obtener la temperatura promedio oficial del crudo y/o producto en un tanque, depende de la cantidad de líquido en el mismo y este viene dado por la tabla 7.6.

Tabla 7.6 El número de temperaturas locales necesarias para obtener la temperatura promedio oficial del crudo y/o producto en un tanque.

Profundidad del Petróleo o sus derivados	Número mínimo de medidas de temperatura	Niveles para la medición de la temperatura
Mayor de 15 pies	3	3 pies debajo de la superficie, en el centro y 3 pies sobre el nivel de agua
Mayor de 3 pies pero menor de 15 pies	2	3 pies debajo de la superficie y 3 pies sobre el fondo
Menor de 10 pies	1	En el centro del líquido contenido en el tanque.

Factores que afectan la precisión:

- Lea el termómetro cuidadosamente. Errores en la lectura o en el cálculo de la temperatura promedio, trae como consecuencia errores en el cálculo del volumen, un error de 1 [°F] es similar a un error de ¼ [in] en el aforo.
- Antes de utilizar el termómetro y cada tres meses debe verificarse la exactitud de cada termómetro por contraste con un patrón de laboratorio.
- No se deben de olvidar los termómetros en los techos de los tanques, después de utilizarlos, se procede a su limpieza y llevarlos donde se encuentran todos los implementos de medición.

A continuación se muestra la tabla 7.7 la magnitud del error producido por equivocación de 1 [°F] en la lectura del termómetro.

Tabla 7.7 Magnitud del error producido por equivocación de 1 [°F] en la lectura del termómetro.

Capacidad del Tanque	Volumen del Crudo en [bbl]	Volumen equivalentes a 1 [°F]	Valor del crudo [dolls]
55.000	50.000	40 Bbls	2.920
75.000	70.000	40 Bbls	2.920
80.000	73.000	41 Bbls	2.993
96.000	91.000	42 Bbls	3.066
116.000	105.000	60 Bbls	4.380
150.000	140.000	66 Bbls	4.818

VII.IX TOMA DE LA MUESTRA DE CRUDO

La toma de la muestra de crudo se utiliza para la determinación de la gravedad, contenido de agua y contenido de sedimentos, y las mismas deberán ser tomadas según las normas establecidas las cuales representan el contenido total del tanque. A continuación se menciona el equipo normal requerido para realizar la toma de muestra:

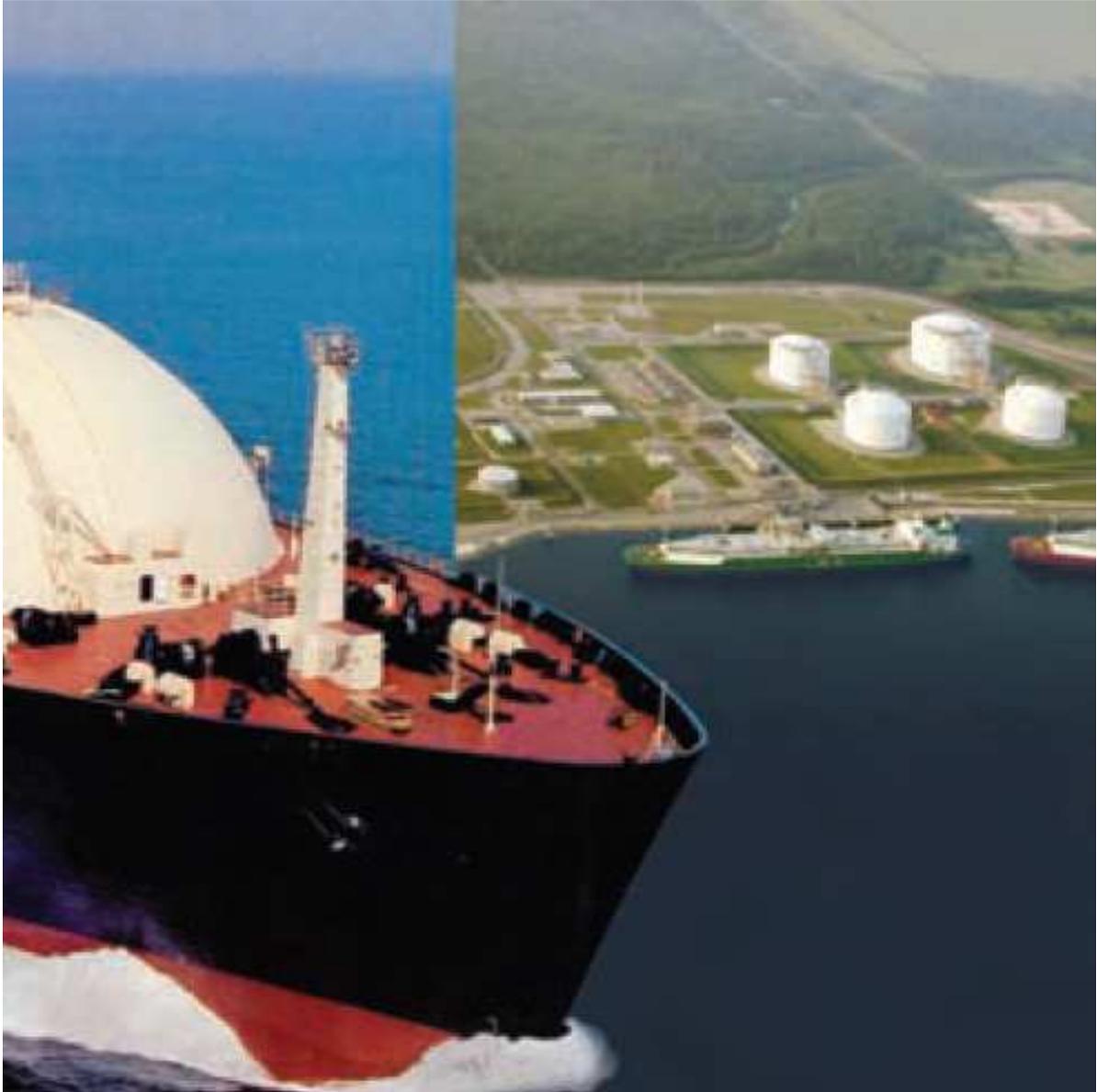
- Toma muestra tipo botella de acuerdo con las especificaciones de la norma ASTM D-270.
- Cilindro con diámetro de boca de 1 1/2" (crudo pesado)
- Cilindro con diámetro de boca de 3/4" (crudo liviano/pesado)

VI.IX.I TIPOS DE MUESTRAS

- a) **Muestra local:** es la muestra que se obtiene bajando el toma muestra tapado hasta la profundidad deseada, proceder a separar la tapa y mantenerlo estacionario hasta que se llene completamente luego proceder a subir el toma muestra y retirar la misma.
- b) **Muestra corrida:** es la muestra que se obtiene bajando el toma muestra destapado desde la superficie hasta el nivel inferior de la toma de succión y retornándolo a la superficie.
- c) **Muestra compuesta:** es la muestra que se obtiene por tomar varias muestras locales a niveles determinados en la columna de crudo, por ejemplo una muestra a 3 niveles o muestras en el Tope, Centro y Fondo consiste en 3 muestras locales tomadas respectivamente a:
 - "Tope" a 1/6 bajo la superficie del crudo.
 - "Centro" a 1/2 del contenido de crudo.
 - "Fondo" a 5/6 del fondo de la columna de crudo
- d) **Toma muestras automáticos:** Son dispositivos especiales instalados en las tuberías de transferencia y/o carga que dependiendo del caudal de carga o transferencia tomaran de manera automática las muestras por unidad de tiempo, estos dispositivos son muy exactos y dan un valor real de la calidad del crudo transferido.
- e) **Muestra oficial:** al cargarse el buque, una muestra corrida o una muestra compuesta será tomada en el tanque de tierra en el momento antes de comenzar la operación de carga, las características de esta muestra serán las usadas para calcular la cantidad neta entregada al buque y también para designar las cantidades del producto cargado.
- f) **Muestras retenidas:** son muestras extraídas de cada uno de los tanques, tomada de acuerdo con los métodos de muestra corrida o muestra compuesta, selladas, identificadas y almacenadas por un periodo de tres meses.



CAPÍTULO VIII



MANEJO DE LOS CRUDOS PESADOS EN TERMINALES DE EMBARQUE

VIII.I CONTROL DE RECIBO Y ENTREGA DE CRUDOS PESADOS

Durante la transferencia de crudo desde los patios de tanques hacia las terminales de embarques, el personal de la sala de control lleva un estricto seguimiento de todos los parámetros tanto del bombeo de crudo como el recibo del mismo, realizando al final de cada recibo un balance determinado de cantidad y calidad del crudo transferido. Los parámetros más importantes a controlar son.

- No. del tanque a transferir
- Segregación del crudo
- Análisis completo del crudo a transferir
- Hora de inicio de la transferencia
- Análisis del crudo cuando comienza la transferencia
- Análisis al final de la transferencia
- No. del tanque que va a recibir la transferencia
- Análisis inicial de la transferencia
- Análisis del crudo recibido cada dos horas mientras se transfiere el crudo
- Hora final de la transferencia
- Balance del crudo transferido versus crudo recibido
- Análisis total del tanque que recibió la transferencia
- Análisis de las mermas (pérdidas)

VIII.II CONTROL DE LAS ESPECIFICACIONES DE LA CALIDAD DEL CRUDO PARA LA ENTREGA A CLIENTES

La entrega de crudo a clientes es un proceso en el cual existen varios controles de calidad según los requerimientos del cliente. Cada cliente tiene requerimientos de calidad especificados en un contrato. Esta calidad nunca podrá ser modificada sin consentimiento del cliente y de manera escrita, por lo que cada lote de crudo a entregar, bien sea buque o vía oleoducto, debe de cumplir con las calidades exigidas.

Cuando se tiene un requerimiento de un cliente, este generalmente en caso de entrega a buques contratan a una empresa especializada en inspecciones los cuales supervisarán todo el proceso de carga, estarán presentes en la fiscalización del crudo (tanque a fiscalizar), verificación de las medidas y cantidad del crudo a entregar, estarán presentes durante el análisis para la determinación de la calidad del crudo y en consecuencia realizaran los cálculos correspondientes para luego verificar con el personal de tierra la cantidad de crudo a entregar.

Es muy importante para el personal de tierra mantenerse en contacto con el representante de la carga a fin de coordinar acciones y controles para obtener los resultados esperados. Nunca se deberá realizar operaciones de fiscalización sin la presencia del representante de la carga.

VIII.III OPTIMIZACIÓN DE LOS TIEMPOS DE CARGA DE BUQUES, MINIMIZACIÓN DE DIFERENCIAS BUQUE – TIERRA

El tiempo empleado para cargar un buque es muy valioso y muy importante tanto para la empresa como para el propietario de la carga, se deberá emplear el menor tiempo posible en este proceso, ya que mediante este parámetro podemos darnos cuenta que tan eficientes somos a la hora de la carga del buque.

Cuando la empresa recibe la notificación de la carga del buque, nos estamos comprometiendo a realizar la operación de carga en treinta y seis horas (36 hrs) o menos, siendo este el tiempo aceptado a nivel internacional para la carga de buques lo cual significa que se debe ejecutar todo el proceso en el menor tiempo posible.

Para lograr una óptima operación de carga del buque, la empresa debe hacer con suficiente tiempo de anticipación, revisiones de toda la carga, los tanques involucrados en la misma deben efectuarse una pre - fiscalización al menos con 8 horas de anticipación a fin de conocer la calidad del crudo contenido en los tanques.

Entre las acciones a tomar para minimizar el tiempo de carga debemos hacer lo siguiente:

- Pre - fiscalización de los tanques involucrados en el cargamento antes del atraque del buque a puerto
- Disponibilidad de las unidades de bombeo a ser utilizadas
- Realizar la inspección del buque en el menor tiempo posible
- Conectar los brazos de carga una vez se haya realizado la inspección de los tanques del buque.
- Realizar el desplazamiento de la línea de carga en caso de ser requerido.
- Durante el cargamento, realizar al menos 2 revisiones de la cantidad de crudo embarcado, se recomienda a la mitad de la carga y al finalizar la misma
- Una vez que haya finalizado el cargamento, desconectar el buque, inspeccionar los tanques involucrados en la carga y realizar los cálculos correspondientes.
- En tierra se debe realizar la contabilidad del crudo entregado y una vez se dispongan de las cifras del buque, proceder a realizar las comparaciones, la diferencia no debe ser mayor al 1 [%] del total del crudo embarcado.

Como lo hemos mencionado con anterioridad, cuando el buque va a cargar crudo entra en ventana (tiempo donde comienza a transcurrir las 36 horas de convenio internacional), los tanques involucrados en el proceso de entrega y carga de crudo para el buque, deben poseer un análisis previo a la fiscalización (medición toma de muestra), con el objeto de conocer la cantidad y calidad del crudo a cargar.

Durante el proceso de atraque del buque, los operadores del muelle deben estar en posición para efectuar la conexión (amarre de los cabos) de acuerdo a los procedimientos operacionales que rigen este proceso, una vez que el buque se encuentra en puerto, ya

estabilizado, se procede a bajar la escalera de acceso al buque, donde una vez que esto sucede., las autoridades del estado tienen la obligación de proceder a efectuar la primera visita al buque.

