

**NUEVOS ENFOQUES DE LA INGENIERÍA MECÁNICA  
EN LA PRODUCCIÓN DE CAMPOS PETROLEROS.  
APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.**

**ADRIÁN MAURICIO ORTEGAR REYES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2.010**

**NUEVOS ENFOQUES DE LA INGENIERÍA MECÁNICA  
EN LA PRODUCCIÓN DE CAMPOS PETROLEROS.  
APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.**

**ADRIÁN MAURICIO ORTEGA REYES**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero Mecánico**

**Director**

**ADOLFO LEÓN ARENAS LANDÍNEZ**

**Ingeniero Mecánico**

**Codirector**

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a mis padres Antonio María y María Nelly, quienes invirtieron en mí contra viento y marea y por mí se sacrificaron sin condición, a mi esposa Olga Lucía y a mis tesoros de hijos, Adrián Mauricio Jr., Mariana y Juan Pablo, quienes por mí han tenido que sufrir situaciones que no se merecían. Pido a Dios llegue la hora de sonreír.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios, Uno y Trino, Padre, Hijo y Espíritu Santo, misterio sublime que se escapa del alcance de la ciencia; a su Santísima Hija, Madre y Esposa, María, Virgen Santísima e Inmaculada; a toda la Iglesia Triunfante, por su constante intercesión, aquí te recuerdo Gustavo Pardo (amigo, maestro y padre espiritual); a la Iglesia Peregrina que por mi ruego, aquí estás planta de María que me formó; a los ejércitos celestiales quienes por mi lucharon, aquí te nombro angélico guardián personal.

Agradezco a mis padres, Antonio María y María Nelly, a mi esposa Olga Lucía, a mis hijos, Adrián Mauricio Jr., Mariana y Juan Pablo.

Agradezco al ingeniero Adolfo León Arenas Landínez, por su eficaz dirección, ayuda y orientación; al ingeniero Fernando Enrique Calvete González, por su inmensa dirección, ayuda, orientación, paciencia, amabilidad y cordialidad; a la doctora Zully Imelda Calderón Carrillo, por la mano que me brindó, su amabilidad y cordialidad; al ingeniero Luis Fernando Calderón Guevara, por su amistad y por haberme tenido en cuenta.

Y por último, agradezco a mi sólida Universidad, por haberme instruido, a mi Escuela de Ingeniería Mecánica, la cual me albergó bajo su techo y yo albergaré en mi corazón, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y al Campo Escuela Colorado.

**Adrián Mauricio Ortega Reyes.**

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>30</b>
<b>1. GENERALIDADES SOBRE PRODUCCIÓN, REACTIVACIÓN Y RECUPERACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA</b>	<b>33</b>
1.1. PRODUCCIÓN	33
1.2. ETAPAS DE PRODUCCIÓN	36
1.2.1. PRODUCCIÓN PRIMARIA	37
1.2.2. PRODUCCIÓN SECUNDARIA	41
1.2.3. PRODUCCIÓN TERCARIA	41
1.3. PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN	44
<b>2. GENERALIDADES SOBRE EL YACIMIENTO Y SUS FLUIDOS</b>	<b>46</b>
2.1. PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO	46
2.1.1. BAJA PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO	47
2.2. POROSIDAD DEL YACIMIENTO	48
2.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	49
2.4. BAJA PRESIÓN DEL YACIMIENTO	49
2.5. FLUIDOS DE POZO Y SUS CARACTERÍSTICAS	51
2.5.1. EMULSIONES	55
2.6. DAÑOS EN LA FORMACION	61
2.6.1. CLASIFICACIÓN DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN	62
2.6.2. PREVENCIÓN DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN	69
2.7. EXCESIVA CONTRAPRESION EN LA FORMACION	70
2.7.1. SOLUCIONES A LA EXCESIVA CONTRAPRESION EN LA FORMACION	70
<b>3. ROMPIMIENTO DE EMULSIONES</b>	<b>72</b>
3.1. DESHIDRATACIÓN	72
3.1.1. APLICACIÓN DE CALOR	73
3.1.2. TRATAMIENTO MECÁNICO	76
3.1.3. TRATAMIENTO QUÍMICO	77
3.1.4. TRATAMIENTO ELÉCTRICO	79
3.2. SEPARADORES Y SUS FUNCIONES	80
3.2.1. REMOVER GAS DE LÍQUIDO	82
3.2.2. REMOVER LÍQUIDO DE GAS	83
3.2.3. MANTENER PRESIÓN ÓPTIMA Y LÍQUIDO OBTURADOR	84
3.3. PROBLEMAS EN LA SEPARACIÓN DE GAS Y ACEITE	84

3.3.1.	REMOCIÓN DE AGUA	84
3.3.2.	SEPARACIÓN DE ACEITE CRUDO ESPUMOSO	85
3.3.3.	DEPOSICIÓN DE PARAFINAS	85
3.4.	EXTRACTORES DE VAPOR PARA REMOVER ACEITE DEL GAS	86
3.4.1.	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EXTRACTORES DE VAPOR	87
3.5.	MÉTODOS USADOS EN LA REMOCIÓN DE GAS DEL ACEITE	90
3.5.1.	POR ASENTAMIENTO	90
3.5.2.	POR AGITACIÓN	90
3.5.3.	POR SEPARACIÓN	90
3.5.4.	POR TEMPERATURA	91
3.5.5.	POR PRODUCTOS QUIMICOS	91
3.6.	SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS	91
3.6.1.	COMPONENTES PRINCIPALES	92
3.6.2.	VENTAJAS Y DESVENTAJAS	93
3.7.	SEPARADORES DE MEDIDA	96
3.8.	SEPARACIÓN POR ETAPAS	97
3.9.	CAPACIDAD DE LOS SEPARADORES	99
3.9.1.	DATOS EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN EN LOS SEPARADORES	100
3.9.2.	SELECCION DEL TAMAÑO DE SEPARADORES	100
<b>4.</b>	<b>TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO (STOCK TANK)</b>	<b>103</b>
4.1.	CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	104
4.1.1.	CILÍNDRICOS CON TECHO CÓNICO FIJO	104
4.1.2.	CILÍNDRICOS CON TECHO FLOTANTE	105
4.2.	PARTES DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO	106
4.3.	GENERALIDADES DEL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	107
4.3.1.	DISEÑO DEL FONDO DEL TANQUE	108
4.3.2.	DISEÑO DEL CASCO O CUERPO DEL TANQUE	108
4.3.3.	NORMAS Y CÓDIGOS DE DISEÑO APLICABLES	109
4.4.	DATOS BÁSICOS SOBRE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	110
4.4.1.	CON EL TANQUE EN OPERACIÓN	111
4.4.2.	CON EL TANQUE FUERA DE SERVICIO	112
4.4.3.	OTROS ASPECTOS A TENER EN CUENTA	112
4.5.	LIMPIEZA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	114

4.5.1.	PRECAUCIONES DURANTE LA LIMPIEZA	116
4.6.	INSPECCIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	119
4.7.	MÉTODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	119
4.8.	PREVENCIÓNES CONTRA EMERGENCIAS	120
4.8.1.	DIQUES	121
4.8.2.	DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE TANQUES E INSTALACIONES	122
4.8.3.	CONTROL DE INCENDIOS	122
<b>5.</b>	<b>TIPOS DE BOMBEO</b>	<b>124</b>
5.1.	PROCESO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBEO A IMPLEMENTAR	124
5.1.1.	FASE I	124
5.1.2.	FASE II	125
5.1.3.	FASE III	128
5.2.	BOMBEO MECÁNICO	129
5.2.1.	EQUIPO DE SUPERFICIE: UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL	129
5.2.2.	EQUIPO DE SUBSUELO	144
5.2.3.	USO DE DINAGRAMAS EN LA DETECCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS	166
5.3.	BOMBEO NEUMÁTICO (“GAS-LIFT”)	177
5.3.1.	BOMBEO NEUMÁTICO CONTÍNUO	178
5.3.2.	BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	179
5.3.3.	PROBLEMAS Y SOLUCIONES A LA ENTRADA DEL SISTEMA	181
5.3.4.	PROBLEMAS Y SOLUCIONES A LA SALIDA DEL SISTEMA	183
5.3.5.	PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL POZO	184
5.3.6.	HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA DETECCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS	186
5.4.	BOMBEO HIDRÁULICO	188
5.4.1.	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	188
5.4.2.	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET O A CHORRO	194
5.5.	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE	196
5.5.1.	EQUIPO DE SUPERFICIE	196
5.5.2.	UNIDAD DE SUBSUELO	197
5.5.3.	PRINCIPALES FALLAS EN EL SISTEMA	200
<b>6.</b>	<b>PROBLEMAS A CONTROLAR DURANTE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO</b>	<b>202</b>
6.1.	CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA	202

6.1.1.	DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO UNIFORME	203
6.1.2.	CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN	205
6.1.3.	NIVEL FREÁTICO DE AGUA	206
6.1.4.	MÉTODOS EMPLEADOS EN LA LOCALIZACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS DE AGUA	207
6.1.5.	POSIBLES SOLUCIONES A LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA	212
6.1.6.	TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	213
6.2.	CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE GAS, EN POZOS DE PETRÓLEO	216
6.2.1.	CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN DE GAS	218
6.2.2.	POSIBLES SOLUCIONES A LA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE PETRÓLEO	218
6.3.	CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	220
6.3.1.	CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA	221
6.3.2.	PROBLEMAS QUE GENERA LA PRODUCCIÓN DE ARENA	222
6.3.3.	PRINCIPIOS DEL CONTROL DE ARENAS	222
6.4.	CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS	239
6.4.1.	CAUSAS DE LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS	240
6.4.2.	PREDICCIÓN E IDENTIFICACIÓN DE COSTRAS	242
6.4.3.	PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE COSTRAS	243
6.5.	CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS	245
6.5.1.	ALGO SOBRE LA QUÍMICA DE PARAFINAS Y ASFÁLTENOS	247
6.5.2.	DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	248
6.5.3.	DEPOSITACIÓN DE ASFÁLTENOS	250
6.5.4.	REMOCIÓN DE CERA	251
6.5.5.	CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	254
6.6.	CORROSION	255
6.6.1.	CAUSAS Y TIPOS DE CORROSIÓN	256
6.6.2.	DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN	259
6.6.3.	MEDICIÓN DE LA CORROSIÓN	261
6.6.4.	CONTROL DE LA CORROSIÓN	263
<b>7.</b>	<b>MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS Y RECOBRO DE PETROLEO</b>	<b>268</b>
7.1.	FRACTURAMIENTO	268
7.1.1.	FORMACIONES FRACTURABLES	268
7.1.2.	RAZONES PARA FRACTURAR	269
7.1.3.	CRITERIOS PARA REALIZAR UN FRACTURAMIENTO	270
7.1.4.	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CONVENCIONAL	271

7.1.5.	ASPECTOS PRINCIPALES DEL DISEÑO DE UN TRABAJO DE FRACTURAMIENTO	282
7.1.6.	TECNICAS DE EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO	284
7.1.7.	HIDRAULICA DE FRACTURAMIENTO	284
7.1.8.	PRESION DE FRICCION	286
7.1.9.	FRACTURAMIENTO ACIDO	287
7.2.	ACIDIFICACIÓN	287
7.2.1.	TIPOS BÁSICOS DE ACIDIFICACIÓN	288
7.2.2.	TIPOS DE ÁCIDOS	289
7.2.3.	PENETRACIÓN DEL ÁCIDO	293
7.2.4.	PROPIEDADES DE LOS ÁCIDOS	294
7.2.5.	ADITIVOS DE LOS ACIDOS	303
7.2.6.	TECNICAS DE ACIDIFICACION PARA FORMACIONES CARBONATADAS	309
7.2.7.	ACIDIFICACION DE ARENISCAS (“SANDSTONE”)	312
7.3.	INYECCIÓN DE AGUA	313
7.3.1.	CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE INYECCIÓN	314
7.4.	INYECCIÓN DE GAS	316
7.5.	INUNDACIÓN POR POLÍMEROS	318
7.6.	“STEAM FLOODING” O TRATAMIENTO CON VAPOR	321
7.7.	MÉTODO DE COMBUSTIÓN “IN-SITU”	322
7.8.	CONSECUENCIAS AMBIENTALES DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO	325
<b>8.</b>	<b>CAMPO ESCUELA COLORADO</b>	<b>326</b>
8.1.	PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	327
8.2.	GENERALIDADES DE CAMPO COLORADO	331
8.2.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE CAMPO COLORADO	331
8.2.2.	ESTRUCTURA DE CAMPO COLORADO	332
8.2.3.	ESTRATIGRAFÍA DE CAMPO COLORADO	335
8.2.4.	ANTECEDENTES DE CAMPO COLORADO	340
8.3.	DATOS PVT DEL CRUDO DE CAMPO COLORADO	343
8.3.1.	CONTACTOS TEÓRICOS GAS-ACEITE-AGUA	344
8.3.2.	PROPIEDADES PVT	345
8.4.	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE CAMPO COLORADO	348
8.4.1.	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE CAMPO COLORADO	348
8.4.2.	CARACTERISTICAS DEL GAS DE CAMPO COLORADO	359
8.4.3.	CARACTERISTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO COLORADO	360
8.5.	INFRAESTRUCTURA DE CAMPO COLORADO	361

8.6.	PROCESOS REALIZADOS EN CAMPO COLORADO	362
8.6.1.	PROCESO DE TRANSPORTE INTERNO DE HIDROCARBUROS EN CAMPO COLORADO	362
8.6.2.	PROCESO DE SEPARACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN CAMPO COLORADO	364
8.6.3.	PROCESO DE BOMBEO (TRANSPORTE EXTERNO DE HIDROCARBUROS) EN CAMPO COLORADO	366
8.7.	ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN CAMPO COLORADO	367
8.7.1.	ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN LOS POZOS PRODUCTORES	367
8.7.2.	ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN	380
8.7.3.	ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y BOMBEO	384
<b>9.</b>	<b>PROYECTOS DE GRADO DE INGENIERÍA MECÁNICA A REALIZARSE EN CAMPO COLORADO</b>	<b>392</b>
9.1.	COMPENDIO DE PROBLEMAS EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	392
9.1.1.	BAJA PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO	393
9.1.2.	BAJA PRESIÓN DEL YACIMIENTO	394
9.1.3.	DAÑOS EN LA FORMACION	395
9.1.4.	EXCESIVA CONTRAPRESION EN LA FORMACION	398
9.1.5.	PROBLEMAS EN LA SEPARACIÓN DE GAS Y ACEITE	399
9.1.6.	PROBLEMAS Y FALLAS EN EL BOMBEO MECÁNICO	400
9.1.7.	PROBLEMAS EN EL BOMBEO NEUMÁTICO ("GAS-LIFT")	405
9.1.8.	PROBLEMAS EN EL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE	410
9.1.9.	PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA	411
9.1.10.	PROBLEMAS DE EXCESIVA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE PETROLEO	413
9.1.11.	PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE ARENA	416
9.1.12.	PROBLEMAS POR LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS	419
9.1.13.	PROBLEMAS POR LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS	423
9.1.14.	PROBLEMAS DE CORROSIÓN	427
9.2.	PROBLEMAS PRESENTADOS EN CAMPO COLORADO	431
9.3.	NECESIDADES DE CAMPO COLORADO Y SUS POSIBLES SOLUCIONES	434
9.3.1.	REDUCIR AL MÁXIMO LAS CAÍDAS DE PRESIÓN	437
9.3.2.	MANTENER PRESIÓN EN EL YACIMIENTO	440

9.3.3.	MANTENER FLUJO A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO DEL YACIMIENTO Y AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO	443
9.3.4.	REACONDICIONAR POZOS INACTIVOS	444
9.3.5.	RECOLECTAR, SEPARAR, ALMACENAR Y BOMBLEAR CRUDO	446
9.3.6.	CREAR GRUPOS DE INVESTIGACION	449
	<b>CONCLUSIONES</b>	451
	<b>RECOMENDACIONES</b>	453
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	455

## LISTA DE FIGURAS

		<b>pág.</b>
Figura 1.	Yacimiento de Petróleo.	34
Figura 2.	Infraestructura de un Campo Petrolero. A. Estación de Recolección y Bombeo de Crudo. B. Pozo Petrolero. C. Líneas de Tubería de Flujo.	35
Figura 3.	Componentes de un Pozo Petrolero en Superficie. A. Unidad de Bombeo. B. Tubería de Producción. C. Varillas de Producción.	35
Figura 4.	Componentes de un Pozo Petrolero en Subsuelo. A. Tubería de Producción. B. Varillas de Producción. C. Bomba de Subsuelo.	36
Figura 5.	Mecanismos de Producción Natural de Petróleo. A. Empuje por Gas Disuelto. B. Empuje por una Capa de Gas. C. Empuje Hidrostático.	38
Figura 6.	Árbol de Navidad de un Pozo de Petróleo.	39
Figura 7.	Separador Trifásico Horizontal.	92
Figura 8.	Componentes de un Separador Trifásico Horizontal de Crudo.	93
Figura 9.	Separador Horizontal de Crudo.	94
Figura 10.	Separador Vertical de Crudo.	95
Figura 11.	Separador Vertical de Medida de Crudo.	96
Figura 12.	Instalación de Separadores Verticales de Etapa Múltiple.	97
Figura 13.	Tanque de Almacenamiento de Crudo Cilíndrico con Techo Cónico Fijo.	105
Figura 14.	Tanques de Almacenamiento de Crudo Cilíndricos con Techo Flotante.	106
Figura 15.	Accesorios de un Tanque de Almacenamiento de Crudo Cilíndrico.	107
Figura 16.	Diques alrededor de un Tanque de Almacenamiento.	121
Figura 17.	Partes Principales de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.	131
Figura 18.	Esquema del Cabezal de Pozo (“Wellhead System”) y Otros Accesorios de Superficie.	133
Figura 19.	Esquema de Tuberías de Subsuelo, Cabezal de Pozo y Árbol de Navidad. A. Esquema General. B. Detalle en las Perforaciones de la “Production Liner”.	134
Figura 20.	Motor Eléctrico de Unidad de Bombeo Mecánico.	136
Figura 21.	Unidad de Bombeo Mecánico. A. Caja Reductora. B. Freno.	137

Figura 22.	Contrabalanceo de Unidad de Bombeo Mecánico A. y B. Contrapeso en “Crank”. C. Contrapeso en Balancín. D. Neumático.	139
Figura 23.	Partes Básicas del Equipo de Subsuelo de la Unidad de Bombeo Mecánico. A. Bomba de Subsuelo. B. Sarta de Varillas de Producción.	145
Figura 24.	Barriles y Pistones de Bomba. A. Barriles. B. Pistones.	146
Figura 25.	Barriles de Bomba y Varillas de Producción o Varillas de Pozo (“Sucker-rod”).	147
Figura 26.	Bomba Mecánica de Pistón.	148
Figura 27.	Bomba de “Tubing” TH.	150
Figura 28.	Bomba Insertable RHT, de Barril Viajero y Anclaje Inferior.	153
Figura 29.	Bomba Insertable RWB, de Barril Estacionario y Anclaje Inferior.	155
Figura 30.	Bomba Insertable RHA, de Barril Estacionario y Anclaje Superior.	157
Figura 31.	Asiento y Bola de una Válvula. A. Nuevos. B. Desgastados y Corroídos. C. Asiento Roto.	158
Figura 32.	A. Varillas de Producción. B. Acoples.	163
Figura 33.	Varillas de Producción Corroídas por Fluidos.	165
Figura 34.	Esquema de Varilla de Producción con Medidas Principales.	165
Figura 35.	Representación Ideal de una Carta Dinamométrica.	167
Figura 36.	Representación Ideal de una Carta Dinamométrica, Varillas Elásticas.	168
Figura 37.	A. Bomba con Llenado Normal y Tubería de Producción Anclada. B. Esquema.	169
Figura 38.	A. Bomba con Llenado Normal y Tubería de Producción No Anclada. B. Esquema.	170
Figura 39.	A. Bomba con Fuga en la Válvula Viajera. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.	170
Figura 40.	A. Bomba con Fuga en la Válvula Fija. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.	171
Figura 41.	A. Bomba con Golpe de Fluido. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.	171
Figura 42.	A. Bomba con Interferencia de Gas. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.	172
Figura 43.	A. Bomba con Pistón Espaciado Inapropiadamente. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.	172
Figura 44.	Esquema de Bomba Gastada.	173
Figura 45.	Esquema de Bomba con Demora en el Cerrado de la Válvula Viajera.	173
Figura 46.	Esquema de Bomba con Mal Funcionamiento del Ancla de Tubería.	174

Figura 47.	A. Bomba Bloqueada por Gas. B. Esquema.	175
Figura 48.	Esquema de Bomba con Varilla Partida.	175
Figura 49.	Pozo con Tubería Rota.	175
Figura 50.	Bomba con Hueco en el Barril.	176
Figura 51.	Bomba Atorada o Pegada.	176
Figura 52.	Tipos de Sistemas de Bombeo Neumático.	178
Figura 53.	Bombeo Neumático Continuo.	179
Figura 54.	Componentes Básicos del Bombeo Neumático.	181
Figura 55.	Equipo de Superficiales del Bombeo Hidráulico.	189
Figura 56.	Equipo de Subsuelo del Bombeo Hidráulico.	190
Figura 57.	Principio del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.	195
Figura 58.	Equipo del Bombeo Electrocentrífugo Sumergible.	196
Figura 59.	Bomba Centrífuga Multietapas.	199
Figura 60.	Separador de Gas.	200
Figura 61.	Causas de la Producción de Agua.	203
Figura 62.	Distribución de Fluidos en una Arena Uniforme.	204
Figura 63.	Rejilla o "Liner" Ranurado.	227
Figura 64.	Completamiento con Empaque con Grava en Hoyo Desnudo y Usando "Liner".	230
Figura 65.	Completamiento con Empaque con Grava Dentro del Revestimiento y Usando "Liner".	231
Figura 66.	"Tell Tale Holes" en "Liner" Ciego.	232
Figura 67.	Disminución de Diámetro en Tubería por Problemas de Parafinas y Asfáltenos.	246
Figura 68.	Herramientas de Remoción Mecánica. A. Marrano de Disco. B. Marrano de Copa. C. Marrano "Polly". D. Esferas Limpiadoras. E. Raspador.	251
Figura 69.	Formación Fracturada.	268
Figura 70.	Fracturamiento Hidráulico.	271
Figura 71.	Matriz de Acidificación.	288
Figura 72.	Mojabilidad de la Formación.	300
Figura 73.	Pozos Paralelos de Inyección.	314
Figura 74.	Inyección de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ).	316
Figura 75.	Inundación por Polímeros.	320
Figura 76.	Tratamiento con Vapor.	322
Figura 77.	Método de Combustión "In-Situ".	323
Figura 78.	Ubicación Geográfica de Campo Colorado.	332
Figura 79.	Perfil de un Pliegue Anticlinal Asimétrico.	333
Figura 80.	Distribución de los Pozos de Campo Colorado, respecto de las Fallas.	334
Figura 81.	Representación de un Yacimiento Compartimentalizado.	335
Figura 82.	Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.	336

Figura 83.	Perfil del Pliegue Anticlinal Asimétrico de Campo Colorado con sus respectivas Formaciones.	337
Figura 84.	Curva de Producción Mensual Actual de Campo Colorado.	343
Figura 85.	Infraestructura de Campo Colorado. A. Pozo Petrolero. B. Estación de Recolección y Bombeo de Crudo. C. Líneas de Tubería de Flujo.	361
Figura 86.	Tanque al lado de la Unidad de Bombeo.	363
Figura 87.	Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado.	364
Figura 88.	Separadores y “Scrubber” de la Batería de Recolección de Campo Colorado. A. Separadores. B. “Scrubber”.	365
Figura 89.	Uno de los Dos Tanques de Almacenamiento de la Batería de Recolección de Campo Colorado.	366
Figura 90.	Conjunto Bomba Reciprocante y Motor Eléctrico para el Bombeo de Crudo de la Estación de Campo Colorado.	367

## LISTA DE TABLAS

		<b>pág.</b>
Tabla 1.	Factores que influyen en la Formación y Precipitación de Lodos en los Tanques de Almacenamiento.	115
Tabla 2.	Métodos de Protección contra la Corrosión en los Tanques de Almacenamiento.	120
Tabla 3.	Características de Aplicabilidad del Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.	126
Tabla 4.	Partes Principales de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.	130
Tabla 5.	Partes de la Caja Reductora de Velocidades.	136
Tabla 6.	Actividades del Área de Ingeniería de Yacimientos.	327
Tabla 7.	Actividades del Área de Operación.	328
Tabla 8.	Actividades del Área de Gestión Integral.	329
Tabla 9.	Actividades del Área de Investigación y Desarrollo Tecnológico.	330
Tabla 10.	Actividades del Área de Desarrollo Comunitario.	331
Tabla 11.	Datos Básicos de Yacimiento de la Formación Mugrosa.	339
Tabla 12.	Datos del Fluido del Yacimiento de Campo Colorado.	346
Tabla 13.	Volumen Relativo y Compresibilidad Isotérmica del Aceite Subsaturado en Función de la Presión, a la Temperatura del Yacimiento. $P_b = 630$ (psia).	347
Tabla 14.	Densidad y Viscosidad del Aceite Saturado y Factor Z del Gas Liberado en Función de la Presión, a la Temperatura del Yacimiento. $P_b = 630$ (psia).	348
Tabla 15.	Propiedades del Crudo de Campo Colorado.	350
Tabla 16.	Viscosidad del Crudo de Campo Colorado a Diferente Temperatura.	354
Tabla 17.	Contenido de Metales, Azufre y Cenizas, y Temperatura del Punto de Nube Dinámico del Crudo de Campo Colorado.	356
Tabla 18.	Actividades que se desarrollan en los Pozos Productores.	368
Tabla 19.	Actividades que se desarrollan en las Líneas de Producción.	380
Tabla 20.	Actividades que se desarrollan en la Estación de Recolección y Bombeo.	384
Tabla 21.	Proyectos de Grado para Reducir al Máximo las Caídas de Presión.	439
Tabla 22.	Proyectos de Grado para Mantener Presión en el Yacimiento.	442
Tabla 23.	Proyectos de Grado para Mantener Flujo a Través del Medio Poroso del Yacimiento y Aumentar el Factor de Recobro.	444

Tabla 24.	Proyectos de Grado para Reacondicionar los Pozos Inactivos.	445
Tabla 25.	Proyectos de Grado para Recolectar, Separar, Almacenar y Bombear Crudo.	448
Tabla 26.	Temas para Crear Grupos de Investigación.	450

## NOMENCLATURA

### NOTACIÓN

<b>Bg o Bgd</b>	Factor volumétrico de formación del gas
<b>Bgd o Bg</b>	Factor volumétrico de formación de gas
<b>bl</b>	Barriles
<b>Bo o FVF</b>	Factor volumétrico de formación del crudo
<b>Bod</b>	Factor volumétrico de formación de aceite
<b>BPD o B/D o bl/día</b>	Barriles Por Día
<b>Btd</b>	Factor volumétrico de formación total diferencial
<b>CCE</b>	Expansión a composición constante
<b>CDL</b>	Centro de Depósito de Lodos
<b>Co</b>	Coefficiente de compresibilidad isotérmica
<b>CVD</b>	Depleción a volumen constante
<b>DL</b>	Liberación diferencial
<b>EPT</b>	Effective Plunger Travel
<b>FID</b>	Detector de ionización de llama
<b>FVF o Bo</b>	Factor Volumétrico de Formación del crudo
<b>GOC</b>	Contacto gas-aceite
<b>GOR</b>	Relación gas-aceite de producción
<b>GORi</b>	Relación gas-aceite de producción inicial
<b>GPM</b>	Galones Por Minuto
<b>MMBls</b>	Millones de Barriles
<b>MMPCD</b>	Millones de pies cúbicos por día
<b>MPT</b>	Maximun Plunger Travel
<b>Pb</b>	Presión de burbuja

<b>ppm</b>	Partes Por Millón
<b>RBI</b>	Inspección Basada en Riesgo
<b>RGL</b>	Relación gas liquido
<b>Rs</b>	Contenido de gas en solución o Relación gas-aceite en solución
<b>Rsd (RGA en Solución)</b>	Pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60°F por barril de petróleo residual @ 60°F
<b>TCD</b>	Detector de conductividad térmica
<b>TDS</b>	Sólidos disueltos totales
<b>TVDSS</b>	Profundidad vertical verdadera submarina
<b>VMM</b>	Valle Medio del Magdalena
<b>Z</b>	Factor de compresibilidad del gas
<b>B/D o bl/día o BPD</b>	Barriles Por Día
<b>B/D/PSI</b>	Barriles por día por libra
<b>bl/día o B/D o BPD</b>	Barriles por día
<b>BY/BF (FVF total)</b>	Barriles de petróleo más gas liberado a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60°F
<b>BY/BF (FVF del Aceite)</b>	Barriles de petróleo a las presiones indicadas por barril de petróleo residual @ 60°F
<b>ft<sup>3</sup>/SCF</b>	Pies cúbicos en yacimiento por pie cubico de gas a condiciones estándar
<b>gal/Mscf</b>	Galones de líquido por cada mil pies cúbicos estándar de gas procesado
<b>PC/B</b>	Pies cúbicos por barril
<b>PCY/PCY (FVF del Gas )</b>	Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas por pié cúbico @ 14.7 psia y 60°F

<b>RB/SCF</b>	Barriles en yacimiento por pie cubico de gas a condiciones estándar
<b>RB/STB</b>	Barriles en yacimiento por barriles en el “stock tank”
<b>res-bbl/STB</b>	Barriles de liquido remanente sobre barriles de liquido en el tanque de almacenamiento, es decir a condiciones atmosféricas
<b>SCF/STB</b>	Pies cúbicos de gas a condiciones estándar por barril en el “stock tank”

## GLOSARIO

**BSW:** Cantidad de agua en emulsión y sedimentos que se encuentran asociados con el crudo.

**CAMPO MADURO:** Campo que alcanza el límite económico luego de haber implementado recobro primario y secundario, que lleva más de 20 años activo y cuya producción ha superado su pico máximo, en el que hay presencia de muchos pozos inactivos y los activos presentan problemas de producción, no se han realizado nuevas perforaciones ni reacondicionamientos en los últimos años o se han realizado muy pocos, no se ha usado nuevas tecnologías y no existen planes de desarrollo futuro.

**COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA ( $C_o$ ):** Se define como la relación que se establece entre el cambio en el volumen con respecto a la presión, a temperatura constante. Para los líquidos este coeficiente es pequeño, y fruto de esta característica en los cálculos de flujo de fluidos se puede decir que presentan un comportamiento incompresible; sus unidades para fluidos de yacimiento son generalmente (1/psi).

**COEFICIENTE DE EXPANSIÓN TÉRMICA ( $\alpha_o$ ):** Se define como la relación que se establece entre el cambio en el volumen con respecto a la temperatura, a presión constante. Para los líquidos este coeficiente es pequeño, y fruto de esta característica en los cálculos de flujo de fluidos se puede decir que presentan un comportamiento incompresible; sus unidades para fluidos de yacimiento son generalmente (1/°F).

**CONTACTO TEÓRICO GAS-ACEITE:** El contacto gas-aceite se presenta donde la presión de burbuja del fluido iguala la presión del yacimiento, esta

variación está dada por el gradiente composicional del fluido con la profundidad.

**CONTENIDO DE CENIZAS:** Es la cantidad de residuos en forma de cenizas (metales, azufre, minerales, etc.) que quedan al quemar el crudo a 775 °C.

**DBO5:** Es la cantidad de oxígeno disuelto requerido por los microorganismos para la oxidación aerobia de la materia orgánica biodegradable presente en el agua.

**DEPLETAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS:** Agotamiento de su presión.

**DQO:** Es la cantidad de oxígeno que se necesita para oxidar los materiales contenidos en el agua con un oxidante químico (normalmente dicromato potásico en medio ácido).

**FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z):** Es el factor adimensional usado en la ecuación de estado de gases ideales para hacer la corrección con respecto a gases reales.

**FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE (Bo):** Se define como los barriles de crudo a extraer a condiciones de yacimiento para producir un barril en el tanque de almacenamiento o “stock tank barrel”; las unidades son [rb/STB], barriles en yacimiento por barriles en el “stock tank”.

**FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL GAS (Bg):** Se define como la cantidad de gas en barriles o pies cúbicos a condiciones de yacimiento para obtener un pie cubico de gas a condiciones estándar. Las

unidades son [RB/SCF] o [ft<sup>3</sup>/SCF], barriles o pies cúbicos en yacimiento por pie cubico de gas a condiciones estándar.

**FLASH POINT:** También llamado punto de relampagueo y fuego. Es la temperatura en (grados Fahrenheit) más baja a la cual al aplicar una llama a la superficie del crudo causa una pequeña ignición de los vapores liberados.

**LEVANTAMIENTO:** Elevar el petróleo a la superficie.

**PODER CALORÍFICO:** Esta propiedad define el contenido energético del crudo por unidad de masa en la combustión.

**PRESIÓN DE VAPOR REID:** Este método de la ASTM es usado para determinar la presión de vapor a 37.8° C (100° F) de productos del petróleo y crudos con un punto de ebullición superior a 0° C (32° F).

**PUNTO DE CONGELACIÓN:** Este factor es de importancia al considerar el transporte de los hidrocarburos, principalmente en invierno y en las tierras gélidas.

**PUNTO DE FLUIDEZ:** Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir cuando es sometido a enfriamiento.

**PUNTO DE FUEGO:** También llamado punto de relampagueo o “flash point”. Es la temperatura en (grados Fahrenheit) más baja a la cual al aplicar una llama a la superficie del crudo causa una pequeña ignición de los vapores liberados.

**PUNTO DE NUBE:** Es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina en forma de nube en el líquido cuando es enfriado bajo ciertas condiciones previstas.

**PUNTO DE RELAMPAGUEO:** También llamado punto de fuego o “flash point”. Es la temperatura en (grados Fahrenheit) más baja a la cual al aplicar una llama a la superficie del crudo causa una pequeña ignición de los vapores liberados.

**REACTIVACIÓN DE CAMPOS:** Poner nuevamente un Campo en funcionamiento luego de un periodo de cierre temporal.

**RECUPERACIÓN:** Volumen total de hidrocarburos que ha sido o está previsto producirse de un campo.

**RECUPERACIÓN PRIMARIA:** Extracción de hidrocarburos empleando sólo la presión natural del yacimiento y el auxilio de unidades de bombeo.

**RECUPERACIÓN SECUNDARIA:** Extracción de hidrocarburos incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de agua o gas en la roca del yacimiento.

**RECUPERACIÓN TERCIARIA, MEJORADA O ASISTIDA:** Extracción de hidrocarburos a través de métodos sofisticados tales como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros, empleando productos químicos.

**RELACIÓN GAS-ACEITE EN SOLUCIÓN (Rs):** Se define como el contenido de gas en solución o liberado por el crudo líquido en el tanque de almacenamiento o “stock tank barrel” medido a condiciones estándar; las

unidades son [scf/STB], pies cúbicos de gas a condiciones estándar por barril en el “stock tank”.

**SARA:** El SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) es un análisis que se le realiza al crudo con el propósito de definir las proporciones en que están presentes los componentes saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

**SARTA DE VARILLAS:** Toda la cantidad de varillas unidas por rosca, que va desde la boca del pozo hasta el fondo en el subsuelo.

**UNIDAD DE BOMBEO:** Es el conjunto de equipos a través de los cuales se le proporciona a las bombas de subsuelo la energía necesaria para bombear el crudo hasta la superficie del pozo.

**UNIDAD HIDRÁULICA:** Una unidad hidráulica se define como un elemento representativo de volumen del total de la roca yacimiento, dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes de las propiedades de otro volumen de roca; en otras palabras, una unidad hidráulica es un paquete de roca con propiedades geológicas y petrofísicas similares entre si y diferentes a otra sección de roca.

## RESUMEN

**TÍTULO:**

**NUEVOS ENFOQUES DE LA INGENIERÍA MECÁNICA EN LA PRODUCCIÓN DE CAMPOS PETROLEROS. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO\***

**AUTOR:**

Adrián Mauricio Ortega Reyes.\*\*

**PALABRAS CLAVES:**

Producción de Hidrocarburos, Campos Maduros, Reactivación, Recuperación, Recobro Mejorado.

**DESCRIPCIÓN:**

El objetivo de este proyecto es la realización de un estudio y análisis de procesos de la producción, reactivación y recuperación de Campos Maduros de hidrocarburos, aplicado a Campo Colorado, mediante el cual se puedan describir procesos y actividades, detectar problemas, necesidades y soluciones plasmadas como posibles proyectos de grado que la Escuela de Ingeniería Mecánica puede aportar en pro del desarrollo exitoso del Convenio Interadministrativo llamado Campo Escuela Colorado, celebrado entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A.).

Para ello se recopiló, analizó, organizó y clasificó la información técnica existente respecto a la producción de hidrocarburos; se detectaron, estudiaron y describieron técnicamente los procesos, las actividades, los problemas y las soluciones principales y relevantes, en las cuales puede intervenir activamente el aporte de la ingeniería mecánica respecto a Campo Colorado, lo cual se plasmó en su compendio como una lista de proyectos de grado potencialmente ejecutables; con lo cual se redactó, estructuró, organizó y presentó una Guía del Ingeniero Mecánico para los procesos de reactivación, producción y recuperación de campos maduros de producción de petróleo y gas, aplicada al Campo Colorado, la cual va dirigida principalmente a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la UIS.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director: Ing. Adolfo León Arenas Landínez. Codirector: Ing. Fernando Enrique Calvete González.

## SUMMARY

**TITLE:**

**NEW APPROACHES TO MECHANICAL ENGINEERING IN THE PRODUCTION OF OIL FIELDS. COLORADO SCHOOL FIELD APPLICATION.\***

**AUTHORS:**

Adrián Mauricio Ortega Reyes.\*\*

**KEY WORDS:**

Oil Production, Mature Fields, Reactivation, Recovery, Improved Recovery.

**DESCRIPTION:**

The objective of this project is a study and analysis of production processes, reactivation and recovery of hydrocarbon Mature Fields, applied to Colorado Field, by which describe processes and activities, to detect problems, needs and solutions translated as possible graduation projects that the School of Mechanical Engineering can provide for successful development of Inter-administrative Agreements named Colorado School Field, celebrated between Industrial University of Santander (UIS) and Oil Company Colombian (ECOPETROL S.A.).

This was compiled, analyzed, organized and classified existing technical information on the production of hydrocarbons; were identified, studied and described technically processes, activities, problems and major and relevant solutions, in which it can actively involved the contribution of mechanical engineering about Colorado Field, which was reflected in his compendium a list of graduation projects potentially executable; thus was drafted, structured, organized and presented a Mechanical Engineer Guide for processes of recovery, production and recovery of mature fields producing oil and gas, applied to Colorado Field, which is mainly addressed students School of Mechanical Engineering UIS.

---

\* Degree Work.

\*\* Physical-Mechanical Sciences Faculty, Mechanical Engineering, Manager: Eng. Adolfo León Arenas Landínez. Assistant Manager: Eng. Fernando Enrique Calvete González.

## INTRODUCCIÓN

En la producción de petróleo convergen directa e indirectamente los conocimientos de varias ciencias e ingenierías, como son: geología, ingeniería de petróleos, ingeniería mecánica, ingeniería metalúrgica, ingeniería química, ingeniería eléctrica, ingeniería electrónica, ingeniería de sistemas, ingeniería industrial, ingeniería civil, entre otras. Y son todas estas disciplinas que en conjunto aportan su grano de arena para desarrollar exitosamente los procesos y las actividades que se llevan a cabo en la producción petrolera.

No obstante, de acuerdo con el generalizado actual enfoque convencional hacia la producción de hidrocarburos, normalmente en un Campo Petrolero los ingenieros mecánicos se dedican exclusivamente a las labores de mantenimiento de los equipos y componentes que se encuentran en la superficie, excluyendo de estas labores los equipos y componentes que se encuentran en el subsuelo, los cuales son propiamente los equipos críticos encargados de extraer los hidrocarburos.

Este proyecto de grado pretende dar un nuevo enfoque (no convencional) desde la perspectiva de la ingeniería mecánica, mediante el cual no solamente se permita realizar las labores de mantenimiento a los equipos y componentes de superficie sino también a los que se encuentran en el subsuelo, además de proyectar, diseñar, construir, instalar, investigar y optimizar los elementos, equipos y sistemas de producción de suelo y subsuelo de un Campo Petrolero, son estos los nuevos enfoques de la ingeniería mecánica a que esté proyecto de grado hace referencia.

De esta manera, para un ingeniero mecánico es enormemente gratificante y reconfortante el observar y dirigir la mira hacia el fascinante y apetecido mundo de la Industria Petrolera, enfocándose y concentrándose en el concreto tema de la Producción de Campos Petroleros, específicamente en Campos Maduros y de Baja Producción, ya que es el caso de “Campo Colorado” (Campo Petrolero que hoy día impone a la Universidad el compromiso de enfocar su conocimiento hacia la interpretación de problemas reales de la industria petrolera y la generación de sus eficaces y eficientes soluciones, contribuyendo al bienestar y al desarrollo de la sociedad).

Para ello, la ingeniería mecánica se exige la necesidad de trabajar interdisciplinariamente en conjunto con otras carreras, para de esta manera lograr que cada disciplina se interrelacione y aporte lo mejor de sí misma en pro del incremento de la producción de “Campo Colorado”, sabiendo que para lograr un incremento notable, por ser un campo muy antiguo y con considerables problemas, hay que ser muy creativos y prácticos para poder realizar propuestas viables, que permitan lograr una producción sostenible y su articulación al desarrollo económico y social del país.

Para tal fin, este proyecto pretende presentar la mayor cantidad de información posible sobre Producción Petrolera en general y específicamente de “Campo Colorado”; de este último se desea presentar su historia, su estadística, su situación actual, sus debilidades e inconvenientes, sus fortalezas, los procesos que allí se llevan a cabo, las actividades que allí se desarrollan, los equipos y componentes que allí funcionan (en fin, todo cuanto interesa a la Ingeniería Mecánica para poder observar su estructura y articulaciones, física y organizacional, en lo cual se soporta su funcionamiento), para con esto adquirir un conocimiento esencial y suficiente del Campo que facilite comprender, ahondar y tener claridad sobre sus necesidades y problemas y así poder descubrir el posible aporte que por

parte de la ingeniería mecánica se pueda dar a sus acertadas y efectivas soluciones.

Se anhela que para los estudiantes de ingeniería mecánica, este Proyecto de Grado provea la información e instrucción necesaria para ampliar su campo visual respecto de estos procesos, alcance su motivación, logre excitar la creatividad de sus mentes poniéndola al servicio de este Convenio y sea una guía que se encargue de orientar y mostrar la ruta que conduzca al descubrimiento de futuros proyectos de grado en los cuales se presenten las soluciones a los problemas de “Campo Colorado”.

Para elaborar este proyecto de grado, se recopiló, analizó, organizó y clasificó la información técnica existente respecto a la producción de hidrocarburos; se detectaron, estudiaron y describieron técnicamente los procesos, las actividades, los problemas y las soluciones principales y relevantes, en las cuales puede intervenir activamente el aporte de la ingeniería mecánica respecto a Campo Colorado, lo cual se plasmó en su compendio como una lista de proyectos de grado potencialmente ejecutables; con lo cual se redactó, estructuró, organizó y presentó una Guía del Ingeniero Mecánico para los procesos de reactivación, producción y recuperación de campos maduros de producción de petróleo y gas, aplicada al Campo Colorado, la cual va dirigida principalmente a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la UIS.

# **GUÍA DEL INGENIERO MECÁNICO PARA LOS PROCESOS DE REACTIVACIÓN, PRODUCCIÓN Y RECUPERACIÓN DE CAMPOS MADUROS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS, APLICADA A CAMPO COLORADO.**

## **1. GENERALIDADES SOBRE PRODUCCIÓN, REACTIVACIÓN Y RECUPERACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA<sup>1</sup>**

### **1.1. PRODUCCIÓN**

Como es sabido, el Petróleo es un recurso fósil, respecto del cual se conoce que en sus inicios, la materia orgánica se deposita y se va cubriendo por sedimentos, mientras se va descomponiendo lentamente, es por esto que se encuentra únicamente en medios de origen sedimentario (rocas sedimentarias); al quedar cada vez a mayor profundidad, se transforma en hidrocarburos, proceso que, según teorías, es una degradación producida por catalizadores y bacterias, lo cual se da bajo los efectos de grandes presiones; estas reacciones desprenden oxígeno, nitrógeno y azufre, que forman parte de los compuestos volátiles de los hidrocarburos. A medida que los sedimentos se hacen compactos por efectos de presión, se forma la "roca madre"; posteriormente, por fenómenos de "migración", el petróleo pasa a impregnar arenas o rocas más porosas y más permeables (areniscas, calizas fisuradas, dolomías) llamadas "rocas almacén", y en las cuales el petróleo se concentra o acumula hasta formar un yacimiento, y permanece en ellas si

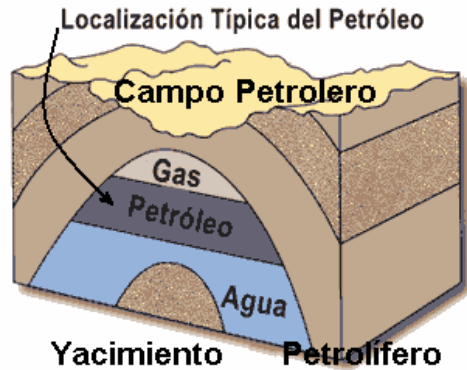
---

<sup>1</sup> "An Introduction to the Petroleum Industry". ALPHONSUS FAGAN. "Hydrocarbon Exploration and Production". FRANK JAHN, MARK COOK & MARK GRAHAM.

encuentra alguna trampa que impida su migración. Un yacimiento es un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos; estos yacimientos se encuentran a condiciones de presión y temperatura muy distintas y evidentemente mayores a las que se encuentran en superficie.

Cuando está siendo explotado, un yacimiento de petróleo, ver figura 1, es solo una parte de un sistema complejo que también comprende los pozos y las instalaciones superficiales (los pozos y las instalaciones de superficie se distribuyen o ubican dentro de la superficie de terreno conocida como Campo Petrolero). Cada elemento del sistema afecta a los otros, y para lograr una operación eficiente en la extracción del crudo es esencial garantizar una compatibilidad mutua entre ellos.

**Figura 1. Yacimiento de Petróleo.**



**Fuente:**

<http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2008/10/yacimientos-de-crudo-y.html>

Normalmente en un campo petrolero se observa, fácilmente, los pozos de petróleo, una estación de recolección y bombeo de crudo, y las líneas de tuberías de flujo, ver figura 2. Los pozos completos cuentan, en general, con una unidad de bombeo para la extracción de crudo, una infraestructura de tuberías y varillas de producción y una bomba de subsuelo, ver figuras 3 y 4. Las varillas de producción son las encargadas de conectar la unidad de

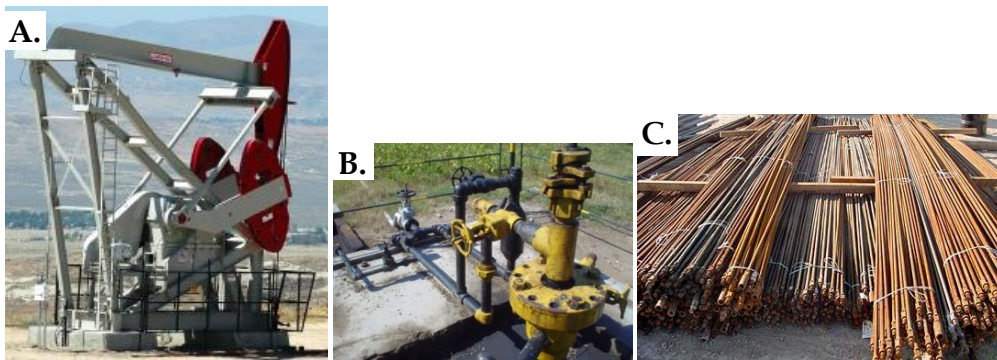
bombeo con la bomba de subsuelo, la cual junto con las varillas de producción van ubicadas dentro de la tubería de producción.

**Figura 2. Infraestructura de un Campo Petrolero. A. Estación de Recolección y Bombeo de Crudo. B. Pozo Petrolero. C. Líneas de Tubería de Flujo.**



**Fuentes:** A. <http://www.parkswatch.org/news.php?l=spa&id=294>  
B. <http://www.ibtimes.com.mx/showimage/1165.htm> C. Autor del Proyecto.

**Figura 3. Componentes de un Pozo Petrolero en Superficie. A. Unidad de Bombeo. B. Tubería de Producción. C. Varillas de Producción.**



**Fuentes:** A. <http://www.lufkin.com/oilfield/> B. Autor del Proyecto.  
C. [http://www.araguainc.com/35178.html?\\*session\\*id\\*key\\*=\\*session\\*id\\*val\\*](http://www.araguainc.com/35178.html?*session*id*key*=*session*id*val*)

**Figura 4. Componentes de un Pozo Petrolero en Subsuelo. A. Tubería de Producción. B. Varillas de Producción. C. Bomba de Subsuelo.**



**Fuentes:** A. <http://www.comercioexteriorarles.es.tl/Home.htm>  
B. [http://www.araguainc.com/35178.html?\\*session\\*id\\*key\\*=\\*session\\*id\\*val\\*](http://www.araguainc.com/35178.html?*session*id*key*=*session*id*val*)  
C. <http://presslinechile.cl/2008/07/31/bombas-pozo-profundo/>

## 1.2. ETAPAS DE PRODUCCIÓN<sup>2</sup>

El ciclo normal de un pozo productor de petróleo consta de las etapas de exploración, perforación, completamiento, producción, desarrollo y abandono. Es inmediatamente luego de las actividades de perforación y completamiento cuando en cada pozo de los Campos Petroleros comienza lo que conocemos como el proceso de extracción de crudo o Etapa de Producción. El ideal que se busca al perforar y completar un pozo petrolero es que durante su etapa de producción pueda presentar una tasa de flujo óptima. Sin embargo, los pozos de hidrocarburos se ven afectados por una serie de problemas que se presentan durante el desarrollo de su producción, los cuales inciden notoriamente en la disminución de las tasas de producción, y por otra parte también causan deterioros a las instalaciones y equipos de producción, lo cual origina un incremento en los costos de operación y mantenimiento de pozos petroleros. En la etapa de producción, durante las operaciones de campo, se observa que los pozos presentan variaciones en sus tasas de flujo, las cuales se pueden deber a variaciones en la permeabilidad del

<sup>2</sup> "Determination of Oil and Gas Reserves". THE PETROLEUM SOCIETY.

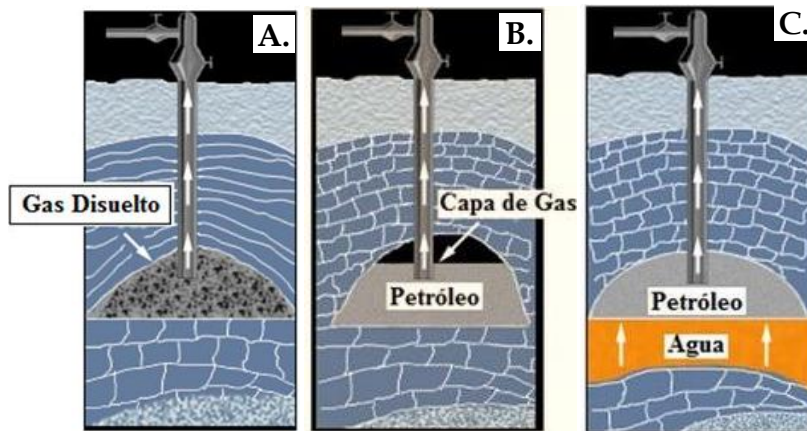
yacimiento, variaciones en la viscosidad del crudo, cambios en la presión del yacimiento, taponamientos tanto en el pozo como en su tubería de producción, entre otras. Es por esto que la producción de petróleo se realiza por etapas, las cuales son primordialmente tres y las mencionaremos a continuación.

### **1.2.1. PRODUCCIÓN PRIMARIA**

Recién perforado un pozo, por el efecto de la presión del yacimiento, el petróleo sube por sí mismo a la superficie; simplemente por diferencia de presiones expulsa el crudo sin necesidad de proporcionarle energía para ello. Los fluidos de un yacimiento (petróleo, gas, agua) entran a los pozos impulsados por la presión a la que están confinados en el mismo; si la presión es suficiente el pozo produce sin necesidad de ayuda (esto se conoce como surgencia natural). La emanación se debe al drenaje por gravedad o al efecto de remplazar el aceite, sea por una subida del agua bajo presión ("water-drive"), sea por la expansión del gas disuelto ("dissolved-gas-drive" o "depletion-drive"), o incluso por la dilatación del gas comprimido que nada sobre el aceite ("gas-cap-drive"), o una combinación de estos mecanismos de "empujes naturales". En el empuje por gas disuelto ("dissolved-gas-drive" o "depletion-drive"), ver figura 5 A, la fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión; la recuperación final suele ser inferior al 20%. El empuje de una capa de gas ("gas-cap-drive"), ver figura 5 B, ocurre cuando el gas acumulado sobre el petróleo, e inmediatamente debajo del techo de la trampa, genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos; la recuperación de un campo con capa de gas es del 40 al 50%. Y el empuje hidrostático ("water-drive"), ver figura 5 C, en donde se presenta la fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento, la cual es el empuje del agua acumulada debajo del petróleo; la recuperación en un

yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60%.

**Figura 5. Mecanismos de Producción Natural de Petróleo. A. Empuje por Gas Disuelto. B. Empuje por una Capa de Gas. C. Empuje Hidrostático.**



**Fuentes:**

A. [http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-parte-i\\_22.html](http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-parte-i_22.html)

B y C. [http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-parte-ii\\_22.html](http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/03/mecanismos-de-produccion-parte-ii_22.html)

El mecanismo de surgencia natural es el más económico, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento; los controles de la producción se realizan en la superficie por medio del llamado "árbol de Navidad", ver figura 6, instalado en la cabeza del Pozo, compuesto por una serie de válvulas que permiten abrir y cerrar el pozo a voluntad, para controlar el paso del petróleo a través de él; la surgencia se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo.

**Figura 6. Árbol de Navidad de un Pozo de Petróleo.**



**Fuente:** <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFH/1656.htm>

Sin embargo, en la mayoría de los casos, después de algún tiempo, cuando las presiones dentro del yacimiento disminuyen (cuando la energía natural que empuja los fluidos deja de ser suficiente), esta producción natural decrece hasta detenerse, el pozo se ahoga, por tanto es necesario suministrarle algo de energía extra para que pueda expulsar el crudo hacia el exterior (se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo), y para ello se utiliza el equipo conocido como unidad de bombeo, el cual se encarga de proporcionarle al pozo la energía requerida para la extracción del crudo del yacimiento. Estos métodos artificiales de bombeo se utilizan para proseguir con la extracción del crudo, luego de producido el ahogamiento del pozo. Con la extracción artificial se da inicio a la fase más costosa u onerosa de la explotación del yacimiento. De todas formas, tanto para producir un pozo por surgencia natural como por medios artificiales se emplean las mismas tuberías de producción (“tubing”).

Para poder seleccionar la clase de unidad de bombeo a utilizar es necesario e indispensable analizar el tipo de levantamiento artificial que le favorece a un pozo, debido a sus características físicas. La forma de extracción de crudo seleccionada nos dirá cual es el tipo de unidad de bombeo a emplear. Según las propiedades y características del crudo y la descripción del yacimiento, se elige el método de levantamiento artificial a utilizar. El más

empleado, en general, es el levantamiento por bombeo mecánico (este método es el único utilizado, hasta la fecha, en Campo Colorado). El bombeo de crudo proporciona al pozo la presión suficiente para que el petróleo alcance el nivel de superficie del pozo; no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. Una vez determinado el tipo de levantamiento artificial a utilizar, se procede a hacer una evaluación técnico-económica para así saber el costo de la extracción del crudo.

Como una secuencia lógica, es necesario realizar una serie de operaciones con el fin de mantener un buen estado mecánico de los pozos, y contrarrestar daños y en consecuencia disminución de producción por causa del deterioro de los equipos de superficie y de subsuelo; por esta razón se hace necesario el inmediato mantenimiento de estos pozos con unidades o equipos para este fin. El conocimiento tanto del equipo como de las operaciones a ejecutar en los pozos, llevan implícitos una gran cuota de seguridad en procura de obtener una operación exitosa; por lo tanto el tener un conocimiento profundo de la ingeniería de yacimientos y el conocer totalmente los avances en los pozos petroleros y la tecnología del equipo superficial, se hace una necesidad imperiosa. A la par de estos conocimientos se deben comprender los principios que hay que tener en cuenta en el diseño y operación de los pozos productores, pues la comprensión de dichos principios ayuda a adaptarse a las restricciones y oportunidades ofrecidas por las condiciones de los yacimientos, la disponibilidad y avances del equipo y todos los factores económicos inherentes a las operaciones de la empresa.

### **1.2.2. PRODUCCIÓN SECUNDARIA**

Hasta este momento, todos los procesos que se han descrito pertenecen a la Etapa de Producción Primaria. Luego de ésta, cuando el empleo de métodos artificiales de bombeo deja de ser suficiente (debido a que, aun con el auxilio de éstos, se produce una considerable disminución de la energía que empuja a los fluidos y la producción declina), se ingresa en la Etapa Secundaria, o Producción Secundaria, donde más energía adicional es administrada al reservorio por medio de la inyección de agua, gas o cualquier otro método alternativo. En algunos casos, los índices de producción de petróleo pueden mejorarse inyectando agua o gas comprimido en el yacimiento, es por esto que es común aplicar estos medios para mejorar los valores de recuperación; por ejemplo la inyección de agua o gas en determinados pozos denominados "inyectores", desplaza volúmenes adicionales de petróleo hacia el resto de los pozos del yacimiento que conservan el carácter de "productores". Esto es lo que se llama "recuperación secundaria".

Existen varias razones por las cuales se realiza la recuperación secundaria, dentro de las cuales podemos mencionar el hecho conservacionista que busca evitar el desperdicio de la energía natural del yacimiento, la razón económica que busca recuperar volúmenes adicionales de petróleo, llamados también reservas adicionales o secundarias y la técnica que pretende reponer y mantener la presión del yacimiento.

### **1.2.3. PRODUCCIÓN TERCIARIA**

Además de la recuperación secundaria, se suelen aplicar otros métodos llamados de recuperación terciaria (mejorada o asistida), tales como la inyección de anhídrido carbónico (dióxido de carbón), solventes, de

polímeros, o métodos térmicos tales como la inyección de vapor, o de combustión in situ. Atendiendo a su costo elevado, esta fase se lleva a cabo cuando los precios del crudo la vuelven económicamente factible. Cuando la inyección de agua deja de ser efectiva, por la evaluación entre una pequeña extracción de crudo y un elevado costo de la operación, se considera de mayor provecho el tratamiento del pozo; se inicia en este punto el Tratamiento Terciario o Recuperación Asistida del pozo de petróleo, la cual es generalmente considerada como la tercer o última etapa de la secuencia de procedimientos para la extracción del petróleo, en ciertos casos se la considera como una Producción Terciaria. Realmente el pozo se encuentra en la Etapa Final de su historia utilizable y por lo tanto se comienza a entregarle, al mismo, energía química y térmica con el fin de seguir aprovechándolo y recuperar al máximo la producción. Actualmente el desarrollo de la técnica de Recuperación permite aplicar este método en cualquier momento de la historia útil del pozo, siempre y cuando sea obvia la necesidad de estimular la producción. El total de la producción de petróleo, combinando el proceso o Etapa Primaria y Secundaria es del orden del 40% respecto de la cantidad original de materia prima en el lugar. Por eso, la Recuperación Asistida es de trascendental importancia en el trabajo con el pozo para aprovechar al máximo el rendimiento económico y útil del mismo.

Antes de iniciar la Recuperación Asistida, se debe recoger tanta información como sea posible acerca del pozo y de las condiciones de saturación del reservorio. Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno. Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una Recuperación Asistida. Los procedimientos de Recuperación involucran, entre otros, la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles en alternación con las aplicaciones de

agua, la inyección de las denominadas “micellar solutions” (que son microemulsiones compuestas por surfactantes, alcoholes y aceites crudos), la inyección de vapor, y la combustión in-situ.

Quizás el dato más crítico acerca de la Recuperación Asistida es la saturación de los reservorios de petróleo; un reservorio se considera saturado con gas si, a cualquier presión y temperatura, una reducción ligera de la presión del yacimiento produce liberación de gas disuelto, y se considera subsaturado con gas si, a cualquier presión y temperatura, una ligera reducción de la presión no produce liberación de gas de solución. El inversionista debe evaluar la Recuperación estimable de petróleo por aplicación de la Recuperación Asistida en función de los gastos que se generaran a consecuencia de la implantación de esta técnica, o de los estudios que se deben realizar, o de los equipos nuevos que se deben adaptar a las instalaciones existentes. La elección del proceso también se halla relacionada con la cantidad de petróleo que se estima en el lugar, la profundidad del reservorio, la viscosidad del crudo, etc. Consecuentemente, numerosos métodos de Recuperación han sido descubiertos recientemente para la mejor adaptación a las necesidades y requerimientos del reservorio saturado; estos se irán tratando en el desarrollo lógico del presente Trabajo de Grado, dependiendo de su factibilidad de aplicación para Campo Colorado. Por ejemplo, para luchar contra el colmatado progresivo de los poros de la roca petrolífera y restablecer la actividad del yacimiento, es necesario "estimular" periódicamente los pozos por acidificación (inyección de ácido clorhídrico), o por fracturación hidráulica (un fluido, generalmente agua, se inyecta a gran presión en el pozo hasta lograr que la roca se fracture y se pueda acceder hacia zonas con petróleo que estaban aisladas). El desarrollo del presente título se desea que sea tan solo una introducción o descripción muy general sobre los procesos de Reactivación, Producción y Recuperación de Campos Maduros de Producción de Petróleo y Gas.

Falta mencionar que llegado a la superficie, en cada una de las etapas de producción, el petróleo crudo es transportado por tubería hasta una estación donde pasa a ser "limpiado", recolectado, almacenado y bombeado hacia la refinería. Parte de este proceso de limpieza es la separación natural del gas en la tubería de producción, el cual se recoge en la cabeza del pozo para su envío por tubería hasta la estación de recolección, pero la parte restante de limpieza del crudo se efectúa en la estación de recolección.

### **1.3. PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN**

Durante el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos, los pozos llegan a presentar problemas no solo originados por las condiciones mismas del yacimiento, sino también debido a operaciones inadecuadas de completamiento, así como operaciones inadecuadas de producción. Es conveniente realizar un análisis de los principales problemas que ocurren en los pozos de hidrocarburos para poder vislumbrar algunas de sus posibles soluciones. Entre los principales problemas que se deben analizar se encuentran la baja permeabilidad y porosidad del yacimiento, los taponamientos en la cara del pozo, la depositación de costras, parafinas y asfaltenos, producción de agua en pozos de petróleo y gas, producción de gas en pozos de petróleo, la producción excesiva de arena y los problemas de la corrosión, lo cual va a incidir considerablemente en una merma en la producción de hidrocarburos y por tanto se reflejará en la vida económica del proyecto; por otra parte, también se deben analizar las principales fallas que ocurren en los sistemas de levantamiento artificial, puesto que un diseño inadecuado, una aplicación inadecuada, o un mal funcionamiento de este puede ser la causa de una reducción en la producción de petróleo. Para lograr un buen éxito en el diseño y aplicación de un sistema de levantamiento artificial, se requiere como primera medida establecer las condiciones que

presenta el pozo, como son, entre otras, la profundidad, la temperatura, la presión, el índice de productividad, el estado mecánico, las características del fluido a producir, etc., para así de esta manera establecer el sistema de levantamiento más apropiado, garantizando con esto la eficiencia del sistema y de los equipos en sí, evitando incrementos innecesarios en los costos de producción.

En cualquiera de las Etapas de Producción de un Pozo de Petróleo, se puede dar el caso de que quede inactivo, abandonado temporalmente, o en cierre temporal, debido a problemas que puedan presentarse, los cuales impidan hacer rentable el mantenimiento del proceso de extracción de crudo; estos pozos son taponados y dejados de un lado temporalmente hasta nuevas órdenes. Sin embargo, debido a que con el pasar del tiempo, un pozo taponado vuelve a incrementar naturalmente su presión, o también se puede dar, entre otros, el caso de avances tecnológicos, entonces se toma la decisión de Reactivar el Pozo, o el Campo, lo cual equivale a ponerlo en funcionamiento nuevamente luego de un periodo de cierre temporal.

## 2. GENERALIDADES SOBRE EL YACIMIENTO Y SUS FLUIDOS<sup>3</sup>

El ideal que se busca al perforar y completar un pozo petrolero es que durante su etapa de producción pueda presentar una tasa de flujo óptima, pues en la etapa de producción, durante las operaciones de campo, se observa que los pozos presentan variaciones en sus tasas de flujo, las cuales se pueden deber a variaciones en la permeabilidad del yacimiento, variaciones en la viscosidad del crudo, cambios en la presión del yacimiento, taponamientos tanto en el pozo como en su tubería de producción. Para poder analizar adecuadamente las causas que generan bajas tasas de producción, es de vital importancia el conocer con claridad las distintas propiedades iniciales del yacimiento, como lo son su permeabilidad, su porosidad y su saturación, para así de esta manera se pueda hacer una evaluación apropiada del daño que se presenta en la formación, cuando el problema se localiza en el yacimiento como tal; esto permitirá considerar algunas posibles soluciones que pueden ser aplicadas para la restauración de dichos daños.

### 2.1. PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO

La permeabilidad es la capacidad que tiene un cuerpo para dejar pasar fluido a través de él. Encontramos tres clases de permeabilidades principales las cuales son la permeabilidad absoluta, la efectiva y la relativa.

---

<sup>3</sup> **"Applied Petroleum Reservoir Engineering"**. Second Edition. CRAFT B.C. & HAWKINS M. **"Basics of Reservoir Engineering, Oil and Gas Field Development Techniques"**. RENÉ COSSÉ. **"Basic Petroleum Geology and Log Analysis"**. HALLIBURTON. **"Fundamentals of Reservoir Engineering"**. L. P. DAKE. **"Reservoir Engineering Handbook"**. TAREK AHMED.

La permeabilidad absoluta es aquella permeabilidad que presenta el medio poroso cuando se encuentra saturado cien por ciento (100%) por un fluido homogéneo; es una propiedad particular de la roca y no del fluido que pasa a través de ella; la permeabilidad absoluta se expresa en milidarcys (md). La permeabilidad efectiva es la permeabilidad que presenta un medio poroso a un fluido en particular, cuando la saturación de este fluido en el medio poroso es menor del cien por ciento (100%); de modo que se tiene permeabilidad efectiva al petróleo, el agua, y al gas. Y la permeabilidad relativa se define como la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta del medio poroso; así de este modo se tiene permeabilidad relativa al petróleo, permeabilidad relativa al agua y permeabilidad relativa al gas; la permeabilidad relativa es igual a la permeabilidad efectiva dividida entre la permeabilidad absoluta.

#### **2.1.1. BAJA PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO<sup>4</sup>**

La Ley de Darcy establece las diferentes relaciones entre las propiedades del yacimiento y los parámetros de flujo, ella nos dice que la velocidad del flujo es función de la permeabilidad efectiva, la viscosidad del fluido y el gradiente de presión; esta velocidad de flujo también es función de la tasa de flujo y del área perpendicular a la dirección del flujo. Las anteriores ecuaciones rigen para un sistema de flujo lineal, pero son extensibles a un sistema de flujo radial. Las dos ecuaciones mencionadas nos dicen que la permeabilidad es directamente proporcional a la tasa de flujo o viceversa. La baja permeabilidad de un yacimiento puede ser una característica generalizada de todo el yacimiento, o presentarse solamente en un área específica de este. Si la baja permeabilidad ha originado una disminución de la producción, este

---

<sup>4</sup> "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Second Edition. CRAFT B.C. & HAWKINS M. "Basics of Reservoir Engineering, Oil and Gas Field Development Techniques". RENÉ COSSÉ.

problema debería ser tratado o considerado en adelante como una posible causa de baja productividad. Es característico en yacimientos de baja permeabilidad, que la productividad del pozo decline rápidamente a medida que los fluidos cerca de la cara del pozo son producidos. Es necesario diferenciar cuando un yacimiento presenta baja permeabilidad y cuando presenta daño en la formación, y para establecer esta diferencia, se recurre a datos geológicos, datos del yacimiento, pruebas de producción y pruebas de presión (“build-up y draw-down”).

Si se requiere aumentar la permeabilidad, buscando incrementar la productividad, se dispone de métodos de estimulación de pozos para lograr este objetivo; tales métodos son, por ejemplo, la estimulación por ácidos (acidificación), fracturamiento hidráulico y fracturamiento ácido.

## **2.2. POROSIDAD DEL YACIMIENTO**

La porosidad es una de las propiedades más importantes de una roca y es una medida del espacio disponible para almacenar fluidos. Tal propiedad se define como la relación de espacios vacíos en la roca al volumen total de esa roca, multiplicado por cien para expresarlo en porcentaje.

La porosidad puede clasificarse de acuerdo a su modo de origen como porosidad original (es aquella que se desarrolla durante la depositación de los materiales que conforman la roca) y porosidad inducida (es aquella que se origina por algunos procesos geológicos, después de la depositación de la roca). La porosidad original es típica de las areniscas y de algunas calizas, mientras que la porosidad inducida se presenta más que todo en lutitas y calizas. El máximo valor de porcentaje de porosidad, se obtiene cuando las partículas que conforman la roca son completamente esféricas y de igual

radio, y disponiéndose de manera tal que forman un empaquetamiento cúbico, este valor de porosidad es del orden del 47,6%.

Encontramos dos tipos principales de porosidad los cuales son la porosidad efectiva y la porosidad total. La porosidad efectiva es la relación que existe entre los espacios vacíos intercomunicados en la roca, con respecto al volumen total de la roca, se expresa también en porcentaje. La porosidad total es la relación de espacios vacíos totales en la roca, al volumen total de la roca y se expresa también en porcentajes.

### **2.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO**

La saturación de los fluidos se refiere al porcentaje de volumen poroso que ocupa un fluido dentro de la roca; este fluido puede ser gas, aceite o agua. La saturación es igual al volumen de fluido dentro de la roca dividido entre el volumen poroso. Se tiene saturación de gas, de aceite y de agua. Siempre se cumple que la suma de las saturaciones de fluidos en una roca sea igual a la unidad.

Tanto para los cálculos de permeabilidad, como porosidad y saturación de fluidos se toman núcleos de roca (corazones) del yacimiento y se les realizan las diferentes pruebas de laboratorio para así poder determinar dichas propiedades.

### **2.4. BAJA PRESIÓN DEL YACIMIENTO**

Como ya se había mencionado anteriormente al inicio del presente trabajo, cuando en un yacimiento cae la presión, el problema que se presenta inmediatamente repercute en el flujo del pozo, presentándose una reducción en la tasa de producción y originándose un problema económico que debe

ser solucionado inmediatamente. Para buscar un aumento en la producción en un pozo se debe diseñar un sistema de levantamiento artificial adecuado a las características del pozo. Este sistema de levantamiento artificial puede ser bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico o bombeo electrocentrífugo. Se podría pensar también en un mantenimiento de presión, ya sea inyectando gas a la capa de gas, creando también una capa de gas o inyectando agua al acuífero. En últimas circunstancias se puede pensar en la instalación de otro sistema de recobro (inyección de vapor, agua caliente, o combustión in situ).

Vale anotar también que los yacimientos pueden presentar presiones anormalmente bajas como consecuencia de defectos como fugas en canales o revestimiento roto; ambos casos pueden ocasionar la pérdida de fluido hacia arena de baja presión. En este caso la solución consiste en planear un trabajo de “workover”, para así poder controlar las fugas que se presentan; dicho “workover” consistirá en una cementación forzada.

Las bajas presiones de fondo en un yacimiento con permeabilidad uniforme y fluidos característicos son debidas ya sea a disminuciones de la permeabilidad o reducciones en la viscosidad del fluido producido. El conocimiento de tales condiciones es determinado mediante análisis de corazones y análisis de fluidos del yacimiento, ayudados de amplios conocimientos en el área de yacimientos. Las bajas presiones de fondo pueden ser el resultado de restricciones en la permeabilidad de zonas adyacentes a la cara del pozo, causadas durante las operaciones de perforación o completamiento; y tal daño se conoce como efectos “skin”.

## 2.5. FLUIDOS DE POZO Y SUS CARACTERÍSTICAS

Desde el punto de vista físico, el petróleo es un líquido de aspecto viscoso, menos denso que el agua e inmiscible en ella, combustible e inflamable, de olor y color variando según ambiente de sedimentación entre otros. Desde el punto de vista químico, el petróleo es una mezcla natural y compleja de hidrocarburos en distintas proporciones, con pequeñas cantidades de otras sustancias orgánicas e inorgánicas que comúnmente se denominan “contaminantes del petróleo”. Los hidrocarburos constituyen entre el 90% y 99% en los diferentes tipos de crudos, el resto lo constituyen los contaminantes, especialmente compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno y trazas de algunos metales principalmente vanadio, hierro, níquel, cobre y radio.

En los yacimientos encontramos el petróleo crudo que se producen en forma líquida, los destilados o condensados que puede existir en la formación productora como un líquido o como vapor condensable, el gas natural que se encuentra con el petróleo crudo y se presenta como gas libre o como gas en solución, los vapores condensables que existen como vapor o como líquido dependiendo de su presión y temperatura, el gas libre que existe en la fase gaseosa a presión y temperatura de yacimiento, el gas en solución que está contenido en el aceite, y finalmente el agua producida junto con el petróleo crudo y el gas natural que puede presentarse en forma de vapor o líquido, este último puede estar libre o emulsionado. Todos estos fluidos que se pueden encontrar en yacimiento son mezclas complejas de muchas especies químicas de hidrocarburos, en algunos casos con agua, que varían según sus características físicas y su comportamiento termodinámico, y pueden dividirse en seis tipos principales que son: crudo pesado, aceite negro (“black-oil”), aceite volátil, gas húmedo, gas seco y gas retrogrado (o gas

condensado). Cada uno de estos fluidos de yacimiento posee características de producción distintas que deben ser evaluadas (tanto por los ingenieros de yacimiento como por los de producción) mediante un análisis PVT completo que incluye análisis composicional por cromatografía del gas y del líquido, pruebas de expansión a composición constante (CCE), liberación diferencial (DL) para sistemas de aceite o depleción a volumen constante (CVD) para sistemas de gas, pruebas de separador para determinar las condiciones óptimas de las facilidades en superficie, y las pruebas de viscosidad del crudo vivo con respecto a la presión; todas ellas con la finalidad de determinar los volúmenes de reservas potenciales en el yacimiento y los parámetros de producción como el contenido de gas en solución ( $R_s$ ) o el factor volumétrico de formación del crudo ( $B_o$ ).

Lo ideal es determinar el tipo de fluido en la vida temprana del yacimiento, puesto que este punto es un factor clave a la hora de tomar decisiones para obtener el mayor provecho del yacimiento. Igualmente los métodos para muestreo de fluidos, el tipo y configuración de las facilidades de superficie, los cálculos para tratar de determinar el gas y el aceite "in place", las técnicas para estimar reservas y el método de recobro mejorado más apropiado en una etapa madura del yacimiento, todo depende del tipo de fluido de yacimiento, de allí la importancia de definirlo de la manera más exacta posible en la etapa inicial del proyecto. El análisis PVT y el modelamiento de estos datos son herramientas fundamentales para determinar las características de producción del campo desde el punto de vista termodinámico, la caracterización de fluidos entrega datos claros sobre el comportamiento fisicoquímico de los crudos y, finalmente, el análisis conjunto de estos elementos permite al ingeniero de yacimientos tomar decisiones sobre las mejores estrategias de recobro primario o secundario, las condiciones óptimas de las facilidades de superficie, la reactivación de áreas abandonadas y la optimización del factor de recobro en campos maduros;

como se puede ver, una correcta caracterización de estas sustancias es imprescindible en todas las etapas productivas de un campo petrolero. La Caracterización es un proceso dinámico que permite obtener información fisicoquímica detallada del crudo; el ciclo de operaciones de la Industria Petrolera requiere información sobre las propiedades de los crudos para utilizarlos no solamente en áreas como geoquímica (para establecer con precisión los mecanismos de formación y depositación del crudo y detectar yacimientos comerciales potenciales), producción, procesamiento, tratamiento y transporte, sino también para refinación y petroquímica, despacho y almacenamiento, ventas y estudios de impacto ambiental; todo esto se suma a los usos ya mencionados en cálculos y diseños en ingeniería, obtención de correlaciones y predicciones de comportamientos, lo cual permite simular procesos.

Habría que agregar que la ingeniería de yacimientos tiene como base fundamental la cuantificación de volúmenes de gas y aceite in situ, y los dos modelos que permiten su estimación son el modelo “black-oil” y el modelo composicional. Los modelos tipo “black-oil” describen las propiedades volumétricas de los fluidos utilizando correlaciones en término de propiedades medidas macroscópicamente tales como la gravedad API, presiones de burbuja, y gravedad de gas, además de presión y temperatura. Los modelos composicionales requieren información detallada respecto a la composición del fluido, además de las variables primarias presión y temperatura, y utilizan un modelo de ecuación de estado. Es más acertado el modelo composicional, pues siempre que la información existente permita la utilización de una ecuación de estado, el error en la predicción de las propiedades volumétricas es menor que con los modelos tipo “black-oil”.

El petróleo crudo que se producen en forma líquida tiene una gravedad específica en un rango de 6 a 50°API, con viscosidad de 5cP a 75000cP, a

condiciones normales. Los destilados o condensados que puede existir en la formación productora como un líquido o como vapor condensable, tienen una viscosidad que está en un rango de 2cP a 5cP; su color puede ser blanco, amarillo brillante o azul. El gas natural que se encuentran con el petróleo crudo y se presenta como gas libre o como gas en solución, tiene una gravedad que puede variar entre 0,55 a 0,85 y su viscosidad entre 0,011cP a 0,024cP, a condiciones normales. Los vapores condensables existen como vapor a cierta presión y temperatura y variando estas condiciones se pueden presentar como líquido; en forma de vapor, presenta las mismas características del gas natural, variando su gravedad específica en un rango de 0,55 a 4,91 y su viscosidad entre 0,006cP y 0,011cP, a condiciones normales. El gas libre existe en la fase gaseosa a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. El gas en solución está contenido en el aceite, a presión y temperatura dadas, este gas sale de la solución ya sea reduciendo la presión o aumentando la temperatura. El agua producida junto con el petróleo crudo y el gas natural puede presentarse en forma de vapor o líquido, este último puede estar libre o emulsionado. El agua libre llega a la superficie separada de los hidrocarburos líquidos mientras que la emulsificada está dispersa en ellos.

El conocimiento de las propiedades del gas natural permite entender mejor su comportamiento en los procesos en los que está involucrado, y como consecuencia de ello se mejora el rendimiento de los procesos, la puesta a punto de los equipos y la precisión de las medidas. En los campos maduros a menudo el agua impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria; esta agua representa un pasivo y un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas. El agua de un campo petrolero puede tener básicamente dos destinos finales, el vertimiento en afluentes de agua, luego de tratada, o la reinyección en procesos de recuperación secundaria.

### **2.5.1. EMULSIONES**

Como se vio en el punto anterior, gran cantidad del aceite que se produce en un pozo se encuentra mezclado con agua en forma de emulsiones, las cuales requieren un medio mecánico de separación. La cantidad de agua varía dependiendo de varios factores dentro de los cuales se pueden mencionar la vida productiva del pozo, su rata de producción, la procedencia del agua, entre otros.

Una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, los cuales forman un sistema disperso en el que la fase dispersante o fase continua no presenta un poder disolvente apreciable respecto de la fase dispersa. Al agitar continuamente dos líquidos inmiscibles, se forma una dispersión de pequeñas partículas de un líquido en el seno del otro; en muchos casos para lograr esto se necesita agregar una sustancia llamada emulsificante, el cual puede ser más o menos soluble en uno u otro líquido o inclusive insoluble en ambos.

#### **➤ CLASIFICACIÓN DE EMULSIONES**

De acuerdo a su grado de estabilidad, las emulsiones se clasifican en estables e inestables (o mecánicas). Las emulsiones estables son aquellas que para romperlas se requiere alguna forma de tratamiento. Para que se genere una emulsión estable se deben presentar tres condiciones necesarias, una de las cuales es que los líquidos deben ser inmiscibles, otra es que debió presentarse suficiente agitación, necesaria para dispersar un líquido, como gotas, en el seno del otro, y la última condición es que se requiere la presencia de un agente emulsificante, la mayoría de emulsiones comerciales generadas por el hombre son de este tipo (por ejemplo las

pinturas látex). Las emulsiones inestables son mezclas mecánicas en las cuales los fluidos mezclados se separan rápidamente tan solo exponiéndolos a un periodo de reposo; en estas, no se presenta emulsificación permanente de los dos líquidos.

Dependiendo de la facilidad o dificultad que presenten para romperse, se clasifican como emulsiones flojas o emulsiones apretadas. En la formación de emulsiones de uno u otro tipo intervienen fundamentalmente factores tales como el porcentaje y la propiedad de los líquidos, el tipo y la cantidad de agente emulsificante, la dispersión de los glóbulos o gotas (la distancia que los separa) y el tamaño de las mismas.

### ➤ **FASES DE UNA EMULSIÓN**

Son dos las fases que se presentan en una emulsión; el líquido que se encuentra en forma de pequeñas gotas se denomina la fase discontinua o interna, y el líquido que sirve de seno, rodeando o almacenando las gotas de la fase interna se conoce como fase continua o externa.

Por lo general, dentro de las clases de emulsiones encontramos las normales, las invertidas y las dobles. Las emulsiones normales se componen de agua en aceite, en la cual el agua es la fase discontinua y el aceite la continua. Las emulsiones invertidas están compuestas de aceite en agua, en donde el aceite es la fase discontinua y el agua es la fase continua. Y las emulsiones dobles, poco comunes, en las cuales la fase discontinua son gotas o partículas de una emulsión de aceite en agua, y la fase externa es el aceite.

La formación de uno u otro tipo de emulsión depende principalmente de las tensiones superficiales de los componentes y de la presencia de agentes

emulsificantes. La mayoría de los crudos tienen una tensión superficial menor que la del agua, por esta razón las emulsiones más comunes son del tipo agua en aceite (normales), las cuales contienen de un 40% a 60% de aceite; en este caso los emulsificantes pueden ser resinas, parafinas, impurezas del aceite, ácidos nafténicos, y otras sustancias solubles en aceite pero insolubles en agua. En el caso de las emulsiones inversas (aceite en agua), el contenido de crudo es del orden del 1% al 3% solamente.

### ➤ **FORMACIÓN DE EMULSIONES**

El estudio de las teorías de la formación de emulsiones conduce a estudiar a nivel molecular las gotas individuales y su medio ambiente, sin embargo este tema no se expondrá en este trabajo. El tipo de emulsión depende grandemente de la naturaleza del estabilizador y de la relación de fase.

La formación de una gota y su interface entre el agua y el aceite requiere de energía, y por ley natural todos los sistemas energéticos tienden a permanecer en el menor nivel de energía libre. Esta energía de formación de la gota es la causante de su forma esférica ya que esta configuración le proporciona menor energía libre y menor área, de acuerdo a su volumen. Esta energía tiende a favorecer la colisión de las gotas y permitir su decantación, sin embargo las impurezas del sistema interfieren y reducen esta energía libre. La generación de una emulsión conlleva la formación de enormes áreas de interface con acompañamiento de energía libre, la cual es suministrada por la agitación producida por ejemplo en las bombas, la fricción en las tuberías, las caídas de presión a través de las válvulas, etc. Por ejemplo en medio galón de aceite, una emulsión del 1% tiene alrededor de una pulgada cúbica de agua; si esta agua se divide en gotas de una diez milésima de pulgada de diámetro, habrá unos dos trillones de ellas; el área total de interfaz formada debería ser de unos cuarenta y dos pies cuadrados

(esta área puede almacenar una cantidad considerable de estabilizador). La agitación violenta produce emulsiones muy estables y difíciles de romper. Lo probable es que las emulsiones se formen todas durante las operaciones de producción, ya sea en el yacimiento al pasar el crudo por las perforaciones, ya en la bomba, en la tubería de producción o donde quiera que se agite el crudo.

La energía libre tiende a disminuir, y en sistemas puros las gotas chocan para formar agua libre la cual se precipita y forma así una interface de área muy pequeña. En sistemas impuros, otros medios de degradación de energía pueden preceder y prevenir las colisiones.

Al producirse la adsorción interfacial de los estabilizadores o agentes emulsificantes (como lo son el asfalto, los asfaltenos, las resinas, el azufre oxigenado, los compuestos de nitrógeno, las sales metalorgánicas, los ácidos y los sedimentos), siendo ellos materiales activadores de superficie, se da lugar a una reducción de energía libre. El estabilizador es el tercer elemento indispensable para la formación de emulsiones estables de agua y aceite, pues se convierte en una especie de barrera que previene las colisiones de las moléculas o su unión para tomar formas más grandes. La estabilización de la interface comienza en el instante en que la gota se forma, el proceso es llamado añejamiento (“aging”), puede suceder rápidamente o tomarse un período de días; mientras más tiempo se le dé al contacto agua-aceite, mayor es el grado de emulsión y por lo tanto aumentará el problema de deshidratación (proceso de separación de los hidrocarburos del cual se hablará más adelante). Las moléculas de los materiales activadores de superficie (estabilizadores o agentes emulsificantes), que son de carácter polar y menos similares a las especies moleculares de los aceites, son menos atraídas hacia el seno del aceite y en cambio serán absorbidas en la interface del sistema agua-aceite, ya que el agua es altamente polar; estas

moléculas se atraen mutuamente dando lugar a la formación de una película elástica alrededor de las gotas, algunas veces dura y viscosa.

Las propiedades del crudo que tienen mayor influencia sobre la tendencia a formar emulsiones son el tipo de crudo, la viscosidad (aumentándola), la densidad (aumentándola) y la tensión superficial. Los crudos de base asfáltica emulsionan fácilmente mientras que los parafínicos muestran menor tendencia a hacerlo.

El agua y el aceite pueden emulsionarse en proporciones muy variables, sin embargo, para cada crudo existe un porcentaje específico de agua que ocasiona máxima emulsificación. La salinidad afecta la tensión interfacial entre los dos líquidos y entre éstos y el agente emulsificante concentrado en la interface. Los cloruros solubles, por ejemplo, disminuyen la tensión interfacial entre el agua y el aceite, facilitando así la emulsificación.

Las emulsiones se forman más fácil y rápidamente cuando gas natural o aire se mezcla íntimamente con el agua y el aceite, proporcionando una estabilidad mayor a las emulsiones. Estos hechos se explican por la mayor velocidad de flujo, un flujo más turbulento y una mayor agitación, lo cual propicia una mezcla más íntima de fluidos.

### ➤ **DISMINUCIÓN DE LA FORMACIÓN DE EMULSIONES**

Impidiendo o reduciendo la entrada de agua al pozo (siendo el agua uno de los elementos necesarios para que se produzca la emulsión) se tendrá el primer paso efectivo para evitar o reducir la emulsificación del crudo. Separando rápidamente el agua libre y el gas, se reduce el volumen de emulsión que se forma, se reduce la posibilidad de que las emulsiones se

hagan más estables y se evita la reemulsificación después de que las emulsiones se han roto por tratamiento.

En pozos fluyendo, la agitación se produce por la liberación de gas de la solución al disminuir la presión y también por la turbulencia creada al fluir a través de codos, válvulas y reducciones. En las reducciones o choques de superficie ocurre la máxima turbulencia y la máxima reducción de presión; esta turbulencia puede reducirse disminuyendo la presión diferencial a través de la reducción, sosteniendo una mayor presión en el separador (aparato deshidratador el cual se describirá más adelante). Las reducciones de fondo frecuentemente disminuyen la cantidad y estabilidad de la emulsión producida, debido a menor presión diferencial, temperatura de fondo mayor que la de superficie y menor agitación después de la reducción por flujo en tubería recta durante una trayectoria grande como la tubería de producción. Considerando estos factores las reducciones de fondo son más favorables aunque menos prácticas.

En pozos de “gas-lift”, la emulsión se presenta principalmente a la entrada del gas en la tubería de producción y en la cabeza del pozo; el flujo intermitente tiende a producir menor emulsificación en la tubería de producción, pero la fuerza con la cual el fluido choca contra la cabeza del pozo, la línea y los separadores, tiende a aumentar la agitación superficial y por lo tanto la emulsificación. En pozos de bombeo mecánico, los sitios más propensos para la emulsificación son la bomba de subsuelo y la tubería de producción; la principal fuente de agitación se presenta en los escapes de las válvulas, pistones y empaques; una bomba que golpee ocasiona emulsificación por la agitación producida tanto en el fluido dentro de la bomba, como a lo largo de la tubería de producción por acción de las varillas. La producción de gas ayuda a la emulsificación, principalmente si se produce bloqueo de gas; es conveniente evitar la entrada de gas a la bomba con el

uso de anclas de gas. Mientras mayor sea la eficiencia volumétrica de la bomba, menor problema de emulsificación se tendrá debido a la menor agitación. En las bombas de superficie, usadas para el transporte de crudo, se prefieren las bombas de desplazamiento positivo en lugar de las centrífugas, ya que ocasionan menos agitación, debido a su menor velocidad, mayor eficiencia y sus características de diseño.

## **2.6. DAÑOS EN LA FORMACION**

El daño en la formación es una disminución en la productividad o inyectividad de un pozo, debido a un taponamiento ya sea en la cara del pozo, en las perforaciones, en los poros de las formaciones adyacentes a la cara del pozo, o en fracturas comunicantes con la cara del pozo. Todos los pozos son susceptibles a sufrir daños en la formación en mayor o menor grado; el problema radicará en determinar el grado de daño en el pozo, probables causas del daño, y finalmente buscar la solución al daño.

Un daño en la formación se detectará mediante pruebas de producción, pruebas de ascenso de presión (“build up”), pruebas de descenso de presión (“drawdown”), comparación de pozos, análisis cuidadoso de la historia de producción en donde se incluirán operaciones de completamiento y “workovers” realizados. Se requerirá el estudio minucioso del yacimiento para diferenciar entre declinación de la producción debido a un taponamiento gradual y declinación de la producción debido a pérdida de presión del yacimiento. La causa básica de daño a la formación es el contacto con fluidos extraños, los cuales pueden provenir de los lodos de perforación, de los fluidos de limpieza o completamiento, de los fluidos utilizados en estimulaciones o tratamientos de pozo, o del mismo fluido del yacimiento si las características originales han sido alteradas.

El contacto entre los fluidos extraños y la formación, origina en muchos casos una zona alterada alrededor de la cara del pozo, y la consecuencia de dicha alteración es una variación en la permeabilidad efectiva de esa zona, que a su vez causa una variación en el gradiente de presión, cuando una determinada tasa de flujo pasa a través de ella; el efecto puede ser favorable o desfavorable según que la permeabilidad de la zona alterada sea mayor que la de la formación (fracturas inducidas por la columna hidrostática) o menor que la de la formación (hinchamiento de arcillas intersticiales por hidrólisis). Esta alteración en la permeabilidad se conoce como "efecto skin".

Se han desarrollado una serie de ecuaciones para cuantificar este factor de daño; una de las más comunes es la de partir del hecho de que se requiere una caída de presión adicional para que el fluido pueda cruzar la zona alterada con una permeabilidad menor que la del yacimiento homogéneo. A esta caída de presión se le conoce como "skin", la cual es función de la presión en el límite entre la zona alterada y la formación original, la presión de flujo ideal, la presión de flujo real, la permeabilidad efectiva del petróleo, el radio de la zona alterada, el radio del pozo, el "factor skin" o factor de daño (el cual se define en función de la permeabilidad efectiva del petróleo, el radio del pozo y el radio de la zona alterada), la tasa de flujo, la viscosidad del crudo, el factor volumétrico y el espesor de la formación.

### **2.6.1. CLASIFICACIÓN DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN**

Los mecanismos que generan daño a la formación pueden ser clasificados, en forma general, en la manera como ellos hacen decrecer la producción; así entonces tenemos la reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, la cual resulta del taponamiento de los canales porosos por partículas inherentes o inducidas; la reducción de la permeabilidad relativa al petróleo, que es el resultado de un incremento en la saturación de agua o mojabilidad

del petróleo a la roca; y el incremento de la viscosidad del fluido del yacimiento, el cual es el resultado de emulsiones o fluidos de tratamiento altamente viscosos. En un sistema de flujo radial, una reducción en la permeabilidad alrededor de la cara del pozo produce una seria reducción de la productividad o inyectividad; en una situación de flujo lineal, algún taponamiento en la cara de la fractura puede ser tolerado debido a la gran área representada por las caras de la fractura, sin embargo el taponamiento en sí de la misma fractura ocasiona una seria reducción en productividad e inyectividad.

➤ **REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE LA FORMACIÓN**

La reducción de la permeabilidad absoluta de la formación resulta del taponamiento de los canales porosos debido a partículas inducidas o inherentes.

➡ **TAPONAMIENTO DE PARTÍCULAS DENTRO DE LA FORMACIÓN**

Se puede presentar taponamiento por sólidos en la cara del pozo, en las perforaciones, o en la formación. Los sólidos pueden ser materiales en suspensión, arcillas, materiales para control de pérdidas de fluido, materiales para control de pérdidas de circulación, sólidos perforados, partículas de cemento, trozos del cañón, costras (“scale”), sales insolubles, parafinas o asfáltenos.

Los sólidos grandes taponan los poros de la cara del pozo, obstruyendo el flujo normal; el taponamiento puede ocurrir en el hueco de una perforación, en la cara de una zona abierta, en la cara de una fractura creada o natural, o

en un canal de la fractura; algunas veces dependiendo de la relación de tamaños y la manera de depositación, los sólidos pueden ser removidos por flujo en reverso. Los sólidos pequeños (como los óxidos, arcillas y partículas de silicatos) pueden ser transportados alguna distancia dentro de los poros de las formaciones relativamente permeables, creando serios taponamientos, pues se mantendrán ocupando un sitio en la arena fracturada o en la grava, reduciendo la capacidad de flujo. Muchas veces los sólidos pueden ser precipitados dentro de la formación, como por ejemplo precipitados de costras (debido al mezclado de aguas incompatibles), asfáltenos y parafinas (debido al cambio de las condiciones de equilibrio). Cuando los diferentes tamaños de partículas en movimiento a través de cavernas porosas encuentran restricciones y por tanto se puentean con un mínimo de tamaños de partículas, tal puenteo causará un taponamiento parcial o total, lo que obligará al fluido a buscar otros caminos hacia la cara del pozo.

El movimiento de las partículas es también afectado por la mojabilidad y las fases del fluido presente en el sistema poroso. En una situación normal de producción de petróleo, una zona de un sistema poroso contiene agua y petróleo. En un sistema preferencialmente mojado por agua, el agua está en contacto con la matriz de la roca y el petróleo fluye a través de la parte central de la caverna porosa en donde las arcillas y otros materiales son mojados por agua, éstas partículas son sumergidas en agua, de modo que su movimiento y efecto de taponamiento ocurre con el flujo de agua. A bajas saturaciones de agua, donde se presenta poco flujo de agua, éstas partículas vienen de un sistema preferencialmente mojado por petróleo así sea parcial; ellas tienden a moverse con el petróleo y el resultado podría ser un taponamiento mucho más severo.

Otro aspecto que muestra como las partículas causan taponamiento en las formaciones es el estudio hecho en laboratorio con ayuda de microscopios

electrónicos (“scanning”), donde se puede observar claramente el taponamiento de los canales porosos de las areniscas, cuando se analizan corazonces con diferentes tipos de fluido como lodo base arcilla. Se puede observar que aún arenas que se consideran limpias, contienen una cantidad relativamente grande de pequeñas partículas, estas partículas (arcillas, feldespatos y otros minerales), aparecen o se encuentran pegadas a la matriz de la roca; sin embargo, pruebas de laboratorio indican que si la velocidad de flujo alcanza un nivel muy alto, estas partículas pueden ser desprendidas y movidas de una caverna porosa a otra, pero si la siguiente caverna es más grande y la velocidad de flujo cae, la partícula puede fijarse allí.

La producción del filtrado de agua hacia la formación, a altas tasas, podría causar un taponamiento severo debido al puenteamiento de partículas inherentes a la formación, que bajo condiciones normales de producción no podrían moverse libremente; más importante aún, el filtrado transportaría dentro del sistema poroso miles de partículas extrañas, de modo que cuando el pozo se coloque a producción, el sistema poroso alrededor de la cara del pozo se cargaría con el movimiento de partículas inherentes o inducidas.

Trabajos hechos en laboratorio muestran que una gran reducción en la permeabilidad debido al puenteamiento de las partículas en las constricciones porosas, depende de la tasa de flujo; a altas tasas, las partículas dispersadas al azar, tienden aparentemente a interponerse unas con otras, aprovechando las constricciones porosas hasta que finalmente se puentean; sin embargo, a bajas tasas de flujo, las partículas están en movimientos más suaves y pueden posarse gradualmente una por una a través de las constricciones sin puentearse, o pueden ser retiradas dentro del agua, para que no bloqueen la corriente principal de flujo.

## ➤ **PARTÍCULAS INHERENTES (ARCILLAS)**

Casi todas las areniscas productoras de petróleo contienen algo de arcilla que se encuentra ya sea cubriendo los granos de la arena y/o como partículas separadas mezcladas con la arena. Algunas rocas carbonatadas, pueden también contener arcillas, sin embargo frecuentemente estas arcillas están involucradas en la matriz de la roca y por lo tanto no son afectadas seriamente por la invasión de fluidos. Una arena que contenga de 1% al 5% de arcilla, se denomina arena limpia, y se considera una arena sucia aquella que contiene más del 5% de arcilla.

Las arcillas más frecuentemente encontradas en zonas de hidrocarburos son la montmorillonita (bentonita), illita, caolinita y clorita. La montmorillonita se clasifica como una arcilla altamente hinchable, mientras que la caolinita, clorita, e illita, se clasifican como arcillas ligeramente hinchables. Sus cristales tienden a permanecer en paquetes en vez de encontrarse dispersos como los cristales de la montmorillonita, sin embargo ellas pueden absorber algo de agua. Todos los tipos de arcilla son capaces de emigrar cuando entran en contacto con agua extrañas que alteran su medio. Ejemplos de aguas extrañas son la pérdida de filtrado de los fluidos de perforación, del cemento, fluidos de completamiento, fluidos de “workover” y estimulación. En el caso de la montmorillonita, un cambio en su tamaño, debido al hinchamiento por la retención de agua, aumenta su probabilidad de emigración.

Si se tiene el grano de arenisca, con la arcilla expandida como consecuencia del fluido extraño, esto origina una disminución en el espacio poroso y puede llegar incluso a taponar el canal de flujo. Debe recordarse que no solo el contacto de la arcilla con fluidos extraños la puede hacer emigrar, sino que también únicamente una alta tasa de flujo es lo suficiente para causar la

migración de la partícula. De este modo se llega a la conclusión de que algunas arcillas presentes en la arena productora, pueden llegar a causar daño en la permeabilidad; el grado de daño dependerá del tipo y concentración de arcillas o partículas presentes, de su posición relativa en la roca, de la severidad en el cambio de su medio iónico, y la magnitud de la tasa de flujo de fluido.

➤ **REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETRÓLEO**

Un incremento de la saturación de agua cerca de la cara del pozo, resulta de la invasión de filtrado, digitación o conificación de agua. La invasión de filtrado es normalmente conocida como bloqueo de agua; la magnitud de la reducción en la productividad de petróleo depende del grado de saturación de agua y el radio de área afectada. La mojabilidad del petróleo puede resultar de materiales activadores de superficie, transportados en los fluidos ya sea de perforación o de “workover”, o varios fluidos de tratamiento de pozos. Los surfactantes pueden absorber la interface entre el líquido y la roca, y pueden hacer variar la carga eléctrica en la roca, con lo cual ocasionan una alteración en la mojabilidad.

El líquido filtrado puede ser agua que contenga varios tipos y concentraciones de iones positivos y negativos, además de surfactantes; también puede ser un hidrocarburo que transporte varios surfactantes. El líquido es forzado hacia las zonas porosas por presión diferencial, desplazándose o mezclándose con una porción de fluidos vírgenes del yacimiento; esto puede crear bloqueo debido a uno o más de los diferentes mecanismos que pueden reducir la permeabilidad absoluta del poro, restringir el flujo debido a los efectos en la permeabilidad relativa y viscosidad. Los efectos de la migración de partículas comprende hidratación

y deshidratación de arcillas, dispersión o floculación de arcillas alta o ligeramente hinchables, y formación de partículas, o disolución de finos resultantes de materiales cementantes, arcillas u otras partículas que se mueven dentro de las constricciones porosas. Los incrementos en la saturación de agua causan bloqueo de agua (“water blocking”), o reducción de la permeabilidad relativa al petróleo o gas.

El filtrado puede crear una emulsión viscosa con el agua o petróleo virgen del yacimiento, o puede tender a hacer la roca más mojabla al petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo. Las emulsiones estables dentro de una formación parecen estar asociadas con sistemas parcialmente mojados con petróleo. Los efectos viscosos comprenden emulsiones, pero también taponamientos por un fluido de tratamiento altamente viscoso, que por alguna razón no se rompa, o no esté suficientemente diluido para retornar rápidamente de la cara del pozo bajo la influencia de la presión diferencial disponible.

➤ **INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO**

La formación se puede tapar debido a la presencia de emulsiones en los poros de la formación. En una situación de flujo radial, la magnitud de la reducción de la productividad depende de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones agua en petróleo (normales) generalmente presentan viscosidades muchas veces más altas que las viscosidades de las emulsiones petróleo en agua (inversas). La mojabilidad de la formación es un factor importante en la estabilidad de la emulsión. Las emulsiones presentan mucha más estabilidad y viscosidad en formaciones mojadas por petróleo.

## 2.6.2. PREVENCIÓN DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN

Se debe eliminar toda posible fuente de partículas extrañas hacia la formación, como los fluidos que matan al pozo; se recomienda que tanto los tanques de almacenamiento de fluidos de trabajo, así como el mismo fluido deben estar lo más limpio posible, filtrar todos los fluidos a través de un filtro en superficie, reducir la presión hidrostática del fluido en la cara del pozo, para tener un buen balance con la presión de formación del pozo, limpiar el pozo con altas tasas de flujo (para evitar posible puenteamiento de partículas) después de realizado un trabajo de completamiento, o “workover”, iniciar la producción del pozo a bajas tasas para que las partículas libres se retiren (estas partículas se mueven en los canales porosos alrededor de la cara del pozo), luego se puede ir incrementando gradualmente hasta alcanzar la tasa deseada. Estas precauciones reducirán en gran parte la formación de un posible daño.

Cuando las partículas de arcilla presentes en la arenisca son alteradas o afectadas en alguna forma, es usualmente imposible el restaurar la permeabilidad original de la arenisca; así pues un daño en la formación originado por las arcillas debe ser más bien prevenido que curado; por ello se deben usar pruebas de laboratorio, por ejemplo con rayos X, para determinar el tipo y la cantidad de arcilla en una arenisca en particular, de manera que se pueda indicar que formaciones justifican medidas particulares para evitar daños a las formaciones. La posición de las arcillas en la roca es también importante, esta puede ser fácilmente determinada mediante el uso de colorantes, que presentan matices característicos cuando son absorbidos por los diferentes tipos de arcilla.

Cuando en una formación se presenta un bloqueo por agua, un tratamiento con surfactantes puede acelerar la remoción del bloque, reduciendo la tensión interfacial entre el agua y el petróleo.

Luego de haberse tomado medidas preventivas de taponamiento, si se llega a presentar y disminuye la productividad, se pueden realizar trabajos de acidificación, fracturamiento, fracturamiento ácido, tratamiento con surfactantes y recañoneo, dependiendo del daño, características del pozo, características de la formación y experiencias de campo.

## **2.7. EXCESIVA CONTRAPRESION EN LA FORMACION**

Otro aspecto a tener en cuenta como posible originador de la baja en la productividad, es el concerniente a la excesiva contra presión sobre la formación productora, lo que puede ocasionar tasas muy bajas, particularmente en pozos que están produciendo de yacimientos muy cercanos al agotamiento de su presión (depletamiento). La excesiva contrapresión puede ser debida a reducción o taponamiento de perforaciones, reducción o taponamiento de choques de superficie o choques de subsuelo, cara del pozo parcialmente taponada, tamaño inadecuado (muy reducido) ya sea de separador gas-petróleo, líneas de flujo, tubería de producción o de revestimiento, excesiva contrapresión cuando se coloca el separador de gas en la cabeza de la tubería de revestimiento o el separador gas-petróleo.

### **2.7.1. SOLUCIONES A LA EXCESIVA CONTRAPRESION EN LA FORMACION**

Para pozos con alta capacidad, se recomienda generalmente incrementar los tamaños tanto de la tubería de producción como del separador; en yacimientos que presentan pérdidas en su presión, un levantamiento artificial,

más una reducción de presión del separador, tubería de producción o revestimiento, incrementaran la producción, si la tubería de producción, cara del pozo y perforaciones están parcialmente taponadas, un lavado incrementará la producción, o de lo contrario un recañoneo es lo más aconsejable.

### 3. ROMPIMIENTO DE EMULSIONES<sup>5</sup>

La tensión superficial del agua permite a las gotas tomar formas más grandes, las cuales se decantan debido a la fuerza gravitacional, pero la película de agente emulsificante que rodea el agua trata de impedir esta unión a pesar de la colisión de las moléculas, por lo tanto para romper una emulsión de petróleo, las propiedades del emulsificante deben ser neutralizadas o destruidas, de tal forma que las gotas se puedan unir.

#### 3.1. DESHIDRATACIÓN

La deshidratación se refiere a los procedimientos ejecutados para separar del crudo materiales extraños como agua, arena, sedimentos y, en general, cualquier otra impureza del aceite, debido a que, respecto a estos materiales extraños, la comercialización del crudo exige, del mismo, condiciones mínimas de calidad; por ejemplo, el agua en exceso reduce la capacidad efectiva de los oleoductos, la sal y los sedimentos ocasionan problemas graves de corrosión en las líneas de flujo, instalaciones, tanques, oleoductos y refinerías. Por estos factores, entre otros, es que existen topes máximos permitidos por las refinerías, en cuanto al contenido de estos materiales en el crudo; es para lograr éstas condiciones mínimas de calidad, que se hace necesario el tratamiento de las emulsiones para obtener la separación del agua y el aceite.

Se entiende por deshidratación al conjunto de operaciones concernientes con la reducción, remoción, ruptura o contracción de la película estabilizante,

---

<sup>5</sup> "Surface Operations in Petroleum Production, I & II". GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR.

agrupamiento de las gotas y la separación gravitacional de las fases aceite y agua, durante un tiempo de residencia relativamente corto (alrededor de unos cuantos minutos). Según la ley de Stokes, la velocidad de asentamiento de una gota de agua es proporcional al área de su sección transversal, la diferencia de gravedad entre el agua y el aceite y la viscosidad del aceite; de acuerdo a lo anterior, la combinación más favorable para la separación es que el aceite sea de baja densidad y viscosidad y sean grandes las gotas no estabilizadas de agua salada.

Los procedimientos usados para la neutralización o destrucción del emulsificante son muchos; en las prácticas de campo, por ejemplo, se usan métodos como el tratamiento calórico (con temperaturas entre los 40°C a 85°C), tratamiento mecánico (filtrando y centrifugando), tratamiento químico (con reactivos químicos), tratamiento eléctrico (ya sea con corriente alterna o directa), y también se usan tratamientos combinados, de los cuales se hablará en seguida.

### **3.1.1. APLICACIÓN DE CALOR**

En este procedimiento la temperatura de calentamiento está limitada por el peligro de pérdida de las fracciones livianas de aceite y por las temperaturas de ebullición del agua, ya que estas pérdidas ocasionan no solamente una disminución de volumen, sino también de precio debido a la pérdida de gravedad API (pues por cada disminución de un grado API de gravedad, hay una pérdida en volumen de alrededor de 2,5%). También hay que decir que este procedimiento no es muy efectivo en la separación del agua y el aceite y por esto se usa en combinación con otros métodos de desemulsificación; es entonces un proceso auxiliar para acelerar la separación, su acción principal es la reducción de la viscosidad de la emulsión, la cual varía directamente con la proporción de la fase dispersa (es función del grado de dispersión).

Mediante la aplicación de calor se aumenta el movimiento (movimiento Browniano) de las moléculas produciendo mayor número de colisiones y mayor fuerza de interacción, aumenta la diferencia de densidad entre el agua y el aceite, facilitando la unión de las moléculas de agua, y se reduce la tensión superficial del agua. Antes del calentamiento se hace necesario separar el agua libre y el gas, con el fin de reducir la cantidad de calor requerido, evitar la reemulsificación, y aumentar la cantidad de separación de los tratadores. Es importante resaltar que este proceso es muy poco usado; las emulsiones más pesadas de los crudos más viscosos se separan por la acción de los desemulsificantes químicos, sin necesidad de calentarla a temperaturas mayores que la de producción.

En resumen, el calor aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos, lo que produce que el aceite se expanda más rápidamente que el agua, reduciendo la viscosidad de la emulsión. La emulsión es calentada en tanques, intercambiadores de calor u hornos tubulares. No obstante, la fuente de calor más efectiva y eficiente es la misma formación, pues el tratamiento de crudo en las líneas de flujo próximas al pozo es altamente favorable, ya que frecuentemente no se requiere calor adicional y se obtiene una máxima eficiencia y, obviamente, un mínimo costo.

## ➤ **CALENTADORES**

Lo más común para aplicar calor es usar calentadores, de los cuales se encuentran muchas variedades. A continuación analizaremos los calentadores directos e indirectos y los tratadores térmicos.

En los calentadores directos, la emulsión entra en contacto directo con el elemento de calentamiento; el diseño más común es el de tipo tubular; se usan para calentar emulsiones bajas; cuando operan bajo condiciones

apropiadas, son los más eficientes en cuanto a barriles de emulsión calentados por volumen dado de gas quemado; son rápidos, eficientes y de relativamente bajo costo inicial; tienen como desventajas el requerimiento de supervisión constante, pues son peligrosos, y presentan pérdidas de los productos livianos. En los calentadores indirectos, la emulsión fluye a través de tubos sumergidos en agua; el calor del quemador se transmite indirectamente a la emulsión, primero calentando el agua para que luego está caliente los tubos que rodea, por los cuales fluye la emulsión; pueden mantener una temperatura constante durante un largo intervalo de tiempo, pueden trabajar de forma intermitente, producen menor desgaste, no ofrecen peligro y se operan a bajo costo; una de sus desventajas es el requerimiento de varias horas para alcanzar su temperatura de operación luego de un periodo de inactividad, lo cual hace imposible el tratamiento inmediato de una emulsión.

Los tratadores térmicos, son unidades compuestas por un separador de gas-aceite, un calentador indirecto y un tanque acumulador de agua (llamado "gum-barrel"). En un tratador térmico se distinguen las etapas de separación, extracción, acumulación del agua libre, calentamiento, filtración (o paja) y finalmente asentamiento. En la etapa de separación se separa el gas libre que arrastra la emulsión. En la extracción, se separa la emulsión propiamente dicha, es decir la parte que contiene gotas de líquido demasiado pequeñas para asentarse por gravedad. La acumulación de agua libre permite la separación y acumulación del agua libre que acompaña la emulsión, con el fin de evitar reemulsificación o emulsificación adicional, consiguiendo reducir la cantidad de calor requerida en la sección de calentamiento, la cual incluye los quemadores y el sistema de intercambio de calor, formados normalmente por un tupo en forma de U rodeado por la columna de agua de lavado; la emulsión asciende a través del agua y alrededor del quemador hasta la sección de filtración; el agua de lavado

ayuda a transmitir el calor y aprisiona las gotas grandes de agua. En la sección de filtración se realiza un proceso de filtración forzada de la emulsión a través de un lecho filtrante de paja, ocasionando el rompimiento de la película formada por el agente emulsificante; además actúa como una barrera entre las secciones de calentamiento y asentamiento, asegurando un reposo más completo de esta última, la cual permite la precipitación de las últimas gotas de agua a medida que el crudo asciende; este asentamiento debe ser tan grande y libre de agitación como sea posible.

### **3.1.2. TRATAMIENTO MECÁNICO**

Las gotas de la fase interna (agua) se pueden reunir por un acercamiento mecánico en los poros de un filtro o por la aplicación de una fuerza centrífuga; la filtración es más barata y asequible pero más ineficiente.

Puesto que los compuestos integrantes de una emulsión son de diferentes densidades, es posible separarlos por acción centrífuga, pues centrifugando a ciertas revoluciones por minuto, la aceleración resultante excede grandemente a la de la gravedad, lo que permite la separación de las fases; este método se ve limitado por la capacidad de las centrifugas industriales y por los altos costos de desemulsificación, no obstante puede ser competitivo en lugares donde no se dispone de gas sobrante para fogear los calentadores. Aún luego de calentadas o tratadas químicamente, algunas emulsiones no se separan en capas de petróleo y agua, es en estos casos cuando se recurre a la filtración, la cual es eficaz a causa de que el medio filtrante, previamente empapado en un líquido, deja pasar únicamente ese líquido y retiene todos los demás; así entonces, si el líquido a empapar es agua, el filtro dejará pasar el agua y retendrá el aceite; estos filtros se pueden fabricar de materiales tan comunes como viruta fina de madera, fibra de vidrio, o arcilla (tierra diatomácea). El tanque de paja es uno de los

dispositivos usados que utiliza el principio de filtrado, consiste en un tanque equipado con pantalla o láminas separadoras horizontales, entre las cuales se colocan lechos filtrantes bien empapados, la emulsión entra por la parte inferior hacia el centro del tanque y fluye hacia arriba siguiendo la trayectoria de máximo recorrido a través del filtro y las pantallas, los glóbulos de agua pequeños de la emulsión son retenidos en el filtro y ayudados por los extremos agudos de la viruta, se unen para formar gotas más grandes, las cuales caen por gravedad a la pantalla más próxima, de donde el agua es drenada por tubería; el aceite, prácticamente libre de agua, sale por la parte superior del tanque hacia un sistema de reposo, donde se termina la separación del agua remanente.

### **3.1.3. TRATAMIENTO QUÍMICO**

En general, el agente emulsificante está compuesto de grandes moléculas o agregados coloidales de naturaleza polar, como consecuencia, tienden a concentrarse en las interfaces en grado variable. Las sustancias químicas desemulsificantes se usan estrictamente para neutralizar el agente emulsificante, concentrándose en la interface para atacar la sustancia emulsificante y destruir así las emulsiones; esto se puede lograr produciendo una emulsión inversa aceite en agua, ya que invirtiendo las fases se logrará una condición intermedia de completa separación, también se puede lograr debilitando y contrayendo la película emulsificante para alcanzar su más fácil rompimiento; por otra parte, las cargas eléctricas de las moléculas de agua se pueden neutralizar agregando un reactivo que ione positivamente las partículas. Este tratamiento químico es un procedimiento de rutina establecido en la producción y mantenimiento del crudo, es un método efectivo, de fácil aplicación y no muy caro, comparado con los otros métodos empleados.

Generalmente para seleccionar el desemulsificante más efectivo y económico para un tipo específico de emulsión se recurre a una prueba piloto, la cual se realiza en un laboratorio o en la misma localización del pozo; para seleccionar el compuesto de mayor efectividad en el rompimiento de una emulsión dada se realizan pruebas de botella; estos resultados obtenidos son usados como indicadores de la relación de cantidad de compuesto químico necesario para romper una cantidad dada de emulsión, es decir, ayudan a determinar el menor volumen de químico a usarse con resultados satisfactorios; estas pruebas se hacen con el objeto de estudiar el comportamiento y peculiaridad de las emulsiones y los compuestos químicos usados para tratarlas. Muchos de los agentes desemulsificantes usados son solubles en agua, otros lo son en crudo o en sus derivados; para aplicarlos se pueden utilizar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o keroseno.

Se debe tener suficiente agitación después de inyectar el químico con el fin de que se mezcle íntimamente con la emulsión y establezca contacto con todas las gotas de agua suspendidas, sin embargo se debe evitar la agitación violenta después de que la emulsión se ha roto, debido a la posibilidad de que se presente una reemulsificación, especialmente si el desemulsificante se ha gastado y no se ha previsto un exceso para esta situación. En forma muy general los sitios de aplicación de la sustancia química son la línea de flujo, el fondo del pozo, o los tanques.

Dentro de las ventajas principales que se puedan señalar del tratamiento químico tenemos el bajo costo del equipo, de su instalación y de su mantenimiento, estos equipos y sus procesos son sencillos, son fácilmente adaptables a operaciones a grande y mediana escala, la desemulsificación es rápida y efectiva, y la calidad del crudo no se altera.

### 3.1.4. TRATAMIENTO ELÉCTRICO

El principio básico de este tratamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de alto potencial (de corriente alterna o directa) después de un previo calentamiento moderado; este procedimiento se basa en la existencia de cargas eléctricas opuestas en los extremos de cada gota de agua, en la atracción mutua de las moléculas y en la destrucción de la película existente alrededor de las gotas por la aplicación de un voltaje con electrodos sumergidos en la emulsión (alto voltaje de corriente alterna o directa). La desemulsificación eléctrica se hace posible cuando la fase continua es un dieléctrico (como el aceite), en los otros casos los electrodos son cortocircuitos que causan una explosión e incendio; este peligro se elimina por el rompimiento mecánico de los puentes de agua que se forman entre los electrodos, aplicando un campo eléctrico no uniforme y alterno. Existen varios tipos de desemulsificadores eléctricos.

La película que forma el agente emulsificante alrededor de las gotas de agua está compuesta de moléculas polares, es decir moléculas que llevan una carga extra de electricidad, fácilmente alterable, las cuales presentan atracción por el agua; un campo eléctrico de alto potencial altera esta película, haciendo que las moléculas polares se reordenen y las partículas emulsionadas se carguen por inducción, alineándose a lo largo de las líneas de fuerza electrostáticas con las secciones de cargas opuestas en estrecha vecindad, y puesto que así la película emulsificante ya no es estable, las gotas pueden unirse libremente y asentarse por gravedad. La acción del campo eléctrico surte efecto cuando la separación entre las gotas es menor que ocho veces el diámetro promedio de ellas. El potencial requerido varía con las características dieléctricas del aceite, el espaciamiento de los electrodos y la naturaleza de la película emulsificante.

De acuerdo con la rata de flujo a través del campo eléctrico, en este tratamiento, los deshidratadores se pueden clasificar en deshidratadores de baja y alta velocidad. Los deshidratadores de baja velocidad utilizan electrodos horizontales y paralelos formados por anillos concéntricos colocados en la parte superior del tratador; la distribución de la emulsión se hace por la parte intermedia del tratador, desde donde sube hasta situarse entre los electrodos, la sección de acumulación de agua en la parte inferior tiene drenaje permanente; este tipo de deshidratación es particularmente aplicable a emulsiones que tienen una conductividad eléctrica relativamente baja, lo mismo que a aceites pesados que debido a su alta viscosidad requieren condiciones de flujo lento para promover buen asentamiento. En los deshidratadores de alta velocidad, los electrodos están colocados en la misma forma que en el caso anterior pero tienen menos anillos y consumen menos electricidad, la emulsión se distribuye entre el espacio ocupado por los electrodos, con efecto de chorro, lo cual ocasiona varios pasos de la emulsión por el campo eléctrico, el agua se drena por la parte inferior y el aceite limpio sale por la parte superior; es aplicable a emulsiones de alta conductividad y a crudos livianos de baja viscosidad.

### **3.2. SEPARADORES Y SUS FUNCIONES**

Un separador es un recipiente a presión cuyo propósito es separar los fluidos, provenientes de un pozo de petróleo, en sus componentes líquidos y gaseosos. Sin embargo este proceso de separación de componentes gaseosos del crudo comienza a presentarse desde que este fluido abandona la formación y entra a la boca del pozo para comenzar su ascenso hasta superficie, lo cual se logra sin el empleo de un separador como tal; no obstante, para una separación adecuada de los componentes fluidos del pozo, se necesita el uso de estos elementos, llamados separadores.

Se ha de aclarar que cuando se hable de un separador se puede estar refiriendo a un tanque de separación, un separador de aceite y agua, un separador por etapas, una trampa (“trap”), un desalojador (“knockout”) de agua o de líquido, un cilindro o cámara flash (“trap” y “vessel”), un tanque de expansión (separador de expansión), un limpiador (“scrubber” de gas) tipo seco o húmedo, un filtro (filtro de gas) tipo seco o húmedo, entre algunos otros.

Los términos separador, separador de gas y aceite y separador por etapas se usan indistintamente para referirse a un separador convencional. Estos tanques de separación se instalan normalmente cerca a la cabeza del pozo, al colector o múltiple (“manifold”) o al tanque de la batería, para separar los fluidos de un pozo en aceite y gas o en líquido y gas. Tienen capacidad de tratar o admitir flujos intermitentes o cabezas de fluidos, por lo cual se diseñan para mantener ratas instantáneas de flujo altas.

Un desalojador (tanque) y trampa, se puede usar para retirar agua, o todo el líquido (aceite más agua) del gas. En el caso de un desalojador de agua, el gas y el petróleo líquido se descargan juntos y el agua se separa y descarga por el fondo del tanque. Un desalojador de líquido se usa para retirar todo el líquido, agua más aceite, del gas; el agua y los hidrocarburos líquidos se descargan por el fondo del tanque, mientras que el gas sale por el tope o parte superior del mismo.

Una cámara de separación instantánea “flash”, “trap”, “vessel”, se refiere normalmente a un separador convencional que opera a baja presión con el líquido que proviene de un separador de alta presión; el líquido se somete a un proceso de separación instantánea, lo cual corresponde a una segunda

etapa de separación y el líquido que se obtiene pasa directamente a un tanque de almacenamiento.

Un tanque de expansión es la primera etapa de un recipiente de separación en una unidad de separación a baja temperatura; este tanque se puede equipar con un serpentín de calentamiento para fundir los hidratos, o un líquido inhibidor de la formación de hidratos tales como alcohol o glicol, el cual se inyecta al fluido del pozo antes de que sufra la expansión en el tanque.

Un limpiador de gas es similar a un separador de gas y aceite y se usa para tratar fluidos con bajo contenido de líquido; los limpiadores de gas se usan principalmente en la recolección de gas, en las ventas y en la línea de distribución donde no se necesita mantener flujos intermitentes como en el caso de un separador de aceite y gas. El limpiador de gas de tipo seco, utiliza extractores de niebla y otros accesorios internos. En el limpiador de gas de tipo húmedo pasa la corriente de gas a través de un baño de aceite u otro líquido que limpia el gas de impurezas. El gas se pasa luego a través de un extractor de niebla el cual remueve todo el líquido.

El término filtro (filtro de gas) se puede usar para referirnos a un limpiador de gas tipo seco, especialmente si la mezcla se usa para remover impurezas de una corriente de gas; un medio filtrante se usa en el tanque para remover impurezas, escamas de tubería (“line scale”), herrumbres o mohos, y otros materiales extraños del gas.

### **3.2.1. REMOVER GAS DE LÍQUIDO**

La mayoría de los crudos están saturados de gas natural a presión y temperatura del yacimiento; las características físicas y químicas del aceite,

junto con sus condiciones de temperatura y presión, determinan la cantidad de gas en solución. La rata a la cual el gas se libera del crudo es función de los cambios de presión y temperatura. El volumen de gas que se mueve en un separador depende de las características físicas y químicas del crudo, la presión y temperatura de operación, la rata de carga (“through-put”), y el tamaño y condiciones del separador, entre otros factores. La rata de carga y la altura del líquido en el separador está determinada por el tiempo de retención o asentamiento del aceite. Cuando se forma aceite espumoso se necesita un mayor tiempo de retención, el cual depende de la estabilidad de la espuma y el diseño del separador. La agitación, la separación por tabiques o pantallas (“baffling”), empaques de coalescencia y elementos filtrantes, ayudan a la remoción de gas no soluble que en caso contrario es retenido por el aceite, a causa de la viscosidad y la tensión superficial.

### **3.2.2. REMOVER LÍQUIDO DE GAS**

La separación del líquido y gas empieza tan pronto como el fluido sale de la formación al hueco del pozo, sube a través de la tubería de producción, atraviesa la línea de flujo y llega al equipo de tratamiento en la superficie. Bajo ciertas condiciones el fluido se puede separar en líquido y gas antes de que llegue al separador; en este caso el separador solamente facilita una liberación o expansión que permite que el gas ascienda a una salida y el líquido descienda a otra, es así como se puede decir que el separador tiene como función el suministrar espacio para que se efectúe una separación final entre el líquido y el gas por diferencia de densidad. Sin embargo en algunos casos se hace necesario usar aparatos mecánicos denominados comúnmente extractores de niebla (“mist extractors”) para remover la neblina de líquido del gas antes de descargarlo del separador; también es necesario usar algunos medios para remover el gas que no está en solución del aceite, antes que entre a los tanques de almacenamiento.

### **3.2.3. MANTENER PRESIÓN ÓPTIMA Y LÍQUIDO OBTURADOR**

Un separador de gas y aceite debe mantener una presión que permita descargar tanto el líquido como el gas en sus respectivos sistemas de almacenamiento (“gathering”); esta presión se mantiene con la ayuda de una válvula de contrapresión en cada separador o con una válvula principal (“master”) que controle la presión de una batería de dos o más separadores (“back pressure”); esta presión óptima a la que se debe mantener un separador es aquella que proporcione los mejores rendimientos económicos en la venta de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Con el fin de mantener una presión en el separador se debe colocar un disco hermético de retención de líquido en la parte más baja del tanque; este líquido obturador retenido previene las pérdidas de gas por la línea de líquido.

### **3.3. PROBLEMAS EN LA SEPARACIÓN DE GAS Y ACEITE**

#### **3.3.1. REMOCIÓN DE AGUA**

En los casos donde se produce aceite con agua, se debe garantizar la separación de ésta en el separador. El agua libre se puede remover de los fluidos de pozo usando un separador trifásico (aceite-gas-agua); la separación del aceite y el agua en un separador se logra por asentamiento, usando productos químicos; la separación del aceite emulsionado y agua es algunas veces difícil de lograr y en tales casos se debe usar un tratador de emulsiones o un equipo especial.

### **3.3.2. SEPARACIÓN DE ACEITE CRUDO ESPUMOSO**

Si la presión se reduce en ciertos tipos de aceite crudo, minúsculas esferas de gas (burbujas) se introducen en una película delgada de aceite cuando el gas sale de la solución, esto trae como consecuencia la formación de una espuma que se dispersa sobre el petróleo y que se denomina aceite espumoso; el aceite espumoso no se puede medir con medidores de desplazamiento positivo o en los tanques de medida volumétrica convencionales; estos problemas combinados a las pérdidas de gas y aceite provenientes de una separación inadecuada, enfatizan la necesidad de procedimientos especiales para tratar aceites espumosos; este tipo de aceite se puede tratar, por ejemplo, con un separador de tabiques o pantallas (“baffling”), en el cual la espuma se debe romper dentro del aparato. En otros tipos de aceite crudo, la viscosidad y la tensión superficial pueden atrapar el gas en el aceite, causando un efecto parecido a la espuma; la espuma del aceite no será estable o no durará mucho tiempo, a menos que exista un agente espumante en el aceite; la espuma reduce grandemente la capacidad de los separadores puesto que se necesita un mayor tiempo de retención para una separación y estabilización adecuada del aceite. Los principales problemas que intervienen en el rompimiento de un aceite espumoso son el asentamiento, la obstrucción de flujo, el tratamiento térmico y los productos químicos; estos productos de fraccionamiento de aceite espumoso también se usan para remover el gas en solución.

### **3.3.3. DEPOSICIÓN DE PARAFINAS**

La deposición de parafinas en los separadores de gas y aceite puede reducir su eficiencia y volverlos inoperantes ya sea porque el tanque se llene parcialmente y/o por taponamiento del extractor de niebla y los conductos del

fluido; la parafina se puede remover efectivamente de los separadores por evaporación y el uso de solventes, sin embargo, la mejor solución para prevenir la deposición de parafinas en un separador es un tratamiento térmico o químico del fluido; otro medio es recubrir todas las superficies internas del separador con plástico, dada la poca afinidad de la parafina con este. De igual manera, si se produce sal y otros sólidos en cantidades apreciables, se deben remover por asentamiento, centrifugación o filtración antes de que entren a los oleoductos. También las arenas de grano medio se deben remover por asentamiento en un separador vertical, usando un tanque de gran tamaño con un fondo cónico para hacer drenajes periódicos del residuo.

### **3.4. EXTRACTORES DE VAPOR PARA REMOVER ACEITE DEL GAS**

El líquido residual en forma de niebla se puede remover efectivamente de una corriente de gas por medio de un separador siempre y cuando este posea un extractor; sin embargo, los vapores condensables en el gas no se pueden remover con estos extractores, la condensación de estos vapores, debido a la reducción de la temperatura, se puede presentar después que el gas haya sido descargado del separador, es decir que la presencia de líquido condensado en la corriente de gas que sale del separador no necesariamente indica una eficiencia baja del separador. La diferencia de densidad entre el líquido y el gas puede producir la separación de gotitas de líquido de la corriente de gas cuando la velocidad de este es lo suficientemente baja y se tiene un tiempo de retención suficiente para permitir la separación sin necesidad de un extractor de niebla; no obstante, los extractores de vapor se instalan generalmente en separadores convencionales de gas o aceite para minimizar la cantidad de líquido (niebla) que lleve el gas.

### **3.4.1. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS EXTRACTORES DE VAPOR**

Los extractores de vapor pueden ser de diferentes diseños, dependiendo de si el principio que usan es por choque, por cambio de la dirección del flujo, por cambio de la velocidad, por fuerza centrífuga, por paquetes de coalescencia o por filtros.

#### **➤ POR CHOQUE**

Si una corriente de gas que contiene vapor líquido choca contra una superficie, el líquido se adhiere a esta uniéndose en grandes gotas que caerán por gravedad al fondo del tanque. Si el contenido de líquido del gas es alto, o si las partículas de vapor son extremadamente finas, se necesitan varias superficies de choque para lograr una remoción satisfactoria del vapor.

#### **➤ POR CAMBIO DE LA DIRECCIÓN DE FLUJO**

Cuando la dirección de flujo de una corriente de gas que contiene niebla de líquido cambia bruscamente, la inercia hace que el líquido continúe o siga la dirección original de flujo. La separación de vapor líquido del gas se efectúa ya que el gas cambia más rápidamente de dirección de flujo que el vapor líquido y se tiene de nuevo el efecto en la superficie del extractor de coalescencia o unión de las gotas que luego se decantan por gravedad.

#### **➤ POR CAMBIO DE VELOCIDAD**

La separación del líquido y gas también se puede efectuar con un cambio brusco de velocidad, o una disminución de esta; ambas condiciones utilizan

la diferencia de inercia entre el gas y el líquido, es decir emplean el mismo efecto gravitatorio; por ejemplo, en los separadores de gas y aceite verticales, se usa un extractor de vapor de paletas para remover el líquido del gas.

#### ➤ **POR FUERZA CENTRÍFUGA**

Si una corriente de gas que lleva vapor líquido fluye en un movimiento circular a una velocidad lo suficientemente grande, la fuerza centrífuga hace que el líquido se separe del vapor y choque contra las paredes del recipiente; la separación del vapor líquido por fuerza centrífuga es uno de los métodos más eficaces para separar el vapor líquido del gas; la eficiencia de este método aumenta de manera proporcional al aumento de velocidad suministrado al gas. Los extractores de niebla de tipo centrífugo también se usan en separadores verticales, en los cuales poseen paletas radiales que causan el movimiento circular que trae como consecuencia el que la fuerza centrífuga actúe sobre las partículas de líquido llevándolo hasta las paredes en donde se presenta el efecto de coalescencia o unión de las gotas que se decantan luego por gravedad.

#### ➤ **CON EMPAQUES DE COALESCENCIA O UNIÓN**

Estos empaques hacen una recapitulación de los anteriores métodos, empleando una combinación de choque, cambio de velocidad, cambio de dirección de flujo y empleo de fuerza centrífuga, mediante lo cual logran separar el vapor líquido del gas; estos empaques proveen una gran superficie para la unión de las gotas de vapor líquido.

En algunos separadores de gas y aceite y separadores de tipo limpiador se emplean extractores de niebla de tipo de coalescencia en forma de malla. Se

deben tener varias precauciones cuando se usan estos empaques de los separadores de gas y aceite, debido a que pueden ser de un material frágil que puede deteriorarse o romperse ya sea cuando se traslada a o desde una bodega o cuando se instala en el campo; otro problema que se puede presentar es que los empaques o mallas puedan estar sucias o taponadas con parafinas u otros materiales extraños, lo que ocasiona una prematura inoperación del separador que use este empaque; precisamente debido a su tendencia al ensuciamiento o taponamiento, el uso de extractores de vapor del tipo de coalescencia se restringe a los separadores de gas de tipo limpiador, los cuales se usan en las líneas de distribución, recolección y transmisión de gas. Aun cuando los empaques de coalescencia son muy efectivos en la remoción del vapor líquido del gas, se prefiere el uso de extractores de vapor de tipo paleta en los separadores de gas y aceite debido a su mejor adaptación a las condiciones de campo.

#### ➤ **CON FILTROS**

En determinadas aplicaciones, los filtros porosos son muy efectivos para remover el vapor líquido, pues los medios porosos filtran el vapor líquido del gas, además el material poroso también puede usar los principios de choque, cambio de dirección de flujo y cambio de velocidad.

Las caídas de presión a través de los extractores de vapor que se usan en un separador, deben ser lo más bajas posibles para lograr una eficiencia máxima de separación; en general los extractores de vapor del tipo filtrante tienen las mayores caídas de presión por unidad de volumen de capacidad, y los de tipo de coalescencia presentan la más baja, y las caídas de presión a través de otros tipos de extractores de niebla se encuentran variando en medio de estos dos extremos.

### **3.5. MÉTODOS USADOS EN LA REMOCIÓN DE GAS DEL ACEITE**

Estos métodos se refiere a la remoción del gas que no está en solución con el aceite.

#### **3.5.1. POR ASENTAMIENTO**

El gas que no está en solución con el aceite se puede separar de éste si se permite el asentamiento por un tiempo suficiente; para aumentar el tiempo de retención de un líquido que entra a un sistema en cantidad fija, se necesita un aumento en el tamaño del tanque o un aumento en la profundidad del líquido en el separador, sin embargo, el aumento en la profundidad del aceite en el separador puede traer como consecuencia una disminución en la salida del gas que no está en solución.

#### **3.5.2. POR AGITACIÓN**

El gas que no está en solución puede estar atrapado mecánicamente en el aceite por la tensión superficial y la viscosidad de este último, entonces la agitación puede causar que las burbujas de gas se unan y se separen del aceite en un tiempo menor que el requerido si no se empleara este método; la agitación se obtiene por movimiento, vibración o separación por tabiques o pantallas (“baffling”).

#### **3.5.3. POR SEPARACIÓN**

Hay un elemento, el cual se puede instalar a la entrada de un separador, que esparce el aceite y lo dispersa de tal manera que el gas puede escapar rápidamente del aceite; este tipo de elemento suministra beneficios adicionales para la eliminación del choque del fluido a alta velocidad contra

las paredes opuestas del separador. Las pantallas básicamente son capas delgadas que llevan el aceite desde la entrada hasta la parte inferior, formando cascadas que ayudan, como ya se dijo, a la separación del gas. Otra forma especial de separación por pantallas utiliza empaques de coalescencia y se usan principalmente para remover el gas que no está en solución dentro del aceite.

#### **3.5.4. POR TEMPERATURA**

La temperatura reduce la tensión superficial del aceite ayudando de esta manera a que el gas que está atrapado o retenido en forma mecánica por el aceite pueda escapar en forma de burbujas; el método más efectivo para calentar aceite crudo es pasándolo a través de un baño de salmuera o calentadores. Este tipo de tratamiento es quizá, aun hoy, uno de los métodos más efectivos para remover burbujas de espuma de un aceite.

#### **3.5.5. POR PRODUCTOS QUIMICOS**

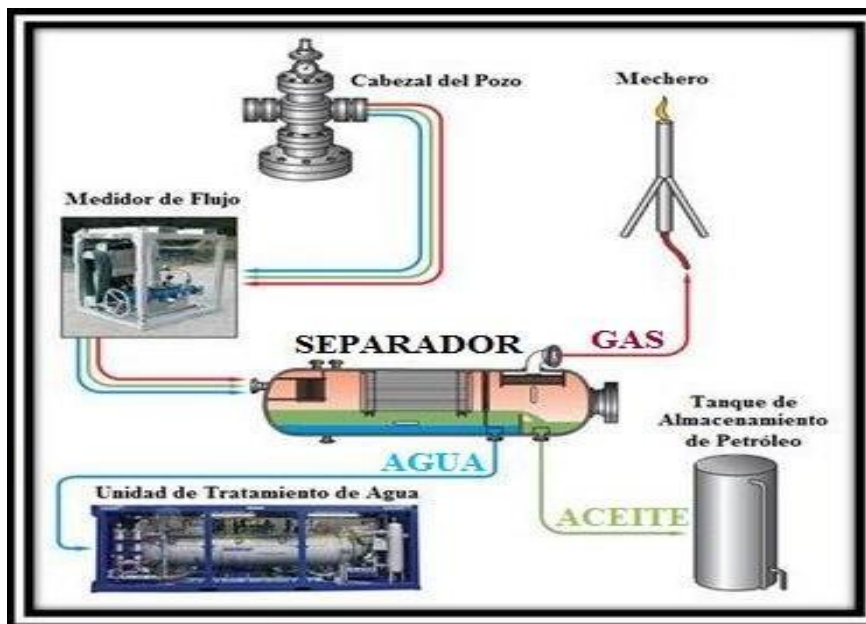
Cualquier químico que reduzca la tensión superficial del aceite crudo, ayuda a liberar el gas que no está en la solución del aceite. Los productos químicos que reducen la tensión superficial del aceite, ayudan o reducen también la tendencia a formar espumas de un aceite, incrementando por consiguiente la eficiencia de un separador; con la inyección de productos químicos, la capacidad de un separador se puede incrementar mucho más del doble, sin realizar ningún otro cambio en el sistema.

#### **3.6. SEPARADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS**

Básicamente los separadores son bifásicos y trifásicos; el separador bifásico separa el fluido en líquido y gas, descargando este último en la parte superior

del tanque y el líquido por el fondo. El separador trifásico separa los fluidos en aceite, gas y agua, ver figura 7; el gas sale como en el caso anterior, por la parte superior del tanque, el aceite por una parte intermedia y el agua por el fondo. Ambos separadores, bifásicos y trifásicos, vienen en diseño horizontal de un solo tubo o de dos tubos, vertical y esférico.

**Figura 7. Separador Trifásico Horizontal.**



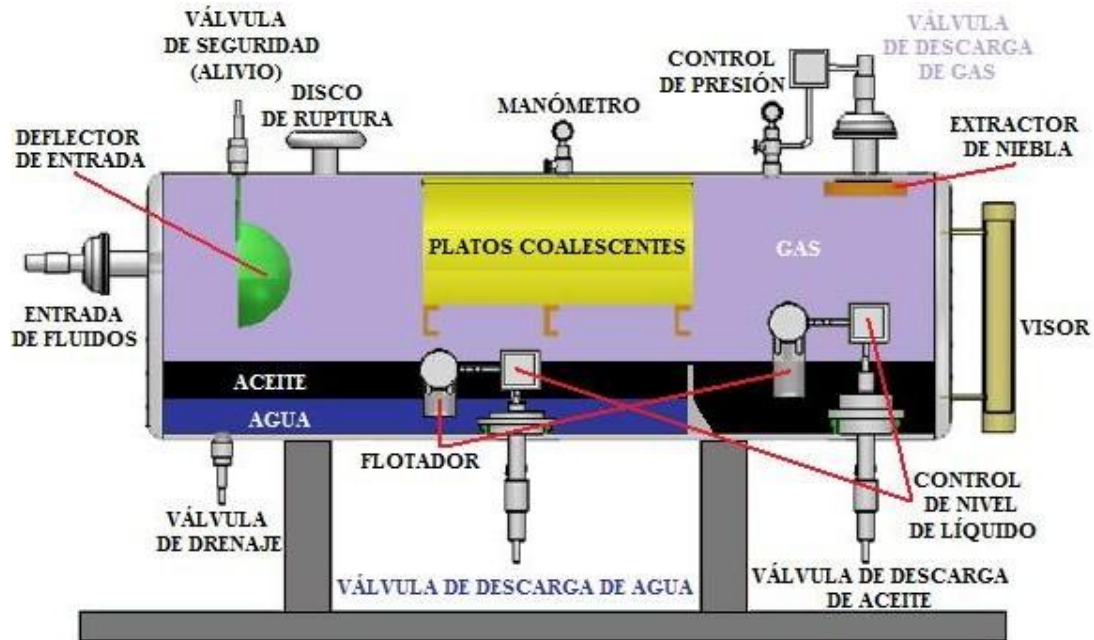
Fuente: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/03/toma-de-muestras-de-fluidos-de.html>

### 3.6.1. COMPONENTES PRINCIPALES

Los componentes esenciales de un separador de gas y aceite son el tanque de separación y un control del nivel del líquido, una válvula de descarga del aceite, y accesorios, entre los cuales tenemos indicadores, válvulas de seguridad, válvulas de contrapresión, entre otros. Adicionalmente a estos accesorios, en un separador trifásico se necesita un control de nivel del líquido en la interface aceite agua y una válvula de drenaje para el agua, ver figura 8. Para lograr una buena separación del fluido de los pozos en gas y líquido, el tanque separador, en la mayoría de los casos, debe servir como

tanque de almacenamiento o acumulación, lo cual es particularmente cierto en aquellos pozos donde se utilizan sistemas como el “gas-lift”, donde el flujo es intermitente o donde las líneas de flujo o líneas de producción tengan vacíos debido a las ratas de producción.

**Figura 8. Componentes de un Separador Trifásico Horizontal de Crudo.**



**Fuente:** modificada de: Manual P11, Separators. Petroleum Learning Programs LTD.

### 3.6.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Se refiere a algunas comparaciones relativas de los diferentes tipos de separadores en un rango de tipos, tamaños y presiones de trabajo.

Respecto de los separadores horizontales, ver figura 9, sus fortalezas se presentan en consideraciones como eficiencia de separación, estabilización de los fluidos separados, adaptabilidad a variación de condiciones tales como flujo de cabeceo (“heading flow”), capacidad (mismo diámetro), costo por unidad de capacidad, habilidad para mantener aceite espumoso, poco

espacio requerido para la instalación en plano vertical y facilidad para inspección y mantenimiento. Sus desventajas son la no habilidad para mantener materiales extraños y el suficiente espacio requerido para la instalación en plano horizontal.

**Figura 9. Separador Horizontal de Crudo.**



**Fuente:** <http://www.zigmapetroleum.com/soluciones.php>

Los separadores verticales, ver figura 10, presentan fortalezas en consideraciones como flexibilidad de operación, habilidad para mantener materiales extraños y poco espacio requerido para la instalación en plano horizontal. Sus desventajas son el empleo de espacio suficiente para la instalación en plano vertical, la poca facilidad de instalación y poca facilidad para inspección y mantenimiento.

**Figura 10. Separador Vertical de Crudo.**



**Fuente:** <http://www.hlcsac.com/hidrocarburos.htm>

Respecto de los separadores esféricos, su fortaleza se presenta en la facilidad de instalación. Sus debilidades en la eficiencia de separación, la estabilización de los fluidos separados, la adaptabilidad a variación de condiciones tales como flujo de cabeceo (“heading flow”), flexibilidad de operación, capacidad (mismo diámetro), costo por unidad de capacidad y habilidad para mantener aceite espumoso.

En la anterior comparación de los separadores de gas y aceite se ha asumido que los separadores de gas horizontales son de una sola cámara; algunos separadores horizontales se construyen con dos cámaras paralelas una de otra llamados de doble barril, en estos separadores, el líquido está en la cámara baja y es descargado por el fondo de esta, el gas estará en la cámara superior y por consiguiente saldrá por el tope. El separador horizontal de una sola cámara se prefiere al de dos cámaras debido a que proporciona una mayor área para la interface, tiene un mayor tiempo de retención y es más fácil de limpiar que el separador de dos cámaras.

### 3.7. SEPARADORES DE MEDIDA

Fuera de separar los fluidos del pozo en aceite, gas y agua, un separador puede acondicionarse a un sistema de medida para los líquidos. Estos tanques se refieren comúnmente como separadores de medida y se consiguen en tipos bifásicos y trifásicos, ver figura 11. Un separador de medida de dos fases, separa el fluido en líquido y gas y mide el líquido en la porción más baja del tanque. Un separador de medida trifásico separa el fluido en aceite, agua y gas y puede medir solamente el aceite o ambos; la medición de los líquidos se logra acumulándolo, aislándolo y, finalmente, descargándolo en un volumen dado en un compartimiento en la parte más baja del tanque. Hay separadores de medida de tipo aceite espumoso, el cual utiliza un control del nivel del líquido de cabeza hidrostática que proporciona una buena seguridad en las mediciones basada en pesos y no en volúmenes.

**Figura 11. Separador Vertical de Medida de Crudo.**



**Fuente:** autor del proyecto.

### 3.8. SEPARACIÓN POR ETAPAS

Las etapas de separación de aceite y gas se logran con una serie de separadores que se operan en una secuencia de presiones reducidas, ver figura 12; el líquido se descarga del separador que tiene una presión más alta a un separador que tiene una presión más baja. El propósito de la separación por etapas es obtener un máximo recobro de hidrocarburos líquidos de los fluidos del pozo y suministrar una estabilización máxima del fondo del líquido y el equivalente del gas. Hay dos procesos de liberación del gas de los hidrocarburos líquidos a presión, ellos son la separación instantánea (“flash”) y la separación diferencial.

**Figura 12. Instalación de Separadores Verticales de Etapa Múltiple.**



**Fuente:** [http://petro-villa.blogspot.com/2009\\_04\\_01\\_archive.html](http://petro-villa.blogspot.com/2009_04_01_archive.html)

La separación instantánea se logra cuando la presión se reduce en el sistema y el vapor permanece constante con el líquido, esto es, el vapor (gas) no se remueve del contacto con el líquido, y la reducción de la presión sigue hasta que el vapor sale de la solución; este procedimiento produce más cantidad de vapor y relativamente poco líquido. La separación diferencial se logra cuando el gas se remueve en forma continua del contacto con el líquido

tan pronto como se reduce la presión; el gas y/o el vapor se remueven continuamente tan pronto como este se separa del líquido, este proceso produce más líquido que vapor; esto se conoce como vaporización diferencial o separación diferencial, sin embargo tal arreglo no es práctico.

En una instalación de separadores de etapa múltiple, ambos procedimientos, separación diferencial y separación instantánea, se realizan cuando el fluido del pozo fluye desde la formación y pasa por la tubería de producción, los choques, los reguladores reductores y las tuberías de superficie; la presión se reduce y se presentan separaciones instantáneas o flash, y cuando atraviesa un separador, se separa el gas del aceite y en este caso se tiene una separación diferencial.

Un separador de aceite y gas ideal, desde el punto de vista del máximo recobro de líquido, es aquel que reduce la presión del fluido desde una presión de cabeza de pozo a la entrada, hasta cerca a una presión atmosférica en la descarga del separador; algunos beneficios de este separador ideal se pueden obtener usando separaciones por etapas múltiples, en las cuales el número de etapas solamente está limitado por consideraciones económicas; por ejemplo, un separador de tres etapas de separación se aproxima un 75% a una separación diferencial, uno de cuatro etapas se aproxima un 90%, uno de seis etapas se aproxima un 96% y uno de siete etapas se aproxima en un 98,5%; se han usado siete etapas para grandes volúmenes de aceite, pero tales instalaciones son escasas. Cuando se tiene un separador y tanque de almacenamiento, se considera que aquel tiene una separación de dos etapas; así mismo, cuando se tiene dos separadores y el tanque de almacenamiento, decimos que tenemos una separación de tres etapas.

Si un separador de gas y aceite se opera al vacío y/o a una temperatura mayor que la del ambiente, se logrará una mayor remoción de gas y/o vapor de los hidrocarburos líquidos que están fluyendo a través de este; esto tiende a estabilizar los líquidos y resulta en menores pérdidas de gas y de vapores condensables en el tanque de almacenamiento. Usando un equipo de este tipo, un separador debe estar después del estabilizador, removiendo el gas del líquido para que éste se descargue al estabilizador; el líquido que se descarga del estabilizador al tanque está completamente estabilizado y tiene una presión de vapor menor que la presión atmosférica, por consiguiente no habrá pérdidas en el tanque de almacenamiento. El uso de una unidad de estabilización produce resultados comparables a los que logra una separación de cuatro a seis etapas, inclusive, en un líquido tratado y altamente volátil, si se utiliza un estabilizador se logran mejores resultados que los que se obtienen en separación por etapas.

### **3.9. CAPACIDAD DE LOS SEPARADORES**

La capacidad de un separador de gas y aceite varía de acuerdo a factores tales como el diámetro y longitud del tanque del separador, el diseño y arreglo de los aparatos internos del separador, el número de etapas de separación, las características físicas y químicas de los fluidos en el pozo (gravedad, viscosidad, y equilibrio de fases), la presión de operación y temperatura del separador, el nivel del líquido que se mantiene en el separador, la clase de flujo (si es estable o variable), los materiales extraños contenidos en el fluido del pozo, la tendencia del aceite a formar espuma y, finalmente, las condiciones físicas del separador y sus componentes.

Los cálculos de la capacidad de gas para un separador de gas y aceite, basados en la ley de Stokes, suponen que la separación del líquido y gas se efectúa por la diferencia de densidades y por las velocidades propias de

estos dentro del separador. Como dato a tener en cuenta, la velocidad neta del gas en los separadores se selecciona para obtener una separación de todas las partículas de vapor líquido de cien micras de diámetro o más; se supone que los extractores de vapor que se usan en un separador efectúan la separación de niebla de líquido con diámetros aproximados de treinta micras. Existen curvas especiales para determinar las capacidades de estos tipos de separadores y sistemas especiales, para considerar los diferentes elementos internos de estos aparatos.

### **3.9.1. DATOS EMPLEADOS PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN EN LOS SEPARADORES**

Estos cálculos, que proporcionan la capacidad del líquido en barriles por día (B/D o BPD), por lo general se realizan con el uso de un monograma, el cual exige como datos de entrada, por ejemplo, el tiempo de retención (existe un mínimo tiempo de retención recomendado que depende de la presión nominal de diseño, y de si el aceite es espumante, caso en el cual se debe aumentar), el flujo constante y sin cabeceo, la temperatura del crudo superior a la de su punto de fluidez, la gravedad del crudo, la viscosidad del crudo, la altura (profundidad) del líquido, entre otros. Como caso particular, para establecer cuál es la capacidad de cualquier separador vertical se necesitan los datos de profundidad del líquido, presión nominal de diseño y diámetro exterior.

### **3.9.2. SELECCION DEL TAMAÑO DE SEPARADORES**

Para seleccionar el tamaño de los separadores, se usan algunos métodos que dependen del tipo de separador deseado y las condiciones de operación. Algunas de las condiciones que se establecen son por ejemplo el tamaño mínimo (en micrones) de las partículas de líquido en la corriente de entrada,

el que la temperatura del gas esté por encima del punto de oscuridad del aceite y de la temperatura de hidratación, el que el aceite no sea espumoso, que el flujo de aceite sea constante (no se produzca por cabeceos), entre otras. A continuación, y a manera de información muy general, se describen, muy brevemente, los métodos para la selección del tamaño de un separador.

#### ➤ **POR CAPACIDAD DE GAS**

Para usar este método, hay que decirse que en tablas se proporciona el factor de corrección para el gas a las condiciones de operación. La gravedad específica del líquido usada en las tablas debe ser a las condiciones del separador; si la gravedad del líquido es dada a condiciones standard, esta debe ser corregida a las condiciones del separador. El flujo de gas se divide por el factor de corrección del gas para obtener otro factor empleado y llamado factor G. Con estos datos, luego, se busca en tablas el tamaño de separador cuyo factor G sea igual o mayor que el calculado, teniendo presente que la capacidad de aceite del separador escogido sea suficiente.

#### ➤ **POR CAPACIDAD DE ACEITE**

Aquí, la capacidad de separación de aceite es suministrada en tablas, basándose en un determinado tiempo de retención, con niveles normales de aceite; en separadores de mayor diámetro el nivel de aceite puede ser colocado más alto o más bajo del normal para obtener mayor capacidad de aceite, o más capacidad de gas, de las que se muestran en tablas.

En un caso particular, para buscar un tipo de separador que cumpla con los requerimientos de manejo de gravedad específica, presión de operación y presión de trabajo, se deben cumplir una serie de pasos. En el primer paso, se debe convertir la gravedad API del aceite a gravedad específica a presión

de operación del separador, mediante el uso de una tabla; para convertir la gravedad a presión del separador, se emplea una figura. En el segundo paso, se calcula el factor G; usando una tabla, donde se entra con gravedad específica a presión de operación del separador, presión de operación del separador y temperatura, se calcula el factor de corrección del gas, con el cual se obtiene el factor G (teórico), dividiendo el flujo entre el factor de corrección del gas; ya con estos datos hallados, por último paso, se puede encontrar el tamaño en si del separador; para esto se usa una tabla en donde se busca un separador de una presión igual que la de trabajo y que tenga un factor G igual o mayor que el teórico hallado en al paso anterior, lo cual da por resultado el tipo de separador más pequeño que tenga la capacidad deseada, pudiéndose observar su diámetro, su longitud y su real factor G (que ha de ser mayor o igual que el teórico).

#### 4. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO (STOCK TANK)<sup>6</sup>

Entre los procesos que se desarrollan en un Campo Petrolero se encuentra el almacenamiento del crudo, una vez se ha extraído y separado los elementos con los que generalmente viene acompañado. El almacenamiento se lleva a cabo por medio de tanques que deben cumplir con una serie de especificaciones dependientes de las propiedades del crudo y del tipo de hidrocarburo que se requiera almacenar. Los tanques de almacenamiento de crudo son una herramienta eficaz en un Campo de Petróleo, capaces de permitir la medición de las propiedades y la cantidad de los hidrocarburos a bombear y la realización de tratamientos que optimicen la calidad del producto antes de ser bombeado a otras estaciones para sus posteriores tratamientos y comercialización. El almacenamiento de crudo constituye un elemento de considerable valor en los procesos de producción de hidrocarburos ya que permite la sedimentación de agua y lodos del crudo, antes de bombearlo para posteriores procesos, actúa como punto de referencia en la medición de despachos de producto, y de su estado óptimo depende la finalización exitosa de todos los arduos procesos realizados para la extracción del crudo desde el yacimiento hasta la superficie, considerando que una falla inesperada que ocasione derrames de crudo causaría enormes gastos de inversión para la recuperación posterior tanto del crudo derramado como del medioambiente afectado, sin hablar de los daños ocasionados en las demás instalaciones de una estación de almacenamiento ya sea por el mismo derrame en si como por los efectos ocasionados por un posible incendio u explosión.

---

<sup>6</sup> "**Surface Operations in Petroleum Production, I & II**". GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR.

Un estudio adecuado del almacenamiento teniendo en cuenta las necesidades inmediatas, las reservas, los hallazgos de petróleo futuros, los espacios disponibles, los accesos, la seguridad, etc., hacen de los tanques de almacenamiento una parte fundamental para la industria, pues los crudos que se extraen, no siempre son del mismo tipo y cada uno necesita un tanque de almacenamiento diferente, es por eso que existen diferentes clases de tanques y cada uno cumple una serie de requisitos dependiendo de las características del producto a almacenar.

#### **4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Un tanque de almacenamiento de crudo se puede definir como cualquier recipiente utilizado en instalaciones fijas y no en procesamiento, cuya capacidad de almacenaje exceda los 60 galones US de líquido. Los tanques a los cuales nos referiremos en este apartado son los usados en la estación de almacenamiento y bombeo de crudo de los Campos Petroleros, y no a los usados en las refinerías, por ejemplo. Este tipo de tanques se clasifican dentro de los que manejan bajas presiones, o atmosféricos, los cuales se encuentran en forma cilíndrica.

##### **4.1.1. CILÍNDRICOS CON TECHO CÓNICO FIJO**

Los tanques de almacenamiento cilíndricos con techo cónico fijo, ver figura 13, son diseñados con el fin de almacenar productos con presión de vapor relativamente baja, entendiéndose la presión de vapor como la presión que ejercen los vapores de un producto sobre las paredes internas de un recipiente; a mayor dificultad de evaporación, menor cantidad de vapor y por lo tanto menor presión se ejerce sobre las paredes de dicho recipiente por lo tanto los productos almacenados en estos tanques no tienen la tendencia a producir vapores a temperatura ambiente. La presión manejada en este tipo

de tanques es igual a la presión atmosférica, es muy importante resaltar que los fluidos almacenados en este tipo de tanques deben tener un “flash point” mayor a 150°F. Además del crudo, otros productos que también se pueden almacenar en un tanque cilíndrico con techo cónico son: combustóleos, diesel, queroseno y gasolinas pesadas.

**Figura 13. Tanque de Almacenamiento de Crudo Cilíndrico con Techo Cónico Fijo.**



**Fuente:** autor del proyecto.

#### **4.1.2. CILÍNDRICOS CON TECHO FLOTANTE**

Se asemejan en su construcción a los tanques cilíndricos con techo cónico fijo con la diferencia que su tapa superior es una superficie que se encuentra en contacto directo con el producto almacenado y flota sobre él, ver figura 14, esto con el fin de evitar pérdidas por evaporación y evitar la acumulación de vapores que podrían ocasionar daños debido a las altas presiones de vapor, la presión nunca es mayor a la presión atmosférica; el techo flotante se desplaza verticalmente de acuerdo al nivel del producto que almacena; otra ventaja de este tanque es que no genera electricidad estática. Los tanques de techo flotantes más comunes son de tipo pontón anular con una cubierta central sencilla; en el centro de la cubierta, está colocado un sumidero para drenaje de agua el cual tiene conectada una manguera que está conectada a

una línea con su válvula en la parte inferior del tanque; esta manguera está provista de una válvula de retención.

**Figura 14. Tanques de Almacenamiento de Crudo Cilíndricos con Techo Flotante.**



Fuente: <http://www.temsa.ws/TQEALM.htm>

#### **4.2. PARTES DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

Además de las partes principales del tanque que son su base, su cuerpo, y su techo, se encuentran otros accesorios los cuales son muy importantes para el buen funcionamiento y manejo del mismo, ver figura 15, ellos son: La escalera, usada para tener acceso al techo, realizar y verificar mediciones. Los indicadores de nivel, que muestran el nivel del producto almacenado. Las válvulas, generalmente de compuerta, que permiten una apertura parcial. El venteo, usado para evacuar vapores que se acumulan en el tanque. Los orificios del techo, usados para hacer mediciones con cinta. El “manhole”, empleado para acceso del operador con el fin de realizar mantenimiento o reparaciones. Las entradas de crudo, que generalmente se encuentran en la parte inferior del tanque, y están unidas a un dispersor con el fin de evitar el flujo turbulento del fluido cuando ingresa al tanque. Y, finalmente la boca de salida, usada para evacuar el fluido almacenado a las líneas de transporte.

**Figura 15. Accesorios de un Tanque de Almacenamiento de Crudo Cilíndrico.**



**Fuente:** autor del proyecto.

### **4.3. GENERALIDADES DEL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Para realizar el diseño de un tanque de almacenamiento se deben tener en cuenta consideraciones como: Necesidades de almacenamiento. Tipo de producto, especificaciones y comportamiento. Áreas disponibles, distancias a otras instalaciones. Recursos económicos. Selección de materiales, propiedades y composición. Tamaños y capacidades preferidos. Métodos de cálculo, inspección y fabricación. Códigos de práctica para la operación y seguridad de planta. Análisis y determinación de cargas estáticas y dinámicas sobre los equipos. Tensiones residuales, stress térmico, fatiga de materiales, concentración de tensiones. Mecanismos de desgaste, erosión, corrosión, abrasión. Tipos de recubrimientos. Y conexiones a tanques–recipientes, de cañerías y válvulas, etc.

#### **4.3.1. DISEÑO DEL FONDO DEL TANQUE**

Una vez estudiado el suelo en donde se construirá el tanque, los parámetros más importantes para el diseño del tanque que deben ser tenidos en cuenta, según la norma API 650, son: Que el espesor mínimo para las laminas del fondo debe ser de 1/4" (10.2 lb/ft<sup>2</sup>), sin tener en cuenta la tolerancia a la corrosión. Y que cuando las presiones perimetrales del casco a la base son superiores a 10 Ton/m<sup>2</sup>, se diseñan las platinas anulares de mayor espesor que las del resto del fondo.

#### **4.3.2. DISEÑO DEL CASCO O CUERPO DEL TANQUE**

Cuando se va a realizar el diseño de un tanque de almacenamiento es muy importante inicialmente conocer la cantidad y las propiedades del producto que se va a almacenar; una vez conocido esto se halla por medio de ecuaciones la capacidad y los diferentes parámetros a tener en cuenta para el diseño, como son el volumen a almacenar, el área del tanque, su diámetro, su altura y su relación de esbeltez.

Con el fin de encontrar una altura indicada se utiliza la relación de esbeltez, la cual es función de la altura y el diámetro del tanque y debe ser un valor menor o igual a 3; esto se tiene en cuenta para hallar el diámetro del tanque; es muy importante resaltar que la relación diámetro–altura depende del área en donde se va a construir el tanque, ya que para áreas pequeñas se debe manejar una relación de esbeltez mayor que para un área extensa. Según la norma API 6501 se debe tener en cuenta un Nomograma con el cual se pueden establecer relaciones óptimas de diámetro y altura, teniendo en cuenta la capacidad o el volumen que se manejará en el tanque a diseñar; el

diámetro del tanque se determina básicamente en función del volumen a almacenar y la altura del tanque.

El espesor del casco o cuerpo del tanque depende del producto que se va a almacenar, para realizar el diseño básicamente se tienen en cuenta dos ecuaciones, en la primera se tiene en cuenta la gravedad específica del producto a almacenar y la tolerancia a la corrosión, que es muy importante ya que normalmente y a causa de procesos fisicoquímicos el casco del tanque sufre corrosión y por lo tanto disminuye su espesor, y la segunda ecuación se encuentra en función de las características del agua, ya que al almacenar crudo y otros productos estos contienen agua en solución. Al hacer los cálculos de espesor siempre se desarrollan las dos ecuaciones mencionadas y se escoge para el diseño la que entregue un mayor valor; la norma API 6501 establece la relación de diámetro y espesor que se debe tener en cuenta.

#### **4.3.3. NORMAS Y CÓDIGOS DE DISEÑO APLICABLES**

Existen varias Normas y Códigos para el cálculo, diseño y construcción de estos equipos, sin embargo las más difundidas y empleadas en las industrias son las del “American Petroleum Institute” (API), dentro de las cuales encontramos: API Specification 12D, aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en el campo para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 75 y 1500m<sup>3</sup>. API Specification 12F, aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en taller para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 13.5 y 75m<sup>3</sup>. API Standard 653 (1991), aplicable a la inspección, reparación, alteración desmontaje y reconstrucción de tanques horizontales o verticales, basándose en las recomendaciones del STD API 650. Estas normas cubren el diseño, fabricación, inspección, montaje, ensayos y

mantenimiento de los mismos y fueron desarrollados para el almacenaje de productos de la industria petrolera, sin embargo su aceptación ha sido aplicada para numerosos productos de otras industrias; no obstante el que estas normas cubran muchos aspectos, faltaría contemplar algunos que se encuentran en otras normas complementarias a las mismas.

Además de las mencionadas normas, existen otras que son aplicables a estos casos, cubriendo no solo materiales constructivos metálicos sino también otros como plásticos, fibra de vidrio, entre otros; a continuación se mencionan algunas de estas: ASTM D 3299 / 4021 / 4097, comprende las especificaciones para tanques plásticos reforzados con fibra de vidrio. ASME, Boiler and Pressure Vessel Code (edición 2001), Section VIII y X, aplicable para el diseño de diferentes recipientes y tanques tanto cilíndricos, esféricos como de sección rectangular. Se trata de los estándares más reconocidos mundialmente en este campo de aplicación. British Standard (BS) 2594, aplicable a tanques cilíndricos horizontales de acero al carbono soldados. British Standard (BS) 4994, comprende las especificaciones para el diseño y construcción de recipientes y tanques en plásticos reforzados. British Standard (BS) 6374, comprende las especificaciones para el recubrimiento de recipientes y tanques con materiales poliméricos. Underwriters Laboratories (UL) Standard UL 142, aplicable a tanques de acero de diferentes diseños soldados en taller para almacenaje de líquidos inflamables y combustibles.

#### **4.4. DATOS BÁSICOS SOBRE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Un buen mantenimiento preventivo es la manera de obtener información, tendiente a conocer la condición física del tanque, la rata de corrosión, la causa de la corrosión, el estado del equipo accesorio y la vida útil del tanque.

El mantenimiento preventivo se basa en un conjunto de inspecciones periódicas, en las cuales se debe distinguir entre las inspecciones externas estando el tanque en operación y las inspecciones externas e internas con el tanque fuera de servicio. Las frecuencias entre inspecciones internas y externas del tanque dependen de factores como el medio ambiente, el producto almacenado y las condiciones del terreno. Los intervalos entre revisiones principalmente dependen de las características del fluido de producción del campo y la cantidad de sólidos presentes en el mismo.

#### **4.4.1. CON EL TANQUE EN OPERACIÓN**

Cuando el “stock tank” se encuentra en operación, la inspección que se le realiza suministra datos sobre el deterioro general del tanque y de los equipos accesorios anexos.

Los principales puntos a cubrir y a tener en cuenta durante una revisión preventiva son: Las vías de acceso: revisar su estado y el de los muros de contención. La cimentación: revisar el estado del piso alrededor del tanque, del anillo de concreto y verificar los asentamientos diferenciales. Los drenajes: revisar el correcto funcionamiento de los sistemas de drenaje de aguas lluvias y de aguas aceitosas. Las conexiones de tubería: revisarlas para verificar escapes, corrosión, y el estado de la pintura de protección. Las conexiones a tierra: revisar su correcta fijación. Las escaleras y plataformas: verificar su fijación y sus conexiones a tierra, revisar la estructura de la escalera, guías correderas y sistema de movimiento. Las paredes del tanque: revisarlas cuidadosamente para verificar grietas, corrosión, y el estado de la soldadura y la pintura; se debe tomar por lo menos una medida del espesor de la lámina por anillo, dando especial atención en la parte inferior del tanque, ya que es en este sitio donde se presenta un mayor deterioro de la pared. Las bocas de inspección: observar la hermeticidad total de las tapas,

verificar que las tapas de las bocas de inspección ajusten bien. El techo: revisar el estado general de las laminas del techo, tomar medidas del espesor de las láminas, verificar la centricidad del techo y el estado general del sello protector contra lluvias, revisar que todo el equipo accesorio funcione adecuadamente (incluye el medidor automático, la cámara de ventilación automática, el sistema de drenaje, el colector central y las boquillas), revisar que la guía antigiratoria este en buen estado y completamente vertical, revisar las patas telescópicas (si las hay) asegurándose que funcionen adecuadamente, y revisar cada uno de los pontones y verificar su hermeticidad.

#### **4.4.2. CON EL TANQUE FUERA DE SERVICIO**

Cuando el “stock tank” se encuentra fuera de servicio, además de los puntos ya tratados cuando se encuentra en servicio, se deberán cubrir y tener en cuenta los siguientes: El fondo: revisar cuidadosamente el fondo del tanque, especialmente grietas, corrosión, asentamiento y deformaciones, tomar datos sobre el espesor de las láminas. Las paredes: revisar su estado general, observar grietas, puntos de corrosión y capas de protección. Las boquillas: revisar interiormente las boquillas, para determinar grietas en los pegues de soldadura a las paredes. El equipo accesorio interior: revisar que todo el equipo interior del tanque funcione adecuadamente, serpentín, agitador, la manguera de drenaje del techo y los otros drenajes. El techo: revisar grietas, punto de corrosión y estado de la pintura de las láminas en el techo.

#### **4.4.3. OTROS ASPECTOS A TENER EN CUENTA**

Un producto como el crudo presenta un peligro potencial que puede desencadenar daños durante su transporte, descarga, almacenamiento o uso, ocasionando consecuencias graves en las personas, el medio ambiente

y en las instalaciones de la estación; con el fin de evitar o atenuar las consecuencias de estos peligros, se deberán desarrollar sistemas de protección y mitigación, los cuales comprenden medidas de protección activa y pasiva adecuadas para defensa contra incendios.

Dentro de los sistemas de protección y mitigación pasiva, los cuales reducen la magnitud de las consecuencias, encontramos: las distancias mínimas entre tanques e instalaciones, los muros de contención de derrames, los medios para la conducción de derrames, los muros protectores, el aislamiento térmico y de ignifugación, la ventilación, las vías de acceso y escape, y la inertización de espacios cerrados. La determinación de las distancias mínimas se deben aplicar entre tanques y recipientes de almacenamiento, tanques de almacenamiento y las distintas unidades de proceso (u otras instalaciones de la estación), y fuentes de peligro y personas e infraestructura (personal de planta, de oficina y población aledaña, edificaciones de la estación y de la población); estas distancias mínimas se deben establecer ya que los efectos drásticos de un incendio, explosión y emisión tóxica y/o inflamable, disminuyen con el cuadrado de la distancia. Una vez ocurrido un accidente, ya sea químico o mecánico, las concentraciones tóxicas y/o inflamables, las radiaciones térmicas, sobrepresiones y/o proyección de restos de materiales o sustancias peligrosas, se transmiten o proyectan radialmente en todo el espacio que rodea a la zona del incidente y pueden extenderse en el peor de los casos como efecto dominó hacia zonas aledañas a la estación. Las consecuencias de estos accidentes son catastróficas si no se respetan las mínimas distancias, debidamente calculadas y estipuladas en normas reconocidas, entre las facilidades de la planta, que permiten la atenuación de los efectos dañinos.

Dentro de los sistemas de protección y mitigación activa, los cuales comprenden dispositivos de seguridad que se activan manual o automáticamente, tenemos: la instalación y protección de duchas contra incendios, las cortinas de agua, los pulverizadores y las válvulas de seccionamiento.

#### **4.5. LIMPIEZA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

La operación de limpieza básicamente comprende dos fases que son: la extracción y tratamiento de lodos y la limpieza de las superficies internas; es importante coordinar simultáneamente las operaciones de extracción y tratamiento de los residuos generados e integrarlas en un proceso general de limpieza. El proceso de limpieza genera dos tipos de residuos que son los lodos y el agua de lavado.

Los lodos que se acumulan en los tanques de almacenamiento pueden llegar a ocupar varios metros cúbicos de su volumen; generalmente consisten de materiales orgánicos tales como mezclas de hidrocarburos, parafina, asfáltenos, materiales resinosos y sustancias inorgánicas como partículas finas, residuos metálicos y agua; la consistencia de los lodos varía desde líquidos, semisólidos y material difícil de bombear. Existen muchos factores que influyen en la formación y precipitación de lodos en los tanques, ver tabla 1, algunos de ellos son: La oxidación de los materiales orgánicos presentes en el crudo, cuyo proceso ocurre debido al cambio de temperatura en el ambiente, no obstante también puede ocurrir por las cargas electrostáticas formadas en el bombeo de los productos, pues estas permiten la oxidación de los componentes del crudo. La coagulación de los componentes del crudo con el agua. Los sedimentos, arena, partículas finas y residuos metálicos, esto se confirma por el alto porcentaje de estas sustancias presentes en el análisis de los lodos. La precipitación de parafinas, la cual puede ser debida

a la diferencia de temperatura entre el día y la noche, que permite la separación de las ceras en forma de lodos.

**Tabla 1. Factores que influyen en la Formación y Precipitación de Lodos en los Tanques de Almacenamiento.**

FACTOR INFLUYENTE	
1.	Oxidación de los materiales orgánicos presentes en el crudo.
2.	Coagulación de los componentes del crudo con el agua.
3.	Sedimentos, arena, partículas finas y residuos metálicos.
4.	Precipitación de parafinas.

**Fuente:** GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR. "Surface Operations in Petroleum Production, I & II".

Algunos de los problemas que son atribuidos a los depósitos de lodos en los tanques de almacenamiento incluyen: pérdida de hidrocarburos atrapados en los lodos (no aprovechable), reducción en la capacidad de almacenamiento, alta concentración de sedimentos localizados en la parte baja del tanque (causando inconvenientes en la operación de desalado), interferencia del crecimiento de los lodos en la operación del techo flotante, problemas en el drenaje del tanque, aumento en el mantenimiento de la bomba (debido a la erosión en el "impeller"), y la formación de celdas de corrosión en la zona de los lodos.

Las aguas de lavado están formadas por una mezcla de agua, hidrocarburos, y sólidos; su tratamiento por decantación-flotación es sencillo, obteniéndose un líquido de calidad óptima para ser enviado a la planta de tratamiento biológico.

#### **4.5.1. PRECAUCIONES DURANTE LA LIMPIEZA**

Durante los procesos de limpieza o de reparación de tanques de almacenamiento de crudo se deben tener en cuenta algunas precauciones, dentro de las cuales se puede mencionar: la inhalación de los vapores de los hidrocarburos y la ignición de los mismos vapores.

##### **➤ CONTRA LA INHALACIÓN DE VAPORES**

Para evitar la inhalación de vapores de hidrocarburos, se debe tener presente que al ejecutar trabajos de remoción de tapas en los huecos de inspección, en el techo o en el cilindro y la retirada de una puerta de limpieza, es casi obligatorio el uso de máscaras de respiración, debido a que estas acciones van acompañadas de escapes de gases provenientes del interior del tanque. Un método muy efectivo y adecuado de ventilar un tanque es mediante el uso de un extractor de vapor o aire instalado en el hueco de inspección del techo; la puesta en marcha del extractor se debe hacer simultáneamente con la remoción de las tapas de los huecos de inspección y/o las puertas de limpieza, disminuyendo así el riesgo de tener un escape serio de gases peligrosos en el momento de la apertura, los cuales podrían extenderse por toda el área adyacente. Una buena práctica para reducir el contenido de gases peligrosos dentro del tanque, es efectuar la limpieza con los extractores de techo funcionando a plena capacidad y con gente debidamente protegida con aparatos de respiración de aire fresco, además de revolver con agua a presión los lodos de los huecos de inspección, pues con esto se logra que los gases y vapores atrapados sean evacuados fácilmente por el extractor; este procedimiento se continua hasta que la prueba de gases certifique que el contenido ya se ha rebajado a niveles aceptables; cuando la concentración de vapores de hidrocarburos dentro de

un tanque es menor que 500ppm, aproximadamente un 4% por debajo del menor límite de inflamación, se puede juzgar que el tanque está libre de gases. Para la limpieza final después de retirada la mayoría de lodo, es útil usar mezclas de detergentes con queroseno, detergente y agua, sin embargo la selección del limpiador es cuestión de preferencia, aunque es bueno recordar que se debe evitar el uso de solventes tóxicos e inflamables.

Cuando se deba recurrir al retiro o remoción manual del lodo por medio de rastrillos de madera, empujando el lodo hacia las puertas de limpieza, debido a que ya no sea posible por medio de la bomba de achique, dependiendo de la naturaleza del lodo, los hombres que entren al tanque a realizar esta actividad deben usar aparatos de respiración de aire fresco, ropa impermeable, guantes y botas, y mientras se efectúa la limpieza interior del tanque, se debe mantener además una buena ventilación y una protección adecuada para los hombres que están manipulando los lodos.

### ➤ **CONTRA LA IGNICIÓN DE VAPORES**

Para evitar la ignición de los vapores de hidrocarburos, no se puede permitir ningún equipo que pueda dar origen a igniciones de la vecindad del tanque, hasta que se halla constatado la ausencia de vapores en la misma, y de ser necesario su utilización se debe localizar bastante lejos del tanque, fuera del muro y teniendo en cuenta la dirección del viento para evitar que esté arrastre los vapores del tanque al sitio de peligro. Solo es permitido dentro del tanque el uso de linternas o lámparas con baterías de bajo voltaje hasta que se hayan extraído todos los vapores peligrosos del tanque, y las luces portátiles usadas fuera del tanque deben ser a prueba de explosión. Durante la limpieza con chorro de arena a presión y la aplicación de pinturas, solo son permitidas dentro del tanque luces con protección a prueba de explosión, con

cables de alimentación con una especificación no inferior a encauchetados 2 x 12 para 600 voltios, en lámparas de 1000 watos.

Cuando se drenan lodos en tanque de techo flotante es aconsejable hacerlo desde dos o cuatro puntos opuestos en la circunferencia del tanque, para prevenir la inclinación del techo antes de que quede soportado sobre las patas, pues un techo inclinado puede accidentalmente causar una chispa por fricción; las boquillas de las mangueras de agua deberán tener conexión a tierra.

El tipo de limpieza en el tanque dependerá de las futuras operaciones a realizar bien sea inspección, reparaciones menores, mayores o modificaciones; sin embargo, cuando dentro de estas operaciones futuras se contempla la aplicación de calor, además de una desgasificación total y una excelente ventilación, se debe poner especial cuidado a la limpieza ya que algunos residuos de hidrocarburos líquidos pueden permanecer en partes tales como: los huecos de los soportes del techo, el drenaje articulado en tanques de techo flotante, los serpentines de calentamiento, los codos o las carretas de tubería, las estructuras soportes del techo, los bolsillos de instrumentos, y el espacio anular en la periferia del sello, en tanques de techo flotante; los vapores que persisten en el espacio anular de la periferia de los sellos de techos flotantes, se dispersan mejor removiendo algunas secciones del sello y soplando el espacio completamente con aire o vapor. Por ello antes de iniciar cualquier trabajo de corte o soldadura en la vecindad de esas áreas, se debe primero estar seguro que no existen gases o vapores peligrosos. Con la introducción de materiales modernos como las resinas epóxicas, muchas reparaciones que correspondían antes a trabajos en caliente, son ahora ejecutadas en frío, de allí la necesidad de realizar una evaluación de los riesgos y de la economía en tiempo y dinero que significa uno u otro.

#### **4.6. INSPECCIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Además de la inspección, también la evaluación, reparación y reconstrucción de tanques de almacenamiento atmosféricos, se basa en la norma API 653, la cual fija los requerimientos de inspección para monitorear la integridad de los tanques de almacenamiento y prevenir todas las posibles fallas que pudieran presentarse en el tanque. Dentro de las técnicas de inspección interna y externa de los tanques de almacenamiento atmosféricos se encuentran: la inspección visual, la radiografía, el ultrasonido, las partículas magnéticas, los líquidos penetrantes, la caja de vacío, la emisión acústica, el flujo magnético solo, el flujo magnético con corriente de Eddy, los robots con sistema de ultrasonido y los trazadores. Dentro de las técnicas de inspección de fondo de tanques en servicio tenemos: la emisión acústica, los robots con sistema de ultrasonido y el método de los trazadores.

#### **4.7. MÉTODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Los métodos de protección contra la corrosión en los tanques de almacenamiento son requeridos básicamente a que no se puede evitar que se formen en el tanque sedimentos dañinos después de un tiempo que, incluso en tanques de acero, pueden llevar a la corrosión. Para evitar averías o incluso la interrupción del almacenamiento, es necesaria una limpieza oportuna y regular de estos tanques y recipientes, complementada y reforzada con la aplicación de métodos de protección contra la corrosión.

Dentro de los métodos de protección contra la corrosión en los tanques de almacenamiento de crudo encontramos, ver tabla 2, por ejemplo: Los inhibidores, que pueden ser pasivantes, de decapado u orgánicos, en fase

vapor, catódicos, o inductores de precipitación. Los recubrimientos, que pueden ser de resina epoxi, GFK y de la funda interior del tanque. Y la protección catódica, cuyos dos sistemas existentes son de ánodos de sacrificio o de corriente impresa.

**Tabla 2. Métodos de Protección contra la Corrosión en los Tanques de Almacenamiento.**

<b>MÉTODOS DE PROTECCIÓN</b>	
<b>1.</b>	<b>Inhibidores.</b>
<b>2.</b>	<b>Recubrimientos.</b>
<b>3.</b>	<b>Protección catódica.</b>

**Fuente:** GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR. "Surface Operations in Petroleum Production, I & II".

#### **4.8. PREVENCIÓNES CONTRA EMERGENCIAS**

Básicamente se pueden distinguir tres condiciones de emergencias que son: la rotura del tanque con producto almacenado, el derrame por descuido en el llenado, y el incendio del producto. Las dos primeras situaciones podrían engendrar la tercera condición, no siendo esto un resultado generalizado. Los derrames se pueden producir por causas como el entramamiento de indicadores de nivel, de flotadores y de válvulas con cierres defectuosos, señales electrónicas o tableros descalibrados e incorrectos, que permiten un mayor llenado, ó simplemente por un error humano. Un incendio se puede producir por rayos, tormentas eléctricas, por chispas cercanas de otros productos, por gases inflamables al contacto con el oxígeno y por un cigarrillo encendido.

Dentro de los elementos empleados en la prevención de emergencias encontramos los diques, las distancias mínimas entre tanques e instalaciones y los controles contra incendios.

#### **4.8.1. DIQUES**

Los diques son barreras que se construyen alrededor de un tanque, ver figura 16, con el fin de recuperar al máximo el producto derramado, no contaminar el medio ambiente o instalaciones aledañas y no exponer la seguridad e integridad del personal, instalaciones y equipos que se encuentran a su alrededor, en caso de que se presente alguna falla que genere un muy posible derrame del producto contenido.

**Figura 16. Diques alrededor de un Tanque de Almacenamiento.**



**Fuente:** autor del proyecto.

Los aspectos más importantes a tener en cuenta en los diques que se construyen alrededor de los tanques de almacenamiento son: contener la capacidad máxima del tanque, cuando su producto sea derramado totalmente, deberá soportar las condiciones más extremas de temperatura para el líquido a contener inclusive de llama o fuego vivo, el dique hecho en tierra deberá ser lo suficiente compacto con el fin de evitar filtraciones y fugas, la altura mínima debe ser 1pie (30cm) por encima de la rasante del área del piso interior y 1½ pies para los diques contruidos en terraplén, la

altura máxima tanto en concreto como en terraplén, no debe exceder de 6 pies (2 metros), las bombas y equipos deben estar fuera de los diques, y la distancia mínima entre el dique y la pared del tanque debe ser de 10 pies.

#### **4.8.2. DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE TANQUES E INSTALACIONES**

Las distancias mínimas entre tanques y otras instalaciones se han establecido con el fin de cumplir con los requisitos de las compañías de seguros. Para las estaciones de bombeo de crudo, ACPM, y keroseno se han establecido las siguientes distancias mínimas respecto de los tanques: dos tanques se deben separar a una distancia de dos veces el diámetro del menor tanque, un cuarto de control debe estar a 200 pies de distancia, y las válvulas manuales, las teas y las llamas abiertas distarán 100 pies.

#### **4.8.3. CONTROL DE INCENDIOS**

Para el control de incendios en tanques de almacenamiento de hidrocarburos existen cuatro métodos aceptados que son: de inmersión, con cámaras de espuma, con espuma transportadas en torretas, y con espuma aplicada por boquillas y monitores.

El método de inmersión utiliza espumas fluoroproteínicas, en donde la aplicación de estas al tanque se efectúa por la parte más baja. Algunas de sus precauciones son el que el sistema de inmersión solamente debe usarse en tanques de techo cónico y no debe utilizarse en productos que tengan una viscosidad mayor de 2.00 S.S.U. a 60°F. La tasa de aplicación debe tener una rata de 0.1 galón por minuto por pie cuadrado de la superficie del tanque.

El método con cámaras de espuma consiste en instalar una o más cámaras sobre el casco del tanque en la parte más superior, las cuales están unidas a

una tubería que se extiende hasta el lado externo de los diques o muros de contención en donde es inyectada la espuma. En cuanto a la tasa de aplicación, la mínima solución de espuma para hidrocarburos líquidos debe ser de 0.1 galón por minuto por pie cuadrado de la superficie del tanque. El número de cámaras necesarias está supeditado al diámetro del tanque, y cuando se requieren dos o más cámaras estas deberán instalarse en forma equidistante, con relación al perímetro del tanque.

El método con espumas transportadas en torretas, como su nombre lo indica la espuma es transportada al lugar donde se produce la conflagración; este tipo de espuma se puede utilizar en reemplazo de cámaras pero tiene limitaciones, tales como: el acceso al tanque debe ser lo más cerca posible al dique, pues no siempre se tiene personal disponible; a veces se requiere vehículos remolques u otros, por lo cual se limita su uso; y no es práctico su uso para tanques con diámetros superiores a los 200 pies.

El método con espuma aplicada por boquilla es un medio auxiliar de protección, especialmente para pequeños tanques (500-5000 barriles) y diámetros no mayores a 30 pies. Y el método con espuma aplicada por boquilla y monitoreo no es aconsejable utilizarlo sobre techos flotantes, por las dificultades en dirigir la espuma dentro de las áreas anulares.

## **5. TIPOS DE BOMBEO**

### **5.1. PROCESO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBEO A IMPLEMENTAR<sup>7</sup>**

Este proceso se realiza en la etapa de recuperación primaria, que como se ha dicho, trata la extracción de petróleo en su fase inicial, es decir, aquella que se efectúa en función de la energía existente en el yacimiento, acudiendo en algunos casos a métodos artificiales, como los que se tratarán más adelante. Dicha fase permite obtener entre un 15% y un 35% del petróleo in situ; si se trata de petróleos viscosos, la extracción puede ser inferior al 10%.

En general, este proceso consta de tres fases: la fase I, en la cual se exponen las actividades para establecer si un pozo es productor de crudo o no, la fase II, en esta fase se selecciona el tipo de levantamiento artificial, y en la fase III, se muestran las actividades a realizar para seleccionar el tipo de unidad de bombeo que más se adapte a las necesidades.

#### **5.1.1. FASE I**

Se debe calcular la presión estática, la presión fluyente, y el caudal. El método más usual para obtener las presión estática y presión fluyente es el método directo, el cual consiste en el cierre temporal del pozo durante un tiempo prolongado, el suficiente para que la presión de fondo se aproxime a la presión en el exterior, después se introduce un instrumento medidor de

---

<sup>7</sup> "The Technology of Artificial Lift Methods". BROWN KERMIT E.

presión, la presión obtenida es transmitida a un elemento calibrado que a su vez la registra en una carta especial.

Calcular el índice de productividad, el cual es una medida del potencial del pozo o capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida, la cual depende de la presión estática, la presión fluyente y el caudal del pozo.

Construir las curvas de afluencia, las cuales son la representación grafica de las características de producción de un pozo por su relación de comportamiento de flujo; estas relacionan las presiones de formación con el caudal de producción.

Con los datos obtenidos en los pasos anteriores se puede determinar si el pozo es productor o no, y una vez se determine si el pozo es productor de crudo se procede a seleccionar el tipo de levantamiento artificial según los datos obtenidos en las actividades anteriores.

### **5.1.2. FASE II**

Básicamente las actividades de esta fase consisten en una sola, la cual es la selección del tipo de levantamiento artificial a implementar. Existen varios tipos de levantamiento artificial, entre ellos están principalmente: Bombas de Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible, Gas Lift, entre otros; pero existe uno muy común que es el de bombeo mecánico, y por registros históricos este ha sido el tipo de levantamiento artificial más utilizado en los campos de petróleo, más aun, es el único tipo de levantamiento artificial usado en la totalidad de los pozos de Campo Colorado, por este motivo es que se profundiza en él; pero este método es aplicable cuando se encuentran las características suministradas en la siguiente tabla 3:

**Tabla 3. Características de Aplicabilidad del Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.**

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>RANGO DE APLICABILIDAD</b>
<b>Índice de Productividad (B/D/Psi)</b>	<b>0,1-5,0</b>
<b>Tasa de Producción (B/D)</b>	<b>20-2000</b>
<b>Volumen de Gas (MMPCD)</b>	<b>0,01-0,15</b>
<b>RGL (PC/B)</b>	<b>10-300</b>
<b>Nivel de Fluido (Pies)</b>	<b>400-8000</b>
<b>Gravedad (°API)</b>	<b>6-35</b>
<b>Viscosidad (cps)</b>	<b>100-800000</b>
<b>Profundidad (Pies)</b>	<b>400-8000</b>
<b>Diámetro Revestidor (Pulgadas)</b>	<b>4 1/2 - 9 5/8</b>

**Fuente:** BROWN KERMIT E. "The Technology of Artificial Lift Methods".

**NOTA:** B/D/PSI: Barriles por día por libra; B/D: Barriles por día; MMPCD: Millones de pies cúbicos por día; RGL: Relación gas liquido; PC/B: Pies cúbicos por barril.

El bombeo mecánico emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2.400m a 2.500m de profundidad, es el de la bomba de profundidad; consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2m a 7,32m de largo con un diámetro interno de 1½" a 3¾" pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo.

La extracción con gas o "gas lift", consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas

reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

El bombeo con accionar hidráulico, es una variante también muy utilizada; consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo, que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite. Este medio no tiene las limitaciones que tiene el medio mecánico para su utilización en pozos profundos o dirigidos.

El pistón accionado a gas o “plunger lift”, es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.

La bomba centrífuga y el motor eléctrico sumergible es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico; el conjunto se baja en el pozo con una tubería especial que lleva un cable adosado, para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluidos.

Y, por último, en la bomba de cavidad progresiva, el fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semi-elástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

### 5.1.3. FASE III

Calcular el tipo de bomba y el diámetro del pistón. Existen dos tipos de bombas que son la bomba de tubería y la bomba de inserción o de varilla. El cálculo del diámetro del pistón depende de la profundidad de la bomba y el caudal deseado.