Es decir, son las primeras personas que tiene contacto físicamente con el buque, una vez realizada esta visita, el “loading master”, accesa al buque y establece una reunión con el primer oficial del buque de carga, en esta reunión se establecen las condiciones de carga, la comunicación con la sala de control y el canal de radio que será utilizado, el paro de emergencia, el desplazamiento de líneas requerido, la cantidad de brazos de carga a ser utilizados, el caudal de crudo al comenzar la carga y el máximo caudal permitido, así como la verificación de la cantidad de crudo cargado estableciendo el tiempo o la cantidad de crudo cuando se realicen las verificaciones, todas estas condiciones quedan por escrito en la entrevista.

Luego de la visita del “loading master”, se autoriza al personal de muelle, en este caso “inspectores” a inspeccionar los tanques donde se procederá a descargar el crudo, se toma nota de cada uno de los tanques, su estado físico y se levanta un reporte donde se hace constar de la situación encontrada, adicionalmente a esto también se inspeccionan los demás tanques donde “no” se usarán para la descarga del crudo, incluyendo los tanques de combustibles.

Al finalizar la inspección, se procede a la conexión del buque, es decir se procede a conectar los brazos de carga, el número de brazos (figura 8.1) a utilizar esta determinado por la reunión sostenida con anterioridad por el primer oficial y “loading master”.



Figura 8.1 Ejemplo de unos brazos de carga, (Brant, F., 2006).

Paralelamente durante todo este proceso, en tierra se procede a la medición, toma de muestra, análisis y fiscalización de los tanques involucrados en la carga, si las condiciones de cantidad y calidad son las requeridas por el cliente y están dentro de las especificaciones de venta de crudo bajo contrato, el operador de la sala de control, comunica con el “loading master”, para manifestarle que todo está listo para iniciar la carga del buque, si es requerido se efectuará antes de comenzar la carga, el desplazamiento de la línea de carga, una vez efectuada esta operación, y en comunicación con el personal de buque, se procede a iniciar el bombeo a bajo caudal, condición que está requerida por el personal del buque, ya estabilizado esta condición, se procede a aumentar el caudal de carga a lo establecido en la reunión, si el caudal de crudo bombeado es muy lento, llegará a sobrepasar las 36 horas permitidas. La Terminal (figura 8.2) no se hará responsable por el pago de la sobre estadía, esta condición debe quedar por escrito para ser soportada en caso de reclamo.

Continuando con la carga del buque, y dependiendo de la cantidad a cargar se realiza una verificación de la cantidad de crudo bombeado contra la cantidad de crudo embarcado, de existir alguna diferencia se para la carga y se procede a realizar una supervisión completa de los tanques involucrados tanto en tierra como en el buque, de no existir diferencia, la carga continúa normalmente hasta la próxima verificación, generalmente se realizan dos verificaciones, las condiciones de carga, presión, caudal, estabilidad del buque, revisión de la infraestructura son monitoreadas constantemente por todo el personal.



Figura 8.2 Ejemplo de una Terminal petrolera, (Brant, F., 2006).

En caso de suceder alguna anomalía como altas presiones, rotura de tuberías, sobrellenado, inmediatamente se procese a activar el paro de emergencia y se evalúa la situación.

Si la carga del buque es suspendida temporalmente por situaciones ajenas al buque y no estipulada en la reunión ni en el contrato compra – venta, como por ejemplo crudo fuera de especificación, daños a unidades de bombeo, etc., si el tiempo empleado al finalizar la carga es superior a las 36 horas permitidas, la Terminal procederá a cancelar el previo análisis y la sobre estadía que hubiese incurrido.

De ocurrir todo en normalidad el personal del buque procederá a comunicarse con el “Loading Master” para que se prepare para finalizar la carga. Una vez finalizada la carga del buque, el personal del muelle procederá a desconectar los brazos de carga, según el procedimiento establecido, y se iniciará la medición de cada uno de los tanques del buque, inclusive, se revisarán todos los tanques del buque incluyendo los tanques de combustibles.

Esta medición es realizada por el personal del muelle (inspectores) en compañía del inspector independiente y el personal del buque. El personal de muelle (inspectores) una vez constatado el nivel de crudo de cada tanque, se dirigen con el personal el buque a la sala de control donde mediante tablas se indica el volumen de crudo en cada uno de los tanques, esta información es transmitida a la sala de control de tierra, donde se realizan los cálculos correspondientes al crudo en el buque. A su vez se contabiliza la cantidad de crudo entregado, luego se procederá a realizar las comparaciones, la diferencia no debe ser mayor al 1 % del total del crudo embarcado.

VIII.IV OPERACIÓN DE CARGA

Durante el proceso de atraque del buque (figura 8.3), los operadores del muelle deben estar en posición para efectuar la conexión (amarre de los cabos) de acuerdo a los procedimientos operacionales que rigen este proceso, una vez que el buque se encuentra en puerto, ya estabilizado, las autoridades del Estado, tienen la obligación de proceder a efectuar la primera visita al buque.

Es decir, son las primeras personas que tienen contacto físicamente con la tripulación. Después de haber realizado la visita oficial, se procederá a establecer la visita del personal de la Terminal, el “Loading Master” es la persona encargada de realizar esta actividad, él establece una reunión con el primer oficial del buque, en esta reunión, se establecen las condiciones de carga, la comunicación con la sala de control canal de radio a ser utilizado, paro de emergencia, desplazamiento de líneas de ser requerido, cantidad de brazos de carga a ser utilizados, caudal de crudo al comenzar la carga y máximo caudal permitido, verificación de la cantidad de crudo cargado estableciendo el tiempo o la cantidad de crudo cuando se realicen las verificaciones, todas estas condiciones quedan por escrito en la entrevista.

Luego de la visita del “ Loading Master”, autoriza al personal de muelle, en este caso “Inspectores” a inspeccionar los tanques donde se procederá a cargar el crudo, se toma nota de cada uno de los tanques, su estado físico y se levanta un reporte donde se menciona la cantidad de líquido encontrado. Al finalizar la inspección, se procede a la conexión del buque, paralelamente durante todo este proceso, en tierra se procede a la medición, toma de muestra, análisis y fiscalización de los tanques involucrados en la carga, si las condiciones de cantidad y calidad son las requeridas por el cliente y están dentro de las especificaciones de venta de crudo bajo contrato, el operador de la sala control se comunica con el “loading Master” para manifestarle que todo está listo para iniciar la carga del buque.

El “loading Master” se comunica con el buque y manifiesta que toda esta listo para comenzar el proceso de carga, se procede a iniciar el bombeo a bajo caudal, condición requerida por personal del buque, ya estabilizada esta condición se procede a aumentar el caudal de carga a lo establecido en la reunión.

Continuando con la carga del buque, y dependiendo de la cantidad a cargar se realiza una verificación de la cantidad de crudo bombeado contra la cantidad de crudo embarcado. De existir alguna diferencia, se para la carga y se procede a realizar una revisión completa de los tanques involucrados tanto en tierra como en el buque, de no existir diferencia, la carga continúa normalmente hasta la próxima verificación, generalmente se realizan dos (2) verificaciones, las condiciones de carga, presión, caudal, estabilidad del buque, revisión de la infraestructura son monitoreadas constantemente por todo el personal. En caso de suceder alguna anomalía como altas presiones, rotura de tuberías, sobrellenado, inmediatamente se procede a activar el paro de emergencia y se evaluará la situación.



Figura 8.3 Ejemplo de un buque tanque, (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

VIII.V MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

VIII.V.I CONCEPTO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

El mantenimiento es un conjunto de técnicas y sistemas que permiten prever las averías y efectuar revisiones y reparaciones efectivas, dando a la vez normas de buen funcionamiento a los operadores contribuyendo de esta manera a los beneficios de la empresa. El mantenimiento se clasifica en predictivo y correctivo (tabla 8.1).

Tabla 8.1 Clasificación de los tipos de mantenimiento.

<i>Tipo de Mantenimiento</i>	<i>Características</i>
Mantenimiento predictivo	Es el mantenimiento que se utiliza para anticiparse a las fallas que pudiesen ocurrir en los equipos y consiste en reacondicionar o sustituir en intervalos regulares un equipo o sus componentes, independientemente de su estado para ese momento.
Mantenimiento Correctivo	Es el mantenimiento en el cual se reacondiciona o se sustituyen partes de equipos, una vez que hayan ocurrido fallas, generalmente esto ocurre en caso de una emergencia.

En el caso de la industria petrolera, una óptima gestión del mantenimiento dependerá del funcionamiento eficiente de las instalaciones, de manera que de llevarse el mantenimiento de una manera rigurosa solo se podrán conseguir los objetivos tales como el control de los ciclos de vida de las instalaciones, sin elevar demasiado los costos destinados a mantenerlas.

El mantenimiento de equipos, infraestructuras, herramientas, maquinaria, etc. representa una inversión que a mediano y largo plazo acarreará ganancias no sólo para la empresa a quien esta inversión se le revertirá en mejoras en su producción, sino también el ahorro que representa tener trabajadores sanos e índices de accidentalidad bajos.

El mantenimiento representa un arma importante en seguridad laboral, ya que un gran porcentaje de accidentes son causados por desperfectos en los equipos que pueden ser prevenidos, y adicionalmente a estos la suma de pequeños incidentes nos dan como resultados el accidente. También el mantener las áreas y ambientes de trabajo con adecuado orden, limpieza, iluminación, etc. es parte del mantenimiento preventivo de

estos sitios. El mantenimiento no solo debe ser realizado por el departamento encargado de esto, el trabajador debe ser concientizado a mantener en buenas condiciones los equipos, herramienta, maquinarias, esto permitirá mayor responsabilidad del trabajador y prevención de accidentes.



CAPÍTULO IX



MANEJO SEGURO DE CRUDOS PESADOS

IX.I SISTEMAS DE SEGURIDAD Y DE PROTECCIÓN PARA OLEODUCTOS Y BOMBAS

Para el manejo seguro de una red de transporte de crudo como son los oleoductos, es necesario contar con un sistema de transmisión de datos que permita controlar, monitorear y supervisar desde un centro de control las variables críticas del proceso, tales como presión, temperatura, caudal, alarmas, etc. Un sistema que realice todas estas funciones se denomina sistema "SCADA" (Supervisory Control and Data Acquisition), el cual se muestra en la figura 9.1, este sistema cumple básicamente dos funciones: seguridad de los oleoductos y eficiencia de operación.

Estos sistema son muy confiables y su campo de aplicación es muy amplio. Un sistema "SCADA" está conformado por un conjunto de elementos y dispositivos que poseen hardware y software, los cuales pueden clasificarse en cuatro niveles: Instrumentación, Unidades Terminales Remotas (RTU's), Comunicaciones y Centro de Control.

Nivel de Instrumentación: En este nivel se toma la variable física (presión, flujo, etc.) convirtiéndola en una señal eléctrica de 4 - 20 [mA] que puede ser leída o interpretada por el operador.

Nivel de Unidades Terminales Remotas (RTU's): Estos son dispositivos que reciben, almacenan y procesan toda la información que viene de toda la instrumentación de campo, Luego de ser procesada, las RTU's, transmiten la información al centro de control mediante el nivel de comunicación.

Nivel de Comunicación: Es el encargado de tomar la información de los RTU's y transmitirla por el medio adecuado al centro de control. Todo va a depender de la disponibilidad del medio, la velocidad de transmisión, costos asociados y la confiabilidad, existen infinidad de medios de comunicación, entre los cuales podemos mencionar: Radios en la banda UHF, Microondas, Sistema Satelital.

Nivel Centro de Control: Está compuesto por un conjunto de computadores periféricos y programas que realizan el procesamiento de las señales recibidas, usualmente existe también un equipo de interfase de comunicación, cuya función es recibir la información de los diferentes canales de comunicación para procesarlas y agruparlas para luego ser enviada a los computadores.

Además de todo lo anterior, el sistema SCADA, ofrece otro tipo de aplicaciones, las cuales van desde unidades en terminales remotas hasta control de tanques de almacenamiento (figura 9.2).