El cálculo de la carga en la sarta de varillas, depende del nivel del fluido, diámetro del pistón, velocidad de la bomba, longitud del recorrido y material de las varillas. En la selección de la sarta de varillas, existen dos tipos de varillas: las varillas en fibra de vidrio, que se utilizan para reducir el peso de la sarta, y las varillas API, las cuales están clasificadas, según su resistencia a la tensión, en C, D y K. El diseño de la sarta depende de la profundidad de la bomba, condiciones del pozo, producción deseada, y problemas de corrosión. Para minimizar costos y cargas por esfuerzos, en pozos con profundidades mayores a 3500ft es recomendable utilizar sargas telescópicas. Para esto se puede utilizar el método API RP 11L, el método de la ecuación de onda y/o un software especializado. Una vez establecido el diseño que debe llevar la sarta de varillas, se calcula su peso, o carga pico en la barra lisa.

El cálculo del peso del contrabalance se determina por medio del dato obtenido en la actividad anterior; con este valor obtenido se calcula el torque pico de la unidad para establecer con esto el tipo de caja reductora que requiere la unidad de bombeo. Con los datos del peso del contrabalance y el torque requerido en la caja reductora, se selecciona el tipo de unidad de bombeo que se adapte más a las condiciones del pozo.

## **5.2. BOMBEO MECÁNICO<sup>8</sup>**

Este sistema de levantamiento artificial básicamente consta de un equipo de superficie y un equipo de subsuelo; se basa en el levantamiento de líquido que se encuentra en el pozo, a un nivel determinado, por medio de una bomba de subsuelo que es operada desde superficie por un motor a través de una sarta de varillas. De los sistemas de levantamiento artificial mencionados en este proyecto, se hablará en forma detallada de este sistema de bombeo mecánico, ya que es el único método que se usa en la totalidad de los pozos de Campo Colorado.

### **5.2.1. EQUIPO DE SUPERFICIE: UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL<sup>9</sup>**

La unidad de bombeo mecánico convencional es una evolución del mecanismo manual utilizado en tiempos pasados para accionar una bomba rudimentaria situada en el fondo de un pozo, normalmente usada para sacar agua. La unidad de bombeo mecánico convencional se compone principalmente de las partes listadas en la tabla 4, las cuales se pueden observar en la figura 17.

---

<sup>8</sup> **"The Technology of Artificial Lift Methods"**. BROWN KERMIT E.

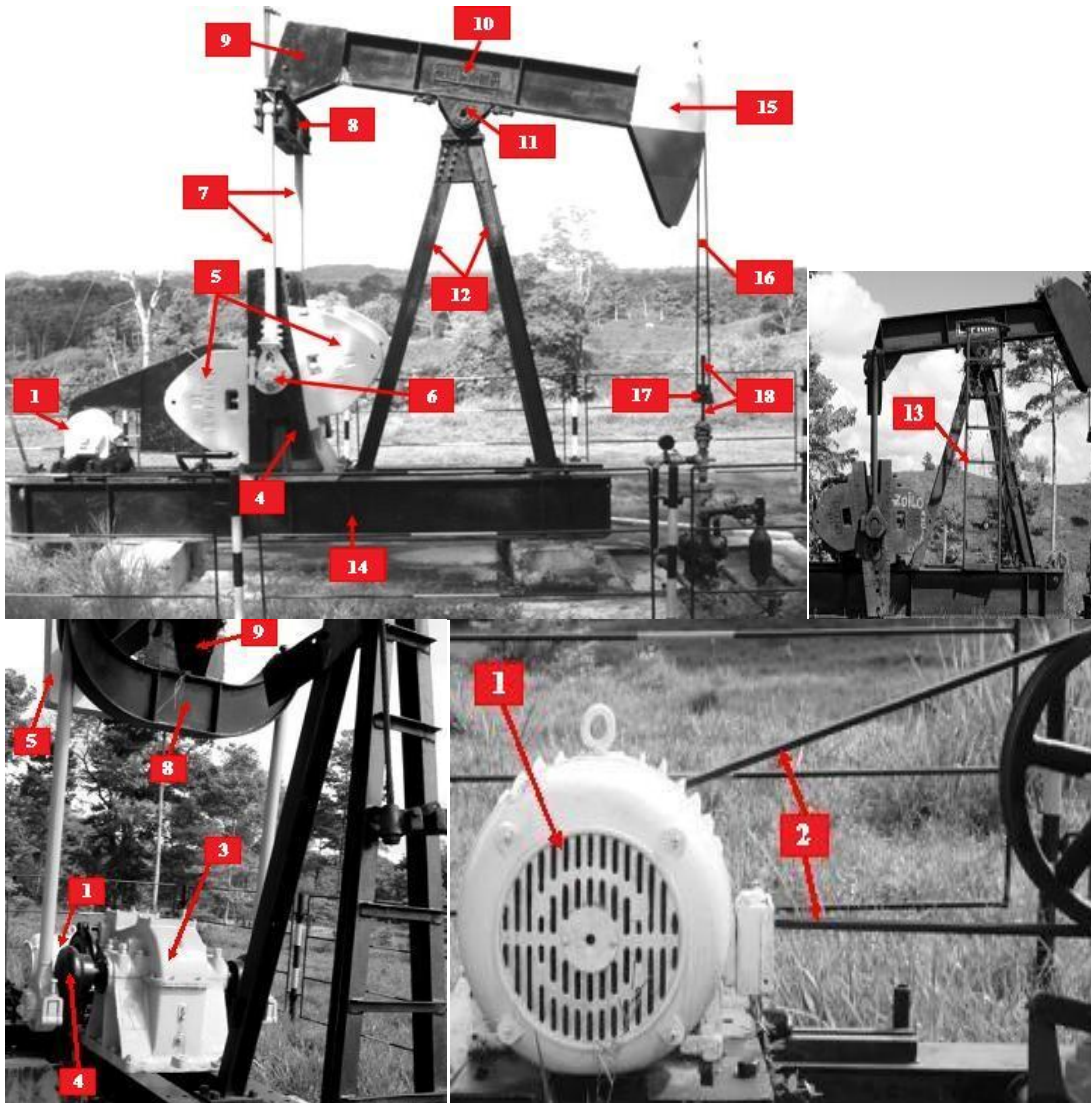
<sup>9</sup> **"Unidad de Bombeo"**. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

**Tabla 4. Partes Principales de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.**

#	DESCRIPCIÓN
1.	Motor eléctrico.
2.	Transmisión de motor a caja reductora, o reductor, por correas trapezoidales.
3.	Caja reductora o Reductor.
4.	Manivela o “Crank” o Brazo excéntrico.
5.	Contrapesos o Contrabalancesos del “crank”.
6.	Pasador o “Crank-pin”.
7.	Biela o “Pitman” o Brazo.
8.	Cruceta o Equalizador.
9.	Chumacera o Cojinete de cola.
10.	Viga viajera o Viga oscilante, o, simplemente, Viga o Balancín.
11.	Chumacera o Cojinete de centro.
12.	Soporte principal o “Samson post”.
13.	Escaleras del soporte principal.
14.	Base del conjunto.
15.	Cabezal del balancín o Cabeza de mulo.
16.	Guaya o Colgador.
17.	Elevador.
18.	Varilla lisa o Varilla pulida.

**Fuente:** INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. “Unidad de Bombeo”.

**Figura 17. Partes Principales de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.**



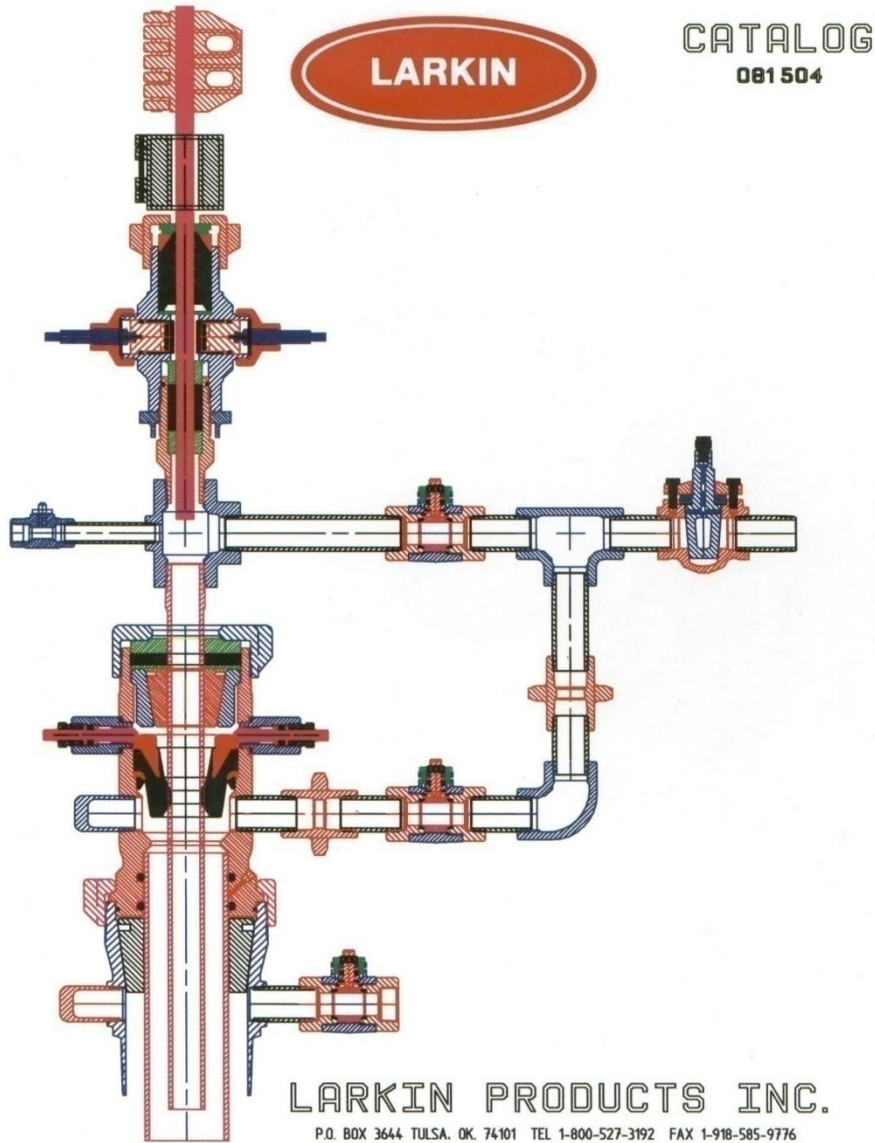
**Fuente:** autor del proyecto.

Como se puede ver en la figura 17 anterior, la viga de la unidad de bombeo actual es la evolución de la palanca original; el conjunto de motor y reductor es la amplificación de la potencia del brazo humano que accionaba la palanca. La unidad de bombeo transforma un movimiento giratorio con unas determinadas cualidades (revoluciones por minuto y torque), en un

movimiento alternativo lineal con similitudes al movimiento armónico simple y con unas determinadas propiedades (longitud de carrera, distribución de velocidades, distribución de fuerzas, frecuencia), determinadas por las características del pozo. Los principios básicos de torque, contrabalanceo y geometría han estado sometidos a un continuo mejoramiento, debido a una creciente profundidad de bombeo, mayores conocimientos de ingeniería (tanto en diseño como en instalación) y factores económicos.

Para el análisis y cálculo de instalaciones de bombeo, se suponen siete componentes básicos: motor, transmisión de potencia, estructura, varillaje, tubería, columna de fluido y bomba de subsuelo. Los tres primeros componentes constituyen la unidad de bombeo, pero debido a la interdependencia de acción entre las partes citadas, para estudiar una de ellas es necesario conocer las restantes. Cabe aquí realizar una breve descripción del extremo del pozo en la superficie, denominado comúnmente "cabezal" o "boca de pozo", ver figura 18.

**Figura 18. Esquema del Cabezal de Pozo (“Wellhead System”) y Otros Accesorios de Superficie.**

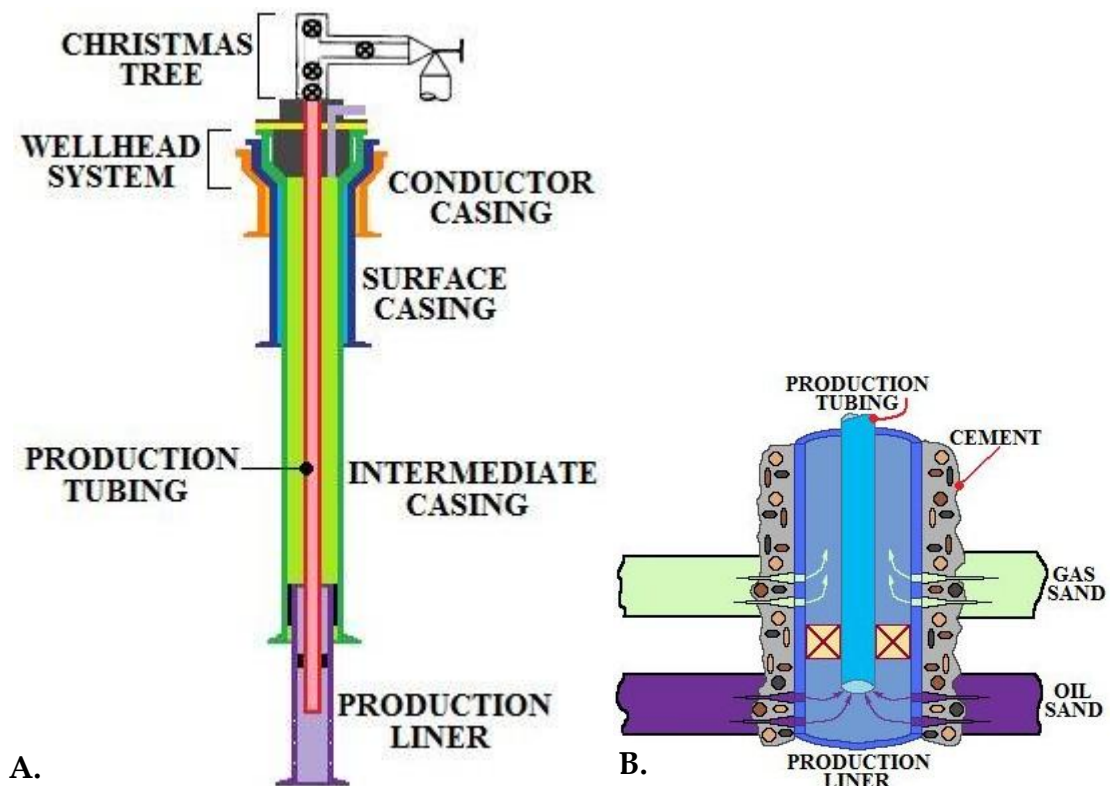


**Fuente:** <http://www.componentesperu.com/petroleo.html>

La boca de pozo involucra la conexión de las tuberías de subsuelo con las de superficie que se dirigen a las instalaciones de producción, ver figura 19. El "colgador de tuberías" y el "puente de producción" son los componentes principales de la boca de pozo; cada una de las tuberías utilizadas en el pozo

(guía, "casing", intermedia) debe estar equipada con un "colgador" para soportar el "tubing", este colgador va enroscado en el extremo superior de la tubería, y debe ser el adecuado para soportar la tubería de menor diámetro. Los fluidos producidos por el pozo son recibidos en la superficie en un "puente de producción", que constituye el primer punto elemental del control de la misma; este puente no sólo está equipado con los elementos necesarios para la producción de petróleo, junto con el gas y el agua asociados, sino también para la captación del gas que se produce por el espacio anular entre la tubería y el revestidor.

**Figura 19. Esquema de Tuberías de Subsuelo, Cabezal de Pozo y Árbol de Navidad. A. Esquema General. B. Detalle en las Perforaciones de la "Production Liner".**



Fuente: <http://www.componentesperu.com/petroleo.html>

➤ **GENERALIDADES SOBRE LAS PARTES PRINCIPALES DE UNA UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO**

El diseño de la base del conjunto (base estructural del conjunto) depende de la geometría y esfuerzos que la unidad ejerce sobre ella y es en consecuencia el último paso del proceso, una vez ha sido definido todo el conjunto. El piso de concreto bajo la unidad, puede ser total o parcial y la unidad puede ir o no anclada. El soporte principal (“samson post”) va montado sobre la base y constituye la columna vertebral de la unidad de bombeo; dependiendo de la ubicación de la biela, puede estar sometido a tracción o a compresión; en su parte superior pivota la viga y lleva rigidizadores para darle suficiente solidez al conjunto; estará diseñado para soportar los esfuerzos transmitidos por la viga y tendrá los elementos estructurales adicionales que garanticen la rigidez del conjunto.

El motor puede ser de combustión interna o eléctrico de acuerdo a la ubicación y facilidades del pozo; requiere de una base propia que permita su desplazamiento para tensionar la correa; el soporte del motor estará diseñado de forma que se garantice la fijación rígida del motor y permita el desplazamiento de este para tensionar las correas, ver figura 20. La transmisión de motor a caja reductora (o simplemente reductor) utiliza correas y poleas trapezoidales con una relación de diámetros y capacidad de transmisión de potencia de acuerdo a los requerimientos del conjunto.

**Figura 20. Motor Eléctrico de Unidad de Bombeo Mecánico.**



**Fuente:** autor del proyecto.

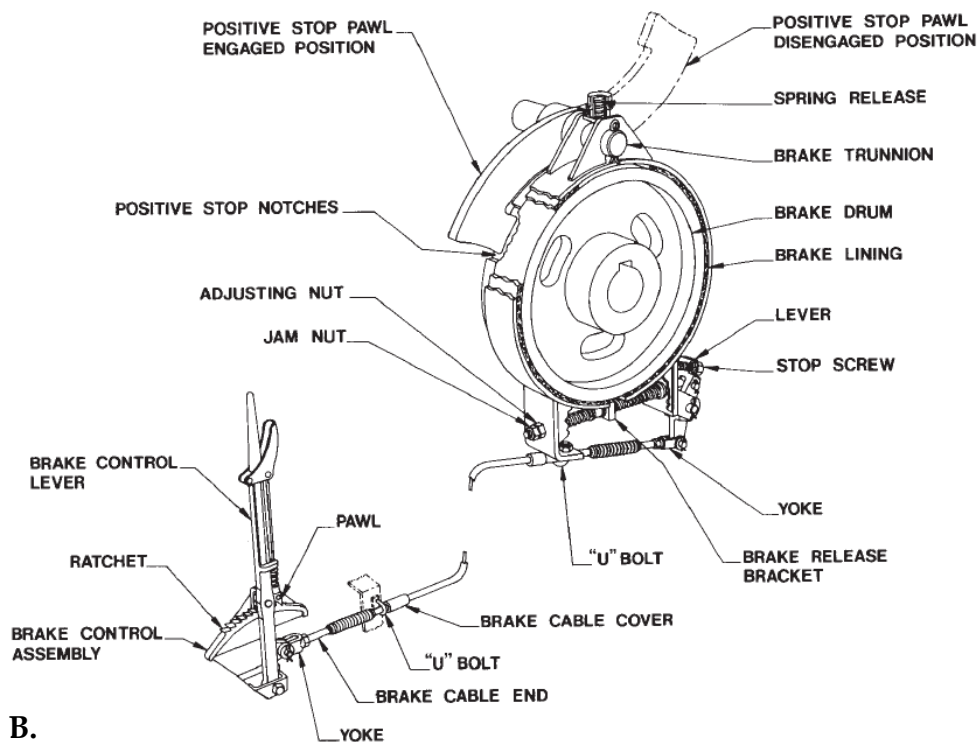
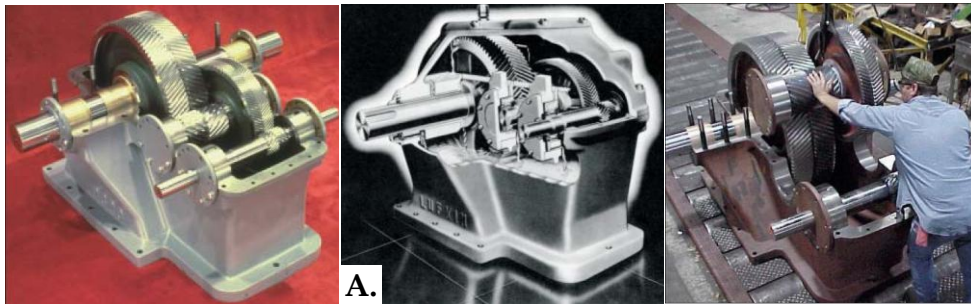
La caja reductora de velocidades (o reductor) consta de las siguientes partes: carcasa, tornillería y sellos; rodamientos y bujes; ejes y eje-piñón; engranajes; sistemas de lubricación y lubricante; freno (volante, bomba y accesorios), ver tabla 5 y figura 21. Los engranajes deben ser helicoidales en espina de pescado y el conjunto puede tener uno, dos o tres pasos; se puede usar cualquier combinación práctica de altura de diente y ángulo de hélice; el material para engranajes debe ser acero o hierro nodular; el material para piñones debe ser acero; el piñón irá endurecido de acuerdo a la figura 3.3. de la norma API 11E.

**Tabla 5. Partes de la Caja Reductora de Velocidades.**

PARTES	
1.	Carcasa, tornillería y sellos.
2.	Rodamientos y bujes.
3.	Ejes y ejes-piñón.
4.	Engranajes.
5.	Sistemas de lubricación y lubricante
6.	Freno (volante, bomba y accesorios).

**Fuente:** 2006/2007 General Catalog LUFKIN, Oilfield Products Group.

**Figura 21. Unidad de Bombeo Mecánico. A. Caja Reductora. B. Freno.**

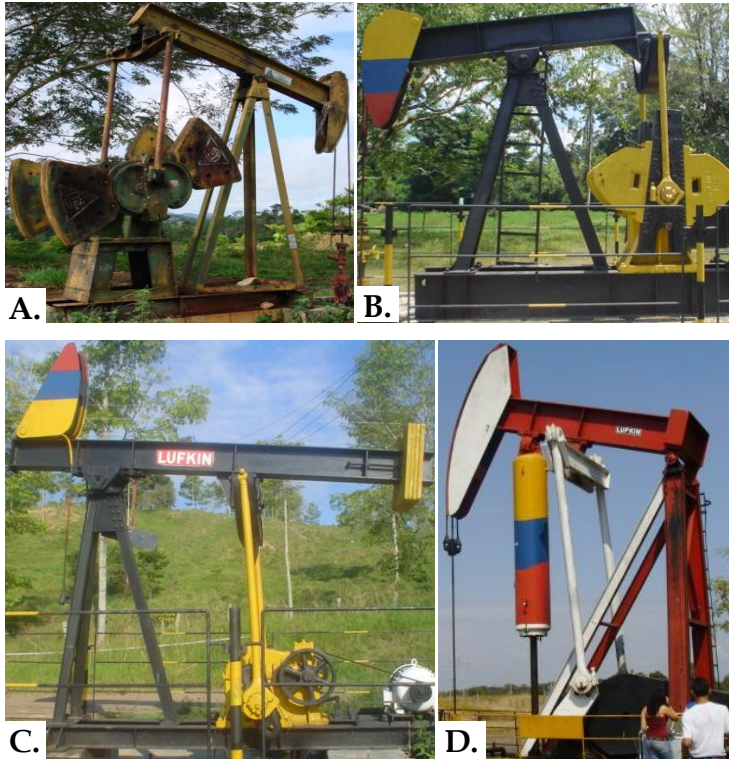


**Fuente:** 2006/2007 General Catalog LUFKIN, Oilfield Products Group.

Las manivelas (o “crank” o brazo excéntrico) son de construcción robusta y constituyen parte del contrapeso, van montados por un extremo sobre el eje de salida del reductor; el otro extremo describe un movimiento circular y tiene varias posiciones de acople con la biela, con el objeto de poder establecer diferentes longitudes de carrera del movimiento oscilante. La fundición estará libre de defectos y tendrá la suficiente rigidez que evite deformaciones elásticas por la variedad de esfuerzos a que estará sometida. En los

contrapesos (o contrabalanceos del “crank”), la carga de la unidad de bombeo está constituida por la fuerza necesaria para mover bomba, varillas y fluido durante la carrera ascendente; durante la carrera descendente, este conjunto de elementos baja por su propio peso. El contrabalanceo tiene como función equilibrar la carga sobre el motor por medio de la viga oscilante. En la carrera descendente almacena la energía potencial cedida por el varillaje, tubería y fluido; en la carrera ascendente devuelve esta energía. Actualmente existen dos métodos de contrabalanceo: 1. Contrapeso: colocado sobre la viga o sobre la excéntrica del reductor, ver figura 22 A, B y C; 2. Neumático: mecanismo pistón-cilindro que almacena la energía potencial cedida durante la carrera descendente, en forma de aire comprimido, ver figura 22 D. El pasador (o “crank-pin”) va montado sobre el brazo excéntrico y conecta a este con la biela por medio de rodamiento o buje. El acabado superficial estará diseñado para evitar entallas que originen iniciación de fallas por los esfuerzos de corte y flexión a que estarán sometidos.

**Figura 22. Contrabalanceo de Unidad de Bombeo Mecánico A. y B. Contrapeso en “Crank”. C. Contrapeso en Balancín. D. Neumático.**



**Fuente:** A., B. y C. autor del proyecto.  
D. [http://petro-villa.blogspot.com/2009\\_04\\_01\\_archive.html](http://petro-villa.blogspot.com/2009_04_01_archive.html)

Las bielas (o “pitman” o brazo) llevan el movimiento de las excéntricas a la viga, transformándolo de circular, en el reductor, a alternativo circular, en la viga. El cuerpo estará diseñado para soportar los esfuerzos de tracción y/o compresión a que esté sometido; las soldaduras con los extremos estarán correspondientemente calculadas. La cruceta (o equalizador) es una pequeña viga que recibe en sus extremos a las bielas por medio de juntas articuladas y en su centro articula con la viga, su función es transmitir la carga entre bielas y viga. La viga viajera (o viga oscilante, o, simplemente, viga o balancín) va pivotada por su parte media o por un extremo en la parte superior del soporte principal; trabaja a flexión con el patín superior a tracción y el inferior a compresión; constituye el medio de balancear la carga y

amplifica la longitud de carrera que le transmite la biela; las juntas soldadas transversales del patín sometido a tracción serán radiografiadas, pulidas a ras y sin socavaciones. No habrá coincidencia de juntas en el alma y en el patín; las soldaduras alma-patín serán de penetración total.

El cabezal del balancín (o cabeza de mulo) va fijado al extremo de la viga oscilante; la superficie de trabajo es un segmento de cilindro cuyo eje es horizontal y coincide con el eje de pivote de la viga, de forma que hay un único plano vertical siempre tangente a dicha superficie de trabajo, el cual contiene el eje de la varilla de pozo. En su fabricación se prestará atención a los siguientes puntos: superficie cilíndrica; radio de esta superficie; y la coincidencia del eje de esta superficie con el eje de pivote de la viga. La guaya (o colgador) es un segmento de cable de acero, arrollado sobre la superficie de trabajo de la cabeza de mulo y fijo a ella; por el otro extremo agarra la varilla lisa del pozo. Este elemento transforma el movimiento oscilante circular en oscilante lineal.

Los siguientes puntos llevan rodamientos (o bujes, o chumaceras o cojinetes): soportes de ejes del reductor en la carcasa (6); articulaciones biela-brazo excéntrico (2); articulaciones biela-equalizador (2); articulación equalizador-viga (2); articulación viga-soporte principal (1). Excepto los ejes de entrada e intermedio de la caja reductora, los demás puntos tienen una velocidad de rotación muy baja. Los puntos anteriores llevan sus correspondientes sistemas de lubricación.

### ➤ **FABRICACIÓN DE PARTES PRINCIPALES Y SUBPARTES DE UNA UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO**

Se trata de los procesos que se requieren para la ejecución de las diferentes partes. Base de motor (corte, soldadura y taladrado -partiendo de lámina y

perfiles-). Reductor: carcasa, volante de freno y polea (fundición y mecanizado), ejes (mecanizado en torno), eje-piñón (tallado de dientes, endurecido de dientes, mecanizado), engranajes (fundición, mecanizado y tallado de dientes) y bujes (fundición y mecanizado en torno). Brazos excéntricos (fundición y mecanizado). Bielas (cuerpos y extremos -oxicorte, soldaduras y mecanizado-). Pasador del brazo excéntrico y tuerca (roscado y mecanizado). Equalizador (oxicorte, ensamble, soldadura, cepillado y mecanizado). Soporte principal y riostras (oxicorte, ensamble, soldadura, taladrado y cepillado). Viga (oxicorte, ensamble, soldadura, taladrado y mecanizado). Cabeza de mulo (oxicorte, cilindrado, soldadura y mecanizado). Contrabalanceo: contrapeso (fundición - cuando en fabricación hablamos de fundición, esta significa todos los pasos de la fundición: modelos, arenas, cajas, moldes, vaciado, limpieza, análisis químico, metalografía, etc.- y cepillado), neumático (recipiente según ASME VIII. Oxicorte, cilindrado, ensamble, soldadura y mecanizado), camisa (mecanizado y soldadura) y pistón (mecanizado).

El fabricante elaborará procedimientos de fabricación para: soldaduras (materiales base, material de aporte, diámetro de electrodo, voltajes, amperajes, posición, biseles, limpieza, defectos, entre otros; la calificación de soldadores se realiza según la Normas ASME, AWS), fundición de hierro (modelo, mediciones, moldeo, corazones, CO<sub>2</sub>, carga de cubilote, temperaturas, análisis químico, metalografía, diseño del molde, etc), estructura prefabricada (trazo, corte, biseles, limpieza, armado, orden de aplicación de cordones, etc), bujes (fundición, metalografía, análisis químico, mecanizado, sistema de lubricación, etc.), eje-piñón (mecanizado, talla de dientes, endurecido, rectificado, etc.), engranajes (fundición, mecanizado, tallado de dientes, etc.), ensamble de caja reductora y prueba (montaje de engranajes y rodamientos en ejes, bujes en carcasa, ejes en carcasa, sistema de lubricación, empaquetaduras, cierre de carcasa, apriete de

tornillos, polea, carga de aceite, prueba de funcionamiento, medición de cargas, chequeo de aceite y dientes), ensamble total del conjunto en planta (base, soporte principal, reductor, motor, excéntricas, bielas, bujes, rodamientos, contrapesos) y prueba del conjunto (velocidades, alineamientos, carreras).

➤ **CLASIFICACIÓN API, DISEÑO Y DIBUJOS**

De acuerdo a API STD 11E, las unidades de bombeo están clasificadas según tres parámetros: 1. Torque de salida del reductor (en miles de pulgada-libra); 2. Fuerza disponible en la cabeza de mulo para accionar la varilla de pozo (en cientos de libras); 3. Longitud máxima de carrera (en pulgadas). Por ejemplo: 80-109-48 significa 80000 pulgadas-libra a la salida del reductor, 10900 libras de fuerza en el colgador y 48 pulgadas de longitud de carrera.

Respecto a los diseños y dibujos, el fabricante definirá la geometría total de la unidad de bombeo, determinará los materiales con sus propiedades, efectuará los cálculos y producirá los dibujos correspondientes.

➤ **INSPECCIÓN, CONTROL DE CALIDAD, GARANTÍA Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES**

Un ingeniero realizará el seguimiento de la fabricación de la unidad de bombeo, presenciara los puntos críticos del proceso y hará las inspecciones detalladas que se requieran. Se realizará una inspección básica en fabricación, en los procesos de compras (certificados de calidad y dimensiones), fundición (dimensiones del modelo, análisis de arenas, análisis químico y metalográfico de la colada, limpieza, dimensiones y acabado superficial de las piezas), mecanizados (dimensiones y acabado superficial),

piñones y engranajes (dureza de la superficie del diente), estructura prefabricada (calidad y característica de la chapa –espesor-, trazo, corte, ensamble, biseles, soldadura -biseles, orden de aplicación, penetración, torcimientos, dimensiones, defectos, geometrías-, dimensiones de la pieza después de soldada, perforaciones) y pruebas de funcionamiento (del reductor, del conjunto).

Respecto del sistema de calidad, la empresa fabricante de las unidades de bombeo implementará y tendrá en operación un sistema de calidad, acorde con las exigencias y conceptos actuales, cubriendo el proceso desde la adquisición de materia prima hasta el servicio de postventa al usuario, cumpliendo con: personal capacitado, equipos adecuados y suficientes, procedimientos en funcionamiento, locales con características adecuadas. En lo referente a la garantía, el fabricante garantizará la unidad de bombeo y sus partes, especialmente las partes de recambio como son: bujes, piñones y engranajes.

Las normas técnicas aplicables son la API Specification for Pumping Units (Issued by American Petroleum Institute, Production Department, 211 N. Ervay, Suite 1700, Dallas TX 75201), API Recommended Practice for Installation and Lubrication of Pumping Units (Issued by American Petroleum Institute, Production Department, 211 N. Ervay, Suite 1700, Dallas TX 75201), AGMA STD 422.02 (Standard Practice for the Rating of Helical and Herringbone Gear Speed Reducers FOR Oilfield Pumping Units), AGMA STD 244.01 (Standard Nodular Iron Gear Materials) y la API STD 1 B (API Specification for Oilfield V-Belting).

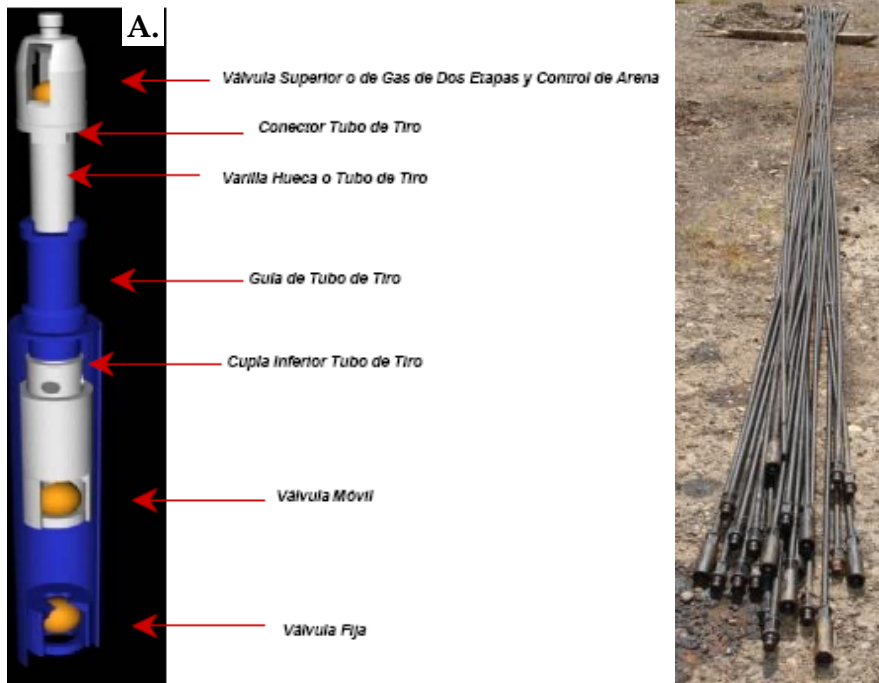
## ➤ **FALLAS EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE**

La mayoría de las fallas en el equipo de superficie se deben al mal diseño que se haya establecido, así como también a fallas en el equipo de subsuelo que repercuten en el equipo de superficie. Por otra parte, también el equipo de superficie puede verse afectado por fallas en el terreno, lo cual hace que ceda la base en la que está anclado.

### **5.2.2. EQUIPO DE SUBSUELO**

Las partes básicas del equipo de subsuelo son principalmente la sarta de varillas y la bomba, ver figura 23. La sarta de varillas está compuesta por varillas de acero ya sea de un solo diámetro o varios diámetros (sarta combinada), y es el mecanismo mediante el cual la unidad de bombeo le suministra energía a la bomba. Las bombas de subsuelo son las encargadas de levantar el fluido hasta superficie, y las hay de dos tipos principales que son las de varillas y las de tubería de producción; como sus nombres lo indican, las bombas de varilla se bajan al pozo con una sarta de varillas, mientras que la bomba de tubería de producción forma parte de la tubería de producción.

**Figura 23. Partes Básicas del Equipo de Subsuelo de la Unidad de Bombeo Mecánico. A. Bomba de Subsuelo. B. Sarta de Varillas de Producción.**



**Fuente:** A. <http://www.bjservices.com/website/index.nsf/P&S?openframeset>  
 B. autor del proyecto.

Es importante tener presente el funcionamiento de la bomba y las partes esenciales que la componen, como son el pistón, la camisa o barril estacionario, la válvula fija y la válvula viajera. Dependiendo de las condiciones de diseño del sistema, el pistón o la camisa (ver figura 24) pueden ser estacionarios o móviles; cuando el pistón sube, el peso del fluido sobre el pistón cierra la válvula viajera y desplaza fluido de la tubería de producción a la superficie, igualmente, al subir el pistón se crea una disminución de presión encima de la válvula fija, permitiendo que ésta se abra y entren los fluidos de la formación a la camisa de la bomba, al bajar el pistón, la válvula fija se cierra y la válvula viajera se abre y el fluido pasa de

la camisa a la tubería de producción; esto se verá a continuación con más detalle.

**Figura 24. Barriles y Pistones de Bomba. A. Barriles. B. Pistones.**



**Fuente:** ÁLVAREZ LACAYO Y VEGA CASTRO. “Análisis de Falla en los Sistemas de Bombeo Mecánico del Campo Cantagallo”. Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

### ➤ **BOMBA MECÁNICA DE PISTÓN<sup>10</sup>**

Las bombas mecánicas de pistón generalmente son accionadas desde el extremo de un mecanismo de viga oscilante, lo cual significa que los movimientos de bombeo subiendo y bajando son proporcionados a la sarta de varillas (y en consecuencia a la bomba), a través de una serie de elementos rígidos (o sea sin elementos hidráulicos) llamados varillas de producción, ver figura 25. La potencia viaja secuencialmente a través de dichos elementos, comenzando en el generador de potencia, pasando o la caja reductora, “crank”, “pitman”, viga, cabeza de caballo, brida, colgador, varilla pulida, sarta de varillas y finalmente a la bomba. La conexión del “crank” y contrapeso a la viga por medio del “pitman”, hace que la viga realice

---

<sup>10</sup> “Bomba de Subsuelo de Pistón, Mecánica”. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

un movimiento alternativo parecido al movimiento armónico simple, esta aclaración es muy importante, puesto que la teoría y análisis de cargas del bombeo por viga oscilante se basan en el movimiento armónico simple.

**Figura 25. Barriles de Bomba y Varillas de Producción o Varillas de Pozo (“Sucker-rod”).**



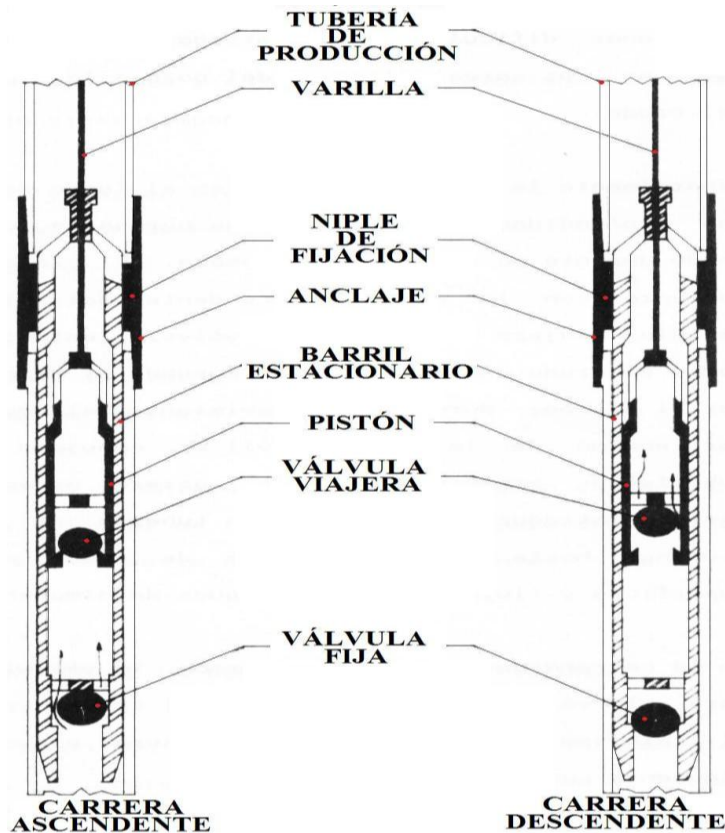
**Fuente:** <http://www.chinanevdragon.com/products1.asp?id=587>

Las cargas de la carrera ascendente y descendente, de las unidades de viga, no son constantes (como si lo son en las unidades hidráulicas) y en cada ciclo se produce un máximo y un mínimo de carga; esto es causado básicamente por el tipo de movimiento de bombeo (aproximadamente armónico simple) que comienza desde cero en el punto muerto superior e inferior, aumenta hasta un máximo en el punto medio, disminuyendo nuevamente hasta el extremo opuesto. La velocidad máxima es aproximadamente 1.5 veces la velocidad promedio. Adicionalmente, la vibración armónica de la sarta de varillas, que está relacionada con la frecuencia de bombeo y la longitud de la sarta de varillas, afecta la distribución de cargas. Otros métodos de extracción artificial de crudos han sido desarrollados por la industria petrolera (con bombas eléctricas de subsuelo, extracción por medio de gas y bombeo hidráulico), pero el sistema de bomba de pistón de accionamiento mecánico desde la superficie mantiene un alto porcentaje de utilización entre los medios artificiales de extracción de crudo.

## ➤ DESCRIPCION DE LA BOMBA MECANICA DE PISTON

La bomba mecánica de pistón es un mecanismo cilíndrico que consiste básicamente de un barril o camisa (normalmente anclado en el fondo del pozo), con una válvula de retención de bola (estacionaria), junto con un pistón hueco (viajero) con otra válvula de retención de bola (móvil), ver figura 26. De este esquema básico se han desprendido variantes para solucionar dificultades encontradas en la práctica, ya sea por las características del pozo o las propiedades del crudo.

**Figura 26. Bomba Mecánica de Pistón.**



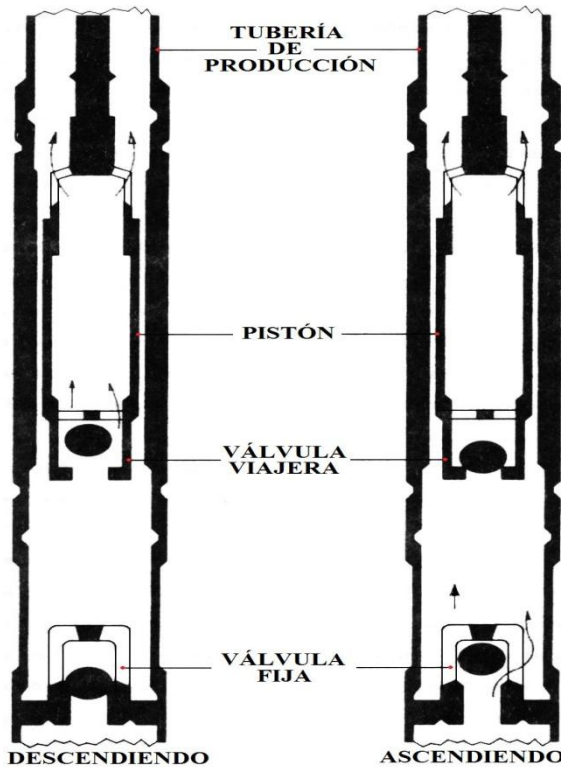
**Fuente:** adaptada de: Cartilla Técnica Bomba de Subsuelo de Pistón Mecánica. ICP 1988.

Generalmente la bomba se instala en el fondo del pozo, a una profundidad tal que permanece cubierta de crudo durante la operación de bombeo. El ciclo de bombeo comienza con la carrera ascendente del pistón: la válvula viajera se cierra, la válvula estacionaria se abre, el crudo entra al barril ocupando el espacio dejado por el pistón; durante este movimiento, el crudo situado por encima de la válvula móvil es empujado hacia la tubería de producción; cada carrera ascendente del pistón introduce más crudo a la tubería de producción (“tubing”) hasta que la columna de crudo alcanza la superficie y fluye hacia los tanques de almacenamiento. En la carrera descendente del pistón, la válvula móvil se abre, la válvula fija se cierra y el crudo atrapado pasa al interior del pistón, el cual será elevado en la siguiente carrera ascendente.

## ➤ **BOMBAS DE TUBING**

En las bombas de “tubing” su barril va acoplado a la tubería de producción (“tubing”), haciendo parte integral de esta, y se requiere sacar dicha tubería en su totalidad para sacar el barril, mientras que el pistón (o sea la parte móvil de la bomba) es bajada, accionada y removida por medio de la sarta de varillas, ver figura 27. Debido a su construcción robusta, son adecuadas para trabajo pesado, dentro de ciertos límites; tienen una capacidad de producción superior a las bombas insertables para el mismo tamaño de tubería de producción, sin embargo su diseño inherente las hace más difíciles de instalar y retirar comparadas con las bombas insertables, mientras que su capacidad de manejo de mayores caudales las hacen imprácticas para pozos profundos, debido a que el peso del gran volumen de la columna de crudo es demasiado para la resistencia de las varillas. El barril de la bomba de “tubing” se fija directamente a la sarta de tubería de producción, con un niple de fijación en su parte inferior, que recibirá la válvula estacionaria. Después que el conjunto de barril y accesorios se ha bajado y localizado en el pozo, la válvula ensamblada al pistón y este a la sarta de varillas se bajan al pozo.

**Figura 27. Bomba de “Tubing” TH.**



**Fuente:** adaptada de: Cartilla Técnica Bomba de Subsuelo de Pistón Mecánica. ICP 1988.

Las ventajas que presentan son su mayor capacidad que las bombas insertables, su construcción pesada para servicio severo, grandes áreas de flujo y es adaptable para fluidos viscosos. Sus desventajas son el que para reparar su barril hay que sacar toda la tubería de producción, sus menores relaciones de compresión de gas cuando se usan extensiones de 3 pies o más y que normalmente no se usan en pozos profundos.

## ➡ BOMBAS INSERTABLES

Este tipo de bomba es bajada al pozo completamente armada en el extremo de la sarta de varillas, y se remueve en la misma forma; se fija dentro de la tubería de producción por medio de un anclaje (que forma parte de la bomba)

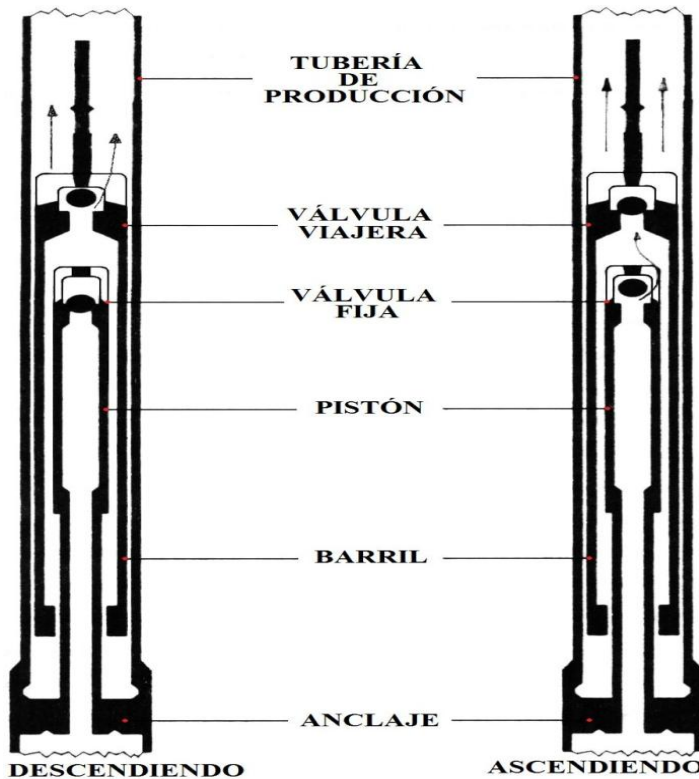
sobre el niple de fijación (que forma parte de la tubería de producción), este anclaje también sirve como sello para el fluido. Las bombas insertables requieren mecanismos (anclajes) para mantener la posición de trabajo al igual que la válvula fija de una bomba de “tubing”; estos anclajes permiten su remoción (para sacar la bomba se saca toda la sarta de varillas), pueden ser de tipo mecánico o de copas, y pueden estar en la parte inferior o superior de la bomba. El tipo de anclajes más común para profundidades pequeñas o medias (6000 pies) es el tipo de 3 copas; las copas ajustan firmemente en un niple especial (de anclaje) colocado en la tubería de producción; aun cuando la fricción es un factor importante en el anclaje, es realmente la cabeza hidrostática del crudo en la tubería de producción la que asegura las copas contra el niple. Al remover la bomba, estas copas deben deslizarse fuera del niple; al hacer esto, la fuerza necesaria no solo es el peso de la varilla sino el peso de la columna de crudo, hasta que el anclaje salga del niple de fijación; al realizar esta operación las copas se dañan y deben ser reemplazadas al instalar nuevamente la bomba. En pozos profundos se prefiere el anclaje mecánico; este no está sujeto a presión hidrostática durante la operación de retiro de la bomba, debido a que una vez se ha soltado el anclaje, este permite el paso del crudo, lo cual libera la presión hidrostática.

Las bombas están comúnmente ancladas en la parte inferior (las bombas de barril viajero están necesariamente ancladas de esta forma), sin embargo normalmente es deseable utilizar anclaje superior, con la bomba colgando del niple de fijación, pues este diseño ha mostrado ser el mejor para pozos arenosos, de forma que la sedimentación se producirá por encima de la bomba y la turbulencia del crudo que sale de la bomba hacia la tubería de producción se encarga prácticamente de eliminarla.

- **DE BARRIL VIAJERO Y ANCLAJE INFERIOR**

En este tipo de bomba, el barril se mueve sobre el pistón, el cual permanece estacionario y anclado al niple de fijación de la tubería de producción, ver figura 28; el pistón está conectado al anclaje por medio de un tubo y la válvula estacionaria está en la parte superior del pistón; la válvula viajera es más grande y está en la parte superior del barril viajero conectada a la sarta de varillas. El desplazamiento positivo del crudo tiene lugar durante la carrera ascendente como en las otras bombas, con el crudo fluyendo por el tubo hacia el espacio dejado por el pistón en su movimiento ascendente; durante esta carrera ascendente la válvula (viajera) en la parte superior del barril está cerrada, mientras que la válvula (estacionaria) del pistón está abierta. En la carrera descendente, la válvula estacionaria se cierra, haciendo que el crudo sobre el pistón fluya a través de la válvula viajera hacia la tubería de producción. Esta bomba es ampliamente utilizada y es una buena elección para pozos arenosos, pues el movimiento del barril produce agitación del crudo alrededor del sello, previniendo el asentamiento de la arena.

**Figura 28. Bomba Insertable RHT, de Barril Viajero y Anclaje Inferior.**



**Fuente:** adaptada de: Cartilla Técnica Bomba de Subsuelo de Pistón Mecánica. ICP 1988.

La construcción de esta bomba, no permite conseguir una relación de compresión tan buena como en bombas de barril estacionario, resultando una eficiencia volumétrica inferior, también debido a la longitud del pasaje y el pequeño tamaño de la válvula estacionaria, se produce una gran caída de presión cuando el fluido entra al barril; la bomba del barril viajero no se recomienda para pozos con problemas de gas. La carga sobre la válvula estacionaria durante la carrera descendente tiene tendencia a doblar el tubo que conecta el pistón al anclaje, si esta carga resulta lo suficientemente grande para doblar dicho tubo, se deberá a excesiva fricción entre el pistón y el barril, por esto no se usan bombas de barril viajero largo en pozos profundos; para corregir esta tendencia, algunos operadores

sobredimensionan el tubo. Las bombas de barril viajero generalmente tienen menos componentes que una de barril estacionario y por tanto menos costo.

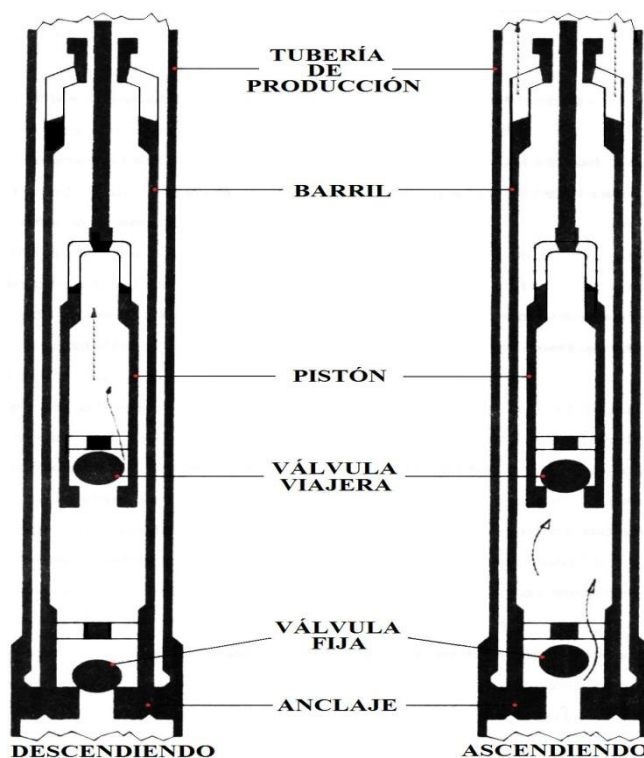
Las ventajas de esta bomba son que la agitación del crudo en el anclaje evita la acumulación de arena, y cuando la bomba no está en movimiento, la válvula viajera se cierra, impidiendo que la arena se deposite dentro de la bomba, entre el barril y el pistón, ofrecen poca restricción al fluido debido a que ambas jaulas son de tipo abierto, son de construcción sólida y tienen menos partes y generalmente cuestan menos que una bomba de barril estacionario. Sus desventajas son que en pozos desviados, se puede presentar excesiva fricción entre el barril y el tubo de producción, no se recomiendan para pozos con problemas de gas, un mal diseño de flujo produce escape de gas, y el tamaño de válvulas poco adecuado pues la válvula viajera es más grande que la válvula estacionaria.

- **DE BARRIL ESTACIONARIO Y ANCLAJE INFERIOR**

En esta bomba el barril es estacionario y está anclado por la parte inferior en el niple de anclaje de la tubería de producción, la válvula fija es generalmente más grande que la válvula viajera y está localizada en la parte inferior del barril, el pistón está fijo a la sarta de varillas y es movido por esta, ver figura 29; la válvula viajera está localizada normalmente en la parte inferior del pistón. Durante la carrera ascendente, la válvula estacionaria se abre, y el crudo fluye hacia el vacío dejado por el pistón, la válvula viajera se cierra y eleva el crudo que está sobre ella; en la carrera descendente, la válvula estacionaria se cierra, el crudo abre la válvula viajera y fluye a través de ésta y del pistón hacia el tubo de producción, esto ofrece las condiciones para sedimentación de arena y comienzo de corrosión, cualquiera de estas puede producir el bloqueo del barril dentro del tubo de producción y causar un "stripping job" (sacar tubería y varillas al mismo tiempo). El elemento más

débil de esta bomba es la varilla de válvula y su pequeña rosca, por ello su tamaño se ha incrementado en los últimos años, lo cual ha reducido pero no eliminado los problemas originados en este punto. El diseño básico de estas bombas y la distribución de presiones hacen de ellas una buena selección para pozos profundos.

**Figura 29. Bomba Insertable RWB, de Barril Estacionario y Anclaje Inferior.**



**Fuente:** adaptada de: Cartilla Técnica Bomba de Subsuelo de Pistón Mecánica. ICP 1988.

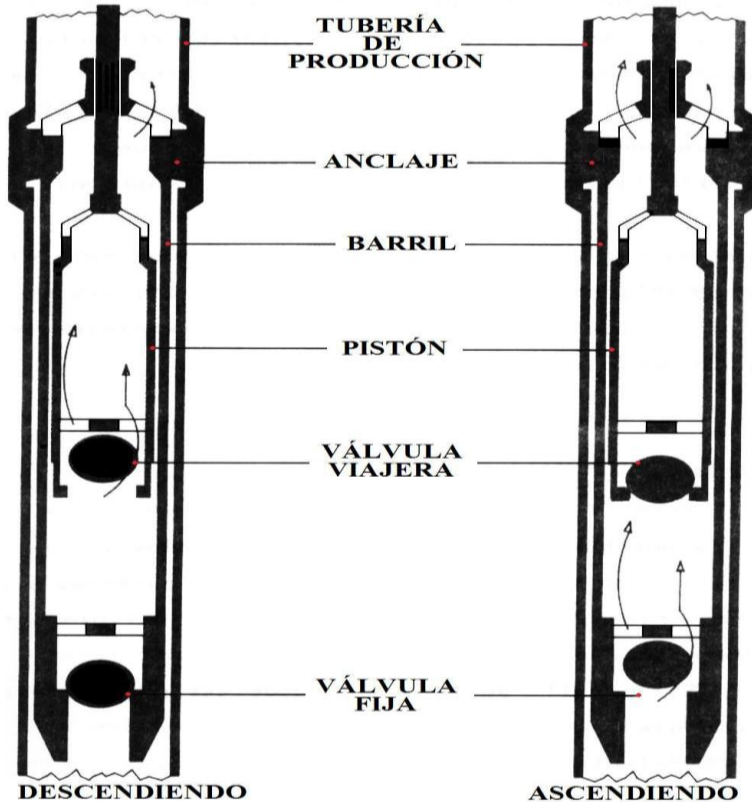
Dentro de sus ventajas se pueden mencionar su uso en pozos profundos, menos propensa a rupturas de tubos comparada con otras bombas insertables, el buen diseño y la localización de la válvula produce un buen flujo, particularmente en los pozos de bajo nivel de crudo, la fricción del fluido se mantiene en un mínimo, reduciendo la posibilidad de espuma en pozos con gas, y buen diseño donde se requieren bombas largas. Sus desventajas

son que la varilla de válvula es el punto más débil de la sarta de varillas, el barril está sujeto a sedimentación y corrosión, el barril estacionario con descarga superior de crudo permite sedimentación alrededor del barril, bloqueando la bomba dentro del tubo de producción, necesitando un "stripping job" para removerla, presenta muy mala trayectoria de goteo del pistón, y tiene más partes que una bomba de barril viajero, haciéndola más costosa.

- **DE BARRIL ESTACIONARIO Y ANCLAJE SUPERIOR**

En este tipo de bomba, el barril cuelga del anclaje, el crudo se descarga inmediatamente encima del anclaje evitando la sedimentación de arena, ver figura 30. En la carrera descendente, la carga total del crudo esta soportada por la válvula estacionaria, el barril también debe soportar esta carga de tracción, consecuentemente, este tipo de bomba no se recomienda para pozos profundos; adicionalmente si se sobrepasan los rangos de profundidad recomendados, el peso de la columna de crudo puede ejercer más presión en el interior del barril que la presión de la formación en el exterior, lo cual puede producir rotura del barril durante la carrera descendente, también puede causar flexión del barril (lo cual produce trancones del pistón). La válvula estacionaria esta posicionada bajo el anclaje. Para tubería de producción mayor a 2 pulgadas, estos tipos de bombas requieren sobredimensionar los nipples de anclaje para anclaje de copas.

**Figura 30. Bomba Insertable RHA, de Barril Estacionario y Anclaje Superior.**



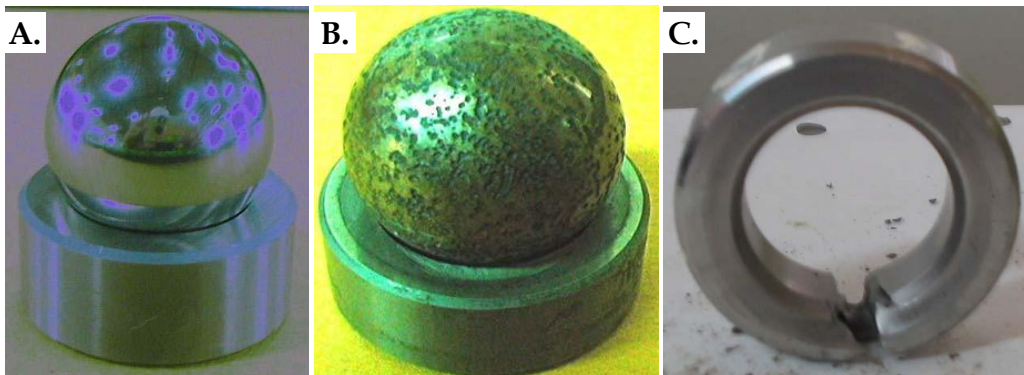
**Fuente:** adaptada de: Cartilla Técnica Bomba de Subsuelo de Pistón Mecánica. ICP 1988.

Sus ventajas son que es una buena bomba para pozos arenosos, es una buena elección para pozos gaseosos y pozos de bajo nivel de crudo, debido a que la válvula estacionaria permanece sumergida en el crudo, el barril de la bomba puede ser parte integral del anclaje del gas, tiene un excelente diseño de flujo de fluido, buena cuando se requieren bombas largas, y los huecos grandes en el niple de fijación permite el uso de herramientas para chequear presión o temperatura del fondo del pozo. En sus desventajas contamos que la varilla de válvula es el punto más débil en la sarta de varillas, no se recomienda para pozos profundos, las presiones internas pueden romper el barril, y las cargas de tracción pueden dañarlo.

## ➤ FALLAS Y SOLUCIONES EN LA BOMBA

Las principales fallas que se presentan en la bomba ocurren en las válvulas y el pistón, lo cual disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba. En las válvulas las fallas se presentan a menudo ya sea en la silla (asiento) o en la bola, ver figura 31, tanto la bola como la silla pueden presentar desgaste debido a las características del fluido (sólidos en suspensión, presencia de gas y fluidos corrosivos), así como también al constante funcionamiento tanto en la carrera descendente como ascendente.

**Figura 31. Asiento y Bola de una Válvula. A. Nuevos. B. Desgastados y Corroídos. C. Asiento Roto.**



**Fuente:** DÍAZ HERNÁNDEZ Y TASCO QUINTERO. “Reducción de Fallas en Bombas de Subsuelo del Sistema de Bombeo Mecánico”. Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2007.

El golpe de gas se presenta cuando la bomba se llena parcialmente durante la carrera ascendente, en la carrera descendente, el pistón pasa por un área de baja densidad (gas separado), aumentando su velocidad, e en el momento en que el pistón llega al nivel de líquido en la bomba, viene muy rápido y por consiguiente llegará al nivel de líquido con fuerza golpeándolo, lo cual originará una onda de choque que se transmitirá por las varillas hasta la barra lisa; este golpe, además de reducir la eficiencia de la bomba, daña el equipo ya que cuando el pistón golpea al líquido la válvula viajera puede

sufrir daños, la parada repentina de las partes de la bomba hace que las varillas se curven, aumentando la fatiga del metal y creando una condición favorable para que se partan; para evitar el daño se debe parar la bomba o reducir la velocidad de bombeo. Una de las causas del golpe de gas es la pérdida de sumergencia o "pumping off", que se presenta cuando el volumen de fluido bombeado por la bomba no puede ser reemplazado por el fluido del yacimiento. A medida que la relación gas-aceite decrece, el pozo empezará a producir la fracción pesada del yacimiento, por lo tanto la bomba necesitará más tiempo para llenarse puesto que los fluidos son más viscosos.

El pistón se puede pegar si la tolerancia entre éste y la camisa no está de acuerdo a las características del pozo, de ahí que si el pistón no ajusta correctamente dentro de la camisa, se presentará un escape de fluido muy alto, perdiéndose de esta manera la potencia, y si el pistón se ajusta demasiado se reduce la lubricación necesaria, por consiguiente la alta fricción que se crea aumentará la potencia. El pistón también se puede pegar o atascar cuando la bomba ha sido mal manejada, por ejemplo, cuando es golpeada; la presencia de sólidos en los fluidos de producción es causa también del pegue o desgaste del pistón, ya que cuando las partículas sólidas pasan a través del espacio entre el pistón y la camisa originan un efecto abrasivo tanto en el pistón como en la camisa y estos mismos sólidos se pueden acumular en el espacio camisa-pistón atascando el libre movimiento del pistón. Debe tenerse presente que una bomba atascada, puede ser una causa más de la rotura de varillas.

En la selección de materiales se consideran varios factores básicos como son la resistencia a la tracción, la resistencia a la abrasión, la resistencia a la corrosión y el costo. La abrasión puede ser la causa de falla de muchas bombas, donde se encuentra arena y otros abrasivos en el crudo; como regla general se utilizan materiales recubiertos o endurecidos. En cuanto a la

corrosión, los tipos de corrosión más comúnmente encontrados en las bombas de subsuelo son: “pitting”, erosión, corrosión por esfuerzos, corrosión galvánica, fractura por esfuerzos en ambiente de ácido sulfhídrico y fatiga por corrosión y fragilidad por hidrogeno.

El “pitting” es la pérdida de metal en un área restringida, puede producirse bajo depósitos no metálicos, en forma de grieta o en partes roscadas, por daño de una cubierta protectora o por la entrada de oxígeno en un ambiente húmedo con ácido sulfhídrico; se puede controlar con inhibidores o el uso de materiales adecuados. La erosión comienza cuando se causa un daño a la cubierta auto protectora del material (muchos materiales tienden a formar una película protectora que retarda el avance de la corrosión); un ambiente abrasivo puede erosionar esta capa permitiendo que entre la corrosión; este tipo de corrosión puede evitarse, minimizando las velocidades de bombeo y utilizando superficies recubiertas. La corrosión por esfuerzos resulta de la interacción entre un ambiente corrosivo y esfuerzos actuando sobre el área en cuestión; generalmente aparece en conexiones roscadas; para evitar este tipo de corrosión se deben seleccionar partes que reducen a un mínimo los esfuerzos en los puntos críticos y eliminar el sobre torque de ensamblaje. En la corrosión galvánica, una electrólisis tiene lugar cuando se unen dos metales diferentes, el menos noble de los dos metales es atacado en un grado mayor que si estuviera solo; cuando una pieza de acero se une a una pieza de monel (aleaciones cobre-niquel), la primera se corroerá más rápidamente que si estuviera unida a otra pieza de acero.

La fractura por esfuerzos en ambiente de ácido sulfhídrico, se presenta como una rotura frágil en un material dúctil que sucede cuando una pieza sometida a esfuerzos está en un ambiente húmedo de H<sub>2</sub>S; los materiales tratados térmicamente para una resistencia superior a 90000 psi con una dureza superior a 23 Rc son los más susceptibles a este tipo de corrosión; para

evitar este tipo de falla, se seleccionan materiales con baja dureza y se minimizan los esfuerzos. La fatiga por corrosión y fragilidad por hidrogeno generalmente ocurre en aceros al carbono y de baja aleación tratados térmicamente hasta durezas superiores a 23 Rc; este tipo de falla se puede evitar seleccionando un material resistente a la corrosión a bajos niveles de dureza.

Como regla general, los aceros al carbono y los aceros de baja aleación se usan en ambientes de corrosión suave o nula y no abrasivos. Las aleaciones cobre-níquel (monel), el acero inoxidable 17-4 PH, el latón 70-30 (amarillo) y el latón almirantazgo, se recomiendan básicamente para ambientes ácidos (H<sub>2</sub>S) y salinos; para servicio ácido severo, el mejor material es el monel, mientras que el acero inoxidable 17-4 PH es recomendado por NACE para fracturas por esfuerzo en ambiente de H<sub>2</sub>S. Los aceros inoxidables de la serie 300 se seleccionan generalmente para ambientes salinos con altos porcentajes de CO<sub>2</sub>; el uso del latón también ha sido exitoso en este tipo de ambientes. Para ambientes donde se encuentra presente una mezcla de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, los materiales que se han encontrado más satisfactorios son el monel y el acero inoxidable 17-4.

Muchas veces confundimos corrosión directa con una mezcla de corrosión, erosión y abrasión; por ejemplo, se utiliza un barril cromado cuando se piensa que el problema es la abrasión, luego se encuentra que el barril falla debido a descascarado del cromado, esto sucede debido a que el problema real es la corrosión (y no la abrasión), luego la solución correcta es un barril de monel. Respecto al esfuerzo de fluencia de los materiales hay que decir que una de las consideraciones más importantes al seleccionar materiales es la resistencia a la tracción, pues muchas veces seleccionamos materiales por su resistencia a la corrosión y a la abrasión, ignorando su esfuerzo de fluencia.

## ➤ **SARTA DE VARILLAS DE PRODUCCIÓN<sup>11</sup>**

Las varillas de producción o varillas de pozo (“sucker-rod”), son barras (redondos) de acero especial que se colocan en el interior de la tubería de producción con el propósito de transmitir el movimiento del balancín de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo sumergida en el pozo petrolero, succionando el petróleo e impulsándolo hacia la superficie. Las varillas de producción convencionales, son barras de acero especial cuyos extremos están roscados para permitir su unión mediante conexiones (acoples), ver figura 32, que permitan su ensamble para alcanzar las longitudes necesarias que puedan llegar hasta la profundidad a la cual se desea colocar la bomba de subsuelo. Las longitudes normales de fabricación son de 25 pies y 30 pies con diámetros nominales de 1/2", 5/8", 3/4 , 7/8", 1" y 1+1/8" respectivamente. La norma API 11B tiene tres grados distinguidos como C, K y D. Las varillas de producción continuas, son barras de acero especial de sección semi-elíptica fabricadas en una sola pieza para alcanzar la profundidad del pozo con diámetros nominales desde 11/16" hasta 17/16" y longitudes de 1800 pies 10000 pies. La ausencia de uniones elimina las fallas que se presentan con frecuencia en la conexión de las varillas convencionales, también elimina la fricción y el desgaste de los acoples con la parte interior de la tubería de producción. Su aplicación específica es para los pozos direccionales y los de mayor profundidad.

---

<sup>11</sup> “**Varillas de Producción y sus Accesorios**”. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

**Figura 32. A. Varillas de Producción. B. Acoples.**



**Fuente:** <http://www.sgkl.cn/en/2009/1240971833d16132.html>

Los acoples (“couplings”), son cilindros de acero al carbono o especial, roscados interiormente, utilizados para conectar las varillas de producción convencionales. El vástago pulido (“polished-rod”), es una barra lisa, pulida, de acero especial que conecta las varillas de producción a la unidad de bombeo. La especificación del material para fabricarlas es similar al de las varillas de producción, pero con un acabado superficial de rectificado que disminuye la fricción entre el sello y el vástago. Se fabrican con diámetros nominales exteriores de 1", 1+1/8", 1+1/4" y 1+1/2", con longitudes de 8, 11, 16 y 22 pies, respectivamente.

### ➔ **ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LAS VARILLAS DE PRODUCCION**

Los rangos de la composición química de las varillas de producción convencionales son establecidos de acuerdo a los grados K, C y D de la API, con base en estos es que se ofrecen las composiciones típicas de algunos fabricantes.

Las propiedades mecánicas son determinadas sobre probetas extraídas de las barras convencionales, grados K, C y D de la API, según especificaciones

de la norma ASTM A-370; los valores mínimos determinados en el ensayo de tensión se muestran en tablas que incluyen las propiedades mecánicas comparativas de varios fabricantes. Los requerimientos de composición química y propiedades mecánicas no son aplicables a los acoples, vástagos pulidos y otros accesorios.

En cuanto a las propiedades físicas, las varillas de producción deben poseer todas las características físicas que proporcionen alta seguridad de trabajo y una combinación apropiada de alta resistencia a la tensión, alta ductilidad, alta resistencia al impacto y a la fatiga; la superficie debe estar libre de defectos y escama de laminación u oxidación del tratamiento térmico y protegidas contra la corrosión galvánica con un recubrimiento apropiado.

Respecto a la metalografía, el conteo de inclusiones debe ser bajo, de tamaño pequeño, con distribución uniforme y preferiblemente de forma redondeada o modificada que evite la generación de defectos internos, según especificaciones de la norma ASTM E-45. La estructura metalográfica va de acuerdo con el tipo de acero y el tratamiento térmico realizado sobre el material, generalmente se presenta una estructura ferrítico-perlítica libre de esfuerzos residuales que puedan ocasionar falla en operación. Los elementos de aleación y el trabajo de conformación en frío y/o caliente mejoran el refinamiento de grano y las propiedades mecánicas.

## ➡ **FALLAS Y SOLUCIONE EN LAS VARILLAS**

La causa principal de las fallas en las varillas es el manejo inadecuado de ellas, ya sea durante el transporte, almacenamiento, o metida y sacada del pozo, las fallas de fabricación, la velocidad sincrónica de bombeo, un diseño inapropiado del sistema de levantamiento. Además se deben tener en cuenta otros factores que influyen en las fallas o rupturas de las varillas, como son

los agentes corrosivos presentes en el fluido del pozo (tales como ácido sulfhídrico, oxígeno, dióxido de carbono y cloruro de sodio), ver figura 33.

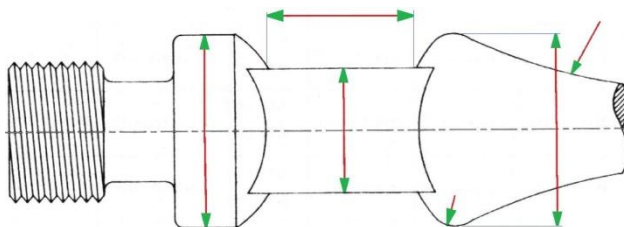
**Figura 33. Varillas de Producción Corroídas por Fluidos.**



**Fuente:** <http://www.evaporust.com/gallery.html>

Las varillas también se pueden partir o presentar fallas por la unión. Las puntas de las varillas son reforzadas o de mayor diámetro para que sean más fuertes que el cuerpo de la varilla; la punta presenta roscas que permiten la conexión de otras varillas, ver figura 34. Para evitar que la sarta se parta durante el bombeo, las espigas se aprietan con más tensión de la que soportaran durante el bombeo; pero si la espiga y la unión quedan muy apretadas se pueden partir.

**Figura 34. Esquema de Varilla de Producción con Medidas Principales.**



**Fuente:** adaptada de: Cartilla Técnica Bomba de Subsuelo de Pistón Mecánica. ICP 1988.

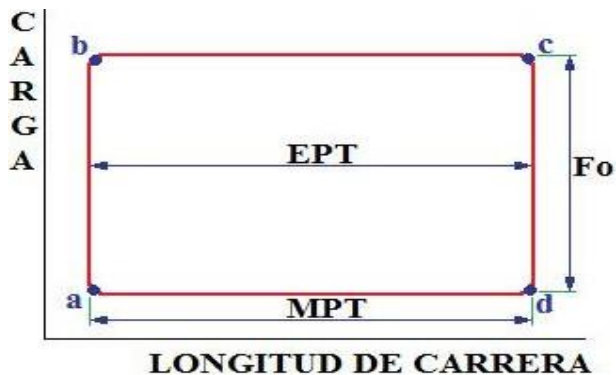
Otra causa de la rotura de varillas es el constante roce con la tubería de producción, así como también los esfuerzos a que está sometida durante el bombeo. La barra lisa puede presentar problemas puesto que está sometida

a la acción de los fluidos del pozo (corrosión y sólidos), al peso de la sarta, peso del fluido, y al medio ambiente.

### **5.2.3. USO DE DINAGRAMAS EN LA DETECCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS**

Normalmente se recurre al uso de cartas dinamométricas (dinamográficas) y a la experiencia de campo para lograr la detección de las anomalías que se presentan en el sistema de levantamiento por bombeo mecánico, ya que muchas veces con los sonidos que produce el sistema, el operador puede determinar un mal funcionamiento; estas cartas suministra un método de evaluación de las condiciones de bombeo dentro del pozo; para este propósito, el instrumento usado es el dinamómetro, el cual permite la determinación de las cargas y suministra medios para analizar el funcionamiento del sistema de bombeo, pues suministra un registro llamado carta dinamométrica, la cual representa el diagrama de cargas con el desplazamiento de las varillas en la abscisa y las cargas en la ordenada. Los diferentes parámetros que influyen en el análisis de una carta dinamométrica, mostrados en la figura 35, son: MPT (“Maximun Plunger Travel”): el máximo viaje del pistón es la máxima longitud que se mueve el pistón con respecto al barril de la bomba durante una carrera completa. Fo (Fluid load): la carga de fluido es una fuerza causada por la diferencia de presión actuando sobre el pistón de la bomba. EPT (“Effective Plunger Travel”): el viaje efectivo del pistón es el desplazamiento de este cuando una carga completa de fluido está actuando sobre la válvula fija.

**Figura 35. Representación Ideal de una Carta Dinamométrica.**



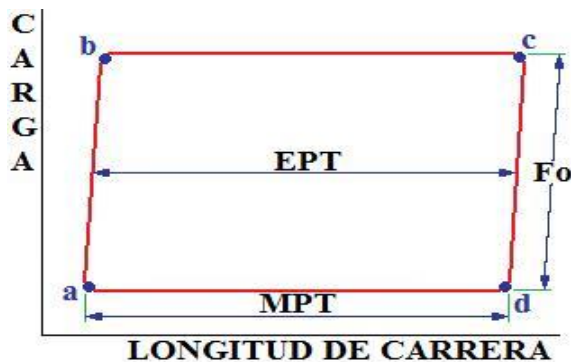
**Fuente:** adaptada de QUIROGA MANCILLA. “Evaluación del Desempeño de las Sartas de Bombeo Mecánico del Área la Cira-Infantas Utilizando el Software TWM”. Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

La figura 35 anterior, es la representación de la carta dinamométrica en caso que no existiera un lapso de tiempo de transmisión del movimiento desde la superficie hasta el pistón, las varillas fueran completamente rígidas, no se presentarían efectos dinámicos, ni existiera fricción, y cada componente del sistema funcionara con 100% de eficiencia. El punto “a” representa el inicio de la carrera ascendente, la válvula viajera está cerrada y toda la carga es tomada instantáneamente por las varillas, de “a” hasta “b”; durante la carrera ascendente, de “b” hasta “c” la carga permanece constante. En “c”, termina la carrera ascendente y comienza la carrera descendente. Cuando en “c” comienza la carrera descendente, la válvula viajera se abre, la válvula fija se cierra y las varillas son descargadas, de “c” hasta “d”; en la carrera descendente de “d” hasta “a” la carga permanece constante.

Realmente la sarta de varillas no es rígida, ellas son elásticas, se estiran cuando están sometidas a cargas y se contraen cuando se descargan. Para un sistema en el que las varillas son elásticas y las demás condiciones son las mismas asumidas anteriormente, una carta dinamométrica podría ser la mostrada en la figura 36. En “a” se inicia la carrera ascendente, la máxima

carga sobre la barra lisa no se ha alcanzado hasta “b”, el incremento gradual en la carga es el resultado del estiramiento de las varillas; durante la carrera ascendente de “b” a “c” la carga permanece constante. En “c”, termina la carrera ascendente y comienza la carrera descendente. Cuando en “c” comienza la carrera descendente, la carga en la barra lisa cae de un máximo en “c” hasta un mínimo en “d”, lo cual ocurre gradualmente, esto es el resultado de la contracción de las varillas cuando la carga de fluido es transferida a la tubería de producción.

**Figura 36. Representación Ideal de una Carta Dinamométrica, Varillas Elásticas.**



**Fuente:** adaptada de QUIROGA MANCILLA.

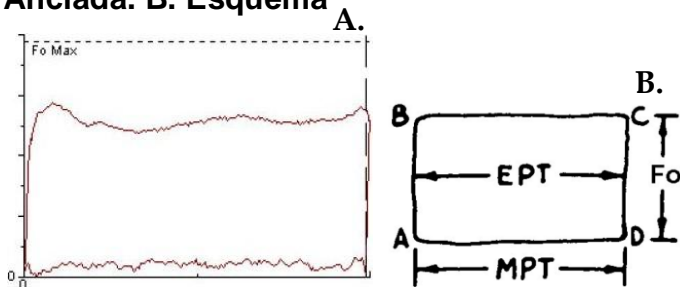
Las cartas descritas anteriormente, obviamente son cartas ideales, ya que en operaciones de campo las cartas dinamométricas que se obtienen presentan una gran variedad de formas originadas por la fricción, la carga estática, los efectos dinámicos, ente otros; cada forma representa una condición específica del sistema, la cual es interpretada por el ingeniero de campo; la interpretación precisa y correcta de estas formas, requiere de experiencia por parte del ingeniero, ya que en muchas ocasiones se puede obtener una forma que a primera vista puede indicar un problema en particular, pero ya analizada con más detalle y cuidado se obtiene una conclusión diferente, de ahí que las cartas dinamométricas sirvan como herramienta valiosa al

ingeniero para colocar el sistema de levantamiento en condiciones óptimas de operación. A continuación se presentarán algunos esquemas de cartas dinamométricas reales los cuales tratarán de generalizar parte de los problemas que se pueden presentar en los pozos de petróleo.

### ➤ CASOS PARTICULARES

**Caso 1: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con llenado normal y tubería de producción anclada, figura 37:  $EPT=MPT$ . Llenado normal de la bomba con líquido y no hay presencia de gas. Bomba funcionando apropiadamente.**

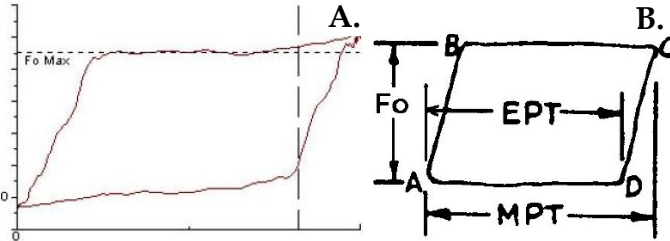
**Figura 37. A. Bomba con Llenado Normal y Tubería de Producción Anclada. B. Esquema**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 2: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con llenado normal y tubería de producción no anclada, figura 38:  $EPT < MPT$ . Llenado normal de la bomba con líquido, no hay presencia de gas. Bomba funcionando apropiadamente.**

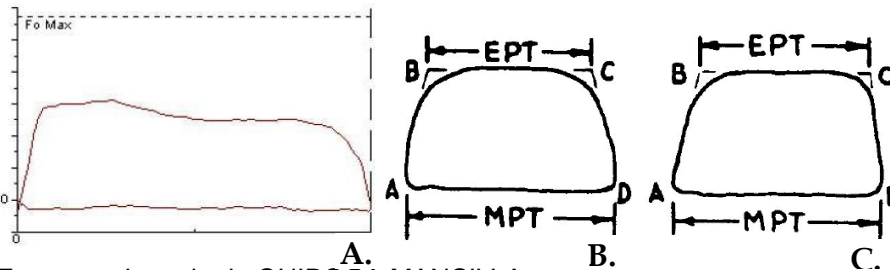
**Figura 38. A. Bomba con Llenado Normal y Tubería de Producción No Anclada. B. Esquema.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 3: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con fuga en la válvula viajera, figura 39:  $EPT < MPT$ .** La fuga en la válvula viajera o excesiva deslizadera del pistón, causa demora en recoger la carga de fluido y la prematura descarga del mismo, de esta manera la válvula viajera solo es efectiva durante una porción de la carrera ascendente.

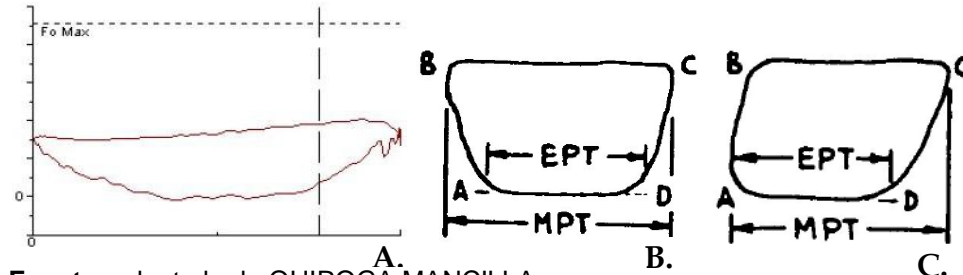
**Figura 39. A. Bomba con Fuga en la Válvula Viajera. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 4: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con fuga en la válvula fija, figura 40:  $EPT < MPT$ .** La fuga en la válvula fija causa carga prematura sobre las varillas cuando dicha válvula debe cumplir la función de sello y una demora en la descarga cuando está abierta al paso del fluido a través de la bomba, de esta manera la válvula fija solo es efectiva durante una porción de la carrera descendente.

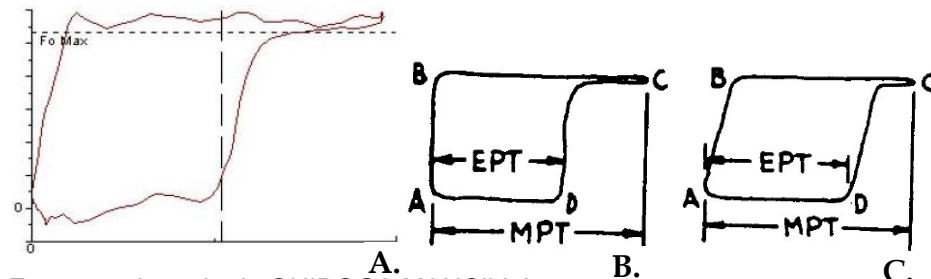
**Figura 40. A. Bomba con Fuga en la Válvula Fija. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 5: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con golpe de fluido, figura 41:  $EPT < MPT$ .** Cuando ocurre el severo golpe de fluido, el pozo no está siendo bombeado, los componentes de la bomba funcionan apropiadamente, pero una descarga repentina sobre las varillas provocará una reducción en la vida del equipo.

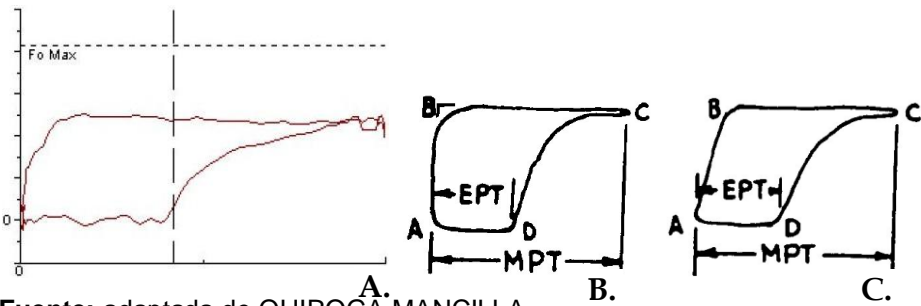
**Figura 41. A. Bomba con Golpe de Fluido. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 6: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con interferencia de gas, figura 42:  $EPT < MPT$ .** La interferencia de gas causa reducción en el viaje efectivo del pistón, sin embargo los componentes de la bomba funcionan apropiadamente. Normalmente ocurre inestabilidad de pozo cuando existen cambios de EPT entre carreras.

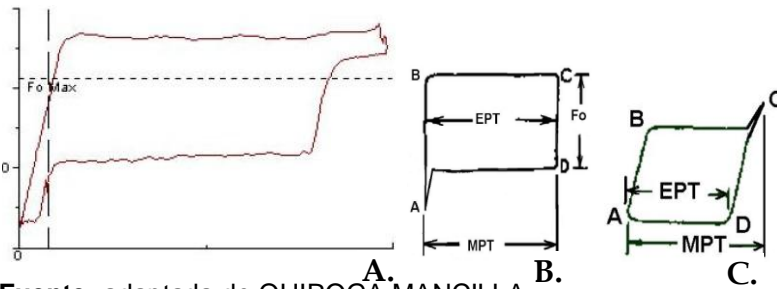
**Figura 42. A. Bomba con Interferencia de Gas. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 7: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con pistón espaciado inapropiadamente, figura 43:  $EPT = MPT$  (figura 43 A),  $EPT < MPT$  (figura 43 B). La bomba está golpeando la base de la carrera (figura 43 A), y el tope de la carrera (figura 43 B). Probables daños a bomba, varillas y tubería de producción.**

**Figura 43. A. Bomba con Pistón Espaciado Inapropiadamente. B. Esquema para Tubería Anclada. C. Esquema para Tubería No Anclada.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA

**Caso 8: Esquema de una bomba gastada, figura 44:** El comportamiento es el mismo para cuando la tubería está anclada o no. El viaje efectivo del pistón es nulo y es necesario un cambio de bomba inmediatamente.

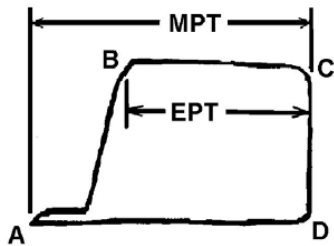
**Figura 44. Esquema de Bomba Gastada.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 9: Esquema de una bomba con demora en el cerrado de la válvula viajera, figura 45:** El comportamiento es el mismo para cuando la tubería está anclada o no. La válvula viajera no cierra apropiadamente; un fluido muy viscoso puede causar la restricción al flujo en la bomba, también ocurre cuando el área de flujo es muy pequeña comparada con el área de barrido del pistón.

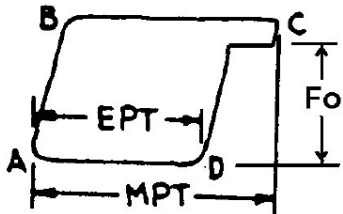
**Figura 45. Esquema de Bomba con Demora en el Cerrado de la Válvula Viajera.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 10: Esquema de una bomba con mal funcionamiento del ancla de tubería, figura 46:** La tubería de producción puede parcialmente estar atorada o gastada.

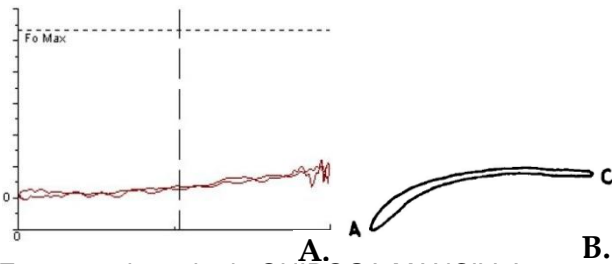
**Figura 46. Esquema de Bomba con Mal Funcionamiento del Ancla de Tubería.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 11: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba bloqueada por gas, figura 47:** El comportamiento es el mismo para cuando la tubería está anclada o no. Para un funcionamiento adecuado de la bomba es necesario una adecuada combinación de presiones en 3 puntos elementales: Presión estática de “tubing”, Presión de descarga de la bomba, y Presión de entrada a la bomba. Cuando la bomba está siendo bloqueada por gas, ambas válvulas permanecen cerradas, la presión estática de “tubing” es mayor que la presión de descarga de la bomba, la cual es mayor que la presión de entrada a la bomba; la relación de compresión de muchas bombas es también pequeña, esto trae como consecuencia que ninguna válvula abre hasta que el espacio libre entre las válvulas es llenado por carga de fluido pasado por el pistón. Un nivel de fluido que sube constantemente origina una pequeña relación de compresión que fuerza al gas acumulado en la bomba desplazarse hacia la tubería de producción.

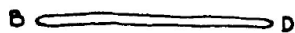
**Figura 47. A. Bomba Bloqueada por Gas. B. Esquema.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 12: Esquema de una bomba con varilla partida, figura 48:** El comportamiento es el mismo para cuando la tubería está anclada o no. Ambas válvulas permanecen abiertas debido a que la presión estática del “tubing” es mucho menor que la presión de descarga de la bomba y esta a su vez es menor que la presión de entrada a la bomba. También una varilla partida en lo profundo puede exhibir este comportamiento, pero con el chequeo de las válvulas este puede ser diagnosticado prontamente.

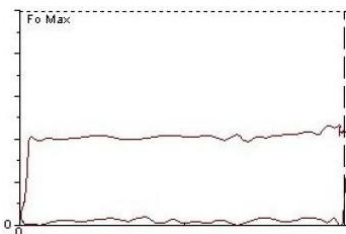
**Figura 48. Esquema de Bomba con Varilla Partida.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 13: Representación grafica de una carta dinamométrica de un pozo con tubería rota, figura 49:**

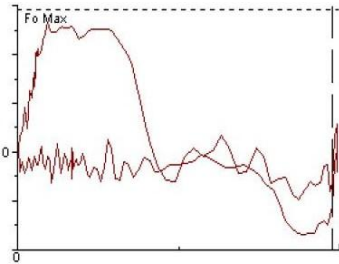
**Figura 49. Pozo con Tubería Rota.**



Fuente: adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 14: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba con hueco en el barril, figura 50:** La carga en ambas válvulas es igual; la válvula viajera no presenta carga debido a que la carga del fluido se está escapando por el hueco que presenta el barril.

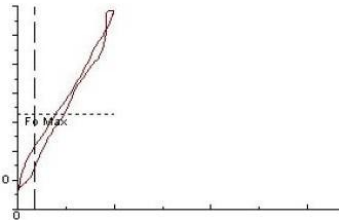
**Figura 50. Bomba con Hueco en el Barril.**



**Fuente:** adaptada de QUIROGA MANCILLA.

**Caso 15: Representación grafica de una carta dinamométrica de una bomba atorada o pegada, figura 51:**

**Figura 51. Bomba Atorada o Pegada.**



**Fuente:** adaptada de QUIROGA MANCILLA.

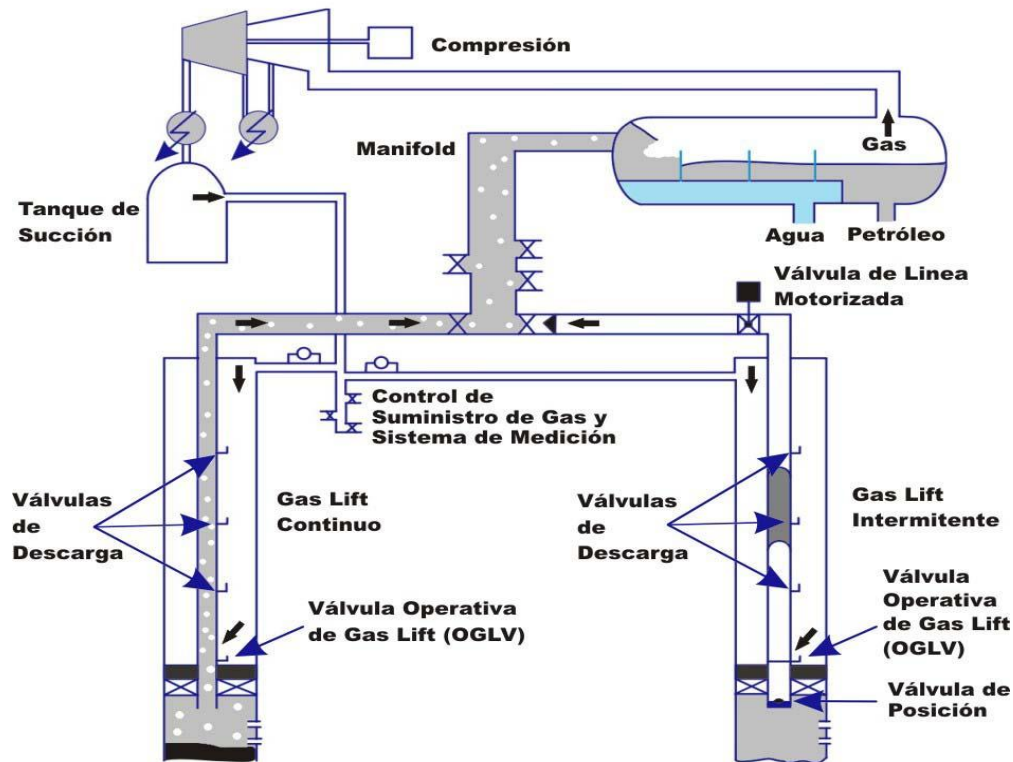
### 5.3. BOMBEO NEUMÁTICO (“GAS-LIFT”)<sup>12</sup>

Este sistema de levantamiento, cuyos componentes se observan en la figura 52, consiste en inyectar gas a una presión relativamente alta, 250 lb/pg<sup>2</sup> como mínima, a una profundidad determinada, permitiendo con esto aligerar la columna de fluido, y reducir la presión de fondo para así permitir al pozo fluir hacia la superficie obteniendo la tasa de flujo deseada. El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido. La inyección de gas puede hacerse mediante dos tipos de sistemas de bombeo neumático: por flujo continuo (bombeo neumático continuo) y por flujo intermitente (bombeo neumático intermitente).

---

<sup>12</sup> "Aplicación del Sistema de Extracción Gas Lift Anular en el Yacimiento Cerro Dragón Argentina". Conferencia PABLO BIZZOTTO. "The Technology of Artificial Lift Methods". BROWN KERMIT E.

**Figura 52. Tipos de Sistemas de Bombeo Neumático.**

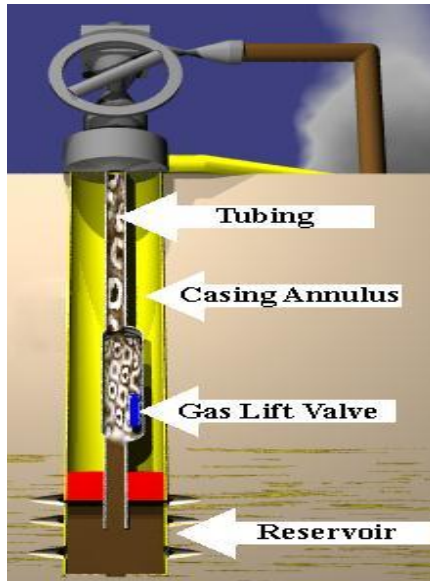


**Fuente:** MUÑOZ RODRÍGUEZ y TORRES TORRES. “Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección”. Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2007.

### 5.3.1. BOMBEO NEUMÁTICO CONTÍNUO

En este método un volumen continuo y controlado de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener un diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado, ver figura 53. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

**Figura 53. Bombeo Neumático Continuo.**



**Fuente:** <http://www.answers.com/topic/gas-lift-1>

El sistema de bombeo neumático continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad (más de 0.5 bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo), así como utilizando diversos diámetros de tubería de producción, dependiendo del gasto de producción deseado; de este modo se pueden tener gastos entre 200 - 20000 bl/día, y hasta 80000 bl/día, a través de sartas de tubería de producción de diámetro común; aún más se pueden tener gastos tan bajos como 25 bl/día a través de tubería de diámetro reducido (del tipo macarroni).

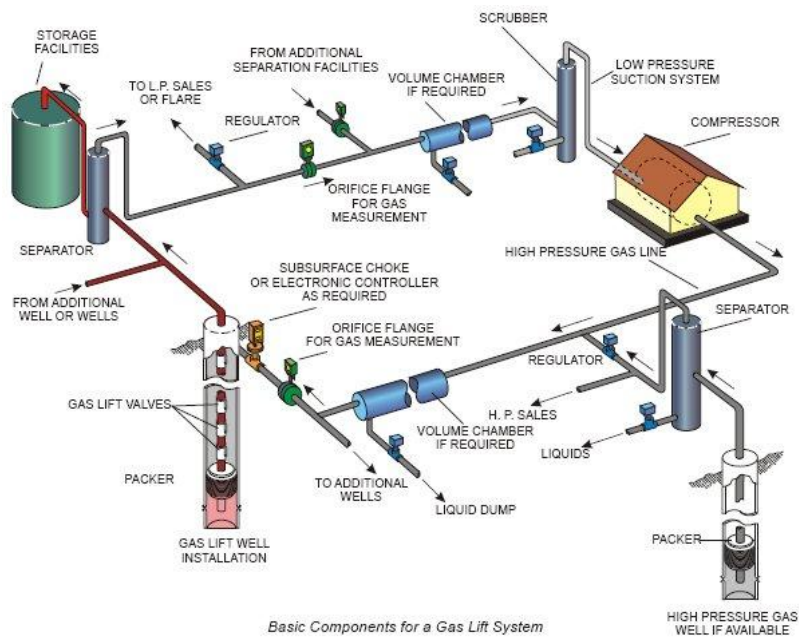
### **5.3.2. BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE**

Este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la tubería de producción de forma cíclica en la columna de fluido, es decir, periódicamente (a intervalos) inyectar un determinado volumen de gas, por medio de un regulador, un interruptor o ambos; debe

controlarse la velocidad del volumen de fluido para evitar que el gas de inyección se canalice a través de la columna de fluido; de igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la tubería de producción a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la tubería de producción para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial de bombeo neumático intermitente se abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la tubería de producción, en forma de bache; después que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. En el bombeo neumático intermitente pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula subsuperficial. Este sistema se recomienda para pozos con un alto índice de productividad (mayor de 0.5 bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática menor o igual a 30% de profundidad del pozo); o también con un bajo índice de productividad (menor de 0.5 bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y bajas presiones de fondo.

El sistema de levantamiento por “gas-lift” está constituido en superficie por un compresor, válvulas a la entrada y a la salida, líneas de flujo, cámaras de circulación de gas y choques tanto a la entrada como a la salida del pozo, ver figura 54; en el subsuelo se tienen las válvulas, la tubería de producción y los empaques dependiendo del tipo de diseño.

**Figura 54. Componentes Básicos del Bombeo Neumático.**



Fuente: <http://www.americancompletiontools.com/gasliftequipment/completionsystems.htm>

### 5.3.3. PROBLEMAS Y SOLUCIONES A LA ENTRADA DEL SISTEMA

Normalmente los problemas en el bombeo neumático están asociados a las áreas de entrada, de salida y dentro del pozo. Los problemas en la entrada pueden ser los choques muy grandes o muy pequeños, choques taponados, baja o alta presión del revestimiento, registradores inadecuados y bajos o excesivos volúmenes de gas.

El tamaño del choque muy grande puede causar una reapertura mayor de las válvulas de presión y/o un excesivo uso de gas; se debe verificar si la presión del revestimiento se encuentra por encima de la presión de diseño de operación; el tamaño del choque muy pequeño puede algunas veces evitar que el pozo descargue completamente; se debe verificar si la reducción en la producción de fluido es un resultado de la inyección insuficiente de gas; el

diseño de la relación gas-líquido puede, a menudo, dar una indicación del tamaño del choque más apropiado. La baja presión del revestimiento puede ocurrir debido a que el choque puede tener un tamaño pequeño, o que está taponado o escarchado (congelado); se debe verificar el volumen de gas inyectado y las lecturas del registrador, para diferenciar este caso del de baja presión en el revestimiento debido a una fuga en el revestimiento o una válvula cortada; el escarchamiento del choque puede a menudo ser eliminado mediante la inyección continua de metanol en la corriente de gas. La alta presión en el revestimiento puede ocurrir si el tamaño del choque colocado es muy grande; verificar si el excesivo uso de gas es debido a la reapertura mayor de las válvulas de presión; si la alta presión en el revestimiento está acompañada por volúmenes bajos de inyección de gas, es posible que la válvula de operación pueda estar parcialmente taponada, o la alta presión en la tubería de producción pueda estar reduciendo la diferencial entre la tubería de producción y el revestimiento, también pueden ser por temperaturas mayores a las esperadas, las cuales elevan las presiones de asentamiento de las válvulas. Los registradores inadecuados pueden ser la causa de las indicaciones de altas o bajas presiones en el revestimiento, es por ello que se recomienda verificar siempre la presión en la cabeza del revestimiento y tubería de producción con un registrador calibrado.

Respecto a los bajos volúmenes de gas, se debe verificar que la válvula en la línea de "gas-lift" esté completamente abierta y el choque del revestimiento no esté muy pequeño, o escarchado, o taponado, también verificar si la presión de operación disponible está en el rango requerido para abrir las válvulas; se debe tener completa seguridad de que el volumen de gas esté siendo entregado al pozo, pues algunas veces las tasas de producción más altas de las previstas originan una temperatura mayor, la cual causará un incremento en la presión para sentar la válvula y por lo tanto restringirá la entrada de gas. El volumen excesivo de gas puede ser causado ya sea por

tamaño del choque muy grande, o a una excesiva presión en el revestimiento; se debe verificar si la presión en el revestimiento está por encima de la presión de diseño, lo cual originará una mayor presión de apertura de la válvula; de igual forma, una fuga en la tubería de producción o una válvula cortada, puede también presentar este problema, pero ellas además causaran una baja presión en el revestimiento.

#### **5.3.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES A LA SALIDA DEL SISTEMA**

Los problemas en la salida del sistema se pueden deber a una alta contrapresión debido al choque en la línea de flujo, restricciones en la válvula master o principal, o taponamiento de la línea de flujo.

Las restricciones en las válvulas se pueden deber a un cierre total o parcial de las mismas, o a que las líneas de flujo están aplastadas o dobladas, por ejemplo, cuando las líneas de flujo cruzan carreteras; se debe verificar que todas las válvulas del "árbol" y la cámara de circulación estén completamente abiertas. La alta contrapresión puede ser el resultado de depósitos de parafina o costras en la línea de flujo, una apertura parcial de la válvula de cheque en la línea de flujo, una alta presión en el separador (debido a un tamaño muy pequeño del orificio de la platina del medidor en el separador) , restricciones en el árbol de navidad y tamaños inadecuados en las líneas de flujo; el calentamiento del petróleo en la línea generalmente removerá la parafina, la remoción de la costra depende de su composición, se recomienda mantener la presión en el separador lo más baja posible, para lograr que todo el gas se libere; es de saberse que la alta contrapresión en los sistemas de flujo continuo afectan la producción reduciéndola considerablemente, así como se incrementa el volumen de gas requerido para levantar un barril de fluido.

### 5.3.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL POZO

Los problemas dentro del pozo pueden incluir corte de válvulas, restricciones en la sarta de tubería o perforaciones taponadas, fugas en tubería de producción, pozos que no presentan entrada de gas, válvulas sostenidas abiertas y cabeceo del pozo.

Las fugas o escapes en la tubería de producción incluyen presiones normalmente bajas en el revestimiento y excesivo consumo de gas; una fuga en la tubería de producción puede ser confirmada mediante el procedimiento de igualar las presiones tanto en la tubería de producción como en el revestimiento, cerrando la válvula máster del sistema, después que las presiones se igualan, se cierra la válvula de entrada de gas y rápidamente se descarga la presión en el revestimiento, y si la presión en la tubería de producción se descarga a medida que cae la presión en el revestimiento, se comprueba la presencia de una fuga en la tubería de producción, la presión en la tubería de producción se mantendrá si no hay una fuga presente, puesto que tanto la válvula cheque como la válvula de “gas-lift” permanecerán cerradas a medida que la presión se descarga en el revestimiento hasta cero. Una fuga en un empaque puede también causar síntomas similares a los que presenta una fuga en la tubería de producción.

En pozos que no presentan entrada de gas, se deben realizar mediciones de presión tanto a la entrada como a la salida de la corriente en el choque para eliminar la posibilidad de un congelamiento del choque a la entrada, o una válvula de gas cerrada; también hay que verificar que la presión del revestimiento sea ligeramente mayor que la presión en la tubería de producción. Cuando la válvula es sostenida abierta, repercute en una disminución de la presión en el revestimiento, lo cual podría inducir a confusión con la presencia de una fuga en la tubería de producción; para

saber si la válvula está siendo sostenida abierta por la presencia de mugres, se debe cerrar la válvula principal, permitiendo que la presión del revestimiento ascienda tan alto como sea posible, luego se abre la válvula, la cual removerá cualquier mugre que este ayudando a la abertura de la válvula; este proceso se puede repetir varias veces si es necesario. Una válvula operada por presión permite el paso de gas hasta que la caída de presión en el revestimiento alcance su presión de cierre, la cual puede a menudo ser estimada cortando la entrada de gas y observando la presión que se mantiene en el revestimiento, esta presión es la presión de cierre en superficie de operación de la válvula, para lo cual se asume que la presión en la tubería de producción es cero y que se presenta un solo punto de inyección, sabiendo que estas suposiciones limitan la exactitud de este método ya que la presión en la tubería de producción en cada válvula nunca es cero y además se pueden presentar varios puntos de inyección.

El cabeceo del pozo puede ocurrir debido a varias causas, por ejemplo, en válvulas operadas por presión una causa de este problema es un tamaño muy grande del orificio de la válvula, como podría ser el caso en que un pozo diseñado para levantamiento intermitente sea colocado en flujo continuo, debido a que se presentan más altos volúmenes de fluido que los esperados, lo cual involucra también los efectos de un tamaño de tubería de producción más grande, por lo tanto el pozo levantará hasta que el gradiente de presión del fluido sea reducido por debajo del valor que conserva la válvula abierta; el cabeceo también puede ocurrir debido a alteraciones en la temperatura, por ejemplo, si el pozo inició la producción a tasas de flujo mayores a las previstas, la temperatura puede incrementarse, causando un incremento en la presión lo suficiente como para sentar la válvula, y cuando la temperatura se enfría, las válvulas se abrirán nuevamente, creando de este modo una condición donde el pozo podría fluir a cabezazos.

### **5.3.6. HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA DETECCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE FALLAS**

Dentro de las herramientas utilizadas en la detección y diagnóstico de fallas se encuentran los registros de presión, de temperatura y de sonido. El registro de presión de flujo se debe correr cuando el pozo este operando normalmente, para obtener por medio de éste la información adecuada para un diseño óptimo del espaciamiento de las válvulas; este registro localiza exactamente la válvula de operación, el nivel de trabajo del fluido, la presión de flujo en el fondo y el gradiente de flujo por encima del punto de inyección de gas, con la ayuda de este registro se pueden determinar los escapes tanto en la tubería de producción como en las válvulas, localizando un cambio brusco del gradiente en el punto de escape. Los resultados de un registro de temperatura se utilizan para localizar escapes de las válvulas y daños en la tubería de producción, aprovechando que en el caso de un escape, se presentará un enfriamiento repentino debido a la expansión del gas. El registro sónico es un método que utiliza el principio de la propagación de la onda de sonido; el nivel de fluido en el anular de un pozo con “gas-lift” algunas veces dará una indicación de la profundidad de levantamiento.

Gracias a los registradores de presión en la tubería de producción se observa, de la carta registrada, la forma de las intermitencias, si los picos son agudos o anchos, la presión máxima de operación registrada y si ésta retorna a la línea de presión normal; un pico alto y esbelto es indicativo de una operación satisfactoria, con una producción líquida en vez de una producción con corte de gas; un pico corto indica que la longitud de la carga a producir es probablemente menor de lo que se podría esperar, lo cual puede deberse a una presión de fondo baja o demasiado gas inyectado; si el pico es ancho, puede indicar una contrapresión excesiva en la línea de flujo debido al choque, parafinas o costras, o muchas curvas o uniones cerca de la cabeza

del pozo; generalmente los picos anchos y altos se deben a excesiva contrapresión, y los picos cortos se deben a la producción emulsionada. Respecto a los registradores de presión en el revestimiento, para el caso de flujo intermitente, una disminución rápida de presión seguida por un restablecimiento de la presión por el estrangulador o el control del intermitor, es una indicación de una operación correcta de la válvula, mientras que una disminución suave en la presión del revestimiento puede ser originada por un comportamiento defectuoso de la válvula.

Los escapes de las tuberías, válvulas o empaques en flujo intermitente, entre ciclos, se pueden indicar, en las cartas de presión, mediante una disminución de la presión en el revestimiento. Una indicación de las restricciones del flujo de superficie, ya sea para flujo continuo o intermitente, es un incremento de la presión en la tubería. El congelamiento puede notarse por la falla en la inyección de gas y el recobro de fluido. En ciclos muy rápidos en flujo intermitente se presenta una rápida disminución de la presión en el revestimiento y los picos son cortos.

Cuando en las imágenes de los registros se presenta un comportamiento normal de presión en un sistema de flujo continuo, se puede notar la uniformidad tanto en la presión del revestimiento como en la tubería de producción. Una línea ondulada de presión en la tubería de producción indica el ahogamiento de la válvula de operación, la cual es debida a que la presión del revestimiento está muy cerca a la presión de cierre de la válvula; la solución podría ser un ligero aumento en el choque de la línea de entrada de gas, y si esto causa un excesivo consumo de gas, es probablemente una indicación de un tamaño muy grande del orificio de entrada de la válvula de gas-lift. En un comportamiento normal de presión en un sistema de flujo intermitente, se observa un rápido ascenso y caída de presión en el revestimiento, con una presión constante entre ciclos, lo cual indica una

buena operación de la válvula. Cuando se presenta fugas en la válvula para un sistema de flujo intermitente, esto se manifiesta con una caída de presión en el revestimiento entre ciclos; se puede remediar tal problema limpiando los posibles mugres que pueden estar impidiendo el cierre de la válvula, y si esto falla, se deben sacar las válvulas siempre y cuando el problema cause excesivo consumo de gas o significantes pérdidas de producción. Cuando se presenta una fuga en la sarta de producción en un pozo de flujo intermitente, se obtiene una línea relativamente llana de la presión en la tubería de producción; una fuga en la sarta de producción se puede determinar también por el excesivo consumo de gas, caso en el cual la solución es reemplazar la tubería defectuosa. Así como se presentan los casos anteriores, existe otro gran número de formas de las cartas registradoras en los sistemas de levantamiento con “gas-lift”; el tipo de forma dependerá de las condiciones propias del pozo y del problema particular del sistema.

#### **5.4. BOMBEO HIDRÁULICO<sup>13</sup>**

En este sistema, comparado con otros, la diferencia radica en el medio que se utiliza para transmitir la energía desde superficie hasta la bomba, pues el bombeo convencional utiliza una sarta de varillas (medio sólido), mientras que el bombeo hidráulico utiliza un fluido a alta presión (medio hidráulico).

##### **5.4.1. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN**

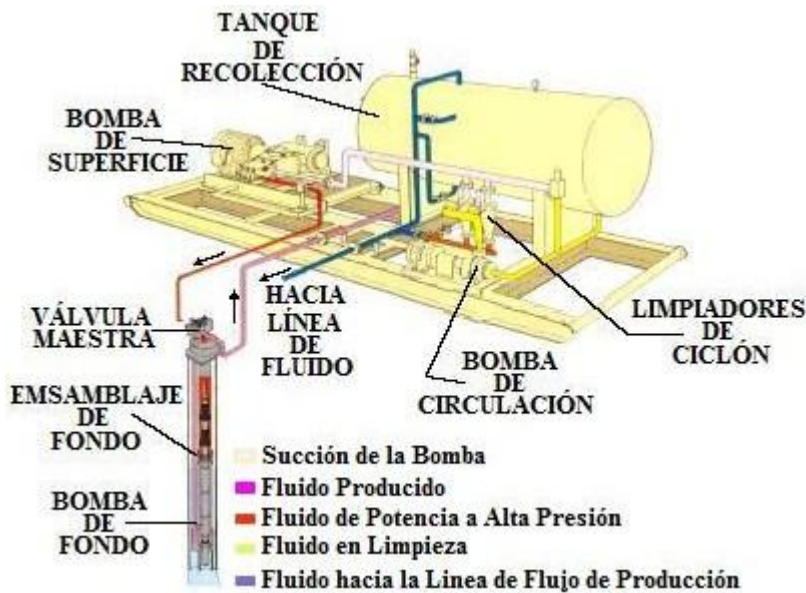
El bombeo hidráulico consiste en inyectar desde la superficie un fluido a alta presión para operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo, el cual está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los elementos que constituyen el sistema de superficie en el bombeo hidráulico, son: la bomba de superficie,

---

<sup>13</sup> “**The Technology of Artificial Lift Methods**”. BROWN KERMIT E.

los pozos, el separador de gas, el degasificador, el tanque de sedimentación (con su esparcidor, su nivel y la línea de drenaje), el tanque de almacenamiento y la línea de ventilación de gas, ver figura 55. El fluido motriz lo toman las bombas de los tanques de suministro, de las bombas sale el fluido motriz a alta presión para ser distribuido según el volumen y presión requerida para cada pozo, en donde es conducido por una sarta de tubería hasta el fondo del pozo, donde se encuentra la unidad de subsuelo, este fluido a alta presión opera el pistón motor el cual a su vez acciona el pistón de la bomba que se encuentra mecánicamente ligado al motor; el fluido motriz más el aceite producido regresan a superficie ya sea mezclados o separados según el tipo de instalación, y una vez en superficie se inicia el proceso de purificación del fluido motriz y el ciclo se repite.

**Figura 55. Equipo de Superficiales del Bombeo Hidráulico.**

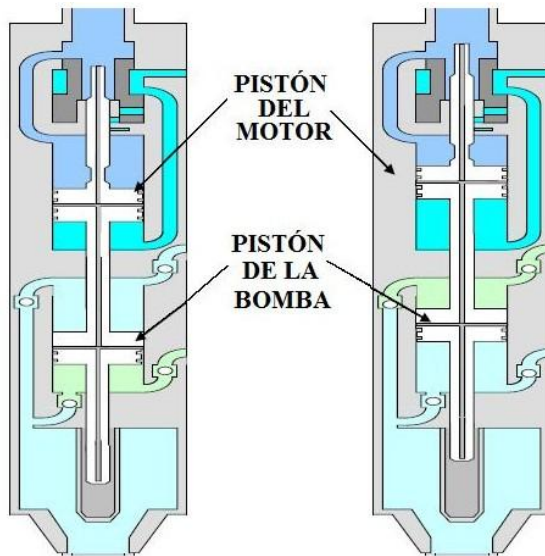


**Fuente:** adaptada de: LABRADOR JIMÉNEZ y SÁNCHEZ MORENO. "Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

La unidad de subsuelo está conformada por un motor, una válvula inversora y la bomba, ver figura 56. El motor es un ensamble de cilindro y pistón de

desplazamiento positivo, el cual es accionado por el fluido motriz que lo obliga a moverse en uno u otro sentido según la dirección del flujo; precisamente la válvula inversora tiene como función cambiar la dirección de flujo del fluido motriz cuando el pistón del motor se aproxima al final de cada carrera, pero también sirve como control de la aceleración y velocidad del pistón. La bomba puede constar de un solo pistón o de dos; las combinaciones que se puedan obtener con los diámetros de los pistones, motor y bomba, dan un rango de aplicabilidad que hace más elástico el sistema en cuanto a capacidad volumétrica, presiones de operación y profundidad.

**Figura 56. Equipo de Subsuelo del Bombeo Hidráulico.**



**Fuente:** LABRADOR JIMÉNEZ y SÁNCHEZ MORENO.

### ➤ **CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES**

Este sistema puede alcanzar mayores profundidades que otros sistemas, debido a la flexibilidad ha permitido la explotación de pozos a profundidades hasta de 18000 pies. La bomba subsuperficial se puede instalar y recuperar fácilmente (Bomba tipo libre); para recuperar una bomba, la circulación se

invierte en la sarta de producción, a fin de desanclarla de su asiento, luego se circula por la sarta del retorno del fluido motriz (o por el espacio anular) para llevarla a la superficie, donde cae en un receptáculo para su correspondiente cambio; para introducir una bomba la operación se efectúa a la inversa.

Este sistema presenta buena flexibilidad de gastos de producción, pues la instalación de este tipo de bombeo es ideal cuando se tienen, a gran profundidad, a baja presión y bajas relaciones gas-aceite, grandes volúmenes de fluido por producir (hasta 5000 bl/día). Puede operar en pozos direccionales, precisamente es el sistema artificial de producción más indicado para operar en pozos direccionales, a diferencia del bombeo mecánico convencional, bombeo neumático o electrocentrífugo, los cuales presentan ciertas desventajas. Se puede dar un control del sistema de varios pozos desde un punto único, desde ese punto, el operador puede cerrar o abrir uno, cualquiera o todos los pozos, o la combinación deseada de pozos, graduar la velocidad de la bomba en cada pozo y medir la velocidad de la bomba en cualquier pozo.

También se da fácil adición de inhibidores debido al estricto control del fluido motriz, pueden agregársele a éste, toda clase de inhibidores que sean necesarios en la superficie. Y por último se presenta un manejo de crudos pesados, esto estará en función de la capacidad de la bomba subsuperficial y de su eficiencia, pero dado el amplio rango de bombas subsuperficiales existentes, el manejo de fluidos de alto peso específico puede ser factible sin disminuir los ritmos de producción preestablecidos.

## ➤ **FLUIDO MOTRIZ**

El sistema de bombeo hidráulico está considerado como el tipo de levantamiento que presenta menos riesgos a condiciones tales como la depositación de parafinas, producción de arena, alta relación gas-aceite, profundidad, entre otras, de manera que los inconvenientes que se puedan presentar en dicho sistema radican en las condiciones del fluido motriz utilizado, que puede ser aceite o agua; el fluido motriz comúnmente usado hasta ahora es el mismo aceite producido, después de eliminarle todos los elementos nocivos ya sea al equipo o a las instalaciones del sistema.

El fluido motriz es el encargado de transportar la energía que activa la máquina de subsuelo, el motor de la unidad de producción; es el elemento de mayor interés y cuidado en el bombeo hidráulico, tiene como función adicional, lubricar y proteger del desgaste excesivo todas las piezas componentes de las partes del sistema que entran en su contacto, válvula, motor, pistones y cilindros de las bombas tanto en superficie como en subsuelo y válvulas de control; por consiguiente debe tener el mayor grado de pureza y en absoluto carecer de sólidos extraños y abrasivos. Las características más importantes que deberá poseer el fluido motriz son el que sea limpio, que tenga un mínimo contenido de sólidos, una baja viscosidad y un alto poder de lubricación. El tratamiento del aceite motriz es una parte muy importante del proceso, pues la vida de la unidad y el correcto funcionamiento del equipo de subsuelo y superficie van a depender de la calidad del fluido motriz inyectado, por ello es aconsejable llevar un control permanente de la calidad del aceite motriz; los datos que se deben tener en cuenta son la gravedad API a 60°F, B.S.W y sólidos, contenido de sal en lb/1000 bl, y el total de sólidos en partes por millón (ppm).

Debido a que el fluido motriz estará en contacto con las partes del equipo superficial y subsuperficial, es recomendable que este no contenga impurezas que puedan provocar problemas subsecuentes, tales como corrosión, y/o abrasión de la tubería de inyección, obstrucción de las tuberías o mal funcionamiento del motor. Se han realizado una serie de estudios para determinar los valores más aconsejables que debe poseer un fluido motriz para una buena operación, y se han encontrados los siguientes: respecto del mínimo contenido de sólidos, es necesario que el tipo de fluido que se elija, o seleccione como fluido motriz, no contenga más de 20 ppm (partes por millón) de sólidos; el tamaño de las partículas sólidas no deberá exceder las 15 micras y el contenido de sal no debe ser mayor de 12 lb/1000 bl de aceite, por otra parte el contenido de agua debe estar en un rango de 0.1% a 0.3%; es prudente utilizar crudos entre los 20 y 50 grados API y aproximadamente 10 centistokes de viscosidad para obtener resultados razonablemente óptimos; la baja viscosidad, será uno de los factores para poder elegir el tipo de bomba superficial, ya que si el fluido motriz es sumamente viscoso, la presión de descarga requerida para la bomba deberá ser sumamente alta, por lo que se necesita que la viscosidad sea la más baja posible y con alto poder de lubricación, ya que, como se dijo, el fluido motriz estará en contacto directo con todas las partes mecánicas del motor superficial y por lo tanto tendrá como función la de lubricar cada una de las partes que constituyen dicho motor.

Debido a sus ventajas y características de disponibilidad, bajo costo, baja viscosidad, no compresible y uniformidad de sus propiedades, el agua se utilizada también como fluido motriz, con aditivos especiales (aunque muy costosos) que le dan propiedades de lubricación, viscosidad y no corrosividad sobre las áreas metálicas expuestas.

➤ **SISTEMA ABIERTO DE FLUIDO MOTRIZ**

Aquí el fluido motriz bajo presión es dirigido a la bomba subsuperficial por una tubería; esta acciona la bomba, entra en la corriente del fluido producido y retorna a la superficie mezclado con éste. En este sistema sólo son necesarios dos conductos dentro del pozo, uno para conducir el fluido motriz a la unidad subsuperficial y otro para conducir la mezcla de fluido motriz con fluido producido a la superficie (dos sargas de tubería de producción o una sola sarga de tubería y el espacio anular).

➤ **SISTEMA CERRADO DE FLUIDO MOTRIZ**

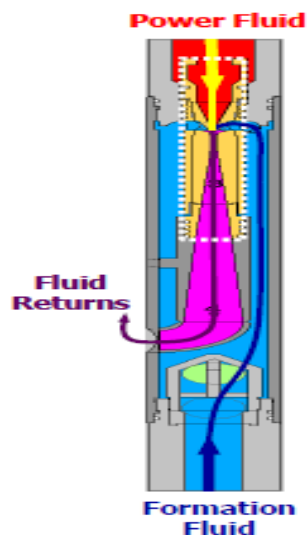
En este caso el fluido motriz es circulado al fondo del pozo para accionar la unidad subsuperficial, pero no se mezcla con el fluido producido, sino que es retornado a la superficie por una sarga de tubería por separado por lo que es necesario un conducto extra a diferencia del sistema abierto. Las principales causas que provocan mal funcionamiento en este sistema son la falta de fluido motriz, las obstrucciones del flujo, las fugas, los cambios de las condiciones del pozo, el desgaste del motor, la contaminación del fluido motriz, la alta producción de gas, la corrosión, la abrasividad, los taponamientos, entre otros.

#### **5.4.2. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET O A CHORRO**

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema artificial de producción especial que, a diferencia del tipo pistón, no emplea partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. La bomba jet (o de chorro), que se instala por encima de la zona productora, opera bajo el principio del venturi, ver figura

57; el fluido motriz a alta presión entra en la tobera de la bomba, la presión se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz; esta reducción de la presión hace que el fluido producido se introduzca en la cámara y se mezcle con el fluido motriz. En el difusor, la energía en forma de alta velocidad es convertida en una alta presión, suficiente para bombear el gasto de fluido motriz y fluido producido a la superficie. Por lo anterior, en el sistema de bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motriz.

**Figura 57. Principio del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.**



**Fuente:**

<http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/search/label/equipos%20de%20subsuelo>

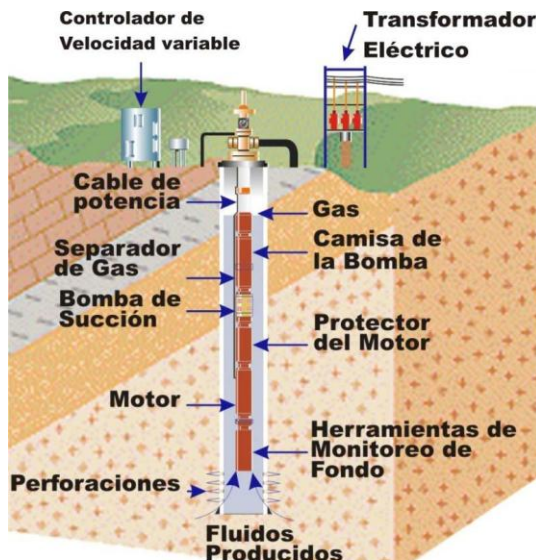
En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación, además de que la eficiencia mecánica es baja; sin embargo presenta ventajas sobre el bombeo hidráulico tipo pistón, como son el que permite manejar cualquier tipo de fluidos (aún contaminados), la bomba subsuperficial es de fácil instalación, se adapta a cualquier profundidad en el pozo y permite obtener gastos mayores. Al igual que el bombeo hidráulico tipo pistón, el tipo jet utiliza agua o aceite

como fluido. Las bombas jet generalmente requieren más potencia superficial que las bombas tipo pistón ya que son menos eficientes.

## 5.5. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE<sup>14</sup>

El bombeo electrocentrífugo sumergible es un sistema que presenta su mayor aplicación en pozos con altos volúmenes de producción. El equipo utilizado en este tipo de bombeo, ver figura 58, también se divide principalmente en dos partes: el equipo de superficie y la unidad de subsuelo.

**Figura 58. Equipo del Bombeo Electrocentrífugo Sumergible.**



**Fuente:** MUÑOZ RODRÍGUEZ y TORRES TORRES. “Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección”. Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2007.

### 5.5.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie consta principalmente del panel de control, el cable, los accesorios y la fuente de energía.

<sup>14</sup> “The Technology of Artificial Lift Methods”. BROWN KERMIT E.

El cable eléctrico que transmite la energía al motor tiene una alta resistencia al agua y al aceite y es capaz de operar bajo las diferentes condiciones encontradas en el pozo. El cable que va a lo largo de la bomba y de la sección sellante suele ser plano, debido a que tales partes son las de mayor diámetro en toda la sarta. El tablero de control (panel), que como su nombre lo indica, permite controlar en superficie el funcionamiento del sistema, deberá proyectarse para manejar el voltaje de operación, y su capacidad en HP debe ser al menos igual a la potencia del motor.

### **5.5.2. UNIDAD DE SUBSUELO**

La unidad de subsuelo está constituida esencialmente por el motor eléctrico, la unidad sellante y la bomba centrífuga, disponiéndose opcionalmente de separadores de gas, sistemas de control de presión, temperatura y corriente.

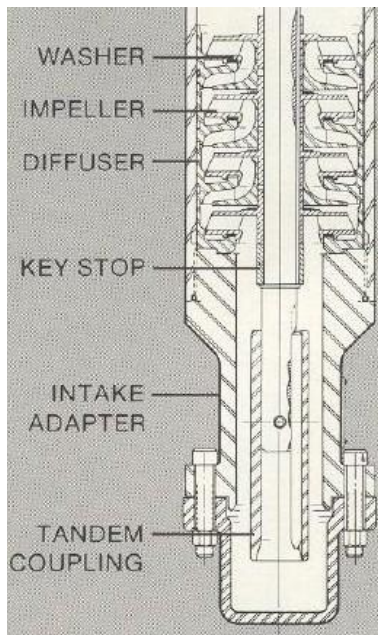
El motor eléctrico, que puede ser de inducción de velocidad constante, bipolar o trifásico, generalmente se encuentra en el extremo inferior de la unidad, y tienen como función la de transferir movimiento al eje de la bomba, a por lo menos 3.500 revoluciones por minuto (rpm) y con un voltaje de 200 a 2.300 voltios; los valores de potencia van desde 1/3 a 520 hp. Los motores van llenos de un aceite dieléctrico especial que sirve de lubricante y enfriador, y funcionan a presión ligeramente superior a la del pozo, para evitar la entrada de fluidos extraños al aceite del motor.

La unidad sellante está colocada entre el motor eléctrico y la bomba centrífuga e impide que el fluido bombeado entre en el motor, igualando la presión interna del motor con la del fondo del pozo; también permite la expansión y contracción del aceite del motor cuando la unidad se calienta y se enfría en las operaciones de encendido y apagado, respectivamente, e

igualmente sirve para amortiguar el empuje de la bomba en los cojinetes del motor.

La bomba electrocentrífuga de subsuelo consiste de un conjunto de bombas individuales denominadas etapas, ver figura 59, las cuales constan básicamente de un impulsor y un difusor, en donde los impulsores, mediante fuerzas centrífugas, pasan el líquido a una presión mayor de la que tenían al entrar al difusor, sitio en el cual los recibe un nuevo impulsor, pasando el líquido así a una nueva etapa de la bomba; como la operación se repite una y otra vez, el líquido adquiere una gran cantidad de energía, suficiente para levantar el fluido grandes trayectos o para producir grandes volúmenes. Dentro de la sarta de bombeo se cuenta con dos tipos de válvulas: la de retención y la de descarga. La válvula de retención va colocada inmediatamente después de la bomba, y sirve para mantener la tubería de producción llena de líquido, cuando por alguna razón el bombeo es suspendido. La válvula de descarga se instala a continuación de la válvula de retención (o a veces forma parte de ésta), y tiene como función vaciar la tubería de producción antes de sacarla.

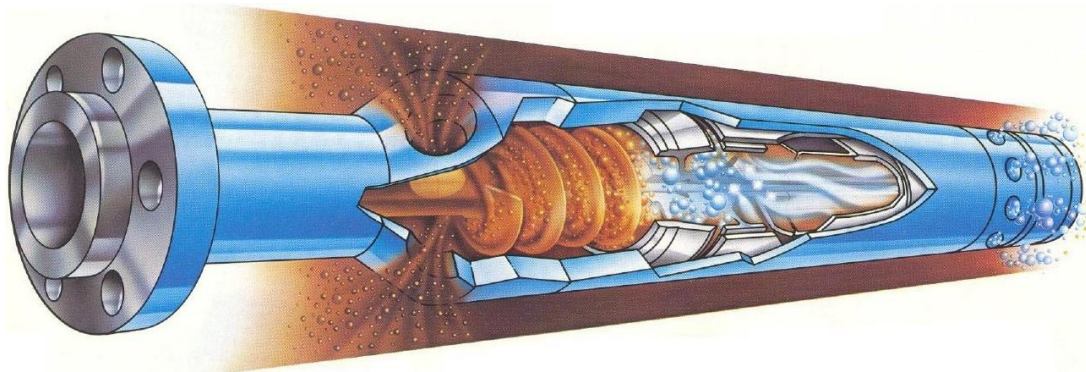
**Figura 59. Bomba Centrífuga Multietapas.**



**Fuente:** modificada de: Design, Specification & Application of Baker Lift Systems Electric Submersible Pumping Systems.

Los separadores de gas que se colocan sobre la unidad sellante, ver figura 60, se utilizan en pozos que presenten una relación gas-aceite demasiado alta. Un sistema de control también se adiciona opcionalmente a la unidad de bombeo, para transmitir a la superficie información continua sobre temperatura, presión y amperaje.

**Figura 60. Separador de Gas.**



**Fuente:** modificada de: Design, Specification & Application of Baker Lift Systems Electric Submersible Pumping Systems.

### **5.5.3. PRINCIPALES FALLAS EN EL SISTEMA**

Normalmente las fallas que se presentan en el sistema de levantamiento electrocentrífugo sumergible se encuentran principalmente en el motor, en la sección sellante, en el cable y en la bomba.

El motor puede fallar por una excesiva sobrecarga debida a un incremento gradual de la gravedad específica del fluido de producción, una disminución en la eficiencia de la bomba (desgaste), y un desequilibrio en el voltaje. En la sección sellante, su problema radica en los escapes que pueda presentar, debido al desgaste en la bomba, en los sellos, como consecuencia del mal manejo, defectos de fabricación, o una mala instalación. El cable puede fallar debido a aplastamientos, estiramientos o cortes durante las operaciones de instalada y sacada, también el cable se puede afectar por las altas temperaturas del pozo, por corrosión y envejecimiento normal. La bomba puede presentar fallas debido a bloqueos por gas y corrosión por cavitación, lo cual se puede prevenir con el uso de un separador adecuado de gas, también puede fallar debido a la depositación de materiales extraños en las tapas de la bomba; el eje de la bomba se puede ver afectado (desviado)

debido a pegas en la bomba o a que se pone a funcionar la bomba después de un cierre, antes de igualarse las columnas de fluido en la tubería de producción y el anular.

## 6. PROBLEMAS A CONTROLAR DURANTE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

### 6.1. CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA<sup>15</sup>

La producción de agua de formación (proveniente ya sea de estratos situados por encima de formaciones productivas, debajo de ellas, entre horizontes productores, o por las mismas formaciones productoras de petróleo), es uno de los problemas que con mayor frecuencia se presenta en los pozos productores de hidrocarburos. El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo; pues cuando se extrae petróleo de un yacimiento, ya sea al inicio de la explotación o en la declinación de la producción del campo, se producirá agua junto con el petróleo.

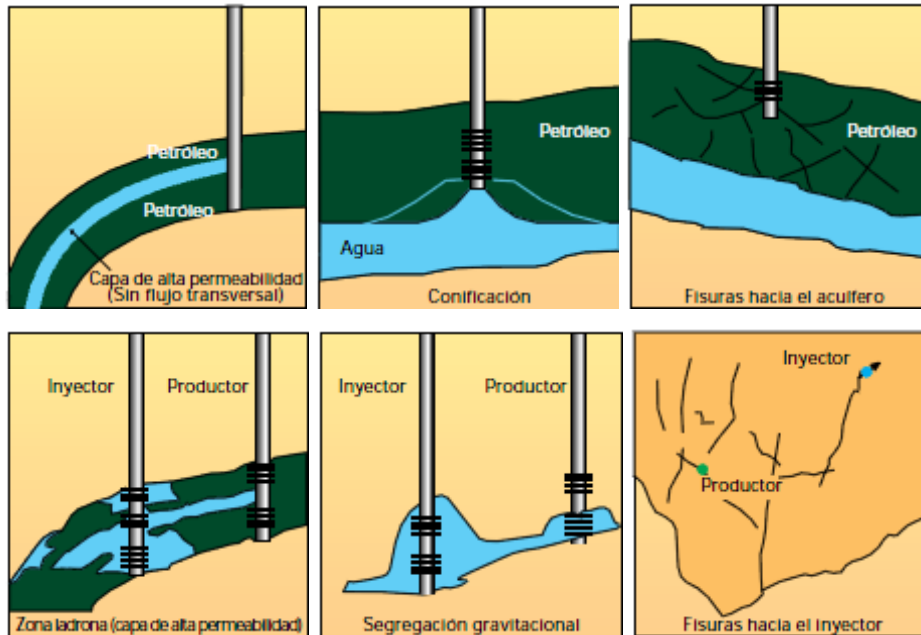
En estratos productores gruesos con permeabilidad variable, el agua puede invadir el pozo por canalización a través de las zonas más permeables, dejando atrapadas considerables cantidades de petróleo, también una producción excesiva de agua puede presentarse por fallas en la cementación, creando canalizaciones detrás del revestimiento desde estratos acuíferos hasta las formaciones productoras de aceite o gas. La producción de agua se asocia también a que un empuje natural de agua sea agravado por digitación o conificación de ésta. También es relacionada a trabajos ya

---

<sup>15</sup> "**Petroleum Well Construction**". MICHAEL J. ECONOMIDES, LARRY T. WATTERS & SHARI DUNN-NORMAN. "**Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua**". TIORCO Inc. "**Water Problems in Oil Production**". CASE L. C. "**Well Completion**". TROND RESE.

sea de acidificación, fracturamiento y recañoneo de zonas adyacentes a la zona productora de petróleo, ver figura 61.

**Figura 61. Causas de la Producción de Agua.**



**Fuente:**

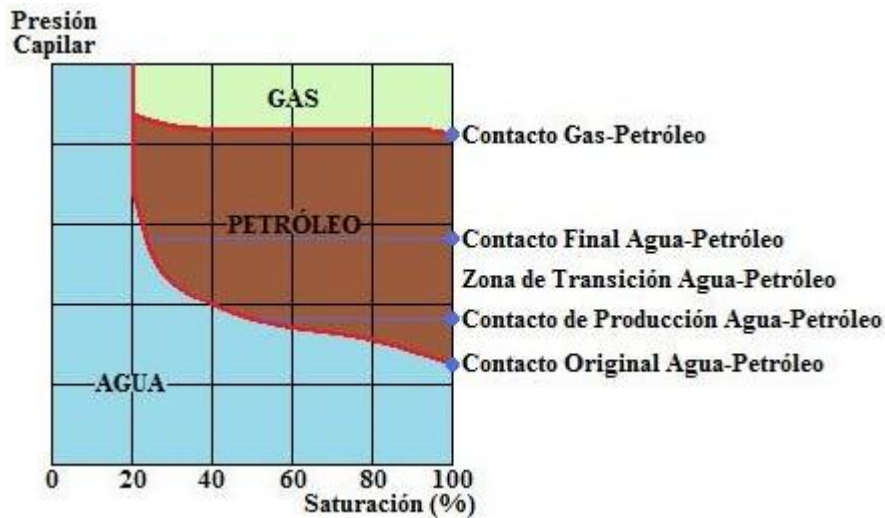
<http://balance-de-materiales.blogspot.com/search/label/Producci%C3%B3n%20de%20Agua>

### 6.1.1. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO UNIFORME

En la figura 62, que representa la distribución de fluidos en una yacimiento uniforme, podemos observar lo que se llama contactos agua-petróleo, también el contacto gas-petróleo. Como podemos detallar, tres son los contactos agua-petróleo que se pueden diferenciar en un yacimiento, tales contactos son el contacto original, el contacto de producción y el contacto final. El contacto original representa la profundidad bajo la cual no se encuentra petróleo, el contacto de producción se define como la profundidad bajo la cual el petróleo que se encuentra no es producible (esta profundidad aparece con producción de petróleo en un yacimiento con empuje de agua), y, por último, el contacto final es la profundidad bajo la cual aparece primero

la producción de agua (esta profundidad aparece con producción en yacimientos con empuje por agua). Los pozos de petróleo completados en la zona de transición, la cual se encuentra entre el contacto final agua-petróleo y el contacto de producción agua-petróleo, no producirán petróleos limpios. Igualmente pozos de gas completados en la zona de transición, entre el contacto final agua-gas y el contacto de producción agua-gas, no producirán gas libre de agua.

**Figura 62. Distribución de Fluidos en una Arena Uniforme.**



**Fuente:** adaptada de:

[http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009\\_03\\_01\\_archive.html](http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009_03_01_archive.html)

Debido a la presencia de capas de permeabilidad estratificada, la intrusión de agua es complicada. Se denomina "digitación" a la intrusión de agua diferencial a través de las zonas más permeables paralelas al plano de estratificación, lo cual se debe a que los fluidos se mueven más rápidamente a lo largo de las zonas de mayor permeabilidad, por lo tanto, el petróleo se agotará primero en estas capas o zonas. A pesar de que en zonas estratificadas un rompimiento temprano del frente de agua puede no ser causa de abandono del pozo, sin embargo un gran volumen de agua es producido a menudo antes del agotamiento del petróleo o gas de las zonas remanentes;

este problema plantea una pregunta de aspecto económico, pues se ve en la necesidad de elegir si se produce mejor cada zona por separado para reducir los costos de levantamiento e incrementar el recobro de la zona, o se completan todas las zonas para reducir los costos en los trabajos del pozo (“workover”), resultando en un incremento en los costos de levantamiento y posible reducción en el recobro de petróleo o gas en algunos yacimientos que presentan una gran variación de permeabilidad entre las zonas. Si las zonas son muy permeables, la producción de agua puede estar en exceso a la disponibilidad del levantamiento artificial disponible, causando así un abandono prematuro del pozo a menos que las zonas de alta permeabilidad productoras de agua sean clausuradas.

### **6.1.2. CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN**

La conificación y la digitación son efectos producidos por el agua a través de los planos de estratificación de una arena homogénea dentro de los pozos, cuando estos están localizados en la parte más baja de la estructura y cerca del nivel de agua, debido a que se tiende a crear un área normal de baja presión alrededor de los pozos, causada por las altas tasas de vaciado de petróleo de pozos individuales. La conificación se presenta cuando, debido a lo antes mencionado, el agua tiende a extenderse hacia arriba como un cono a través de los planos de estratificación, y la digitación cuando el agua tiende a extenderse hacia arriba pero a lo largo de los planos de estratificación de una arena en particular dentro del pozo, formando como un “dedo” de agua.

Los "dedos" y conos de agua, pueden formarse como resultados de altas tasas de vaciado, no obstante el completamiento del pozo se encuentre por encima del nivel de agua. Una vez estabilizados estos conos y "dedos", pueden llegar a ser completamente estables y persistentes, debido a una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo, originada por las altas

saturaciones de agua que se encuentran adyacentes a la cara del pozo; de esta manera la producción de agua puede ser causada por tasas inadecuadas de producción, que pueden ser mejoradas en algunos casos por reducciones permitidas, o cerrando los pozos, permitiendo tanto al agua como al petróleo segregarse hacia atrás hasta alcanzar sus niveles normales. La conificación del agua no atravesará barreras de permeabilidad vertical, a menos que estas barreras estén interrumpidas por fracturas naturales o inducidas, estas fracturas pueden ser creadas por fuerzas tectónicas, depositaciones secundarias o fracturas inducidas mediante operaciones de fracturamiento.

Es de gran importancia el saber distinguir entre conificación, bloque de agua y bloque de emulsión. Si la conificación es el problema, aumentos en la tasa de producción incrementarían el porcentaje de agua producido. Si existe un bloqueo por emulsión, el cálculo promedio de la permeabilidad del pozo determinado mediante pruebas de inyektividad será mucho mayor que el promedio de la permeabilidad determinada por las pruebas de producción; esto suministra una forma recomendable para predecir los bloqueos por emulsión, y es a menudo llamado "el efecto de la válvula cheque"; cuando se tenga un bloqueo por emulsión, los incrementos o disminuciones de las tasas de producción no permiten apreciar los cambios en el porcentaje de agua. Un cambio temporal tanto de la permeabilidad relativa del agua como de la movilidad de los fluidos causa un bloqueo por agua; bajo estas condiciones disminuirá la producción de petróleo y se incrementará la producción de agua.

### **6.1.3. NIVEL FREÁTICO DE AGUA**

El nivel freático de agua es la parte superior de la zona saturada de agua, por encima del contacto agua-aceite; este contacto agua-aceite no es un nivel

plano en el yacimiento a una profundidad específica, por el contrario lo que existe es una zona de transición con un nivel 100% de saturación de agua y decreciendo este porcentaje a medida que se avanza hacia la parte superior. El término "zona de transición original" es llamado también "contacto gua-petróleo" y es aplicado a la parte del yacimiento que está sobre el nivel de agua libre entre los puntos de producción de aceite más bajo y el punto más alto de producción de agua. Muchas veces los pozos atraviesan un yacimiento de petróleo muy cerca del nivel de agua libre, y el resultado en una prueba inicial de potencial del pozo puede arrojar un alto porcentaje de producción de agua.

La geometría del espacio poroso, la tensión superficial entre los fluídos, la diferencia de densidad entre el aceite y el agua y la mojabilidad de la roca, establecen la distribución de los fluidos (agua-aceite) en los intersticios de la roca y por consiguiente controlan el espesor de la zona de transición. Para evaluar el espesor de la zona de transición y determinar la probabilidad de éxito en un trabajo de exclusión de agua, se usa la saturación de agua y aceite como una función de la altura por encima del nivel de agua libre, la cual se determina por medidas en el laboratorio de la presión capilar en los corazones del yacimiento en cuestión y las densidades de los fluidos en el lugar.

#### **6.1.4. MÉTODOS EMPLEADOS EN LA LOCALIZACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS DE AGUA**

Los métodos empleados para localizar las entradas de agua son la comparación de los análisis de agua, la interpretación de los registros eléctricos, la interpretación del registro de cementación, la interpretación de los registros de producción, o la exclusión selectiva de zonas cañoneadas; se emplean dependiendo de la información disponible.

## ➤ **COMPARACIÓN DE ANÁLISIS DE AGUA**

La comparación de análisis de agua consiste en correlacionar los análisis de agua obtenidos durante las pruebas de producción con un patrón de agua elaborado durante las pruebas de completamiento, o con análisis de aguas de pozos vecinos, en los cuales se haya definido cual es la formación que produce agua. Los parámetros de mayor importancia en un análisis de agua son, entre otros, la gravedad específica, el contenido de cloruros, el pH, el contenido de calcio, el contenido de magnesio y el contenido de sulfatos. Sin embargo, no siempre resulta acertada la aplicación de este método, puesto que en algunos casos el agua de las formaciones adyacentes puede resultar muy similar al agua de la zona productora, y por consiguiente se dificulta en el laboratorio saber si las fuentes se han mezclado.

## ➤ **INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS**

La correlación de los registros de resistividad es un buen criterio para la localización de entradas de agua en pozos productores de petróleo; dentro de ellos encontramos el perfil eléctrico convencional, el micro perfil eléctrico y el perfil de inducción.

El perfil eléctrico convencional registra tres curvas de resistividad, cada una con su respectivo espaciamiento, y una curva de potencial espontáneo. Dos de las curvas de resistividad son de espaciamiento corto y se denominan normalmente normal-corta (16 pulgadas) y normal-larga (64 pulgadas); en condiciones favorables la normal corta investiga la resistividad de la zona lavada, la normal larga investiga la resistividad de la zona invadida y una curva lateral investiga la resistividad verdadera de la formación.

El micro perfil eléctrico registra dos curvas de resistividad, una con su espaciador de 1.5 pulgadas y la otra con un espaciamiento de 2.0 pulgadas. Con la ayuda de estas curvas se puede determinar la resistividad de la zona lavada, el factor de formación y la porosidad de la formación.

El perfil de inducción permite determinar la conductividad de las formaciones. Durante la corrida del registro el pozo puede contener cualquier tipo de fluido como lodo de agua dulce, lodo base aceite, gas o aire; sin embargo para tomarlo el pozo no debe estar revestido.

Mediante las lecturas practicadas en los anteriores registros y con la ayuda de ecuaciones empíricas desarrolladas sobre saturación de agua, y contando con cartas establecidas para estos cálculos ("logs interpretations charts"), se puede calcular el porcentaje de saturación de agua, y dependiendo del valor de este porcentaje se puede establecer si la arena es productora de agua.

#### ➤ **INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN**

El registro de cementación establece si hay comunicación entre zonas productoras de petróleo y zonas productoras de agua; esta comunicación es causada por la mala adhesión del cemento a la tubería de revestimiento, o a la formación.

#### ➤ **INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN**

Los perfiles (registros) de producción son las herramientas más importantes en la localización de las entradas de agua en los pozos de petróleo; estos perfiles comprenden los medidores de flujo continuo y de obturador anular, termómetros de alto poder de resolución, gradiomanómetros, colectores de

fluido de producción, densímetros, medidores de fracción de agua y calibradores.

El medidor de flujo con obturador anular inflable, consta de un velocímetro tipo hélice que mide tasas de flujo total a las profundidades requeridas. Un empaque anular flexible, resistente a los hidrocarburos e inflado por medio de una bomba hidráulica, obliga a todo el fluido a pasar a través de una sección medidora de diámetro pequeño que contiene la hélice; la rotación de la hélice al paso del fluido produce una corriente alterna cuya frecuencia es proporcional a la tasa absoluta de flujo. El medidor de flujo con empaque anular inflable se utiliza para medir tasas de flujo inferiores a 700 bl/día. Con las lecturas de velocidad de la hélice registradas en el medidor de flujo (revoluciones por segundo), con la viscosidad del fluido y con el tamaño de la herramienta se determina, con la ayuda de una gráfica, la tasa de fluido en bl/día.

El medidor de fracción de agua es una herramienta que ejecuta las medidas de las constantes dieléctricas de los fluidos que pasan a través de la sección medidora; es fundamentalmente un condensador anular. Se utilizan principalmente para determinar las fracciones de petróleo y agua a base de cortes de agua.

El medidor de flujo continuo es un velocímetro centralizado de tipo hélice que da un perfil continuo de flujo en función de la profundidad; sirve para determinar la fracción con que cada zona contribuye a la producción total. Su principal aplicación es para flujo monofásico en pozos de alto caudal.

El gradiomanómetro se emplea para obtener un perfil continuo del gradiente de presión, mide esencialmente la presión diferencial entre dos fuelles sensibles a variaciones de presión y espaciados dos pies uno del otro, con lo

cual se mide el peso específico promedio de los fluidos que se encuentran entre los dos fuelles. Tiene su mayor efectividad en la localización de entradas de gas y localización de niveles estáticos de agua. Puede emplearse conjuntamente con el medidor de flujo, para determinar cuantitativamente los porcentajes de componentes en mezclas de dos fases. La escala de perfil está dada en unidades de peso específico y se calibra fuera del pozo, de tal manera que para el agua dulce la lectura del perfil sea uno (1) y cero (0) para el aire. Cuando se opera dentro de tubería de producción las pérdidas por fricción y la turbulencia de los fluidos afectan las medidas, obteniéndose tan solo resultados cualitativos.

El termómetro de alta sensibilidad hace posible el registro sensitivo de anomalías tan pequeñas de temperatura como 0,5°F. El elemento sensitivo es un filamento metálico, cuya resistencia cambia con la temperatura; el filamento es un brazo de un circuito en puente sensitivo que controla la frecuencia de un oscilador dentro de la sonda. Este registro se utiliza para localizar entradas de fluido, evaluar válvulas de “gas-lift”, localizar roturas de las tuberías (tanto de revestimiento como de producción), determinar gradientes geotérmicos y localizar canalizaciones detrás del revestimiento.

### ➤ **EXCLUSIÓN SELECTIVA DE ZONAS CAÑONEADAS**

La exclusión selectiva de zonas cañoneadas es un sistema que consiste en aislar intervalos selectivamente, colocando un empaque en la parte más baja de los intervalos a probar y otros por encima de los mismos, para así poder localizar las fuentes de agua. Se debe tener cuidado de producir la zona por un tiempo lo suficientemente largo para estar seguros de que el agua acumulada se ha removido y que el agua obtenida es la verdadera.

### **6.1.5. POSIBLES SOLUCIONES A LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA**

Debido al problema de la producción de agua en un pozo de aceite o de gas, usualmente se reduce la saturación de hidrocarburos y por consiguiente la producción, se incrementan los gradientes dinámicos en la tubería de producción, disminuyéndose por consiguiente la presión diferencial de fondo y la tasa de producción. El agua producida se debe depositar y tratar en la superficie con el consiguiente incremento de los costos.

Los problemas que conlleva la producción excesiva de agua, hacen necesario buscar una solución apropiada para remediar tales efectos. Si los registros de producción indican que hay un flujo de la zona de agua detrás del revestimiento, esta comunicación puede generalmente ser detenida mediante la realización de una cementación forzada a baja presión y con bajas pérdidas de fluido. El pozo puede ser luego recañoneado en el intervalo deseado. Cuando el problema es de digitación en yacimientos estratificados, lo más aconsejable para determinar la zona que está produciendo agua es correr registros de producción, para determinar el corte de agua y el volumen de flujo de fluido proveniente de cada intervalo poroso, para así de esta manera recañonear el revestimiento y hacerle una cementación forzada a las zonas productoras de agua, con baja presión y bajas pérdidas de fluido. Para completamientos en hueco abierto, donde las zonas productoras de agua se encuentran por debajo de las zonas productoras de petróleo, un tapón puede ser satisfactorio para solucionar el problema; sin embargo si las zonas remanentes productoras de petróleo o gas se encuentran por debajo de las zonas productoras de agua, es necesario cementar un "liner" para cortar la producción de agua y recompletar el intervalo productor deseado. Un procedimiento usual para minimizar la conificación del agua es colocar un tapón y recompletar tan alto

como sea posible, sobre el contacto agua-petróleo o agua-gas. No obstante debe tenerse en cuenta que el recobro máximo de un yacimiento que produce por empuje de agua, requiere que una gran parte o cantidad de agua se mueva a través de la arena, y entonces se necesitan producir grandes cantidades de agua del yacimiento para producir el máximo recobro.

#### **6.1.6. TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES**

A nivel mundial la producción de agua es aproximadamente de 270 millones de BPD que son separados de los 83 millones de BPD de petróleo, un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo se extraen de los campos maduros, de ahí se fundamenta la importancia de diseñar un óptimo sistema de tratamiento de agua para contrarrestar el aumento en los costos por barril de crudo, y una posible reducción en la producción de hidrocarburos. Debido a que los sistemas de manejo del agua resultan costosos (se estima un costo de entre 5 a más de 50 centavos de dólar por barril de agua) en un pozo que produce petróleo con un 80% de corte de agua, el costo del manejo del agua puede ascender a 4 dólares por barril de petróleo producido. El costo para hacer frente a los problemas generados por el agua contaminada supera los 40 mil millones de dólares por año, sin embargo el uso de tecnologías innovadoras para el control del agua puede significar un aumento en la producción de hidrocarburos y una reducción de los gastos por barril de crudo. El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua (proceso que se lleva a cabo desde el flujo de agua en el yacimiento hasta la disposición final) depende de una variedad de factores, como la tasa de flujo total, las tasas de producción, las propiedades del fluido, la densidad del petróleo y la salinidad del agua y, por último el método final para la descarga del agua producida; los costos operativos, que comprenden las tasas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección, se suman a los costos totales; por otra parte, los

costos de eliminación del agua producida pueden variar enormemente desde 10 centavos de dólar por barril, cuando el agua se descarga en áreas marinas, hasta más de 1,50 dólares por barril cuando se transporta con camiones en tierra firme.

No obstante que el ahorro potencial derivado del control del agua es importante en sí mismo, tiene más valor la reducción del impacto generado por la descarga de agua, viéndose desde una perspectiva ambiental; por ello, la industria petrolera ha visto la necesidad de regular los procedimientos en las operaciones que involucran el tratamiento de aguas de producción y refinación, por la creciente presión que ha generado a nivel mundial el impacto ambiental que éstas producen, reflejándose en la adopción progresiva de métodos estándar para el examen de aguas residuales. Contaminantes tales como hidrocarburos, sólidos suspendidos y disueltos, cloruros, metales pesados, y otras sustancias de interés sanitario deben ser tratados adecuadamente, dado que han generado perturbaciones en el ecosistema, llevando a proponer medidas para la regulación de estas sustancias para su posterior disposición, en medio terrestre (ya sea en superficie o en la formación), marino o fluvial; para esto se requiere de diseños eficientes, en lo concerniente a normas de seguridad y estándares de calidad, además de una adecuada operación y mantenimiento periódico para el óptimo funcionamiento de todos los elementos involucrados en una facilidad de producción. En el caso de que la carga de contaminantes en el agua sea tan alta que no permitan ser dispuestas en superficie, deberá considerarse la alternativa de reinyectarse a una formación o yacimiento previamente seleccionado.

Actualmente, en Colombia rigen normas que promulgan la conservación de la flora y la fauna, además de promover una cultura en la cual se cree un ambiente salubre para sus habitantes, por lo tanto se hace necesario

desarrollar un monitoreo de todas las sustancias de interés sanitario encontradas tanto en las aguas de descarga como en las receptoras, y proponer medidas que solucionen los problemas que éstas representan para las diferentes compañías, haciendo énfasis en la carga de hidrocarburos y sólidos presentes en las aguas residuales, sin dejar de lado los demás contaminantes. Se hace indispensable suministrar las especificaciones para el tratamiento adecuado de las aguas de descarga y su posterior disposición, basados en la legislación colombiana y normas técnicas nacionales, complementadas con información de organizaciones reconocidas a nivel mundial en materia de conservación del medio ambiente para el monitoreo de las aguas residuales. Es necesario conocer los conceptos básicos para el diseño de equipos requeridos en el tratamiento físico de las aguas de producción, la posterior operación y mantenimiento para el óptimo funcionamiento de dichos equipos, teniendo en cuenta las normas de seguridad y basados en normas API, con el fin de establecer una guía para el procedimiento en la selección del sistema de tratamiento aguas residuales. Hay que establecer ciertos criterios técnicos para el manejo de aguas de descarga establecidos en la norma API 421, e información adicional proporcionada por fuentes reconocidas a nivel internacional, entre las cuales se puede encontrar la Agencia para la Protección del Medio Ambiente (EPA) y la Asociación Americana para la Salud Pública (APHA).

Los mecanismos de separación involucrados como base principal del funcionamiento de cada uno de los equipos utilizados para el tratamiento de aguas residuales, básicamente son: la coalescencia, la coagulación, la floculación, la dispersión, la separación gravitacional y la flotación, de los cuales ya se ha hablado en los procesos de separación y rompimiento de emulsiones.

## 6.2. CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE GAS, EN POZOS DE PETRÓLEO<sup>16</sup>

El gas producido en un pozo de aceite, proviene tanto del gas originalmente disuelto en el yacimiento a altas presiones, como del gas libre que se ha segregado y atrapado por encima del aceite, formando una capa de gas; también puede venir de una zona de gas a alta presión, separada del yacimiento de petróleo, a través de canales deficientes de cementación o escapes en el revestimiento. En los yacimientos por empuje de gas, una parte del gas originalmente en solución se libera a medida que se produce el aceite y cae la presión del yacimiento; una liberación adicional y expansión del gas libre es un requisito para el recobro primario de los yacimientos de este tipo. El aumento en la saturación del gas a medida que el recobro continua, permite al gas fluir a las zonas de baja presión en el pozo y ser producido con el aceite y el gas en solución. Después que la producción alcanza algún punto, la permeabilidad relativa al aceite de la zona disminuye rápidamente y el gas viene a ser el fluido que se mueve predominantemente; esto ocurre usualmente antes del 15% al 20% del recobro original en el yacimiento. Las altas relaciones gas-aceite en casos de esta naturaleza no son usualmente un problema del pozo, sino más bien un problema de todo el yacimiento.

Se puede esperar una disminución de la producción de gas, cambiando la tasa de producción de los pozos, de un gran número de barriles diarios a una cantidad menor, sin embargo tal procedimiento solo presentará una mejora temporal. Si el yacimiento tiene un buzamiento considerable (alta permeabilidad y aceite de baja viscosidad) se puede concentrar la producción

---

<sup>16</sup> "**Petroleum Well Construction**". MICHAEL J. ECONOMIDES, LARRY T. WATTERS & SHARI DUNN-NORMAN. "**Well Completion**". TROND RESE. "**Well Completion and Servicing, Oil and Gas Field Development Techniques**". DENIS PERRIN, MICHEL CARON & GEORGES GAILLOT.

en las áreas bajas de la estructura y así disminuir la relación gas-aceite, permitiendo que el gas se segregue en la parte alta de la estructura y lejos del área de los pozos productores. Deberá planearse un desarrollo prudente del yacimiento, acomodando los pozos al comportamiento de éste y limitándolos a solo los necesarios, para así obtener el recobro que pueda dar el yacimiento a las tasas permisibles de producción; tal programa de desarrollo está basado en una interpretación rápida y segura de los análisis de corazones, registros, pruebas de pozo, y análisis de los fluidos del yacimiento combinados con un programa de perforación bien planeado.

La producción de petróleo en un yacimiento que presenta empuje por capa de gas, depende de la energía disponible en dicha capa para comprimir la columna de aceite; la producción de petróleo origina una caída de presión en la zona de aceite permitiendo que la capa de gas se expanda hacia abajo y a lo largo de los planos de estratificación dentro de la zona de petróleo, empujándolo hacia la cara del pozo. La producción de gas, de la capa de gas, puede sobrevenir a través de las perforaciones, cuando estas están en o por encima de la zona original de transición gas-aceite; un completamiento inadecuado como este, puede ser remediado, al menos temporalmente, bajando el intervalo perforado si se dispone de un espesor suficiente. La relación gas-aceite puede haber sido solamente la relación gas-aceite disuelto en el momento en que el pozo fue completado; sin embargo después que alguna producción ha tenido lugar, la zona de transición gas-aceite puede intruírse dentro del pozo; un pozo así no puede repararse con trabajos de reacondicionamiento debido a la naturaleza del mecanismo de empuje por capa de gas. El conocimiento de la localización de la zona original de transición y su movimiento a medida que transcurre la producción de aceite, requiere un estudio de los análisis de corazones, registros, pruebas de pozos, análisis de fluido e historias de presión y producción tanto de los pozos como del yacimiento.

### **6.2.1. CONIFICACIÓN Y DIGITACIÓN DE GAS**

De manera similar a como ocurría con la producción de agua, los conos de gas a través de los planos de estratificación y las digitaciones a lo largo de estos planos ocurren a menudo en áreas con una excesiva producción cerca a la capa de gas; la predicción de estos fenómenos se basa en datos relacionados con la magnitud y variación de la permeabilidad de la roca reservorio. La naturaleza de yacimientos estratificados es muy importante en el desplazamiento del petróleo por expansión de la capa de gas, puesto que las capas que presenten una alta permeabilidad, permitirán la expansión del gas, hasta alcanzar la cara del pozo muy rápidamente, causando por consiguiente una alta relación de producción antes de que las otras capas sean agotadas.

### **6.2.2. POSIBLES SOLUCIONES A LA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE PETRÓLEO**

Las zonas productoras de gas, en yacimientos estratificados, pueden ser controladas mediante una cementación forzada; en aquellas zonas con relación gas-aceite más baja el pozo puede ser luego recompletado; la cementación forzada es un método efectivo para detener un flujo de gas debido a un mal trabajo de cementación. A menos que una capa de gas secundario se forme y entre en comunicación con la cara del pozo, no se requiere un trabajo de reacondicionamiento cuando el incremento en la producción de gas se debe a la caída de presión en un yacimiento con empuje por gas en solución.

Se debe producir con altas relaciones y retornar luego el gas a los pozos más altos en la estructura, cuando altas tasas de relación gas-petróleo son

debidas a la digitación en yacimientos estratificados; con este sistema el yacimiento es producido en base a la relación gas-petróleo neto, la cual toma la diferencia entre el gas total producido y el gas retornado al yacimiento y la divide entre el petróleo producido. Si el problema es la conificación del gas y no hay barreras efectivas de permeabilidad vertical, lo mejor es recompletar el pozo en la parte más baja de la estructura; si esto no alivia el problema, el procedimiento recomendable es reducir las tasas de producción; el pozo puede ser cerrado por varias semanas o meses para darle tiempo al cono de gas que retroceda, luego el pozo se pone a producir a bajas tasas, incrementándolas gradualmente para determinar la máxima tasa de producción sin originar conificación.

Si un yacimiento tiene capa de gas primaria, uno de los propósitos de retornar el gas, es el de prevenir la reducción de la capa de gas y el movimiento de las zonas de gas dentro del petróleo, pues si una zona de gas seco invade el petróleo, una fracción del petróleo invadido no será recuperable. Si un yacimiento tiene una capa de gas grande, puede ser práctico producir inicialmente únicamente aquellos pozos localizados en la parte más baja de la estructura, logrando con esto reducir la producción de gas. Si la producción de gas en un yacimiento de petróleo no afecta el recobro de aceite, el objetivo debería estar enfocado hacia el aspecto económico, que conllevaría el uso de la excesiva producción de gas; si el gas no puede ser económicamente usado, una práctica es la de almacenarlo, ya sea en el mismo yacimiento o en otros, para un uso futuro; otro uso puede ser el de aplicarlo a levantamientos artificiales.

### 6.3. CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>17</sup>

La excesiva producción de arena o movimiento de arenas no consolidadas en el fondo del pozo es un serio problema que se presenta a menudo durante la etapa de producción de un pozo petrolero. El material que cementa los granos de la roca es un depósito químico, bioquímico o arcilla, el cual se ha infiltrado alrededor de la matriz y de los granos más grandes; la cementación es la última etapa de la formación de una roca sedimentaria; muchas veces la introducción del cemento en el espacio poroso afecta tanto la porosidad como la permeabilidad, hasta el punto de impedir los movimientos de los fluidos, y aún almacenarlos en su interior.

El tema de la producción de arena es uno de los problemas más antiguos de los campos petrolíferos; el control o exclusión de arenas se refiere a los trabajos que se realizan en los pozos con el fin de evitar, o reducir, los problemas de arañamiento que produce el flujo de crudo; la producción de arena es básicamente un proceso sensitivo a la rata, es decir, hay una rata de producción por debajo de la cual no se producirá arena, sin embargo, esta rata no es económica y por lo tanto la arena debe ser controlada. No hay un método exacto para determinar la extensión del problema de arenamiento que se encuentra en un pozo particular en un área nueva, no obstante, el análisis de corazones es una ayuda, y por otra parte la historia de producción es esencial.

---

<sup>17</sup> "**Petroleum Well Construction**". MICHAEL J. ECONOMIDES, LARRY T. WATTERS & SHARI DUNN-NORMAN. "**Well Completion**". TROND RESE. "**Well Completion and Servicing, Oil and Gas Field Development Techniques**". DENIS PERRIN, MICHEL CARON & GEORGES GAILLOT.

### **6.3.1. CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA**

Básicamente las causas de la producción excesiva de arena son la poca consolidación de la arena, las fuerzas de arrastre del fluido que está fluyendo (las cuales se incrementan con altas tasas de flujo y con las altas viscosidades del fluido), la reducción de la resistencia de la formación, que asociada a menudo con la producción de agua, disuelve o dispersa los materiales cementantes (o una reducción de las fuerzas capilares con incremento en la saturación de agua) y, por último, la declinación de la presión del yacimiento, que hace que se incrementen las fuerzas de compactación, alterando la cementación de los granos.

Algunas formaciones petrolíferas están formadas por arenas no consolidadas, desprovistas de material cementante secundario, de tal manera que todo el bloque de arena se derrumba o fluye dentro del pozo debido al flujo de aceite. Los granos de arena están estabilizados por fuerzas compresivas debidas al peso de los estratos situados por encima de la arena, por las fuerzas capilares y por la cementación entre los granos de la arena, pero son desprendidos por fuerzas de contacto de los fluidos, las cuales aumentan con un incremento de la rata del flujo y con fluidos de mayor viscosidad; el efecto erosional de los fluidos desprende partículas de arena, las cuales pasan a través de los poros de tamaño mayor y llegan hasta el pozo en donde se acumulan, a menos que el sistema de producción empleado permita sacar ese material a la superficie.

La producción de arena está frecuentemente asociada con la producción de agua, debido a las mayores ratas de flujo que se dan a medida que la producción de agua aumenta y quizás también a la disolución parcial del material cementante. A menudo las formaciones productivas constan de una

serie de capas alternas de arcilla y arena, en donde si los estratos arenosos no están consolidados se pueden desintegrar fácilmente en la vecindad del pozo, debido a las mayores velocidades de flujo, lo cual ocasiona que los granos sueltos de arena sean arrastrados dentro del pozo, facilitando el derrumbe de las capas arcillosas contra el revestimiento y el bloqueo parcial o total de la zona productiva.

### **6.3.2. PROBLEMAS QUE GENERA LA PRODUCCIÓN DE ARENA**

Dentro de los problemas que se generan por la producción excesiva de arena encontramos, por ejemplo, la restricción de la tasa de producción, el desgaste del equipo de producción y el aumento de la frecuencia de los servicios de limpieza. La producción de los pozos disminuye paulatinamente a medida que se va sedimentando la arena dentro del pozo; se ha encontrado en algunos casos que una pequeña cantidad de arena es suficiente incluso para obstruir el normal funcionamiento de las bombas de subsuelo e impedir la producción artificial del pozo; el efecto abrasivo que presenta un fluido que contiene arena, origina un desgaste acelerado del sistema de producción del pozo, principalmente en las partes móviles (bombas), y ante esta situación los equipos de producción en superficie, como los de recolección y medida, requieren constantes mantenimientos para retirar los depósitos de arena que allí se presentan. También los pozos al arenarse necesitan continuamente servicios de limpieza que incrementan los costos de producción.

### **6.3.3. PRINCIPIOS DEL CONTROL DE ARENAS**

Básicamente la producción de arena se puede controlar principalmente mediante la reducción de las fuerzas friccionales, el uso de pantallas retenedoras, el empaquetamiento de arena o grava, el empaquetamiento con

cascara de nuez o coco recubiertas con plástico (estos tres últimos forman parte de los métodos mecánicos del control de arena) y la consolidación de granos sueltos por medio de resinas o plásticos.

➤ **REDUCCION DE LAS FUERZAS FRICCIONALES**

La reducción de las fuerzas fricciónales, o de arrastre, es quizás el medio más efectivo para el control de arenas; la rata de producción de fluido que causa movimiento de arena se debe considerar como una rata por unidad de área de formación permeable abierta hacia la cara del pozo, o hueco; para una rata de producción de fluido fijada, la rata de flujo por unidad de área se puede reducir ya sea manteniendo las perforaciones abiertas en la sección productora existente, o aumentando la longitud de intervalo perforado u hoyo abierto, o creando un paso conductivo por medio de una fractura empaquetada (rellena); por tanto, y traduciendo lo anteriormente mencionado, para reducir las fuerzas de arrastre se debe incrementar el área de flujo o reducir la tasa de producción. El área de flujo se puede incrementar ya sea limpiando, recañoneando, aumentando la densidad de las perforaciones o creando fracturas. La reducción de la tasa de producción se puede realizar siempre y cuando los análisis económicos lo permitan.

Correlaciones empíricas desarrolladas en áreas particulares permiten estimar la rata de flujo máximo sin movimiento de arena; una correlación para pozos de gas deja ver que la rata de producción libre de arena, es función de una constante experimental para un área dada, el espesor del intervalo perforado y la presión estática del yacimiento.

## ➤ **METODOS MECANICOS DEL CONTROL DE ARENA**

Los métodos mecánicos (o técnicos) tipo puente incluyen pantallas retenedoras (tubos ranurados o mallas), empaquetamientos con grava o arena y empaquetamiento con cascara de nuez o coco recubiertas con plástico. El método mecánico del puenteo consiste en impedir el paso de las partículas de arena hacia el pozo, partiendo de la base de retener una fracción de arena de la formación con el fin de que el resto se puentee sobre ellas.

La etapa inicial en cualquier método mecánico de control de arena es la evaluación del tamaño de los granos de arena; una muestra representativa de arena de la formación es difícil de obtener, los granos de arena producidos son demasiado finos y la arena extraída puede ser no representativa; es entonces cuando el análisis a corazones de la formación representativa da los mejores resultados. En arenas no consolidadas puede ser necesario usar el corte barril (“rubber sleeve-type”) para el recobro de corazones.

Se ha demostrado que las partículas redondas no fluyen continuamente a través de ranuras rectangulares del doble de ancho de su diámetro, ni por huecos circulares de diámetro tres veces mayor que la partícula redonda o esférica. Puede utilizarse solo mallas, o ranuras para hacer funcionar el método, o utilizar arenas de características especiales, como paquete externo y homogéneo alrededor y al exterior de la tubería, el cual sirve como filtro entre la formación y el hueco productor, a esto se le llama comúnmente empaquetamiento con grava. Es así como el factor dominante para exclusión de arenas por medio de la técnica tipo puente es generalmente el diámetro de los granos de arena del 10 % acumulado por peso, obtenido en el análisis

de malla; con este valor se selecciona la abertura o ranura de los “liners” o “screens” o el tamaño de la arena o grava que se debe emplear; en tablas se presentan los sistemas de mallas empleados universalmente, escalas Tyler y Estándar, con sus equivalencias y tamaños de orificio; un análisis de tamiz, por lo general, se representa gráficamente.

El coeficiente de uniformidad de una arena se halla comparando el diámetro de los granos de arena de cierto porcentaje acumulado por peso, con el de arena de otro tanto de porcentaje, el cual es algo más del doble del acumulado; este coeficiente de uniformidad toma su valor dependiendo de si son arenas uniformes, no uniformes o muy poco uniformes; generalmente una arena uniforme se describe por el diámetro del 10% (D 10), la no uniforme por el diámetro del 40 (D 40) y la muy poco uniforme por el diámetro de 70% (D 70). El ancho de la ranura de la pantalla retenedora debe ser tan amplio como sea posible para reducir el taponamiento; a partir de trabajos experimentales se estableció que el ancho máximo de la ranura no debe ser mayor que 2 veces el tamaño (diámetro) de arena del 10% para efectuar un puente efectivo; para empaquetamiento de grava, el diámetro de la grava debería ser de alrededor de 6 veces el tamaño de los granos de arena. Generalmente es más económico utilizar las técnicas de exclusión de arena durante el completamiento inicial del pozo, que después de que se presente un problema severo de arañamiento, sin embargo, es necesario estar seguros que el problema realmente existe. En cuanto a los fluidos de completamiento, el más económico es el agua salada de la misma formación, o agua salada con cloruro de calcio ( $\text{Ca Cl}_2$ ) para evitar hinchamiento de arcilla; también pueden usarse fluidos especiales como emulsiones aceite en agua o lodos de base aceite.

La rata a la cual se induce el flujo puede iniciar producción de arena; cuando se cañonea con presión diferencial entre la formación y el pozo, esta debe

ser pequeña; las operaciones de succión (“swabbing”) presentan un peligro potencial en áreas que producen arena debido a las ratas altas de producción instantánea; en pozos de “gas-lift”, u otros medios artificiales de producción, debe evitarse descargar los pozos a ratas altas.

## ➔ **TUBOS RANURADOS O MALLAS**

Una vez determinado el tamaño de las ranuras, la selección de una malla (“screen”), o un “liner” ranurado, ver figura 63, dependerá de las conducciones del pozo; de acuerdo con la dirección de la ranura y el sistema de fabricación los “liners” pueden ser de ranura horizontal, de ranura vertical, malla de alambre enrollado (y pre empacado con grava), arena gruesa o bolas de cristal; estos tubos ranurados, rejillas y “liners”, actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada de estos filtros; estos filtros previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, el cual permite la producción de petróleo; el espacio libre de “liner” en el hoyo debe ser tan pequeño como sea posible para evitar el bloqueo parcial o total de las ranuras o mallas por acción de arcillas que se derrumban y de las partículas finas que pasan las perforaciones y llenan el anular entre el revestimiento y el “liner”; en hueco abierto el “liner” debe ser tan ancho como sea posible para prevenir excavaciones de lutitas; bajo procesos de ensanchamiento esto no es deseable.

**Figura 63. Rejilla o “Liner” Ranurado.**



**Fuente:** <http://inciarco.com/foros/showthread.php?p=30296>

El efecto del fluido de completamiento no puede ser despreciado; no debe usarse lodo convencional, fluidos limpios son la clave del éxito; se debe lavar la cara de la formación de cualquier sedimento antes de asentar el “liner”; se puede permitir que el pozo fluya hasta cuando todo el lodo y el sedimento hayan sido removidos, luego se asienta el “liner” y se pone de nuevo el pozo en producción. El uso de todo lavado permite el lavado exterior de las rejillas, pero no removerá efectivamente la torta de las perforaciones o del hueco abierto. La rata inicial de producción debe ser baja, particularmente cuando se utilizan “liners” dentro del revestimiento opuesto a las perforaciones, para reducir la erosión, hasta que se forma un puente de arena estable, ya que inicialmente el “liner” estará sometido a una acción de chorro de las perforaciones abiertas.

La localización de los tubos ranurados o mallas puede realizarse en hoyo abierto extendiéndose por debajo del revestimiento (en este caso se tendrá muy poco efecto adverso sobre la productividad del pozo), dentro del revestimiento opuesto a las perforaciones (en esta posición se puede reducir la productividad particularmente en arenas de baja permeabilidad),

suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, en donde si se coloca en frente de las perforaciones actuara como un “liner” interior convencional, pero si se coloca encima de las mismas puede llegar a ser perjudicial porque únicamente ayuda a formar un tapón de arena dentro del revestimiento, o, por último, como parte permanente en el extremo del revestimiento (sarta combinada), este sistema no se aconseja en áreas con mucha producción de arena, pues no puede sacarse cuando las condiciones lo requieran.

### ➔ **EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA O ARENA**

En el caso de empaquetamiento con grava existen varios factores a tener en cuenta, tales como el tamaño de la arena de la formación, el tamaño de la grava, el tamaño de la ranura del “liner”, el espesor del empaquetamiento y el fluido de empaquetamiento.

- **RELACIÓN TAMAÑO GRAVA A TAMAÑO DE PARTÍCULAS DE ARENA DE LA FORMACIÓN**

El diámetro ideal de la grava, según la Baker, debe ser el de 6 veces el diámetro de los granos de arena, una relación grava-arena menor dará un empaquetamiento estable pero la productividad será reducida; por otra parte, el límite superior para un control efectivo de la arena está en relaciones de 10 a 13, sin embargo, la productividad se reduce puesto que las partículas finas de la formación invaden el empaquetamiento y tienden a taponarlo; por ejemplo, para una arena uniforme el diámetro de la grava del 10 % acumulado por peso debería ser 6 veces el diámetro de los granos de arena D 10, para una arena no uniforme el diámetro de la grava D 10 debe ser 6 veces el diámetro de la arena D 40; se debe tener en cuenta que la grava seleccionada cumpla con ciertas condiciones de esfericidad, redondez del

grano, contenido de cuarzo, solubilidad en HCl y en “Mud Clean Acid” (MCA), 12% HCl, 3% HF. En cuanto al “liner”, en las operaciones de empaquetamiento con grava, las ranuras solo requieren ser lo suficientemente pequeñas para impedir el paso de los granos de grava.

- **ESPESOR DEL EMPAQUETAMIENTO**

Esta comprobado que un empaquetamiento de espesor 4 a 5 veces el diámetro de los granos de grava, controla exitosamente la entrada de arena, pero en la práctica, sin embargo, se requiere un espesor mucho más grande; un espesor de 3 pulgadas debe considerarse como mínimo. Es necesario que el empaquetamiento sea uniforme y compacto para evitar movimiento de la grava; para compensar el movimiento gradual, o arreglo del empaquetamiento que ocurre bajo condiciones normales de producción, se acostumbra dejar una reserva de grava en el espacio anular entre el revestimiento y la parte superior del “liner” (“liner” ciego). En una relación entre la rata de producción y la rata de arena que pasa a través del empaquetamiento de grava, se ha establecido, por ejemplo, a 100 barriles por día por pié de arena, como la rata de producción máxima practica para un pozo empaquetado con grava.

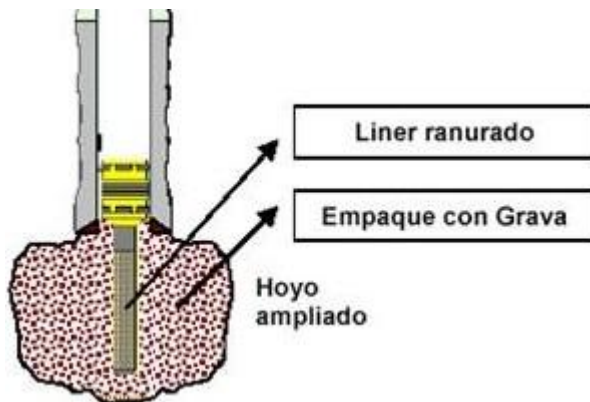
- **COLOCACION DE LA GRAVA**

Esta operación, además de ser la clave del éxito, es una de las mayores fuentes de dificultad; es absolutamente indispensable que no haya torta sobre la cara de la formación que va a ser empaquetada; la grava debe ser fuertemente empaquetada entre la formación y la pantalla.

**EN HOYO DESNUDO Y USANDO “LINER”:** En el uso de “liner” en hoyo desnudo, ver figura 64, en secciones largas de hueco abierto, después de

colocado el “casing”, se debe usar un fluido de perforación que contenga sólidos que no puedan dañar la formación; se debe mezclar baches de fluido limpio, e introducir el “liner” con la herramienta crossover (el “liner” puede usar centralizadores) y ampliar el diámetro del hueco a unas 3 o 4 pulgadas, se debe hacer circular el empaquetamiento y dejar de 50 a 75 pies de reserva de grava encima del zapato del “casing”; se debe poner el pozo en producción, con una producción inicial bastante lenta para permitir el reempaquetamiento.

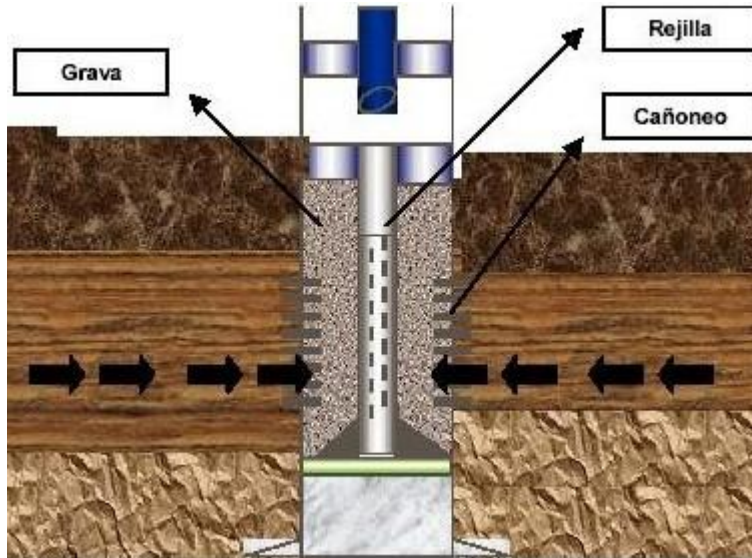
**Figura 64. Completamiento con Empaque con Grava en Hoyo Desnudo y Usando “Liner”.**



**Fuente:** <http://inciarco.com/foros/showthread.php?p=30296>

**DENTRO DEL REVESTIMIENTO Y USANDO “LINER”:** Usando “liner” dentro del revestimiento, ver figura 65, los pozos nuevos deberán ser perforados con 4 a 6 tiros por pié, los pozos viejos con 1 o 2 tiros por pié; es de gran importancia el uso de fluidos limpios; para limpiar las perforaciones se deben chupar o fluir los pozos; cuando se tienen arenas en extremo no consolidadas el lavado de las perforaciones puede hacerse más práctico con una herramienta tipo copa (“cup-type tool”).

**Figura 65. Completamiento con Empaque con Grava Dentro del Revestimiento y Usando “Liner”.**



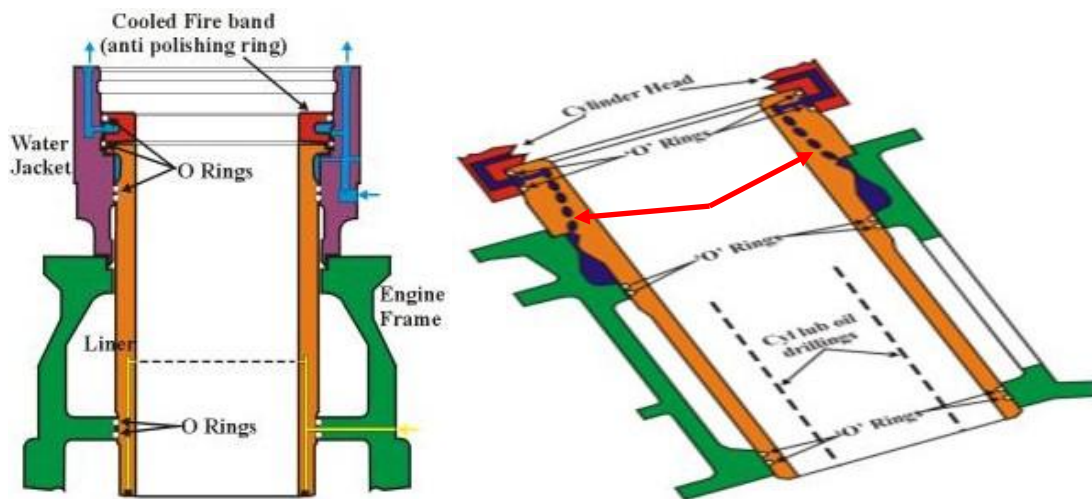
**Fuente:** <http://inciarco.com/foros/showthread.php?p=30296>

El método de circulación en reversa es el método más antiguo y todavía usado en algunas áreas; en este, se baja el “liner”, con tubería de cola, y se empaqueta, bombeando la mezcla de fluido y grava por el espacio anular, mientras se recobra, por la tubería de producción, el fluido limpio.

En el método de flujos cruzados (“cross-over”), la mezcla grava-fluido se bombea por la tubería de producción o perforación hasta llegar a la herramienta “cross-over”, donde se produce una desviación en la dirección de los flujos; el fluido bombeado por la tubería pasa al espacio anular por debajo del “cross-over”, y el retorno, obtenido a través de la tubería de cola, pasa al espacio anular por encima de la misma herramienta; esta tiene un empaquetamiento para aislar el espacio anular arriba y abajo del sitio de asentamiento; en este método, lo mismo que en el anterior, se usan en el “liner” ciego, a unos 40 pies aproximadamente por encima de la sección ranurada, unos orificios denominados “tell tale holes”, ver figura 66, que

sirven para indicar cuándo se ha terminado el trabajo de empaquetamiento, por el aumento instantáneo que se produce en la presión de inyección; se usa además un empaque en forma de copa en el extremo de la tubería de cola que sirve para dirigir el camino del fluido y ayudar a obtener un empaquetamiento más compacto; este método presenta la ventaja de que el viaje de los fluidos por la tubería les impide arrastrar suciedades del espacio anular que podrían tapan las ranuras.

**Figura 66. “Tell Tale Holes” en “Liner” Ciego.**



**Fuente:** [http://engineeringworkshop.blogspot.com/2009/09/cylinder-liner\\_18.html](http://engineeringworkshop.blogspot.com/2009/09/cylinder-liner_18.html)

El método de lavado hacia abajo consiste especialmente de las operaciones de lavado de perforaciones, inyección a presión de la mezcla grava-fluido para llenar todas las cavidades exteriores al revestimiento (se puede realizar un pequeño trabajo de fracturamiento antes de asentar el “liner” ranurado, bajada del “liner”), lavado en circulación directa hasta el puente deseado, y soltada de la tubería que ha servido para bajar el “liner” (después de que la grava esté en el espacio anular); las ventajas de este método son el que se pueden evitar taponamientos por derrumbes de arcilla, al llenar las cavidades detrás del revestimiento, se produce una sedimentación diferencial de la grava, es decir, el material grueso se deposita primero en el fondo y el

material fino (suciedades, incrustaciones, etc.) queda depositado frente al “liner” ciego.

En el método medio viaje (“half trip”), la operación completa se realiza con una sola bajada de tubería; para este método se conecta la herramienta para lavar perforaciones a la válvula de contra presión, colocada en la parte inferior del “liner”, y todo el conjunto de herramientas, es decir, “liner”, tubería de cola o lavado, colgador y empaque (equipo opcional), se baja al pozo en un solo viaje. El procedimiento general puede resumirse de la siguiente manera: se desplaza el lodo por circulación directa con agua de formación o agua salada, se lavan las perforaciones y la formación, circulando en reversa, se desconecta la herramienta lavadora aplicando presión en el espacio anular y rotación a la derecha de la tubería y se empuja por debajo de las perforaciones, se coloca la grava bombeándola por la tubería de producción y la tubería de cola que se extiende a través de la válvula de contra presión, se baja el “liner” dentro de la grava lavando en directo, y después de que la grava se ha sedimentado, se suelta el “liner” por medio de un mecanismo de ranura en forma de T, aplicando peso y torque a la derecha, finalmente, si se quiere, se puede sacar la tubería de cola con un equipo de cable.

**SIN “LINER” (“SAND PACKING”):** En este tipo de trabajo la arena se desplaza para situarla totalmente por fuera de las perforaciones del revestimiento; la arena se inyecta en la formación (con o sin ruptura) a través de las perforaciones usando tubería de producción, unión de circulación y empaque; se limpia el pozo del exceso de arena y se pone de nuevo en producción. En todos estos trabajos, además de lo ya expuesto, es necesario considerar que el comportamiento de mojabilidad de la grava seca está fuertemente afectado por el primer fluido que haga contacto con ella; si se va a usar crudo como fluido de desplazamiento, la grava debe ser mojada con

agua poniéndola en contacto con una solución de agua más un pequeñísimo porcentaje de un surfactante mojador de agua; después de los trabajos, los pozos se pueden poner inmediatamente en producción pero teniendo cuidado de iniciar la producción a una rata baja para permitir la formación de los puentes de arena.