Figura 9.1 Sistema supervisorio SCADA, (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

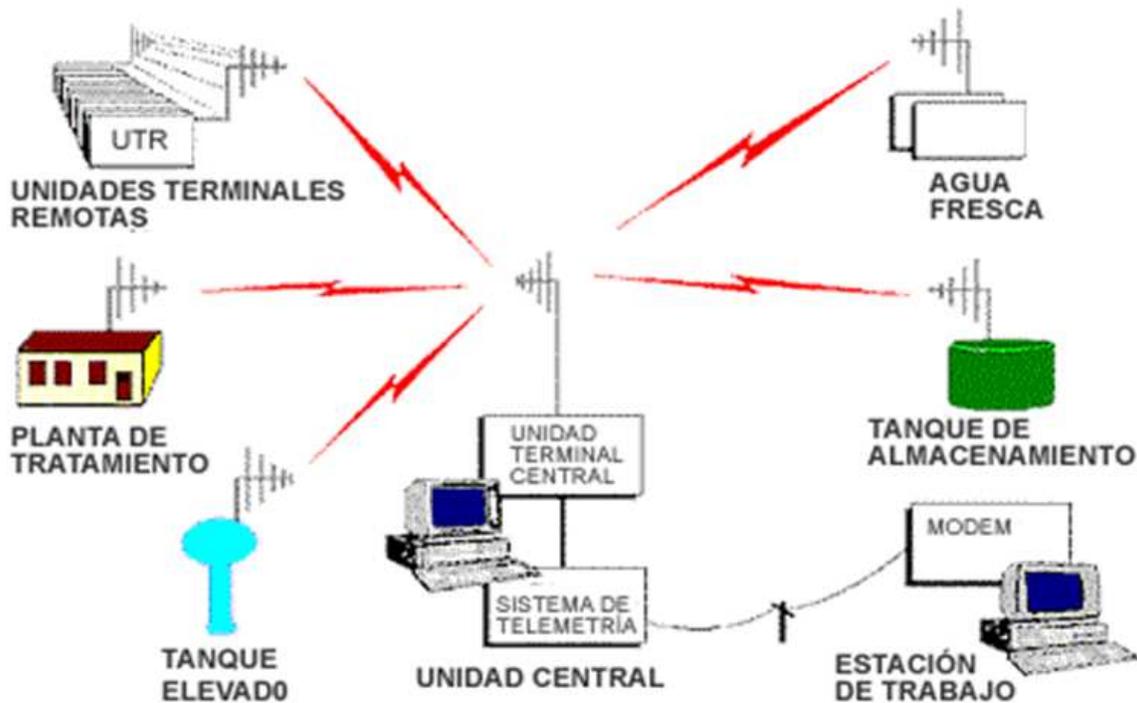


Figura 9.2 Algunas aplicaciones del sistema SCADA, (Brant, F., 2006).

IX.II SEGURIDAD DE OLEODUCTOS

El sistema permite observar y verificar en tiempo real las variables críticas del proceso tales como presiones, temperaturas, caudal, alarmas, etc. Manteniendo la posibilidad de cierre remoto de las válvulas seccionadoras en caso de ser necesario. De esta forma los operadores pueden monitorear y observar los datos históricos para realizar revisiones de las variables controladas.

IX.II.I EFICIENCIA EN LAS OPERACIONES

El sistema SCADA envía automáticamente al centro de control la información de los volúmenes transferidos, así como otros datos básicos del oleoducto, el operador evalúa la historia recibida y ejecuta ajustes al sistema de ser necesario, aumentando así la confiabilidad y evitando la necesidad de enviar o desplazarse físicamente al sitio.

El sistema SCADA está compuesto por un conjunto de elementos y dispositivos que posee hardware y software, las cuales pueden clasificarse de cuatro maneras: instrumentación, unidades terminales remotas (RTU's), comunicaciones y centro del control.

Bajo estas condiciones de tecnología el sistema SCADA, contribuirá a disminuir los niveles de riesgos enfocando los esfuerzos para instrumentar mecanismos de protección de altas presiones en estaciones de bombeo y mantener actualizados los sistemas de control supervisorio. A continuación algunas ventajas del sistema SCADA:

- Reporte en tiempo real de las variables del sistema
- Control de contingencias
- Confiabilidad en la operación
- Almacenamiento de casos históricos
- Seguridad del proceso
- Fácil mantenimiento
- Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos predicciones, etc.

IX.III CAPACIDADES MÁXIMAS Y MÍNIMAS DE OPERACIÓN DE TANQUES

Los tanques de almacenamiento de crudo, presentan medidas de seguridad para su operación de llenado y vaciado, en ambas situaciones el operador debe estar en conocimiento de los parámetros a los cuales se deben operar los tanques de almacenamiento de crudo.

En la sala de control de todo patio de tanques, se puede monitorear a cada instante y en tiempo real el llenado de los tanques, y conocer las alarmas por sobre llenado de los

cuales dispone el sistema, generalmente los sistemas de medición remota poseen alarmas de alto y alto – alto para tomar las correcciones en caso de ser necesario.

De la misma manera para el vaciado del tanque, el sistema posee alarmas por bajo nivel de crudo.

Todo tanque bien sea de techo flotante o de techo fijo, su nivel máximo de operación está determinado por la altura nominal del mismo, es decir su llenado será del 90 [%] de su capacidad total.

Variando esta apreciación de instalación en instalación, igualmente para su vaciado, generalmente el nivel mínimo a la cual se debe bajar el tanque hasta en 2 pies sobre la succión, en los tanques de techo flotante es muy importante que las patas de tanque estén arriba y su operación para vaciarlo será también de dos pies sobre el nivel de succión. Las figuras 9.3, 9.4 y 9.5 muestran la capacidad máxima y los niveles en los que se deben realizar las mediciones.

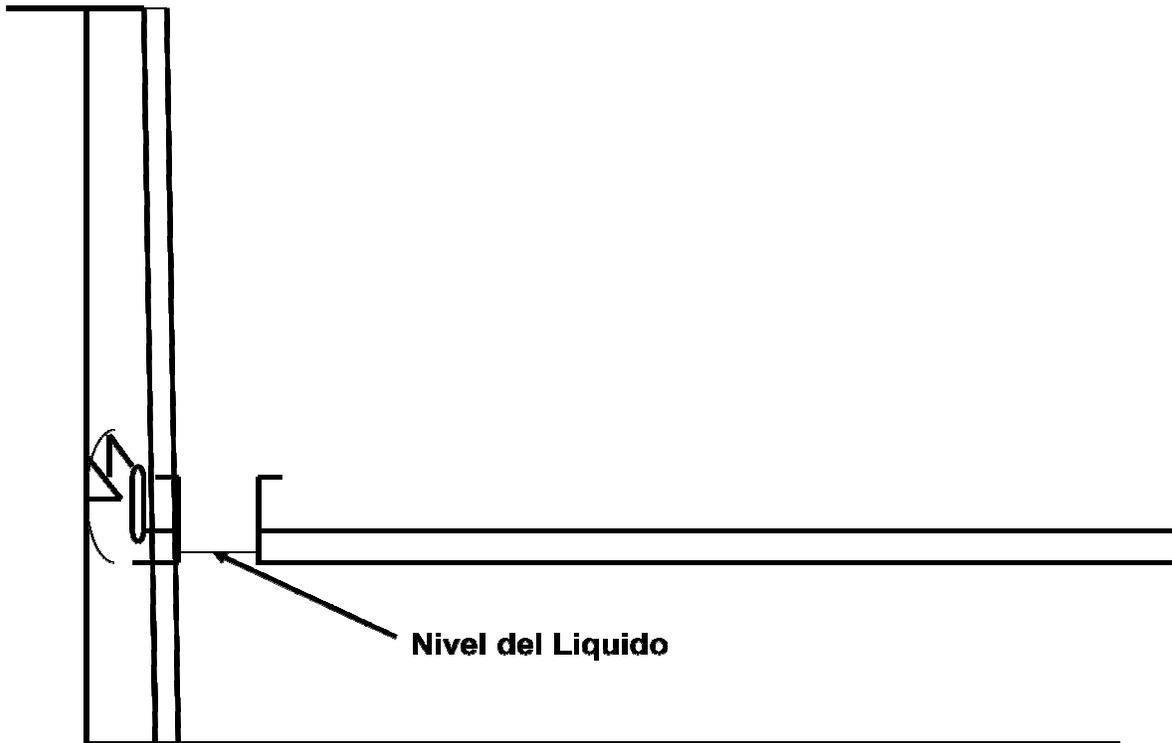


Figura 9.3 Nivel mínimo de líquido que debe tener un tanque de almacenamiento, (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

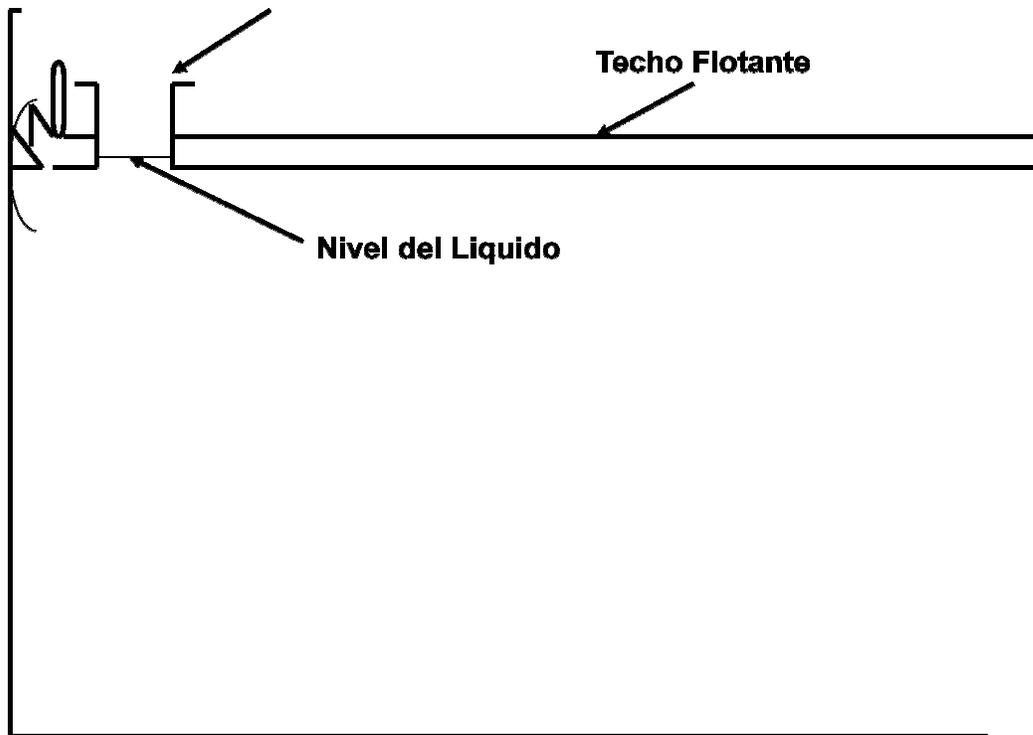


Figura 9.4 Nivel máximo no permitido a la cual se tienen problemas operacionales en los tanques de almacenamiento, (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

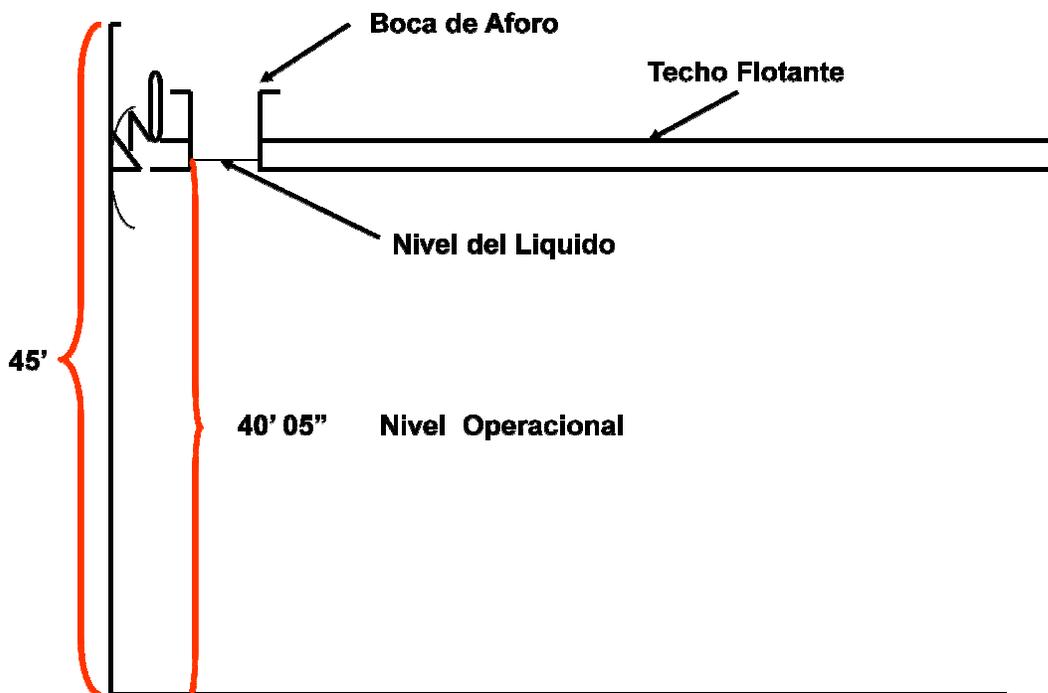


Figura 9.5 Nivel óptimo para la operación de un tanque de almacenamiento, (Tratamiento de Crudos pesados, 1er foro internacional de crudos pesados, mayo 2006).

IX.III.I CONSECUENCIAS DE UN SOBRE LLENADO DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Hay situaciones donde por causas de un mal desempeño del operador, el tanque tuvo un sobrellenado el cual evidencio los siguientes daños a la instalación.

- Inhabilitación del tanque
- Daños al techo por la presión ejercida por el líquido a la estructura
- Daños a escalera de acceso al techo (caso de techo flotante)
- Daños al ambiente (contaminación de suelo)
- Daños a las paredes del tanque (generalmente el último anillo)
- Daños a partes internas del tanque, como tubo de aforo.