### ➔ **EMPAQUETAMIENTO CON CASCARAS DE NUEZ O COCO RECUBIERTAS CON PLASTICO**

En la aplicación de este método se usan cascaras de nuez trituradas (también se ha ensayado con cascaras de coco pero su resultado es un grado variable de éxito), recubiertas con una película muy delgada de plástico líquido y un agente catalítico, las cuales se inyectan a la formación en un fluido transformador, generalmente aceite, con el objeto de que al quedar en reposo se endurezca el plástico, consolidando o cementando las partículas sólidas inyectadas; el tamaño de partículas de cascara de nuez se selecciona en la misma forma que el tamaño de la grava para los trabajos de empaquetamiento con ese material; por ejemplo se consiguen tamaños de 20-30, 20-40 y 30-40 mallas, los cuales son suficientemente pequeños para detener cualquier arena de formación, debido a la alta permeabilidad obtenida al ocurrir el fraguado de la resina. Se usa aceite como fluido transportador debido a que evita el excesivo asentamiento de las partículas sólidas, y no lava ni afecta el plástico o el catalizador; el tipo de plástico y la cantidad de estabilizador dependen de la temperatura del pozo y el tiempo requerido para el bombeo. Para empaquetar con estas cascaras existen dos métodos, en uno de los cuales se da el uso de un fluido penetrante (con pérdida de filtrado) y bajas presiones de inyección, para permitir que las cascaras de nuez se retengan en la cara de la arena, a medida que el fluido se infiltre en la formación; en el otro método se da el uso de altas presiones durante el bombeo de la mezcla, para fracturar la formación y colocar las

cascaras de nuez en la fractura creada, en donde actúan como medio filtrante e impiden que la fractura se cierre.

En algunos casos, para evitar que las perforaciones, por estar taponadas con lodo, no tomen la mezcla y den paso posteriormente a la arena suelta de la formación, se ha usado un “liner” de aluminio dentro del revestimiento para obtener un anillo de cascaras en el espacio anular y conseguir así que todas las perforaciones queden cubiertas por el empaquetamiento; este “liner” puede después ser taladrado si se desea. Las cascaras de nuez tienen gran afinidad con el plástico no endurecido y por lo tanto impiden que los fluidos usados para el bombeo de la mezcla laven el plástico (la afinidad de la arena con el plástico es mucho menor y por lo tanto puede ser limpiado por el paso del fluido), el empaquetamiento así obtenido es bastante irregular y de alta permeabilidad; se ha demostrado que la permeabilidad de las partículas sin plástico es inferior a cuando han sido cementadas por medio del plástico; uno de los mejores plásticos encontrados para la concentración de las partículas de cascara de nuez es el fenol formaldehído, el cual puede usarse con temperaturas de fondo entre 21°C y 138°C; sus propiedades no se alteran en presencia de fluidos de formación (agua salada, crudo); el agente catalítico permite controlar el tiempo de endurecimiento del plástico, de acuerdo a la temperatura de fondo. La densidad de las cascaras de nuez es aproximadamente la mitad de la densidad de la arena o grava y por consiguiente una libra de material ocupa un volumen igual al doble del ocupado por una libra de grava.

- **PROCEDIMIENTO DE APLICACION**

Se usan las mismas herramientas que se emplean en los trabajos de fracturación hidráulica (básicamente tubería de cola, empaque y unión de circulación); en el procedimiento de aplicación, lo primero que se hace es que

se desplaza el lodo con un fluido limpio (aceite, agua salada), luego se asienta el empaque y se bombea crudo dentro de la tubería para establecer la rata de inyección y la presión requeridas; si el pozo produce agua, debe bombearse un poco mas de crudo con el fin de desplazar el agua que pueda existir en los alrededores del revestimiento, luego se bombea la mezcla de cascaras de nuez impregnadas en plástico y dispersas en aceite, controlando la presión y la rata de inyección de acuerdo con el tipo de empaquetamiento deseado, después se desplaza la mezcla anterior con aceite crudo hasta colocarla ligeramente por fuera de las perforaciones (“screen out”); al finalizar el trabajo de inyección, se descarga lentamente la presión hasta obtener un equilibrio, luego se deja el pozo quieto para lograr el endurecimiento del plástico, si queda exceso de cascaras de nuez dentro del revestimiento, se limpia por circulación reversa o perforación, y por último se pone el pozo de nuevo en producción para evaluar la efectividad del tratamiento. En pozos que han producido gran cantidad de arena, se requieren grandes volúmenes de mezcla, por eso, para reducir los costos del tratamiento, se acostumbra inyectar primeramente una mezcla de arena y aceite para tratar de llenar las cavernas que puedan existir y luego se bombea la mezcla de cascaras de nuez impregnadas en plástico y aceite.

### ➤ **CONSOLIDACION DE GRANOS SUELTOS**

El objetivo básico de una consolidación con resinas es el de incrementar la resistencia de la arena de formación alrededor de la cara del pozo, de tal manera que los granos de la arena no se desprendan debido a las fuerzas de arrastre originadas por los fluidos que están fluyendo a una tasa de producción determinada; este método consiste en inyectar a la formación, en estado diluido, un fluido formador de resinas; como la temperatura de la formación es relativamente alta, se origina una separación del fluido en dos partes que son la resina y el fluido inerte, la resina contiene su propio

catalizador, y tiende a revestir los granos de la arena y cementarlos en los puntos de contacto; tras un periodo de cura, el fluido inerte se circula fuera del pozo y los vacíos remanentes forman la permeabilidad que permite el paso de los fluidos de la formación. Existe otra técnica de consolidación de los granos de arena, la cual requiere dos fluidos, uno de los cuales contiene la resina, entra en el pozo y es seguido por un fluido cargado con catalizador, el cual provoca la reacción necesaria para que fragüe la resina; otra función del segundo fluido es la de dispersar el fluido cargado con la resina, logrando con esto que se aumente el volumen del área consolidada; esta técnica, que se conoce como "reacción in situ", o consolidación de arenas "in-situ", va acompañada por la inyección de resinas, uniformemente en la arena cerca del hueco; la resina, atraída a los granos compactos de arena, se endurece para formar una masa consolidada con adecuada resistencia compresiva, del orden de unos 3000 psi.

Para que la resina entre en solución, se desea que la resina no precipite hasta cuando las propiedades sean uniformes, que el volumen de la resina sea una fracción muy pequeña del volumen total, que la resina se adhiera sólidamente a los granos de arena y endurezca rápidamente; las resinas usadas en la consolidación de los granos de arena de una formación deben poseer características tales como baja viscosidad (se requiere una viscosidad lo más baja posible para que se facilite su bombeo a través de las líneas de superficie y la formación), adherencia a los granos de arena (el propósito de la consolidación es que la resina se pegue a los granos de la arena, lo cual se logra usando resinas que humedezcan las superficies de los granos), buena resistencia mecánica, resistencia a los ataques de los fluidos de la formación (agua, gas, petróleo) y larga vida de almacenamiento. Algunas de las resinas (plásticos) consolidadoras de arena comercialmente más comunes son, por ejemplo, el "sanset" (proceso con fenol-formaldehído que usa catalizador mezclado con la resina en superficie, desarrollado por la

Huble Oil Refining Co.), el “eposand 9” (proceso de resinas epóxicas desarrollado por Shell para arenas limpias), el “eposand 12” (el mismo proceso anterior pero para arenas sucias), el “san fix” (proceso de resina y furan desarrollado por Halliburton, en el cual se produce la mezcla dentro de la formación), el “baker plastic” (proceso de resinas epóxicas desarrollado por la Standard Oil de California), el “compac” (proceso sobre arena con resinas y furan, desarrollado por Halliburton), el “sand check” (proceso sobre arenas con resinas fenólicas, desarrollado por Continental), entre otros.

La eficiencia de una consolidación depende de factores tales como el preflujo, la mezcla de la resina, su inyección y desplazamiento. El preflujo tiene como objetivo remover los fluidos del yacimiento que puedan contaminar la resina; el tipo de preflujo a usar dependerá del sistema como se aplique la resina; algunos sistemas usan aceite diesel más un surfactante, así los sistemas que contienen resinas epoxi, contienen un preflujo de alcohol isopropílico, para remover toda el agua de la formación que será consolidada. En la mezcla de la resina e inyección, cada sistema de resinas tiene sus propias peculiaridades y requiere la supervisión del personal experto, pues la temperatura de la formación al tiempo de la inyección debe conocerse (para así poder seleccionar el material de resina y de igual modo poder seleccionar el catalizador), de igual forma las tasas de inyección deben ser bajas (1 galón/minuto por perforación) para así poder garantizar un cubrimiento uniforme, así mismo la presión de inyección debe estar por debajo de la presión de fractura; el volumen de la resina varía con el proceso y con la uniformidad de la arena, generalmente está basado en la cantidad requerida para llenar el volumen poroso 3 o 5 pies hacia adentro de la cara del pozo (90-150 galón/pie); por último, un cuidadoso control del desplazamiento de la resina, influirá notablemente en la eficiencia de la consolidación. Para finalizar con el tema del control de arena se ha de decir que comparando los métodos de control se debe tener en cuenta que el

método más efectivo de control de arena es la reducción de rata de flujo por unidad de área, si la arena es relativamente limpia, el uso de pantallas o “screens” es el de menor costo si la producción de arena no es mucha, el empaquetamiento de grava es el método más efectivo para control de arena en grandes zonas, y la consolidación con resinas es aplicable a zonas pequeñas, sobretodo en completaciones múltiples.

#### **6.4. CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS<sup>18</sup>**

La depositación de costras se da principalmente como resultado de la cristalización y precipitación de los minerales que contiene el agua; las costras son depositadas en la matriz de la formación, fracturas, cara del pozo, bombas de subsuelo, tubería de producción y revestimiento, líneas de flujo, tratadores de calor, tanques y sistemas de distribución e inundación de agua; la causa directa de la presencia de costras es frecuentemente la caída de presión, cambios de temperatura, mezcla de dos aguas incompatibles o excesiva solubilidad del producto. Las costras por lo general limitan o bloquean la producción de petróleo o de gas por taponamiento de la matriz de la formación, cara del pozo o equipo de producción.

La composición de las costras es muy variable, así como la naturaleza del agua que las produce; los depósitos más comunes de costras en campos petrolíferos son carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) y cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ); el sulfato de calcio o anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) no se deposita usualmente dentro del pozo, pero se puede depositar en calderas y tratadores de calor. Las costras depositadas muy rápidamente pueden formar canales muy porosos, facilitándose su remoción con ácidos; la costra depositada lentamente puede ser muy dura y densa, de

---

<sup>18</sup> "Surface Operations in Petroleum Production, I & II". GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR.

manera que se dificulta su remoción con ácidos u otros químicos. La depositación de costras incrementa los costos de producción de petróleo y gas, puesto que se requieren numerosos trabajos tanto de fracturamiento así como de otros.

#### **6.4.1. CAUSAS DE LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS**

Los factores primarios de las causas de la cristalización, precipitación y depositación de costras son la sobresaturación, la mezcla de dos aguas diferentes que presenten compuestos incompatibles en solución, los cambios en temperatura y en presión de la solución, la evaporación, la agitación, el tiempo de contacto y el pH.

##### **➤ COSTRAS DE CARBONATO DE CALCIO**

Las costras de carbonato de calcio se precipitan en pozos de petróleo, por lo general, debido a la caída de presión que libera CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) de los iones bicarbonatos (HCO<sub>3</sub>), lo cual incrementa el pH, y debido a esto la solubilidad de los carbonatos disueltos decrece y los bicarbonatos más solubles son convertidos a carbonatos menos solubles. La depositación de la costra también se incrementa con la concentración del ion calcio, alcalinidad del agua (concentración del ion bicarbonato), incremento de la temperatura (debido al efecto de la temperatura sobre la solubilidad del carbonato de calcio en agua fresca), concentración total de sal, aumento en el tiempo de contacto (llegan a ser más duras) e incremento en el grado de agitación o turbulencia. La mezcla de dos aguas incompatibles causará precipitación de la costra de CaCO<sub>3</sub>; un ejemplo es la mezcla del agua salada y el agua fresca altamente cargada con bicarbonato; la dimensión del problema es tal que 100 miligramos de bicarbonatos por litro de agua pueden originar una depositación de 28.6 libras de carbonato de calcio por 1000 barriles de agua.

La presencia de costras disminuye cuando el contenido total de sal (no contando los iones Ca) en el agua se incrementa hasta una concentración de 120 gramos de NaCl por 1000 gramos de agua; si se incrementa más este valor de concentración, decrecerá la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  aumentando la presencia de agua.

➤ **COSTRAS DE YESO O ANHIDRITA**

El sulfato hidratado de calcio o yeso es la forma más común de la depositación de la costra de sulfato de calcio en el fondo del pozo. Las costras son causadas por varios factores dentro de los cuales podemos mencionar la disminución en la solubilidad (debido a una reducción en la presión), la mezcla de agua que contenga iones de calcio con otra que contenga iones sulfato, la mezcla del agua de la zona de producción con aguas de otras zonas porosas (por fugas en el revestimiento o trabajos pobres de cementación), la agitación, la sobresaturación causada por la evaporación del agua debido a la formación de gas libre cerca o en la cara del pozo, la sobresaturación de los hidratos en los pozos de gas debido también a la evaporación, y una variación en la solubilidad del sulfato de calcio o yeso debido a un cambio de temperatura. Una caída de presión desde 2000 psi a la presión atmosférica puede precipitar tanto como 900 ppm (0.3 lb/bl de agua) de sulfato de calcio de una típica agua salina.

➤ **COSTRAS DE SULFATO DE BARIO Y SULFATO DE ESTRONCIO**

De manera similar que con las costras de yeso o anhídrita, las costras de  $\text{BaSO}_4$  se producen (para una concentración dada de NaCl) debido al decrecimiento de la solubilidad del  $\text{BaSO}_4$  cuando ocurre una disminución en

la temperatura o una caída de presión, y la evaporación de los hidratos en pozos de gas. La mezcla de dos aguas diferentes, una conteniendo sales solubles de bario o estroncio y la otra conteniendo iones sulfatos, también causan las costras de BaSO o de SrSO<sub>4</sub>.

#### ➤ **COSTRAS DE CLORURO DE SODIO**

Las costras de cloruro de sodio se precipitan normalmente también por sobresaturación, debido a la evaporación o decrecimiento en la presión o temperatura (inclusive a través de las perforaciones y dentro de la tubería de producción). La precipitación de sal puede llegar a ser muy severa en pozos de aceite o gas que producen con una alta relación gas-aceite en superficie, o que producen muy poco o nada de agua.

#### ➤ **COSTRAS DE HIERRO**

La depositación de costras de hierro con frecuencia son el resultado de productos corrosivos como el óxido de hierro y sulfato de hierro. El sulfuro de hidrógeno, cuya fuente son las bacterias reductoras de sulfatos, reacciona con el hierro o con las superficies de acero para formar el sulfuro de hierro; cuando se introduce oxígeno al sistema, este puede reaccionar con el hierro y con las superficies de acero para formar precipitados y capa de óxido, respectivamente.

### **6.4.2. PREDICCIÓN E IDENTIFICACIÓN DE COSTRAS**

Para predecir la formación de costras se usa un método que se basa en el análisis del agua (método de Stiff y Davis), el cual establece patrones o modelos para diferentes tipos de agua; no obstante, el método y la edad de recolección de las muestras pueden afectar los valores de análisis de agua

obtenidos, por ello es aconsejable medir las propiedades del agua inmediatamente después del muestreo. Los resultados del análisis de salmueras producidas son una ayuda en la predicción de la formación de costras en superficie, sin embargo puede que no suministren datos seguros para estimar la formación de costras en el fondo del pozo. Cuando la presión de fondo del pozo es aun aproximadamente igual a la presión original, las muestras del fondo del pozo llevadas a laboratorio, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura, pueden suministrar información segura sobre la posible formación de costras ya sea en superficie o en el subsuelo.

El método más usado para la identificación de costras es el uso de los rayos X, el cual involucra directamente un haz de rayos X sobre una muestra pulverizada de cristales de costra; cada compuesto químico, cristalino, ante la presencia de los rayos X, presenta una forma característica que permite la identificación de la costra; este método es muy rápido y requiere una mínima cantidad de muestra. Para la identificación de las costras se pueden también usar los análisis químicos; para ello se descomponen las muestras de costras y luego se disuelven en soluciones químicas; luego se analizan los elementos químicos por técnicas "standard" de titulación y precipitación. Si se le agrega HCl a la muestra de costra, algo que indica la presencia de  $\text{CaCO}_3$  es la efervescencia, especialmente si la muestra no contiene sulfuro de hierro o carbonato de hierro. Si se percibe el olor de  $\text{H}_2\text{S}$  señal es de que hay presencia de sulfuros en la costra.

#### **6.4.3. PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE COSTRAS**

La prevención de costras se logra mediante el empleo de inhibidores, la mayoría de los cuales están compuestos de fosfatos orgánicos; algunos de ellos están diseñados para impedir costras de sulfato de calcio, sulfato de

bario y carbonato de calcio, específicamente. Las costras se pueden remover utilizando herramientas sónicas, perforando, "string shot", o escariando; estos son métodos mecánicos con los que se remueven costras en la tubería de producción, de revestimiento o hueco abierto; las costras en las líneas de superficie pueden ser removidas con marranos ("pigs") o con escariadores.

Las costras químicamente inertes no son solubles en químicos, mientras que las costras químicamente reactivas pueden ser solubles ya sea en agua, en ácidos o en químicos (agua o ácidos); estos últimos métodos citados son métodos de remoción química de costras. De las costras solubles en agua la más común es la de cloruro de sodio (NaCl), la cual puede ser fácilmente disuelta con agua fresca. Dentro de las costras solubles en ácido encontramos el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), que es el más frecuente de todos los compuestos de costras, el cual se puede remover con ácido clorhídrico (HCl), ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ), ácido fórmico y ácido sulfúrico. El ácido acético se aplica con mayor frecuencia en pozos que presenten elementos de subsuelo revestidos de cromo, debido a que este ácido no daña las superficies cromadas por debajo de los  $200^\circ\text{F}$ , mientras que el HCl si puede causar daños considerables. Además del carbonato de calcio, dentro de las costras solubles al ácido se incluyen también carbonatos de hierro ( $\text{FeCO}_3$ ), sulfuros de hierro ( $\text{FeS}$ ), y óxidos de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ). Para remover costras de hierro se usa normalmente el HCl (inclusive se usa más así que como agente secuestrante), pero también se usa ácido acético, junto con un agente secuestrante; no obstante, el ácido acético es mucho más lento para reaccionar que el HCl. El cálculo para determinar la cantidad de ácido requerido para un tratamiento de costras, está basado en el tipo y en la cantidad de la costra. Las costras por lo general están recubiertas de hidrocarburos, lo cual dificulta el contacto del ácido con ellas par su disolución, por ello se pueden agregar surfactantes a todos los tipos de soluciones acidas para desarrollar un mejor contacto ácido-costra.

El sulfato de calcio o yeso es la única costra químicamente reactiva insoluble al ácido, pero aunque solo no reacciona con él, puede ser tratado con soluciones químicas que pueden convertirlo en un componente soluble al ácido, tal como  $\text{CaCO}_3$  o  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ; el  $\text{CaCO}_3$  puede ser luego removido con ácido clorhídrico o ácido acético; después de la conversión del yeso, el fluido residual es circulado fuera del pozo. Cuando están presentes parafinas, yeso y carbonatos de hierro, se deben remover primero degradando con un solvente como kerosene o xileno más un surfactante, luego remover las costras de hierro con un ácido secuestrante, después convertir las costras de yeso en  $\text{CaCO}_3$  o  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ , para finalmente remover estas costra con HCl o ácido acético; el  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  se disuelve con agua o un ácido débil.

Dentro de las costras químicamente inertes más comunes tenemos el sulfato de bario y el sulfato de estroncio; la formación de costras de sulfato de bario en la cara de las perforaciones puede ser removida por métodos mecánicos.

## **6.5. CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS<sup>19</sup>**

El mayor problema en las operaciones de producción son las parafinas y los asfáltenos (constituyentes de la mayoría de crudos), pues se depositan dentro del pozo y en los equipos de superficie, causando principalmente el decrecimiento de la producción y la falla o destrucción de los equipos, ver figura 67; dependiendo de la composición del aceite, profundidad del pozo, temperatura de la formación, caída de presión y procedimientos de producción, varía la severidad de la depositación.

---

<sup>19</sup> "Surface Operations in Petroleum Production, I & II". GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR.

**Figura 67. Disminución de Diámetro en Tubería por Problemas de Parafinas y Asfáltenos.**



**Fuente:** ARAMENDIZ PACHECO y VELÁSQUEZ OSMA. "Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

A menudo se llaman parafinas o ceras a algunos depósitos orgánicos asociados con la producción de crudo, debido a que los compuestos parafínicos son usualmente los mayores componentes en depósitos, no obstante ellos son generalmente una mezcla de parafinas y asfáltenos; muchos crudos de gravedad API baja tienen asfáltenos como constituyentes primarios. Debido a que las características del contenido de parafinas y asfáltenos varían de un yacimiento a otro, los problemas de producción y sus soluciones también varían.

La causa principal de la depositación de parafinas (separación de parafinas del aceite crudo) es el enfriamiento del crudo que puede ser producido por varias razones, dentro de las cuales enumeramos la expansión del gas a través de un orificio o restricción, la expansión del gas y forzamiento del petróleo a través de la formación hacia el pozo y posterior levantamiento hasta superficie, la radiación de calor del petróleo y el gas hacia las formaciones circundantes como en el flujo desde el fondo del pozo hacia la superficie, la liberación del gas disuelto, la intrusión de agua, y la evapora-

ción o vaporización de los constituyentes más livianos (lo cual causa también la pérdida en volumen).

### **6.5.1. ALGO SOBRE LA QUÍMICA DE PARAFINAS Y ASFÁLTENOS**

La estructura química de las parafinas y los asfáltenos es significativamente diferente. Las parafinas son estructuras de alcanos de peso molecular relativamente alto, esencialmente inertes a las reacciones químicas y por lo tanto resistentes a ataques de base y ácidos; los depósitos parafínicos presentan principalmente mezclas de alcanos con cadenas de carbono cuyos puntos de fusión varían de 98 °F a 215 °F, consisten en cristales muy pequeños que generalmente se aglomeran en forma de partículas granulares; los depósitos parafínicos pueden también contener asfáltenos, resinas, gomas, aceite crudo y materiales inorgánicos tales como arena fina, aluvión, arcilla, sal costras y agua. Los componentes negros presentes en el aceite crudo son los asfáltenos, cuyo peso molecular es relativamente alto, los cuales químicamente consisten en compuestos policíclicos condensados y aromatizantes, polares por la presencia de oxígeno, sulfuros, nitrógeno y varios metales en su estructura molecular; son solubles en solventes aromáticos como tetracloruro de carbono y disulfuro de carbono, pero insolubles en destilados como kerosene, aceite diesel y otros hidrocarburos de bajo peso molecular como propano y butano.

Para predecir los problemas de depositación de parafinas y asfáltenos y para poder desarrollar los métodos para minimizar dicho problema, es necesario que durante el desarrollo temprano de un yacimiento se realicen análisis para determinar el contenido de estos en un aceite crudo. En pruebas de laboratorio se determina el punto de nube del crudo, el cual representa la temperatura a la cual comienza a liberarse la parafina de la solución.

Al cabo de pocos días, los depósitos parafínicos y asfálténicos se pueden parecer el uno al otro, sin embargo el líquido espeso y viscoso de los asfáltenos al quemarse produce una llama humosa y frecuentemente deja unas bolas de ceniza clara, en cambio las parafinas, que se derriten bajo un rango estrecho de temperatura cuando son calentadas, se queman rápidamente con menos humo y dejan poco residuo.

### **6.5.2. DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS**

La depositación de parafina ocurre al precipitarse del crudo debido a una pérdida de la solubilidad de la parafina en el crudo, cuando las condiciones de equilibrio cambian significativamente, sin embargo la pérdida de solubilidad de la parafina no es necesariamente causa de la depositación, pues los cristales de parafina presentan normalmente formas de aguja, y si permanecen como cristales simples tienden a dispersarse en el crudo en lugar de depositarse sobre una superficie. Los asfaltenos son frecuentemente el núcleo del material que causa la aglomeración de los cristales de parafina (otros núcleos de material pueden ser finos de la formación y productos de corrosión), el cual se presenta por acumulación de cristales de parafina dentro de una partícula espesa que es mucho más larga que un cristal simple; estos aglomerados pueden luego separarse del crudo y formar depósitos en el sistema de producción de los pozos.

La pérdida de solubilidad de la parafina en los crudos se da principalmente por la disminución de la temperatura cuando cae por debajo del punto de fusión de la parafina y la cera empieza a acumularse en el equipo de producción; el enfriamiento del crudo ocurre en numerosas partes del sistema de producción del pozo, como por ejemplo cuando el crudo se mueve hacia superficie a través de la tubería de producción, o a través de los choques de superficie, en líneas de flujo o a través de los separadores de

gas-petróleo; también se presenta una disminución de temperatura (o enfriamiento) apreciable, tanto del crudo como de la formación, en la inyección de fluidos fríos en operaciones de acidificación o fracturamiento dentro de un yacimiento de petróleo; si el crudo es enfriado por debajo de su punto de nube, las parafinas se precipitan en los canales de flujo y si toda la cera no es redisuelta después que la temperatura de la formación es restaurada, la producción de petróleo puede ser limitada o incluso totalmente bloqueada; no obstante, si la temperatura de la formación es significativamente mayor que el punto de fusión de la cera, no se presentará un efecto permanente; por ello es aconsejable calentar el fluido de fracturamiento o acidificación por encima de la temperatura de formación para prevenir la depositación de parafinas durante estos trabajos. También disminuyen la solubilidad de la parafina las pérdidas de gas e hidrocarburos livianos del crudo, lo cual contribuye a la depositación de parafinas en las líneas de superficie y en los tanques. Igualmente las altas relaciones gas-petróleo acrecientan los problemas de depositación de parafinas.

Si se presenta un cambio en la apariencia del crudo, tal como nubosidad, señal es de que la parafina se ha precipitado ya de la solución. La acumulación de parafinas en los tanques de almacenamiento indica por lo general que debe esperarse también depositación de parafina en las líneas de flujo, tubería de producción y posiblemente en la cara del pozo; y la parafina en su ascenso por la tubería de producción, puede originar una sobrecarga en los pozos que funcionan con varillas e incluso romperlas.

La depositación de parafinas puede ser afectada por los cambios en la tasa de producción, pues los incrementos en esta significan temperaturas más elevadas en la cabeza del pozo y menor depositación de ceras, mientras que una disminución en la tasa de producción de fluidos podría tener un efecto contrario. La presencia de agua en el fluido de producción puede incrementar

la mojabilidad al agua de las superficies metálicas, reduciendo de éste modo la probabilidad de contacto entre la parafina y el crudo con la superficie metálica, pero exponiéndola a un ataque por corrosión.

### **6.5.3. DEPOSITACIÓN DE ASFÁLTENOS**

Los problemas de depositación de asfaltenos pueden ser muy severos en la producción de pozos de petróleo que presenten alto contenido de estos; aun cuando su depositación en los sistemas de producción del pozo no es tan común como el caso de las parafinas, los asfaltenos a menudo se precipitan del petróleo asfáltico y se depositan en la formación alrededor de la cara del pozo.

La depositación de asfaltenos puede ser un fenómeno eléctrico, pues en pruebas con electrodos de platino dentro de una muestra de crudo de un pozo, al concluir la prueba el electrodo negativo estará limpio, pero en el electrodo positivo se encontrará fango asfáltico, que recubrirá totalmente al electrodo; este revestimiento del electrodo positivo por parte de asfaltenos indica que la mini celda de asfaltenos está cargada negativamente; el flujo de fluidos a través de capilares o medios porosos puede desarrollar carga eléctrica por medio del fenómeno de "potencial de corriente". En una prueba de flujo, en el que un crudo negro fue forzado a través de un corazón de arenisca, un potencial de corriente de aproximadamente 39 milivoltios fue desarrollado durante el proceso de flujo; el exámen del crudo después de la prueba mostró la presencia de partículas asfálticas que de ninguna manera se pudieron detectar antes de la prueba.

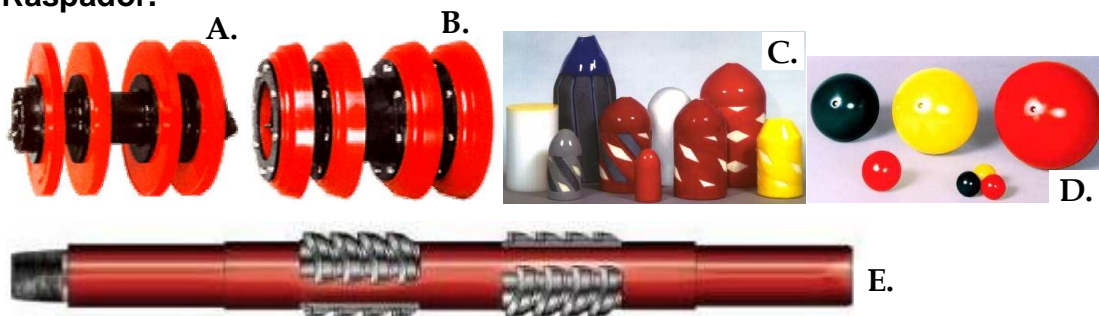
#### 6.5.4. REMOCIÓN DE CERA

Los métodos de remoción de parafina variaran tanto como los depósitos parafínicos, ya que estos pueden variar mucho de un yacimiento a otro e inclusive se han notado variadas diferencias en pozos de un mismo yacimiento. Los métodos más comunes de remoción de parafina son la remoción mecánica, el uso de solventes, el uso de calor y el uso de dispersantes.

##### ➤ REMOCIÓN MECÁNICA Y CON CALOR

Las económicas técnicas de remoción mecánica de parafina, ver figura 68, utilizan raspadores y cortadores para remover la parafina de la tubería de producción, la cual cuando es raspada y se recircula puede causar taponamiento a la formación. Los depósitos de parafina en las líneas de flujo pueden ser mecánicamente raspados por el forzamiento de tapones solubles o insolubles a través de las líneas; los tapones solubles son generalmente gomas duras de caucho o esferas plásticas con filos muy agudos.

**Figura 68. Herramientas de Remoción Mecánica. A. Marrano de Disco. B. Marrano de Copa. C. Marrano “Polly”. D. Esferas Limpiadoras. E. Raspador.**



Fuente: <http://petracontrol.com/webayd/suministros2.html>

La remoción de parafinas calentando el petróleo es uno de los métodos más comúnmente usados; el crudo es calentado a una temperatura mucho mayor que la de la formación, para ser bombeado dentro del anular (revestimiento-tubería de producción) y levantado luego por la tubería de producción donde los equipos de levantamiento o equipos de flujo natural lo permitan; también puede ser circulado dentro de la tubería de producción y levantado por el revestimiento; la parafina es al mismo tiempo disuelta y derretida por el petróleo caliente, permitiendo que esta circule en el pozo y en el sistema de producción de superficie. En aquellos pozos que tienen una temperatura de fondo menor de 160°F, existe el riesgo de que las perforaciones o poros de la formación se taponen cuando el petróleo caliente es circulado dentro de la tubería de producción en lugar de ser circulado dentro del revestimiento, pues el daño a la formación puede ocurrir si la parafina fundida o saturada de petróleo entra a la formación, en la cual la temperatura del yacimiento es menor que el punto de nube del petróleo caliente o inferior al punto de fusión de la parafina, debido a que la formación enfriará al petróleo caliente causando la depositación de la parafina en los poros de la roca. Algunas veces el agua caliente es usada para limpiar pozos en yacimientos con baja temperatura. También se usa vapor para fundir parafinas o asfáltenos en líneas de flujo, tubería de producción, revestimiento, cara del pozo o formación, pero este método debe ser usado con cuidado cuando se aplica en el fondo del pozo, puesto que la parafina fundida forzada dentro de la formación puede enfriarse y solidificarse antes de que se levante con el petróleo de la formación.

Frecuentemente los depósitos de parafinas contienen costras y finos de la formación que son liberados cuando la parafina es disuelta o fundida, y debido a esto la productividad del pozo puede ser reducida si estos sólidos son forzados dentro de las perforaciones, poros y fracturas. En aquellos pozos en los que se presente una acumulación considerable de parafinas, se

aconseja efectuar una remoción mecánica antes de realizar una remoción con calor.

### ➤ **REMOCIÓN CON SOLVENTES Y DISPERSANTES**

La remoción de ceras con solventes es relativamente común, no obstante debe tenerse especial cuidado con la selección del solvente, pues por ejemplo los hidrocarburos clorados, tales como el tetracloruro de carbono, son excelentes solventes para las parafinas, pero no se usan mucho debido a que pueden originar efectos contrarios en los procesos de refinería; otro ejemplo es el disulfuro de carbono, el cual ha sido llamado el "solvente universal de la parafina", pero desafortunadamente es costoso, extremadamente inflamable y tóxico. Condensados, kerosene y aceite diesel son comúnmente usados para disolver depósitos de parafina pero en los pozos en los que el contenido de asfáltenos es muy bajo, ya que los asfáltenos no son solubles en estos hidrocarburos de cadena corta, no obstante, algunos condensados contienen depósitos aromáticos, como el xileno y el tolueno, que son excelentes solventes tanto para los depósitos de asfaltenos como de parafinas.

Para seleccionar el solvente adecuado para alguna aplicación se debe tener en cuenta los costos y la eficiencia de la disolución de un depósito orgánico específico, pues la aplicación del solvente debe ajustarse a las condiciones del pozo; para ello, un procedimiento es el de hacer circular el solvente dentro del anular y retornarlo a través de la tubería de producción, remojando o agitando el solvente por un período de tiempo, que usualmente disolverá la máxima cantidad de parafina por galón de solvente. La selección del solvente puede ser complementada con pruebas simples de campo, donde una pequeña cantidad de parafina se sumerge en el solvente en un recipiente de vidrio y se va comparando parte por parte con los solventes disponibles para

así poder determinar cuál de los químicos es el más apropiado. Cuando la formación está parcialmente taponada con cera, forzar el solvente con un surfactante dentro de la formación y remojar (de uno a tres días por ejemplo) es muy efectivo.

La remoción con dispersantes solubles en agua se usa para remover depósitos parafínicos; los dispersantes no disuelven las parafinas, pero si la dispersan en partículas para ser circuladas por el pozo. Las concentraciones químicas de los dispersantes dependen de la cantidad de parafina a remover; estas soluciones son más efectivas si son calentadas antes de circularlas por el al pozo; las soluciones dispersantes por lo general contiene entre un 90% a 98% de agua, lo cual las hace relativamente económicas y sin peligro de incendio.

#### **6.5.5. CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS**

Para prevenir la depositación de parafinas lo primero que se debe realizar son las pruebas de laboratorio, para determinar las características principales de las parafinas, como son el punto de nube, la tasa de depositación, entre otras, y así de este modo seleccionar el sistema más económico y apropiado para prevenir dicha depositación; por otra parte se pueden emplear cristales modificadores, los cuales son compuestos químicos cuyos constituyentes principales son cristales de naftalenos, que remueven el agente que forma el núcleo, evitando de esta manera que los cristales simples que salen de la parafina se aglomeren y se depositen en la superficie metálica; para evitar la depositación de parafinas también se emplea una técnica de producción que consiste en mantener la producción de los pozos a tasas elevadas, con el propósito de sostener la temperatura de flujo por encima del punto de nube; además las altas tasas de flujo (turbulento) ayudan a evitar que la cera depositada se adhiera a la superficie metálica; precisamente otra manera de

reducir la depositación de parafinas es usando tubería plástica o revestida con plástico, aun cuando este método de prevención, presenta varios inconvenientes, uno de los cuales es que una vez la tubería plástica ha sido recubierta con parafina, la tasa de depositación de cera continuará como si la tubería fuera de acero, y además los pozos con este tipo de tubería presentan inconvenientes cuando se practican trabajos de limpieza, pues los solventes o el aceite caliente dañan el plástico; fuera de que también se debe tener en cuenta que la presión de operación no sobrepase la presión de trabajo estimada para la tubería. Para darle a la superficie de la tubería mojabilidad al agua se usan surfactantes, pues la película de agua se puede mantener continuamente mediante la adición de surfactantes, los cuales actúan como una barrera para prevenir el contacto de la parafina con la tubería.

## **6.6. CORROSION<sup>20</sup>**

La corrosión se puede definir como el deterioro de una sustancia, por lo general un metal, ocasionado por la reacción química o electroquímica del material con el medio ambiente que lo rodea. La corrosión no se refiere al deterioro de un material por causas físicas lo cual se llama erosión o desgaste; la corrosión es el problema más común que se presenta en la industria petrolera, de ahí la necesidad de poder establecer las causas que la originan, para tratar de minimizar lo más posible sus efectos.

Para que se presente corrosión básicamente se necesitan cuatro elementos esenciales que son un ánodo, un cátodo, un electrolito y un camino metálico para el flujo de electrones. El ánodo y el cátodo son los electrodos, de una celda electrolítica, en los que ocurre una reacción de oxidación y reducción,

---

<sup>20</sup> "Surface Operations in Petroleum Production, I & II". GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR.

respectivamente; el ánodo es el electrodo que tiene la mayor tendencia a estar en la solución y el cátodo es usualmente el área que no es atacada.

### **6.6.1. CAUSAS Y TIPOS DE CORROSIÓN**

Para descubrir la solución al problema de la corrosión es importante un diagnóstico de las posibles causas, el cual requiere un completo conocimiento del medio ambiente, localización del sistema, historias de operación y metalurgia de las partes corroídas; esto es necesario ya que raras veces es posible determinar las causas de la corrosión mediante una simple inspección visual, pues muchas veces es complicado incluso con pruebas de laboratorio a la pieza corroída. En el desarrollo de medidas de campo o laboratorio se deben determinar ciertos factores dentro de los cuales se incluyen propiedades electrolíticas (resistividad, cloruros, pH, entre otros), temperatura, presión, contenido de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y O<sub>2</sub>, y presencia y tipo de bacterias. En el historial de operación se incluyen informaciones tales como los tratamientos llevados a cabo con inhibidores, tratamientos con ácidos, tasas de producción y relaciones agua-petróleo; el examen metalúrgico por lo general revela que los factores ambientales son la principal causa de la corrosión. Cuando en los campos petroleros hay ausencia de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y O<sub>2</sub>, el agua es por lo general no corrosiva a temperaturas normales; sin embargo, desafortunadamente uno o más de estos gases están siempre presentes y en cantidades variadas en las operaciones de producción. Los rayones, marcas de tenazas, marcas de martillo, o imperfecciones que presente el material metálico, controlan la localización de las áreas anódica y catódica; el daño físico aparece en forma de grietas, huecos, pérdida de metal y pérdidas de la resistencia y la ductilidad.

## ➤ **CORROSIÓN DULCE, ACIDA Y POR OXÍGENO**

Se llama corrosión dulce a la corrosión causada por el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), que se disuelve en el agua para formar el ácido carbónico, en el cual su solubilidad es directamente proporcional a la temperatura. La presión parcial del dióxido de carbono (que rige el efecto corrosivo en los pozos de gas) se calcula multiplicando su porcentaje molar por la presión del punto de interés en el sistema; cuando esta presión parcial es alta, la corrosión es rápida. Cuando pequeñas cantidades de agua se condensan, o son producidas, una fina película de agua puede presentarse en la superficie de la tubería de producción, a través de la cual se difunde el dióxido de carbono y corroe más rápido la superficie metálica; en pozos de petróleo también se presenta esta corrosión cuando las relaciones agua-petróleo llegan a ser lo suficientemente altas para pasar al acero de ser mojado por petróleo a ser mojado por agua.

Se le dice corrosión ácida a la corrosión causada por sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), la cual es debida a la presencia de sulfuros y agua, y es acelerada por el dióxido de carbono, ácidos orgánicos y/o oxígeno. El sulfuro de hierro producido en esta reacción, se adhiere generalmente a las superficies de acero como un polvo negro o costra, que tiende luego a causar un ataque localizado al acero, debido a que es catódica, el cual origina una picadura poco profunda, y que frecuentemente no es notada en los equipos.

En la corrosión por oxígeno ( $\text{O}_2$ ), este elemento disuelto en el agua origina una corrosión muy rápida, la cual forma una costra, que puede variar en densidad, porosidad, grosor y adherencia al metal; esta corrosión que se presenta en los pozos de producción en el hueco en sí, es generalmente causada por entradas de aire al anular (revestimiento-tubería de producción).

## ➤ **CORROSIÓN BACTERIAL**

La corrosión por bacterias se da debido a que en una salmuera típica de un campo petrolero pueden estar presentes diferentes clases de bacterias, las cuales se clasifican en bacterias aeróbicas (cuando el oxígeno está presente en el agua) y bacterias anaeróbicas (donde no hay presencia de oxígeno); cuando el agua contiene oxígeno el problema principal será la formación de algas y moho, entre otros. En algunas salmueras de campos petrolíferos se encuentran bacterias anaeróbicas reductoras de sulfatos que pueden causar corrosión, pues en presencia de agua, asimilan los sulfatos y los convierten en sulfuros de hidrógeno corrosivos; el producto resultante de la corrosión es el sulfuro de hierro, que en combinación con pequeñas cantidades de aceite es un agente taponante en sistemas de inyección y distribución de agua.

## ➤ **CORROSIÓN POR EROSIÓN**

La corrosión por erosión es una corrosión localizada que consiste en la remoción o destrucción parcial de las películas finas que se forman sobre las superficies de los metales y aleaciones, las cuales en algunos casos reducen la corrosión; estas películas pueden ser láminas de óxidos, costras delgadas o inhibidores. La remoción mecánica de estas películas superficiales y el incremento de las tasas de corrosión se debe a las altas velocidades o flujos turbulentos de los fluidos, cuya acción es acelerada si las corrientes de fluido presentan sólidos en suspensión, los cuales causan un efecto abrasivo sobre las superficies metálicas.

La cavitación es una forma especial de corrosión por erosión, en donde se presenta un ataque corrosivo ocasionado por la formación de burbujas de gas cerca a la superficie de un metal, las cuales se presentan en aquellas

partes del equipo donde hay altas velocidades de flujo y violentos cambios de presión (como en las bombas de pistón y en bombas centrífugas). Se considera que la burbuja al explotar genera una alta presión capaz de destruir cualquier capa protectora que se haya formado sobre el metal; el proceso corrosivo repara luego la película protectora a expensas de una mayor penetración en el metal, pero luego la explosión de otra burbuja repite el daño y así va avanzando el ataque. Este problema puede solucionarse generalmente incrementando la presión de succión de la bomba.

### ➤ **CORROSIÓN POR FATIGA**

La corrosión por fatiga se presenta por ejemplo en el acero, cuando el material es presionado y sobre presionado por muchos ciclos repetitivos; tales fallas ocurrirán más frecuentemente si el material presenta muescas, hendiduras, ranuras, imperfecciones, o áreas maltratadas. La gran mayoría de la rotura de varillas se debe principalmente a hendiduras o doblamientos que presenta la varilla, y muchas veces este daño es atribuido a malos manejos por parte del personal encargado del cuidado de los pozos.

### **6.6.2. DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN**

La corrosión se puede detectar conociendo el medio ambiente corrosivo, realizando pruebas para condiciones corrosivas y pruebas para líneas de oleoductos.

Para conocer el medio ambiente corrosivo se debe tener presente que factores incrementan la tasa de corrosión, y si alguno de estos factores está presente, se medirá la tasa de corrosión, y si la pérdida de metal no es significativa se puede despreciar y permitir para luego ser combatida. Los principales factores que contribuyen a la corrosión son el agua, los ácidos, el

oxígeno del aire, metales disimiles en contacto físico y altas velocidades de flujo o turbulencia, entre otros. El agua puede provenir de la salmuera del campo de petróleo, agua fresca, vapor o condensada; los ácidos son formados por gases ácidos, sulfuros de hidrógeno y dióxido de carbono cuando se disuelven en agua; el oxígeno del aire entra a los sistemas de los campos petrolíferos por los respiraderos de los conductos, a través del anular revestimiento-tubería de producción, por fugas en empaques, bombas y válvulas, o debido al mal funcionamiento de sistemas de recobro por vapor y otras fuentes; los metales disimiles en contacto físico pueden causar corrosión galvánica, por ejemplo, válvulas de latón en líneas de acero; las altas velocidades de flujo o turbulencia pueden remover las películas que protegen las líneas de flujo en pozos de gas con alta capacidad, en bombas centrífugas de alta velocidad, en choques, en intercambiadores de calor y en válvulas.

Dentro de las pruebas para condiciones corrosivas se encuentran las pruebas químicas, pruebas por bacterias y pruebas electroquímicas. Las pruebas químicas suministran una guía de la clase y severidad de corrosión al determinar el tipo y la cantidad de gases ácidos u oxígeno disueltos en el agua o en corrientes de gas y zonas de vapor. Las pruebas por bacterias se deben realizar ya que, como se mencionaba, la mayoría de las aguas de los campos petrolíferos contienen bacterias aeróbicas y anaeróbicas y la corrosión relacionada con bacterias en operaciones de producción es causada por las bacterias anaeróbicas reductoras de sulfatos que asimilan el sulfato en el agua para producir sulfuro de hidrógeno. Las pruebas electroquímicas son usadas para chequear las líneas en superficie, para revisar revestimientos u otras estructuras de acero que permanezcan enterradas.

Se deben realizar pruebas para líneas de oleoducto en las cuales se mide la resistividad de los suelos de acuerdo a métodos existentes para localizar áreas de suelos de baja resistividad y alta corrosividad, ya que la baja resistencia eléctrica del suelo, cuando se presentan áreas de salmueras contaminadas, permitirá una rápida corrosión, y por otra parte, debido a que los suelos húmedos son conductores de electricidad, las celdas corrosivas se desarrollan a lo largo de la línea de flujo presentándose pérdidas de metal; para prevenir este daño, la tubería puede ser protegida o tendida en las áreas menos corrosivas.

### **6.6.3. MEDICIÓN DE LA CORROSIÓN**

La medición y evaluación de la corrosión se puede realizar ya sea por inspección visual, por mediciones de Cáliper, por registros para inspección de revestimientos, por pruebas ultrasónicas de espesor, por pruebas de tasa de pérdida de material, por pruebas químicas y por historia del desempeño de los equipos.

Los equipos pueden ser inspeccionados visualmente para determinar la localización de la corrosión. Las mediciones de Cáliper pueden ser usadas o corridas, con cable, para inspeccionar las superficies internas, tanto de la tubería de producción como del revestimiento, ya que este registro medirá la superficie interna del metal y detectará las pérdidas del mismo, debido al picado (“pitting”), adelgazamiento del metal, o al deterioro causado por las varillas; el Cáliper es muy útil, si se corre periódicamente, para conocer la progresión del picado o la pérdida del metal en áreas respectivas. Los registros para inspección de revestimientos se basan en herramientas de detección de fugas o escapes por medio de flujo magnético, las cuales emplean un campo magnético, alrededor de la anomalía en la pared de la tubería, para crear una señal que es recogida por un receptor y luego es

transmitida al registrador donde se elabora el registro. En las pruebas ultrasónicas de espesor, los instrumentos ultrasónicos utilizados para medir espesores usan el principio de la velocidad de transmisión de una onda de sonido a través de un material cuyas características son constantes; el tiempo requerido por una pulsación ultrasónica introducida a una superficie para atravesar el espesor del material y reflejarse cuando llegue al extremo del material y retorne al detector, es medido y luego convertido a espesor del material.

Las pruebas de tasa de pérdida de material son técnicas de estudio de corrosión que se realizan usando muestras de acero para ensayo ("coupon"), las cuales abarcan tanto conceptos físicos como químicos, que consisten en exponer (bajo control) especímenes ("coupons"), pequeños platos de metal de acero suave pesados y preparados, a los fluidos del pozo por varios días para luego examinarlos y limpiarle los productos de la corrosión y volverlos a pesar; en las pruebas de tasa de pérdida de material, se obtienen datos tanto cualitativos como cuantitativos, pues la diferencia en pesos, determinada después de remover los productos de corrosión, dan un valor numérico de la corrosión; en ellas, un cuidadoso examen y una buena interpretación de la apariencia de los productos de corrosión, suministrarán una valiosa información del tipo de ataque que se puede esperar en el pozo. La prueba química da una indicación de la tasa de pérdida de material, midiendo el hierro disuelto en una corriente de agua producida; en ella, el producto de la corrosión puede ser soluble en agua, por lo tanto la prueba es aplicable primordialmente para corrosión por CO<sub>2</sub> puesto que el bicarbonato ferroso (Fe(HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>), que es el producto de la corrosión, es soluble en agua; este tipo de corrosión está usualmente asociada con pozos de gas y pozos que están produciendo crudos dulces; en los productos de corrosión insolubles tales como el sulfuro de hierro y el óxido de hierro es menos confiable la evaluación de la tasa de corrosión mediante la prueba química; en esta

prueba, el contenido de hierro es medido en partes por millón y luego convertido a pérdidas de hierro en libras por día usando la tasa de producción de agua del pozo y un nomograma; una pérdida de hierro de menos de 0.02 libras por pie cuadrado por año del metal expuesto, es una tasa baja de corrosión en un sistema de producción o inyección. Las historias del desempeño de los equipos son necesarias para determinar las partes de un sistema de producción más sensibles al ataque corrosivo, pues llevando un buen registro de las medidas que se han tomado en determinado momento para disminuir o evitar la corrosión, se puede en un futuro disponer de información necesaria para variar condiciones de operación en un sistema que busque controlar la corrosión.

#### **6.6.4. CONTROL DE LA CORROSIÓN**

En el control de la corrosión, esta algunas veces puede ser permitida en una tasa aceptable, si las pérdidas acaecidas por esta tasa son inferiores al costo que demande un programa de control total de la corrosión, además es generalmente imposible y dispendioso el tratar de detener toda la corrosión. Existen varias maneras de minimizar la corrosión en las operaciones de campos petroleros, podemos mencionar, por ejemplo, la selección de materiales, el diseño ingenieril, el uso de inhibidores, recubrimientos, remoción de gases corrosivos, protección catódica y el uso de materiales no metálicos.

#### **➤ DISEÑO Y SELECCIÓN DE MATERIALES**

Las instalaciones deberán ser diseñadas para que permanezcan en optimas condiciones durante la vida del proyecto, y deben ser sobrediseñadas para estar seguros de que estos equipos reportaran las utilidades esperadas, pues grandes ahorros económicos en reparaciones futuras y mantenimientos, son

generalmente posibles a través de un planeamiento apropiado y efectivo para controlar la corrosión, cuando las estructuras y demás equipos son diseñados e instalados, pues debido a que todos los metales presentan tendencia a la corrosión, esta es bastante normal y ocurrirá usualmente a menos que sean tomadas medidas preventivas para impedirla.

La selección de los metales, es afectada por el desarrollo de la corrosión, así como por los requerimientos físicos del pozo; por ejemplo cuando el sulfuro de hidrógeno está presente, muy frecuentemente genera un efecto quebradizo sobre la resistencia y estabilidad de los metales. Normalmente el hierro y el acero son los materiales más usados en operaciones de campos petroleros, debido a sus bajos costos, fácil fabricación y resistencia, sin embargo, hay numerosas aplicaciones donde las aleaciones de alto costo resultan ser más económicas que el uso del acero; por ejemplo, varias aleaciones costosas son usadas en sistemas de levantamiento artificial (varillas), ya que otros medios para controlar la corrosión, resultan relativamente ineficaces. La selección de los metales para prevenir la corrosión galvánica se convierte en un problema, no obstante, una solución sencilla es la de usar metales similares, pero también el uso de inhibidores, recubrimientos apropiados, aislamientos eléctricos, uso de protección catódica o seleccionar materiales en los cuales el área anódica sea mayor que la catódica. Para lograr una buena selección del material, se aconseja recurrir a los boletines de la NACE Standards, los cuales muestran los metales más apropiados para usarse según las condiciones de corrosión.

### ➤ **USO DE INHIBIDORES**

Un inhibidor de corrosión es una sustancia que, añadida a un reactivo corrosivo, disminuye o anula su velocidad de corrosión; los inhibidores utilizados dependen tanto del metal a proteger como del medio, inclusive, un

inhibidor que funciona bien en un determinado sistema puede incluso acelerar la corrosión en otro. Los inhibidores son aplicables cuando se trabaja en ambientes cerrados, y en cambio son inaplicables cuando se trabaja en medio abierto (atmosfera, mar, cuenca en contacto con el medio natural, circuito abierto, etc.).

Los inhibidores químicos se emplean para controlar la corrosión en tanques, líneas de flujo, tubería de producción, tubería de revestimiento, equipos de inyección, equipos de producción y plantas de gas. Dentro de los inhibidores encontramos cromatos, fosfatos, nitratos, arsénico y otros químicos, los cuales son usados en sistemas de enfriamiento cerrado, en acidificaciones a altas temperaturas y en el tratamiento de superficies de acero mediante la preparación de pinturas; otros inhibidores incluyen una gran variedad de compuestos de alto peso molecular, y tienen su mayor aplicación en la producción de petróleo, pues suministran un medio efectivo para controlar la corrosión en pozos de condensado de gas y en pozos de petróleo ácido; uno de los químicos más efectivos utilizados en los pozos de petróleo y gas, son los compuestos de nitrógeno de cadena larga, pues con este tipo de inhibidor, una película es formada en toda la pared de la tubería o recipiente, incrementándose de este modo la resistencia a la corrosión; la película puede ser formada y mantenida sobre la superficie metálica por adición continua del inhibidor a la corriente de flujo o mediante el envío de baches a la corriente de flujo con una concentración de un mínimo de partes por millón de inhibidor, con lo cual se mantiene la película.

### ➤ **EMPLEO DE RECUBRIMIENTOS**

Los recubrimientos se utilizan para proteger las superficies metálicas del ambiente corrosivo, para lo cual se debe limpiar muy bien la superficie a la cual se le va a aplicar el recubrimiento, debido a que muchas veces el

sistema de recubrimiento falla porque se aplica a superficies que presentan caras pobremente limpiadas; precisamente la limpieza de la superficie es el paso más crítico en la aplicación de los recubrimientos.

En operaciones de producción, los recubrimientos se pueden clasificar convenientemente de acuerdo al tipo de mecanismo que se desee proteger, así entonces podemos tener recubrimientos internos y forros tubulares, recubrimientos externos para usar en líneas de superficie, recubrimientos atmosféricos o pinturas, cerámicas y recubrimientos metálicos para partes pequeñas. En los recubrimientos internos y forros tubulares se utilizan recubrimientos plásticos, forros plásticos y forros de cemento. En los recubrimientos externos para usar en líneas de superficie, se utilizan esmaltes de alquitrán de hulla, esmaltes asfálticos, envolturas poliolefínicas, etc. Los recubrimientos atmosféricos o pinturas se utilizan para dos propósitos, por un lado suministran una apariencia estética del equipo y por otra parte proveen una barrera para evitar la corrosión atmosférica; la selección del tipo de pinturas depende de factores tales como el método de preparación en superficie, el método de aplicación (“spray” o brocha), corrosividad de la atmósfera, dificultades y costos de retoque y temperatura de operación. En las cerámicas y recubrimientos metálicos para partes pequeñas, los recubrimientos más utilizados para este propósito son vinilos, poliésteres, epoxi-fenólica y catalizadores de carbón de hulla, además de que se utiliza también la fibra de vidrio.

### ➤ **REMOCIÓN DE GASES CORROSIVOS, PROTECCIÓN CATÓDICA Y EMPLEO DE MATERIALES NO METÁLICOS**

En la remoción de gases corrosivos, económicamente se recomiendan los métodos de remoción química, desgasificación al vacío y separador de gas,

con los cuales se busca retirar el oxígeno y el H<sub>2</sub>S; el oxígeno es uno de los principales causantes de la corrosión.

La protección catódica es una técnica que busca detener la corriente de corrosión usando una fuente de corriente externa que imponga suficiente voltaje para vencer el voltaje de la celda de corrosión que se genera cuando una corriente eléctrica es descargada desde un metal hacia un electrolito, por ejemplo, de una tubería hacia el suelo, de la pared del tanque hacia el agua salada, o de la pared de la tubería de revestimiento hacia la formación. La NACE Standards publica un número de recomendaciones prácticas que ayudan a la decisión del tipo de protección catódica a usar.

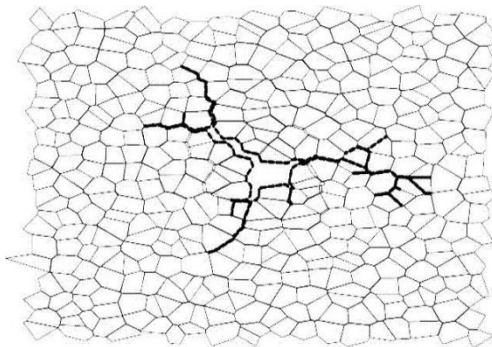
En lugar de usar materiales metálicos se utilizan materiales plásticos, ya sea para tuberías o tanques, siempre y cuando la temperatura y presión de operación del sistema, junto con el factor económico, lo permitan; por ejemplo, los plásticos reforzados con fibra de vidrio, están reemplazando al acero en muchas partes del sistema de producción.

## 7. MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS Y RECUBRO DE PETRÓLEO

### 7.1. FRACTURAMIENTO<sup>21</sup>

Tal y como su nombre lo indica, el fracturamiento de una formación, ver figura 69, consiste en realizar una grieta o hendidura en una formación, ya sea de forma natural o inducida; en nuestro caso el tipo de fracturamiento a analizar será el inducido.

**Figura 69. Formación Fracturada.**



**Fuente:**

<http://modelaje-de-pozos.blogspot.com/2007/11/utilidad-de-la-simulacin-de-pozos-con.html>

#### 7.1.1. FORMACIONES FRACTURABLES

Las formaciones más aptas para el fracturamiento incluyen las areniscas consolidadas, calizas, dolomitas, y lutitas, duras o frágiles; los tipos de formaciones que se derrumban al hueco, como lutitas muy blandas o arcillas, generalmente no fracturaran; las arenas no consolidadas también tienden a

---

<sup>21</sup> "Oil Well Stimulation". SCHECHTER ROBERT S. "Reservoir Stimulation".  
ECONOMIDES MICHAEL J. & NOLTE KENNETH G. "Stimulation Treatment Handbook".  
ELY W. J.

desplazarse cuando son sometidas a esfuerzos y no pueden ser fracturadas en el sentido convencional. A pesar de que existía la teoría de que las rocas a profundidades grandes se deforman elásticamente al aplicárseles presión y que solamente podrían ser fracturadas por presiones extremas, se han efectuado trabajos con respuestas favorables en formaciones de bastante profundidad.

### **7.1.2. RAZONES PARA FRACTURAR**

Las dos razones básicas para fracturar un pozo son el aumentar la productividad y la inyectabilidad. Suponiendo que un pozo tiene aceite o gas para producir y suficiente presión para fluir, el fracturamiento generalmente aumenta la producción resultando un retomo más rápido puesto que las reservas recobrables son producidas en menor tiempo; las razones para incrementar la producción por el fracturamiento son el crear nuevas zonas expuestas, el evitar los efectos de la permeabilidad reducida y el cambio de patrones de flujo en el yacimiento.

Para diseñar a cabalidad un trabajo de fracturamiento se necesita evaluar el incremento de productividad debido a cada mecanismo; el incremento de producción por el traspaso de la zona de permeabilidad reducida es una función de la profundidad de la zona de daño y la relación de permeabilidad entre la zona virgen y la zona dañada; se debe notar que solo se necesita una fractura poco profunda para sobrepasar la zona dañada pero es muy importante rellenar la fractura en el área cerca al hueco. El incremento de producción por cambio de patrón de flujo resulta de la creación de una fractura de alta permeabilidad (relativa a la de la formación) extendiéndose una distancia apreciable a partir del hueco.

El incremento de productividad para fracturas horizontales depende del radio y conductividad de la fractura y de la permeabilidad y espesor de la formación; para fracturas verticales el incremento de productividad depende principalmente de la conductividad de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. A menos que se puedan generar fracturas altamente conductivas, la longitud de la fractura tiene poco significado.

### **7.1.3. CRITERIOS PARA REALIZAR UN FRACTURAMIENTO**

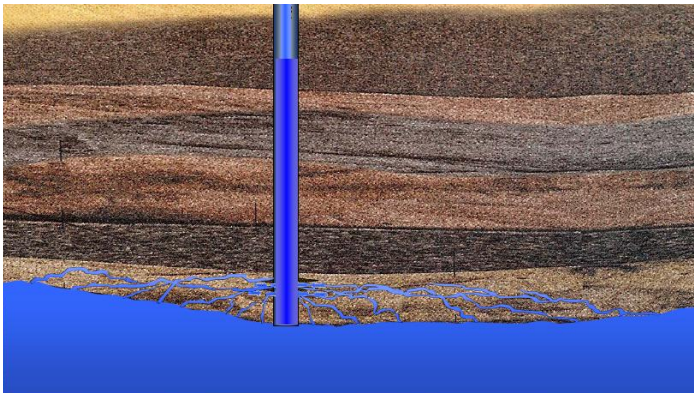
Según estudios realizados, se ha encontrado que si la pendiente de una curva de "build up" es mayor que 50 psi/ciclo/bl/día y si además existe presión de yacimiento, el pozo puede ser candidato a que se le practique un trabajo de fracturamiento. La prueba "build up", consiste en tomar datos y realizar el estudio de un yacimiento a través de un pozo que a ha sido cerrado temporalmente para tal finalidad; uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas ó meses para que la presión del yacimiento se estabilice; para efectuar la prueba, el pozo debe estar produciendo a una tasa constante por cierto tiempo antes del cierre con el fin de establecer una estabilización de la presión en el área de drenaje, posteriormente se cierra el pozo; generalmente este proceso se efectúa en superficie, y se empieza a tomar el tiempo de cierre y a registrar los valores de presión del pozo, los cuales deben comenzar a aumentar o a restaurarse desde el valor de presión de fondo fluente, hasta alcanzar un valor de pseudo equilibrio con la presión estática del yacimiento. No es conveniente aplicar fracturamiento hidráulico a un pozo cuando este tiene muy poca presión estática, ya que esto nos indica que el pozo ha producido la mayor parte de su petróleo inicial; por tanto la aplicación de un sistema de estimulación resultaría antieconómico; de todas formas el fracturamiento hidráulico es aplicable a todo tipo de formación,

tales como calizas, dolomitas, arenas y conglomerados, siempre y cuando presenten una buena consolidación.

#### 7.1.4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CONVENCIONAL<sup>22</sup>

Consiste en traer de nuevo la producción del pozo, mejorarla o restablecerla, para lo cual la formación a tratar es partida hidráulicamente con un fluido (transportador), ver figura 70, y luego la grieta o fisura resultante es mantenida abierta mediante un material de soporte; creándose así de esta manera un canal de flujo de alta conductividad hacia el pozo. Este trabajo de fracturamiento se inicia bombeando el fluido de tratamiento (fluido transportador) a una tasa y presión determinadas, de forma que permitan romper la formación; cuando se logra fracturar la formación, esto se manifiesta en superficie por disminución de la presión y aumento de la tasa de bombeo. La efectividad de las fracturas hidráulicamente creadas se mide por la orientación, extensión y además por la producción que se obtenga realizado el trabajo.

**Figura 70. Fracturamiento Hidráulico.**



**Fuente:** <http://www.tiorco.com/reservoirengineeringervices.php>

---

<sup>22</sup> "Hydraulic Fracturing". HOWARD G. C. & FAST C. R.

En otras palabras, el fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que somete la formación a suficiente presión hidráulica, con un fluido fracturante, para causar rompimiento de la formación; cuando la roca se pone bajo tensión, su ensanchamiento o alargamiento es proporcional al esfuerzo aplicado hasta su “yiel point”. Otros materiales elásticos (como el acero) se deforman plásticamente hasta el “yiel point” y continúan alargándose, pero la roca es generalmente frágil, se rompe en el “yiel point” sin deformación elástica, o muy poca deformación; estrictamente hablando, esta definición se aplica únicamente a rocas no fracturada; hay muchos casos en que las fracturas ya existen en la formación y el tratamiento debe entonces vencer únicamente los esfuerzos existentes para abrir y extender las fracturas; en ambos casos, dando nuevas áreas de drenaje o simplemente incrementando la capacidad de flujo natural de las fracturas, el resultado es generalmente incremento de la productividad del pozo.

### ➤ **CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES**

Para obtener una máxima estimulación de un trabajo de fracturamiento se debe dar especial atención a una de las principales y más importantes etapas, la cual es el diseño del fluido de fracturamiento; el fluido fracturante se clasifica principalmente en tres tipos, de acuerdo al fluido base empleado, que son: el fluido base aceite, el fluido base agua, emulsiones y dispersantes.

Los fluidos base aceite son muy usados en el campo; la mayoría son fabricados con petróleo crudo, ACPM y aceites refinados, tienen como base aceite crudo, aceite refinado o kerosene. La ventaja principal del aceite crudo es su economía, y además es compatible con la mayoría de fluidos de formación; requiere aditivos para mejorar su eficiencia, puede ser usado en formaciones solubles o insolubles en ácido, sin embargo, los yacimientos que

producen gas no deberían ser fracturados con fluidos de base aceite. Se deben tener cuidados especiales cuando se usa aceite crudo debido a su bajo punto de relampagueo.

Los fluidos de base agua se obtienen a partir de mezclas de agua dulce o salada con otros materiales; tienen como base agua dulce, agua salada o ácido, generalmente ácido clorhídrico inhibido de cierta concentración. Sus ventajas principales son las bajas pérdidas de fricción, permitiendo así altas tasas de inyección y aumento de los factores de seguridad. Los fluidos base agua, debido a su baja viscosidad, se utilizan en el fracturamiento hidráulico, cuando se quiere disminuir las pérdidas por fricción y por lo tanto el caballaje necesario en superficie; se usan en pozos productores e inyectores.

Los fluidos emulsionados y dispersantes, son generalmente emulsiones del tipo ácido en aceite, se tratan de emulsiones de ácido con kerosene; los más usados son emulsiones de ácido en kerosene para condiciones especiales de solubilidad. Con el fin de obtener los resultados deseados, se usan modificaciones para cada tipo, como la adición de un agente para control de las pérdidas de fluido, gelatinisantes o adelgazantes, “crosslinking gelling materials” y emulsificadores.

### ➤ **PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO**

En general un fluido de fracturamiento debe reunir ciertas propiedades principales, dentro de las cuales se encuentran el que debe tener condiciones de compatibilidad con la formación y los fluidos del yacimiento (debe ser compatible con los fluidos originales de la formación), estabilidad a las temperaturas de fondo, debe tener la capacidad de suspender y transportar el material de soporte, o agente de relleno, a las fracturas recientemente abiertas, no debe causar daño permanente a la permeabilidad

de la formación, no debe formar emulsiones estables con los fluidos de la formación, debe ser fácilmente recobable y económico, tener habilidad de crear espacio, disponibilidad y seguridad (su aplicación no debe ser peligrosa y debe ser fácil de obtener).

## ➔ **COMPATIBILIDAD**

Un fluido de fracturamiento ideal no debe tener tendencia a taponar o bloquear la formación, a pesar de que la reducción de permeabilidad de la “matrix”, en un sistema de flujo de fracturas, no es tan seria como la reducción en un sistema de flujo radial; algunos crudos contienen asfáltenos los cuales pueden taponar la permeabilidad de la “matrix”; en los fluidos de base agua este bloqueo puede ser causado por los agentes gelatinizantes, los aditivos para control de pérdidas de fluido o para emulsiones. Al usar fluidos de base agua, cuando hay presentes arcillas hinchables, se debe considerar que: si se usa agua limpia de la misma formación a fracturar no son necesarias precauciones extras, hay que agregar un porcentaje específico de cloruro de potasio al agua dulce o a aguas que contienen menos de cierto porcentaje de cloruro de sodio, como una medida precautiva es aconsejable agregar cierto porcentaje de cloruro de potasio al agua que contiene otro cierto porcentaje de cloruro de sodio, el agua que contiene alto porcentaje de cloruro de sodio no requiere tratamiento, y el agua limpia con cierto porcentaje de ácido clorhídrico es un excelente fluido de fracturación basado en la compatibilidad con las arcillas de la formación y los agentes gelatinizantes del fluido.

Las emulsiones entre los fluidos fracturantes y el crudo pueden reducir la efectividad del tratamiento por bloqueo de la permeabilidad natural de la formación; la frecuencia y seriedad de tales emulsiones han sido grandemente reducidas por el amplio uso de agentes surfactantes; en la

mayoría de tratamientos es posible la prevención de emulsiones, por ejemplo con uno o dos galones de surfactante por cada 1000 galones de fluido; sin embargo, algunos fluidos de formación pueden requerir concentraciones de surfactantes hasta de 10 galones por 1000 galones de fluido fracturante.

## ⇒ **VISCOSIDAD, PÉRDIDAS DE FLUIDOS Y HABILIDAD DE CREAR ESPACIOS**

Debido a la interrelación entre la viscosidad y la pérdida de fluido y su importancia en el diseño de un fracturamiento, la discusión de estas dos propiedades se presenta en forma conjunta. En formaciones de permeabilidad alta se puede lograr un incremento sustancial de la producción con tratamientos pequeños que penetren el daño local de permeabilidad en la vecindad del hueco; en formaciones de baja permeabilidad, donde los daños de formación no son un factor importante, el aumento de productividad está relacionado con los factores de penetración de la fractura en la formación y la capacidad de flujo de la fractura comparada con la capacidad de flujo de la formación sin fractura; la capacidad de flujo de la fractura es el producto de la permeabilidad del material de relleno por el ancho de la fractura rellena; incrementando ambos, la permeabilidad y el ancho, o cualquiera de ellos, se aumentará la capacidad de flujo de la fractura y el índice de productividad.

Considerando el primer factor, la permeabilidad de la arena usada como relleno no es lo suficientemente alta bajo todas las condiciones del pozo para asegurar fracturas de suficiente capacidad de flujo; para resolver este problema se prueban otros materiales y algunos de ellos se usan como rellenos suplementarios; por una variedad de razones, incluyendo costos, ninguno fuera de la arena encuentra tanta aceptación, por esta razón y dado que la permeabilidad de la arena empacada, de un tamaño dado, no puede

ser incrementada, un camino práctico para aumentar el índice de productividad es incrementar el ancho de la fractura. Los métodos usados para determinar el área de fractura muestran como el uso de aditivos para controlar la pérdida de fluidos puede dar un aumento sustancial del área y longitud de la fractura; un aumento de la viscosidad del fluido también da un aumento del área de la fractura debido a que hay menos pérdida de fluido a la formación. Cuando se toma en consideración el ancho de la fractura durante el bombeo, los cálculos de fractura indican que el efecto primario de los aditivos para pérdidas de fluido es cambiar el área de la fractura; los cambios de viscosidad afectan primeramente el ancho de la fractura, entonces, para obtener un aumento máximo de productividad, el fracturamiento se debe diseñar buscando una compensación entre el control propio de la pérdida de fluido, para obtener la penetración deseada, y la viscosidad necesaria para obtener el ancho requerido; el área de fractura aumenta cuando se reduce la pérdida de fluido o cuando se aumenta la viscosidad, y en forma contraria, aumentando la pérdida y disminuyendo la viscosidad, se logra un aumento del ancho de la fractura.

Para lograr un aumento óptimo de productividad el agente de relleno debe ser cuidadosamente balanceado con el área y el ancho de fractura. Durante el fracturamiento algo del fluido inyectado en la fractura se infiltra en la formación y por lo tanto no es disponible para extender la fractura; en la mayoría de fluidos de fracturamiento se usan aditivos para controlar su pérdida; estos aditivos son generalmente sólidos finamente divididos que forman una torta sobre la cara de la fractura. Los fluidos son clasificados como newtonianos si exhiben viscosidad constante independiente de la rata de flujo, y no newtonianos si exhiben una viscosidad aparente, la cual cambia con la rata de flujo; esta viscosidad generalmente es menor a ratas altas de flujo. Los fluidos de fracturamiento son descritos matemáticamente por el modelo de Ley de Potencia, en el cual la relación entre el esfuerzo de corte y

la rata de corte graficada en papel logarítmico es aproximadamente una línea recta; la pendiente de la línea es llamada índice de comportamiento de flujo; un punto de intercepción llamado índice de resistencia, es función del índice de comportamiento de flujo y el factor de resorte del viscosímetro; la viscosidad aparente de un fluido no newtoniano es función tanto del índice de comportamiento de flujo y el índice de resistencia como de la rata de corte; la rata de corte es relacionada a la velocidad de flujo del fluido en varias partes del hueco, fractura y formación; para tubería circular, perforaciones y canales, la rata de corte es función del volumen de flujo (o la rata total de inyección) y el diámetro del conducto; y para fracturas (fracturas rectangulares radiando del pozo en ambas direcciones), la rata de corte es función del volumen de flujo (o la rata total de inyección) y el ancho y altura de fractura. La temperatura puede afectar drásticamente la viscosidad de los fluidos newtonianos o la viscosidad aparente de los no newtonianos.

La habilidad de crear espacio está basada en las propiedades de viscosidad y pérdida de fluidos del líquido fracturante a una rata de inyección constante. La viscosidad afecta al ancho de la fractura creada mientras la perdida de fluido determina el área (una cara de la fractura).

## ➔ **CAPACIDAD DE TRANSPORTAR EL AGENTE DE RELLENO**

En los fracturamientos, el fluido de tratamiento debe ser capaz de transportar de la superficie a la formación materiales sólidos tales como los agentes de relleno, aditivos para control de pérdidas de filtrado, entre otros, esta habilidad de transporte es en gran parte una función de la viscosidad y de la diferencia de densidades entre dichos materiales y el fluido, lo mismo que del tamaño de las partículas y la prevención que debe existir para que ellos floten o se precipiten. La velocidad de asentamiento de las partículas sólidas debe ser como máximo igual a la velocidad hallada en función de la rata de

bombeo y el diámetro o la capacidad del “casing” por donde se bombea; en fracturamiento, generalmente se usan tasas de bombeo lo suficientemente grandes como para que este problema pase a un segundo plano.

## ➡ **MEZCLA Y ALMACENAMIENTO**

La facilidad de mezcla y la estabilidad son factores importantes cuando se usan fluidos emulsionados o gelatinizados; algunos crudos no son propios para emulsiones y algunos agentes gelatinizantes no trabajan adecuadamente con ciertas aguas; la estabilidad puede, en el almacenamiento, ser un problema con agua gelatinizada, ciertas bacterias se procrean rápidamente y destruyen el gel; este problema puede ser controlado con el uso de tanques limpios y bactericidas.

## ➤ **AGENTES DE RELLENO O MATERIAL DE SOPORTE**

Luego de haberse practicado, con el fluido fracturante, una ranura en la formación, es necesario para lograr buenos efectos, el sostener o mantener abiertas dichas fracturas con un material que generalmente se denomina material de sostén o soporte; una vez hecha la fractura, si no se le introduce el material de soporte, es muy probable que esta tienda a cerrarse nuevamente, ocasionando reducción en la capacidad de flujo, por tanto es necesario utilizar materiales de sostén, los cuales pueden ser arena de Otawa, bolas de vidrio, cáscara de nuez o bolas de aluminio. La arena de Otawa es el material más usado por ser el más económico, se compone esencialmente de cristales redondeados de cuarzo ( $\text{SiO}_2$ ). Las bolas de vidrio ofrecen mayor capacidad de flujo que la arena de Otawa. Las bolas de aluminio, junto con la arena de Otawa y las bolas de vidrio presentan la misma densidad, mientras que la cáscara de nuez posee una densidad que es la mitad de la densidad de las anteriores.

El objeto del relleno es mantener económicamente la conductividad deseada de la fractura; la conductividad de la fractura depende de un número de factores relacionados entre sí, dentro de los cuales se encuentran el tamaño y uniformidad del relleno, el grado de incrustamiento, trituramiento y/o de formación que ocurre en la fractura, y la cantidad de relleno y modo de colocarlo en la fractura. La arena (de Ottawa) fue el primer material usado como relleno; debido a su disponibilidad y bajo costo es todavía el material más usado; se han desarrollado otros tipos de materiales de relleno tales como la cascara de nuez y bolas de vidrio, entre otros. Las condiciones del pozo y el tipo de fluido de fracturamiento determinan la cantidad de relleno que puede ser inyectado exitosamente en la formación; algunos factores específicos son el ancho de la fractura, la viscosidad del fluido y la velocidad de flujo; los cambios en la concentración del relleno deben hacerse gradualmente, en pequeños incrementos de cantidad de relleno por cierto volumen de fluido de tratamiento.

La arena (de Ottawa) consiste esencialmente de cristales redondeados de cuarzo, que son suministrados en todos los tamaños de mallas requeridos para la estimulación de pozos; a pesar de ser de uso muy común su aplicación se ve restringida bajo ciertas condiciones existentes en los pozos debido a su baja resistencia al trituramiento; por ejemplo, en rocas duras, presiones o cargas muy altas aplicadas al relleno, a medida que la fractura tiende a cerrarse, puede triturarla en partículas más pequeñas dando una menor conductividad de la fractura; en formaciones muy blandas también puede haber problema, pues la presión hidráulica puede incrustar el relleno en las paredes de la formación, permitiendo un cierre parcial o total de la fractura cuando se relaja la presión de trabajo. La arena (de Ottawa) se recomienda para trabajos menores de ciertas profundidades; a profundidades mayores, las partículas de arena no tienen suficiente esfuerzo para soportar

las presiones de fracturas o de confinamiento. Algunas de las propiedades típicas de la arena a tener en cuenta son el contenido de sílice, el contenido de limo y arcilla, el tamaño de las partículas, la redondez, la esfericidad, la gravedad específica, la densidad verdadera y la densidad “bulk”.

Las bolas de vidrio soportan altas tensiones, dan mayor capacidad de flujo a la fractura que la mayoría de los otros sólidos usados como relleno cuando se usan bajo las mismas condiciones (también podemos encontrar bolas de plástico o metal), generalmente se usan en conjunto con la arena; se recomienda su uso en pozos que requieren una máxima capacidad de flujo en la fractura, lo mismo cuando las condiciones del pozo indican que puede haber trituración o incrustación del relleno; son resistentes a los ácidos y a los fluidos corrosivos del pozo y mantiene su resistencia a temperaturas hasta de 149°C; algunas de las propiedades típicas de las bolas de vidrio son también el tamaño de las partículas, su esfericidad, su gravedad específica, su densidad verdadera y la “bulk”.

Las cáscaras de nuez se usan como relleno en pozos en que las presiones de confinamiento o de cierre causarían trituramiento o incrustación de arena; su deformación es muy poca dando mayores áreas y tienen además la ventaja de su poco peso lo que permite hacer el relleno con más facilidad; generalmente se usan las redondeadas a pesar de que existen también las angulares. Se recomienda su uso en pozos en que la presión de compactación es superior a cierta cantidad; su baja gravedad específica, además de facilitar su inyección, minimiza los cambios de ordenamiento; las propiedades típicas de las cáscaras de nuez son el tamaño de partículas, la redondez, la esfericidad, la gravedad específica, la densidad verdadera y la “bulk”.

## ➤ PROPIEDADES DE LOS AGENTES DE RELLENO

Respecto al tamaño y uniformidad hay que decir que al decrecer el rango del tamaño, aumenta la carga que puede ser soportada y también la permeabilidad de la fractura empaquetada; cantidades significativas de partículas finas pueden reducir seriamente la permeabilidad de la fractura, en algunas tablas se muestra la permeabilidad de los tamaños de arena más usados; estos valores de permeabilidad deben ser usados con cuidado puesto que diferencias en el grado de distribución con un tamaño particular puede cambiar la permeabilidad.

Respecto de la resistencia, la estabilidad química y térmica hay que resaltar que puede ocurrir trituración con agentes de relleno del tipo frágil tales como arena o bolas de vidrio a profundidades grandes y en formaciones duras; existen tablas que muestran valores comparativos de resistencia de acuerdo al tamaño de varias arenas de fracturamiento; los rellenos deformables tales como la cáscara de nuez resisten trituración, pero se aplastan bajo altas cargas tendiendo a taponar la fractura; las bolas de aluminio no se deben usar en salmueras o en pozos que producen agua salada, y las bolas de plástico tienen una temperatura límite relativamente baja.

En cuanto a la densidad y los costos se debe anotar que la baja gravedad específica reduce la rata de caída y promueve el colocamiento de capas parciales y uniformes. Fuera de las propiedades de cada material, el análisis de costos determinará el tipo de relleno a usar, pues la disponibilidad y los costos por libra, entre otros, son factores importantes a tener en cuenta.

### **7.1.5. ASPECTOS PRINCIPALES DEL DISEÑO DE UN TRABAJO DE FRACTURAMIENTO**

El diseño apropiado de un trabajo de fracturamiento envuelve un proceso de optimización para balancear el incremento anticipado de productividad contra el costo para lograr dicho incremento; generalmente se hace necesaria la experiencia lograda en otros trabajos cuidadosamente diseñados y evaluados para lograr un diseño óptimo.

Los costos del tratamiento, básicamente dependen del tipo y volumen de fluido de fracturamiento, agentes gelatinizantes y aditivos para control de pérdidas de filtrado, la cantidad y tipo de agente de relleno, y la cantidad de potencia hidráulica requerida. En el incremento de la productividad, los principales factores a incluir son el grado de daño de formación presente, el cubrimiento obtenido en secciones de zonas múltiples, la conductividad de la fractura, que a su vez depende de la geometría de la fractura (la que está influenciada por la calidad del fluido de fracturamiento), rata de inyección y volumen de tratamiento, y también depende del tipo y ordenamiento del relleno. En los procedimientos de cálculo, se dispone de cálculos que permiten una estimación de la geometría de la fractura basada en las diversas variables; estos procedimientos generalmente combinan los conceptos de área de fractura y pérdidas de fluido (de Howard and Fast), con la relación de ancho de la fractura (de Perkins and Kern o de Kristianovich); las compañías de servicio, mediante programas de computador, combinan el mayor número de variables posibles.

## ➤ **PARÁMETROS DEL DISEÑO DE TRATAMIENTO**

El diseño de tratamiento debe especificar parámetros tales como el tipo de fluido de fracturamiento, la cantidad de agente gelatinizante, la cantidad de aditivos para control de pérdidas de filtrado, el volumen de fluido, el tipo y tamaño del agente de relleno, la rata de inyección (o potencia hidráulica), la cantidad total del relleno y disponer de un programa para inyección del relleno.

En zonas múltiples o de secciones largas se requieren técnicas especiales para obtener cubrimiento total del intervalo; estas técnicas incluyen la entrada limitada, etapas múltiples con selladores (bolas), y el uso de empaque y/o relleno de arena. La entrada limitada envuelve la perforación de un número pequeño de huecos en cada zona, en donde la caída de presión a través de las perforaciones tiende a distribuir el fluido de fracturamiento a todas ellas, asegurando así el fracturamiento en cada zona. El método de etapas múltiples con bolas taponantes envuelve la perforación de cada zona con el mismo número de huecos, cada zona se considera entonces como separada, aunque idénticas, al tratamiento de fracturamiento, y cada zona recibe su propio volumen de acuerdo al programa y al final de cada etapa se dejan caer las bolas necesarias para cubrir las perforaciones en esa zona, las bolas son entonces enviadas para la zona siguiente. El método de aislamiento de zonas con empaques y/o relleno de arena conlleva en efecto una serie de fracturamientos separados, generalmente se fractura primero a través del “tubing” la zona menos profunda usando un empaque que se asienta encima de las perforaciones más bajas, cuando esté realizado este trabajo se introduce arena dentro del “casing” que cubra las perforaciones y se corre el empaque al siguiente intervalo a fracturar.

### **7.1.6. TECNICAS DE EVALUACION DE LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO**

Para evaluar un fracturamiento realizado y para ayudar al diseño de otros tratamientos, es necesario conocer cuál fue el aumento de producción sostenida, cuales zonas fueron estimuladas, cuál fue la orientación de la fractura (si vertical u horizontal), cuales fueron la altura y azimut (para fracturas verticales), cual fue la longitud o profundidad de fractura y cuál fue la conductividad de la fractura, entre otras cosas. Las pruebas de producción y las curvas de declinación son unos de los métodos más importantes de medida de la efectividad del fracturamiento; el análisis de presiones de superficie puede mostrar la efectividad de las bolas selladoras en la generación de multifracturas, y pueden ser también una ayuda importante para determinar la orientación de la fractura; se debe calcular cuidadosamente la presión hidrostática de la columna de fluido para obtener lo más preciso posible la presión de fondo; medidas de la presión de transición pueden usarse algunas veces antes del fracturamiento para indicar la extensión del daño del pozo. Pruebas similares después del tratamiento deberían indicar si el daño fue vencido o no, y la extensión del incremento de permeabilidad cerca del hueco. Los registros de temperatura tomados antes y después del trabajo de fracturamiento confirmaran el éxito obtenido.

### **7.1.7. HIDRAULICA DE FRACTURAMIENTO**

Debido a los grandes volúmenes y altas ratas de inyección que se usan en las fracturaciones hidráulicas, el caballaje hidráulico requerido para el bombeo constituye un factor importante para obtener los costos reales. La presión hidrostática se calcula de acuerdo a la densidad del fluido fracturante (fluido base y agente de relleno) y la profundidad, la densidad de la mezcla se determina considerando que tanto los pozos como los volúmenes son

aditivos y la presión hidrostática se calcula multiplicando el gradiente por la profundidad; la presión de la bomba (o presión de inyección en superficie) es la suma de la presión de fracturamiento o tratamiento en el fondo, más la caída de presión por fricción en la tubería, más la caída de presión a través de las perforaciones, más la presión hidrostática. En la presión de fracturamiento (o presión de tratamiento en el fondo), si durante el tratamiento se paran las bombas, la presión superficial cae puesto que no hay flujo; en la ausencia momentánea de pérdidas friccionales la presión de tratamiento puede calcularse de la suma de la presión superficial instantánea con las bombas paradas más la presión hidrostática, de la misma manera, indirectamente, pueden calcularse las pérdidas friccionales, sabiendo que la caída de presión por fricción en la tubería más la caída de presión a través de las perforaciones es igual a la presión de inyección en superficie, menos la presión superficial instantánea con las bombas paradas; la presión de fracturamiento también es igual al producto del gradiente de fractura por la profundidad de la fractura.

La experiencia indica que el plano de fractura puede predecirse del gradiente de fractura, pues si este es menor de cierto valor entonces se presume un plano de fractura vertical, y si es mayor a otro cierto valor se presume un plano de fractura horizontal. La caída de presión a través de las perforaciones, se calcula de la ecuación de Bernoulli, la cual tiene en cuenta la presión y la velocidad en el "casing", y la presión y la velocidad en las perforaciones, asumiendo que la velocidad en el "casing" y en las perforaciones es la misma; también se tiene en cuenta la rata ideal y real de flujo y el coeficiente de descarga para las perforaciones, para perforaciones a bala. En la práctica generalmente no se tienen en cuenta las pérdidas por fricción a través de las perforaciones debido al número de ellas. La potencia hidráulica (o caballaje hidráulico) se calcula conociendo la rata de inyección y la presión de inyección en superficie.

### **7.1.8. PRESION DE FRICCION**

Para el diseño de un tratamiento de facturación es necesario conocer la presión de fricción que se encontrará durante el bombeo; el cálculo de la presión de fricción para fluidos newtonianos es relativamente fácil, fluidos tales como agua, aceite y ácidos, generalmente pueden considerarse como newtonianos y la caída de presión puede hallarse por medio de las fórmulas desarrolladas para ese tipo de fluidos; pero cuando los fluidos de tratamiento son alterados por el uso de reductores de fricción, agentes gelatinizantes y otros aditivos su comportamiento puede llegar a ser de fluidos no newtonianos en los que la presión de fricción es mucho más difícil de calcular; para los fluidos newtoniano, la API recomienda calcular primero la velocidad, luego el número de Reynolds y luego las pérdidas por fricción, leyendo de gráficas el factor de fricción, teniendo en cuenta de si el flujo es laminar o turbulento; para los fluidos no newtonianos no se dispone de un método directo para calcular la presión de fricción, generalmente todos los métodos aceptados requieren los datos de laboratorio, obtenidos a escala para usar en el campo, sin embargo, estos datos de laboratorio no pueden ser trasladados con mucha precisión a las operaciones de campo debido a que las variables pueden controlarse con mayor precisión en el laboratorio; variaciones en parámetros como rugosidad de la tubería, propiedades del fluido base, temperatura del medio y procedimiento de mezcla, son algunas de las causas para que existan diferencias entre los resultados de campo y los calculados; puesto que estas variaciones existen y prácticamente son imposibles de obviar, la información obtenida de los datos experimentales deben ser consideradas como valores razonables, más que como absolutos.

### 7.1.9. FRACTURAMIENTO ACIDO

Del fracturamiento ácido, simplemente hay que decir que este método de fracturamiento es una alternativa del fracturamiento hidráulico en yacimientos carbonatados; este tipo de tratamiento es simplemente un fracturamiento hidráulico en el cual se usan ácidos o mezclas de ácidos como fluido fracturante con el propósito de conectar canales de flujo de alta permeabilidad con el pozo. Este método se diferencia del fracturamiento hidráulico convencional, en que para este caso no se usa material de sostén o soporte; el fracturamiento ácido no tiene aplicación en areniscas, las pruebas de ruptura si se realizan en areniscas con ácidos a la presión de fractura, pueden dañar las barreras de permeabilidad vertical en zonas adyacentes no deseables.

### 7.2. ACIDIFICACIÓN<sup>23</sup>

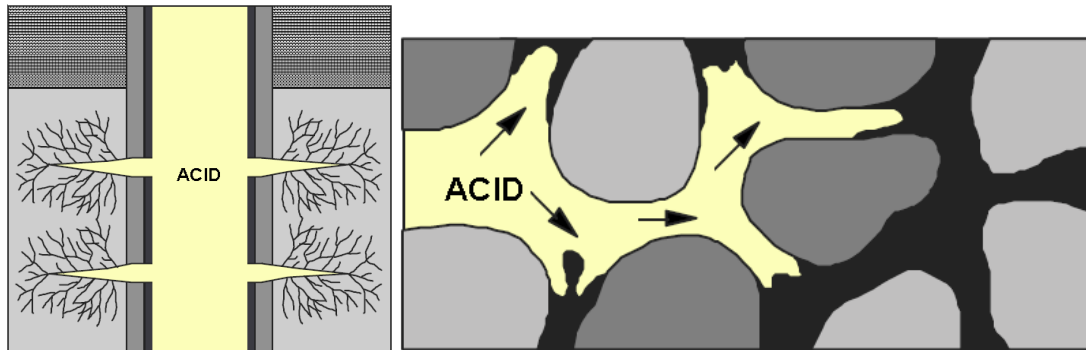
De manera muy general, la acidificación es un método usado para estimular la producción de aceite o gas, inyectando una solución diluida de ácido en la formación productora, buscando con esto que el ácido penetre y ensanche los canales de flujo a través de los cuales el aceite y/o el gas pasan al hueco, ver figura 71, de tal forma que así se incremente la producción del pozo; se deben usar agentes inhibidores para minimizar la acción corrosiva en el equipo utilizado. Los ácidos pueden ser usados para reducir el daño cerca de la cara del pozo, pueden ser orgánicos e inorgánicos y combinados, junto con el uso de surfactantes; en formaciones carbonatadas el ácido puede ser usado para crear sistemas lineales de flujo mediante el fracturamiento ácido;

---

<sup>23</sup> "Acidizing Concepts and Design". BJ Services Company. "Acidizing Fundamentals". GIDLEY L. JOHN & WILLIAMS B. BERT. "Reservoir Stimulation". ECONOMIDES MICHAEL J. & NOLTE KENNETH G. "Stimulation Treatment Handbook". ELY W. J.

el método de estimulación con ácido se aplica a formaciones carbonatadas, o areniscas que presentan matriz calcárea, ya que el ácido presentará una mayor eficiencia de reacción.

**Figura 71. Matriz de Acidificación.**



**Fuente:** BJ Services. Acidizing Concepts and Design. Acidizing Seminar, BP Indonesia.

### 7.2.1. TIPOS BÁSICOS DE ACIDIFICACIÓN

Principalmente se distinguen dos tipos básicos de acidificación caracterizados por las tasas de inyección y sus presiones, ellos son la acidificación de “matrix” y la acidificación de fracturas; bajas tasas de inyección por debajo de la presión de fractura son utilizadas para acidificación de la matriz, mientras que aquellas tasas de inyección con presión por encima de la de fractura se emplean para acidificación de fracturas.

En la acidificación de “matrix”, el flujo de ácido es confinado a los poros y canales de flujo naturales de la formación a presiones de fondo menores que la presión de fractura; los tratamientos tipo matriz son aplicados primordialmente para remediar daños de formación causados por fluidos de perforación, completamiento y trabajos posteriores (“workover”), fluidos que matan el pozo y por precipitación de depósitos de agua y aceite producidos. Debido a la gran superficie que entra en contacto con el ácido en un tratamiento tipo “matrix”, su desgaste es muy rápido, esto hace que sea difícil

afectar la “matrix” más que una poca distancia a partir del hueco. Uno de los problemas en la acidificación de la matriz es el de no conocer con exactitud el valor de la presión de fractura, ya que este valor puede disminuir con una disminución de la presión del yacimiento, por lo tanto es necesario correr una prueba de fractura (“breakdown”) para determinar con mayor exactitud la presión de fractura de la zona específica del yacimiento; la prueba se inicia bombeando agua o aceite limpio a tasas muy bajas (1/4 - 1/2 barriles por minuto) y presiones bajas, luego se empieza a incrementar la tasa y se lee el valor de la respectiva presión de inyección; con estos valores de presión y tasa de inyección se elabora una curva de presión vs tasa de inyección, donde la presión viene dada en psi y la tasa de inyección en barriles por minuto; la presión de fractura de la formación será el punto que corresponda al cambio de pendiente en la curva elaborada.

En la acidificación de fracturas, el ácido es inyectado a través de fracturas de la formación, naturales o inducidas, a presiones generalmente mayores que la presión de fractura de la formación; los tratamientos tipo fracturas son diseñados para afectar calizas y dolomitas en una distancia considerable a partir del hueco; con este tratamiento se ensanchan o se crean canales de flujo de la formación al pozo. Si las caras de las fracturas tienen una solubilidad uniforme, puede necesitarse un empaquetamiento para mantener los canales de flujo abiertos; este tipo de acidificación generalmente destruye barreras verticales o rompe los enlaces entre la formación, el cemento y el revestimiento, cerca a la zona productora.

### **7.2.2. TIPOS DE ÁCIDOS**

El ácido clorhídrico (HCl) es el más usado, históricamente, debido a su eficiencia química y económica; otros tipos básicos de ácidos más usados en la estimulación de pozos, dependiendo de las formaciones y los problemas

presentados, son el ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ), el ácido fórmico ( $\text{CHOOH}$ ), el ácido fluorhídrico ( $\text{HF}$ ), el ácido sulfánico ( $\text{NH}_2\text{S}_03\text{H}$ ), entre otros, y combinaciones de estos ácidos; el tipo de ácido a usar, junto con la concentración, la viscosidad, las pérdidas de filtrado, la tensión superficial y la emulsificación, son algunos de los factores a considerar en cada trabajo de acidificación para asegurar un resultado óptimo; el ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico son ácidos inorgánicos, mientras que el ácido acético y el ácido fórmico son orgánicos. Son varios los métodos usados en el diseño de tratamientos para formaciones solubles en ácido; como una regla general, formaciones que tienen una solubilidad menor del 10% no son estimuladas con ácido clorhídrico, sin embargo este puede ser aplicado a cualquier tipo de formación para remover sus daños; hay, por supuesto, muchas excepciones a esta regla del 10% de solubilidad.