IX.IV MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA AFORADORES

Todo aforador o personal adiestrado para realizar el trabajo de medición en tanque, debe cumplir y obedecer las normas de seguridad de la empresa, entre las cuales se tienen:

- No fumar.
- Antes de subir al tanque se debe verificar con la sala de control que el tanque no está en movimiento y que procederá a afectar la medición.
- Revisar que todos los implementos de medición y/o toma de la muestra y temperatura estén completos y en muy buen estado.
- Subir la escalera haciendo uso de los pasamanos de la misma.
- Usar zapatos de seguridad, evitar usar zapatos con placas de hierro en la punta ya que pueden provocar chispas en contacto con las láminas de hierro del tanque, de igual manera se debe asegurar que los zapatos de seguridad esté libre de grasa, aceite u otras sustancias que pueden ser causa de una posible caída.
- Nunca se debe subir al tanque de manera apresurada, pues además del peligro de caída, se llegará a la parte superior del tanque fatigado, resultando esta acción sumamente peligrosa para el aforador.
- Se debe evitar subir al tanque mientras de presenten lluvias y/o tormentas eléctricas.
- Se debe evitar abrir la boca de aforo de manera repentina, esto se debe hacer despacio y tratando de ubicarse a favor del viento para evitar que los gases sean inhalados por el personal que hace la medición.
- Conectar el cable a tierra de la cinta de medición a la boca del aforo.
- Para contrarrestar el riesgo de una chispa producida por la electricidad estática acumulada por su cuerpo, se debe tocar cualquier parte del tanque con la mano desnuda antes de levantar la tapa de la boca de aforo o antes de introducir la cinta de medición en el petróleo.
- Evitar caminar sobre el techo del tanque, debido a posible corrosión en las láminas del mismo.

- Realizar la limpieza de la boca de aforo y sus alrededores para evitar accidentes.
- Al bajar del tanque, se debe hacer de frente, siempre usando el pasamano de la escalera, es la forma o la manera más segura de bajar.
- Notificar al supervisor de las posibles fuentes de incidentes encontradas.
- Es sumamente importante, antes de subir al tanque, observar que el tanque no esté filtrando por el piso, que sus válvulas no filtren, observa la altura de la maleza, observar posibles conexiones eléctricas en mal estado.

IX.V PREVENCIÓN DE RIESGOS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS

IX.V.I TANQUES DOMO GEODÉSICOS CON CUBIERTAS FLOTANTES

Objetivo: Presentar un análisis de las ventajas del uso de los Domos Geodésicos y las Cubiertas Internas Flotantes de Aluminio, conforme a los requerimientos del API-650, norma que rige los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación, montaje y pruebas de tanques cilíndricos sobre tierra, en lo referente a mejorar la seguridad, protección ambiental y continuidad operacional de los tanques de almacenamiento Atmosférico. Se efectuó un análisis técnico que sustentará las ventajas que obtendría la Industria Petrolera con el uso de los Domos Geodésicos de Aluminio (API-650) y las Cubiertas Internas Flotantes de Aluminio (API-650), mediante la investigación y recopilación de documentación técnica y la experiencia externa.

Se evaluaron los casos de tanques de techo fijo y flotante enfocados en los aspectos de seguridad contra incendio, seguridad en la construcción y el mantenimiento, protección ambiental, control de mermas, mantenimiento y continuidad operacional. El resultado apunta a una tecnología que representa una solución integral, que aparte de reducir los riesgos de las Instalaciones, trae beneficios económicos directos e indirectos a la industria.

Los tanques de almacenamiento atmosférico representan para la Industria Petrolera, activos de significativa importancia, pues ellos forman parte indispensable en los procesos de producción, refinación y transporte de crudos y sus derivados, y revisten un interés estratégico en cuanto al inventario, que permite definir en gran medida la flexibilidad operacional de las instalaciones.

Estos tanques diseñados conforme al API - 650 pueden ser de techo fijo o flotante, dependiendo la selección, de uno u otro, de la presión de vapor y el punto de inflamación de los productos a ser almacenados, tomando como aspectos fundamentales el control de mermas y la seguridad contra incendios. Antes de la invención de los techos flotantes, los tanques de techo fijo eran el estándar de la industria. Pero en ellos se producían gran cantidad de pérdidas de productos por evaporación cuando la presión de vapor de éstos era relativamente alta. Las pérdidas por evaporación, en los tanques de techo fijo, son fundamentalmente ocasionadas en las operaciones de llenado y vaciado (pérdidas por movimiento). Durante el llenado, los vapores en el espacio libre interior del tanque son

desalojados al ambiente y luego con el vaciado se succiona aire fresco hacia el interior del tanque, propiciando una nueva evaporación.

El techo flotante estaba destinado a eliminar estos fenómenos, por lo que ya, a mediados de los años 30 se comenzó a utilizar el techo externo flotante como una solución efectiva. El techo externo flotante, atrapa bajo sí los vapores del producto pero debe resistir la acción del ambiente: lluvia, sol, nieve, etc., esto lo convierte en una estructura sumamente pesada y que necesita dispositivos especiales para su operación (sellos, drenajes, protecciones, etc.).

Es bien conocido por los operadores y el personal responsable del mantenimiento, los inconvenientes que genera las inclemencias del ambiente: el agua de lluvia que se escurre por las paredes a través de los sellos contamina el producto y trae consigo actividades adicionales para los operadores, esa misma agua se acumula en algunas zonas del techo y en presencia de cloruros son un excelente agente de corrosión, que también conjuntamente con la radiación solar deterioran la pintura trayendo consigo costos de mantenimiento significativos.

No está de más mencionar los problemas que acarrea el sistema de drenaje del techo, que ocasionalmente falla, obligando a sacar el tanque de servicio para su reparación o reemplazo; esto también ocurre con el sello perimetral que no escapa a estas situaciones. Además de los techos externos flotantes, otra opción estudiada consideraba un techo flotante interno de acero, que requiere ser combinado con un techo fijo.

En los últimos años el desarrollo de las membranas flotantes de aluminio, las ha llevado a ser estructuras más resistentes y duraderas, manteniendo su bajo costo y convirtiéndolas en la solución más efectiva para el control de mermas en la actualidad. Por estar bajo un techo fijo, no está expuesta a lluvia, polvo ni el sol, lo que garantiza la no contaminación del producto y mayor vida útil del sello, así como también las pérdidas por evaporación son menores que en el caso del techo flotante externo, pues el techo fijo rompe el efecto vacío que deja el viento al pasar sobre el tope del tanque, el cual induce las pérdidas a través del sello.

Su bajo peso y construcción modular lo hacen fácil de instalar y mantener, además de las ventajas de durabilidad que se obtienen del uso del aluminio aún en los productos más corrosivos. La principal importancia de esto, radica en que su construcción, le permite ser aplicada a tanques existentes con muy poca o ninguna modificación. Similarmente en el caso de techos flotantes externos existentes, la sustitución por techos flotantes internos se ha vuelto muy ventajosa con la introducción del domo geodésico de aluminio como techo fijo.

El domo geodésico de aluminio, es una estructura esférica, completamente modular y auto - soportada, que sustituye a los techos fijos de acero con asombrosas ventajas técnicas. Durante muchos años el acero ha sido los materiales utilizados en la fabricación

de los techos fijos soportados y auto soportados. Esas estructuras por lo general sumamente pesadas, traen consigo problemas de mantenimiento por el deterioro de la pintura y la corrosión a la que están expuestas las planchas y los elementos estructurales sin dejar de lado los asentamientos localizados que ocurren debajo de las columnas ocasionando la falla de las soldaduras de las planchas del fondo.

Produciéndose así problemas de filtraciones que son fuentes de contaminación del sub - suelo y los consecuentes inconvenientes operacionales. A medida que ha transcurrido el tiempo los códigos y estándares de ingeniería han sido revisados y/o modificados con el objeto de adecuarlos a la experiencia acumulada de los resultados de campo y actualizarlos a las nuevas tecnologías, considerando los aspectos de seguridad, constructibilidad y mantenimiento.

Es así que después de más de 10 años de experiencia, es emitido por el API-650, el cual incorpora el uso de los domos geodésicos de aluminio para tanques nuevos o existentes, estableciendo los criterios de diseño, fabricación y montaje. En vista de todo lo expuesto en este documento se pretende exponer y sustentar las ventajas que se obtendrán en cuanto a seguridad contra incendio, seguridad en la construcción y en el mantenimiento, control de mermas, protección ambiental mantenibilidad y continuidad operacional de los tanques de almacenamiento atmosférico.

IX.VI SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS

La norma PDVSA para el diseño, prevención y extinción de incendios establece que previo a la decisión de colocar sistemas de extinción debe realizarse un análisis del riesgo intrínseco de la instalación, su importancia operacional, el valor de los activos y tiempo de reposición, el riesgo a terceros, su ubicación para emergencias y el tiempo de repuesta. Es importante resaltar que un sistema de extinción por espuma en un tanque no elimina el riesgo de incendio simplemente son medios para combatirlo cuando estos ocurran.

La prevención radica fundamentalmente en el evitar que no se den las condiciones para que se produzca un incendio y ello lo logramos actuando sobre el triángulo de fuego: aire, combustible y fuente de ignición. Es por ello que un factor importante en la clasificación de los riesgos de incendio de un gas o de un líquido inflamable o combustible, es su rango de inflamabilidad, algunas veces referido como su rango de explosividad. Los líquidos inflamables tienen una concentración mínima de sus vapores en el aire, por debajo de la cual no se produce la propagación de la llama en contacto con una fuente de ignición debido a que la mezcla es demasiado pobre.

Esto es lo que se conoce como límite inferior de inflamabilidad (L.I.I. = "LEL"). Hay también una proporción máxima de vapor o gas en el aire, por encima de la cual no se produce la propagación de ignición, debido a que la mezcla es demasiado rica. Esto se conoce como límite superior de inflamabilidad (L.S.I. = "HEL"). El rango de inflamabilidad o explosividad,

es la diferencia que hay entre los límites inferiores y superiores de inflamabilidad, expresados en porcentaje de vapor o gas, por volumen de aire.

Las cubiertas internas flotantes generan una acción de control sobre dos de los elementos del triángulo de fuego: aire - combustible, contribuyendo a que sobre la cubierta la mezcla esté muy por debajo del límite inferior de inflamabilidad y debajo de ésta tendremos una atmósfera saturada de vapores, que la hacen estar por encima del límite superior de inflamabilidad. Distintos estudios de concentración de hidrocarburos elaborados por varias empresas han demostrado la ausencia de atmósferas explosivas en tanques con cubiertas internas flotantes para distintos productos y en varias condiciones de operación.

Otro factor a controlar, del triángulo de fuego, son las fuentes de ignición. El estándar de PDVSA 99622.1.001 "Safety Design Guide", apartado 5.14 indica que un método que no debe ser descartado en la prevención de incendios, es precisamente eliminar las fuentes de ignición, esto también lo señala el código NFPA 30 en el apartado 2-7 "Services of Ignition" y en el apartado 5-5.2 "Control of Ignition Sources". Los estudios sobre fuentes de ignición en los tanques de techo flotante han establecido como principales causas las siguientes:

- Chispas ocasionadas por corriente estática.
- Chispas por el choque acero - acero, en problemas de atascamiento de los techos.
- Descargas atmosféricas.

Un reporte realizado por API en 1985, con historia de veinte años, mostró estadísticamente que solo un 6% de los incendios ocurridos en tanques a nivel mundial, fueron en tanques de techo flotante interno. La mayor causa para estos incendios fue la chispa generada por el choque acero con acero en algún aluminio no produce chispa, eliminando este riesgo.

Adicionalmente el uso del domo de aluminio, produce el efecto de celda de Faraday, absorbiendo cualquier electricidad estática inducida por las nubes y disipándola a tierra, evitando la descarga por diferencia de potencial entre el tanque y la cubierta, ello gracias a que la conductividad eléctrica del aluminio es 700% superior a la del acero, protegiendo además al techo de las descargas atmosféricas (rayos). Estos aspectos mencionados anteriormente sustentan el criterio de seguridad intrínseca, pues se está actuando directamente sobre los factores que pudieran ocasionar un incendio, por ello NFPA 30 en el punto 2-9.1 especifica, el no requerimiento de sistemas de extinción para tanques con cubiertas internas flotantes y que cumplan con los criterios de espaciamiento.

IX.VII SEGURIDAD EN LA CONSTRUCCIÓN Y EN EL MANTENIMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Cuando se realizan trabajos de construcción o mantenimiento de tanques, gran parte de los riesgos envueltos en las obras están relacionados con la carga, manipulación y movimiento de materiales, que en su mayoría son planchas de acero al carbono. El desprendimiento de una plancha ocasionada por una condición insegura, pone en peligro la integridad física del personal y/o puede ocasionar pérdidas materiales. La probabilidad de ocurrencia de un accidente aumenta con el incremento de las horas - hombre de exposición, es decir, cuanto mayor sea el número total de horas trabajadas en un lapso considerado, mayor será la posibilidad de que se produzcan sucesos imprevistos y no deseados que interrumpan o interfieran el desarrollo normal de las actividades y originen lesiones personales, daños materiales y/o pérdidas económicas.