### ➤ **ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCl)**

Muchos de los horizontes productores de aceite y gas son formaciones de caliza y dolomita, bien sea en su forma relativamente pura, o en forma de arenas carbonatadas, o silíceas cementadas con material calcáreo; el ácido clorhídrico disuelve la caliza (reacciona con la caliza para formar cloruro de calcio) y la dolomita (con menor intensidad la dolomita), y también otros materiales carbonatos solubles en ácido, que pueden bloquear el flujo de aceite o gas de la formación; el ácido clorhídrico es el tipo de ácido más usado debido a su fácil consecución y debido a su excelente velocidad de reacción en formaciones de calizas y dolomitas ya que no forma comúnmente precipitados insolubles. El ácido clorhídrico se usa, en campo, generalmente en concentraciones del orden del 15% por peso, pero esta concentración puede variar de acuerdo a las condiciones de la formación entre un 1% hasta un 57% por peso. Si las temperaturas presentes en el fondo del pozo son superiores a  $121^\circ\text{C}$ , se recomienda el empleo de

inhibidores de corrosión para proteger las superficies metálicas; la principal desventaja del ácido clorhídrico es su efecto de alta corrosividad en los equipos del pozo, esta corrosividad se torna más costosa y complicada cuando la temperatura en el fondo del pozo está por encima de los 121°C; también el ácido clorhídrico ataca los materiales revestidos de cromo y aluminio que frecuentemente se encuentran en las bombas.

➤ **ÁCIDOS ACÉTICO (CH<sub>3</sub>COOH) Y FÓRMICO (CHOH)**

La caliza también reacciona con ácido acético y fórmico; estos son ácidos orgánicos de reacción lenta y débilmente ionizados, solubles en agua, en cualquier proporción y en la mayoría de solventes orgánicos. Una de las principales ventajas de los ácidos orgánicos es su baja corrosividad y su fácil inhibición a altas temperaturas, no obstante, las mezclas de ácido acético con agua son consideradas corrosivas para la mayoría de metales, sin embargo, su rata de corrosión es menor que la de los ácidos clorhídrico y fluorhídrico. El ácido acético es un ácido orgánico incoloro, soluble en agua, con muy baja velocidad de reacción, se usa debido a su retardación inherente y a que es relativamente un buen inhibidor contra la corrosión; así el ácido acético puede dejarse en contacto por días con la tubería de producción o de revestimiento sin crear serios peligros de corrosión; otras ventajas del ácido acético en comparación con el ácido clorhídrico son, por ejemplo, que el ácido acético es por naturaleza un agente secuestrante de los precipitados de hierro, y no corroe el aluminio, ni ataca al cromo por encima de los 93°C. El ácido fórmico posee características similares a las del ácido acético, pero presenta más dificultad como inhibidor contra la corrosión a temperaturas elevadas. El costo de la disolución de un peso dado de caliza es mucho mayor con ácido acético que con ácido clorhídrico.

Consecuentemente el ácido acético debe ser usado cuando hay superficies de aluminio, magnesio o cromo que deben ser protegidas, también cuando el ácido debe permanecer en contacto por muchas horas, como cuando es usado como fluido de desplazamiento en un pozo cementado; el ácido acético no causa corrosión tipo “pitting”; el ácido fórmico es más fuerte que el acético pero sus propiedades son paralelas, se usa frecuentemente en combinación con el ácido clorhídrico, como retardador, para trabajos en pozos de temperatura elevada. El ácido fórmico debe manejarse con cuidado, debido a su poder de causar ampollas. El costo para disolver una libra de caliza, o dolomita, con ácido acético o fórmico es mayor que con el clorhídrico.

➤ **ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF)**

Generalmente se usa en concentraciones de 3% de ácido fluorhídrico combinado con un 12% de ácido clorhídrico; este ácido es empleado exclusivamente en la acidificación de matrices de arenisca (tratamiento tipo “matrix” de formación de areniscas) para remover o disolver arcillas de la formación o arcillas que han sido transportadas dentro de la formación, o daños de formación, o para incrementar la permeabilidad de arenas que contienen arcillas. La rapidez con que reacciona y los precipitados formados, hacen del ácido fluorhídrico un producto indeseable en arenas que contienen carbonatos (formaciones carbonatadas) con una solubilidad mayor de cierto porcentaje en ácido clorhídrico. El ácido fluorhídrico es venenoso; estando solo o mezclado en el ácido clorhídrico, debe ser manejado con sumo cuidado.

### ➤ **ÁCIDO SULFÁMICO (NH<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>H)**

El ácido sulfámico es un sólido blanco cristalino no volátil, moderadamente soluble en agua, es un material polvoroso que reacciona tan rápido como el ácido clorhídrico, pero es más costoso; su ventaja consiste en la reducción de costos de transportes en áreas aisladas, ya que puede ser llevado al punto de aplicación (pozo) como polvo seco y luego ser mezclado con agua. A menos que sea modificado, no disuelve óxidos de hierro u otro depósito de dicho metal, como costras de hierro. El ácido sulfámico no es recomendable usarlo a temperaturas por encima de los 82°C, ya que por sobre ellas se hidroliza para formar ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), que cuando reacciona con la caliza (escamas o costra) de carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) forma precipitados de sulfato de calcio (CaSO<sub>4</sub>). Debido a su peso molecular, la cantidad de carbonato de calcio disuelto por una cierta cantidad de ácido sulfámico, es únicamente la tercera parte de lo que disolvería igual peso de ácido clorhídrico.

#### **7.2.3. PENETRACIÓN DEL ÁCIDO**

La distancia que el ácido penetra en las formaciones de caliza y/o dolomita, está determinada por la velocidad del ácido, la tasa de fluido que entra a la formación y la tasa de reacción del ácido con la formación; la máxima penetración se logra cuando el primer incremento de ácido inyectado se neutraliza completamente, los incrementos posteriores de ácido acompañan un ensanchamiento adicional de las fracturas pero no penetrarán más allá que lo que logró penetrar el primero; su acción de ensanchamiento previene las fracturas de cerrarse completamente cuando la presión de acidificación es relajada. Es muy importante que los productos solubles de la reacción del ácido con la formación y las partículas insolubles, afectadas por la acción

química del ácido, sean completamente removidas de la formación después de acidificar.

#### **7.2.4. PROPIEDADES DE LOS ÁCIDOS**

Los factores que controlan la tasa de reacción del ácido son el área de contacto por unidad de volumen de ácido, la temperatura de la formación, la concentración del ácido, las propiedades físicas y químicas de la formación, la presión de la formación y la velocidad de flujo del ácido. El tiempo de reacción de un ácido dado es inversamente proporcional al área superficial de la caliza o dolomita en contacto con un volumen de ácido dado; el efecto de la temperatura es directamente proporcional al consumo del ácido; un incremento en la presión, incrementará el tiempo de consumo del ácido; la concentración de ácido es directamente proporcional al tiempo de consumo del ácido, la composición física y química de la formación es el principal factor que determina el tiempo de consumo del ácido. Generalmente la tasa de reacción de la caliza es más del doble que la de la dolomita, sin embargo, a altas temperaturas las tasas de reacción tienden a estar iguales; el efecto de la velocidad del ácido sobre el tiempo de consumo es muy poco.

#### **➤ RATA DE REACCIÓN**

La rata de reacción es el tiempo requerido para que un volumen y concentración de ácido dado se gaste en una formación específica a una concentración arbitraria de ácido; la rata de reacción entre un ácido y una formación soluble depende primordialmente de factores tales como el área de contacto por unidad de volumen de ácido, la temperatura de la formación, la presión, el tipo y concentración de ácido, el tipo de formación con la que reacciona (propiedades químicas y físicas) y la velocidad de flujo del ácido. Las altas ratas de reacción se emplean para remover daños de formación,

mientras que las menores se emplean para las acidificaciones tipo fractura. La rata intrínseca de reacción de un ácido no puede cambiar, pero pueda ser efectivamente controlada.

En cuanto al área de contacto, el tiempo de reacción de un ácido es inversamente proporcional al área superficial de caliza o dolomita en contacto con un volumen dado de dicho ácido; en la acidificación de "matrix", se presenta una relación área-volumen extremadamente alta, por lo tanto es muy difícil obtener una penetración significativa del ácido antes de que se gaste. Respecto de la temperatura, a medida que aumenta, mayor es la rapidez con la que se gasta el ácido al reaccionar con la caliza o dolomita; frecuentemente se hace necesario aumentar la rata de bombeo para conseguir una buena penetración del ácido antes de que se desgaste. De la presión hay que decir que aquí ya el fenómeno es inverso, a medida que la presión aumenta, la reacción del ácido con la caliza o dolomita se hace menor. En cuanto a la concentración, el caso del ácido clorhídrico, al aumentar la concentración aumenta el tiempo de reacción del ácido, debido a la liberación de mayores cantidades de cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sin embargo, para ácidos retardados esta afirmación puede no ser cierta, debido a que las concentraciones altas pueden dañar el efecto del sistema de retardación empleado; si se controla la pérdida de filtrado por medio de aditivos o si se emulsiona o retarda químicamente el ácido, el tiempo de reacción aumenta debido a que menos formación está en contacto, por unidad de tiempo, que con el ácido sin tratar. Respecto del tipo de formación hay que decir que uno de los factores más importantes en la determinación del tiempo de reacción, es la composición físico-química de la roca; generalmente la rata de reacción de la caliza es el doble (o más) que la de la dolomita, sin embargo, a temperaturas altas ambas ratas de reacción tienden a ser iguales; la estructura física de la roca es muy importante, así por ejemplo, el carbonato de calcio puede existir en varias formas, con

tiempos de reacción diferentes para cada uno de ellas. En cuanto a la velocidad de flujo, el efecto parece mínimo, excepto cuando se trabaja con ácido de alta concentración; en la acidificación de fractura, un aumento de la tasa de bombeo aumenta el ancho de la fractura durante el bombeo, lo cual hace decrecer la relación área-volumen, disminuyendo la tasa de reacción.

### ➤ **CONTROL DE LA RATA DE REACCIÓN**

Para lograr una mayor penetración del ácido, es frecuentemente necesario usar un ácido retardado, el cual es más efectivo en la acidificación de fractura; algunos ácidos, particularmente los orgánicos, reaccionan más lentamente que el ácido clorhídrico; no hay forma conocida de cambiar la tasa intrínseca de reacción entre un ácido particular y una roca soluble, sin embargo se dispone de métodos de retardación que producen la tasa de reacción, por ejemplo el ácido emulsionado y el llamado “gelled acid”. El ácido emulsionado es el ácido clorhídrico disperso en aceite, esta emulsión disminuye el área efectiva de contacto entre el ácido y la formación soluble y retarda la acción del ácido clorhídrico sobre la caliza y dolomita en cierto rango de temperatura; el ácido emulsionado produce el mayor tiempo de desgaste para cualquier ácido retardado; debido a su alta viscosidad y alta pérdida por fricción no es muy usado para acidificación intersticial. El “gelled acid” es el ácido clorhídrico gelatinizado con polímeros naturales o sintéticos; se obtiene menos retardación en otro cierto rango de temperatura; generalmente tienen alta viscosidad, baja pérdida de fricción y da alguna reducción de la pérdida de filtrado.

Otros métodos de control de la tasa de reacción son interponer una película de aceite entre el ácido y la formación, y la combinación de los métodos de ácido emulsionado y película de aceite; el ácido químicamente retardado es el ácido clorhídrico retardado por la adición de un surfactante específico,

debido al surfactante, se forman en las caras de las fracturas unas porciones mojadas por aceite y otras por agua, sobre todo en dolomitas impuras; el aceite, inyectado como cabeza o con el ácido, se adhiere a las partes mojadas por aceite y previene la reacción de estas partes con el ácido. Si algunos ácidos se disuelven en solventes no polares (como alcoholes bajos) o en mezclas de este tipo de solventes y agua, su tasa de reacción efectiva puede ser reducida; debido al alto costo de los solventes no polares este método no es muy usado. Ya que la tasa de reacción está ligada a la tasa de difusión de los iones de hidrógeno y productos de reacción en el solvente que los contiene, aumentando la viscosidad del solvente disminuye la tasa de reacción. El cloruro de calcio y el dióxido de carbono retardan la reacción del ácido clorhídrico; los ácidos acético y fórmico son retardados, y a veces se usan en combinación con el ácido clorhídrico para disminuirle la tasa de reacción.

### ➤ **TENSION SUPERFICIAL**

Este fenómeno de tensión superficial es importante en la estimulación de pozos de aceite debido a su efecto sobre el rompimiento y formación de emulsiones de agua-aceite, la remoción de bloques de agua, la penetración del ácido en el material poroso, la dispersión y suspensión de partículas finas y la resistencia al flujo del ácido gastado. Una emulsión tiene siempre mayor viscosidad que cualquiera de sus componentes, la viscosidad de la emulsión está determinada por la cantidad relativa de la fase interna y la viscosidad de la fase externa; en una emulsión ideal, según la ley de Darcy para flujo lineal, la tasa de flujo de un fluido en un medio poroso está relacionada con la viscosidad de dicho fluido, la tasa de flujo es inversamente proporcional a la viscosidad, esto significa que un aumento en viscosidad, como en una emulsión, resulta en una disminución de la tasa de flujo.

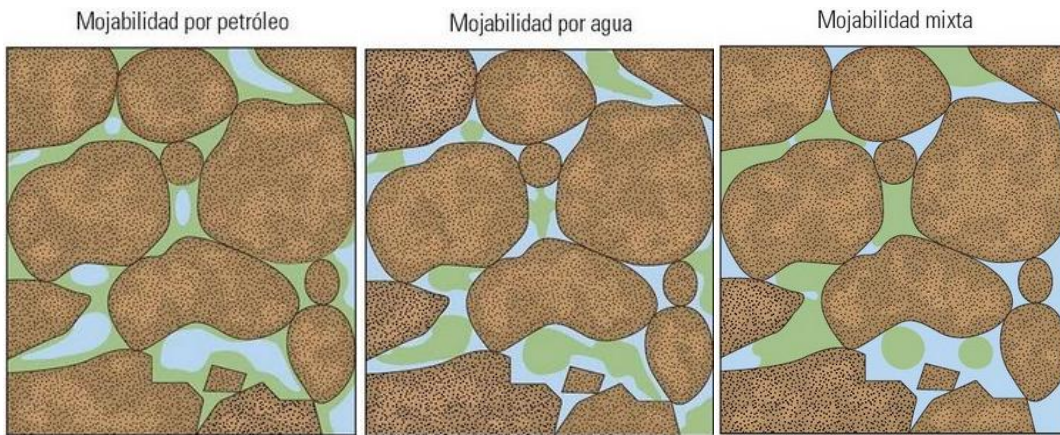
Cuando agua de tensión superficial alta entra a una formación productora de aceite, la interface resultante entre los dos fluidos puede ser muy difícil de romper, esta situación es la que se conoce como bloque de agua; la formación de estos bloques es más propicia en formaciones de baja permeabilidad (donde los canales de flujo son restringidos) y en las de baja presión de fondo, su ocurrencia tiene lugar generalmente cerca del hueco y se extienden de unas pulgadas a unos pocos pies en la formación; el intervalo de mayor caída de presión es el más propenso a formar estos bloques, los cuales pueden ser removidos usando un surfactante que disminuya la tensión interfacial entre el agua y el aceite, dispersándose así al agua en pequeñas gotas, las cuales pueden ya fluir al hueco. Si una gota de un líquido de alta tensión superficial se coloca sobre una placa (superficie sólida), la gota no se extiende en la superficie sino que permanece en forma de gota (como una lenteja), si se agrega al líquido un surfactante que le reduzca la tensión superficial, la gota se regará o extenderá y mojará la superficie sólida; los surfactantes que dan esta propiedad, llamados mojanteros o agentes de penetración, son comúnmente agregados a las soluciones de los tratamientos de acidificación para ayudar al ácido a regarse o dispersarse y reaccionar con la formación; donde la formación está cubierta por una película de aceite, el agente mojantero hace posible que el ácido penetre, remueva la capa de aceite y entre en contacto con la formación.

## ➤ **MOJABILIDAD**

Cuando la superficie de la formación está completamente cubierta por una película de aceite, se dice que la formación está mojada por aceite, y cuando está completamente cubierta por una película de agua, se dice que la formación está mojada por agua, ver figura 72; en general, las características de mojabilidad son únicas para cada yacimiento y sus fluidos, el aceite y el agua mojan diferentes sólidos en diferente grado; por lo común, la mayoría

de formaciones productivas son tenidas como mojadas por agua, unos pocos yacimientos se consideran como mojados por aceite. Si se usa un surfactante apropiado, la mojabilidad de la formación puede ser cambiada de agua a aceite y viceversa; puesto que el aceite fluye más fácilmente a través de una arena mojada por agua que a través de una mojada por aceite, la selección del surfactante puede convertirse en un factor de primer orden para aumentar la producción del pozo en dichas arenas; al seleccionar un surfactante para romper o prevenir emulsiones, para remover bloques de agua en los trabajos de acidificación, lo esencial a recordar sobre mojabilidad es que al seleccionar un surfactante, se debe escoger el que es capaz de mojar la arena por agua, en lugar del que la moja por aceite. Se dispone de surfactantes para reducir la tensión superficial o la tensión interfacial de soluciones del ácido vivo o gastado y para prevenir emulsiones del ácido gastado y el aceite, por ejemplo, la tensión superficial del ácido clorhídrico (a determinado porcentaje) se puede reducir, a un poco más de la mitad, por la adición de un surfactante efectivo; el tipo de surfactante y concentración a usar se deben seleccionar con base en las pruebas que se hagan, usando muestras del crudo de la formación. También los surfactantes pueden reducir el llamado “swabbing” (achique) y el tiempo de limpieza en tratamientos de pozos de gas o de aceite.

**Figura 72. Mojabilidad de la Formación.**



**Fuente:**

<http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/01/fundamentos-de-la-mojabilidad.html>

➤ **CONCENTRACION DE LA SOLUCION**

Los ácidos se utilizan a diferentes concentraciones óptimas indicadas por las pruebas de laboratorio, según el propósito buscado; los factores a considerar en la escogencia de la concentración son el tiempo de reacción del ácido activo dentro de la formación, la solubilidad de la formación, los efectos de los productos de reacción, los daños a estructuras de formación, las facilidades de emulsión en el crudo, la compatibilidad del desemulsificante y la corrosión en tubería.

Respecto de la solubilidad de la formación hay que decir que para beneficio de un tratamiento de acidificación, todas las partes de la formación a tratar debieran ser solubles, en general se está de acuerdo en usar bajas concentraciones para formaciones poco solubles y ácidos concentrados para las formaciones altamente solubles. En la formación de emulsiones, la mayoría de crudos contienen materiales químicos que frecuentemente actúan como estabilizadores de las emulsiones formadas con ácido, concentrado o gastado, durante un tratamiento, como su viscosidad es mayor que la de

cualquiera de sus componentes, el flujo de la formación al pozo se dificulta; la tendencia a formar emulsiones generalmente aumenta con la concentración de ácido, lo mismo sucede con la tendencia a la formación de las partículas llamadas “sludge” (o “asphaltene sludge”) durante los tratamientos de acidificación, debido a la reacción química que algunos crudos presentan con el ácido clorhídrico; estas partículas pueden restringir o taponar completamente los canales de flujo en la formación productora, reduciendo la efectividad del tratamiento ácido; como el “sludge” es muy difícil de remover, debido a que es insoluble en la mayoría de tratamientos, se busca mejor prevenirlo que tratarlo; su prevención se dificulta a medida que la concentración de ácido aumenta, sin embargo, los aditivos han dado buen resultado en la prevención de este problema. En cuanto a la compatibilidad del desemulsificante, crudos que no presentan problemas de emulsificación con ácido clorhídrico a cierto porcentaje, pueden llegar a emulsionarse con el mismo ácido clorhídrico a un porcentaje un poco mayor; aquí se busca también mejor prevenir que curar, con este propósito se agregan a la solución química activadores de superficie; el tipo y cantidad de surfactante está determinado por las pruebas experimentales, por ejemplo, una concentración de surfactante que es efectiva en una combinación de ácido clorhídrico, a cierta concentración, y crudo, no lo es necesariamente cuando se usa ácido de mayor concentración, entonces se hace necesario aumentar la concentración del desemulsificante o buscar otro más efectivo, pues a veces este aumento no es la solución.

La rata de corrosión de un metal con el ácido clorhídrico no inhibido, por ejemplo, está determinada por la temperatura, la concentración del ácido y la composición misma del metal; al aumentar la concentración y/o la temperatura, la rata de corrosión se aumenta; muy pocos de los metales comerciales son resistentes al ácido clorhídrico, aunque algunas de las aleaciones del níquel son mucho más resistentes; las bombas de subsuelo, empaques,

cañones de perforación y sus accesorios, que pueden llegar a estar en contacto con las soluciones ácidas, están fabricadas de una variedad de metales, la mayoría de ellos susceptibles a la acción corrosiva del ácido clorhídrico.

### ➤ **VISCOSIDAD**

Puesto que los sistemas ácidos tienen como base el agua, se comportan como fluidos newtonianos con propiedades de flujo fácilmente predecibles, pero cuando son alterados por la adición de agentes gelatinizantes o polímeros, o cuando se combinan con los hidrocarburos para formar emulsiones viscosas, su comportamiento puede ser ya como el de los fluidos no newtonianos y sus propiedades mucho más complejas; los efectos de viscosidad deben ser considerados al diseñar un tratamiento ácido. En la acidificación de “matrix”, donde la rata de inyección es baja, la viscosidad de la solución debe ser mantenida a un mínimo para prevenir presiones excesivas durante el desplazamiento y para ayudar a la limpieza después del tratamiento; por otra parte, un ácido viscoso tiene ventajas cuando se está estimulando fracturas naturales o en la acidificación tipo fractura para lograr mayor penetración; en estos tratamientos las viscosidades altas ayudan a controlar la pérdida del fluido, incrementando la eficiencia del ácido como fluido fracturante.

### ➤ **PRESION DE FRICCION**

Respecto de la presión de fricción, hay que comentar que se trata también en el capítulo referente a fracturamiento, sin embargo, diremos que la presión de fricción se puede definir como la presión (o cabeza) perdida por el fluido debido a la fricción del mismo fluido con las paredes del conducto. Las pérdidas por fricción de la solución ácida (con base acuosa), lo mismo que su

viscosidad, están muy cerca de las del agua; cuando se calculan los tratamientos de acidificación, se corrige la desviación existente con el comportamiento del agua, multiplicándola por un factor igual a la gravedad específica del ácido. Cuando se requieren altas tasas de bombeo, se puede hacer necesario el uso de agentes reductores de fricción, lo mismo cuando los ácidos se emulsionan en un hidrocarburo, pues en este caso las pérdidas por fricción pueden llegar a ser el doble de las del ácido sin emulsionar.

### **7.2.5. ADITIVOS DE LOS ACIDOS**

La acidificación puede causar diversos problemas, por mencionar algunos, el empleo de ácidos puede liberar finos, crear precipitados, formar emulsiones, crear fangos y corroer el acero; los aditivos son empleados para corregir estos y otros problemas, que se pueden presentar debido a la inyección de ácidos; para cada tipo de ácido usado, cada concentración y cada tratamiento de acidificación, se requieren aditivos específicos para controlar los diferentes factores y darle así al tratamiento las condiciones necesarias para un rendimiento óptimo.

#### **➤ INHIBIDORES DE CORROSION**

En los trabajos relacionados con la estimulación de pozos, la preocupación principal es la reacción del ácido con los equipos del pozo, esta reacción puede ser reducida al mínimo mediante el uso de inhibidores de corrosión de los cuales existen varios tipos disponibles. Los inhibidores son clasificados como compuestos orgánicos e inorgánicos, que funcionan por revestimiento del metal y por lo tanto limitan el tiempo en el cual el ácido puede estar difundido en la superficie del metal; para proteger las tuberías no se debe acidificar un pozo sin el uso de inhibidores químicos, pues un inhibidor disminuye temporalmente la reacción del ácido con el metal. El tiempo de

inhibición varía con la temperatura, concentración del ácido, tipo de acero y concentración del inhibidor; algunos inhibidores orgánicos son efectivos por sobre ciertas temperaturas, el tiempo de protección es corto y las concentraciones a usar son muy altas, los inorgánicos (arsénicos) pueden ser usados a temperaturas mayores, el arsénico es más efectivo que los inhibidores orgánicos a todas las temperaturas, a pesar de esto, su uso se ha visto limitado por los peligros que ofrece. Muchos materiales orgánicos pueden ser usados como inhibidores, entre estos se cuentan algunos compuestos como la anilina, fenilhidracina, piridina, quinalina y sus derivados, compuestos acetilénicos, entre otros; de los inorgánicos, los compuestos de arsénico han encontrado aceptación.

La corrosión no puede ser eliminada completamente, pero puede reducirse a niveles aceptables; la selección de un inhibidor de corrosión depende de algunas variables tales como la temperatura de fondo, el tipo de ácido, la duración del contacto, el tipo de metal a proteger, y el fluido producido. La aplicación de los inhibidores se ve complicada por la presencia de otros aditivos en la solución ácida, también las características de los pozos y de la formación pueden influir sobre la eficacia del inhibidor. En el caso de un trabajo de acidificación con ácido clorhídrico, se usan los dos tipos de inhibidores mencionados, los inhibidores orgánicos e inorgánicos. La mayoría de los inhibidores orgánicos están constituidos de compuestos orgánicos tales como los alcoholes acetilénicos que son capaces de adsorberse sobre la superficie del metal, creando una barrera (película protectora) entre la superficie metálica y el ácido; estos inhibidores son muy efectivos a temperaturas inferiores a 121°C, y cuando el tiempo de contacto es muy corto; su principal desventaja radica en que a determinado momento y a cierta temperatura se descomponen, disminuyendo su eficiencia, son más costosos que los inhibidores inorgánicos. Los inhibidores inorgánicos se componen de una sal inorgánica de arsénico, como la arsenita de sodio; el

arsénico es más efectivo que los inhibidores orgánicos a todas las temperaturas, reacciona con la superficie del metal, formando arseniuro de hierro, sobre el cual se forman capas adicionales de arsénico.

➤ **AGENTES SECUESTRANTES (“SEQUESTRANTS”)**

En los tratamientos de acidificación se pueden precipitar hidróxidos de hierro insolubles en agua, carbonatos de hierro, y óxidos de hierro; los agentes “sequestering” actúan sobre los iones de hierro y otras sales metálicas para impedir la precipitación de compuestos iónicos de hierro y las sales metálicas a medida que el ácido clorhídrico se gasta; si durante una acidificación, la precipitación del hidróxido férrico no es prevenida, estos compuestos insolubles de hierro pueden ser redepositados cerca de la cara del pozo y causar un taponamiento permanente. El ácido acético es usado para mantener pH bajos cuando el ácido clorhídrico es empleado. El ácido cítrico o el láctico son comúnmente agregados al ácido clorhídrico regular como agentes “sequestering”; el ácido cítrico actúa como un agente gelificante y es particularmente útil cuando se presentan altas concentraciones de hierro.

Las concentraciones de ácido usadas en el tratamiento a un pozo dependen de la cantidad de hierro que pueda ser disuelto y de la temperatura de la formación. La concentración del ácido clorhídrico puede ser incrementada desde la normal que es 15% hasta una concentración del 25% cuando se presentan altas concentraciones de escarchas de óxidos de hierro en el pozo; una concentración normal de ácido acético del orden del 10% es recomendada por la mayoría de las aplicaciones, sin embargo, concentraciones mayores se requieren cuando la temperatura supera los 93°C; el ácido láctico es también un agente secuestrante efectivo, pero no se recomienda donde las temperaturas sobrepasen los 93°C; todas las soluciones de ácidos secuestrantes requieren el uso de un inhibidor de

corrosión para minimizar la reacción del ácido sobre las tuberías. La mayoría de soluciones secuestrantes pueden contener 50 libras de ácido cítrico por 1000 galones de ácido clorhídrico, ya que el citrato de calcio puede precipitarse.

El ácido así tratado tiene aplicación particular en tratamientos de pozos de inyección de agua donde los compuestos de hierro son depositados en la cara de la formación; estos aditivos deberían ser siempre usados si la solución entra en contacto con tubería o revestimiento oxidados, el no usarlos puede implicar que los compuestos de hierro sean redepositados cerca del hueco causando así un taponamiento permanente; a medida que el pH aumenta se facilita la precipitación de tales compuestos, por esta razón los “sequestrants” deberían ser probados en el laboratorio a diferentes concentraciones bajo condiciones de pH y temperatura simuladas.

#### ➤ **AGENTES DE SUSPENSION**

La mayoría de formaciones carbonatadas contienen partículas insolubles (feldespatos, cuarzo y arcillas) que pueden causar bloqueos en los poros de la formación o en las fracturas de la formación si se permite que estas partículas finas liberadas por el ácido se agrupen y precipiten (puentearse); para evitar este problema se utilizan ya sea polímeros o surfactantes. Los surfactantes son los encargados de absorber los finos y mantenerlos en suspensión por repulsión electrostática, el polímero es el encargado de atrapar los finos. Se debe distinguir la suspensión de la dispersión; las partículas dispersas generalmente se precipitan en un periodo de tiempo corto; los agentes de suspensión mantienen en suspensión las partículas finas que pueden permanecer después de una acidificación, tal que ellas puedan ser removidas de la formación. La limpieza de los pozos se acelera

con el uso de agentes como estos, especialmente en acidificaciones de fracturas.

➤ **AGENTES REDUCTORES DE FRICCIÓN**

Los agentes reductores de fricción minimizan la turbulencia del fluido; se usan grandes cadenas de polímeros naturales o sintéticos que actúan como capas o laminas elásticas que suprimen la turbulencia; los aditivos que pueden ser usados como reductores de fricción son pocos. Muchos de los polímeros naturales que son eficientes en sistemas acuosos y en agua salada pueden llegar a ser totalmente inefectivos en ácido, pues la reacción química con el ácido rompe el polímero en cadenas cortas o en monómeros perdiendo así su habilidad de reducir la turbulencia, apareciendo las altas fricciones.

➤ **AGENTES DE CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO**

Debido a su baja viscosidad y alta tasa de reacción en la formación productora, el ácido solo, es un fluido muy ineficiente para obtener una buena profundidad de penetración; un aditivo para controlar la pérdida de fluido ayuda a confinar el ácido en los canales de flujo reduciendo la pérdida, resultando así una mayor penetración en la formación con un volumen de ácido dado. Para evaluar estos agentes se deben hacer las pruebas de pérdida de fluido en el laboratorio, empleando corazones de la formación a acidificar.

## ➤ **SURFACTANTES<sup>24</sup>**

Entre los aditivos encontramos los surfactantes, los cuales son productos químicos compuestos de un grupo soluble en petróleo (grupo lipofílico) y un grupo soluble en agua (grupo hidrofílico), se utilizan en todos los trabajos de acidificación para reducir la tensión superficial e interfacial y prevenir las emulsiones. El tipo de surfactante y concentración debe ser seleccionado en base a las pruebas recomendadas por la API. Como un dato para tener en cuenta, la tensión superficial del ácido clorhídrico al 15% es de 72 dinas/cm y puede ser reducida hasta 30 dinas/cm, mediante la adición de un surfactante efectivo.

## ➤ **AGENTES ANTI-FANGO**

Algunos crudos, particularmente crudos asfálticos, forman un taponamiento insoluble (fango) cuando se presenta el contacto ácido-aceite; debido a que el fango sólido es solo ligeramente insoluble en petróleo, una vez que se forme no se puede redissolver fácilmente en el petróleo de nuevo, por consiguiente éste material se acumulará en la formación originando una disminución de la permeabilidad, o taponamiento; los ingredientes primarios de un fango o barro son generalmente asfáltenos; los fangos o barros pueden también contener resinas y ceras parafínicas y finos de la formación o arcillas. La adición de ciertos surfactantes puede prevenir la formación de fangos, manteniendo dispersos los materiales coloidales, además estos surfactantes que previenen la formación del fango tienen como función también la de prevenir las emulsiones.

---

<sup>24</sup> "El Uso de Surfactantes en Proyectos de Recuperación Terciaria". CHUCK NORMAN y JUAN C. TROMBETTA.

## ➤ **AGENTES ESPUMANTES**

Los agentes espumantes pueden ser líquidos o sólidos y se emplean para eliminar el agua y el petróleo de los pozos productores de gas, pues por lo general los pozos de gas producen salmueras y condensados, junto con la producción normal de gas, y el volumen de salmueras y condensados llega a veces a desarrollar una carga hidrostática suficiente como para parar el flujo de gas; el agente espumante que se echará al pozo operará por la agitación del gas, formándose una espuma que sacará los fluidos del pozo. Los factores que disminuyen la estabilidad de la espuma son el incremento de la temperatura, el incremento de la concentración de sal y la presencia de petróleo. El uso de agentes espumantes no solamente puede eliminar el agua y el petróleo, sino que también eliminará la arena y otros sólidos que puedan estar obturando la producción de gas.

### **7.2.6. TECNICAS DE ACIDIFICACION PARA FORMACIONES CARBONATADAS**

El éxito de toda estimulación depende de los análisis correctos del pozo problema, tal que los materiales y la técnica a usar pueden ser seleccionados, el resultado del tratamiento debe ser cuidadosamente analizado para determinar cómo los costos y resultados de los tratamientos subsecuentes pueden ser optimizados; es difícil predecir si una formación con una cierta composición o solubilidad responderá o no a una acidificación. Las pruebas en corazones, simulando las condiciones, dan una base real para planear un tratamiento. Dentro de las técnicas de acidificación para formaciones carbonatadas encontramos: la acidificación de “matrix”, la acidificación de fractura, la fractura de matrices con mezclas de ácido clorhídrico y ácido acético y el uso de ácido concentrado para acidificación de calizas o dolomitas.

En la acidificación de “matrix”, el propósito primario es remover daños debidos a depósitos de lodo, arcilla, escamas o hidrocarburos y restaurar la permeabilidad natural de la formación. El ácido clorhídrico (a cierto porcentaje) con los aditivos requeridos y el ácido acético, o mezclas de éste con ácido clorhídrico, son muy empleados; estos tratamientos son generalmente realizados por remojo “jetting”, o agitación, o circulando a presiones inferiores a la presión de fractura. Puesto que la profundidad del daño es rara vez mayor que unos pocos pies, el volumen de ácido necesario es relativamente pequeño; se debe agregar un surfactante para prevenir la emulsión del ácido gastado y el crudo; la selección del inhibidor de corrosión está basada en la temperatura de la formación. Agentes dispersadores pueden ser usados para promover una penetración uniforme en secciones largas; los agentes de suspensión previenen el taponamiento con partículas finas y son muy benéficos cuando se acidifican formaciones sucias.

En la acidificación de fractura, el propósito primario es lograr una productividad mayor que la de la capacidad natural del yacimiento; normalmente, contrario al fracturamiento hidráulico, no se usan agentes de relleno; en algunas formaciones, cuando se fractura con ácido regular o de concentración alta, puede no obtenerse un aumento sustancial de la productividad si grandes cantidades de partículas finas son liberadas en la fractura por el ácido; en las calizas o dolomitas relativamente limpias (con pocas impurezas) puede ocurrir que las fracturas logradas se cierren con el tiempo, días o meses después de la acidificación; la efectividad de una fractura es función de su conductividad y penetración. Las pruebas de laboratorio son muy útiles para estimar la susceptibilidad de una formación particular a una acidificación de fracturas. El área de la fractura creada es directamente proporcional a la tasa de bombeo o inversamente proporcional a la eficiencia del fluido; con altas tasas de bombeo se logran grandes

fracturas; el control de la pérdida de fluido puede ser necesario para obtener grandes fracturas con un volumen de fluido dado y una rata de bombeo determinada, esto generalmente se logra agregando gema o polímeros sintéticos en formaciones con ciertas permeabilidades, no obstante, en otras permeabilidades diferentes, este control puede no ser práctico.

En la fractura de matrices con mezclas de ácido clorhídrico y ácido acético, se emplean varias proporciones, de acuerdo a los resultados de las pruebas hechas en corazones; estas mezclas presentan algunas ventajas tales como el que el ácido acético retarda el ácido clorhídrico, en algunas calizas y dolomitas se obtienen mayores fracturas para mayor capacidad de flujo, el ácido acético previene la formación de óxidos de hierro (un precipitado insoluble), reduce el “sludging” y la emulsificación con el ácido gastado, reduce la tendencia corrosiva del ácido, el ácido acético con el ácido clorhídrico mantienen el pH bajo minimizando así la hidratación, hinchamiento y floculamiento de arcillas, y permiten una limpieza más rápida después del tratamiento. Estas mezclas reciben diferentes nombres comerciales, según el porcentaje de concentración y la casa que lo produce.

En el uso de ácido concentrado para acidificación de calizas o dolomitas, junto con otros ácidos disponibles, se debe considerar desde el punto de vista de costos, comportamiento, y daños de tubería y formación; se debe tener gran cuidado en seleccionar el surfactante propio para reducir la formación de emulsiones y “sludge”, un buen agente de suspensión debe ser agregado para reducir el taponamiento de las fracturas con partículas finas en formaciones sucias. Hasta donde sea posible, los datos de pruebas de laboratorio en corazones, simulando las condiciones del pozo, se deben tomar como base para recomendar un trabajo con ácido concentrado.

### 7.2.7. ACIDIFICACION DE ARENISCAS (“SANDSTONE”)

El propósito primario de la acidificación de areniscas es incrementar la permeabilidad cerca del hueco disolviendo arcillas de la formación o arcillas de los fluidos de perforación o trabajos posteriores.

Los tratamientos con ácido fluorhídrico son una mezcla de este con ácido clorhídrico, en sus determinados porcentajes; el ácido fluorhídrico puede disolver carbonatos de calcio, arcilla, bentonita “shale” y feldespatos; las arcillas pueden ser inherentes a la formación o pueden ser de los fluidos utilizados en las diferentes actividades del pozo; los análisis de rayos X de corazones o de ripio pueden ser usados para determinar el tipo y cantidad de arcilla natural presente. La rata de reacción del ácido fluorhídrico con el carbonato de calcio es más rápida que con las arcillas; un frente de ácido clorhídrico debe usarse para que reaccione con la caliza antes de que el ácido fluorhídrico alcance la formación; también el frente de ácido previene la mezcla del ácido fluorhídrico con el agua connata (cloruro de sodio, NaCl) o fluidos del pozo, tales como cloruro de sodio, cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) o cloruro de potasio (KCl), ya que estas mezclas producen precipitados insolubles. Dependiendo del porcentaje del contenido de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), el ácido fluorhídrico puede no ser necesario y el tratamiento llevarse a cabo con ácido clorhídrico solamente. Se debe usar una acidificación tipo matriz con presión de inyección inferior a la presión de fractura; el volumen de ácido fluorhídrico requerido depende de la profundidad y grado del daño. La selección de los aditivos debe hacerse de acuerdo a datos de pruebas de laboratorio o trabajos anteriores.

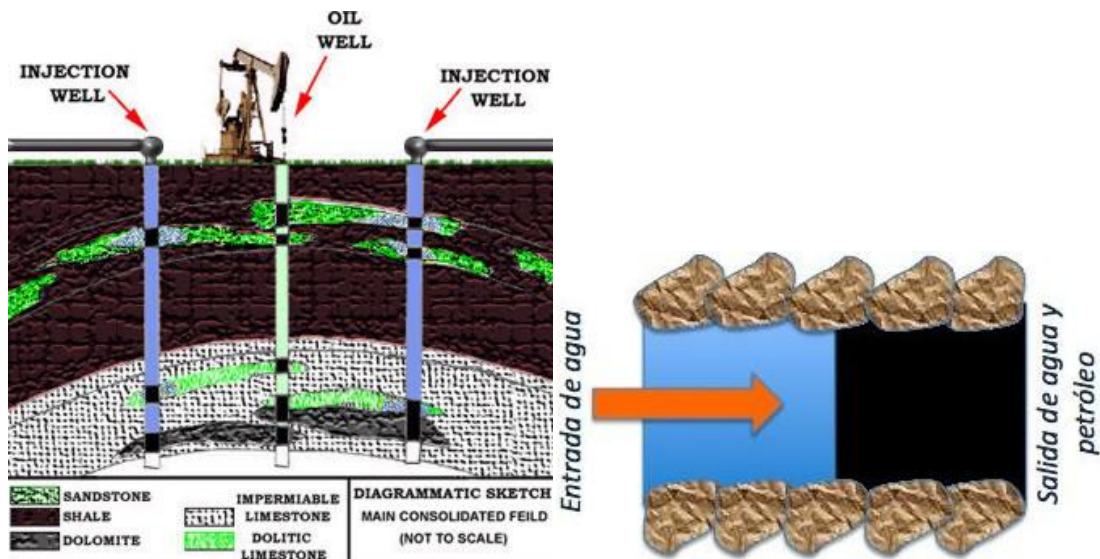
Cuando se usa ácido fluorhídrico, se debe tener presente que si la formación contiene más de cierto porcentaje de caliza o dolomita, la reacción con el

ácido fluorhídrico puede dar una precipitación secundaria de fluoruro de calcio, el ácido fluorhídrico reacciona con el agua de alto contenido de sales dando precipitados que pueden taponar la formación, el ácido fluorhídrico no se debe preparar en aguas con más de cierta cantidad de iones de sodio pues se presenta una precipitación secundaria de fluosilicato de sodio, fuera de lo anterior, las emulsiones formadas con el ácido gastado y las partículas finas liberadas pueden ser muy severas.

### **7.3. INYECCIÓN DE AGUA**

Para aumentar la rentabilidad de un yacimiento se suele utilizar un sistema de inyección de agua mediante pozos paralelos; mientras que de un pozo se extrae petróleo, en otro cerca del anterior se inyecta agua, ver figura 73, lo que provoca que la presión no baje y el petróleo siga siendo empujado a la superficie, y de una manera más rentable que las bombas. Este sistema permite aumentar la posibilidad de explotación de un pozo hasta, aproximadamente, un 33% de su capacidad; dependiendo de las características del terreno, esta eficiencia llega al 60%. Una de las primeras consideraciones al planificar una inundación por agua es ubicar una fuente de agua de inyección apropiada; el agua de sal se prefiere comúnmente al agua fresca, pues se prohíbe el uso de agua fresca para inundaciones por acuerdos de arrendamiento.

**Figura 73. Pozos Paralelos de Inyección.**



**Fuente:** Izquierda: <http://www.maverickenergy.com/crawford.htm> Derecha: <http://yacimientos-de-gas.blogspot.com/2009/04/metodos-convencionales-de-recobro.html>

### 7.3.1. CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE INYECCIÓN

El agua deberá ser no corrosiva; el ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S) y el oxígeno son dos de los problemas de corrosión más frecuentes de las fuentes; el agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación, los cuales se pueden formar debido a la mezcla de aguas incompatibles o a causa de cambios físicos del agua al llegar a ser supersaturada; los depósitos de minerales consisten principalmente de uno o más de los siguientes compuestos químicos: sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>), sulfato de estroncio (SrSO<sub>4</sub>), sulfato de calcio (CaSO<sub>4</sub>), sulfato de calcio hidratado o yeso (CaSO<sub>4</sub> · 2H<sub>2</sub>O), carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), carbonato de magnesio o magnesita (MgCO<sub>3</sub>), sulfuro ferroso o pirita (FeS), y sulfuro férrico (Fe<sub>2</sub>S<sub>3</sub>); la deposición de minerales dentro de un sistema de inyección no solamente reduce la capacidad de la corriente sino que también ocasiona sitios donde la corrosión es probable que ocurra debajo de los depósitos. El agua no debe

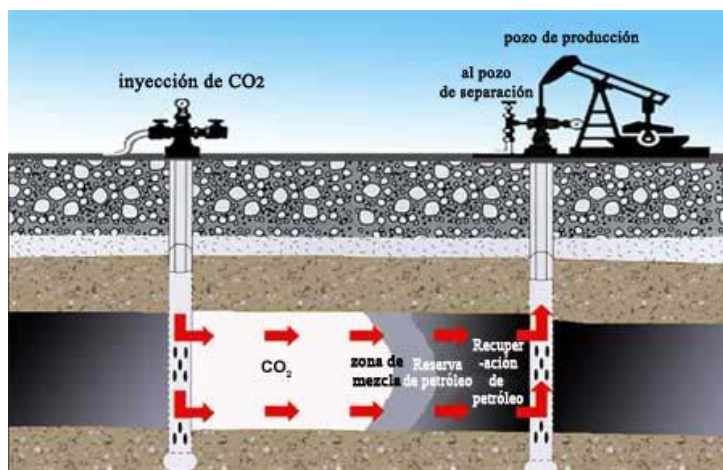
contener sólidos suspendidos en la cantidad suficiente para ocasionar obturar los pozos de inyección; el agua inyectada no deberá reaccionar para ocasionar hinchazón de los minerales de arcilla inundados en la formación; la importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales en la formación, así como también de las sales minerales disueltas en la permeabilidad; algunos de estos minerales pueden hincharse cuando contactan con el agua inyección, así la permeabilidad se reduce. La salmuera debe ser compatible con el agua que inicialmente se presente en la formación. Las aguas producidas e inyectadas deben manejarse separadamente, si no son enteramente compatibles.

La geometría y la continuidad del depósito también son consideraciones importantes al diseñar una inundación por agua; la mayoría de los depósitos que son inundados por agua no tienen inmersiones acantiladas, por lo tanto los efectos de la gravedad pueden frecuentemente ser despreciados. La profundidad del depósito es otro factor que se debe considerarse al diseñar una inundación por agua; el agua debe inyectarse a una presión que no fracture la formación, y si la presión de fracturación se excede, el agua es probable que fluya mediante la fractura; el gradiente de presión que ocasionará la fractura varía considerablemente desde un área a otra, pero por la profundidad es un valor típico. Los problemas inherentes a la profundidad incluyen relativamente altos costos, y no posibilitan la continuidad del depósito desde la inyección del productor. La viscosidad del petróleo es una consideración importante al determinar el desempeño de una inundación por agua; si los otros factores permanecen constantes, la recuperación del petróleo liviano será mucho mayor que la de un petróleo pesado, pues la movilidad de un fluido en una roca es función de la permeabilidad efectiva de la roca y la viscosidad del crudo.

## 7.4. INYECCIÓN DE GAS<sup>25</sup>

Aunque el gas que se usa es natural, para la mayoría de la inyección de gas proyectada, los otros gases pueden usarse cuando el gas natural no es viable o demasiado costoso. Las alternativas más comunes al gas natural son el nitrógeno, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), figura 74, y los gases mezclados producidos por la combustión.

**Figura 74. Inyección de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>).**



**Fuente:** <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/search/label/recuperacion%20asistida>

El gas puede inyectarse en un depósito de petróleo, no solamente para aumentar la recuperación de petróleo, sino también para demorar la declinación en el valor de producción del petróleo, y para conservar el gas para la venta en una fecha posterior; la re-inyección del gas natural producido, es una técnica que se ha usado desde hace varios años. La inyección de gas para aumentar la productividad se clasifica comúnmente como "mantenimiento de presión," pero un proceso diseñado para aumentar la recuperación de petróleo puede clasificarse como una recuperación mejorada, o un proyecto secundario de recuperación; el éxito de tal proceso

<sup>25</sup> "CO<sub>2</sub> as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf". ODD MAGNE MATHIASSEN.

dependerá de la eficiencia con que el gas inyectado desplace al petróleo, y sobre la fracción del depósito que es barrido por el gas inyectado. En un depósito delgado y que empinadamente no sumerge, el gas se usa a veces para desplazar al petróleo de la misma manera que es usada el agua para desplazar el petróleo en una inundación por agua; sin embargo este proceso, llamado "inyección dispersada de gas" comúnmente no resulta en una recuperación alta de petróleo.

La recuperación de petróleo por la inyección de gas es un proceso inmisible a menos que el gas se inyecte a presión muy alta, o enriquecido con hidrocarburos livianos. La presión miscible requerida dependerá de la composición del petróleo y de la inyección del gas. El método más eficiente para emplear la inyección de gas puede a veces ser usado en los depósitos que tienen permeabilidad vertical buena, y son gruesos, o empinadamente sumergidos; bajo estas condiciones gaseosas pueden ser inyectados cerca de la cima de la formación productiva (o en el gas cubierto), el petróleo es desplazado descendentemente; la mayoría de los depósitos con una permeabilidad vertical menor de 200 md probablemente no son apropiados para este proceso, que se llama "inyección de gas en la crestas" o "gas externo inyectado". La inyección dispersada de gas es muy apropiada para los depósitos con la permeabilidad uniforme y poco desagravio estructural, esta, más bien que la inyección de gas en la crestas, puede usarse en depósitos que no son enteramente principales y no pueden unificarse convenientemente.

La cresta de inyección de gas se prefiere comúnmente dispersa de la inyección de gas en depósitos empinadamente sumergidos, y en depósitos gruesos con permeabilidad alta vertical. Debido a la depresión de la viscosidad del gas, las variaciones en la permeabilidad del depósito son muy importantes en cualquier proceso de inyección de gas; el adelanto temprano

de gas inyectado a la producción de los pozos es probable que ocurra si el depósito contiene un intervalo de permeabilidad considerablemente más alta que la permeabilidad promedio del depósito; se extiende desde la inyección a la producción. El gas puede fluir hacia abajo así como también hacia arriba, y la inyección en las crestas de gas no excluye canalizaciones de gas. Desde el punto de vista del desempeño del depósito, es comúnmente ventajoso iniciar la inyección de gas antes que la presión del depósito haya declinado considerablemente más adelante del punto de burbuja. La permeabilidad relativa para el gas aumenta con la saturación creciente de gas. Bajo condiciones favorables (incluyendo inmersión acantilada y alta permeabilidad) algunos de estos petróleos pueden ser recuperados por la inyección de gas.

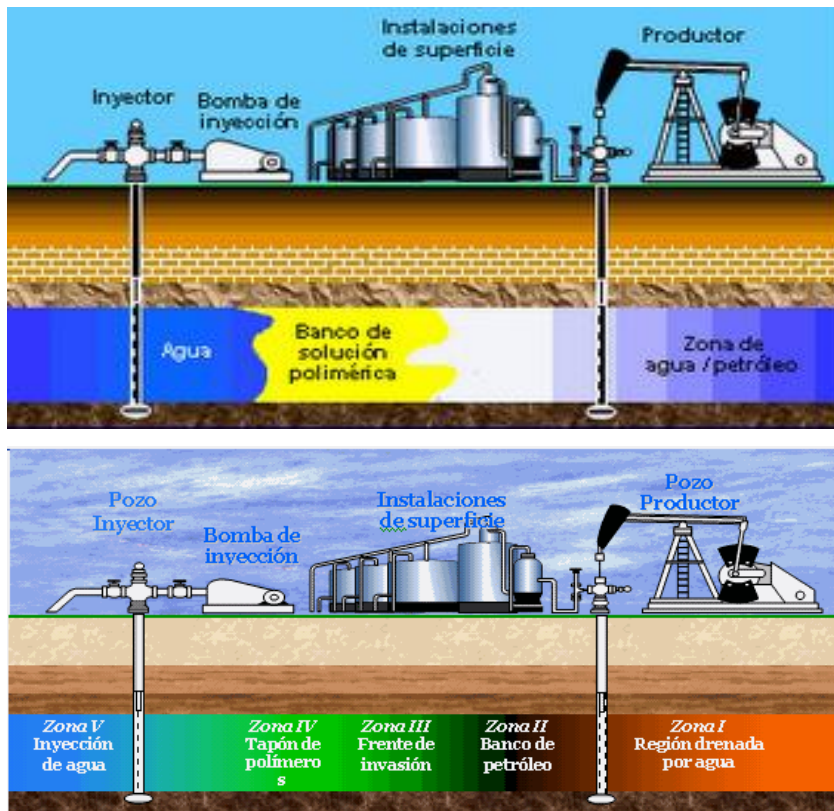
## **7.5. INUNDACIÓN POR POLÍMEROS**

El procedimiento químico general de una recuperación asistida es utilizando el método específico de polímeros alcalinos; por lo general, la introducción de productos químicos a un pozo se encuentra precedida por algo que se conoce como “preflush” (esto consiste en la inyección de agua de baja salinidad o de contenidos salinos determinados por adición, a la misma, de cantidades específicas) para producir una solución llamada “buffer” acuoso la cual es compatible con el reservorio de alta salinidad y las soluciones químicas, las cuales pueden ser adversamente afectadas por las sales en solución. Los aditivos químicos son del tipo de detergentes (generalmente petróleosulfonados), polímeros orgánicos (para incrementar la eficacia del removido en un reservorio heterogéneo) y “micellar solutions”. Como se ha mencionado, la solución alcalina, u otras soluciones, son inyectadas luego de que se haya realizado el “preflush” del pozo, dicha inyección se halla proseguida por la inyección de una solución de polímeros (usualmente un poliacrilamida o polisacárido) para incrementar la viscosidad del fluido, ganar

espacio y minimizar pérdidas por dilución o “channeling”; finalmente, la salinidad del agua adicionada que siga a la inyección del polímero es aumentada respecto de la concentración normal que caracterizan a los fluidos petroquímicos.

La inundación por polímeros consiste en agregar polímeros al agua subterránea, para hacer decrecer su movilidad, ver figura 75; el resultado es un incremento en su viscosidad y a la vez decrece la permeabilidad de la fase acuosa que ocurre con algunos polímeros, y que baja el radio de movilidad; esta baja incrementa la eficiencia de la inundación a través de un aumento de la eficiencia de recuperación y una disminución de la zona de saturación de petróleo. La mayor eficiencia en la recuperación constituye el incentivo económico para la utilización de inundación por polímeros, generalmente, la inundación por polímeros puede ser económicamente viable únicamente cuando el radio de movilidad de las aguas subterráneas es grande, el reservorio es altamente heterogéneo o una combinación de los mismos.

**Figura 75. Inundación por Polímeros.**



**Fuente:** <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/01/metodos-de-recuperacion-petrolera.html>

Los polímeros pueden ser usados en la producción de petróleo de tres maneras: en tratamientos de pozos cercanos para mejorar el desempeño de los inyectores de agua (o los bombeadores de agua), mediante el bloqueo de zonas de alta conductividad, como agente que puede unir zonas de alta conductividad en las profundidades del reservorio, o como agente que reduce la movilidad del agua o el radio de movilidad del agua/petróleo. El primer modo no es realmente una inundación por polímeros debido a que el verdadero agente del petróleo no es el polímero; realmente la mayoría de las técnicas de recuperación asistida por polímeros están orientadas en el tercer modo.

La movilidad decrece en una inundación por polímeros por la inyección de agua que contiene un gran peso molecular (polímero soluble en agua). Las interacciones con la salinidad son importantes, particularmente para ciertas clases de polímeros; virtualmente todas las propiedades de las inundaciones químicas dependen de la concentración de iones específicos más que de la salinidad solamente. La fase acuosa contiene solamente cationes divalentes (dureza) y es más crítica a las propiedades químicas que las mismas concentraciones de TDS (sólidos disueltos totales), porque del gran peso molecular (1 a 3 millones) solo una pequeña cantidad, alrededor de 500 g/m<sup>3</sup> de polímero, llevaran a cabo un sustancial aumento en la viscosidad del agua.

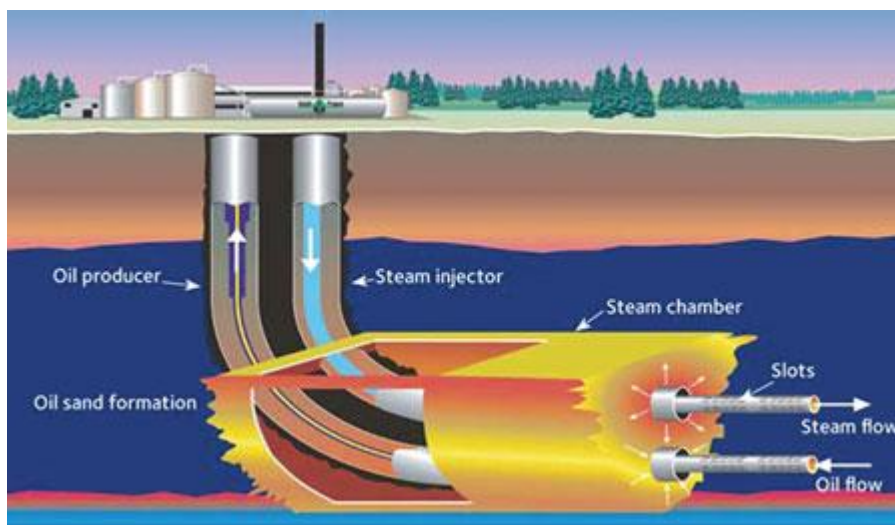
#### **7.6. “STEAM FLOODING” O TRATAMIENTO CON VAPOR**

En cuanto a métodos térmicos de recuperación asistida, diversas técnicas han emergido, la elección de uno u otro depende de la evaluación del reservorio y de la economía; los procedimientos térmicos, son especialmente utilizados en la recuperación de crudos pesados, del orden de °API < 20; en yacimientos con petróleo muy viscoso (con textura de cera) se utiliza la inyección de vapor, en lugar de agua, permitiendo conseguir, por un lado, que se aumente, igual que con el agua, la presión de la bolsa de crudo para que siga ascendiendo libremente, por otra parte, el vapor reduce la viscosidad del crudo, con lo se hace más sencilla su extracción, ya que fluye más deprisa.

Es un proceso simple en un comienzo, el vapor es generado en la superficie e inyectado por la tubería de manera que el contenido del pozo se disipe hacia tuberías paralelas y emerja hacia superficie; este método se basa en una combinación de condiciones térmicas, reducción de la viscosidad del fluido y presión (la presión con que el fluido es disipado hacia los conductos

periféricos). Esta técnica de recuperación asistida se basa en un simple pozo de inyección y un pozo de producción o extracción, ver figura 76; en el primero, se inyecta vapor permitiendo que se transfiera calor a las proximidades del depósito, antes que se comience a bombear; el bombeado se realiza hasta que la producción decline debajo de un nivel aceptable, en este momento se debe repetir el ciclo de inyección de vapor.

**Figura 76. Tratamiento con Vapor.**

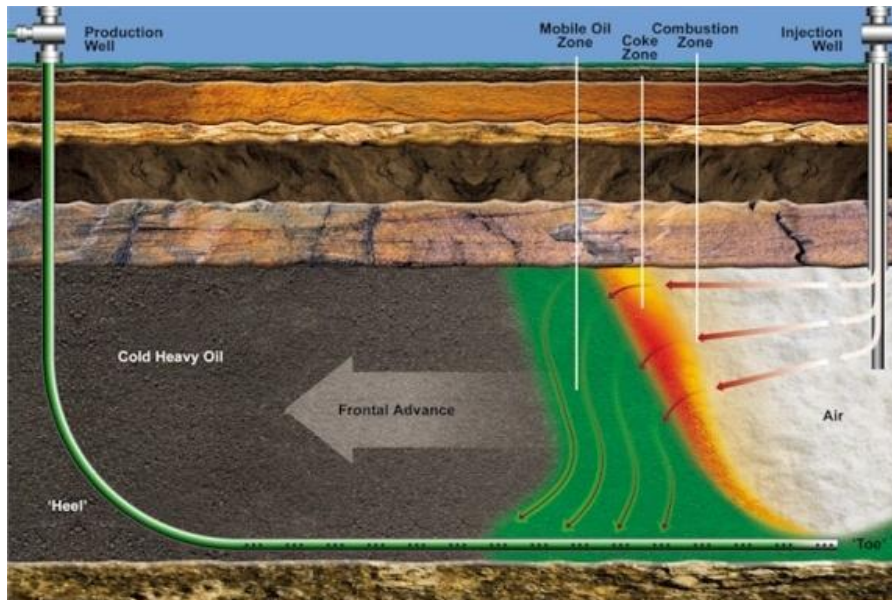


Fuente: <http://www.heavyoilinfo.com/recovery-methods/thermal>

### 7.7. MÉTODO DE COMBUSTIÓN “IN-SITU”

El método de combustión “in-situ” requiere una ignición “in-situ”, que consiste en quemar una parte del petróleo en el yacimiento para generar energía térmica que permita el incremento del desplazamiento y producción del petróleo hasta alcanzar valores de factor de recobro superiores al 20%; se debe mantener un frente de combustión mediante la inyección de aire u oxígeno, ver figura 77. Este mecanismo es complejo, pero el frente de combustión produce una forma de forzar fuera de él una mezcla de gases de combustión, vapor, agua caliente, y petróleo movilizado.

**Figura 77. Método de Combustión “In-Situ”.**



**Fuente:** <http://www.heavyoilinfo.com/recovery-methods/thermal>

Como se ve, una porción del yacimiento de petróleo es usado para generar calor en la formación a través de la inyección de aire; al ocurrir la ignición inyectando el aire que provee el oxígeno en el pozo inyector, las fracciones pesadas del crudo se queman en el frente de combustión generando la transmisión del calor y la reducción de viscosidad del crudo delante del frente; el crudo movilizado por este barrido térmico es empujado hacia los puntos de drenaje ubicados a cientos de metros de distancia. El rango de aplicación de esta tecnología es bastante amplio al considerar crudos medianos, pesados y extrapesados.

Los mecanismos más importantes que actúan en un proceso de combustión “in-situ” son los siguientes: la zona de combustión (zona de oxidación) actúa como un pistón que consume (quema) y desplaza los fluidos delante del frente de combustión hacia los productores; durante el proceso de combustión “in-situ”, el oxígeno se combina con el combustible (coque) formando dióxido de carbono y agua, generando calor; la composición del

petróleo afecta la cantidad de calor generado; la reacción de combustión es mantenida mediante la inyección de aire; el craqueo térmico ocasiona la depositación del combustible (coque) en el frente y genera mejoramiento del crudo en el subsuelo; los gases de combustión vaporizan el agua presente; las temperaturas alcanzan entre 1000°F a 1400°F (538°C a 760°C); el proceso se mejora con inyección de agua con la finalidad de aprovechar su alto calor específico; a fin de usar la entalpía de la arena quemada de alta permeabilidad (pues aumenta la inyectividad) detrás del frente que avanza y de mejorar la eficiencia de barrido se inyecta agua como fase mojante; y el drenaje gravitacional es aprovechado.

El aire enriquecido con oxígeno es inyectado para oxidar el petróleo, de esta forma se produce gas residual, lo cual puede traer problemas en la eficiencia de bombeo y la abrasión, también se genera cierta restricción del flujo de petróleo en el yacimiento por la gran cantidad de gas existente. La combustión avanza con una velocidad que depende del volumen de petróleo quemado, de esta manera se generan altas concentraciones de calor (aproximadamente 1200°F); justo en el frente de combustión se depositan las fracciones más pesadas de petróleo (coque), y esto es lo que permite que se mantenga la combustión; por lo general en la zona donde ocurre la combustión ocurre una segregación gravitacional. Cuando ocurre una ruptura en el pozo productor, las temperaturas se van haciendo cada vez más altas, esto trae como consecuencia que los costos de producción aumenten, ya que inicialmente por un largo período de tiempo el petróleo que se encuentra cerca del pozo productor, está a la temperatura original del yacimiento. La desventaja de este tipo de combustión, es que el petróleo que se produce tiene que pasar por una zona fría y si es pesado puede traer problemas en cuanto a su fluidez; también el calor que se almacena fuera de la zona quemada no es usado eficientemente ya que el aire inyectado no es capaz de transportar efectivamente el calor hacia adelante.

## **7.8. CONSECUENCIAS AMBIENTALES DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO**

El uso de aditivos químicos y combustibles en los pozos petrolíferos introdujo una nueva dimensión de consecuencias ambientales; la recuperación asistida requiere de un gran número de compuestos químicos en los pozos petrolíferos, los cuales en muchos casos están en las cercanías de una zona poblada o en zonas de campos y granjas; los problemas ambientales llegan debido a que una gran cantidad de productos químicos, como los detergentes, bases, polímeros orgánicos, alcoholes entre otros, deben ser almacenados y utilizados en un área relativamente pequeña.

La polución del aire causada por el uso continuo de métodos térmicos para la recuperación de petróleo en las cercanías de una población posee una reglamentación específica que restringe las cantidades de óxidos de azufre y nitrógeno y los hidrocarburos que pueden ser liberados; esto tiene un gran impacto económico en los métodos térmicos de recuperación asistida ya que el tratamiento o recuperación de los efluentes es necesario en todos los casos.

Cuando químicos líquidos o gaseosos son inyectados bajo tierra para la recuperación, son necesarios controles para eliminar las emisiones de vapores de los depósitos y los bombeadores; también deben considerarse los químicos inyectados como una potencial fuente de contaminación del agua de las capas subterráneas que pueden tener comunicación con el depósito de petróleo, debido a fracturas, grietas, pozos abandonados, cementación incompleta, entre otros, por lo tanto cada técnica de recuperación asistida lleva con sigilo como carga el cuidado del medio ambiente.

## **8. CAMPO ESCUELA COLORADO**

Para contribuir a la formación óptima del talento colombiano y al desarrollo general del país, y como un voto de confianza de la principal empresa industrial del Estado, ECOPETROL, hacia el centro educativo por excelencia para la industria del petróleo colombiano, la UIS, esta empresa entregó a este centro educativo el “Campo Colorado”. Este Campo fue entregado, el primero de junio de 2006, mediante un “Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con Fines Científicos y Tecnológicos”, suscrito entre la UIS y ECOPETROL, llamado “Campo Escuela Colorado”, la vigencia del convenio es de 10 años prorrogables. Los objetivos son: formar profesionales integrales conocedores de los procesos y operaciones reales en los Campos Petroleros, estimular la investigación como generador de conocimiento y desarrollo económico y social, promover el desarrollo de nuevas iniciativas científicas y tecnológicas, ambientalmente sustentables, y generar programas teórico-prácticos de capacitación y asesoría a nivel empresarial. Este Campo Escuela tiene una estructura organizacional constituida por un órgano administrativo que tiene su sede en el campus universitario de la UIS y un órgano operativo que funciona y obra tanto en el Campo Colorado como en la UIS; en la Universidad actúa mediante una instancia operativa conformada por el Director Ejecutivo, la Coordinación de Ingeniería y Operaciones, la Coordinación de Investigación y Servicios, un soporte Administrativo y Financiero, y cuenta con la asesoría de las escuelas de la Universidad.

## 8.1. PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El plan de desarrollo del Campo Escuela Colorado está estructurado teniendo en cuenta las áreas de: 1. Ingeniería de yacimientos, 2. Operación, 3. Gestión integral, 4. Investigación y desarrollo tecnológico, y 5. Desarrollo comunitario. Las actividades que componen cada una de estas áreas se encuentran en las tablas de la 6 a la 10. Aquí conviene resaltar que este proyecto de grado tendrá en cuenta solamente lo correspondiente a Producción.

**Tabla 6. Actividades del Área de Ingeniería de Yacimientos.**

<b>INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</b>	
<b>1.</b>	<b>Recolección, evaluación y reinterpretación de la información Disponible.</b>
<b>2.</b>	<b>Análisis y Evaluación del modelo geológico.</b>
<b>3.</b>	<b>Re-evaluación de las zonas arenosas.</b>
<b>4.</b>	<b>Reinterpretación de intervalos arenosos-cañoneados.</b>
<b>5.</b>	<b>Re-evaluación de reservas /curvas de declinación.</b>

**Fuente:** Documentos Campo Escuela Colorado.

**Tabla 7. Actividades del Área de Operación.**

<b>OPERACIÓN</b>	
<b>1.</b>	<b>Mantenimiento de la Producción.</b>
<b>1.1.</b>	<b>Revisión diaria de los pozos.</b>
<b>1.2.</b>	<b>Solución de problemas operacionales en los pozos productores.</b>
<b>1.3.</b>	<b>Prueba de pozos y análisis en cabeza de pozo.</b>
<b>1.4.</b>	<b>Fiscalización de crudo y gas.</b>
<b>1.5.</b>	<b>Bombeo de crudo y gas.</b>
<b>1.6.</b>	<b>Lubricación de unidades de bombeo.</b>
<b>1.7.</b>	<b>Mantenimiento mecánico y eléctrico de las instalaciones del campo.</b>
<b>1.8.</b>	<b>Trabajos de varilleo y workover en los pozos activos del campo.</b>
<b>2.</b>	<b>Optimización de los Procesos de Producción.</b>
<b>2.1.</b>	<b>Control de producción.</b>
<b>2.1.1.</b>	<b>Niveles de fluido, Dinagramas, Presión de fondo, Eficiencia de bombeo.</b>
<b>2.1.2.</b>	<b>Análisis y verificación de las pérdidas de presión en la red de recolección de fluidos.</b>
<b>2.1.3.</b>	<b>Estudio de métodos de inhibición y control de parafinas.</b>
<b>3.</b>	<b>Incremento de la producción.</b>
<b>3.1.</b>	<b>Cañoneo y/o recañoneo de pozos activos.</b>
<b>3.1.1.</b>	<b>Análisis de la información y de los estados mecánicos de los pozos.</b>
<b>3.2.</b>	<b>Reacondicionamiento y reactivación de pozos inactivos.</b>
<b>3.2.1.</b>	<b>Revisión del estado mecánico y posibles causas de cierre y/o abandono de los pozos con el fin de definir o no su reactivación.</b>

**Fuente:** Documentos Campo Escuela Colorado.

**Tabla 8. Actividades del Área de Gestión Integral.**

<b>GESTIÓN INTEGRAL</b>	
<b>1.</b>	<b>H.S.E.Q.</b>
<b>1.1.</b>	Implementación de los Programas de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Sistemas de Gestión Ambiental y de Calidad y Planes de Contingencia y Emergencias. Enmarcados en las normas internacionales ISO 14000, ISO 9000 y OHSAS 18001.
<b>2.</b>	<b>Integridad de Equipos.</b>
<b>2.1.</b>	Aplicación de un proceso de Gerenciamiento de Integridad con el fin de mejorar el funcionamiento del sistema.
<b>2.2.</b>	Elaboración del panorama de riesgos.
<b>2.3.</b>	Realización de auditorías e inspecciones.
<b>3.</b>	<b>Mantenimiento Mecánico y Eléctrico.</b>
<b>3.1.</b>	Realización de levantamiento gráfico de instalaciones de superficie en el Campo.
<b>3.2.</b>	Realización de inventario físico de instalaciones de superficie y codificación compatible.
<b>3.3.</b>	Realización del diagnóstico visual, de todos los componentes electromecánicos de instalación de superficie en el Campo.
<b>3.4.</b>	Planificación de las actividades de mantenimiento y conservación (Autónomo, Preventivo y Correctivo) para las unidades en operación.
<b>3.5.</b>	Planificación de las primeras actividades de recuperación, con factibilidad operativa.

**Fuente:** Documentos Campo Escuela Colorado.

**Tabla 9. Actividades del Área de Investigación y Desarrollo Tecnológico.**

<b>INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO</b>	
<b>1.</b>	<b>Exploración.</b>
<b>1.1.</b>	<b>Caracterización y modelado geológico a partir de técnicas modernas.</b>
<b>1.2.</b>	<b>Adquisición, procesamiento e interpretación de líneas sísmicas.</b>
<b>1.3.</b>	<b>Adquisición, análisis, interpretación y correlación de registros eléctricos.</b>
<b>1.4.</b>	<b>Perforación de nuevos pozos.</b>
<b>2.</b>	<b>Explotación.</b>
<b>2.1.</b>	<b>Definición del modelo de simulación del Campo.</b>
<b>2.2.</b>	<b>Evaluación de la compartimentalización y conectividad hidráulica entre los pozos del Campo.</b>
<b>2.3.</b>	<b>Operaciones de cañoneo y recañoneo con técnicas avanzadas.</b>
<b>2.4.</b>	<b>Operaciones de perforación, completamiento y abandono de pozos.</b>
<b>2.5.</b>	<b>Taponamiento y aislamiento de zonas.</b>
<b>2.6.</b>	<b>Identificación de nuevas zonas productoras.</b>
<b>2.7.</b>	<b>Técnicas de workover para mejorar la productividad de los pozos.</b>
<b>2.8.</b>	<b>Análisis de factibilidad técnica, operativa y comercial para el uso del gas producido.</b>
<b>2.9.</b>	<b>Estudios de factibilidad para evaluar la implementación de una técnica de recobro mejorado.</b>
<b>2.10.</b>	<b>Caracterización de los fluidos.</b>
<b>3.</b>	<b>Producción.</b>
<b>3.1.</b>	<b>Evaluación del potencial de los pozos activos e inactivos, para su reacondicionamiento con técnicas convencionales y no convencionales.</b>
<b>3.2.</b>	<b>Implementación de nuevos de sistemas de levantamiento artificial para campos de bajo potencial.</b>
<b>3.3.</b>	<b>Estrategias para la inhibición y remediación de la precipitación de parafinas.</b>
<b>3.4.</b>	<b>Mejores prácticas en trabajos de pozo.</b>
<b>3.5.</b>	<b>Redimensionamiento de las facilidades de superficie.</b>
<b>3.6.</b>	<b>Mantenimiento de instalaciones petroleras.</b>
<b>4.</b>	<b>H.S.E.Q.</b>
<b>4.1.</b>	<b>Mejores prácticas de seguridad industrial y manejo ambiental.</b>
<b>4.2.</b>	<b>Gestión integral de campos de producción de petróleo.</b>
<b>4.3.</b>	<b>Implementación y mantenimiento de las normas de HSEQ (OSHAS 18000, ISO 14001, ISO 9001).</b>

4.4.	Manejo Integral de la Información.
5.	Desarrollo Comunitario.
5.1.	Investigación y acción participativa.
5.2.	Desarrollo socioeconómico de la comunidad.
5.3.	Salud Pública.
5.4.	Responsabilidad social empresarial.

**Fuente:** Documentos Campo Escuela Colorado.

**Tabla 10. Actividades del Área de Desarrollo Comunitario.**

DESARROLLO COMUNITARIO	
1.	Realización de estudios demográficos, sociales, económicos, ambientales y epidemiológicos.
2.	Implementación de proyectos productivos participativos, proyectos de saneamiento ambiental y de salud pública.

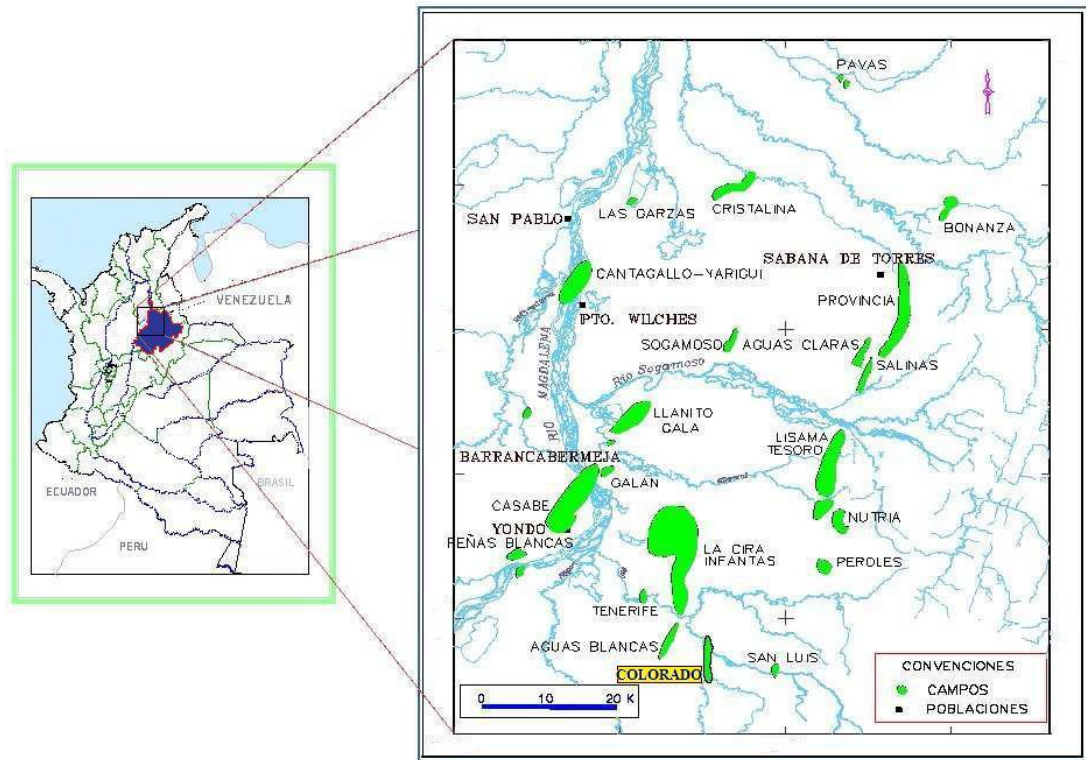
**Fuente:** Documentos Campo Escuela Colorado.

## **8.2. GENERALIDADES DE CAMPO COLORADO**

### **8.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE CAMPO COLORADO**

Campo Colorado es un Campo Petrolero conformado por un área de 60 kilómetros cuadrados, ubicado en el corregimiento de Yarima, municipio de San Vicente de Chucurí, en el departamento de Santander, Colombia (ver figura 78); está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira–Infantas, en área de la antigua concesión De Mares.

**Figura 78. Ubicación Geográfica de Campo Colorado.**

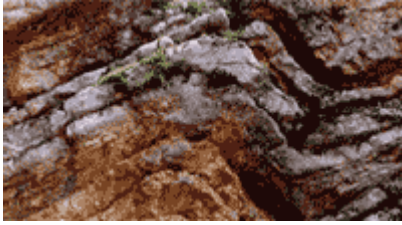


**Fuente:** base de datos del Campo Escuela Colorado.

## **8.2.2. ESTRUCTURA DE CAMPO COLORADO**

En cuanto al modelo geológico, se dice que la estructura de la trampa de crudo de Campo Colorado corresponde a un anticlinal asimétrico cuyo flanco más extenso, de hasta 25°, buza al oriente con una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y el más corto, de hasta 80°, buza hacia el occidente con una longitud aproximada de 3 kilómetros de ancho; ver la figura 79 para tener una idea de lo que es un pliegue anticlinal asimétrico, en cuya disposición de capas, los materiales más antiguos están situados en el núcleo del pliegue; su asimetría se debe a que los dos flancos tienen inclinaciones claramente distintas. Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo.

**Figura 79. Perfil de un Pliegue Anticlinal Asimétrico.**

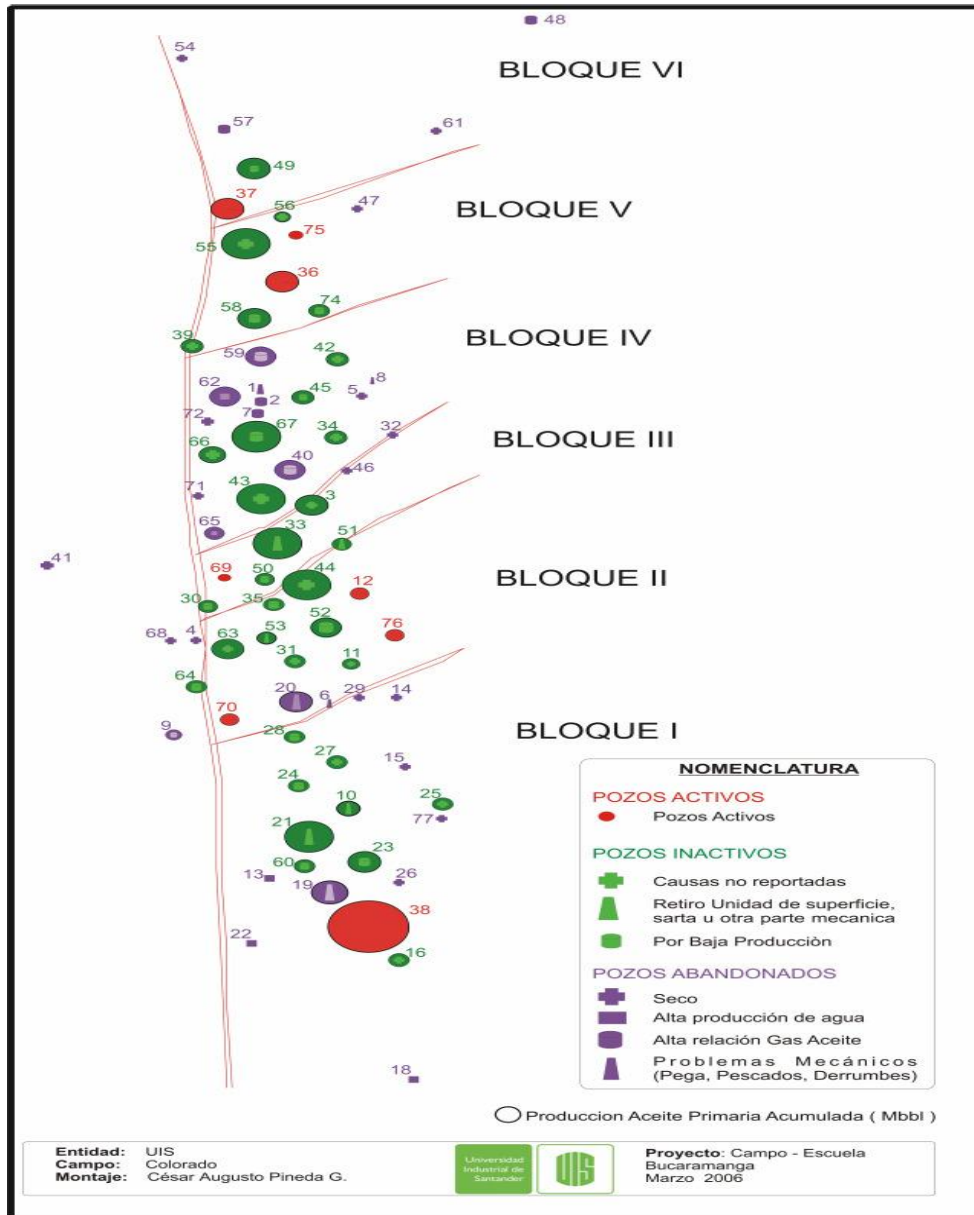


**Fuente:**

<http://cienciasdelatierra.greatnow.com/Geologia%20general/Plegamiento/Pliegues.htm>

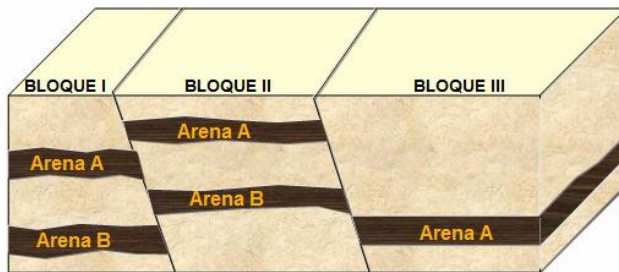
Este anticlinal se elonga en dirección norte-sur (con eje N-S) y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética de sentido N-S y buzamiento al Este, denominada como la Falla de Colorado, la cual lo limita al oeste; por otra parte, en este bloque colgante de la Falla de Colorado, el anticlinal también se encuentra compartimentalizado o dividido por 7 fallas satélite SW-NE que forman 6 bloques principales, en los cuales se distribuyen los Pozos Petroleros, como se puede observar en la figura 80, la cual es una vista en planta del Campo; de estas fallas 6 son de tipo inverso y una normal, lo cual evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos, hacia el norte de la estructura. En la figura 81 podemos observar un perfil de un yacimiento compartimentalizado que nos da una mejor idea de las fallas que estamos hablando.

**Figura 80. Distribución de los Pozos de Campo Colorado, respecto de las Fallas.**



**Fuente:** Base de Datos del Campo Escuela Colorado.

**Figura 81. Representación de un Yacimiento Compartimentalizado.**



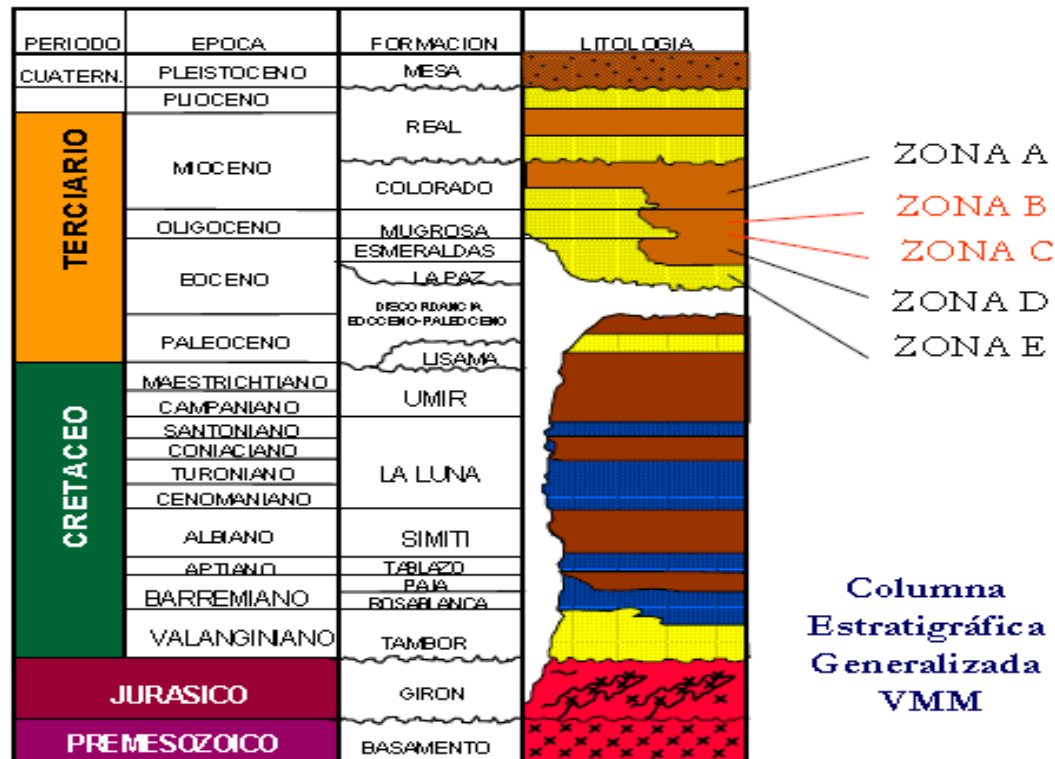
**Fuente:** ARAMENDIZ PACHECO y VELÁSQUEZ OSMA. "Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

### **8.2.3. ESTRATIGRAFÍA DE CAMPO COLORADO**

Dada la importancia económica que representa la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta ha sido ampliamente estudiada por las industrias petroleras. La secuencia estratigráfica planteada por ECOPETROL, abarca unidades desde el pre-Cretáceo hasta la actualidad.

Respecto de la estratigrafía de Campo Colorado, hay que decir que las unidades productoras corresponden, de base a tope, a las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, las cuales abarcan una edad terciaria y están caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema de ríos meándricos, como se muestra en la figura 82, la cual corresponde a la columna estratigráfica generalizada de la cuenca.

**Figura 82. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.**

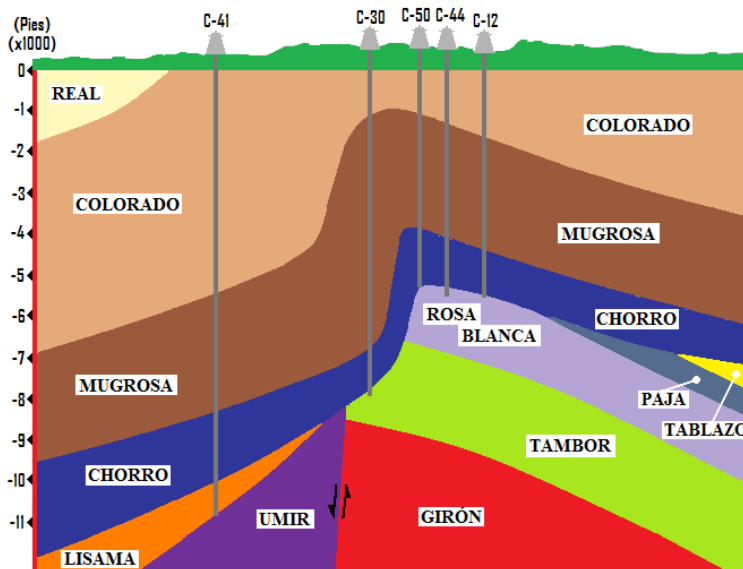


**Fuente:** Estudio de ECOPEPETROL: “Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente”. 2003.

La depresión estructural del Valle Medio del Magdalena se originó al final del Cretáceo y las estructuras principales actuales se formaron progresivamente durante el terciario. Los principales movimientos orogénicos sucedidos en el Terciario fueron: Al principio del Eoceno (base de la Formación La Paz), al principio del Mioceno (base de la Formación Mugrosa), al principio del Mioceno Superior, orogenia Andina (base del Grupo Real), y al principio del Plioceno (base del Grupo Mesa). La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental.

El petróleo se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Arenas de las Zonas B y C) y de la Formación Esmeraldas (Arenas de la Zona D) de edad Oligoceno y Eoceno superior, respectivamente (ver figura 83); así mismo, algunos pozos presentaron en algún momento producción de la Formación La Paz (Arenas de la Zona E), a estas Arenas de la Zona E también corresponde la Formación Lisama. Las formaciones Colorado (Arenas de la Zona A), Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, por ello han sido probadas en diferentes Campos a través de la cuenca.

**Figura 83. Perfil del Pliegue Anticlinal Asimétrico de Campo Colorado con sus respectivas Formaciones.**



**Fuente:** Adaptada de: TOLOZA HORMIGA. "Identificación de los Factores Geológicos que afectan las Características Geoquímicas de los Crudos del Campo Escuela Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2009.

El contacto inferior de la Formación Lisama es transicional con la Formación Umir, en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo, el contacto superior con la Formación La Paz, es discordante. La Formación La Paz presenta un espesor que claramente puede alcanzar los 1000 metros, su contacto inferior

con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas. La Formación Esmeraldas está constituida por areniscas finas muy variables de espesor, al oeste es de 1300 metros, mientras al este de 175 metros; su contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa; su contacto superior es discordante y está demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa.

El espesor de la Formación Mugrosa es ampliamente variable, desde 823 metros en el Campo Colorado, hasta 488 metros en el Campo La Cira–Infantas, y hasta 610 metros en el Campo Llanito; descansa discordantemente sobre la Formación Esmeraldas y su contacto superior es con la Formación Colorado. La Formación Colorado presenta un espesor que va desde los 210 metros hasta los 914 metros; su contacto inferior está dado con la Formación Mugrosa y parte de su contacto superior con la Formación Real, pues el resto aflora a la superficie.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo, con porosidades promedio de 12.9% para la Zona BI, 13.5% para BII, 15.7% para CI y 19.6% para CII, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B y 2208 psi en la Zona C.

Los datos básicos del yacimiento de la formación Mugrosa, en algunos puntos específicos de las arenas B y C, se dan a conocer en la tabla 11, estos datos pueden variar dependiendo de la Zona en que se midan, y dentro de la Zona dependen del Bloque y dentro del Bloque dependen del Pozo

seleccionado para las mediciones, no obstante se dan a conocer para tener una idea aproximada de ellos.

**Tabla 11. Datos Básicos de Yacimiento de la Formación Mugrosa.**

PARÁMETRO	ZONA	
	B	C
P Estática (psi)	900	3000
T (°F)	114	174
°API Promedio	41.2	39.7
Sg Gas en Separador (Fracción vol)	0.958	0.937
Profundidad Promedio (Ft)	1700	3500
Presión de Burbuja (Psia)	648	2078
Viscosidad a Pb (Cp)	1.64	0.462
Bo @ Pb (RB/Stb)	1.091	1.401
Rs @ Pb (Scf/Stb)	140	648
Aceite Original (MMBls)	20.0	37.3
Porosidad Promedio (%)	13.2	17.6
Espesor Promedio Arena (ft)	22.5	33.6
Área (Acres)	634	1083
Espaciamiento/Pozo (Acres)	20-30	

**Fuente:** Estudio de ECOPELROL: "Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente". 2003.

Respecto de la presión de burbuja del fluido hay que decir que para el caso de los Pozos Colorado 43 (C-43) y Colorado 49 (C-49) esta subestimada, para Colorado 12 (C-12) esta sobrestimada y para Colorado 25 (C-25) si se presenta consistencia.

Según resultados obtenidos de la caracterización de fluidos de Campo Colorado, las arenas de la zona B presentan similar composición; también se

observó una similitud composicional entre algunos crudos pertenecientes a la formación mugrosa de la zona B con otros de un área específica en del campo Lisama, lo cual implica que existe la posibilidad de que la roca madre de algunos crudos de la Cuenca del Magdalena Medio sea la misma, y de ser así, esto podría ser de gran ayuda en la medida en que se extrapolen, hacia Campo Colorado, características de otros campos pertenecientes a dicha cuenca, lo cual permitiría la profundización de estos conocimientos en el Campo Escuela e incluso extrapolarlos a otros Campos aledaños.

#### **8.2.4. ANTECEDENTES DE CAMPO COLORADO**

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía y arenas delgadas (por debajo de los 20 pies), lo cual hace que la producción acumulada de la mayoría de los pozos sea muy baja. Precisamente la producción de crudo se ha visto afectada históricamente por las malas propiedades petrofísicas del yacimiento y por problemas de parafinas que se han presentado a lo largo de su desarrollo; el problema de precipitación de parafinas en los sistemas de producción es uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de la vida productiva del campo, debiéndose a las características parafínicas del crudo, esto se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo, recirculados a través del equipo de subsuelo.

Se han realizado trabajos de "workover", lo cual ha permitido recuperar la producción por algún tiempo, pero luego se presenta una fuerte declinación, perdiéndose rápidamente los resultados de estos trabajos realizados. Campo Colorado tiene más de cinco décadas de explotación y cuenta con un largo historial de datos de yacimiento (como propiedades de fluidos como la gravedad API, BSW, viscosidad, salinidad, presión de vapor Reid, SARA,

punto de chispa, entre otras), producción, "workover", y problemas de depositación de orgánicos. Precisamente, respecto al manejo del crudo del Campo es importante tener cuidado debido a que su punto de chispa está por debajo de los 0°C, lo cual en todos los casos denota una altísima volatilidad, por ello se recomienda tener precauciones máximas con las fuentes de ignición.

Como dato positivo hay que decir que históricamente Campo Colorado ha tenido una muy baja producción de agua, inferior al 1%, lo cual implica que es un Campo cuya influencia de algún tipo de acuífero es mínima o nula. Las acumulaciones de crudo son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 45 grados API (°API); corresponden básicamente a un crudo tipo "black-oil" para las arenas B, y un aceite volátil para las arenas C, D y E.

El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución; el sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores, este sistema es el que se ha usado durante toda la historia del Campo; la gran mayoría de los pozos cuenta con su infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

En Campo Colorado, el número total de pozos perforados es de 75, de los cuales 7 fueron realizados por la compañía Troco, entre los años de 1923 a 1932 (pero todos fueron abandonados por problemas mecánicos), y 68 realizados por ECOPETROL, 8 entre los años de 1945 a 1946 y 60 entre 1953 a 1964; ECOPETROL desarrolló el campo, alcanzando, en el año 1963, el máximo número de pozos activos que fue 44.