Los domos geodésicos y las cubiertas internas en aluminio traen consigo un beneficio obvio en cuanto a la seguridad en la construcción y en el mantenimiento, pues en promedio se estaría disminuyendo el peso manipulado a tan solo un 13 [%] de sus equivalentes en acero.

Por ejemplo: un techo externo flotante de acero de doble cubierta para un tanque de 100 pulgadas (30.48 metros) de diámetro pesa aproximadamente 94,000 [Kg]., mientras que un domo geodésico y una cubierta interna flotante de aluminio para ese mismo tanque pesan en conjunto 12.000 [Kg] y son estructuras prefabricadas que se ensamblan en la obra sin necesidad de soldaduras.

La disminución de la labor y por ende de las Horas-Hombre de exposición es prácticamente directa al menor peso manipulado, representando apenas un 20 [%] de la labor en comparación con los techos de acero soldado. Adicionalmente, el hecho de no requerir trabajos de soldadura para el armado de los domos y las cubiertas elimina otra fuente importante de riesgos y disminuye sustancialmente la necesidad de permisos para trabajos en caliente.

IX.VIII CONTROL DE MERMAS

Todas las Industrias del petróleo han tenido una preocupación palpable en cuanto al control de mermas en sus instalaciones, y esto queda evidenciado en la consolidación de los COMITES DE MERMAS, donde un valioso equipo de trabajadores de la Industria canaliza los recursos para el estudio y busca de soluciones a esta problemática.

Los tanques de almacenamiento atmosférico son parte de las fuentes de mermas en la industria, sobre todo los tanques de techo fijo que almacenan productos con una presión de vapor relativamente alta. El Instituto Americano del Petróleo (API), por medio del Comité de Medición de Pérdidas "CELM" ("COMMITTEE ON EVAPORATION LOSS

MEASUREMENT"), a desarrollado procedimientos y correlaciones para el cálculo de mermas en los tanques de almacenamiento basado en la experiencia y experimentación.

Estos están detallados en los siguientes boletines:

- **API 2517:**
Pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante externo.
- **API 2518:**
Pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo.
- **API 2519:**
Pérdidas por evaporación en tanques con cubierta interna flotante.

Analizando las ecuaciones o realizando cálculos particulares para distintos casos se comprueba que con el uso de cubiertas internas flotantes en tanques de techo fijo las mermas serían en promedio 95 [%] menores. Esto representa un ahorro apreciable del producto que se está disipando en la atmósfera y el cual se deja de vender. Al igual que con los tanques de techo fijo, también se puede demostrar que las pérdidas por evaporación en los tanques de techo flotante son mayores que en el caso de tanques con cubiertas internas flotantes, pues las mermas son función del tipo de sello, los accesorios y la velocidad del viento. El viento tiene un efecto significativo pues a su paso sobre el tope del tanque del techo flotante produce un vacío que induce las pérdidas a través del sello.

Todo lo expuesto anteriormente fue claramente explicado y sustentado en uno de los trabajos presentados en el Congreso, ULTIMOS DESARROLLOS EN MANTENIMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO ("THE LASTEST DEVELOPMENTS IN MAINTENANCE OF STORAGE TANKS"), celebrado en Bélgica en Octubre de 1992 y organizado por el Instituto para la Investigación Internacional ("Institute for International Research").

IX.IX PROTECCIÓN AMBIENTAL

Actualmente en los Estados Unidos de América y muchos países Europeos, la normativa ambiental está llevando a los operadores a instalar, además de las cubiertas en tanques de techo fijo, los **DOMOS GEODESICOS DE ALUMINIO** en los tanque de techo flotante de tope abierto con el objeto de romper el efecto vacío que induce las pérdidas por los sellos al paso del viento. Además de las emisiones a la atmósfera, los tanques también pueden ser fuentes de contaminación del sub - suelo y por ende de acuíferos. Ya la novena edición del API-650 de Julio de 1.993 (20), incorpora el apéndice "I", que trata sobre los sistemas de detección de fugas y protección en los fondos de tanques.

El domo geodésico de aluminio usado como techo fijo contribuye a minimizar la posibilidad de fallas de las soldaduras del fondo ocasionados por las columnas al generar cargas de punzonado en las fundaciones, esto se explicará con mayor detenimiento en el siguiente punto.

IX.X MANTENIMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICOS

En los tanques de almacenamiento atmosférico los elementos que tienen mayor deterioro y exigen mantenimiento periódico, son los fondos y los techos de acero soldado. Las estructuras y las planchas de los techos fijos de acero están expuestos a los vapores del producto almacenado y a los elementos corrosivos presentes, como por ejemplo el Azufre. Por otro lado la superficie exterior debe ser pintada para proteger el acero del medio ambiente y la misma pintura sufre degradación y deterioro frente a los rayos solares.

Aún peor que los techos fijos, están los techos flotantes de tope abierto de acero frente a las inclemencias del ambiente. El agua de lluvia se empoza en algunas zonas del techo y con la presencia de cloruros se forma un excelente agente de corrosión, esa misma agua y la radiación solar deterioran la pintura y los sellos del techo y por si fuera poco, estos tanques requieren de un sistema de drenaje para el techo, que ocasionalmente falla, obligando a sacar el tanque de servicio para su reparación o reemplazo. Los domos geodésicos y las cubiertas internas de aluminio introducen una gran cantidad de ventajas desde el punto de vista de mantenimiento de los tanques, pues el aluminio y sus aleaciones han demostrado una altísima resistencia a la corrosión, aún en ambientes donde el acero ha fallado en corto tiempo.

El aluminio está siendo probado y usado efectivamente desde hace más de cien años y los resultados obtenidos han impulsado cada vez más su uso en la construcción de plantas petroleras y petroquímicas, especialmente en ambientes que son altamente agresivos y por ende corrosivos para el acero. Existen productos, como es de esperarse, que bajo condiciones de temperatura y nivel de concentración, son incompatibles con el aluminio y sus aleaciones, productos que en algún grado atacan la superficie del material, produciendo corrosión.

En estos casos, no sería de ninguna manera aceptable la especificación de aluminio, y otro material (acero inoxidable) podría ser usado a expensas de mayor costo de fabricación. La corrosión galvánica, que ocurre entre dos metales en contacto, bajo la acción de un electrolito, es más propensa a ocurrir con el aluminio debido a su alto potencial eléctrico, frente a la mayoría de los materiales, siempre y cuando no se tomen precauciones. Una alta concentración de cloruros en el agua, no atacaría el aluminio, sin embargo, sería un eficiente electrolito para propiciar la corrosión galvánica entre el aluminio y otro material en contacto, como el acero inoxidable o el acero al carbono.

Cuando la unión de materiales no es verificada cuidadosamente y las condiciones del electrolito no se consideran en el diseño, probablemente ocurrirá la corrosión mencionada. Por esta razón, API-650 en su punto H.7.4, hace referencia al cuidado que se debe tener en el diseño de las uniones y de la calidad del agua a usar para la prueba de la flotabilidad, cuando no se esté seguro de su resistencia a la corrosión galvánica.

Por ejemplo la unión de las partes en las cubiertas y domos diseñados por algunas empresas, se hace, mediante pernos de acero inoxidable, recubiertos con una capa de cadmio. El cadmio, está ubicado en la escala galvánica justo debajo del aluminio. Lo que garantiza, que en presencia de un electrolito, el potencial eléctrico producido es muy bajo y, en caso de existir, el flujo de iones sería en sentido, desde el aluminio (en mayor volumen) hacia el acero inoxidable (menor volumen). El transporte eléctrico desde el material de mayor volumen, produce un deterioro menor y tiende a estabilizarse más rápidamente, cuando el material receptor se satura. Este diseño ha sido usado ampliamente en todo el mundo y en los más variados productos, con excelentes resultados, a lo que debemos agregar, que nos referimos a la situación en que el acople está completamente sumergido en el electrolito, caso más desfavorable que la acción de vapores o trazas de condensado bañando los materiales.

El domo geodésico de aluminio es una estructura auto-soportada que va únicamente apoyada en la periferia sobre el ángulo de tope, con lo cual se eliminan todas las columnas y por ende las cargas de punzonado. En este sentido el material de relleno no estará sometido a este tipo de cargas y en consecuencia se pueden admitir asentamientos superiores, pues los radios de las depresiones se incrementan, trayendo consigo ahorros significativos en la reparación de fundaciones.

IX.X.I CONTINUIDAD OPERACIONAL DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICOS

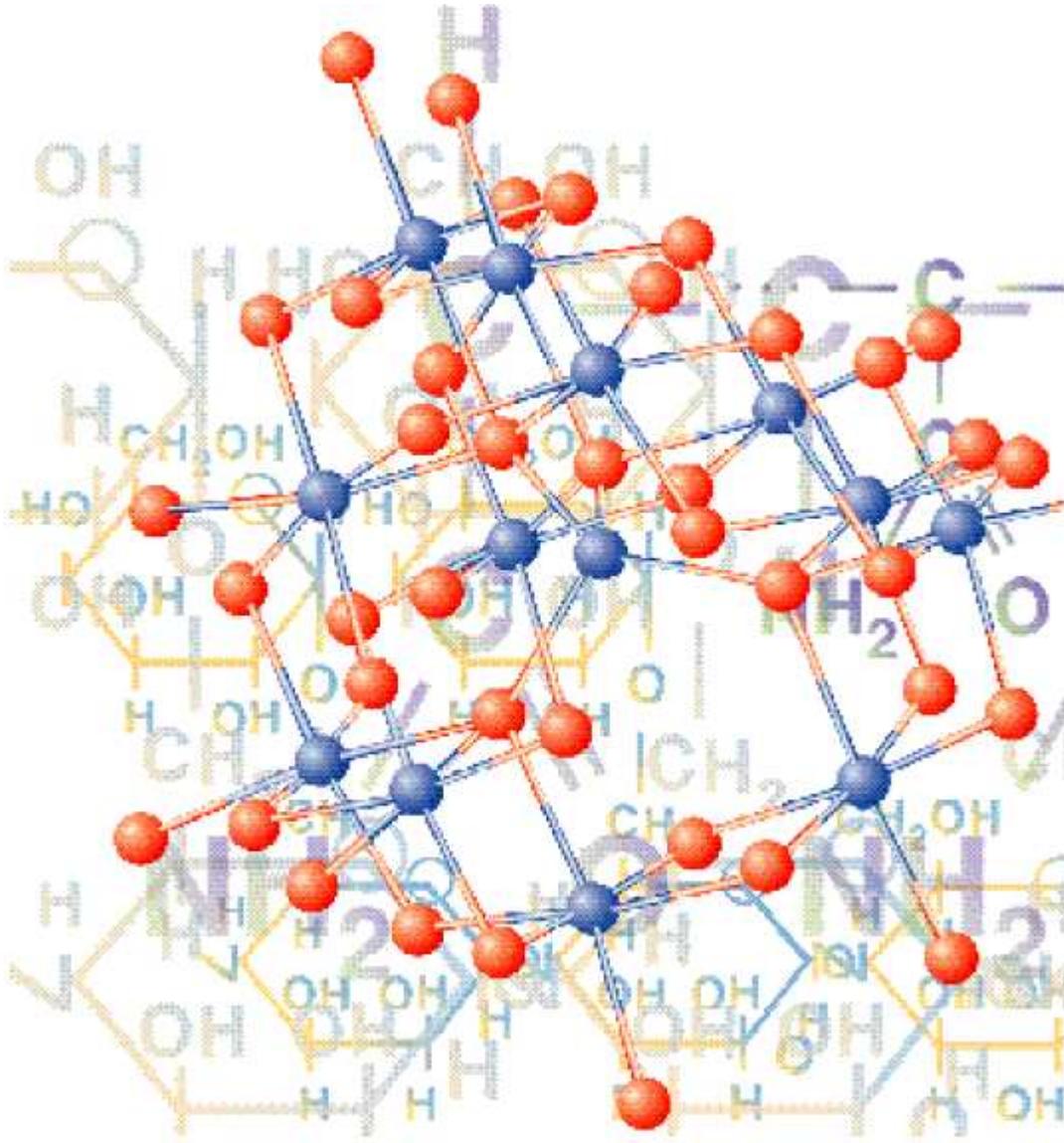
El uso de la tecnología que hemos venido explicando permite incrementar la continuidad operacional de los tanques de almacenamiento atmosférico. Los aspectos más resaltantes de esto son los siguientes:

- La seguridad intrínseca de los tanques al minimizar el riesgo de incendio.
- El menor tiempo de paro de los tanques para efectos de mantenimiento.
- El aumento de la vida útil de los elementos del tanque y la reducción de la frecuencia de mantenimiento.
- El no requerimiento de pintura y mantenimiento de los domos y cubiertas de aluminio.
- La eliminación de los sistemas de drenaje de los techos flotantes permite acabar con los inconvenientes que estos ocasionan cuando fallan.
- Los domos geodésicos de aluminio eliminan la necesidad de columnas se minimiza la formación de asentamientos localizados que produzcan la falla de las soldaduras del fondo.