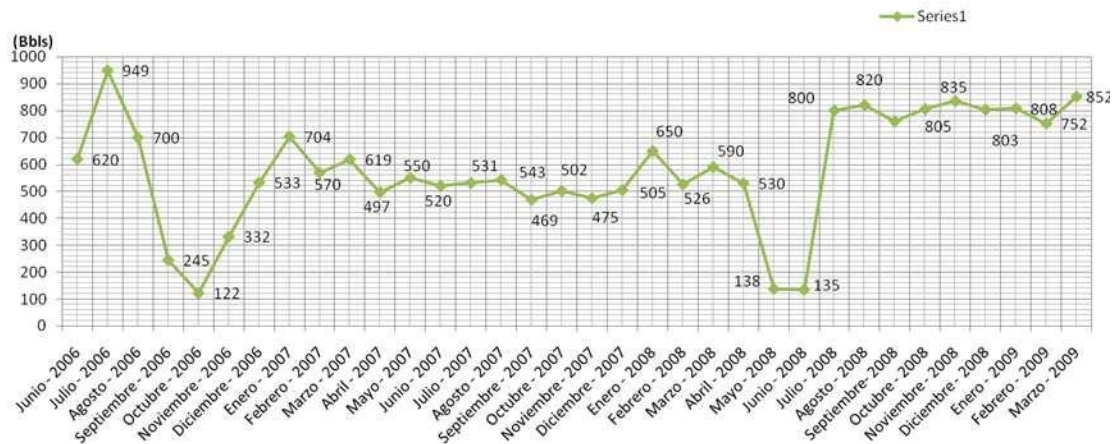
Hoy día, de la totalidad de los pozos perforados, cerca de la mitad no son de interés y deben ser clausurados técnicamente (fueron abandonados

oficialmente), del resto, la mayoría se encuentran inactivos (fueron abandonados tan solo temporalmente; ellos son pozos candidatos a producción, unos tienen unidad de bombeo mecánico pero otros no) y tan solo 7 pozos están activos; todos estos 7 pozos activos cuentan con su respectiva unidad de bombeo mecánico, y tan sólo 3 de ellos se encuentran actualmente produciendo (Colorado 37, 38 y 70), los 4 restantes están en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones de la operación. Los pozos abandonados oficialmente se abandonaron debido a la pérdida de energía del yacimiento; los pozos abandonados temporalmente están abandonados por el momento debido a que se encuentran parafinados, lo cual ha ocasionado el taponamiento de la tubería de producción en el fondo del pozo; los pozos candidatos a producción con unidad de bombeo mecánico fueron abandonados temporalmente, dejándose en su sitio las unidades de bombeo, las cuales, con el pasar del tiempo y debido a las inclemencias del clima, se fueron deteriorando, junto con sus respectivos equipos; los pozos activos son aquellos que fueron entregados a la UIS, por ECOPETROL, como productores de aceite.

Del total de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos han reportado algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas del campo. El aceite original estimado, de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL, es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBls, con un factor de recobro actual de 15%, donde solamente un pozo, Colorado 38, ha producido más de medio millón de barriles, siendo el mayor productor, (produce en promedio 12 BPD, barriles por día), y alrededor de 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. Las producciones iniciales de los pozos oscilaron entre 70 a 100 barriles por día (BPD), declinando rápidamente a un promedio de 10 BPD en un espacio de tiempo de tres a seis años; es por ello que en este sentido se puede decir que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como

pozos con bajo potencial de hidrocarburos. No obstante todos estos problemas, debido a estudios realizados (por parte de ingenieros y geólogos de la UIS) y de datos de historia de los pozos, se llegó a la conclusión que el yacimiento es óptimo para iniciar una nueva etapa de producción; se demostró que algunos pozos del yacimiento tienen una alta factibilidad de producción. En la figura 84 se muestra la curva de producción mensual actual de Campo Colorado.

**Figura 84. Curva de Producción Mensual Actual de Campo Colorado.**



**Fuente:** Base de datos del Campo Escuela Colorado.

### 8.3. DATOS PVT DEL CRUDO DE CAMPO COLORADO

En la actualidad, Campo Colorado cuenta con análisis PVT para sus fluidos producidos; estos análisis son un factor clave en la caracterización de los mismos. Cuando realizaron estos estudios, los Pozos más apropiados para realizar el muestreo fueron los Pozos C-25 y 64, debido a que no tienen varilla ni ningún tipo de herramienta adentro, además fluyen periódicamente con buen potencial de flujo; de igual forma, los pozos C-25 y 64 producen de la misma arena productora que el Pozo C-43 (la Zona B), al cual se le había realizado ya un estudio PVT, en tiempos pasados, que permitiría corroborar los resultados; más aun, debido a que los mejores Pozos productores del

Campo, cuyo mayor productor es el C-38, se encuentran en la parte central del anticlinal, donde están los mejores desarrollos de arenas de la Zona B, el muestreo de fluidos en cualquiera de estos pozos fue la mejor decisión.

Estudiando cada uno de los dos Pozos preseleccionados y realizando la verificación en Campo, se concluyó que el Pozo óptimo para tomar la muestra de fluidos era el C-25, ya que este presenta, de los dos, las mejores instalaciones en cabeza de Pozo, no es tan profundo para el muestreo de fondo, produce muy poca agua, tiene una excelente vía de acceso y presenta actualmente una buena columna de fluido; se descartó el Pozo C-64 porque su producción de agua ha venido aumentando considerablemente, además las vías de acceso a la locación del pozo no están en buenas condiciones, lo cual pudo haber dificultado el acceso de los equipos para realizar el muestreo. A continuación se presentan los resultados obtenidos de estos estudios que fueron realizados por estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, en la modalidad de Trabajos de Grado.

### **8.3.1. CONTACTOS TEÓRICOS GAS-ACEITE-AGUA**

El contacto gas-aceite, del cual ya se ha hablado anteriormente en el tema de producción de agua, se presenta donde la presión de burbuja del fluido iguala la presión del yacimiento, esta variación está dada por el gradiente composicional del fluido con la profundidad. Los contactos de fluidos dentro del Pozo C-25 se registraron a una profundidad de 234 ft para el contacto gas-aceite y a una profundidad de 2130 ft para el contacto aceite-agua.

El contacto gas-aceite estuvo 454 ft por encima del tope de la Formación Mugrosa B, en el Pozo C-25, lo cual ratificó el hecho de que en condiciones originales el crudo se encontraba subsaturado, es decir en fase líquida; dicho de otra forma, en el espesor productor de la Formación Mugrosa B,

correspondiente al Pozo C-25, no se evidenció un contacto gas-aceite dentro de la misma; el contacto estaría por fuera de la Formación Mugrosa BI cuyo espesor va desde 2120 ft a 2215 ft. Si el yacimiento fuera homogéneo, se evidenciaría un contacto gas-aceite a 1666 ft de profundidad, aproximadamente, es decir, 454 ft por encima del tope de la Formación.

### **8.3.2. PROPIEDADES PVT**

El Análisis PVT realizado sobre el fluido del C-25 permitió determinar el  $P_b$  de dicho fluido, que al relacionarlo con los datos del registro de presión y temperatura se observó que la presión en yacimiento se encuentra por encima del punto de saturación, por lo cual el fluido posiblemente se encuentra en una sola fase en este sector del yacimiento; lo anterior sugiere que este pozo puede aportar significativamente a la producción del Campo, siempre y cuando se consideren proyectos enfocados a su reactivación, ya sea instalando una unidad de bombeo mecánico o a futuro proyectar operaciones de recañoneo que permita aprovechar el potencial que tiene el pozo. De la prueba del separador se determinó que las condiciones óptimas de separación en superficie para el fluido proveniente de la arena B, son 30 psi y 90°F. A continuación, en las siguientes tablas, de la 12 a la 14, se resumen algunas de las propiedades de interés obtenidas de los análisis PVT del fluido de Campo Colorado.

**Tabla 12. Datos del Fluido del Yacimiento de Campo Colorado.**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>CANTIDAD</b>
<b>Presión de Yacimiento, PY (psia)</b>	<b>8000</b>
<b>Temperatura de Yacimiento, TY (°C)</b>	<b>40</b>
<b>Presión de Burbuja, Pb @ TY (psia)</b>	<b>630</b>
<b>Densidad del Fluido de Yacimiento @ 2000 psig y TY (g/cc)</b>	<b>0.7876</b>
<b>Densidad del Fluido de Yacimiento @ Pb y TY (g/cc)</b>	<b>0.7802</b>
<b>Densidad del Fluido de Yacimiento desde PY a Pb @ TY (1/psi)</b>	<b>1.03189E-05</b>
<b>GOR @ 2000 psig y TY (SCF/STB)</b>	<b>240</b>
<b>Bo @ 2000 psig y TY (Blres/STB)</b>	<b>1.130</b>
<b>Gravedad Específica del Gas @ 2000 psig y TY</b>	<b>1.0170</b>
<b>Expansión Térmica @ 2000 psig y TY (Vol @ TY/Vol @ 62 °F)</b>	<b>1.01678</b>
<b>Viscosidad del Aceite @ Pb y TY (cP)</b>	<b>2.1800</b>
<b>Viscosidad del Aceite @ PY y TY (cP)</b>	<b>0.7819</b>

**Fuente:** Adaptada de: HERRERA y PATIÑO. "Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2009.

**Tabla 13. Volumen Relativo y Compresibilidad Isotérmica del Aceite Subsaturado en Función de la Presión, a la Temperatura del Yacimiento.**

**Pb = 630 (psia).**

<b>PRESIÓN (psia)</b>	<b>VOLUMEN RELATIVO (V @ P y TY/V @ Pb)</b>	<b>COMPRESIBILIDAD (1/psi)</b>
2515	0.9878	--
2015	0.9929	1.030E-05
1515	0.9955	5.230E-06
1015	0.9971	3.212E-06
815	0.9981	5.012E-06
650	0.9986	3.035E-06
<b>630</b>	<b>1.0000</b>	<b>7.000E-05</b>
614	1.0009	--
598	1.0029	--
590	1.0047	--
585	1.0066	--
581	1.0084	--

**Fuente:** Adaptada de: HERRERA y PATIÑO. "Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2009.

**Tabla 14. Densidad y Viscosidad del Aceite Saturado y Factor Z del Gas Liberado en Función de la Presión, a la Temperatura del Yacimiento.  $P_b = 630$  (psia).**

PRESIÓN (psia)	ACEITE		GAS
	DENSIDAD (g/cc)	VISCOSIDAD (cP)	FACTOR Z (PV/RT)
1500	0.7853	2.4510	--
1215	0.7840	2.3569	--
810	0.7819	2.2314	--
700	0.7813	2.1970	--
630	0.7802	2.1800	--
530	0.7843	2.2415	0.9020
370	0.7907	2.3302	0.9219
80	0.8135	2.7291	0.9658
30	0.8150	2.8731	--
15	0.8330	3.0120	0.9754

**Fuente:** Adaptada de: HERRERA y PATIÑO. "Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2009.

#### **8.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE CAMPO COLORADO**

##### **8.4.1. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE CAMPO COLORADO**

En la actualidad, Campo Colorado cuenta con estudios de caracterización de fluidos, los cuales fueron realizados a los Pozos que pueden aportar fluidos en superficie (los que se reportan como activos), ellos son: C-11 (Bloque II, Zona C (IIC)), C-12 (Bloque II, Zona E (IIE)), C-13 (Bloque I, Zona B (IB)), C-25 (Bloque I, Zona B (IB)), C-37 (Bloque VI, Zona B y C (VIBC)), C-38

(Bloque I, Zona B y C (IBC)), C-62 (Bloque IV, Zona B y C (IVBC)), C-64 (Bloque II, Zona B (IIB)) y C-70 (Bloque II, Zona B (IIB)); de éstos, tan solo los pozos C-37 y C-38 tienen unidad de levantamiento, el resto por ahora aporta su fluido mediante flujo natural, pues hay presión debido a que son pocos los pozos produciendo, lo cual permite a algunos llenar su columna hasta superficie. En la tabla 15 se presentan algunas propiedades del crudo de Campo Colorado, las cuales incluyen: la gravedad API, el porcentaje de agua y sedimentos (BSW), el punto de fluidez, el punto de chispa y el punto de fuego, el poder calorífico, la presión de vapor REID y los análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA). Luego se analiza cada una de las propiedades presentadas en esta tabla 15.

**Tabla 15. Propiedades del Crudo de Campo Colorado.**

POZO	°API (@°C)	%BSW (@°C)	PtFI* (°C)	PtCh* (°C)	PtFu* (°C)	PdCa* (BTU/lbm)	REID * (psi)	S*	A*	R*	A*
								(%)			
C-11, IIC	38.70 (25.3)	0.30 (124.0)	00	<<0	<0	19487.04	1.90	74.17	20.63	04.62	00.58
C-12, IIE	38.90 (25.6)	0.30 (124.0)	00	<<0	<0	19386.06	2.60	74.39	20.00	05.04	01.31
C-13, IB	36.00 (25.6)	0.30 (124.0)	--	--	--	--	4.50	--	--	--	--
C-25, IB	36.10 (25.6)	0.24 (120.0)	-24	<<0	<0	19127.64	3.25	64.09	25.26	09.93	00.73
C-37, VIBC	36.05 (25.3)	0.24 (124.0)	05	<<0	<0	19335.37	2.30	74.11	19.21	05.99	00.68
C-38, IBC	38.30 (26.1)	0.20 (120.0)	-01	<<0	<0	19462.13	2.90	75.04	18.33	06.06	00.58
C-62, IVBC	45.00 (26.1)	0.30 (120.0)	02	<<0	<0	21038.67	5.30	74.70	19.23	05.47	00.61
C-64, IIB	36.80 (25.6)	0.22 (124.0)	03	<<0	<0	18470.18	3.60	72.95	19.97	06.52	00.55
C-70, IIB	37.30 (25.8)	0.24 (120.0)	-10	<<0	<0	18774.91	3.90	--	--	--	--

**Fuente:** Adaptada de: CRISTANCHO VELASCO y HOYOS ROMÁN. "Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

\* **PtFI** ≡ Temperatura del Punto de Fluidez.

\* **PtCh** ≡ Temperatura del Punto de Chispa.

\* **PtFu** ≡ Temperatura del Punto de Fuego.

\* **PdCa** ≡ Poder Calorífico.

\* **REID** ≡ Presión de Vapor REID.

\* **SARA** ≡ Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos, respectivamente.

## ➤ GRAVEDAD API

En Campo Colorado, además de la tabla 15 anterior, se cuenta con datos de grados API (°API) de casi todos los pozos, valores que varían entre 30 y 45°API; la gravedad API media es de 37°API, solo el pozo C-62 se sale de la tendencia tocando los 45°API, esto puede ser debido a que en el bloque IV,

al cual pertenece, la arena productora es más profunda que las arenas productoras de otros bloques de allí mismo, lo cual implicaría que el gradiente geotérmico afectaría la maduración del crudo haciendo que éste presente mayor gravedad API en la zona más profunda. Se observa que el API de la Arena E es mayor que el de la arena C y B; se presenta una tendencia de crudos más livianos hacia el norte del campo. En los pozos de la arena B no se notan cambios significativos aun estando ubicados en diferentes bloques y a grandes distancias el uno de otro (aprox. 3 km), teniendo en cuenta que la distancia entre los pozos más extremos es 3 km en el sentido E-W y 10 km en sentido N-S.

#### ➤ **AGUA Y SEDIMENTOS (BSW)**

BSW es la cantidad de agua en emulsión y sedimentos que se encuentran asociados con el crudo. Revisando los archivos de Campo Colorado se nota que en general el Campo no ha sido productor de agua (0.04% en peso), lo que indica la ausencia de un acuífero activo y ratifica que su mecanismo de producción es por gas en solución. Para entregar el crudo en la refinería se exige que tenga máximo un 0.5% de BSW, lo cual está muy conforme con el crudo de Campo Colorado, pues de los resultados obtenidos de los estudios realizados, tabulados en la tabla 15 anterior, se observa que, respecto del contenido de agua y sedimentos, las variaciones no son significativas, pues el promedio de BSW de los pozos analizados es de 0.26% y el máximo presentado es de 0.30%.

#### ➤ **PUNTO DE FLUIDEZ**

El punto de fluidez es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir cuando es sometido a enfriamiento; este valor se halló para los pozos C-11, 12, 25, 37, 38, 62, 64 y 70, ver tabla 15 anterior; se observa que el punto de fluidez de

los pozos de las arenas E y C tienen mayor valor que los de la arena B, sin que se alcancen a condiciones de producción. Hay que decir que aunque el punto de fluidez es muy importante especialmente en transporte de crudo y como una propiedad de flujo, el más fundamental para la precipitación de parafinas es el punto de cristalización; no obstante, este se estudia en una tesis de maestría que aun no se ha terminado.

### ➤ **PUNTO DE CHISPA Y PUNTO DE FUEGO**

El punto de fuego es también llamado punto de relampagueo o “flash point”, y es la temperatura más baja a la cual al aplicar una llama a la superficie del crudo causa una pequeña ignición de los vapores liberados. Los resultados de la prueba, listados en la tabla 15 anterior, indican que el punto de chispa está muy por debajo de la temperatura ambiente. Se encontró que todos los crudos se encendieron, con lo cual se evidencia que el crudo del campo Colorado debe ser manejado con bastante precaución para evitar conflagración y accidentes.

### ➤ **PODER CALORÍFICO**

El poder calorífico es la propiedad que define el contenido energético del crudo por unidad de masa en la combustión; esta propiedad se le determinó a 8 muestras de Campo Colorado, las mediciones se llevaron a cabo en el laboratorio de Corrosión de la escuela de Ingeniería Metalúrgica. Con los resultados obtenidos, ver tabla 15 anterior, relacionando la gravedad API de cada crudo con su poder calorífico, se nota que entre más liviano, mayor es la energía que entrega el crudo en la combustión.

➤ **PRESIÓN DE VAPOR REID**

La presión de vapor REID es un método de la ASTM usado para determinar la presión de vapor a 100°F (37.8°C) de productos del petróleo y crudos con un punto de ebullición superior a 32°F (0°C). La medida de la presión de vapor y del punto de inflamación de los crudos permite inferir el contenido de hidrocarburos ligeros y su volatilidad; el punto de inflamación está directamente ligado con la presión de vapor; este dato es de vital importancia en Campo Colorado para efectos de las condiciones de almacenamiento seguro del crudo en los tanques de la estación de recolección. Como se puede observar de los datos obtenidos de las pruebas, listados en la anterior tabla 15 anterior, los valores oscilan entre 2 y 5 psi, siendo el de mayor gravedad API el que presenta una mayor presión de vapor.

➤ **ANÁLISIS DE SATURADOS, AROMÁTICOS, RESINAS Y ASFALTENOS (SARA)**

En la anterior tabla 15, se observa que el porcentaje de las fracciones es prácticamente el mismo para todos los pozos, lo cual sugiere que posiblemente se trate de yacimientos de un mismo origen, es decir cargados con crudos de la misma roca generadora. No obstante, el pozo C-25 muestra un porcentaje de saturados menor, probablemente por la cercanía al contacto agua-aceite que pudo favorecer la biodegradación del crudo y reducción en el porcentaje de saturados. Este análisis SARA además de ser útil para conocer el contenido de las fracciones, ayuda a evaluar la estabilidad de los asfaltenos en el crudo.

➤ **VISCOSIDAD DINÁMICA**

La viscosidad dinámica del crudo de Campo Colorado fue hallada en centiPoise para los Pozos C-11, 12, 13, 25, 37, 38, 62, 64 y 70, ver tabla 16; en esta prueba se determinó la viscosidad del crudo a siete temperaturas diferentes, de manera que se pueda, si se desea, generar una curva que permitiera observar su comportamiento. Comparando las viscosidades de los pozos a estas diferentes temperaturas se puede concluir que la viscosidad del crudo de Campo Colorado es baja. La diferencia más marcada de viscosidades se presenta en los Pozos que producen de las arenas C, D y E con respecto a los Pozos que producen de las arenas B; en general, las viscosidades de B son mayores a las observadas en C, D y E para una temperatura dada, esto debido a que las arenas C, D y E poseen un crudo más volátil (aceite volátil) que las arenas B, en las cuales el crudo producido es de tipo “black-oil”.

**Tabla 16. Viscosidad del Crudo de Campo Colorado a Diferente Temperatura.**

T (°F)	VISCOSIDAD (cP)								
	C-11, IIC	C-12, IIE	C-13, IB	C-25, IB	C-37, VIBC	C-38, IBC	C-62, IVBC	C-64, IIB	C-70, IIB
90	4.40	4.83	7.25	8.28	6.91	5.82	3.31	7.98	6.14
100	4.04	4.33	6.52	7.31	5.49	5.26	2.41	6.56	5.62
110	3.80	3.80	5.82	6.46	4.56	4.83	1.93	5.54	5.07
120	3.41	3.40	5.26	5.62	3.80	4.24	1.42	4.92	4.47
130	3.08	3.08	4.83	4.83	3.44	3.80	1.12	4.23	4.05
140	2.73	2.68	4.25	4.33	3.23	3.42	0.75	3.69	3.55
150	2.32	2.32	3.80	3.80	3.08	3.08	0.52	3.44	3.18

**Fuente:** Adaptada de: CRISTANCHO VELASCO y HOYOS ROMÁN. “Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado”. Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

Respecto al crudo del Campo Lisama, del crudo de Campo Colorado hay que decir que los cambios de viscosidad (entre 3 y 9 cP) con la temperatura mantienen una tendencia estable a lo largo del rango de temperatura en que se realizaron las pruebas (90-150°F), mientras que la variación en viscosidad para los pozos del área Lisama (desde 3 hasta 50 cP) no presentan una tendencia de viscosidad marcada; la magnitud de las viscosidades del crudo de Campo Colorado son siempre menores con respecto a los valores de viscosidad del crudo del área Lisama. En cuanto a la comparación de los crudos de Lisama y Colorado se puede concluir que no hay una similitud en las propiedades físicas y composicionales del crudo y el gas, a pesar de que los dos Campos producen de las arenas Mugrosa B y C. No obstante, al comparar las características físicas de los fluidos de Campo Colorado como °API, viscosidad, y cromatografías del gas y el crudo, se observa una diferencia en los fluidos producidos en las arenas Mugrosa B con respecto a otras arenas del Campo.

#### ➤ **CONTENIDO DE METALES Y AZUFRE**

Los Pozos para los cuales fue hallado el contenido de los metales de los crudos, en el laboratorio de espectrometría del ICP, fueron C-11, 25, 38 y 62; de los datos de los resultados obtenidos y tabulados en la tabla 17, se observa que el pozo C-62 es el que tiene un gran contenido de hierro (22,63 ppm), lo cual puede atribuirse a que fue el pozo que más tiempo estuvo en cierre, y el crudo acumulado pudo haber sido contaminado con la tubería de producción.

**Tabla 17. Contenido de Metales, Azufre y Cenizas, y Temperatura del Punto de Nube Dinámico del Crudo de Campo Colorado.**

POZO	METALES				AZUFRE (% peso)	CENIZAS (% peso)	PND* (°C)
	Cu (ppm)	Fe (ppm)	Ni (ppm)	V (ppm)			
C-11, IIC	00.818	00.415	01.882	02.816	0.210	--	--
C-25, IB	00.059	00.143	04.424	07.019	0.197	0.0086	30.1
C-38, IBC	00.603	00.111	01.522	02.239	0.292	0.0075	--
C-62, IVBC	00.320	22.630	00.651	00.876	0.225	0.0035	--
C-64, IIB	--	--	--	--	--	0.0097	--

**Fuente:** Adaptada de: CRISTANCHO VELASCO y HOYOS ROMÁN. "Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado". Trabajo de Grado. Bucaramanga, 2008.

\* **PND** ≡ Temperatura del Punto de Nube Dinámico.

En los crudos convencionales el contenido de metales máximo es de 93 ppm para el níquel, 370 ppm para el vanadio, 1,33 ppm para el cobre y 120 ppm para el hierro; por lo tanto podemos deducir que los crudos de Campo Colorado que fueron analizados tienen bajo contenido de metales. En el caso específico del vanadio, se nota que su concentración de 7,02 ppm en el crudo del Pozo C-25, supera la concentración de los demás crudos del análisis, y si se observa el análisis SARA, se nota que el C-25 tiene contenido de resinas superior a las demás muestras analizadas, lo cual da confiabilidad a los dos test (SARA y Metales) debido a que especialmente el vanadio está asociados a las resinas y se evidencia en la proporción en la que se encuentra en la muestra.

El azufre fue otro contaminante importante que se halló, aunque no metálico; las pruebas para averiguar el contenido de azufre se realizaron a los crudos

de los mismos cuatro Pozos de Campo Colorado para los cuales fue hallado el contenido de metales, ellos son: C-11, 25, 38 y 62. La presencia en exceso de este contaminante puede dar origen a problemas de corrosión y disminuir el valor del crudo en el mercado, debido a que un crudo con alto contenido de azufre requiere de un tratamiento de hidrodesulfuración que es bastante costoso. Crudos que contengan valores de azufre menores al 1% en peso se pueden considerar como bajos, y altos a los crudos que tengan entre 5 y 7% en peso. Los porcentajes de azufre hallados en el Campo y mostrados en la anterior tabla 17, son bastante bajos considerando que el contenido de azufre en el crudo del Campo Castilla es de 1,969% en peso; incluso es bajo comparado con la cantidad en el crudo de Caño Limón que es de 0,504% en peso; no obstante este valor es mayor al contenido de azufre del crudo del Campo Cusiana, pero es razonable para el crudo de Campo Colorado que guarda similitud, al menos en la gravedad API, con los crudos de Caño Limón y Cusiana, pues no se sale de los parámetros encontrados normalmente en los crudos más típicos de la industria colombiana.

#### ➤ **CONTENIDO DE CENIZAS**

Las pruebas para averiguar el contenido de cenizas se realizaron a los crudos de cuatro Pozos de Campo Colorado, ellos son: C-25, 38, 62 y 64; sus resultados se listan en la anterior tabla 17. El promedio de los datos arrojados es de 0,0073% en peso, lo cual corresponde a tan solo el 10% del contenido de cenizas de un crudo de Campo Castilla, el cual es de 0,072% en peso, siendo este un crudo de aproximadamente 18,8°API.

#### ➤ **PUNTO DE NUBE DINÁMICO**

El punto de nube es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina en forma de nube en el líquido cuando es enfriado bajo ciertas

condiciones previstas; esta prueba solo se realizó para el Pozo Col 25 de Campo Colorado ya que este fue el elegido para investigar sobre la precipitación de parafinas. En la anterior tabla 17 se puede observar que este punto de nube dinámico, cuya muestra fue tomada en superficie, es de 30.1°C, el cual es bastante alto si se considera que la temperatura en superficie puede descender en las noches por debajo de este valor, trayendo problemas de cristalización de parafinas.

### ➤ **COMPOSICIÓN**

Analizando las cromatografías de los crudos de los Pozos C-25, 38 y 64 del Campo Colorado, se observa una similitud bastante marcada para el crudo proveniente de los Pozos C-25 del Bloque I y C-64 del Bloque II, lo cual da indicios de la continuidad de la arena B en los Bloques I y II; del análisis de los datos obtenidos de estos estudios se puede observar que los crudos son bastante parecidos y presentan un patrón composicional, no obstante hay una diferencia del C-38 con respecto a la composición de los crudos del C-25 y C-64, el cual se sale de la tendencia marcada por los otros dos crudos; respecto a ello se plantean dos posibles respuestas, la primera es que puede ser propio de la naturaleza composicional de los tres crudos, pues C-25 y 64 son de la arena B mientras que C-38 produce de la arenas B y C; se puede inferir que los Pozos C-25 y 64 tiene similar composición debido a que producen de de la misma arena B, aun cuando los bloques son diferentes, mientras que el pozo C-38 difiere posiblemente a que produce de dos arenas distintas a la vez, la B y la C. Adicionalmente comparando el crudo de la arena B del Campo Colorado con otros Campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra similitud con composiciones de crudos de cierta área del Campo Lisama que produce de la Zona Mugrosa B.

#### **8.4.2. CARACTERISTICAS DEL GAS DE CAMPO COLORADO**

La caracterización del gas es más sencilla que la del crudo, debido a que su composición es de alcanos que tienen proporciones significativas, además de tener componentes no hidrocarburos como el dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y algunas veces sulfuro de hidrógeno. Para el caso de Campo Colorado se tomó una muestra del pozo C-25, debido a que es el pozo seleccionado para la caracterización completa de los fluidos de aceite y gas; sin embargo, se tienen datos de cromatografías anteriores de pozos de diferentes arenas, cuya composición y propiedades varían entre sí, ellos son los Pozos C-24, 28 y 34. Analizando las cromatografías de los pozos pertenecientes a las arenas B (C-24 y 25) de la Formación Mugrosa, se percibe que son bastante similares, lo cual proporciona un indicio de la continuidad de la arena B, por lo menos a lo largo del bloque I; la cromatografía del Pozo C-24 también mantiene un cierto parecido a la cromatografía procedente del análisis PVT que se corrió de los fluidos del Pozo C-25; de la tendencia composicional del gas en las arenas B del Campo se puede ver la diferencia de los Pozos C-24 y 25 que producen de la arena B, Bloque I, con el Pozo C-70 que produce de la arena B, Bloque II.

También existen cromatografías para el gas correspondiente a las arenas D del Campoy que actualmente no posee Pozos en producción, pero en las cuales se evidencia una similitud composicional del gas, que podría denotar alguna continuidad en las arenas D del Campo, al menos entre los Bloques I y VI, al cual corresponden los pozos C-28 y 49; los demás análisis de cromatografía de gas disponibles corresponden a Pozos que producen conjuntamente de las arenas B y C del Campo Colorado; estos datos no presentan una tendencia similar debido posiblemente a la diferencia

composicional de los fluidos; de ellos no hay información que permita aclarar cuanto de cada arena está produciendo cada pozo.

Es importante anotar que la información de cromatografía del gas para el campo esta desactualizada, pues el dato más reciente es para el Pozo C-25. Es necesario que estos análisis sean llevados a cabo para los Pozos que están en producción actualmente, pues esta caracterización es indispensable para la comercialización o reinyección del gas producido. Analizando la información existente se evidencia un potencial en el gas que posee en promedio 1.5 GPM para las arenas B y 3.5 GPM para las arenas C, lo cual induce a pensar que la inyección del gas en las condiciones actuales podría permitir la optimización del factor de recobro, por el mantenimiento de la presión de yacimiento y la disminución de la precipitación de parafinas.

#### **8.4.3. CARACTERISTICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO COLORADO**

El análisis de las propiedades del agua es importante para determinar el cumplimiento con la normatividad ambiental, en donde se establecen los criterios mínimos para el vertimiento del agua a los afluentes, con el objetivo de brindar protección del medio ambiente. Para la caracterización del agua de producción de Campo Colorado se cuenta con archivos de pruebas realizadas a una muestra de agua obtenida de un intervalo de 3771,06 pies a 3982,12 pies en la Zona B; sin embargo, debido a que no se especifican ciertos datos esenciales, no se da confianza absoluta a estos resultados, no obstante sirven para conocer posibles valores típicos de algunos componentes del agua de Campo Colorado. El muestreo y análisis del agua de producción de Campo Colorado está en proceso de realizarse.

## 8.5. INFRAESTRUCTURA DE CAMPO COLORADO

En cuanto a la infraestructura de Campo Colorado, hay que decir que se compone principalmente de tres partes que son: los Pozos Petroleros perforados, figura 85 A (con la totalidad o parte de sus respectivos equipos para la extracción del crudo: unidades de bombeo, tuberías y varillas de producción, y bombas de subsuelo), la Estación de Recolección y Bombeo de Crudo, figura 85 B (con otra gran cantidad de equipos y componentes), y las líneas de tubería de flujo con sus respectivas válvulas, figura 85 C (estas líneas interconectan cada pozo con la estación de recolección y bombeo, y ésta con la estación del Campo La Cira-Infantas, de ECOPETROL). Toda esta infraestructura (a excepción de parte de las líneas de tubería de flujo que conectan el Campo Colorado con la estación del Campo La Cira Infantas), se encuentra ubicada en el corregimiento de Yarima, en el cual tienen sus tierras familias campesinas, quienes deben aprender a convivir con todos los aparatos y equipos que involucra las actividades de extracción, recolección y bombeo de crudo.

**Figura 85. Infraestructura de Campo Colorado. A. Pozo Petrolero. B. Estación de Recolección y Bombeo de Crudo. C. Líneas de Tubería de Flujo.**



**Fuente:** autor del Proyecto.

## **8.6. PROCESOS REALIZADOS EN CAMPO COLORADO**

### **8.6.1. PROCESO DE TRANSPORTE INTERNO DE HIDROCARBUROS EN CAMPO COLORADO**

El proceso que se realiza actualmente en Campo Colorado para la conducción de los diferentes hidrocarburos producidos es muy sencillo debido a que sólo se encuentran en producción los Pozos Colorado 37 (C-37), Colorado 38 (C-38) y Colorado 70 (C-70), el Pozo C-38 produce entre 14 y 18 BPD, y los Pozos C-37 y C-70 producen alrededor de 25 BPD; se cuenta con las líneas de tubería de flujo que tienen como función transportar el gas producido en cada pozo hasta el sistema de recolección de gas que se encuentra conectado a los toques de los separadores que componen la batería de la estación de recolección y bombeo, de donde luego la red conduce el gas a la línea que sale de la batería hacia la planta proceso del campo La Cira-Infantas localizada en el área industrial de El Centro; en el caso del petróleo producido, se requieren los servicios de un carro chupa manchas que recoge el petróleo del pozo, almacenado en un tanque ubicado al lado de la unidad de bombeo (similar al mostrado en la figura 86, solo que de forma rectangular), y lo transporta hasta la batería de recolección en la estación de recolección y bombeo, sitio en el cual ingresa por el múltiple de entrada para su envío a los tanques de almacenamiento, previo paso por la zona de separadores, de donde finalmente el crudo se bombea hacia la estación de recolección del Campo La Cira Infantas, de ECOPETROL, por la línea de 4 pulgadas de diámetro, sitio en el cual se une a la línea que envía el crudo, allí recolectado, hacia la planta deshidratadora de El Centro. Cada Pozo petrolero de Campo Colorado está dotado de un sistema de contención de fugas de aceite, conformado por un contrapozo, un canal y una trampa de aceite, al final de la cual se encuentra un sifón para descargar al medio.

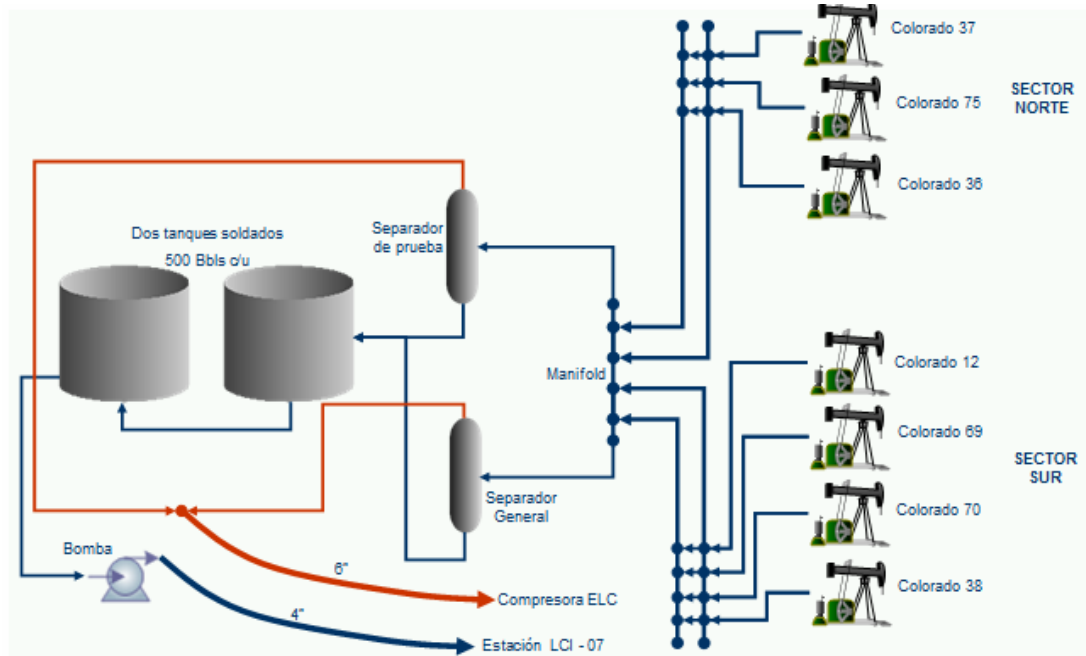
**Figura 86. Tanque al lado de la Unidad de Bombeo.**



**Fuente:** <http://www.orito-putumayo.gov.co/sitio.shtml?apc=m1G1--&x=2039928>

No obstante el empleo de los servicios de un carro chupa manchas, dentro de las líneas de tubería de flujo se cuenta con una línea de 3 pulgadas de diámetro para el envío del crudo producido en los Pozos hasta la estación de recolección y bombeo; el Campo cuenta con una red de colectores que conectan las línea de tubería de flujo con la estación de recolección y bombeo, esta red la conforman el colector norte y el colector sur, ver figura 87; sin embargo, debido a la depositación de sólidos (parafinas, entre otros), al paso del tiempo y las inclemencias del clima, el estado actual de estas líneas de tubería no es el más óptimo ni indicado para el transporte del crudo, pues las pérdidas por fricción causadas por todos estos factores, junto con el taponamiento parcial o casi total de algunos tramos, hacen que este proceso sea inviable por el momento; de todas maneras, el total de estas líneas de tubería se encuentran dispuestas de tal forma que, luego de un buen mantenimiento, el crudo emulsionado con agua y en algunos casos con alto contenido de gas, sea transportado de los pozos a las estaciones de recolección y bombeo, las cuales están diseñadas de acuerdo con los requerimientos técnicos y de seguridad ambiental para el proceso de almacenamiento y trasiego.

**Figura 87. Capacidad de Transporte de Crudo Campo Colorado.**



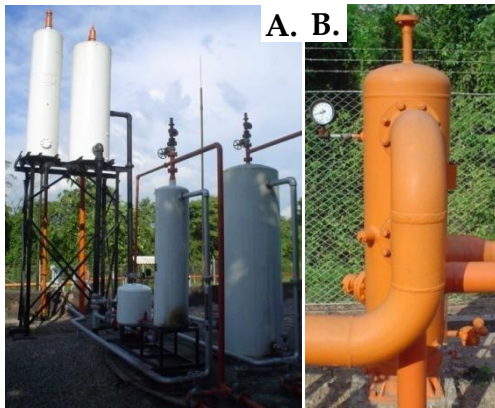
**Fuente:** Base de datos del Campo Escuela Colorado.

### 8.6.2. PROCESO DE SEPARACIÓN Y ALMACENAMIENTO EN CAMPO COLORADO

El proceso de separación y almacenamiento se realiza en la estación de recolección y bombeo, donde el crudo es sometido a procesos físicos y químicos que facilitan la separación de sus diferentes fases; a esta estación ingresan tanto el colector general como el de prueba, en diámetro de 4 pulgadas, y son recibidos en el múltiple de entrada; el colector general es la línea que conduce la producción de todos los pozos y el de prueba conduce el aporte del pozo que se encuentre en prueba; del múltiple de entrada salen 3 líneas de 4 pulgadas de diámetro hacia la zona de separadores, donde se encuentran tres separadores bifásicos (gas-líquido) verticales más un separador de prueba tipo volumétrico, uno de los cuales se utiliza para alinear con la línea de producción general, el otro recibe la producción del pozo en prueba y el tercer separador permanece como relevo en caso de

mantenimiento de alguno de los separadores anteriores que funcionan en operación normal, ver figura 88A; la batería de recolección cuenta con un sistema que recoge el gas proveniente de los pozos por las líneas de 4 pulgadas de diámetro que se encuentran conectadas a los topos de los separadores, de donde la red conduce el gas por la línea que sale de la batería hacia la planta proceso del campo La Cira-Infantas; esta línea que sale de la batería cuenta con trampa para envío de raspadores, y antes de la trampa se cuenta con un “scrubber”, figura 88 B, para retiro de condensados, aunque no se observa estructura de contención en su drenaje; el separador de prueba tipo volumétrico cuenta con una vasija adicional que funciona como medidor, el cual está calibrado para que se abra su válvula de drenaje directamente hacia la zona de los tanques de almacenamiento una vez acumule un barril de crudo; lo mismo ocurre con las líneas de drenaje de los otros separadores.

**Figura 88. Separadores y “Scrubber” de la Batería de Recolección de Campo Colorado. A. Separadores. B. “Scrubber”.**



**Fuente:** autor del proyecto.

La batería de recolección 4 cuenta con dos tanques de almacenamiento de techo fijo, lamina soldada, capacidad nominal de 500 barriles (cada uno), potencial de 38/34 BPD y dimensiones de 8´ de altura y 16´ de diámetro, ver figura 89. La operación normal de almacenamiento se desarrolla con la

alineación de los drenajes de la zona de separadores hacia uno de los dos tanques, en el cual se acumula un volumen considerable de crudo para su posterior despacho mediante la operación de bombeo, por la línea de 4 pulgadas de diámetro, hacia la estación de recolección del campo La Cira-Infantas, proceso durante el cual la salida de los separadores se alinea hacia el otro tanque de almacenamiento.

**Figura 89. Uno de los Dos Tanques de Almacenamiento de la Batería de Recolección de Campo Colorado.**



**Fuente:** autor del proyecto.

### **8.6.3. PROCESO DE BOMBEO (TRANSPORTE EXTERNO DE HIDROCARBUROS) EN CAMPO COLORADO**

Para el envío de la producción de Campo Colorado hacia la planta deshidratadora de El Centro, se cuenta con un sistema de bombeo compuesto por una bomba reciprocante tipo dúplex marca Gardner-Denver, modelo FGFXGR, capacidad operacional de 200 BPH y capacidad nominal de 285 BPH, un motor eléctrico marca General Electric de 30 hP, 1110 rpm, 230/460 Voltios y 66/33 Amperios, con lo cual se alcanza un caudal de 30 barriles por hora a una presión promedio de 120 psi, ver figura 90, que son despachados por la línea de 4 pulgadas de diámetro hacia la estación de recolección La Cira-07 (LCI-07), del campo La Cira-Infantas de

ECOPETROL, sitio en el cual se une a la línea que envía el crudo allí recolectado hacia la planta deshidratadora de El Centro.

**Figura 90. Conjunto Bomba Reciprocante y Motor Eléctrico para el Bombeo de Crudo de la Estación de Campo Colorado.**



**Fuente:** autor del proyecto.

## **8.7. ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN CAMPO COLORADO**

Las actividades que se desarrollan en Campo Colorado se han dividido en tres grupos que son: las actividades que se desarrollan en los Pozos Productores, las actividades que se desarrollan en las Líneas de Producción y las actividades que se desarrollan en la Estación de Recolección y Bombeo de Crudo. Todas estas actividades se describen protocolariamente a continuación.

### **8.7.1. ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN LOS POZOS PRODUCTORES**

Las principales actividades realizadas en los Pozos Productores de Campo Colorado se listan en la tabla 18.

**Tabla 18. Actividades que se desarrollan en los Pozos Productores.**

<b>ACTIVIDADES POZOS PRODUCTORES</b>	
<b>#</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1.	Recorrer los pozos productores.
2.	Colocar golpe a bomba de subsuelo.
3.	Quitar golpe a bomba de subsuelo.
4.	Empacar cabeza del pozo.
5.	Cambiar accesorios en líneas de producción.
6.	Lubricación de las unidades de bombeo.
7.	Cambiar “T” de cabeza de pozo.
8.	Cambiar las correas de la unidad de bombeo.
9.	Desinstalar el cabezal de la unidad de bombeo.
10.	Descargar pozos abandonados.
11.	Realizar prueba de espejo.

**Fuente:** autor del proyecto.

### ➤ **RECORRER LOS POZOS PRODUCTORES**

Esta actividad se lleva a cabo diariamente para hacer la revisión de los Pozos Productores. Se inicia el recorrido de los pozos productores luego de que se revise el reporte de liquidación de producción y el estado de los pozos productores del Campo; por lo general el recorrido de los pozos productores comienza de norte a sur y siguiendo el reporte hasta terminar el recorrido. Se revisa visualmente el estado de cada pozo productor, como por ejemplo: motor eléctrico, correas, freno, barra lisa, cojinetes de la unidad de bombeo, cabezal, pines de la caja y bombeo del pozo. Se reporta al líder de producción cualquier anomalía del pozo productor, como por ejemplo: no bombea, sin corriente, barra lisa partida, cabezal roto, línea de flujo rota, problemas en las unidades de bombeo, ruido en el motor, ruido en la caja

reductora y otras. Se finaliza el recorrido a todos los pozos productores. Y se elabora el reporte final del recorrido de los pozos productores, anotando las sugerencias, recomendaciones y novedades durante el turno y se envía al líder de producción. Cuando ocurra un paro eléctrico general, salida de un circuito o de una subestación eléctrica, se debe hacer el recorrido de los Pozos en forma rápida.

### ➤ **COLOCAR GOLPE A LA BOMBA DE SUBSUELO**

Esta operación se hace cada vez que la bomba requiera que se le coloque golpe. Se verifica si necesita o no colocar golpe a la bomba de subsuelo, por medio del disparo del pozo; para realizar esta maniobra se abre lentamente la válvula de descarga y se realiza una inspección visual. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF”. Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, de manera que las pesas queden ubicadas perpendicularmente hacia arriba, y se acciona el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se coloca la grapa en la barra lisa de manera que quede apoyada en la prensa estopa, ajustadas y apretadas las tuercas para no desgastar los empaques. Se posiciona la grapa de la panela, soltándola de la panela desajustándole las tuercas, desplazándola lo requerido hacia arriba por la barra lisa y ubicándola en su nueva posición ajustándole las tuercas. Se suelta el freno accionando la palanca, lentamente hasta el momento en que el águila sujete la grapa superior y luego se vuelve a frenar la unidad en ese momento. Se retira la grapa inferior de la barra lisa desajustándole las tuercas. Se suelta el freno accionando la palanca. Se comprueba golpe, accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general), girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición AUTO; se deja trabajar la unidad por un espacio breve de tiempo sujetando con los

dedos la barra lisa para comprobar golpes. Y se observa disparo del pozo abriendo la válvula de descarga del pozo para observar el disparo luego de colocar el golpe y cuando se verifica el disparo del pozo se cierra nuevamente la válvula de descarga.

### ➤ **QUITAR GOLPE A LA BOMBA DE SUBSUELO**

Esta operación se hace cada vez que la bomba requiera que se le quite golpe. Se verifica si necesita o no quitar golpe a la bomba de subsuelo por medio del disparo del pozo abriendo lentamente la válvula de descarga y realizando una inspección visual. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF”. Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, de manera que las pesas queden ubicadas en forma horizontal, y se acciona el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general) en el momento en que las pesas estén en posición horizontal. Se coloca la grapa en la barra lisa de manera que quede apoyada en la prensa estopa, ajustadas y apretadas las tuercas para no desgastar los empaques. Se coloca en servicio la unidad de bombeo accionando la palanca del freno y el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general), girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “AUTO”, permitiendo girar las pesas nuevamente y deteniendo la unidad de bombeo para posteriormente frenar la unidad con las pesas arriba. Se posiciona la grapa de la panela, soltándola de la panela desajustándole las tuercas, desplazándola un pie hacia abajo por la barra lisa y ubicándola en su nueva posición ajustándole las tuercas. Se suelta el freno accionando la palanca lentamente hasta el momento en que el águila sujete la grapa superior. Se retira la grapa inferior de la barra lisa desajustándole las tuercas. Se coloca en servicio la unidad de bombeo accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y

girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “AUTO”. Y se verifica que se haya quitado el golpe dejando trabajar la unidad por un espacio breve de tiempo sujetando con los dedos la barra lisa para comprobar que se haya quitado el golpe.

### ➤ **EMPACAR LA CABEZA DEL POZO**

Esta operación se hace cada vez que los empaques en cabeza de pozo no están sellando bien. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF”. Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, y se acciona el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se revisa el estado del cabezal realizando una inspección en forma visual. Se descarga la presión de la cabeza del pozo colocando el codo de la línea de descarga hacia abajo y abriendo la válvula para descargar el pozo. Se desenroscan los tornillos del prensa estopa que ajustan la caja del prensa estopa. Se sube la prensa estopa para sacar empaques, sosteniendo la prensa estopa unos 2 pies para retirar los empaques a cambiar. Se sacan los empaques con un destornillador adecuado, retirando el primer empaque y sucesivamente los otros. Se limpia y lava el interior de la caja de empaques utilizando un disolvente. Se revisa la barra lisa parándose de frente a la barra lisa en diferentes puntos hasta que se cubra toda la superficie de la barra lisa y se observe en forma visual si está centrada, descentrada o picada. Se engrasan los empaques nuevos aplicando grasa por la parte interior. Se colocan los empaques nuevos utilizando un destornillador, colocándolos de tal forma que sus ranuras no coincidan el uno con el otro. Se coloca la tapa de la prensa estopa bajando y enroscando o ajustando los tornillos, ubicando primero los tornillos más pequeños y luego la tapa con los tornillos más grandes. Se cierra válvula de descarga del pozo, de 1”. Se verifica el espacio entre la barra lisa y el

empaques, limpiando la barra lisa y verificando que no quede escape entre el empaque y la barra lisa. Se suelta el freno accionando la palanca lentamente. Se coloca en servicio la unidad de bombeo accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “AUTO”. Y se verifica la eficiencia del empaque observando que no haya escape de crudo por la prensa estopa y que no haya presencia de humo al quemar el empaque por apretado de la caja.

### ➤ **CAMBIAR ACCESORIOS EN LA LINEA DE PRODUCCION**

Esta actividad se lleva a cabo cuando los accesorios de la línea de producción están averiados. Se revisa el estado de la trampa realizando una inspección visual, comprobando si el nivel es óptimo para hacer el descargue del pozo. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF”, y accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se cierra la válvula de 2” de la línea de gas o de crudo, a la cual pertenece el accesorio a cambiar (gas o crudo). Se cierra la válvula de bloqueo de la línea de producción. Se descarga la presión de la cabeza del pozo colocando el codo de la línea de descarga hacia abajo y abriendo la válvula para descargar el pozo. Se desenrosca el universal girándolo para verificar si existe crudo en la línea, y si hay, una vez se haya vaciado todo el crudo circulante, ubicar el universal en la parte superior de la tubería. Se retira el accesorio que se va a cambiar de la línea de producción desajustándolo de donde está acoplado y retirándolo, utilizando la llave para tubo. Se instala el nuevo accesorio de la línea de producción, enrosándolo en los accesorios a los cuales va acoplado, ajustándolo con la llave de tubo, y ubicando y ajustando el universal. Se coloca la lengüeta de la válvula de retención; en caso de que se cambie un accesorio que se encuentre después de la válvula

de retención, se desajustan y retiran los tornillos de la tapa de la válvula de retención, y se instala y ajusta la lengüeta del cheque con el tornillo de sujeción. Se abre la válvula de bloqueo de la línea de producción. Se cierra la válvula de 1" de descarga del pozo. Se abre la válvula de 2" de la línea de gas o de crudo, a la cual pertenece el cheque que se cambió (gas o crudo). Y se coloca en servicio la unidad de bombeo accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "AUTO".

### ➤ **LUBRICACION DE LAS UNIDADES DE BOMBEO**

Esta actividad se lleva a cabo cuando la unidad necesita ser lubricada. Se desenergiza y frena la unidad, girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "OFF", accionando la palanca del freno lentamente de forma que las pesas queden abajo para facilitar el engrase y accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Para la caja reductora: se revisa el nivel de aceite de la caja reductora, retirando el tapón superior para verificar el nivel, haciéndolo en forma descendente, y si al comprobar que al destapar el primer tapón no hay nivel, entonces se retira el siguiente, y así sucesivamente; se agrega el aceite adicionándolo hasta completar el nivel requerido y luego se colocan los tapones que se hayan retirado. Para los pines: se retira el tapón de la tapa lateral del pin, se agregue el nivel requerido de aceite (a las unidades del campo se les agrega valvulina EP460) y luego se coloca el tapón. Para la chumacera de centro: se retira el tapón de la chumacera, se agregue el nivel requerido de aceite y luego se coloca el tapón. Para la chumacera de cola: se engrasa la chumacera empleando una engrasadora manual para inyectar la grasa por el grifo instalado en la chumacera, hasta verificar que está completamente engrasada.

## ➤ **CAMBIAR “T” DE LA CABEZA DEL POZO**

Esta actividad se lleva a cabo cuando la “T” de cabeza de pozo se encuentra averiada. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF”. Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, de manera que las pesas queden ubicadas en posición hacia arriba, y se acciona el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se revisa el estado de la “T” de cabeza del pozo realizando una inspección en forma visual. Se descarga la presión de la cabeza del pozo colocando el codo de la tubería de descarga hacia abajo y abriendo la válvula para descargar el pozo. Se acciona la válvula de bloqueo de la línea de producción, cerrándola. Se desajusta el universal girándolo para desajustar el niple con la línea de producción, utilizando llave para tubo. Se retiran los accesorios de la “T” desajustando y retirando el codo y la botella que están sujetos a la “T”, utilizando llave para tubo. Se desenrosca la caja del prensa estopa soltando los tornillos que la ajustan. Se sube el prensa estopa, sosteniéndolo unos 2 pies para retirar los empaques, con un destornillador adecuado, retirando el primer empaque y sucesivamente los otros. Se desajusta la “T” de cabeza de pozo y se levanta aproximadamente 2 pies, utilizando llave para tubo. Se coloca la grapa en la barra lisa, quedando apoyada en la posición en donde se encontraba la “T”, y se ajustan y aprietan los tornillos. Se retira la grapa de la panela desajustándola.

Se retira el “cople” de la barra lisa girándolo y retirándolo de la parte superior de la barra lisa utilizando llave para tubo. Se retira la caja de empaques y la “T”, desplazándolos y retirándolos por la parte superior de la barra lisa. Se introduce la nueva “T” de cabeza de pozo desplazándola por la parte superior de la barra lisa, verificando la posición correcta de la misma, y

posteriormente realizando el mismo procedimiento para introducir la caja de empaques, verificando la posición correcta de ésta. Se coloca el “cople” retirado en el extremo superior de la barra lisa, ajustándolo utilizando la llave de tubo; se coloca un “cople” nuevo en caso de presentar deterioro el retirado. Se coloca y ajusta la grapa sobre la panela, verificando la posición adecuada de la misma y ajustándola con la presión requerida para este conjunto, utilizando la llave de estría. Se retira la grapa inferior de la barra lisa desajustando las tuercas de ésta. Se instala y ajusta la “T” de cabeza de pozo ubicándola en su posición y enroscándola, utilizando la llave para tubo; posteriormente se instala la caja de empaques en su posición correcta y se ajustan sus tornillos con la llave. Se acoplan los accesorios de la “T” de cabeza de pozo, enroscando y apretando el codo y la botella que llegan a la “T”, y ajustando el universal y el niple de la línea de producción. Se desbloquea la línea de producción, abriendo la válvula de bloqueo. Se cierra la válvula de 1” de descarga del pozo, girándola. Se suelta el freno accionando la palanca lentamente. Y se coloca en servicio la unidad de bombeo accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “AUTO”.

### ➤ **CAMBIAR LAS CORREAS DE LA UNIDAD DE BOMBEO**

Esta actividad se lleva a cabo cuando las correas de la unidad de bombeo se encuentran averiadas. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF”. Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, y se acciona el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se retira el protector guarda correa, en caso de que la unidad tenga, soltando los tornillos que sujetan el protector a la base de la unidad, levantando el protector, retirándolo y colocándolo a un lado. Se verifica el tipo

de correa, dejando rotar la correa lentamente hasta cuando aparezcan en frente las especificaciones del ancho, largo y marca. Se sueltan los rieles de tensión del motor, soltando las tuercas de los rieles con la llave adecuada. Se suelta el tensor, soltando el tornillo del tensor lentamente hasta cuando permita la entrada de la correa nueva.

Se coloca la correa nueva en las ranuras correspondientes para tener el mejor alineamiento. Se tensiona y alinea la correa al mismo tiempo, utilizando para esta operación una plomada o pita. Se aseguran los rieles de tensión del motor, ajustando las tuercas de los rieles con la ayuda de las llaves mixtas, de acuerdo con las dimensiones de las tuercas. Se deja el tensor por el lado que se encuentra la polea, pues con esta posición se evita la distensión o corrida del motor. Se coloca el protector guarda correas, instalándolo nuevamente, apretando los tronillos y ajustando el protector a la base de la unidad. Se despeja el área de trabajo verificando que en el sitio no queden ni operadores, ni herramientas, ni objetos que impidan la operación normal de la unidad. Se quita el freno de la unidad, verificando que el sistema de frenos esté trabajando normalmente, observando que las bandas se encuentren libres de las campanas. Se coloca en servicio la unidad de bombeo, accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla colocándola en la posición “AUTO”. Se verifica el balanceo de la unidad, rotando la unidad durante cinco minutos, parándola y verificando la posición de las pesas, las cuales deben quedar en posición horizontal, haciendo equilibrio entre el peso de la sarta y el peso de las pesas.

➤ **DESINSTALAR EL CABEZAL DE LA UNIDAD DE BOMBEO**

Esta actividad se lleva a cabo solamente cuando sea necesario. Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control

colocándola en la posición “OFF”. Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, de manera que las pesas queden ubicadas en posición horizontal, y se acciona el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general), en el momento en que las pesas estén en esta posición. Se coloca la grapa en la barra lisa, quedando apoyada en la prensa estopa, se ajustan y aprietan las tuercas. Se coloca en servicio la unidad de bombeo, accionando la palanca del freno lentamente, accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla colocándola en la posición “AUTO”; se permite girar a las pesas nuevamente y se detiene la unidad de bombeo para posteriormente frenarla con las pesas arriba, para encerrar. Se quita peso al conjunto águila-cabezal, accionando el interruptor del motor el tiempo suficiente para que el águila quede libre del peso de la sarta. Se desmonta el cabezal, soltando la botella del águila para luego soltar el águila de la barra lisa y finalmente soltar el cabezal del caremulo. Se instala el nuevo cabezal, subiéndolo con ayuda de la manilla y colgándolo del carril del caremulo de la unidad de bombeo. Se engancha el cabezal al águila, igualando las puntas del cabezal y colocando la botella en los extremos del águila. Se coloca peso al conjunto águila cabezal, soltando el freno lentamente de la unidad hasta que el cabezal quede tensionado. Se retira la grapa inferior de la barra lisa, desajustando las tuercas. Se coloca en servicio la unidad de bombeo, accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla colocándola en la posición “AUTO”.

### ➤ **DESCARGAR LOS POZOS ABANDONADOS**

Esta actividad se lleva a cabo solamente cuando los pozos están llenos por el anular. Se ubica el camión de vacío, parqueándolo en reversa a una distancia prudencial, de tal manera que sea fácil la salida al momento de

presentarse una emergencia. Se conecta la manguera de 2" con un extremo al camión de vacío y el otro a la válvula del anular del Pozo, utilizando llave de tubo. Se abre lentamente la válvula de 2" del anular del pozo para descargar el fluido. Se descarga el crudo, esperando hasta que el crudo que está en el anular salga completamente, y en caso que el camión de vacío se llene, se debe parar la operación y llevar el crudo a la estación. Se desconecta la manguera, cerrando primero la válvula de 2" del anular del pozo y luego desconectando la manguera, utilizando la llave de tubo.

➤ **REALIZAR LA PRUEBA DE ESPEJO**

Esta actividad se lleva a cabo solamente cuando sea necesario. Se verifica si el pozo fluye, colocando el codo de la línea de descarga hacia abajo y abriendo la válvula de descargue para observar si el pozo fluye o no. Se cierra la válvula de descarga de 1". Se desenergiza la unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "OFF", y accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se ubican los operadores: uno en la cabeza del pozo, otro en la palanca del freno y otro en la caja de control de la unidad. Se cierra lentamente la válvula de 2" de la cabeza del pozo. Se descarga el tramo donde se va a instalar el manómetro, para esto se abre la válvula de 1". Se instala el manómetro, retirando el tapón de la "T" en la cual se va a ubicar para luego instalarlo. Se cierra lentamente la válvula de bloqueo de la línea de flujo de 2" de diámetro. Se cierra lentamente la válvula de descarga y se abre la válvula de 2" de la cabeza del pozo para comenzar la medición. Se coloca en servicio la unidad de bombeo, accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo y girando la perilla colocándola en la posición "AUTO". Se toma el tiempo de la presión acumulada para el rango de presión entre 300 a 400 psi, con la unidad trabajando y con la ayuda de un reloj (con segundero). Se desenergiza la

unidad de bombeo girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "OFF", y accionando el interruptor o breaker de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se prueba la válvula fija, frenando la unidad de bombeo con el caremulo hacia abajo. Se toma la presión acumulada, realizando la lectura aproximadamente al minuto de haber parado la unidad. Se toman los datos de presión acumulada, realizando la prueba a los 3, 6, 10, 15 y 21 minutos siguientes, y se da por terminada.

Se suelta el freno accionando la palanca lentamente hasta el momento en que el águila sujete la grapa superior y vuelva a frenar la unidad en ese momento. Se prueba la válvula viajera, colocando en funcionamiento nuevamente la unidad de bombeo, sin abrir ninguna válvula, dejándola rotar hasta cuando se consiga la presión adecuada para hacer la prueba. Se toma nuevamente la presión acumulada, después de que se haya colocado en servicio la unidad de bombeo, determinando el tiempo para un rango de presión entre 300 y 400 psi con la ayuda de un reloj (con segundero). Se para la unidad de bombeo, girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "OFF". Se frena la unidad de bombeo accionando la palanca del freno lentamente, de manera que las pesas queden ubicadas perpendicularmente hacia abajo, y se acciona el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se toma la presión acumulada, realizando la lectura aproximadamente al minuto de haber parado la unidad. Se repite la toma de la presión, realizando esta secuencia repetitiva a los 3, 6, 10, 15 y 21 minutos siguientes y se da por terminada la prueba. Se cierra la válvula de 2" de cabeza de pozo, girándola. Se descarga el tramo del manómetro abriendo la válvula de 1". Se retira el manómetro y se coloca el tapón de la "T". Se abre la válvula de bloqueo de la línea de producción. Se prueba la válvula de cheque de retención de 2" de la línea de flujo y las válvulas en la cabeza del pozo y línea de flujo, soltando el tapón de 2" de la "T" de la línea de flujo, y si se presenta retorno y presión

alta, posiblemente hay paso en la válvula cheque, lo cual indicaría que se encuentra en malas condiciones. Se colca el tapón. Se cierra la válvula de descarga de 1". Se abre la válvula de 2" de la cabeza del pozo. Y se coloca en servicio la unidad de bombeo, accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "AUTO".

### 8.7.2. ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN

Las principales actividades realizadas en las Líneas de Producción de Campo Colorado se listan en la tabla 19.

**Tabla 19. Actividades que se desarrollan en las Líneas de Producción.**

ACTIVIDADES LÍNEAS DE PRODUCCIÓN	
#	DESCRIPCIÓN
1.	Descargar líneas.
2.	Sellar línea rota.

**Fuente:** autor del proyecto.

#### ➤ **DESCARGAR LAS LÍNEAS**

Esta actividad se lleva a cabo cuando sea necesario. Se determina la línea que va a ser descargada, el trabajo que se va a realizar en ella, la ubicación y las características de la línea de producción; la importancia del descargue en la línea se aplica al trabajo que se va a realizar en ella, por ejemplo: si a la línea se le va aplicar soldadura ésta debe quedar descargada y totalmente lavada, libre de producto que pueda generar vapores y provocar incendio o explosión al momento de realizar la actividad. Se desenergiza la unidad de bombeo, girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición

“OFF” y accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se cierran las válvulas de 2” de las líneas de gas y de crudo, girándolas. Se cierra la válvula de bloqueo de la línea de producción. Se cierran las válvulas general y de medida en el colector que recibe la línea de producción del pozo descargado. Se descarga la presión de la cabeza del pozo, colocando el codo de la línea de descarga hacia abajo y abriendo la válvula para descargar el pozo. Se retira la lengüeta de la válvula de retención, desajustando y retirando la tapa de la válvula, para desajustar y retirar el tornillo de sujeción de la lengüeta del cheque y así poder retirarla y luego colocar nuevamente la tapa de la válvula de retención. Se abre la válvula de bloqueo de la línea de producción, dejando evacuar todo el contenido de ese tramo de tubería por el codo de descargue del pozo y manteniendo su previsión sobre el llenado de la trampa; de ser necesario se debe solicitar la succión de la mancha de crudo con el camión de vacío. Se lava con agua el interior de la línea, si se va a realizar trabajos de soldadura sobre ella, desenroscando el universal, retirando el niple de la línea, girando el codo de la línea retirada y ubicándolo de forma que pueda aplicársele agua en su interior por medio de mangueras; utilice camión contra incendios de ser necesario para el suministro de agua.

Para realizar labores en la línea de producción comprendida entre colector-colector: Dirigiéndose a los colectores que reciben las líneas de producción de los pozos involucrados se envía esta producción de los pozos, determinando la línea (de medida o general) que se va a descargar, por la línea contraria a la de descarga, cerrando las válvulas del general y abriendo las de medida, si se desea descargar la línea general, y viceversa. Se retira la tapa de la línea a descargar, ubicándola al guiarse por el primer colector que ella reciba, desajustándola, retirando los tornillos con llave y ubicándola en un lugar donde no obstaculice el desplazamiento en el área; se deja evacuar todo el contenido de crudo del tramo de tubería, manteniendo

supervisión sobre el llenado de la trampa, de ser necesario solicitar la succión de la mancha de crudo con el camión de vacío. Se lava con agua el interior de la línea si se va a realizar trabajos de soldadura sobre ella, utilizando camión contra incendios de ser necesarios para el suministro de agua.

### ➤ **SELLAR LAS LINEAS ROTAS**

Esta actividad se lleva a cabo cada vez que se requiera sellar la línea rota. Se localiza la línea rota, realizando una inspección en forma visual para determinar el sitio de la rotura y la unidad de bombeo correspondiente. Se despeja toda el área quitando la maleza y obstáculos que existan en la zona, para facilitar el trabajo. Se para la unidad de bombeo, girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición “OFF” y accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (bajando el general). Se cierra la válvula de 2” de la cabeza del pozo de la línea de gas y crudo. Se cierra la válvula de bloqueo de la línea de producción. Se cierran las válvulas general y de medida del colector que recibe la línea de producción del pozo a descargar. Se descarga la presión de la cabeza del pozo, colocando el codo de la línea de descarga hacia abajo y abriendo la válvula para descargar el pozo. Se retira la lengüeta de la válvula de retención, desajustando y retirando la tapa de la válvula, desajustando y retirando el tornillo de sujeción de la lengüeta del cheque y luego colocando nuevamente la tapa de la válvula. Se abre lentamente la válvula de bloqueo con el objetivo de descargar la línea de producción, se deja evacuar todo el contenido de ese tramo de tubería por el codo de descargue del pozo, manteniendo supervisión sobre el llenado de la trampa, y de ser necesario se solicita la succión de la mancha de crudo con el camión de vacío. Se coloca el accesorio del sello, determinando que accesorio se va a instalar en la línea rota, dependiendo del diámetro del orificio de la tubería (silla o trompo), y si

se utiliza silla, se coloca el revestimiento de asbesto y caucho, luego se ubica la pieza metálica y se enroscan y ajustan los tornillos. Se coloca la lengüeta de la válvula de retención, desajustando y retirando los tornillos de la tapa de la válvula, e instalando y ajustando la lengüeta del cheque con el tornillo de sujeción. Se cierra la válvula de 1" de descarga del pozo. Se abre la válvula del colector. Se abre la válvula de 2" de línea de gas y de crudo de la cabeza del pozo. Se coloca en servicio la unidad de bombeo, accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica de la unidad de bombeo (subiendo el general) y girando la perilla de la caja de control colocándola en la posición "AUTO".

### 8.7.3. ACTIVIDADES QUE SE DESARROLLAN EN LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y BOMBEO

Las principales actividades realizadas en la Estación de Recolección y Bombeo de Campo Colorado se listan en la tabla 20.

**Tabla 20. Actividades que se desarrollan en la Estación de Recolección y Bombeo.**

<b>ACTIVIDADES ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y BOMBEO</b>	
<b>#</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1.	Medición manual de nivel de tanques de almacenamiento de crudo.
2.	Liquidar producción.
3.	Hacer cambio de tanque.
4.	Sacada de servicio del separador de prueba.
5.	Sacada de servicio del separador general.
6.	Cambiar pozos de medida.
7.	Bombear crudo de estación.
8.	Puesta en marcha de la bomba de transferencia para bombear crudo del API al tanque.
9.	Parada de la bomba de transferencia.
10.	Realizar permisos para trabajos en el área de producción.
11.	Realizar mantenimiento del separador API.

**Fuente:** autor del proyecto.

#### ➤ **MEDICIÓN MANUAL DEL NIVEL DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO**

Esta actividad se lleva a cabo diariamente. Se dirige al área de medición del tanque, subiendo por las escaleras del tanque hasta el techo donde se

encuentra la escotilla de medición. Se baja la cinta de medición apropiada para medir a fondo, colocando la pinza de tierra a la boquilla del tanque o a la baranda del tanque, bajándola hasta que ésta toque el fondo del tanque, manteniéndose un contacto entre la cinta y la boquilla hasta que la plomada entre al líquido. Se saca la cinta de medición y se anota la lectura o corte sobre la cinta. Se debe repetir la medición en caso de duda, efectuándose 2 mediciones consecutivas y en caso que se tenga una discrepancia en los resultados, se debe efectuar tantas veces como sea necesario hasta conseguir 2 medidas consecutivas con iguales resultados.

➤ **LIQUIDAR PRODUCCION**

Esta actividad se lleva a cabo diariamente. Se toma la lectura manual del nivel de crudo y de agua del tanque de almacenamiento, aplicándole a la cinta, antes de introducirla al tanque, la crema reveladora de nivel de agua hasta el nivel que se estime conveniente. Se convierte la medida de niveles de milímetros a barriles, tomando las unidades en milímetros y comparándola en la tabla de conversión para establecer la medida en barriles, tanto del nivel total como del nivel de agua. Se determina la producción, tomando la medida de existencia de crudo del día actual y sumándole el bombeo efectuado, y a esa cantidad restándole la producción del día anterior. Se diligencia el reporte de operación de estaciones, anotando los valores de producción liquidados, los pozos que se encuentran en medida y otros datos necesarios, utilizando un formato para reporte de operador de estación. Se consigna en el reporte de anomalías, todas aquellas encontradas en el ejercicio de la labor. Se envía el reporte de liquidación, tomando el reporte de estación, archivándolo en los registros y entregando el reporte al líder de producción; también se reportan los datos de producción a la Unidad de Estadística de El Centro.

➤ **HACER CAMBIO DE TANQUE**

Esta actividad se lleva a cabo cuando se haga la medición manual del nivel del tanque y se determine que se requiere hacer cambio de tanque. Se determina el tanque de almacenamiento de crudo a sacar de servicio, midiendo el nivel del tanque manualmente. Se cierra la válvula de 4" de recibo de crudo del tanque. Se pasa al tanque de almacenamiento de crudo que se va a poner en servicio y se abre la válvula de 4" de recibo de crudo.

➤ **SACADA DE SERVICIO DEL SEPARADOR DE PRUEBA**

Esta actividad se lleva a cabo cada vez que se requiera sacar de servicio el separador de prueba. Se determina el separador de prueba a sacar de servicio, identificándolo según lo programado. Se identifica y retira el pozo que se está midiendo en el separador de medida, cerrando la válvula de entrada al separador de medida y abriendo la válvula de entrada al separador general. Se cierra la válvula de salida de crudo del separador, cerrando la válvula de crudo del sistema que se encuentra en la parte inferior del separador. Se cierra la válvula de salida del gas del separador, cerrando la válvula de gas del sistema que se encuentra en la parte superior del separador. Se drena el crudo del separador de prueba al separador API, abriendo lentamente la válvula de descarga del separador de prueba al separador API, y al momento de evacuar todo el crudo contenido en el separador, se cierra la válvula y se mantiene en esa posición. Se mantiene cerrada la válvula de drenaje del separador API, verificando y manteniendo esta posición durante la operación. Se mantiene cerrada la válvula de entrada o recibo de crudo del separador de prueba ubicada a un costado del mismo. Se reporta la sacada de servicio del separador de prueba y las condiciones en las que se encuentra, al líder de producción.

### ➤ **SACADA DE SERVICIO DEL SEPARADOR GENERAL**

Esta actividad se lleva a cabo cada vez que se requiera sacar de servicio el separador general. Se determina e identifica el separador general que necesita ser sacado de servicio según lo programado. Se retira el pozo de medida del separador, identificando el pozo que se está midiendo en el separador y retirándolo de medida, cerrando la válvula de entrada al separador general y abriendo la válvula de entrada al separador de medida. Se cierra la válvula de salida de crudo del sistema que se encuentra en la parte inferior del separador. Se cierra la válvula de salida del gas del sistema que se encuentra en la parte superior del separador. Se drena el crudo del separador de prueba al separador API, abriendo lentamente la válvula de descarga del separador general al separador API, y al momento de evacuar todo el crudo contenido en el separador se cierra la válvula y se mantiene en esa posición y se verifica que la presión del separador esté en cero. Se mantiene cerrada la válvula de drenaje del separador API, verificando y manteniendo esta posición durante la operación. Se mantiene cerrada la válvula de entrada o de recibo de crudo del separador general ubicada a un costado del mismo. Se reporta al líder de producción la sacada de servicio del separador general y las condiciones en las que se encuentra.

### ➤ **CAMBIAR POZO DE MEDIDA**

Esta actividad se lleva a cabo cada vez que se requiera cambiar pozos de medida. Se determina el pozo a medir, estableciendo el pozo al que se le va a hacer la medición y verificando que el pozo esté operando revisando el descargue. Se realiza el recorrido a los colectores cumpliendo con la ruta establecida y recorriendo uno a uno los colectores relacionados. Se identifica y retira el pozo a sacar de medida dentro del colector programado, abriendo la válvula de la línea general y cerrando la válvula de la línea de medida del

pozo. Se identifica e incorpora el nuevo pozo de medida a entrar dentro del colector programado, abriendo la válvula de la línea de medida del pozo y cerrando la válvula de la línea general. Se consigna en el reporte del operador, registrando las relaciones establecidas de medidas de pozos.

### ➤ **BOMBEAR CRUDO DE LA ESTACION**

Esta actividad se lleva a cabo cuando se haga la medición manual del nivel del tanque para relacionar la medida al momento de liquidar producción y se determine que se requiere bombear crudo de la estación, haciendo la medición final del nivel del tanque para determinar la cantidad de crudo bombeado. Se selecciona el tanque de almacenamiento de crudo que va a ser bombeado de la estación 04 Colorados a la estación La Cira 07, midiendo manualmente el nivel del tanque y relacionando la medida al momento de liquidar producción. Se acondicionan para bombeo las válvulas de recibo y salida del tanque seleccionado, abriendo la válvula de bombeo y cerrando la válvula de recibo del tanque, colocando a recibir el crudo proveniente del separador al otro tanque de la estación, cerrando la válvula de bombeo y abriendo la válvula de recibo de éste, utilizando llave de ser necesario. Se acondicionan las válvulas de la bomba para realizar la transferencia de crudo, abriendo la válvula de succión de la bomba para permitir la entrada de crudo, cerrando la válvula de succión del separador API y abriendo la válvula de salida de la bomba para permitir la transferencia de crudo, revisando el nivel de aceite de la bomba y realizando chequeo visual del estado de las correas de la misma; se abre la válvula de alivio y se drena el aire que contenga y en el momento que salga crudo se debe cerrar la válvula, dejando siempre abierta la válvula de entrada a la válvula de seguridad y manteniendo cerrado el “bypass” para permitir el bombeo, utilizando llave de ser necesario. Se da encendido a la bomba de transferencia, colocando el “switch” de la bomba en la posición determinada y oprimiendo el botón de

encendido de la misma. Se para la bomba de transferencia de crudo, luego de haberse determinado y cumplido el tiempo de bombeo, oprimiendo el botón respectivo para la parada de la bomba. Se elabora el reporte de la entrega de crudo, haciendo la medición manual final del nivel del tanque de almacenamiento de crudo para determinar la cantidad de crudo bombeado. Se normaliza la bomba para la no transferencia de crudo, cerrando la válvula de succión y descargue, manteniendo cerrada la válvula de alivio y manteniendo cerrado el bypass. Se normaliza el tanque para recibo de crudo, abriendo la válvula de recibo del tanque, cerrando la válvula de recibo del otro tanque de la estación y cerrando las válvulas de bombeo de los dos tanques.

➤ **PUESTA EN MARCHA DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA PARA BOMBLEAR CRUDO DEL API AL TANQUE**

Esta actividad se lleva a cabo cada vez se requiera bombear crudo del API al tanque. Se identifica y alista el tanque que va a recibir el crudo del API y se abre la válvula de 4" por la línea de bombeo, junto al tanque. Se abre la válvula de 3" de succión del API. Se cierra la válvula de 4" de succión de los tanques; se debe cerrar la válvula que está cerca de la bomba. Se abre la válvula de 4" de succión de entrada a la bomba; se debe abrir la válvula que se encuentra junto a la bomba. Se cierra la válvula de 2" de la línea de bombeo a la estación 07, en El Centro. Se abre la válvula de 2" de salida de la bomba hacia el tanque. Se abre el "bypass" de la bomba y se observa que la válvula de control de seguridad esté abierta. Se enciende la bomba, dirigiéndose a la caja de control de la bomba y accionando el interruptor o "breaker" de la caja eléctrica (subiendo el general) y girando la perilla colocándola en la posición "AUTO". Se cierra lentamente la válvula de "bypass" de la bomba

➤ **PARADA DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA**

Esta actividad se lleva a cabo una vez se haya desocupado el API. Se observa que el separador API este desocupado, acercándose al separador y cerciorándose que éste se encuentre desocupado. Se desenergiza la bomba, acercándose a la caja de control de la bomba y girando la perilla colocándola en la posición “OFF” y accionando el interruptor o “breaker” de la caja eléctrica (bajando el general). Se cierra la válvula de succión de 3” del API. Se cierra la válvula de bombeo de 4”, junto al tanque.

➤ **REALIZAR PERMISOS PARA TRABAJOS EN EL AREA DE PRODUCCIÓN**

Esta actividad se lleva a cabo cada vez que se realice la prueba de gases. Se establece el trabajo a realizar, determinando y detallando la clase y tipo de trabajo para el cual se solicita el permiso, consultando con el interventor, contratista o persona que va a realizar la labor. Se realiza la prueba de gases, comprobando el estado de las baterías del explosímetro, girando la perilla de la posición “OFF” hacia la posición “ON” y graduando la aguja del indicador para que quede sobre el cero de la reglilla, luego se desplaza sobre el área que se va a trabajar y se pulsa la bomba de succión tantas veces como muestras se vaya a realizar sobre el área, verificando que no exista presencia de gases en la misma, y si hay presencia de gases, notifique al líder de producción inmediatamente. Se bloquean las líneas o área de trabajo, cerrando las válvulas de los extremos del tramo de tubería, si la labor es de cambio de tubería. Se diligencia el permiso de trabajo, una vez terminadas las condiciones de seguridad para la realización del trabajo (en frío o en caliente según lo requiera la magnitud del trabajo), diligenciándolo en presencia de la persona que va a ejecutar la labor, utilizando el formato

establecido por la UIS. Se elabora el respectivo cierre del permiso de trabajo, una vez haya sido terminada la obra.

➤ **REALIZAR MANTENIMIENTO DEL SEPARADOR API**

Esta actividad se lleva a cabo al realizar la prueba de gas al separador API y al momento de llenar el separador API con agua. Se saca de servicio el separador API, cerrando lentamente la válvula de la compuerta que da acceso al líquido al separador. Se evacuan las aguas aceitosas del separador API, poniendo en marcha la bomba de transferencia para bombear todo el líquido que hay en el separador API y enviarlo al tanque hasta dejarlo completamente vacío. Se realiza la respectiva prueba de gas al separador API, con ayuda del explosímetro, llenando los respectivos formatos de permisos de trabajo. Se transfieren totalmente los sedimentos (lodo y arena) del separador API en mantenimiento hacia el camión transportador tipo volqueta o carro tanque. Se transportan los sedimentos hacia el centro de depósito de lodos (CDL), efectuándose el número de viajes necesarios para transportar todos los sedimentos acumulados en el separador API, sin llenar completamente el platón del camión para evitar derrames sobre la vía. Se limpian las manchas de aceite y lodo, limpiando con agua las manchas de lodo y cubriendo con una mezcla de agua-cemento las manchas de aceite ocasionadas durante los trabajos de mantenimiento en el área del separador API. Se llena con agua industrial el separador API, transportando agua con el camión de vacío para llenar el nivel del colchón de agua requerido en el separador API hasta obtener su nivel normal. Una vez terminado el trabajo de mantenimiento se deja disponible el separador API para ponerlo en servicio.

## **9. PROYECTOS DE GRADO DE INGENIERÍA MECÁNICA A REALIZARSE EN CAMPO COLORADO**

### **9.1. COMPENDIO DE PROBLEMAS EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Durante el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos, los pozos llegan a presentar problemas no solo originados por las condiciones mismas del yacimiento, sino también debido a operaciones inadecuadas de completamiento, así como operaciones inadecuadas de producción. Es conveniente realizar un análisis de los principales problemas que ocurren en los pozos de hidrocarburos para poder vislumbrar algunas de sus posibles soluciones.

Entre los principales problemas que se deben analizar se encuentran la baja permeabilidad y porosidad del yacimiento, los taponamientos en la cara del pozo, la depositación de costras, parafinas y asfaltenos, producción de agua en pozos de petróleo y gas, producción de gas en pozos de petróleo, la producción excesiva de arena y los problemas de la corrosión, lo cual va a incidir considerablemente en una merma en la producción de hidrocarburos y por tanto se reflejará en la vida económica del proyecto; por otra parte, también se deben analizar las principales fallas que ocurren en los sistemas de levantamiento artificial, puesto que un diseño inadecuado, una aplicación inadecuada, o un mal funcionamiento de este puede ser la causa de una reducción en la producción de petróleo.

Para lograr un buen éxito en el diseño y aplicación de un sistema de levantamiento artificial, se requiere como primera medida establecer las

condiciones que presenta el pozo, como son, entre otras, la profundidad, la temperatura, la presión, el índice de productividad, el estado mecánico, las características del fluido a producir, etc., para así de esta manera establecer el sistema de levantamiento más apropiado, garantizando con esto la eficiencia del sistema y de los equipos en sí, evitando incrementos innecesarios en los costos de producción.

### **9.1.1. BAJA PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO**

La permeabilidad es directamente proporcional a la tasa de flujo o viceversa; la baja permeabilidad de un yacimiento puede ser una característica generalizada de todo el yacimiento, o presentarse solamente en un área específica de este.

Si la baja permeabilidad ha originado una disminución de la producción, este problema debería ser tratado o considerado en adelante como una posible causa de baja productividad. Es característico en yacimientos de baja permeabilidad, que la productividad del pozo decline rápidamente a medida que los fluidos cerca de la cara del pozo son producidos. Es necesario diferenciar cuando un yacimiento presenta baja permeabilidad y cuando presenta daño en la formación, y para establecer esta diferencia, se recurre a datos geológicos, datos del yacimiento, pruebas de producción y pruebas de presión (“build-up y draw-down”).

Si se requiere aumentar la permeabilidad, buscando incrementar la productividad, se dispone de métodos de estimulación de pozos para lograr este objetivo; tales métodos son, por ejemplo, la estimulación por ácidos (acidificación), fracturamiento hidráulico y fracturamiento ácido.

### 9.1.2. BAJA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

Como ya se había mencionado anteriormente al inicio del presente trabajo, cuando en un yacimiento cae la presión, el problema que se presenta inmediatamente repercute en el flujo del pozo, presentándose una reducción en la tasa de producción y originándose un problema económico que debe ser solucionado inmediatamente.

Para buscar un aumento en la producción en un pozo se debe diseñar un sistema de levantamiento artificial adecuado a las características del pozo. Este sistema de levantamiento artificial puede ser bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, o pensar en nuevas estrategias de levantamiento artificial.

Se podría pensar también en un mantenimiento de presión, ya sea inyectando gas a la capa de gas, creando también una capa de gas o inyectando agua al acuífero. En últimas circunstancias se puede pensar en la instalación de otro sistema de recobro (inyección de vapor, agua caliente, o combustión in situ).

Vale anotar también que los yacimientos pueden presentar presiones anormalmente bajas como consecuencia de defectos como fugas en canales o revestimiento roto; ambos casos pueden ocasionar la pérdida de fluido hacia arena de baja presión. En este caso la solución consiste en planear un trabajo de “workover”, para así poder controlar las fugas que se presentan; dicho “workover” consistirá en una cementación forzada.

Las bajas presiones de fondo en un yacimiento con permeabilidad uniforme y fluidos característicos son debidas ya sea a disminuciones de la

permeabilidad o reducciones en la viscosidad del fluido producido; el conocimiento de tales condiciones es determinado mediante análisis de corazones y análisis de fluidos del yacimiento, ayudados de amplios conocimientos en el área de yacimientos. Las bajas presiones de fondo pueden ser el resultado de restricciones en la permeabilidad de zonas adyacentes a la cara del pozo, causadas durante las operaciones de perforación o completamiento; y tal daño se conoce como efectos “skin”.

### **9.1.3. DAÑOS EN LA FORMACION**

El daño en la formación es una disminución en la productividad o inyectividad de un pozo, debido a un taponamiento ya sea en la cara del pozo, en las perforaciones, en los poros de las formaciones adyacentes a la cara del pozo, o en fracturas comunicantes con la cara del pozo. Todos los pozos son susceptibles a sufrir daños en la formación en mayor o menor grado; el problema radicará en determinar el grado de daño en el pozo, probables causas del daño, y finalmente buscar la solución al daño.

Un daño en la formación se detectará mediante pruebas de producción, pruebas de ascenso de presión (“build up”), pruebas de descenso de presión (“drawdown”), comparación de pozos, análisis cuidadoso de la historia de producción en donde se incluirán operaciones de completamiento y “workovers” realizados. Se requerirá el estudio minucioso del yacimiento para diferenciar entre declinación de la producción debido a un taponamiento gradual y declinación de la producción debido a pérdida de presión del yacimiento. La causa básica de daño a la formación es el contacto con fluidos extraños, los cuales pueden provenir de los lodos de perforación, de los fluidos de limpieza o completamiento, de los fluidos utilizados en estimulaciones o tratamientos de pozo, o del mismo fluido del yacimiento si las características originales han sido alteradas.

El contacto entre los fluidos extraños y la formación, origina en muchos casos una zona alterada alrededor de la cara del pozo, y la consecuencia de dicha alteración es una variación en la permeabilidad efectiva de esa zona, que a su vez causa una variación en el gradiente de presión, cuando una determinada tasa de flujo pasa a través de ella; el efecto puede ser favorable o desfavorable según que la permeabilidad de la zona alterada sea mayor que la de la formación (fracturas inducidas por la columna hidrostática) o menor que la de la formación (hinchamiento de arcillas intersticiales por hidrólisis). Esta alteración en la permeabilidad se conoce como "efecto skin", como ya se había mencionado anteriormente.

Los mecanismos que generan daño a la formación pueden ser clasificados, en forma general, en la manera como ellos hacen decrecer la producción; así entonces tenemos la reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, la cual resulta del taponamiento de los canales porosos por partículas inherentes o inducidas; la reducción de la permeabilidad relativa al petróleo, que es el resultado de un incremento en la saturación de agua o mojabilidad del petróleo a la roca; y el incremento de la viscosidad del fluido del yacimiento, el cual es el resultado de emulsiones o fluidos de tratamiento altamente viscosos. En un sistema de flujo radial, una reducción en la permeabilidad alrededor de la cara del pozo produce una seria reducción de la productividad o inyektividad; en una situación de flujo lineal, algún taponamiento en la cara de la fractura puede ser tolerado debido a la gran área representada por las caras de la fractura, sin embargo el taponamiento en sí de la misma fractura ocasiona una seria reducción en productividad e inyektividad.

Se debe eliminar toda posible fuente de partículas extrañas hacia la formación, como los fluidos que matan al pozo; se recomienda que tanto los

tanques de almacenamiento de fluidos de trabajo, así como el mismo fluido deben estar lo más limpio posible, filtrar todos los fluidos a través de un filtro en superficie, reducir la presión hidrostática del fluido en la cara del pozo, para tener un buen balance con la presión de formación del pozo, limpiar el pozo con altas tasas de flujo (para evitar posible puenteamiento de partículas) después de realizado un trabajo de completamiento, o “workover”, iniciar la producción del pozo a bajas tasas para que las partículas libres se retiren (estas partículas se mueven en los canales porosos alrededor de la cara del pozo), luego se puede ir incrementando gradualmente hasta alcanzar la tasa deseada. Estas precauciones reducirán en gran parte la formación de un posible daño.

Cuando las partículas de arcilla presentes en la arenisca son alteradas o afectadas en alguna forma, es usualmente imposible el restaurar la permeabilidad original de la arenisca; así pues un daño en la formación originado por las arcillas debe ser más bien prevenido que curado; por ello se deben usar pruebas de laboratorio, por ejemplo con rayos X, para determinar el tipo y la cantidad de arcilla en una arenisca en particular, de manera que se pueda indicar que formaciones justifican medidas particulares para evitar daños a las formaciones. La posición de las arcillas en la roca es también importante, esta puede ser fácilmente determinada mediante el uso de colorantes, que presentan matices característicos cuando son absorbidos por los diferentes tipos de arcilla.

Cuando en una formación se presenta un bloqueo por agua, un tratamiento con surfactantes puede acelerar la remoción del bloque, reduciendo la tensión interfacial entre el agua y el petróleo.

Luego de haberse tomado medidas preventivas de taponamiento, si se llega a presentar y disminuye la productividad, se pueden realizar trabajos de

acidificación, fracturamiento, fracturamiento ácido, tratamiento con surfactantes y recañoneo, dependiendo del daño, características del pozo, características de la formación y experiencias de campo.

#### **9.1.4. EXCESIVA CONTRAPRESION EN LA FORMACION**

Otro aspecto a tener en cuenta como posible originador de la baja en la productividad, es el concerniente a la excesiva contra presión sobre la formación productora, lo que puede ocasionar tasas muy bajas, particularmente en pozos que están produciendo de yacimientos muy cercanos al agotamiento de su presión (depletamiento). La excesiva contrapresión puede ser debida a reducción o taponamiento de perforaciones, reducción o taponamiento de choques de superficie o choques de subsuelo, cara del pozo parcialmente taponada, tamaño inadecuado (muy reducido) ya sea de separador gas-petróleo, líneas de flujo, tubería de producción o de revestimiento, excesiva contrapresión cuando se coloca el separador de gas en la cabeza de la tubería de revestimiento o el separador gas-petróleo.

Para solucionar este problema en pozos con alta capacidad, se recomienda generalmente incrementar los tamaños tanto de la tubería de producción como del separador; en yacimientos que presentan pérdidas en su presión, un levantamiento artificial, más una reducción de presión del separador, tubería de producción o revestimiento, incrementaran la producción, si la tubería de producción, cara del pozo y perforaciones están parcialmente taponadas, un lavado incrementará la producción, o de lo contrario un recañoneo es lo más aconsejable.

### **9.1.5. PROBLEMAS EN LA SEPARACIÓN DE GAS Y ACEITE**

En los casos donde se produce aceite con agua, se debe garantizar la separación de ésta en el separador. El agua libre se puede remover de los fluidos de pozo usando un separador trifásico (aceite-gas-agua); la separación del aceite y el agua en un separador se logra por asentamiento, usando productos químicos. La separación del aceite emulsionado y agua es algunas veces difícil de lograr y en tales casos se debe usar un tratador de emulsiones o un equipo especial.

Si la presión se reduce en ciertos tipos de aceite crudo, minúsculas esferas de gas (burbujas) se introducen en una película delgada de aceite cuando el gas sale de la solución, esto trae como consecuencia la formación de una espuma que se dispersa sobre el petróleo y que se denomina aceite espumoso; el aceite espumoso no se puede medir con medidores de desplazamiento positivo o en los tanques de medida volumétrica convencionales; estos problemas combinados a las pérdidas de gas y aceite provenientes de una separación inadecuada, enfatizan la necesidad de procedimientos especiales para tratar aceites espumosos; este tipo de aceite se puede tratar, por ejemplo, con un separador de tabiques o pantallas (“baffling”), en el cual la espuma se debe romper dentro del aparato.

En otros tipos de aceite crudo, la viscosidad y la tensión superficial pueden atrapar el gas en el aceite, causando un efecto parecido a la espuma; la espuma del aceite no será estable o no durará mucho tiempo, a menos que exista un agente espumante en el aceite; la espuma reduce grandemente la capacidad de los separadores puesto que se necesita un mayor tiempo de retención para una separación y estabilización adecuada del aceite. Los principales problemas que intervienen en el rompimiento de un aceite

espumoso son el asentamiento, la obstrucción de flujo, el tratamiento térmico y los productos químicos; estos productos de fraccionamiento de aceite espumoso también se usan para remover el gas en solución.

La deposición de parafinas en los separadores de gas y aceite puede reducir su eficiencia y volverlos inoperantes ya sea porque el tanque se llene parcialmente y/o por taponamiento del extractor de niebla y los conductos del fluido; la parafina se puede remover efectivamente de los separadores por evaporación y el uso de solventes, sin embargo, la mejor solución para prevenir la deposición de parafinas en un separador es un tratamiento térmico o químico del fluido; otro medio es recubrir todas las superficies internas del separador con plástico, dada la poca afinidad de la parafina con este.

De igual manera, si se produce sal y otros sólidos en cantidades apreciables, se deben remover por asentamiento, centrifugación o filtración antes de que entren a los oleoductos. También las arenas de grano medio se deben remover por asentamiento en un separador vertical, usando un tanque de gran tamaño con un fondo cónico para hacer drenajes periódicos del residuo.

#### **9.1.6. PROBLEMAS Y FALLAS EN EL BOMBEO MECÁNICO**

La mayoría de las fallas en el equipo de superficie se deben al mal diseño que se haya establecido, así como también a fallas en el equipo de subsuelo que repercuten en el equipo de superficie. Por otra parte, también el equipo de superficie puede verse afectado por fallas en el terreno, lo cual hace que ceda la base en la que está anclado.

Las principales fallas que se presentan en la bomba ocurren en las válvulas y el pistón, lo cual disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba. En las

válvulas las fallas se presentan a menudo ya sea en la silla (asiento) o en la bola, tanto la bola como la silla pueden presentar desgaste debido a las características del fluido (sólidos en suspensión, presencia de gas y fluidos corrosivos), así como también al constante funcionamiento tanto en la carrera descendente como ascendente.