En este orden de ideas tenemos que los tanques tendrán una mayor confiabilidad permitiéndoles operar de forma segura y en armonía con el ambiente.



CAPÍTULO X



MEJORAMIENTO DE CRUDO

X.I ANTECEDENTES

Los crudos pesados generalmente se encuentran mezclados con agua en una relación de 3 barriles de agua por cada barril de crudo (Kuchuk, F., 1999), por lo que deben ser tratados para deshidratarlos y asegurar su fluidez durante su transporte desde las instalaciones de producción hasta los mejoradores de crudo. Una vez que el crudo es deshidratado, se mezcla con diluyentes para reducir su viscosidad a niveles de que el crudo pueda ser almacenable y bombeable.

En el mejorador, el crudo es tratado para aumentar su gravedad API en los niveles que estos crudos son requeridos en los centros de refinación. Esto, mediante la reducción de su contenido de hidrocarburos pesados, que son mayormente convertidos en azufre elemental y coque de petróleo.

Venezuela, Canadá y Colombia, son unos de los países con mayores reservas de crudo pesado en el mundo y que cuentan con las tecnologías de mejoramiento de crudo más avanzadas que se consiguen en el mercado actualmente, (Crane, 1988).

En la actualidad no existe un sistema convencional que resuelva los problemas técnico – económicos causados por el transporte de aceites muy viscosos (Crane, 1988). Los sistemas más usados para el manejo y el transporte de aceites pesados son:

- Mezclado con aceites ligeros
- Uso de solventes
- Uso de agua como medio de transporte formando un anillo y / o una emulsión de baja viscosidad.
- Incremento de la temperatura del aceite.
- Adición de reactivos químicos.

X.II ¿QUÉ ES EL MEJORAMIENTO DE CRUDO?

Desde el punto de vista de los productores de crudo pesado y extrapesado, entre mayor sea el diferencial referido, menores serán sus ganancias, ya que el margen de ganancia que el refinador capta por comprar un crudo pesado "barato" sobre uno de mejor calidad, es el mismo que el productor está dejando de percibir. En este sentido, los productores de crudos de baja calidad buscan opciones para transferir este margen hacia ellos, siendo una de las alternativas la instalación de un mejorador de crudo. Un mejorador es un equipo que eleva la calidad del crudo extrapesado o del bitumen, transformándolos en crudo sintético.

El propósito de este mejoramiento es el de separar los componentes ligeros y transformar los pesados para obtener un producto apto para la refinación. En algunos mejoradores se remueve parte del carbón contenido mientras que otros funcionan por adición de hidrógeno, cambiando la estructura molecular de los compuestos. Cómo es de esperarse,

durante el proceso se producen distintos subproductos (e.j. coque de petróleo) siendo el producto principal el crudo sintético.

En la mayor parte de las plantas mejoradoras de crudo la tecnología imperante es la coquización, además de que dicho proceso es el primer paso en la producción de un crudo sintético sin “fondos”, es decir, sin residuos.

Como se puede observar, los procesos antes mencionados son muy similares, sino es que los mismos, a aquellos involucradas en la refinación del crudo. Sin embargo, en este tipo de instalaciones no se busca la elaboración de productos terminados, sino de un crudo que se valore mejor en los mercados, a la vez que sea más fácil de colocar.

Con esto, los productores de crudos pesados y extrapesados, transfieren parte de los márgenes de las refinerías de alta complejidad hacia ellos por medio de un mejorador que les permita elevar la calidad de sus crudos.

El grado en que el crudo puede mejorarse depende directamente del diseño del mejorador. En Canadá por ejemplo, la compañía Syncrude ha logrado producir alrededor de 350 [mbd] de crudo sintético de más de 31 [°API] a partir de las arenas bituminosas en Athabasca, Canadá, cuya calidad es menor a 10 °API (Mun, J., 2003). En ese mismo país, también se encuentra Suncor, otra compañía que también se dedica a producir crudo sintético a partir de arenas bituminosas, (Mun, J., 2003).

Cabe señalar que, dadas sus características, las arenas bituminosas no tendrían un mercado al cual dirigirse ya que ninguna refinería sería capaz de procesarlas. La tecnología que ambas compañías emplean para el mejoramiento de las arenas bituminosas es muy similar y, a grandes rasgos, consiste en emplear un drenado asistido por vapor para recuperar las arenas bituminosas de los depósitos.

Posteriormente, éstas son enviadas a las instalaciones del mejorador en donde la mezcla se calienta y se envía a los tambores de coque en donde el exceso de carbón es removido en forma de coque.

Los vapores sobrecalentados de hidrocarburos producto de la coquización se envían a los fraccionadores (torres de destilación), en donde se condensan en naftas, querosenos, y gasóleos.

Estos productos son introducidos en unidades de conversión catalítica para adicionar hidrógeno de modo que se completen aquellos enlaces que quedaron libres después de los craqueos de las moléculas largas. Posteriormente los nuevos productos son tratados para remover el exceso de azufre y otras impurezas (hidrotratamiento). Por último las diferentes corrientes obtenidas en este proceso son mezcladas para la elaboración de crudo sintético.

X.II ASPECTOS IMPORTANTES DEL MEJORAMIENTO DE CRUDO

X.II.I OBJETIVO DEL MEJORAMIENTO DE CRUDO

Los crudos altamente viscosos de grados API menor a 12, presentan una fuerte resistencia al fluir y por lo mismo la producción de pozos con este tipo de crudos es una situación crítica, que requiere de técnicas químicas y mecánicas para que la tasa de producción de un pozo se mantenga y se logre la explotación racional de cada pozo, siendo el objetivo principal mantener el flujo y la producción continua de pozos y líneas de transporte de crudos pesados y superpesados., así como también incrementar la gravedad API de los mismos para que estos tengan un mayor valor comercial.

X.II.II ALCANCES DEL MEJORAMIENTO DE CRUDO

Elevar la calidad del crudo extrapesado o del bitumen, transformándolos en crudo sintético, esto se realiza por varias razones: incrementar el valor del crudo en los puntos de venta, reducir los costos asociados a separación, refinación y disposición de los subproductos generados.

X.II.III FUNDAMENTOS TÉCNICOS PARA EL MEJORAMIENTO DE CRUDO

Los hidrocarburos producidos en los campos petroleros por su composición y características son clasificados en crudos súper ligeros, pesados y extra pesados (ver capítulo I), normalmente menor a 12 grados API, las moléculas que aportan la características de “pesado” al crudo, también le aportan otra característica que es una alta resistencia a fluir, esta resistencia puede provocar problemas para que el crudo se desplace de manera natural (ver figura 10.1), técnicamente se conoce como alta viscosidad, misma que es aportada por la riqueza de moléculas de asfáltenos, entre otros.



Figura 10.1 Tubería obstruida, (M-I SWACO 2009).

La figura 10.1 muestra una tubería de producción obstruida por crudo pesado, debido a la alta viscosidad de los mismos, por tal razón el pozo ha dejado de fluir.

Para la selección de un mejorador de flujo, se debe de evaluar una serie de elementos que determinarán el tipo de mejorador, entre ellos se encuentran (Mun, J., 2003).

- Tipo de crudo producido (si este es muy pesado, es decir es un bitumen, el calentamiento es la mejor opción, debido a que es necesario eliminar mayores cantidades de componentes pesados).
- Instalaciones superficiales, en algunas zonas de Canadá (Mun, J., 2003), se modifican las instalaciones superficiales para mejorar el crudo y obtener un crudo sintético en vez de obtener un producto derivado.
- Evaluación económica y de riesgo: en este sentido el determinar el costo por mejorar el crudo será el factor decisivo para la implementación debido a que si el costo por mejoramiento supera a los ingresos por la venta del mismo, este no será rentable.

X.III MÉTODOS DE MEJORAMIENTO DE CRUDO

X.III.I MEZCLADO CON ACEITES LIGEROS

Desde hace ya varios años el mezclado con aceites ligeros se ha utilizado como un medio para facilitar el transporte de un aceite viscoso, ya que es un método económico cuando se tienen campos de aceite ligero cercanos a los de aceite pesado.

Pero cuando se tienen campos de aceite pesado muy lejanos resulta demasiado costoso, por el hecho de que se tiene la necesidad de instalar líneas de conducción de aceite ligero para hacerlo llegar hasta este punto.

El mezclado con aceite ligero es simplemente la adición de aceite con mayor densidad API y menor viscosidad, a un aceite de menor densidad API y más viscoso, este mezclado se logra al hacer converger las corrientes de aceite pesado y ligero, con este método además de mejorar el transporte del aceite pesado también se logra aumentar la calidad del aceite pesado y desde luego un mayor precio de venta.

X.III.IV USO DE SOLVENTES

Otro método que se ha empleado en el campo con el fin de reducir las pérdidas de presión por fricción, es inyección de solventes, la cual tiene la finalidad de reducir la viscosidad del aceite, el procedimiento es muy simple, se inyecta el solvente en la tubería de descarga de la bomba, con la finalidad de que el solvente se mezcle con el aceite, este método se ha utilizado en varios campos de aceite pesado de la región norte de Petróleos Mexicanos, los solventes comúnmente empleados en este método son: Diesel especial y el Aromático pesado, entre otros. Ambos son de bajo costo y de fácil aplicación.

A nivel mundial (Mun, J., 2003) el solvente más usado es la dietanolamina (DEA), debido a que este solvente tiene como particularidad el absorber el ácido sulfhídrico y con ello reducir las pérdidas de presión por fricción en las tuberías.

X.III.V USO DE AGUA COMO MEDIO DE TRANSPORTE

En algunas partes del mundo, (Crane, 1988) se ha utilizado agua para facilitar el transporte de crudo pesado, el agua es agregada en la succión de la bomba con el propósito de formar un medio anillo en la parte inferior de la tubería. De esta forma el aceite pesado no tendrá contacto directo con la tubería, y como el agua es de menor viscosidad que el aceite, entonces se tendrá una notable reducción de la fricción en este punto, el inconveniente de este método es que en ocasiones es necesario adicionar hasta un 85 % de agua lo cual genera grandes problemas de corrosión, otro problema adicional que ocasiona este método de transporte es la posibilidad de que el aceite se emulsione con el agua, y esto redundará en un incremento en el costo de deshidratación.

X.III.VI INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DEL ACEITE

Uno de los factores que interviene en el comportamiento del aceite pesado es la temperatura, que como ya se mencionó el incremento de esta reduce la viscosidad notablemente, dicha propiedad del aceite pesado se ha aprovechado para facilitar su transporte. Para lograr incrementar su temperatura se instalan intercambiadores de calor en la descarga de la bomba, y con el fin de mantener baja viscosidad del aceite también se le adiciona calor al aceite en varios puntos del oleoducto, la limitante de este método es cuando el sistema de recolección atraviesa lagos, ríos o se requiere que estas tuberías se instalen en el fondo marino, entonces el aceite pierde calor ocasionando que viscosidad del aceite incremente.

X.III.VII ADICIÓN DE REACTIVOS QUÍMICOS

La adición de reactivos químicos al aceite, tienen como objetivo formar una capa reductora de fricción en la pared interna de la tubería, obteniéndose de este modo una reducción en las caídas de presión (Crane, 1988). Los reactivos químicos son fabricados por varias compañías que han desarrollado y patentado sus productos reductores de fricción (Crane, 1988).

El tratamiento químico, debe estar orientado a mantener los asfaltenos en solución o en un tamaño de partícula tal que se puedan reorientar y la formulación tenga la suficiencia carga electrostática que haga que la capa limite se separe una de la otra, favoreciendo sensiblemente en una disminución de la viscosidad a temperatura constante. Evidencia de laboratorio (Crane, 1988) han demostrado que con la utilización de los reductores de viscosidad se puede lograr hasta un 40 % de mejora de la viscosidad a una condición de temperatura dada.

X.III.VII.I PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO

La selección de productos químicos, se realiza, utilizando un viscosímetro y un baño de temperatura variable, de tal modo de que se tenga datos de variación de viscosidad vs temperatura, corriendo un blanco y varias muestras con los mejores reductores de viscosidad, tomando el producto que logre mejor reducir la viscosidad en un mayor porcentaje comparativamente contra el blanco.

a) Plan de dosificación:

Dependiendo de la severidad del problema y en función de las características particulares de cada pozo o sistema a tratar, la dosificación del producto químico varía; sin embargo la dosis de producto que normalmente se aplica oscila en un amplio rango, que deberá de ser optimizado para cada caso en particular, este rango esta en el orden de 2000 a 5000 ppm.

b) Técnica de Aplicación:

Inyección continua: a través de tubería capilar al fondo del pozo, a la profundidad en donde los análisis del proceso han determinado la sensibilidad de la viscosidad por el gradiente de temperatura.

c) Punto de aplicación:

Para asegurar la máxima eficiencia del programa de tratamiento del Reductor de Viscosidad, se recomienda aplicarlo a los pozos a través de una sarta de tubería capilar, previamente analizado la profundidad mínima requerida, para que el producto contacte con el fluido viscoso, antes de que el gradiente de temperatura modifique sensiblemente la movilidad del crudo

d) Medición de resultados:

Con la finalidad de poder evaluar el desempeño del programa de tratamiento propuesto, se recomienda realizar las actividades siguientes:

Previo al inicio del tratamiento:

- Efectuar pruebas de desempeño en el laboratorio.
- Conocer el estado mecánico del pozo.
- Limpieza del pozo a tratar.
- Medición de la producción.
- Cuantificar la aportación de asfalteno del pozo, sin tratamiento.
- Verificar las temperaturas de cabeza de pozo y línea de escurrimiento.

Durante el desarrollo del tratamiento:

- Iniciar con la dosificación del producto de acuerdo a la producción del pozo
- Verificar las presiones de operación.
- Verificar la aportación de asfaltenos del pozo con tratamiento.
- Medición de la producción diaria.
- Verificar las temperaturas de cabeza de pozo y de la línea de escurrimiento.
- Verificación y ajuste de la dosis diaria de producto, de acuerdo al plan de dosificación propuesto.
- Relleno del tanque diario de dosificación de producto.
- Análisis estadístico de las variables que definen el desempeño del programa de tratamiento.

X.III.VIII FLUJO LUBRICADO

La disminución de las caídas de presión, a través de las tuberías al transportar crudo pesado se logra reduciendo la viscosidad del aceite mediante la adición de calor y/o mejoradores de flujo, el cual se tiene que adicionar con cierta concentración, para lograr resultados satisfactorios. Los productos reductores de fricción mejor conocidos como “mejoradores de flujo”, los cuales proporcionan buenos resultados si se aplican correctamente, estos mejoradores también se han utilizado en combinación con otro método como la utilización de anillo de agua y el empleo de temperatura.

X.III.IX AQUACONVERSION

Con el propósito de mejorar el transporte y obtener mejores rendimientos económicos de un crudo pesado, extrapesado, se ha probado a escala comercial un nuevo proceso catalítico, denominado aquaconversion, este proceso es resultado de un intenso programa de investigación y desarrollo iniciado en los años 80's, originalmente encaminado solamente a descubrir un medio económicamente viable que facilitara el transporte de los crudos pesados venezolanos hasta los puertos de exportación (terminales de embarque). El programa culminó en 1997, cuando se anunció la comercialización del proceso que, en un solo paso, puede convertir crudos tan pesados como los de 8 [°API] en crudos de 14 [°API]. El proceso de aquaconversion cumple con eficacia dos objetivos:

- Procesar a boca de pozo el petróleo de alta viscosidad antes de transportarlo por oleoductos a refinerías locales o a puertos de exportación (terminales de embarque).
- Convertir en productos más comercializables los residuos pesados resultantes de la refinación convencional.

Aquaconversión (ver figura 10.2) es un proceso catalítico que, en presencia de vapor, promueve en el reactor la transferencia de hidrógeno del agua a la carga pesada (crudo o residuo). El grado de hidrogenación que promueve el proceso es suficientemente alto para saturar los radicales libres que se forman en las reacciones de polimerización, como ocurren en procesos tales como el de viscorreducción. La polimerización es indeseada porque genera productos inestables y limita el grado máximo posible de conversión. Cuando las macromoléculas de resinas o asfaltenos se someten a la reacción catalítica del proceso de aquaconversión en presencia de vapor, los enlaces de los hidrocarburos de cadena larga se rompen y forman otros compuestos estables más livianos. La figura 10.2 muestra un diagrama de flujo simplificado del proceso INTERVEP. Antes de entrar al calentador, a la carga (producto de fondo de la previa destilación atmosférica) se le agrega agua la cual se evapora. En el reactor, el vapor se descompone en oxígeno e hidrógeno y en presencia del catalizador ocurre el craqueo térmico y la hidrogenación parcial de la carga. Esta, ya craqueada, pasa a la fraccionadora, donde se obtienen gas, gasolina, gasóleo liviano y residuo.

Los productos más livianos se le agregan al residuo y así se obtiene un fluido de gravedad API suficiente para transportarlo por oleoductos sin necesidad de añadirle diluyente traído desde yacimientos de crudo ligero.

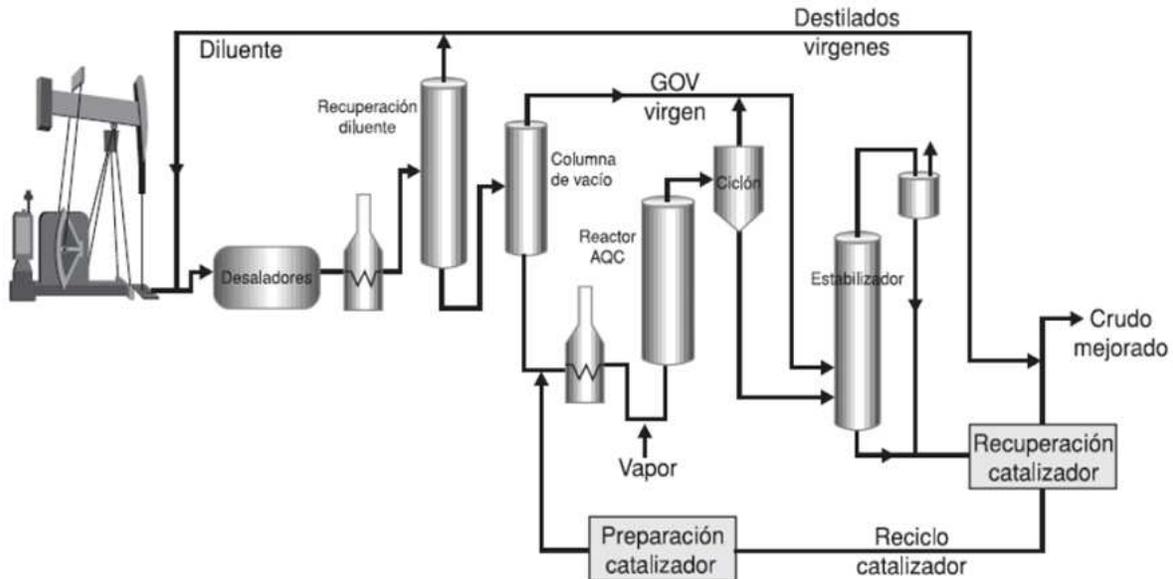


Figura 10.2 Proceso básico de aquaconversión, (Pereira, 1999).

De acuerdo a las características de las instalaciones mostradas en la figura 10.2 este proceso solo puede ser realizado en tierra, por lo que para una aplicación en yacimientos costa afuera, se deberá llevar la producción desde el mar hasta la instalación de aquaconversión más cercana.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Si bien la producción de crudo es el proceso de extraer de manera ordenada el crudo que la naturaleza ha acumulado en yacimientos. Es importante que esta extracción se realice de manera segura, ordenada y racional. El propósito de esta tesis fue dar a conocer de manera ordenada la forma en cómo los hidrocarburos pesados pueden ser extraídos, esta forma ordenada es lo que conforma el aseguramiento de flujo y es quizá este aseguramiento de flujo la disciplina a la que hoy los ingenieros de producción se avocan para mantener los niveles óptimos de producción de los pozos.

De este texto la parte medular obviamente es el crudo pesado, sin embargo hay aspectos que en todo momento se deben tener en cuenta, no sólo para la aplicación de la metodología propuesta sino también para el correcto desarrollo de procesos particulares y la correcta toma de decisiones, entre estos se encuentran:

- Tener la certeza de que las propiedades de fluidos es decir que los PVT's composicional y express sean los correctos es decir, un conocimiento completo del comportamiento de la viscosidad a diferentes condiciones de presión y temperatura.
- Que se tenga una correcta caracterización del yacimiento; esto es el conocimiento pleno de las propiedades de la roca y de las zonas productoras, entre otros.
- Una vez que se tenga la certeza de los tópicos anteriores, la selección del mejor método de recuperación secundaria o mejorada dependerá no sólo de la caracterización del yacimiento y de los fluidos, sino además de la correcta evaluación de los indicadores claves de desempeño, la experiencia en campo que se tenga y la disponibilidad de la tecnología.
- Cuando ya se tiene el hidrocarburo en los pozos, la correcta selección del sistema artificial de producción no dependerá de: máxima producción de hidrocarburos, mínimos costos de operación, mínimos costos de inversión, menos equipos fallidos ni mínimos tiempos fuera de operación, dependerá de: la geometría de los pozos, las propiedades de los fluidos producidos, la posible formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, la posible producción de arena y agua, la temperatura de los pozos, la producción de gases amargos y la profundidad media de los pozos.
- La planificación, control y tratamiento de elementos producidos no deseables como el agua y la arena constituyen una tarea que quizá sea difícil de lidiar pero no imposible, el correcto control y tratamiento de estos elementos da como resultado la correcta producción de los pozos, el flujo de crudo constante a través de las tuberías, la preservación ambiental y el desarrollo óptimo de las demás operaciones de producción.

- Cuando el hidrocarburo ya se tiene en superficie se debe de tener en cuenta que tipo de instalaciones se tienen en superficie ya sea en las estaciones recolectoras, en los patios de tanques, y en las terminales de embarque para con ello determinar cuál será la mejor forma de tratar a estos crudos pesados, la forma en cómo se eliminarán las demás sustancias indeseables ya sea la sal y otros componentes amargos, en cada una de las etapas mencionadas anteriormente (estaciones recolectoras, patios de tanques y terminales de embarque) entre mejor se tengan planificadas las tareas que cada una de estas desarrollará, se asegurará el flujo continuo del crudo y se evitarán tiempos muy grandes por salidas de equipo para reparación.
- El conocimiento total de los puntos anteriores determinará cuál será la forma en que el crudo será puesto en especificación para su venta es decir qué tipo de mejorador de flujo y de crudo se utilizará, el primero para asegurar el flujo continuo a través de las tuberías, oleoductos entre otros, el segundo para mejorar la calidad API requerida por las normas internacionales y para los requerimientos del cliente.

El desarrollo de esta trabajo en conjugación con los puntos anteriores es una estrategia para mantener la trayectoria de flujo abierta en todo momento, para mantener el perfil de producción a lo largo de la vida operativa de los sistemas, minimizar las salidas de operación por trabajos de remediación o mantenimiento, además de generar escenarios de diseño, planeación, operación, monitoreo, control y optimización de las instalaciones de producción.

Como se ha mencionado en cada capítulo de este trabajo los cimientos para un aseguramiento de flujo radica en la importancia central de tener información consistente de las propiedades de fluidos producidos durante la vida operativa de cada uno de los pozos.

Una recomendación adicional: para disminuir los problemas de aseguramiento del flujo asociados con la producción de crudos pesados es necesario analizar desde etapas tempranas en la producción, o aun antes de iniciar la producción, la forma de minimizar fases alternas que se podrían llegar a formar desde el yacimiento, a través del pozo y líneas superficiales, así como en el equipo de proceso.



REFERENCIAS

1. **Abou Kassem Jamal H.** (1999) "Screening of oil reservoirs for selecting candidates of polymer injection". Energy sources, recovery utilization. 12 pp.
2. **Alcocer C.** (2000) "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido" Tesis de licenciatura, UNAM.
3. **Ahmed Tarek.** (2000). "Reservoir engineering handbook". Houston Texas, Edit. Gulf publishing company, 876 pp.
4. **Anderson Glen Allen.** (2006). "Simulation of chemical flood enhanced oil recovery processes including the effects of reservoir wettability". Tesis de Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Universidad de Texas, 269 p.p.
5. **Amy Hinkle and Batzle.** Heavy oils: A worldwide overview. JUNE 2006.
6. **Anderson W.G.:** "Wettability literature survey-Part 6: The effects of wettability on waterflooding". SPE, 1987, 18 p.p.
7. **Arora P., Kovscek A. R.** "Mechanistic Modeling of Solution Gas Drive in Viscous Oils". SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Porlamar, Margarita Island, Venezuela. 12-14 March 2001. SPE 69717-MS.
8. **Aponte H.** "Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields", Paper SPE 69708 Presented at the 2001 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March 2001.
9. **Bardon, C.P., Karaoguz, Tholance, M.** "Well Stimulation by CO₂ in the Heavy Oil Field of Camurlu in Turkey". SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma. 20-23 April 1986. SPE 14943-MS.
10. **B.J SERVICES,** Stimulation Engineering Support Manual. Emulsions Second edition, 1996 Venezuela.
11. **Blecher, Raúl.** Emulsiones, teoría y práctica Madrid 7 Editorial, 1980.
12. **Bondor P.L., Hirasaki G.L., Tham M.J.:** "Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs". SPE, paper 3524, 1972, Houston Texas, 14 p.p.
13. **Burnett D.B., Dann M.W.:** "Screening test for enhanced oil recovery projects". SPE, paper 9710, 1981, Midland Texas, 15 p.p.
14. **BrucePeachey, P. Eng., Marc Godin, P. Eng., Dr. Ted Heidrick, P.Eng.** "Low Carbon Futures. Carbonate Triangle and Conventional Heavy Oil-Lowest GHG Production Scenarios". Petroleum Technology alliance Canada. Marzo 31 2007.
15. **Calvo, Jesús Alberto Cañas Triana, Roy Hathcock, Kyle Koerner, Trevor Hughes, Dibyatana Kundu, Jorge López de Cárdenas, Chris West.** "La importancia del petróleo pesado". Oil Field Review. Otoño 2006.
16. **Carl Curtis, Robert Kopper Petrozuata, Eric Decoster, Angel Guzmán-García, Cynthia Huggins, Larry Knauer, Mike Minner, Nathan Kupsch, Luz Marina Linares, Bakersfield,** California, Mike Waite. "Heavy-Oil Reservoirs". Otoño 2002.
17. **Carril Naranjo José:** "Explotación de yacimientos de crudos pesados". Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, UNAM, 2006, México DF, 124 p.p.
18. **Castagno R.E., Shupe R.D., Gregory M.D.:** "Method for laboratory and field evaluation of a proposed polymer flood". SPE, paper 13124, 1987, 9 p.p.

19. **Chauveteau G., Kohler N.:** "Polymer flooding: The essential elements for laboratory evaluation". SPE, paper 4745, 1974, Tulsa Oklahoma, 16 p.p.
20. **Consultores Occidentales, S.A.,** Manual de Operaciones de Crudo y planta de tratamiento de agua y cieno, MARAVEN 1986.
21. **CORPOVEN,** Tratamiento de crudos, San Tomé, 1989.
22. **Craig D. Stair,** "Artificial Lift Design for the Deepwater Gulf of México" Paper SPE 48933 Presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September, 1998.
23. **Cuaderno FIRP,** 230 Propiedades de las emulsiones, Mérida – Venezuela
24. **Crane,** Flow of fluids, technical paper No. 410, International edition, Houston Texas, 1988
25. **Cuaderno FIRP,** 853 Fases; Fundamentos de la deshidratación, Mérida - Venezuela
26. **Cunha L. B.** "Recent In-Situ Oil Recovery-Technologies for Heavy- and Extraheavy-Oil Reserves". SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 20-23 June 2005, SPE 94986-MS.
27. **Cutler J. Cleveland, Alejandra Roman.** "Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela", Article Topics: Energy and Geography of Energy, Last Updated: June 14, 2007
28. **Das S.K.** "VAPEX: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen" Paper SPE 50941 presented at the 1997 SPE International Thermal Operations Symposium held in Bakersfield, California, 10-12 February.
29. **Díaz Zertuche H.,** Apuntes de Bombeo Neumático.
30. **De Melo M.A., De Hollenben C.R.C, Da Silva I.P.G.:** "Evaluation of polymer injection projects in Brazil". SPE, paper 94898, 2005, Rio de Janeiro Brazil, 17 p.p.
31. **Demin W., Heng L., Jingang N., Fuming C.:** "Application results and understanding of several problems of industrial scale polymer flooding in Daqing oil field". SPE, paper 50928, 1998, Beijing China, 5 p.p.
32. **Dibyatanu Kundu, Jorge López de Cárdenas, Chris West.** "La importancia del petróleo pesado". Oil Field Review. Otoño 2006.
33. **Doraiah A., Sibaprasad Ray, and Pankaj Gupta.** "In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC— A Success Story". SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. , Kingdom of Bahrain. 11-14 March 2007. SPE 105248-MS.
34. **Du Y.** "Field Scale Polymer Flooding: Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years" Paper SPE 91787 Presented at the 2004 SPE International Petroleum Conference in Mexico held in Puebla, Mexico, 8-9 November 2004.
35. **Duna L.J.** "Progressing Cavity Pumping System Applications in heavy Oil Production" Paper SPE 30271 presented at the 1995 International Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta 19-21 June 1995.
36. **Energy Statistics from the U.S. government.** "Energy Information Administration. West Africa (ECOWAS)" June 2007.
37. **Farouq Ali J. M.** "Heavy Oil Recovery –Principles, Practicality, Potential and Problems". Paper SPE 4935 Presented at The Rocky Mountain Regional Meeting of SPE of AIME, to be held in Billings Mont., May 15-16 1974.

38. **Fletcher A.J.P., Morrison G.R.:** "Developing a chemical EOR pilot strategy for a complex, low permeability water flood". SPE, paper 112793, 2008, Tulsa Oklahoma, 23 p.p.
39. **Giambattista, de Ghetto,** "Pressure – Volume –temperature correlations for heavy and extra heavy oils", junio 1995, SPE, paper 30316.
40. **Gogarty W.B.:** "Mobility control with polymer solutions". SPE, paper 1566-B, 1967, Dallas Texas, 13 p.p.
41. **Goldstein, Kenneth M., Goldstein, Linda F.** "final field results of true in situ oil shale retorting demonstration project in the green river formation of southwestern wyoming". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada. 23-26 September 1979. SPE 8445-MS.
42. **Goodlet G.O., Honarpour M.M., Chung F.T.:** "The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation". SPE, paper 15172, 1986, 28 p.p.
43. **Graue D.J.:** "A prediction method for reservoir flooding with fluids of reduced mobility". SPE, paper 2257, 1968, Dallas Texas, 16 p.p.
44. **Green Donw, Willhite G.P.:** "Enhanced oil recovery". SPE, 1998, Texas, 369 p.p.
45. **Holditch, Stephen Allen, Morse, R.A.** "Low Permeability Gas Reservoir Production Using Large Hydraulic Fractures". Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Houston, Texas. 4-7 October 1970. SPE 3010-MS
46. **Holm L.W.:** "Technical Feasibility of chemical flooding in California reservoirs". SPE, paper 10731, 1982, San Francisco California, 17 p.p.
47. **Hong , K. C.** "Recent Advances in Steamflood Technology" Paper 54078 Presented at the 1999 International Thermal Operations and Heavy oil Symposium held in Bakersfield, California, 17-19 March, 1999.
48. **Hong'en D,** "Application of Gas Lift to Heavy Oil Reservoir in Intercampo Oilfield, Venezuela" Paper SPE 97370 presented at the 2005 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada. 1-3 November 2005.
49. **Hunedi S.** "Applicability of Enhanced Oil Recovery Techniques on Mature Fields-Interest of Gas Injection" Paper SPE 93368 presented at the 14th SPE Middle East & Gas Show and Conference held in Bahrain, 12-15 March, 2005.
50. **Hussein Alboudwarej Joao (John), Felix Shawn Taylor Edmonton, Rob Badry, ChadBremner, Brent Brough, Craig Skeates, Andy Baker, Daniel Palmer, Katherine Pattison, Mohamed Beshry, Paul Krawchuk, George Brown, Rodrigo K. Revana and H.M. Erdogan.** "Optimization of Cyclic Steam Stimulation Under Uncertainty". Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, U.S.A. 1-3 April 2007. SPE 107949-MS.
51. **Jewett R.L., Schurz G.F.:** "Polymer flooding-A current appraisal". SPE, paper 2545, 1970, 10 p.p.
52. **Kaminsky R.D., Wattenbarger R.C., Szafranski R.C.:** "Guidelines for polymer flooding evaluation and development". SPE, paper 11200, 2007, Dubai, 8 p.p.
53. **K.E.** "Artificial lift methods selection", JPT, Oct. 1982

-
54. **Kuuskræ V.A.:** "The status and potential of enhanced oil recovery". SPE, paper 14951, 1986, Tulsa Oklahoma, 16 p.p.
 55. **Lake Larry W.:** "Enhanced oil recovery". Segunda edición, 1989, New York, edit Prentice Hall, 324-344 p.p.
 56. **Lange W., Rehage G.:** "Recent results on the use of polymers in tertiary oil recovery in brines of high salinity". SPE, paper 8983, 1980, Stanford California, 8 p.p.
 57. **Littman W.:** "Polymer flooding". Segunda edición, 1988, New York, edit Elsevier, 100 p.p.
 58. **Malcolm D. Murray, Scott M. Frailey, Akanni S. Lawal.** "New Approach to CO2 Flood: Soak Alternating Gas". SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Midland, Texas. 15-17 May 2001. SPE 70023-MS.
 59. **MARAVEN,** Manual de operaciones en patio de tanques, 1989.
 60. **MARAVEN,** Normas y procedimientos administrativos, gerencia de ingeniería de desarrollo, división de operaciones de producción, julio 1986.
 61. **Milton H.W., Argabright P.A., Gogarty W.B.:** "EOR prospect evaluation using field manufactured". SPE, paper 11720, 1983, Ventura California, 14 p.p.
 62. **Nasr T. N., Ayodele O. R.** "Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Kuala Lumpur, Malaysia. 5-6 December 2005. SPE 97488-MS.
 63. **Neasham J.W.:** "The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstone shaliness, pore space and fluid flow properties". SPE, paper 6858, 1977, Denver Colorado, 8 p.p.
 64. **Needham R.B., Doe P.H.:** "Polymer flooding review". SPE, paper 17140, 1987, 5 p.p.
 65. **Ormerod L.** "Real-Time Surveillance and Well Services Management in a Large Mature Onshore Field: Case Study" Paper SPE 99949 Presented at the 2006 Intelligent Energy Conference and Exhibition Held in Amsterdam, The Netherlands, 11-13 April 2006.
 66. **Ortiz Velazquez Rodrigo:** "Construcción de modelos de simulación de yacimientos". Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, UNAM, 2006, México DF, 166 p.p.
 67. **Panait-Patica A, Serban D e Ilie N:** A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation," artículo de la SPE 100346, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de las Europec/EAGE de la SPE, Viena, Austria, 12 al 15 de junio de 2006.
 68. **PEP,** "Tecnologías de mejoramiento de crudo pesado", 2008.z
 69. **Peter J. Brigs, R. Paul Baron, Richard J. Fulleylove, Mervyn S. Wright.** "Development of Heavy Oil-Reservoir". Journal of Petroleum Technology, February 1988.
 70. **Pope G.A.:** "The application of fractional flow theory to enhanced oil recovery". SPE, paper 7660, 1980, Texas, 15 p.p.
 71. **Pratap M., Gupta R.K.:** "Field implementation of polymer EOR technique-A successful experiment in India". SPE, paper 38872, 1997, San Antonio Texas, 8 p.p.
 72. **Rangel-German E. R., Camacho-Romero S., Neri-Flores U., Theokritoff W.,** SPE, Schlumberger. "Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy-Oil Projects".

- First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August-2. Septiembre 2006. SPE 104046-MS.
73. **Revana K. and Erdogan H. M.** "Optimization of Cyclic Steam Stimulation Under Uncertainty "Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, U.S.A. 1-3 April 2007. SPE 107949-MS.
 74. **Reyes Delgado F.**, "Producción por Bombeo de Cavidades Progresivas" Tesis de Licenciatura, UNAM, 1993.
 75. **Sandiford B.B.:** "Laboratory and field studies of water floods using polymer solutions to increase oil recoveries". SPE, paper 844, 1964, California, 6 p.p.
 76. **Scott T., Sharpe S.R., Sorbie K.S.:** "A general purpose chemical flood simulator". SPE, paper 16029, 1987, San Antonio Texas, 17 p.p.
 77. **Sistemas de bombeo de cavidades progresivas.** WCP. Artificial Lift Systems. Schlumberger, 2002.
 78. **Slater G.E., Faraouq-Ali S.M.:** "Two dimensional polymer flood simulation". SPE, paper 3003, 1970, Houston Texas, 11 p.p.
 79. **SPE:** "Glossary of terms used in petroleum reserves/resources definitions", 2005, 14 p.p.
 80. **Stalkup F.I.** "Status of Miscible Displacement" Paper SPE 9992, April, 1983.
 81. **Taber J.J., Martin F.D.:** "Technical screening guides for the enhanced recovery of oil". SPE, paper 12069, 1983, Nuevo Mexico, 20 p.p.
 82. **Thomas Sara:** "Chemical EOR-The past, Does it have a future?". SPE, paper 108828, 2006, Canada, 46 p.p.
 83. **Todd M.R., Chase C.A.:** "A numerical simulator for predicting chemical flood performance". SPE, paper 7689, 1979, Denver Colorado, 14 p.p.
 84. **Turta A.T.** "Recent Laboratory Results of THAI and its Comparison with other IOR Processes" Paper SPE 59334 Presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
 85. **Ustick R.E., Hillhouse J.D.:** "Comparison of polymer flooding and waterflooding at Huntington Beach, California". SPE, paper 1734, 1967, L.A California, 9 p.p.
 86. **Veil JA, Puder M, Elcock D y Redweik R Jr:** "A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane, 16 de abril de 2004.
 87. **Vela S., Peaceman D.W., Sandvic E.I.:** "Evaluation of polymer flooding in a layered reservoir with crossflow, retention, and degradation". SPE, paper 5102, 1974, Houston Texas, 15 p.p.
 88. **Wang D.:** "Key aspects of Project design for polymer flooding". SPE, paper 109682, 2007, Anaheim California, 8 p.p.
 89. **WCP Artificial Lift Systems,** Schlumberger.
 90. **Yassain A.A.M.:** "Enhanced oil recovery in Malaysia". SPE, paper 17693, 1988, Singapore, 9 p.p.
 91. **Zeito G.A.:** "Three dimensional numerical simulation of polymer flooding in homogeneous and heterogeneous systems", SPE, paper 2186, 1968, Dallas Texas, 12 p.p.