El golpe de gas se presenta cuando la bomba se llena parcialmente durante la carrera ascendente, en la carrera descendente, el pistón pasa por un área de baja densidad (gas separado), aumentando su velocidad, e en el momento en que el pistón llega al nivel de líquido en la bomba, viene muy rápido y por consiguiente llegará al nivel de líquido con fuerza golpeándolo, lo cual originará una onda de choque que se transmitirá por las varillas hasta la barra lisa; este golpe, además de reducir la eficiencia de la bomba, daña el equipo ya que cuando el pistón golpea al líquido la válvula viajera puede sufrir daños, la parada repentina de las partes de la bomba hace que las varillas se curven, aumentando la fatiga del metal y creando una condición favorable para que se partan; para evitar el daño se debe parar la bomba o reducir la velocidad de bombeo. Una de las causas del golpe de gas es la pérdida de sumergencia o "pumping off", que se presenta cuando el volumen de fluido bombeado por la bomba no puede ser reemplazado por el fluido del yacimiento. A medida que la relación gas-aceite decrece, el pozo empezará a producir la fracción pesada del yacimiento, por lo tanto la bomba necesitará más tiempo para llenarse puesto que los fluidos son más viscosos.

El pistón se puede pegar si la tolerancia entre éste y la camisa no está de acuerdo a las características del pozo, de ahí que si el pistón no ajusta correctamente dentro de la camisa, se presentará un escape de fluido muy alto, perdiéndose de esta manera la potencia, y si el pistón se ajusta demasiado se reduce la lubricación necesaria, por consiguiente la alta fricción que se crea aumentará la potencia. El pistón también se puede pegar

o atascar cuando la bomba ha sido mal manejada, por ejemplo, cuando es golpeada; la presencia de sólidos en los fluidos de producción es causa también del pegue o desgaste del pistón, ya que cuando las partículas sólidas pasan a través del espacio entre el pistón y la camisa originan un efecto abrasivo tanto en el pistón como en la camisa y estos mismos sólidos se pueden acumular en el espacio camisa-pistón atascando el libre movimiento del pistón. Debe tenerse presente que una bomba atascada, puede ser una causa más de la rotura de varillas.

En la selección de materiales se consideran varios factores básicos como son la resistencia a la tracción, la resistencia a la abrasión, la resistencia a la corrosión y el costo. La abrasión puede ser la causa de falla de muchas bombas, donde se encuentra arena y otros abrasivos en el crudo; como regla general se utilizan materiales recubiertos o endurecidos.

En cuanto a la corrosión, los tipos de corrosión más comúnmente encontrados en las bombas de subsuelo son: "pitting", erosión, corrosión por esfuerzos, corrosión galvánica, fractura por esfuerzos en ambiente de ácido sulfhídrico y fatiga por corrosión y fragilidad por hidrogeno.

El "pitting" es la pérdida de metal en un área restringida, puede producirse bajo depósitos no metálicos, en forma de grieta o en partes roscadas, por daño de una cubierta protectora o por la entrada de oxígeno en un ambiente húmedo con ácido sulfhídrico; se puede controlar con inhibidores o el uso de materiales adecuados.

La erosión comienza cuando se causa un daño a la cubierta auto protectora del material (muchos materiales tienden a formar una película protectora que retarda el avance de la corrosión); un ambiente abrasivo puede erosionar esta capa permitiendo que entre la corrosión; este tipo de corrosión puede

evitarse, minimizando las velocidades de bombeo y utilizando superficies recubiertas.

La corrosión por esfuerzos resulta de la interacción entre un ambiente corrosivo y esfuerzos actuando sobre el área en cuestión; generalmente aparece en conexiones roscadas; para evitar este tipo de corrosión se deben seleccionar partes que reducen a un mínimo los esfuerzos en los puntos críticos y eliminar el sobre torque de ensamblaje.

En la corrosión galvánica, una electrólisis tiene lugar cuando se unen dos metales diferentes, el menos noble de los dos metales es atacado en un grado mayor que si estuviera solo; cuando una pieza de acero se une a una pieza de monel (aleaciones cobre-niquel), la primera se corroerá más rápidamente que si estuviera unida a otra pieza de acero.

La fractura por esfuerzos en ambiente de ácido sulfhídrico, se presenta como una rotura frágil en un material dúctil que sucede cuando una pieza sometida a esfuerzos está en un ambiente húmedo de H<sub>2</sub>S; los materiales tratados térmicamente para una resistencia superior a 90000 psi con una dureza superior a 23 Rc son los más susceptibles a este tipo de corrosión; para evitar este tipo de falla, se seleccionan materiales con baja dureza y se minimizan los esfuerzos.

La fatiga por corrosión y fragilidad por hidrogeno generalmente ocurre en aceros al carbono y de baja aleación tratados térmicamente hasta durezas superiores a 23 Rc; este tipo de falla se puede evitar seleccionando un material resistente a la corrosión a bajos niveles de dureza.

Como regla general, los aceros al carbono y los aceros de baja aleación se usan en ambientes de corrosión suave o nula y no abrasivos. Las aleaciones

cobre-níquel (monel), el acero inoxidable 17-4 PH, el latón 70-30 (amarillo) y el latón almirantazgo, se recomiendan básicamente para ambientes ácidos (H<sub>2</sub>S) y salinos; para servicio ácido severo, el mejor material es el monel, mientras que el acero inoxidable 17-4 PH es recomendado por NACE para fracturas por esfuerzo en ambiente de H<sub>2</sub>S. Los aceros inoxidables de la serie 300 se seleccionan generalmente para ambientes salinos con altos porcentajes de CO<sub>2</sub>; el uso del latón también ha sido exitoso en este tipo de ambientes. Para ambientes donde se encuentra presente una mezcla de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, los materiales que se han encontrado más satisfactorios son el monel y el acero inoxidable 17-4.

Muchas veces se confunde corrosión directa con una mezcla de corrosión, erosión y abrasión; por ejemplo, se utiliza un barril cromado cuando se piensa que el problema es la abrasión, luego se encuentra que el barril falla debido a descascarado del cromado, esto sucede debido a que el problema real es la corrosión (y no la abrasión), luego la solución correcta es un barril de monel.

Respecto al esfuerzo de fluencia de los materiales hay que decir que una de las consideraciones más importantes al seleccionar materiales es la resistencia a la tracción, pues muchas veces seleccionamos materiales por su resistencia a la corrosión y a la abrasión, ignorando su esfuerzo de fluencia.

La causa principal de las fallas en las varillas es el manejo inadecuado de ellas, ya sea durante el transporte, almacenamiento, o metida y sacada del pozo, las fallas de fabricación, la velocidad sincrónica de bombeo, un diseño inapropiado del sistema de levantamiento; además se deben tener en cuenta otros factores que influyen en las fallas o rupturas de las varillas, como son

los agentes corrosivos presentes en el fluido del pozo (tales como ácido sulfhídrico, oxígeno, dióxido de carbono y cloruro de sodio).

Las varillas también se pueden partir o presentar fallas por la unión. Las puntas de las varillas son reforzadas o de mayor diámetro para que sean más fuertes que el cuerpo de la varilla; la punta presenta roscas que permiten la conexión de otras varillas. Para evitar que la sarta se parta durante el bombeo, las espigas se aprietan con más tensión de la que soportaran durante el bombeo; pero si la espiga y la unión quedan muy apretadas se pueden partir.

Otra causa de la rotura de varillas es el constante roce con la tubería de producción, así como también los esfuerzos a que está sometida durante el bombeo. La barra lisa puede presentar problemas puesto que está sometida a la acción de los fluidos del pozo (corrosión y sólidos), al peso de la sarta, peso del fluido, y al medio ambiente.

#### **9.1.7. PROBLEMAS EN EL BOMBEO NEUMÁTICO (“GAS-LIFT”)**

Normalmente los problemas en el bombeo neumático están asociados a las áreas de entrada, de salida y dentro del pozo. Los problemas en la entrada pueden ser los choques muy grandes o muy pequeños, choques taponados, baja o alta presión del revestimiento, registradores inadecuados y bajos o excesivos volúmenes de gas. Los problemas en la salida del sistema se pueden deber a una alta contrapresión debido al choque en la línea de flujo, restricciones en la válvula master o principal, o taponamiento de la línea de flujo. Los problemas dentro del pozo pueden incluir corte de válvulas, restricciones en la sarta de tubería o perforaciones taponadas, fugas en tubería de producción, pozos que no presentan entrada de gas, válvulas sostenidas abiertas y cabeceo del pozo.

El tamaño del choque muy grande puede causar una reapertura mayor de las válvulas de presión y/o un excesivo uso de gas; se debe verificar si la presión del revestimiento se encuentra por encima de la presión de diseño de operación; el tamaño del choque muy pequeño puede algunas veces evitar que el pozo descargue completamente; se debe verificar si la reducción en la producción de fluido es un resultado de la inyección insuficiente de gas; el diseño de la relación gas-líquido puede, a menudo, dar una indicación del tamaño del choque más apropiado.

La baja presión del revestimiento puede ocurrir debido a que el choque puede tener un tamaño pequeño, o que está taponado o escarchado (congelado); se debe verificar el volumen de gas inyectado y las lecturas del registrador, para diferenciar este caso del de baja presión en el revestimiento debido a una fuga en el revestimiento o una válvula cortada; el escarchamiento del choque puede a menudo ser eliminado mediante la inyección continua de metanol en la corriente de gas.

La alta presión en el revestimiento puede ocurrir si el tamaño del choque colocado es muy grande; verificar si el excesivo uso de gas es debido a la reapertura mayor de las válvulas de presión; si la alta presión en el revestimiento está acompañada por volúmenes bajos de inyección de gas, es posible que la válvula de operación pueda estar parcialmente taponada, o la alta presión en la tubería de producción pueda estar reduciendo la diferencial entre la tubería de producción y el revestimiento, también pueden ser por temperaturas mayores a las esperadas, las cuales elevan las presiones de asentamiento de las válvulas. Los registradores inadecuados pueden ser la causa de las indicaciones de altas o bajas presiones en el revestimiento, es por ello que se recomienda verificar siempre la presión en la cabeza del revestimiento y tubería de producción con un registrador calibrado.

Respecto a los bajos volúmenes de gas, se debe verificar que la válvula en la línea de "gas-lift" esté completamente abierta y el choque del revestimiento no esté muy pequeño, o escarchado, o taponado, también verificar si la presión de operación disponible está en el rango requerido para abrir las válvulas; se debe tener completa seguridad de que el volumen de gas esté siendo entregado al pozo, pues algunas veces las tasas de producción más altas de las previstas originan una temperatura mayor, la cual causará un incremento en la presión para sentar la válvula y por lo tanto restringirá la entrada de gas.

El volumen excesivo de gas puede ser causado ya sea por tamaño del choque muy grande, o a una excesiva presión en el revestimiento; se debe verificar si la presión en el revestimiento está por encima de la presión de diseño, lo cual originará una mayor presión de apertura de la válvula; de igual forma, una fuga en la tubería de producción o una válvula cortada, puede también presentar este problema, pero ellas además causaran una baja presión en el revestimiento.

Las restricciones en las válvulas se pueden deber a un cierre total o parcial de las mismas, o a que las líneas de flujo están aplastadas o dobladas, por ejemplo, cuando las líneas de flujo cruzan carreteras; se debe verificar que todas las válvulas del "árbol" y la cámara de circulación estén completamente abiertas. La alta contrapresión puede ser el resultado de depósitos de parafina o costras en la línea de flujo, una apertura parcial de la válvula de cheque en la línea de flujo, una alta presión en el separador (debido a un tamaño muy pequeño del orificio de la platina del medidor en el separador) , restricciones en el árbol de navidad y tamaños inadecuados en las líneas de flujo; el calentamiento del petróleo en la línea generalmente removerá la parafina, la remoción de la costra depende de su composición, se

recomienda mantener la presión en el separador lo más baja posible, para lograr que todo el gas se libere; es de saberse que la alta contrapresión en los sistemas de flujo continuo afectan la producción reduciéndola considerablemente, así como se incrementa el volumen de gas requerido para levantar un barril de fluido.

Las fugas o escapes en la tubería de producción incluyen presiones normalmente bajas en el revestimiento y excesivo consumo de gas; una fuga en la tubería de producción puede ser confirmada mediante el procedimiento de igualar las presiones tanto en la tubería de producción como en el revestimiento, cerrando la válvula máster del sistema, después que las presiones se igualan, se cierra la válvula de entrada de gas y rápidamente se descarga la presión en el revestimiento, y si la presión en la tubería de producción se descarga a medida que cae la presión en el revestimiento, se comprueba la presencia de una fuga en la tubería de producción, la presión en la tubería de producción se mantendrá si no hay una fuga presente, puesto que tanto la válvula cheque como la válvula de “gas-lift” permanecerán cerradas a medida que la presión se descarga en el revestimiento hasta cero. Una fuga en un empaque puede también causar síntomas similares a los que presenta una fuga en la tubería de producción.

En pozos que no presentan entrada de gas, se deben realizar mediciones de presión tanto a la entrada como a la salida de la corriente en el choque para eliminar la posibilidad de un congelamiento del choque a la entrada, o una válvula de gas cerrada; también hay que verificar que la presión del revestimiento sea ligeramente mayor que la presión en la tubería de producción. Cuando la válvula es sostenida abierta, repercute en una disminución de la presión en el revestimiento, lo cual podría inducir a confusión con la presencia de una fuga en la tubería de producción; para saber si la válvula está siendo sostenida abierta por la presencia de mugres,

se debe cerrar la válvula principal, permitiendo que la presión del revestimiento ascienda tan alto como sea posible, luego se abre la válvula, la cual removerá cualquier mugre que este ayudando a la abertura de la válvula; este proceso se puede repetir varias veces si es necesario.

Una válvula operada por presión permite el paso de gas hasta que la caída de presión en el revestimiento alcance su presión de cierre, la cual puede a menudo ser estimada cortando la entrada de gas y observando la presión que se mantiene en el revestimiento, esta presión es la presión de cierre en superficie de operación de la válvula, para lo cual se asume que la presión en la tubería de producción es cero y que se presenta un solo punto de inyección, sabiendo que estas suposiciones limitan la exactitud de este método ya que la presión en la tubería de producción en cada válvula nunca es cero y además se pueden presentar varios puntos de inyección.

El cabeceo del pozo puede ocurrir debido a varias causas, por ejemplo, en válvulas operadas por presión una causa de este problema es un tamaño muy grande del orificio de la válvula, como podría ser el caso en que un pozo diseñado para levantamiento intermitente sea colocado en flujo continuo, debido a que se presentan más altos volúmenes de fluido que los esperados, lo cual involucra también los efectos de un tamaño de tubería de producción más grande, por lo tanto el pozo levantará hasta que el gradiente de presión del fluido sea reducido por debajo del valor que conserva la válvula abierta; el cabeceo también puede ocurrir debido a alteraciones en la temperatura, por ejemplo, si el pozo inició la producción a tasas de flujo mayores a las previstas, la temperatura puede incrementarse, causando un incremento en la presión lo suficiente como para sentar la válvula, y cuando la temperatura se enfría, las válvulas se abrirán nuevamente, creando de este modo una condición donde el pozo podría fluir a cabezazos.

### **9.1.8. PROBLEMAS EN EL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE**

Normalmente las fallas que se presentan en el sistema de levantamiento electrocentrífugo sumergible se encuentran principalmente en el motor, en la sección sellante, en el cable y en la bomba.

El motor puede fallar por una excesiva sobrecarga debida a un incremento gradual de la gravedad específica del fluido de producción, una disminución en la eficiencia de la bomba (desgaste), y un desequilibrio en el voltaje.

En la sección sellante, su problema radica en los escapes que pueda presentar, debido al desgaste en la bomba, en los sellos, como consecuencia del mal manejo, defectos de fabricación, o una mala instalación.

El cable puede fallar debido a aplastamientos, estiramientos o cortes durante las operaciones de instalada y sacada, también el cable se puede afectar por las altas temperaturas del pozo, por corrosión y envejecimiento normal.

La bomba puede presentar fallas debido a bloqueos por gas y corrosión por cavitación, lo cual se puede prevenir con el uso de un separador adecuado de gas, también puede fallar debido a la depositación de materiales extraños en las tapas de la bomba; el eje de la bomba se puede ver afectado (desviado) debido a pegas en la bomba o a que se pone a funcionar la bomba después de un cierre, antes de igualarse las columnas de fluido en la tubería de producción y el anular.

### **9.1.9. PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA**

La producción de agua de formación (proveniente ya sea de estratos situados por encima de formaciones productivas, debajo de ellas, entre horizontes productores, o por las mismas formaciones productoras de petróleo), es uno de los problemas que con mayor frecuencia se presenta en los pozos productores de hidrocarburos.

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo; pues cuando se extrae petróleo de un yacimiento, ya sea al inicio de la explotación o en la declinación de la producción del campo, se producirá agua junto con el petróleo.

En estratos productores gruesos con permeabilidad variable, el agua puede invadir el pozo por canalización a través de las zonas más permeables, dejando atrapadas considerables cantidades de petróleo, también una producción excesiva de agua puede presentarse por fallas en la cementación, creando canalizaciones detrás del revestimiento desde estratos acuíferos hasta las formaciones productoras de aceite o gas.

La producción de agua se asocia también a que un empuje natural de agua sea agravado por digitación o conificación de ésta. También es relacionada a trabajos ya sea de acidificación, fracturamiento y recañoneo de zonas adyacentes a la zona productora de petróleo.

Debido al problema de la producción de agua en un pozo de aceite o de gas, usualmente se reduce la saturación de hidrocarburos y por consiguiente la producción, se incrementan los gradientes dinámicos en la tubería de produc-

ción, disminuyéndose por consiguiente la presión diferencial de fondo y la tasa de producción. El agua producida se debe depositar y tratar en la superficie con el consiguiente incremento de los costos.

Los problemas que conlleva la producción excesiva de agua, hacen necesario buscar una solución apropiada para remediar tales efectos. Si los registros de producción indican que hay un flujo de la zona de agua detrás del revestimiento, esta comunicación puede generalmente ser detenida mediante la realización de una cementación forzada a baja presión y con bajas pérdidas de fluido. El pozo puede ser luego recañoneado en el intervalo deseado.

Cuando el problema es de digitación en yacimientos estratificados, lo más aconsejable para determinar la zona que está produciendo agua es correr registros de producción, para determinar el corte de agua y el volumen de flujo de fluido proveniente de cada intervalo poroso, para así de esta manera recañonear el revestimiento y hacerle una cementación forzada a las zonas productoras de agua, con baja presión y bajas pérdidas de fluido.

Para completamientos en hueco abierto, donde las zonas productoras de agua se encuentran por debajo de las zonas productoras de petróleo, un tapón puede ser satisfactorio para solucionar el problema; sin embargo si las zonas remanentes productoras de petróleo o gas se encuentran por debajo de las zonas productoras de agua, es necesario cementar un "liner" para cortar la producción de agua y recompletar el intervalo productor deseado.

Un procedimiento usual para minimizar la conificación del agua es colocar un tapón y recompletar tan alto como sea posible, sobre el contacto agua-petróleo o agua-gas. No obstante debe tenerse en cuenta que el recobro máximo de un yacimiento que produce por empuje de agua, requiere que una

gran parte o cantidad de agua se mueva a través de la arena, y entonces se necesitan producir grandes cantidades de agua del yacimiento para producir el máximo recobro.

#### **9.1.10. PROBLEMAS DE EXCESIVA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE PETROLEO**

El gas producido en un pozo de aceite, proviene tanto del gas originalmente disuelto en el yacimiento a altas presiones, como del gas libre que se ha segregado y atrapado por encima del aceite, formando una capa de gas; también puede venir de una zona de gas a alta presión, separada del yacimiento de petróleo, a través de canales deficientes de cementación o escapes en el revestimiento.

En los yacimientos por empuje de gas, una parte del gas originalmente en solución se libera a medida que se produce el aceite y cae la presión del yacimiento; una liberación adicional y expansión del gas libre es un requisito para el recobro primario de los yacimientos de este tipo.

El aumento en la saturación del gas a medida que el recobro continua, permite al gas fluir a las zonas de baja presión en el pozo y ser producido con el aceite y el gas en solución. Después que la producción alcanza algún punto, la permeabilidad relativa al aceite de la zona disminuye rápidamente y el gas viene a ser el fluido que se mueve predominantemente; esto ocurre usualmente antes del 15% al 20% del recobro original en el yacimiento. Las altas relaciones gas-aceite en casos de esta naturaleza no son usualmente un problema del pozo, sino más bien un problema de todo el yacimiento.

Se puede esperar una disminución de la producción de gas, cambiando la tasa de producción de los pozos, de un gran número de barriles diarios a una

cantidad menor, sin embargo tal procedimiento solo presentará una mejora temporal. Si el yacimiento tiene un buzamiento considerable (alta permeabilidad y aceite de baja viscosidad) se puede concentrar la producción en las áreas bajas de la estructura y así disminuir la relación gas-aceite, permitiendo que el gas se segregue en la parte alta de la estructura y lejos del área de los pozos productores.

Deberá planearse un desarrollo prudente del yacimiento, acomodando los pozos al comportamiento de éste y limitándolos a solo los necesarios, para así obtener el recobro que pueda dar el yacimiento a las tasas permisibles de producción; tal programa de desarrollo está basado en una interpretación rápida y segura de los análisis de corazonas, registros, pruebas de pozo, y análisis de los fluidos del yacimiento combinados con un programa de perforación bien planeado.

La producción de petróleo en un yacimiento que presenta empuje por capa de gas, depende de la energía disponible en dicha capa para comprimir la columna de aceite; la producción de petróleo origina una caída de presión en la zona de aceite permitiendo que la capa de gas se expanda hacia abajo y a lo largo de los planos de estratificación dentro de la zona de petróleo, empujándolo hacia la cara del pozo.

La producción de gas, de la capa de gas, puede sobrevenir a través de las perforaciones, cuando estas están en o por encima de la zona original de transición gas-aceite; un completamiento inadecuado como este, puede ser remediado, al menos temporalmente, bajando el intervalo perforado si se dispone de un espesor suficiente.

La relación gas-aceite puede haber sido solamente la relación gas-aceite disuelto en el momento en que el pozo fue completado; sin embargo después

que alguna producción ha tenido lugar, la zona de transición gas-aceite puede intruírse dentro del pozo; un pozo así no puede repararse con trabajos de reacondicionamiento debido a la naturaleza del mecanismo de empuje por capa de gas.

El conocimiento de la localización de la zona original de transición y su movimiento a medida que transcurre la producción de aceite, requiere un estudio de los análisis de corazones, registros, pruebas de pozos, análisis de fluido e historias de presión y producción tanto de los pozos como del yacimiento.

Las zonas productoras de gas, en yacimientos estratificados, pueden ser controladas mediante una cementación forzada; en aquellas zonas con relación gas-aceite más baja el pozo puede ser luego recompletado; la cementación forzada es un método efectivo para detener un flujo de gas debido a un mal trabajo de cementación.

A menos que una capa de gas secundario se forme y entre en comunicación con la cara del pozo, no se requiere un trabajo de reacondicionamiento cuando el incremento en la producción de gas se debe a la caída de presión en un yacimiento con empuje por gas en solución.

Se debe producir con altas relaciones y retornar luego el gas a los pozos más altos en la estructura, cuando altas tasas de relación gas-petróleo son debidas a la digitación en yacimientos estratificados; con este sistema el yacimiento es producido en base a la relación gas-petróleo neto, la cual toma la diferencia entre el gas total producido y el gas retornado al yacimiento y la divide entre el petróleo producido.

Si el problema es la conificación del gas y no hay barreras efectivas de permeabilidad vertical, lo mejor es recompletar el pozo en la parte más baja de la estructura; si esto no alivia el problema, el procedimiento recomendable es reducir las tasas de producción; el pozo puede ser cerrado por varias semanas o meses para darle tiempo al cono de gas que retroceda, luego el pozo se pone a producir a bajas tasas, incrementándolas gradualmente para determinar la máxima tasa de producción sin originar conificación.

Si un yacimiento tiene capa de gas primaria, uno de los propósitos de retornar el gas, es el de prevenir la reducción de la capa de gas y el movimiento de las zonas de gas dentro del petróleo, pues si una zona de gas seco invade el petróleo, una fracción del petróleo invadido no será recuperable.

Si un yacimiento tiene una capa de gas grande, puede ser práctico producir inicialmente únicamente aquellos pozos localizados en la parte más baja de la estructura, logrando con esto reducir la producción de gas. Si la producción de gas en un yacimiento de petróleo no afecta el recobro de aceite, el objetivo debería estar enfocado hacia el aspecto económico, que conllevaría el uso de la excesiva producción de gas; si el gas no puede ser económicamente usado, una práctica es la de almacenarlo, ya sea en el mismo yacimiento o en otros, para un uso futuro; otro uso puede ser el de aplicarlo a levantamientos artificiales.

#### **9.1.11. PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE ARENA**

La excesiva producción de arena o movimiento de arenas no consolidadas en el fondo del pozo es un serio problema que se presenta a menudo durante la etapa de producción de un pozo petrolero. El material que cementa los granos de la roca es un depósito químico, bioquímico o arcilla, el cual se ha

infiltrado alrededor de la matriz y de los granos más grandes; la cementación es la última etapa de la formación de una roca sedimentaria; muchas veces la introducción del cemento en el espacio poroso afecta tanto la porosidad como la permeabilidad, hasta el punto de impedir los movimientos de los fluidos, y aún almacenarlos en su interior.

El tema de la producción de arena es uno de los problemas más antiguos de los campos petrolíferos; el control o exclusión de arenas se refiere a los trabajos que se realizan en los pozos con el fin de evitar, o reducir, los problemas de arañamiento que produce el flujo de crudo; la producción de arena es básicamente un proceso sensitivo a la rata, es decir, hay una rata de producción por debajo de la cual no se producirá arena, sin embargo, esta rata no es económica y por lo tanto la arena debe ser controlada.

No hay un método exacto para determinar la extensión del problema de arenamiento que se encuentra en un pozo particular en un área nueva, no obstante, el análisis de corazones es una ayuda, y por otra parte la historia de producción es esencial.

Básicamente las causas de la producción excesiva de arena son la poca consolidación de la arena, las fuerzas de arrastre del fluido que está fluyendo (las cuales se incrementan con altas tasas de flujo y con las altas viscosidades del fluido), la reducción de la resistencia de la formación, que asociada a menudo con la producción de agua, disuelve o dispersa los materiales cementantes (o una reducción de las fuerzas capilares con incremento en la saturación de agua) y, por último, la declinación de la presión del yacimiento, que hace que se incrementen las fuerzas de compactación, alterando la cementación de los granos.

Algunas formaciones petrolíferas están formadas por arenas no consolidadas, desprovistas de material cementante secundario, de tal manera que todo el bloque de arena se derrumba o fluye dentro del pozo debido al flujo de aceite. Los granos de arena están estabilizados por fuerzas compresivas debidas al peso de los estratos situados por encima de la arena, por las fuerzas capilares y por la cementación entre los granos de la arena, pero son desprendidos por fuerzas de contacto de los fluidos, las cuales aumentan con un incremento de la rata del flujo y con fluidos de mayor viscosidad; el efecto erosional de los fluidos desprende partículas de arena, las cuales pasan a través de los poros de tamaño mayor y llegan hasta el pozo en donde se acumulan, a menos que el sistema de producción empleado permita sacar ese material a la superficie.

La producción de arena está frecuentemente asociada con la producción de agua, debido a las mayores ratas de flujo que se dan a medida que la producción de agua aumenta y quizás también a la disolución parcial del material cementante.

A menudo las formaciones productivas constan de una serie de capas alternas de arcilla y arena, en donde si los estratos arenosos no están consolidados se pueden desintegrar fácilmente en la vecindad del pozo, debido a las mayores velocidades de flujo, lo cual ocasiona que los granos sueltos de arena sean arrastrados dentro del pozo, facilitando el derrumbe de las capas arcillosas contra el revestimiento y el bloqueo parcial o total de la zona productiva.

Dentro de los problemas que se generan por la producción excesiva de arena encontramos, por ejemplo, la restricción de la tasa de producción, el desgaste del equipo de producción y el aumento de la frecuencia de los servicios de limpieza.

La producción de los pozos disminuye paulatinamente a medida que se va sedimentando la arena dentro del pozo; se ha encontrado en algunos casos que una pequeña cantidad de arena es suficiente incluso para obstruir el normal funcionamiento de las bombas de subsuelo e impedir la producción artificial del pozo; el efecto abrasivo que presenta un fluido que contiene arena, origina un desgaste acelerado del sistema de producción del pozo, principalmente en las partes móviles (bombas), y ante esta situación los equipos de producción en superficie, como los de recolección y medida, requieren constantes mantenimientos para retirar los depósitos de arena que allí se presentan. También los pozos al arenarse necesitan continuamente servicios de limpieza que incrementan los costos de producción.

Básicamente la producción de arena se puede controlar principalmente mediante la reducción de las fuerzas friccionales, el uso de pantallas retenedoras, el empaquetamiento de arena o grava, el empaquetamiento con cascara de nuez o coco recubiertas con plástico (estos tres últimos forman parte de los métodos mecánicos del control de arena) y la consolidación de granos sueltos por medio de resinas o plásticos.

#### **9.1.12. PROBLEMAS POR LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS**

La depositación de costras se da principalmente como resultado de la cristalización y precipitación de los minerales que contiene el agua; las costras son depositadas en la matriz de la formación, fracturas, cara del pozo, bombas de subsuelo, tubería de producción y revestimiento, líneas de flujo, tratadores de calor, tanques y sistemas de distribución e inundación de agua; la causa directa de la presencia de costras es frecuentemente la caída de presión, cambios de temperatura, mezcla de dos aguas incompatibles o excesiva solubilidad del producto.

Las costras por lo general limitan o bloquean la producción de petróleo o de gas por taponamiento de la matriz de la formación, cara del pozo o equipo de producción.

La composición de las costras es muy variable, así como la naturaleza del agua que las produce; los depósitos más comunes de costras en campos petrolíferos son carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) y cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ); el sulfato de calcio o anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) no se deposita usualmente dentro del pozo, pero se puede depositar en calderas y tratadores de calor.

Las costras depositadas muy rápidamente pueden formar canales muy porosos, facilitándose su remoción con ácidos; la costra depositada lentamente puede ser muy dura y densa, de manera que se dificulta su remoción con ácidos u otros químicos. La depositación de costras incrementa los costos de producción de petróleo y gas, puesto que se requieren numerosos trabajos tanto de fracturamiento así como de otros.

Los factores primarios de las causas de la cristalización, precipitación y depositación de costras son la sobresaturación, la mezcla de dos aguas diferentes que presenten compuestos incompatibles en solución, los cambios en temperatura y en presión de la solución, la evaporación, la agitación, el tiempo de contacto y el pH.

La prevención de costras se logra mediante el empleo de inhibidores, la mayoría de los cuales están compuestos de fosfatos orgánicos; algunos de ellos están diseñados para impedir costras de sulfato de calcio, sulfato de bario y carbonato de calcio, específicamente.

Las costras se pueden remover utilizando herramientas sónicas, perforando, "string shot", o escariando; estos son métodos mecánicos con los que se remueven costras en la tubería de producción, de revestimiento o hueco abierto; las costras en las líneas de superficie pueden ser removidas con marranos ("pigs") o con escariadores.

Las costras químicamente inertes no son solubles en químicos, mientras que las costras químicamente reactivas pueden ser solubles ya sea en agua, en ácidos o en químicos (agua o ácidos); estos últimos métodos citados son métodos de remoción química de costras.

De las costras solubles en agua la más común es la de cloruro de sodio (NaCl), la cual puede ser fácilmente disuelta con agua fresca.

Dentro de las costras solubles en ácido encontramos el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), que es el más frecuente de todos los compuestos de costras, el cual se puede remover con ácido clorhídrico (HCl), ácido acético (CH<sub>3</sub>COOH), ácido fórmico y ácido sulfúrico.

El ácido acético se aplica con mayor frecuencia en pozos que presenten elementos de subsuelo revestidos de cromo, debido a que este ácido no daña las superficies cromadas por debajo de los 200°F, mientras que el HCl si puede causar daños considerables.

Además del carbonato de calcio, dentro de las costras solubles al ácido se incluyen también carbonatos de hierro (FeCO<sub>3</sub>), sulfuros de hierro (FeS), y óxidos de hierro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>).

Para remover costras de hierro se usa normalmente el HCl (inclusive se usa más así que como agente secuestrante), pero también se usa ácido acético,

junto con un agente secuestrante; no obstante, el ácido acético es mucho más lento para reaccionar que el HCl.

Las costras por lo general están recubiertas de hidrocarburos, lo cual dificulta el contacto del ácido con ellas para su disolución, por ello se pueden agregar surfactantes a todos los tipos de soluciones acidas para desarrollar un mejor contacto ácido-costra.

El sulfato de calcio o yeso es la única costra químicamente reactiva insoluble al ácido, pero aunque solo no reacciona con él, puede ser tratado con soluciones químicas que pueden convertirlo en un componente soluble al ácido, tal como  $\text{CaCO}_3$  o  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ; el  $\text{CaCO}_3$  puede ser luego removido con ácido clorhídrico o ácido acético; después de la conversión del yeso, el fluido residual es circulado fuera del pozo.

Cuando están presentes parafinas, yeso y carbonatos de hierro, se deben remover primero degradando con un solvente como kerosene o xileno más un surfactante, luego remover las costras de hierro con un ácido secuestrante, después convertir las costras de yeso en  $\text{CaCO}_3$  o  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ , para finalmente remover estas costra con HCl o ácido acético; el  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  se disuelve con agua o un ácido débil.

Dentro de las costras químicamente inertes más comunes tenemos el sulfato de bario y el sulfato de estroncio; la formación de costras de sulfato de bario en la cara de las perforaciones puede ser removida por métodos mecánicos.

### **9.1.13. PROBLEMAS POR LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS**

El mayor problema en las operaciones de producción son las parafinas y los asfáltenos (constituyentes de la mayoría de crudos), pues se depositan dentro del pozo y en los equipos de superficie, causando principalmente el decrecimiento de la producción y la falla o destrucción de los equipos; dependiendo de la composición del aceite, profundidad del pozo, temperatura de la formación, caída de presión y procedimientos de producción, varía la severidad de la depositación.

Las parafinas o ceras son algunos depósitos orgánicos asociados con la producción de crudo, debido a que los compuestos parafínicos son usualmente los mayores componentes en depósitos, no obstante ellos son generalmente una mezcla de parafinas y asfáltenos; muchos crudos de gravedad API baja tienen asfáltenos como constituyentes primarios. Debido a que las características del contenido de parafinas y asfaltenos varían de un yacimiento a otro, los problemas de producción y sus soluciones también varían.

La causa principal de la depositación de parafinas (separación de parafinas del aceite crudo) es el enfriamiento del crudo que puede ser producido por varias razones, dentro de las cuales enumeramos la expansión del gas a través de un orificio o restricción, la expansión del gas y forzamiento del petróleo a través de la formación hacia el pozo y posterior levantamiento hasta superficie, la radiación de calor del petróleo y el gas hacia las formaciones circundantes como en el flujo desde el fondo del pozo hacia la superficie, la liberación del gas disuelto, la intrusión de agua, y la

evaporación o vaporización de los constituyentes más livianos (lo cual causa también la pérdida en volumen).

La depositación de parafina ocurre al precipitarse del crudo debido a una pérdida de la solubilidad de la parafina en el crudo, cuando las condiciones de equilibrio cambian significativamente, sin embargo la pérdida de solubilidad de la parafina no es necesariamente causa de la depositación, pues los cristales de parafina presentan normalmente formas de aguja, y si permanecen como cristales simples tienden a dispersarse en el crudo en lugar de depositarse sobre una superficie.

Los asfaltenos son frecuentemente el núcleo del material que causa la aglomeración de los cristales de parafina (otros núcleos de material pueden ser finos de la formación y productos de corrosión), el cual se presenta por acumulación de cristales de parafina dentro de una partícula espesa que es mucho más larga que un cristal simple; estos aglomerados pueden luego separarse del crudo y formar depósitos en el sistema de producción de los pozos.

La pérdida de solubilidad de la parafina en los crudos se da principalmente por la disminución de la temperatura cuando cae por debajo del punto de fusión de la parafina y la cera empieza a acumularse en el equipo de producción; el enfriamiento del crudo ocurre en numerosas partes del sistema de producción del pozo, como por ejemplo cuando el crudo se mueve hacia superficie a través de la tubería de producción, o a través de los choques de superficie, en líneas de flujo o a través de los separadores de gas-petróleo; también se presenta una disminución de temperatura (o enfriamiento) apreciable, tanto del crudo como de la formación, en la inyección de fluidos fríos en operaciones de acidificación o fracturamiento dentro de un yacimiento de petróleo.

Si el crudo es enfriado por debajo de su punto de nube, las parafinas se precipitan en los canales de flujo y si toda la cera no es redisuelta después que la temperatura de la formación es restaurada, la producción de petróleo puede ser limitada o incluso totalmente bloqueada; no obstante, si la temperatura de la formación es significativamente mayor que el punto de fusión de la cera, no se presentará un efecto permanente; por ello es aconsejable calentar el fluido de fracturamiento o acidificación por encima de la temperatura de formación para prevenir la depositación de parafinas durante estos trabajos.

También disminuyen la solubilidad de la parafina las pérdidas de gas e hidrocarburos livianos del crudo, lo cual contribuye a la depositación de parafinas en las líneas de superficie y en los tanques. Igualmente las altas relaciones gas-petróleo acrecientan los problemas de depositación de parafinas.

Si se presenta un cambio en la apariencia del crudo, tal como nubosidad, señal es de que la parafina se ha precipitado ya de la solución. La acumulación de parafinas en los tanques de almacenamiento indica por lo general que debe esperarse también depositación de parafina en las líneas de flujo, tubería de producción y posiblemente en la cara del pozo; y la parafina en su ascenso por la tubería de producción, puede originar una sobrecarga en los pozos que funcionan con varillas e incluso romperlas.

La depositación de parafinas puede ser afectada por los cambios en la tasa de producción, pues los incrementos en esta significan temperaturas más elevadas en la cabeza del pozo y menor depositación de ceras, mientras que una disminución en la tasa de producción de fluidos podría tener un efecto contrario.

La presencia de agua en el fluido de producción puede incrementar la mojabilidad al agua de las superficies metálicas, reduciendo de éste modo la probabilidad de contacto entre la parafina y el crudo con la superficie metálica, pero exponiéndola a un ataque por corrosión.

Los problemas de depositación de asfaltenos pueden ser muy severos en la producción de pozos de petróleo que presenten alto contenido de estos; aun cuando su depositación en los sistemas de producción del pozo no es tan común como el caso de las parafinas, los asfaltenos a menudo se precipitan del petróleo asfáltico y se depositan en la formación alrededor de la cara del pozo.

La depositación de asfaltenos puede ser un fenómeno eléctrico; el flujo de fluidos a través de capilares o medios porosos puede desarrollar carga eléctrica por medio del fenómeno de "potencial de corriente".

Los métodos de remoción de parafina variaran tanto como los depósitos parafínicos, ya que estos pueden variar mucho de un yacimiento a otro e inclusive se han notado variadas diferencias en pozos de un mismo yacimiento. Los métodos más comunes de remoción de parafina son la remoción mecánica, el uso de solventes, el uso de calor y el uso de dispersantes.

Para prevenir la depositación de parafinas lo primero que se debe realizar son las pruebas de laboratorio, para determinar las características principales de las parafinas, como son el punto de nube, la tasa de depositación, entre otras, y así de este modo seleccionar el sistema más económico y apropiado para prevenir dicha depositación; por otra parte se pueden emplear cristales modificadores, los cuales son compuestos químicos cuyos constituyentes

principales son cristales de naftalenos, que remueven el agente que forma el núcleo, evitando de esta manera que los cristales simples que salen de la parafina se aglomeren y se depositen en la superficie metálica.

Para evitar la depositación de parafinas también se emplea una técnica de producción que consiste en mantener la producción de los pozos a tasas elevadas, con el propósito de sostener la temperatura de flujo por encima del punto de nube; además las altas tasas de flujo (turbulento) ayudan a evitar que la cera depositada se adhiera a la superficie metálica.

Precisamente otra manera de reducir la depositación de parafinas es usando tubería plástica o revestida con plástico, aun cuando este método de prevención, presenta varios inconvenientes, uno de los cuales es que una vez la tubería plástica ha sido recubierta con parafina, la tasa de depositación de cera continuará como si la tubería fuera de acero, y además los pozos con este tipo de tubería presentan inconvenientes cuando se practican trabajos de limpieza, pues los solventes o el aceite caliente dañan el plástico; fuera de que también se debe tener en cuenta que la presión de operación no sobrepase la presión de trabajo estimada para la tubería.

Para darle a la superficie de la tubería mojabilidad al agua se usan surfactantes, pues la película de agua se puede mantener continuamente mediante la adición de surfactantes, los cuales actúan como una barrera para prevenir el contacto de la parafina con la tubería.

#### **9.1.14. PROBLEMAS DE CORROSIÓN**

Para descubrir la solución al problema de la corrosión es importante un diagnóstico de las posibles causas, el cual requiere un completo conocimiento del medio ambiente, localización del sistema, historias de

operación y metalurgia de las partes corroídas; esto es necesario ya que raras veces es posible determinar las causas de la corrosión mediante una simple inspección visual, pues muchas veces es complicado incluso con pruebas de laboratorio a la pieza corroída.

En el desarrollo de medidas de campo o laboratorio se deben determinar ciertos factores dentro de los cuales se incluyen propiedades electrolíticas (resistividad, cloruros, pH, entre otros), temperatura, presión, contenido de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y O<sub>2</sub>, y presencia y tipo de bacterias.

En el historial de operación se incluyen informaciones tales como los tratamientos llevados a cabo con inhibidores, tratamientos con ácidos, tasas de producción y relaciones agua-petróleo; el examen metalúrgico por lo general revela que los factores ambientales son la principal causa de la corrosión.

Cuando en los campos petroleros hay ausencia de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y O<sub>2</sub>, el agua es por lo general no corrosiva a temperaturas normales; sin embargo, desafortunadamente uno o más de estos gases están siempre presentes y en cantidades variadas en las operaciones de producción.

Los rayones, marcas de tenazas, marcas de martillo, o imperfecciones que presente el material metálico, controlan la localización de las áreas anódica y catódica; el daño físico aparece en forma de grietas, huecos, pérdida de metal y pérdidas de la resistencia y la ductilidad.

Los principales tipos de corrosión que se conocen son la corrosión dulce, corrosión acida, corrosión por oxígeno, corrosión bacterial, corrosión por erosión y corrosión por fatiga.

La corrosión se puede detectar conociendo el medio ambiente corrosivo, realizando pruebas para condiciones corrosivas y pruebas para líneas de oleoductos.

Los principales factores que contribuyen a la corrosión son el agua, los ácidos, el oxígeno del aire, metales disimiles en contacto físico y altas velocidades de flujo o turbulencia, entre otros.

El agua puede provenir de la salmuera del campo de petróleo, agua fresca, vapor o condensada; los ácidos son formados por gases ácidos, sulfuros de hidrógeno y dióxido de carbono cuando se disuelven en agua; el oxígeno del aire entra a los sistemas de los campos petrolíferos por los respiraderos de los conductos, a través del anular revestimiento-tubería de producción, por fugas en empaques, bombas y válvulas, o debido al mal funcionamiento de sistemas de recobro por vapor y otras fuentes; los metales disimiles en contacto físico pueden causar corrosión galvánica, por ejemplo, válvulas de latón en líneas de acero; las altas velocidades de flujo o turbulencia pueden remover las películas que protegen las líneas de flujo en pozos de gas con alta capacidad, en bombas centrífugas de alta velocidad, en choques, en intercambiadores de calor y en válvulas.

Dentro de las pruebas para condiciones corrosivas se encuentran las pruebas químicas, pruebas por bacterias y pruebas electroquímicas.

Las pruebas químicas suministran una guía de la clase y severidad de corrosión al determinar el tipo y la cantidad de gases ácidos u oxígeno disueltos en el agua o en corrientes de gas y zonas de vapor.

Las pruebas por bacterias se deben realizar ya que, como se mencionaba, la mayoría de las aguas de los campos petrolíferos contienen bacterias

aeróbicas y anaeróbicas y la corrosión relacionada con bacterias en operaciones de producción es causada por las bacterias anaeróbicas reductoras de sulfatos que asimilan el sulfato en el agua para producir sulfuro de hidrógeno.

Las pruebas electroquímicas son usadas para chequear las líneas en superficie, para revisar revestimientos u otras estructuras de acero que permanezcan enterradas.

Se deben realizar pruebas para líneas de oleoducto en las cuales se mide la resistividad de los suelos de acuerdo a métodos existentes para localizar áreas de suelos de baja resistividad y alta corrosividad, ya que la baja resistencia eléctrica del suelo, cuando se presentan áreas de salmueras contaminadas, permitirá una rápida corrosión, y por otra parte, debido a que los suelos húmedos son conductores de electricidad, las celdas corrosivas se desarrollan a lo largo de la línea de flujo presentándose pérdidas de metal; para prevenir este daño, la tubería puede ser protegida o tendida en las áreas menos corrosivas.

La medición y evaluación de la corrosión se puede realizar ya sea por inspección visual, por mediciones de Cáliper, por registros para inspección de revestimientos, por pruebas ultrasónicas de espesor, por pruebas de tasa de pérdida de material, por pruebas químicas y por historia del desempeño de los equipos.

En el control de la corrosión, esta algunas veces puede ser permitida en una tasa aceptable, si las pérdidas acaecidas por esta tasa son inferiores al costo que demande un programa de control total de la corrosión, además es generalmente imposible y dispendioso el tratar de detener toda la corrosión.

Existen varias maneras de minimizar la corrosión en las operaciones de campos petroleros, podemos mencionar, por ejemplo, la selección de materiales, el diseño ingenieril, el uso de inhibidores, recubrimientos, remoción de gases corrosivos, protección catódica y el uso de materiales no metálicos.

Los métodos de protección contra la corrosión en los tanques de almacenamiento son requeridos básicamente a que no se puede evitar que se formen en el tanque sedimentos dañinos después de un tiempo que, incluso en tanques de acero, pueden llevar a la corrosión. Para evitar averías o incluso la interrupción del almacenamiento, es necesaria una limpieza oportuna y regular de estos tanques y recipientes, complementada y reforzada con la aplicación de métodos de protección contra la corrosión.

Dentro de los métodos de protección contra la corrosión en los tanques de almacenamiento de crudo encontramos los inhibidores (que pueden ser pasivantes, de decapado u orgánicos, en fase vapor, catódicos, o inductores de precipitación), los recubrimientos (que pueden ser de resina epoxi, GFK y de la funda interior del tanque), y la protección catódica (cuyos dos sistemas existentes son de ánodos de sacrificio o de corriente impresa).

## **9.2. PROBLEMAS PRESENTADOS EN CAMPO COLORADO**

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, baja energía y arenas delgadas (por debajo de los 20 pies), lo cual hace que la producción acumulada de la mayoría de los pozos sea muy baja.

La producción de crudo se ha visto afectada históricamente por las malas propiedades petrofísicas del yacimiento y por problemas de parafinas que se han presentado a lo largo de su desarrollo; el problema de precipitación de

parafinas en los sistemas de producción es uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de la vida productiva del campo, debiéndose a las características parafínicas del crudo, esto se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo, recirculados a través del equipo de subsuelo.

Se han realizado trabajos de "workover", lo cual ha permitido recuperar la producción por algún tiempo, pero luego se presenta una fuerte declinación, perdiéndose rápidamente los resultados de estos trabajos realizados.

Respecto al manejo del crudo del Campo es importante tener cuidado debido a que su punto de chispa está por debajo de los 0°C, lo cual en todos los casos denota una altísima volatilidad, por ello se recomienda tener precauciones máximas con las fuentes de ignición.

De la totalidad de los pozos perforados, cerca de la mitad no son de interés y deben ser clausurados técnicamente (fueron abandonados oficialmente), del resto, la mayoría se encuentran inactivos (fueron abandonados tan solo temporalmente). De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos han reportado algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas del campo.

Los pozos abandonados oficialmente se abandonaron debido a la pérdida de energía del yacimiento; los pozos abandonados temporalmente están abandonados por el momento debido a que se encuentran parafinados, lo cual ha ocasionado el taponamiento de la tubería de producción en el fondo del pozo; los pozos candidatos a producción con unidad de bombeo mecánico fueron abandonados temporalmente, dejándose en su sitio las unidades de bombeo, las cuales, con el pasar del tiempo y debido a las

inclemencias del clima, se fueron deteriorando, junto con sus respectivos equipos.

Las producciones iniciales de los pozos oscilaron entre 70 a 100 barriles por día (BPD), declinando rápidamente a un promedio de 10 BPD en un espacio de tiempo de tres a seis años; es por ello que en este sentido se puede decir que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

El punto de nube es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina en forma de nube en el líquido cuando es enfriado bajo ciertas condiciones previstas; este punto de nube dinámico es de 30.1°C, el cual es bastante alto si se considera que la temperatura en superficie puede descender en las noches por debajo de este valor, trayendo problemas de cristalización de parafinas.

Debido a la depositación de sólidos (parafinas, entre otros), al paso del tiempo y las inclemencias del clima, el estado actual de estas líneas de tubería no es el más óptimo ni indicado para el transporte del crudo, pues las pérdidas por fricción causadas por todos estos factores, junto con el taponamiento parcial o casi total de algunos tramos, hacen que este proceso sea inviable por el momento; de todas maneras, el total de estas líneas de tubería se encuentran dispuestas de tal forma que, luego de un buen mantenimiento, el crudo emulsionado con agua y en algunos casos con alto contenido de gas, sea transportado de los pozos a las estaciones de recolección y bombeo, las cuales están diseñadas de acuerdo con los requerimientos técnicos y de seguridad ambiental para el proceso de almacenamiento y trasiego.

### **9.3. NECESIDADES DE CAMPO COLORADO Y SUS POSIBLES SOLUCIONES**

De acuerdo con el generalizado actual enfoque convencional hacia la producción de hidrocarburos, normalmente en un Campo Petrolero los ingenieros mecánicos se dedican exclusivamente a las labores de mantenimiento de los equipos y componentes que se encuentran en la superficie, excluyendo de estas labores los equipos y componentes que se encuentran en el subsuelo, los cuales son propiamente los equipos críticos encargados de extraer los hidrocarburos.

Este proyecto de grado pretende dar un nuevo enfoque (no convencional) desde la perspectiva de la ingeniería mecánica, mediante el cual no solamente se permita realizar las labores de mantenimiento a los equipos y componentes de superficie sino también a los que se encuentran en el subsuelo, además de proyectar, diseñar, construir, instalar, investigar y optimizar los elementos, equipos y sistemas de producción de suelo y subsuelo de un Campo Petrolero, son estos los nuevos enfoques de la ingeniería mecánica a que esté proyecto de grado hace referencia.

Para ello, la ingeniería mecánica se exige la necesidad de trabajar interdisciplinariamente en conjunto con otras carreras, para de esta manera lograr que cada disciplina se interrelacione y aporte lo mejor de sí misma en pro del incremento de la producción de “Campo Colorado”, sabiendo que para lograr un incremento notable, por ser un campo muy antiguo y con considerables problemas, hay que ser muy creativos y prácticos para poder realizar propuestas viables, que permitan lograr una producción sostenible y su articulación al desarrollo económico y social del país.

En la industria petrolera todo trabajo que se vaya a realizar siempre persigue obtener los mejores resultados con el mínimo de costo de inversión; para lograr esto se deben tener en claro los problemas a solucionar, los objetivos a alcanzar y un buen conocimiento de los medios que se van a utilizar para lograrlos, además de cada uno de los pasos requeridos durante el desarrollo de los planes.

Con el conocimiento adquirido durante la elaboración del presente trabajo de grado, el cual se ha plasmado en esta “Guía”, se presenta una perspectiva clara sobre los procesos y las actividades que se desarrollan en los Campos Petroleros Maduros, y específicamente en Campo Colorado, permitiéndonos encontrar y entender los problemas que allí se presentan para poder darles una adecuada y eficiente solución.

Básicamente, se puede decir que las necesidades que se presentan en Campo Colorado se pueden agrupar en 6 bloques principales que son:

- ✓ Primero que todo se deben buscar métodos para reducir al máximo las caídas de presión que se presenten durante los procesos de extracción, recolección y bombeo de crudo, lo cual se conoce en la industria petrolera como análisis nodal.
- ✓ En segundo lugar se deben buscar estrategias para mantener la presión en el yacimiento, ya que esta disminuye a medida que es extraído el crudo, lo cual se conoce en la industria petrolera como métodos de recobro mejorado.
- ✓ Como una tercera medida a tomar se debe buscar la forma de mantener el flujo a través del medio poroso del yacimiento y a la vez

poder aumentar el factor de recobro, lo cual se conoce en la industria petrolera como trabajos de estimulación.

- ✓ En cuarto lugar se debe pensar en reacondicionar los pozos que se encuentren inactivos, lo cual se conoce en la industria petrolera como workover y servicio a pozos.
- ✓ Ya habiendo tomado medidas para asegurar los pasos anteriores se debe pensar en lograr mejores formas de recolectar, separar, almacenar y bombear crudo, debido a que las instalaciones actuales podrían no dar abasto para las nuevas tasas de producción logradas, lo cual se conoce en la industria petrolera como diseño de facilidades y plantas.
- ✓ Y por último, se sugiere crear grupos de investigación que brinden a la Universidad y al Campo Escuela Colorado la forma de conocer y estar al día en las tecnologías de punta que se puedan aplicar en beneficio del éxito de este Convenio UIS-ECOPETROL S.A.

Es necesario entender que la producción de petróleo es un sistema que se compone de varios procesos interrelacionados o que interactúan, los cuales a su vez se conforman de una serie de actividades también interrelacionadas, y por lo tanto para lograr un resultado eficiente y eficaz se deben optimizar cada uno de los procesos y cada una de las actividades para que esto redunde en la optimización general del sistema concebido como la producción de petróleo.

A continuación se dará una breve aclaración del significado de cada uno de los bloques inferidos en que se agruparon las necesidades de Campo Colorado, y se presentaran dentro de ellos los proyectos de grado a elaborar

por parte de la Escuela de Ingeniería Mecánica, como aporte para el desarrollo exitoso del Convenio mencionado. Hay que decir que se desearía que algunos de estos proyectos fuesen realizados en grupos interdisciplinarios que fuesen conformados por estudiantes miembros de diferentes escuelas de la Universidad, según lo requiera el proyecto, ya que de esta manera se lograría la aclaración y unificación de conceptos y criterios en un menor tiempo, además que se evitaría el desgaste, respecto a tiempo y esfuerzo, que produce el proceso de adquisición y comprensión de conocimientos y tecnologías propias de otras áreas; sin embargo no es camisa de fuerza.

### **9.3.1. REDUCIR AL MÁXIMO LAS CAÍDAS DE PRESIÓN**

Principalmente se refieren a las caídas de presión que se generan durante la extracción del crudo del pozo (en la bomba de subsuelo y en la tubería de producción), pero también se refiere a las caídas de presión presentadas en las líneas de transporte, recolección y bombeo de crudo.

Además de las caídas de presión normales generadas por el trabajo que exige el trasiego de fluidos por medio de una tubería o a través de una disminución del área de flujo o restricción, se presentan caídas de presión considerables y letales debido a la depositación de parafinas, asfaltenos, costras y corrosión, las cuales pueden llegar incluso al taponamiento de la línea, en el caso de las parafinas, asfaltenos y costras, y a la falla de las tuberías y equipos, en el caso de la corrosión; precisamente en estas últimas pérdidas de presión es en las que se centra este título, sin embargo no se puede olvidar el minimizar lo más posible las primeras.

Hay que decir que el punto de nube es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina, que en el caso de Campo Colorado es de  $30,1^{\circ}\text{C}$ , pues este dato es de tener muy en cuenta ya que la temperatura en superficie en las noches puede descender por debajo de este valor. Los proyectos de grado que se derivan de reducir al máximo las caídas de presión se presentan en la tabla 21.

**Tabla 21. Proyectos de Grado para Reducir al Máximo las Caídas de Presión.**

<b>PROYECTOS DE GRADO</b>	
<b>1.</b>	<b>DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS DE SUBSUELO DE LOS POZOS ACTIVOS.</b>
<b>1.1.</b>	Determinación la Integridad de los Equipos, Componentes y Elementos de Subsuelo de los Pozos Activos.
<b>1.1.1.</b>	Aplicación de los Método de los Elementos Finitos al Análisis de Esfuerzos de Equipos de Subsuelo.
<b>1.1.2.</b>	Prototipos para Ejecución de Ensayos de Susceptibilidad a la Corrosión Bajo Tensiones tipo Carga Constante.
<b>1.1.3.</b>	Aplicación de Sistemas Neuro-Fuzzy en la Detección de Fallas en Equipos de Subsuelo.
<b>1.1.4.</b>	Análisis de Señales de Deterioro y Falla en Equipos Reciprocantes y Estudio de Software.
<b>1.1.5.</b>	Aplicación del Análisis de las Vibraciones Mecánicas en el Mantenimiento Predictivo de Equipos de Subsuelo.
<b>1.1.5.1.</b>	Prototipos para Medición de Fase, Frecuencia Natural, y Amortiguación en Equipos de Subsuelo.
<b>1.1.5.2.</b>	Aplicación de la Variación de Frecuencias Naturales en la Detección de Grietas.
<b>1.1.5.3.</b>	Análisis, Eliminación, Amortiguación y Monitoreo de Fases de Vibración en Equipos Reciprocantes de Subsuelo.
<b>1.2.</b>	Ejecución de las Reparaciones, Mejoras, Modificaciones y Repotenciones Necesarias en los Equipos de Subsuelo de los Pozos Activos y Candidatos a Activar.
<b>2.</b>	<b>DISEÑO DE SISTEMAS AUTOMÁTICOS PROGRAMABLES MODERNOS PARA EL SENSADO, REGISTRO, CONTROL, EJECUCIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS PROCESOS DE REDUCCIÓN DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN TIEMPO REAL Y A CONTROL REMOTO.</b>
<b>2.1.</b>	Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Programación, Sensado, Reconocimiento, Registro, Control, Optimización, Ejecución y Aprendizaje Máquina de Sistemas Autónomos de Reducción de Caídas de Presión.
<b>2.1.1.</b>	Aplicación de los Algoritmos Genéticos.
<b>2.1.2.</b>	Aplicación de las Redes Neuronales Artificiales.
<b>2.1.3.</b>	Aplicación de la Lógica Difusa (Fuzzy Logic).
<b>2.2.</b>	Aplicación de la Telemática en el Monitoreo y Control Remoto de Sistemas Autónomos de Reducción de Caídas de Presión.
<b>2.3.</b>	Aplicación de Redes Industriales de Comunicación Basadas en Profibus.
<b>3.</b>	<b>APLICACIÓN DE LOS PROCESOS CAD, CAE CAM EN EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LA REDUCCIÓN DE CAÍDAS DE PRESIÓN.</b>
<b>4.</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LA REMOCIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS.</b>
<b>4.1.</b>	Equipos de Remoción Mecánica.
<b>4.2.</b>	Equipos de Remoción Térmica.

4.2.1.	Equipos de Remoción con Aceite Caliente.
4.2.2.	Equipos de Remoción con Vapor.
4.2.3.	Equipos de Remoción con Calentamiento Eléctrico-resistivo.
4.2.4.	Equipos de Remoción con Calentamiento Electromagnético.
4.3.	Equipos de Remoción con Solventes.
4.4.	Equipos de Remoción con Dispersantes.
5.	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA EL CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS.
5.1.	Equipos para Control térmico.
5.2.	Equipos para Control con Inhibidores de Cristalización.
5.3.	Equipos para Control con Tratamiento Químico.
6.	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LA REMOCIÓN DE COSTRAS.
6.1.	Equipos de Remoción Mecánica.
6.2.	Equipos de Remoción Sónica.
6.3.	Equipos de Remoción Química.
7.	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA EL CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE COSTRAS.
7.1.	Equipos para Control con Inhibidores de Cristalización.
8.	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSION.
8.1.	Equipos con Recubrimientos para Control.
8.2.	Equipos de Materiales No Metálicos para Control.
8.3.	Equipos de Protección Catódica para Control.
8.4.	Equipos para Control con Inhibidores.
8.5.	Equipos para Control por Remoción de Gases Corrosivos.

Fuente: autor del proyecto.

### 9.3.2. MANTENER PRESIÓN EN EL YACIMIENTO

El yacimiento de Campo Colorado presenta malas propiedades petrofísicas como son su baja energía y sus arenas delgadas, lo cual ha hecho que la producción acumulada de la mayoría de los pozos sea muy baja; es por ello que en este sentido se puede decir que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

Además, a medida que se van extrayendo los fluidos del yacimiento, este comienza a perder presión, precisamente debido a que es la presión de los mismos fluidos la que ayuda a expulsarlos, principalmente la presión del agua y del gas de producción, en el caso del gas se presentan los casos de

presión por capa de gas o presión por gas disuelto. La producción de crudo en Campo Colorado se da predominante por el mecanismo de producción por gas en solución, además del empuje que genera la capa de gas sobre la capa de crudo y la capa de agua por debajo de la capa de crudo, y tanto el gas como el agua se extraen en conjunto formando emulsiones; por tanto es necesario que las capas de gas y agua se restablezcan en su presión a través de la reinyección de estos fluidos, para así mantener la presión suficiente en el yacimiento como para lograr la expulsión del crudo a través de los poros del yacimiento hasta la boca del pozo, lugar en donde es succionado hasta superficie gracias al papel que desempeñan las bombas de subsuelo.

En Campo Colorado se evidencia un potencial en el gas para su reinyección pues, por ejemplo, posee en promedio una tasa de 1.5 GPM para las arenas B y 3.5 GPM para las arenas C; por lo tanto la inyección del gas en las condiciones actuales podría permitir la optimización del factor de recobro, por el mantenimiento de la presión de yacimiento y la disminución de la precipitación de parafinas, pues es el gas su solvente natural. En el caso del agua de producción hay que decir que históricamente Campo Colorado ha tenido una muy baja producción de agua, inferior al 1%, lo cual implica que es un Campo cuya influencia de algún tipo de acuífero es mínima o nula y ratifica que su mecanismo de producción es por gas en solución. Los proyectos de grado que se derivan de mantener presión en el yacimiento se presentan en la tabla 22.

**Tabla 22. Proyectos de Grado para Mantener Presión en el Yacimiento.**

<b>PROYECTOS DE GRADO</b>	
<b>1.</b>	DISEÑO DE SISTEMAS AUTOMÁTICOS PROGRAMABLES MODERNOS PARA EL SENSADO, REGISTRO, CONTROL, EJECUCIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS PROCESOS PARA MANTENER PRESIÓN EN EL YACIMIENTO EN TIEMPO REAL Y A CONTROL REMOTO.
<b>1.1.</b>	Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Programación, Sensado, Reconocimiento, Registro, Control, Optimización, Ejecución y Aprendizaje Máquina de Sistemas Autónomos de Mantenimiento de Presión en Yacimiento.
<b>1.1.1.</b>	Aplicación de los Algoritmos Genéticos.
<b>1.1.2.</b>	Aplicación de las Redes Neuronales Artificiales.
<b>1.1.3.</b>	Aplicación de la Lógica Difusa (Fuzzy Logic).
<b>1.2.</b>	Aplicación de la Telemática en el Monitoreo y Control Remoto de Sistemas Autónomos de Mantenimiento de Presión en Yacimiento.
<b>1.3.</b>	Aplicación de Redes Industriales de Comunicación Basadas en Profibus.
<b>2.</b>	APLICACIÓN DE LOS PROCESOS CAD, CAE CAM EN EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA MANTENER PRESIÓN EN EL YACIMIENTO.
<b>3.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA.
<b>3.1.</b>	Aplicación de Sistemas Mecatrónicos para la Inyección de Agua.
<b>4.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN.
<b>5.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE GAS.
<b>5.1.</b>	Equipos para la Reinyección del Gas Natural Producido.
<b>5.2.</b>	Equipos para la Inyección de Gases de Combustión.
<b>5.3.</b>	Equipos para la Inyección de Dióxido de Carbono.
<b>5.4.</b>	Equipos para la Inyección de Nitrógeno.
<b>5.5.</b>	Aplicación de Sistemas Mecatrónicos para la Inyección de Gas.
<b>5.6.</b>	Instrumentación Inteligente para Mejorar la Producción en Pozos por Levantamiento Artificial por Gas.
<b>6.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GASES DE INYECCIÓN.
<b>7.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LA PLANTA TERMICA COMBINADA GAS-VAPOR PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA Y VAPOR PARA INYECCIÓN.
<b>8.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMA DE INYECCIÓN DE VAPOR.
<b>8.1.</b>	Aplicación de Sistemas Mecatrónicos para la Inyección de Vapor.

**Fuente:** autor del proyecto.

### **9.3.3. MANTENER FLUJO A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO DEL YACIMIENTO Y AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO**

Los canales hidráulicos que se generan por entre los poros del yacimiento se tienden a obstruir como consecuencia de la depositación de parafinas y asfaltenos, presentes en el crudo como componentes, o partículas inherentes o inducidas; inclusive las fracturas naturales del yacimiento que comunican diferentes canales hidráulicos, también se pueden ver taponadas gradualmente. Por otra parte se puede crear bloqueo debido a uno o más de los diferentes mecanismos que pueden reducir la permeabilidad absoluta del medio poroso, o restringir el flujo debido a los efectos en la permeabilidad relativa del medio poroso y la viscosidad del crudo.

Todos estos factores que afectan principalmente el yacimiento y la cara del pozo disminuyen apreciablemente la tasa de flujo que pueda generar el yacimiento hacia el pozo para surtir la bomba de subsuelo y extraer el crudo hacia superficie, es más ante estos problemas los equipos de suelo y de subsuelo empleados para extraer el crudo se muestran impotentes, pues es el yacimiento el que no puede generarles flujo adecuado de crudo; estos problemas de no ser solucionados imposibilitarían el poder recuperar el crudo del yacimiento, y es por ello que se deben enfrentar y solucionar para recobrar la mayor cantidad de crudo que sea posible. Los proyectos de grado que se derivan de mantener flujo a través del medio poroso del yacimiento y aumentar el factor de recobro se presentan en la tabla 23.

**Tabla 23. Proyectos de Grado para Mantener Flujo a Través del Medio Poroso del Yacimiento y Aumentar el Factor de Recobro.**

<b>PROYECTOS DE GRADO</b>	
<b>1.</b>	DISEÑO DE SISTEMAS AUTOMÁTICOS PROGRAMABLES MODERNOS PARA EL SENSADO, REGISTRO, CONTROL, EJECUCIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS PROCESOS PARA MANTENER FLUJO EN YACIMIENTO Y AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN TIEMPO REAL Y A CONTROL REMOTO.
<b>1.1.</b>	Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Programación, Sensado, Reconocimiento, Registro, Control, Optimización, Ejecución y Aprendizaje Máquina de Sistemas Autónomos de Mantenimiento de Flujo en Yacimiento y Aumento del Factor de Recobro.
<b>1.1.1.</b>	Aplicación de los Algoritmos Genéticos.
<b>1.1.2.</b>	Aplicación de las Redes Neuronales Artificiales.
<b>1.1.3.</b>	Aplicación de la Lógica Difusa (Fuzzy Logic).
<b>1.2.</b>	Aplicación de la Telemática en el Monitoreo y Control Remoto de Sistemas Autónomos de Mantenimiento de Flujo en Yacimiento y Aumento del Factor de Recobro.
<b>1.3.</b>	Aplicación de Redes Industriales de Comunicación Basadas en Profibus.
<b>2.</b>	APLICACIÓN DE LOS PROCESOS CAD, CAE CAM EN EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA MANTENER FLUJO EN YACIMIENTO Y AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO.
<b>3.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMAS DE FRACTURAMIENTO.
<b>3.1.</b>	Equipos para el Fracturamiento Hidráulico.
<b>3.2.</b>	Equipos para el Fracturamiento Ácido.
<b>4.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMAS DE ACIDIFICACIÓN.
<b>5.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMAS DE INUNDACIÓN O INYECCIÓN DE QUÍMICOS.
<b>5.2.</b>	Equipos para inundación con Polímeros.
<b>5.1.</b>	Aplicación de Sistemas Mecatrónicos para la Inyección de Químicos.
<b>6.</b>	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LOS SISTEMA DE COMBUSTIÓN “IN-SITU”.

**Fuente:** autor del proyecto.

#### **9.3.4. REACONDICIONAR POZOS INACTIVOS**

Hoy día, de la totalidad de los pozos perforados, cerca de la mitad no son de interés y deben ser clausurados técnicamente, fueron abandonados oficialmente, debido a la pérdida de energía del yacimiento. Del resto, la mayoría se encuentran inactivos, fueron abandonados tan solo

temporalmente debido a que se encuentran parafinados, lo cual ha ocasionado el taponamiento de la tubería de producción en el fondo del pozo, ellos son pozos candidatos a producción, unos tienen unidad de bombeo mecánico y otros no, y tan solo 7 de estos pozos están activos, son aquellos que fueron entregados a la UIS por ECOPETROL como productores de aceite; todos estos pozos activos cuentan con su respectiva unidad de bombeo mecánico, tan sólo 3 de ellos se encuentran actualmente produciendo, los 4 restantes están en cierre temporal y en espera de nuevas decisiones; por ahora aportan fluido, aunque muy poco, mediante flujo natural, pues hay presión debido a que son pocos los pozos produciendo, lo cual permite a algunos llenar su columna hasta superficie. Los proyectos de grado que se derivan de reacondicionar los pozos inactivos se presentan en la tabla 24.

**Tabla 24. Proyectos de Grado para Reacondicionar los Pozos Inactivos.**

<b>PROYECTOS DE GRADO</b>	
<b>1.</b>	<b>DISEÑO DE SISTEMAS AUTOMÁTICOS PROGRAMABLES MODERNOS PARA EL SENSADO, REGISTRO, CONTROL, EJECUCIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS PROCESOS PARA MANTENER FLUJO EN YACIMIENTO Y AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN TIEMPO REAL Y A CONTROL REMOTO.</b>
<b>1.1.</b>	Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Programación, Sensado, Reconocimiento, Registro, Control, Optimización, Ejecución y Aprendizaje Máquina de Sistemas Autónomos de Mantenimiento de Flujo en Yacimiento y Aumento del Factor de Recobro.
<b>1.1.1.</b>	Aplicación de los Algoritmos Genéticos.
<b>1.1.2.</b>	Aplicación de las Redes Neuronales Artificiales.
<b>1.1.3.</b>	Aplicación de la Lógica Difusa (Fuzzy Logic).
<b>1.2.</b>	Aplicación de la Telemática en el Monitoreo y Control Remoto de Sistemas Autónomos de Mantenimiento de Flujo en Yacimiento y Aumento del Factor de Recobro.
<b>1.3.</b>	Aplicación de Redes Industriales de Comunicación Basadas en Profibus.
<b>2.</b>	<b>APLICACIÓN DE LOS PROCESOS CAD, CAE CAM EN EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA EL REACONDICIONAMIENTO DE POZOS INACTIVOS.</b>
<b>3.</b>	<b>OPTIMIZACIÓN, REPOTENCIACIÓN Y/O REDISEÑO DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS DE BOMBEO MECÁNICO EXISTENTES (reemplazo de partes deficientes o prontas a fallar, adición de nuevos dispositivos o generación de nuevos diseños más óptimos).</b>
<b>3.1.</b>	Equipos de la Unidad de Bombeo.
<b>3.2.</b>	Elementos de la Sarta de Varillas de Producción.

<b>3.3.</b>	<b>Componentes y Elementos de las Bombas Mecánicas de Pistón.</b>
<b>3.4.</b>	<b>Diseño e Instalación Industrial de Sistemas Sensores Y Actuadores para el Control de Equipos de Bombeo Mecánico.</b>
<b>4.</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.</b>
<b>4.1.</b>	<b>Equipos para el Bombeo Mecánico.</b>
<b>4.1.1.</b>	<b>Servo-Motores Electro-Hidráulicos Adaptables la Caja de Velocidades del Bombeo Mecánico.</b>
<b>4.1.2.</b>	<b>Servo-Mecanismos Electro-Hidráulicos de Posición y Velocidad en Actuadores Lineales Adaptables a la Sarta de Varillas.</b>
<b>4.2.</b>	<b>Equipos para el Bombeo por Inyección de Gas “Gas-Lift”.</b>
<b>4.2.1.</b>	<b>Instrumentación Inteligente para Mejorar la Producción en Pozos por Levantamiento Artificial por Gas.</b>
<b>4.3.</b>	<b>Equipos para el Bombeo Oleo-neumático-hidráulico.</b>
<b>4.4.</b>	<b>Equipos para el Bombeo Centrífugo.</b>
<b>4.5.</b>	<b>Equipos para el Bombeo por Cavidades Progresivas.</b>
<b>4.6.</b>	<b>Equipos para el Bombeo Tipo Venturi.</b>
<b>5.</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.</b>
<b>5.1.</b>	<b>Equipos con Bombas Reciprocantes, Alternativas o de Desplazamiento Positivo.</b>
<b>5.1.1.</b>	<b>Servo-Bombas de Subsuelo</b>
<b>5.2.</b>	<b>Equipos con Bombas Centrífugas.</b>
<b>5.3.</b>	<b>Equipos con Tecnología del Alto Vacío.</b>
<b>5.4.</b>	<b>Sistemas y Equipos con Tecnologías Combinadas.</b>
<b>5.4.1.</b>	<b>Unidad de Actuadores Hidráulicos Adaptables al Bombeo Mecánico.</b>
<b>5.4.2.</b>	<b>Transmisiones Hidrostáticas Adaptables al Bombeo Mecánico.</b>

**Fuente:** autor del proyecto.

### **9.3.5. RECOLECTAR, SEPARAR, ALMACENAR Y BOMBLEAR CRUDO**

Respecto al manejo del crudo del Campo es importante tener cuidado debido a que su punto de chispa está por debajo de los 0°C, lo cual en todos los casos denota una altísima volatilidad, por ello se recomienda tener precauciones máximas con las fuentes de ignición. El punto de fuego, también llamado punto de relampagueo o “flash point”, es la temperatura más baja a la cual al aplicar una llama a la superficie del crudo causa una pequeña ignición de los vapores liberados; este punto de chispa está muy por debajo de la temperatura ambiente, lo cual evidencia que el crudo de Campo Colorado debe ser manejado con bastante precaución para evitar conflagración y accidentes.

Se debe tener en cuenta la medida de la presión de vapor y del punto de inflamación de los crudos pues permite inferir el contenido de hidrocarburos ligeros y su volatilidad, el punto de inflamación está directamente ligado con la presión de vapor; este dato es de vital importancia en Campo Colorado para efectos de las condiciones de almacenamiento seguro del crudo en los tanques de la estación de recolección; es el de mayor gravedad API el que presenta una mayor presión de vapor, y las acumulaciones de crudo en el Campo son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 45 grados API ( $^{\circ}$ API), que corresponden básicamente a un crudo tipo “black-oil” o a un aceite volátil; por otra parte, entre más liviano, mayor es la energía que entrega el crudo en la combustión, o sea su poder calorífico. También aquí cabe mencionar que la viscosidad del crudo del Campo es baja. Los proyectos de grado que se derivan de recolectar, separar, almacenar y bombear crudo se presentan en la tabla 25.

**Tabla 25. Proyectos de Grado para Recolectar, Separar, Almacenar y Bombear Crudo.**

<b>PROYECTOS DE GRADO</b>	
<b>1.</b>	<b>DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE LAS LÍNEAS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS DE LOS POZOS A LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y BOMBEO.</b>
<b>1.1.</b>	<b>Determinación la Integridad de los Componentes y Elementos de las Líneas para el Transporte de Hidrocarburos.</b>
<b>1.1.1.</b>	<b>Aplicación de Ensayos no Destructivos en las Tuberías para el Transporte de Hidrocarburos.</b>
<b>1.1.1.1.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por Partículas Magnetizables.</b>
<b>1.1.1.2.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por Líquidos Penetrantes.</b>
<b>1.1.1.3.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por Radioscopia.</b>
<b>1.1.1.4.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por la Técnica de Emisión de Burbujas.</b>
<b>1.1.1.5.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por Espectrometría de Masa.</b>
<b>1.1.1.6.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por Ensayo Automático por Ultrasonidos, Ensayo Automático Electromagnético, Ensayo Automático por Corrientes de Foucault y Ensayo Automático Mediante Palpadores Magnéticos.</b>
<b>1.1.1.7.</b>	<b>Aplicabilidad de la Inspección por Radiografía Industrial: Método Radiográfico por Estenoscopio, Método del Filtro Ancho, Método del Divisor de Tensión, Método Espectrométrico, Método por Efecto de Bordes y Método por Cámara de Rendija.</b>
<b>1.2.</b>	<b>Ejecución de las Reparaciones, Mejoras y Modificaciones Necesarias en las Líneas para el Transporte de Hidrocarburos.</b>
<b>2.</b>	<b>DISEÑO DE SISTEMAS AUTOMÁTICOS PROGRAMABLES MODERNOS PARA EL SENSADO, REGISTRO, CONTROL, EJECUCIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS PROCESOS DE RECOLECCIÓN, SEPARACIÓN, ALMACENAMIENTO Y BOMBEO DE CRUDO EN TIEMPO REAL Y A CONTROL REMOTO.</b>
<b>2.1.</b>	<b>Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Programación, Sensado, Reconocimiento, Registro, Control, Optimización, Ejecución y Aprendizaje Máquina de Sistemas Autónomos de Recolección, Separación, Almacenamiento y Bombeo de Crudo.</b>
<b>2.1.1.</b>	<b>Aplicación de los Algoritmos Genéticos.</b>
<b>2.1.2.</b>	<b>Aplicación de las Redes Neuronales Artificiales.</b>
<b>2.1.3.</b>	<b>Aplicación de la Lógica Difusa (Fuzzy Logic).</b>
<b>2.2.</b>	<b>Aplicación de la Telemática en el Monitoreo y Control Remoto de Sistemas Autónomos de Recolección, Separación, Almacenamiento y Bombeo de Crudo.</b>
<b>2.3.</b>	<b>Aplicación de Redes Industriales de Comunicación Basadas en Profibus.</b>
<b>3.</b>	<b>APLICACIÓN DE LOS PROCESOS CAD, CAE CAM EN EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS, COMPONENTES Y ELEMENTOS PARA RECOLECTAR, SEPARAR, ALMACENAR Y BOMBLEAR CRUDO.</b>
<b>4.</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL INDUSTRIAL PARA LOS PROCESOS DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y BOMBEO DE CRUDO.</b>
<b>4.1.</b>	<b>Diseño, Construcción e Instalación del Sistema de Control del Nivel de Líquidos en los Tanques de Almacenamiento.</b>
<b>4.2.</b>	<b>Diseño, Construcción e Instalación del Sistema para Cambio de Tanque de</b>

	Almacenamiento.
4.3	Diseño, Construcción e Instalación del Sistema de Sacada de Servicio Temporal de los Separadores.
4.4.	Diseño, Construcción e Instalación del Sistema de Cambio del Pozo de Medida.
4.5.	Diseño, Construcción e Instalación del Sistema de Bombeo de Crudo de la Estación.
4.6.	Diseño, Construcción e Instalación del Sistema de Puesta en Marcha y Parada de la Bomba de Transferencia.
5.	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS EQUIPOS PARA ROMPIMIENTO O SEPARACIÓN DE EMULSIONES.
5.1.	Diseño, Construcción, Instalación y Optimización de los Equipos para Rompimiento o Separación de Emulsiones por Tratamiento Mecánico.
5.1.1.	Diseño por Choque.
5.1.2.	Diseño por Cambio de la Dirección de Flujo.
5.1.3.	Diseño por Cambio de Velocidad.
5.1.4.	Diseño por Fuerza Centrífuga.
5.1.5.	Diseño por medio de Empaques de Unión.
5.1.6.	Diseño por medio de Filtros.
5.2.	Diseño, Construcción, Instalación y Optimización de los Equipos para Rompimiento o Separación de Emulsiones por Tratamiento Térmico.
5.3.	Diseño, Construcción, Instalación y Optimización de los Equipos para Rompimiento o Separación de Emulsiones por Tratamiento Eléctrico.
5.4.	Diseño, Construcción, Instalación y Optimización de los Equipos para Rompimiento o Separación de Emulsiones por Tratamiento Químico.
6.	SISTEMATIZACIÓN DE LOS PROCESO DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN O SELECCIÓN DE EQUIPOS DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y BOMBEO DE CRUDO.
7.	EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCION ANTIEXPLOSION DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

**Fuente:** autor del proyecto.

### 9.3.6. CREAR GRUPOS DE INVESTIGACION

La Ciencia, la Tecnología y la Innovación son fuentes de desarrollo y crecimiento económico que requieren un recurso humano altamente calificado capaz de generar y usar el conocimiento para la generación de riqueza, apropiándose del conocimiento de la sociedad y fomentando la innovación en los sistemas productivos actuales. Es necesario que se hagan esfuerzos en el área concreta de la producción de petróleo para lograr el conocimiento, la adopción y la adaptación de la tecnología de punta a nivel internacional que permitan la formación integral de los estudiantes y desarrollen y fortalezcan las capacidades de los mismos en Ciencia,

Tecnología e Innovación. Esto cobra mucha más importancia a la luz de la actual situación de la industria petrolera nacional e internacional, la cual se encuentra marcada por una innegable escasez de profesionales capaces de enfrentar los retos que hoy impone la cada vez más difícil tarea de aumentar las reservas de hidrocarburos en el mundo. Los posibles temas para crear grupos de investigación se presentan en la tabla 26.

**Tabla 26. Temas para Crear Grupos de Investigación.**

<b>GRUPOS DE INVESTIGACIÓN</b>	
<b>1.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS OPTIMOS PARA LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PARAFÍNICO.
<b>2.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS OPTIMOS PARA LA REMOCIÓN Y CONTROL DE PARAFINAS, ASFALTENOS Y COSTRAS.
<b>3.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS OPTIMOS PARA LA REMOCIÓN Y CONTROL DE LA CORROSION EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PARAFÍNICO.
<b>4.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS OPTIMOS PARA EL MANTENIMIENTO DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PARAFÍNICOS.
<b>5.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS OPTIMOS PARA MANTENER FLUJO A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO DE YACIMIENTOS PARAFÍNICOS Y AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO.
<b>6.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN SIMULACIÓN DE PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO.
<b>7.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN APLICACIONES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PARAFÍNICO.
<b>8.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN APLICACIONES DE LA NANOTECNOLOGÍA EN EL RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS.
<b>9.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN CAD, CAE Y CAM APLICADO A LOS EQUIPOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PARAFÍNICO.
<b>10.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN CONTROL REMOTO EN TIEMPO REAL APLICADO AL LA SUPERVISIÓN DE PROCESOS DE CAMPOS PETROLEROS.
<b>11.</b>	GRUPOS DE INVESTIGACIÓN EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL ENFOCADA A LA SOLUCIÓN DE LOS PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS PETROLEROS DE BAJA ENERGÍA Y DE CRUDO PARAFÍNICO.

**Fuente:** autor del proyecto.

## CONCLUSIONES

- ✓ Fue de fundamental importancia toda la investigación que se ha realizado respecto a lo que en cuanto a la producción de petróleo y gas de Campos Maduros se refiere, ya que así se pudo recopilar toda la información necesaria para conocer y entender los procesos y las actividades que allí se realizan, conociendo a la vez los problemas que en el desarrollo de estas labores se presentan y las soluciones que con la experiencia se han conseguido, pues así se pudo seleccionar todo cuanto al caso específico de Campo Colorado se podía aplicar, teniendo en cuenta sus características y rasgos particulares; de esta manera se pudo obtener una posición óptima desde donde poder tener una visión global a partir de la cual se podía distinguir y enfocar las necesidades fundamentales de Campo Colorado.
- ✓ Las características parafínicas del crudo de Campo Colorado implican la tendencia a que estas se depositen tanto en los canales de flujo de la formación como en cualquier línea o equipo a través del cual deba fluir, teniendo como consecuencia la obstrucción del flujo y las considerables pérdidas de presión del mismo, que sumadas una tras otra puede llevar incluso al agotamiento total de la energía necesaria para que el flujo se mantenga y ahogarlo completamente; es por ello que en esa dirección se enfocó la búsqueda de necesidades principales a solucionar, pues es como el cuello de botella que principalmente impide un eficaz y eficiente recobro de crudo.
- ✓ Además de la depositación de parafinas, existe el problema que conlleva implícito el yacimiento, el cual es sus malas propiedades

petrofísicas, que en resumidas cuentas se traducen en muy poca presión disponible para expulsar los fluidos hacia el pozo, y fuera de eso esa presión se va disminuyendo cada vez más a medida que se le extraen los fluidos, que son quienes en su seno retienen esa presión de la que se está hablando; es por ello que las necesidades principales de Campo Colorado son: reducir al máximo las caídas de presión (tanto en el yacimiento como en las líneas y equipos), mantener presión en el yacimiento, mantener flujo a través del medio poroso del yacimiento y aumentar el factor de recobro, para luego si reacondicionar los pozos inactivos y pensar en ampliar la capacidad de recolectar, separar, almacenar y bombear crudo, además de las necesarias investigaciones que la solución óptima a cada una de estas necesidades conlleva.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Como en el desarrollo de las actividades de los procesos de la producción de petróleo y gas convergen diferentes disciplinas con un mismo fin común, es de enorme beneficio la conformación de proyectos de grado interdisciplinarios, pues de esta manera, bien orientados, se pueden alcanzar resultados mucho más eficientes debido a que cada disciplina es especialista en su rama, no teniendo que desgastarse en esfuerzos por alcanzar los conocimientos esenciales en los cuales muchas veces las carreras invierten todo un proceso de formación llamado plan académico, sino simplemente aportando sus conocimientos, capacidades y su creatividad, que junto a las cualidades de los miembros de las demás disciplinas conformaran un poderoso grupo capaz de afrontar problemas que requieran en cuanto a su solución un mayor rango de eficacia.
- ✓ Aprovechando que en el Campo Escuela Colorado la academia y la industria petrolera nacional disponen de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción y mejorar los estándares operacionales, es de fundamental importancia la planeación, implementación y el funcionamiento de grupos de investigación de la Escuela de Ingeniería Mecánica en este Campo Escuela, que junto a los grupos de investigación de las demás escuelas de la Universidad, disfruten de los exitosos resultados obtenidos de este Convenio Interadministrativo, los cuales llevarían necesariamente a la apertura de nuevos vínculos con el sector productivo nacional, tanto público

como privado, y a la demanda interesada de egresados de la Universidad por parte de estos sectores productivos involucrados.

## BIBLIOGRAFÍA

### DOCUMENTOS

ALPHONSUS FAGAN. "An Introduction to the Petroleum Industry". Government of Newfoundland and Labrador, Department of Mines and Energy. November, 1991.

ÁLVAREZ LACAYO F. A. y VEGA CASTRO J. M. "Análisis de Falla en los Sistemas de Bombeo Mecánico del Campo Cantagallo". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2008.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. "Introduction to Oil and Gas Production". Information Handling Services. Book One of the Vocational Training Series Fifth Edition, June 1996.

ARAMENDIZ PACHECO J. J. y VELÁSQUEZ OSMA M. A. "Consideraciones y Procedimientos para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2008.

BJ SERVICES COMPANY. "Acidizing Concepts and Design". Acidizing Seminar, BP Indonesia.

BROWN KERMIT E. "The Technology of Artificial Lift Methods". Penn Well Books. 2V. Tulsa, 1980.

CALDERÓN GUEVARA L. F. y NAVARRETE ISAZA P. C. "Plan de Mantenimiento de Campo Colorado". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2007.

CARLOS LUIS BRACHO. "Emulsiones Asfálticas". Cuaderno FIRP S366C, Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales. Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela, 2005.

CARVAJAL DEL BASTO CARREÑO D. A. "Guía Para la Implementación de un Programa de Mantenimiento Mecánico del Campo Escuela". Trabajo de Grado. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. UIS. Bucaramanga, 2009.

CASE L. C. "Water Problems in Oil Production". The Petroleum Publishing Co. Tulsa, Oklahoma, 1977.

CHUCK NORMAN y JUAN C. TROMBETTA. "El Uso de Surfactantes en Proyectos de Recuperación Terciaria". Notas Técnicas. Tiorco Inc. Agosto 2007.

GRAFT. B.C. "Well Design, Drilling and Production". Prentice Hall Inc. E.E.U.U. 1992.

CRAFT B.C. & HAWKINS M. Revised by TERRY RONALD E. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Second Edition. Prentice Hall. New Jersey, 1991.

CRISTANCHO VELASCO D. M. y HOYOS ROMÁN J. M. "Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros.

Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado”. Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2008.

DENIS PERRIN, MICHEL CARON & GEORGES GAILLOT. "Well Completion and Servicing, Oil and Gas Field Development Techniques". Institut Francais du Pétrole. Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs. Éditions Technip. Paris, 1999.

DIAZ HERNANDEZ J. A. y TASCO QUINTERO J. A. “Aplicación de la Metodología Análisis Causa-Raíz (ACR) para la Reducción de Fallas en las Bombas de Subsuelo del Sistema de Bombeo Mecánico en Pozos Críticos del Campo La Cira-Infantas”. Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2007.

DOMINIQUE BOURDET. "Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models". Handbook of Petroleum Exploration and Production, 3. ELSEVIER SCIENCE B. V. Amsterdam, The Netherlands, 2002.

ECONOMIDES MICHAEL J. & NOLTE KENNETH G. “Reservoir Stimulation”. Schulmberger. John Wiley & Sons, 2000.

ECOPETROL S. A. “Informe Preliminar Campo Colorado”. Gerencia Centro Oriente, División de Yacimientos. El Centro, Barrancabermeja, Marzo de 2001.

ELY W. J. "Stimulation Treatment Handbook". Penn Well Books. E.E.U.U. 1985.

ERLE C. DONALDSON, GEORGE V. CHILINGARIAN & TEH FU YEN. "Enhanced Oil Recovery I, Fundamentals and Analyses". Developments in

Petroleum Science, 17A. ELSEVIER SCIENCE PUBLISHING COMPANY INC. New York, 1985.

ERLE C. DONALDSON, GEORGE V. CHILINGARIAN & TEH FU YEN. "Enhanced Oil Recovery II, Processes and Operations". Developments in Petroleum Science, 17A. ELSEVIER SCIENCE PUBLISHING COMPANY INC. New York, 1989.

FRANK JAHN, MARK COOK & MARK GRAHAM. "Hydrocarbon Exploration and Production". Developments in Petroleum Science, 46. ELSEVIER SCIENCE B. V. Amsterdam, The Netherlands. First Edition 1998, Second Impression 2003.

GARAICOCHA P. FRANCISCO & BENITEZ MIGUEL ANGEL. F.I. "Apuntes de Terminación de Pozos". UNAM. México, 1985.

GARAICOCHA P. FRANCISCO. & BENITEZ MIGUEL ANGEL. F.I. "Estimulación de Pozos". UNAM. México, 1985.

GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR. "Surface Operations in Petroleum Production, I". Developments in Petroleum Science 19A. ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS B. V. Amsterdam, The Netherlands, 1987.

GEORGE V. CHILINGARIAN, JOHN O. ROBERTSON, JR. & SANJAY KUMAR. "Surface Operations in Petroleum Production, II". Developments in Petroleum Science 19A. ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS B. V. Amsterdam, The Netherlands, 1987.

GIDLEY L. JOHN & WILLIAMS B. BERT. "Acidizing Fundamentals". Society of Petroleum Engineers of AIME. Monograph Vol. 6. Dallas, Texas, 1979.

HALLIBURTON. "Basic Petroleum Geology and Log Analysis". Basic Petroleum Geology. 2001.

HERRERA OSPINO J. L. y PATIÑO PABÓN J. C. "Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2009.

HOWARD G. C. & FAST C. R. "Hydraulic Fracturing". Society of Petroleum Engineers of AIME. Monograph Vol. 2. E.E.U.U., 1970.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Cartilla Técnica "Bomba de Subsuelo de Pistón, Mecánica", Proyecto de Sustitución de Importaciones. Centro de Investigación, Promoción y Desarrollo. Bucaramanga, 1988.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Cartilla Técnica "Unidad de Bombeo", Proyecto de Sustitución de Importaciones. Centro de Investigación, Promoción y Desarrollo. Bucaramanga, 1988.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Cartilla Técnica "Varillas de Producción y sus Accesorios", Proyecto de Sustitución de Importaciones. Centro de Investigación, Promoción y Desarrollo. Bucaramanga, 1988.

LABRADOR JIMÉNEZ L. S. y SÁNCHEZ MORENO J. J. "Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2008.

L. P. DAKE. "Fundamentals of Reservoir Engineering". Developments in Petroleum Science, 8. Shell Learning and Development. ELSEVIER SCIENCE B. V. Amsterdam, The Netherlands. First Edition 1978, Seventeenth Impression 1998.

MICHAEL J. ECONOMIDES, LARRY T. WATTERS & SHARI DUNN-NORMAN. "Petroleum Well Construction". HALLIBURTON. John Wiley and Sons. Duncan, Oklahoma, 1997.

MUÑOZ RODRÍGUEZ A. F. y TORRES TORRES E. "Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2007.

ODD MAGNE MATHIASSEN, Chief Reservoir Engineer, Norwegian Petroleum Directorate. "CO2 as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf". Part I of II. NTNU, Norwegian University of Science and Technology Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Trondheim / Stavanger, May 2003.

PABLO BIZZOTTO. "Aplicación del Sistema de Extracción Gas Lift Anular en el Yacimiento Cerro Dragón Argentina". Conferencia Pan American ENERGY. 2009.

PARRA VEGA J. D. "Diagnóstico y Estrategias de Recobro Campo Colorado". ECOPETROL S. A. Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. El Centro, Diciembre de 2003.

QUIROGA MANCILLA L. E. "Evaluación del Desempeño de las Sartas de Bombeo Mecánico del Área la Cira-Infantas Utilizando el Software TWM". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2008.

RENÉ COSSÉ. "Basics of Reservoir Engineering, Oil and Gas Field Development Techniques". Institut Francais du Pétrole. Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs. Éditions Technip. Paris, 1993.

SCHECHTER ROBERT S. "Oil Well Stimulation". Prentice Hall. 1992.

TAREK AHMED. "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing. Second Edition. Houston, Texas, 2000.

THE PETROLEUM SOCIETY, Of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. "Determination of Oil and Gas Reserves". Petroleum Society Monograph No. 1. First Edition, 1994.

THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. "A Dictionary for the Petroleum Industry". Petroleum Extension Service, Second Edition.

TIORCO Inc. IOR Productos & Servicios. "Tecnologías para la Recuperación Mejorada de Petróleo & Control de Agua". The Improved Oil Recovery Company. Confefence.

TOLOZA HORMIGA S. J. "Identificación de los Factores Geológicos que Afectan las Características Geoquímicas de los Crudos del Campo Escuela Colorado". Trabajo de Grado. UIS. Bucaramanga, 2009.

TROND RESE. "Well Completion". Baker Oil Tools, Scandinavia. Subsoil Confefence, Esbjerg 6. February, 2007.

## **PÁGINAS DE INTERNET**

<http://es.asme.org/enes/>

<http://oilproduction.net/cms/index.php>

<http://petrogroupcompany.com/>

<http://www.aciem.org/>

<http://www.acipet.com/acipet/index.php>

<http://www.arpel.org/>

[http://www.bakerhughesdirect.com/cgi/bhi/myHomePage/welcome.jsp?bookm  
arkable=Yes&channelId=-3000502&navRoot=TopExternal](http://www.bakerhughesdirect.com/cgi/bhi/myHomePage/welcome.jsp?bookm<br/>arkable=Yes&channelId=-3000502&navRoot=TopExternal)

<http://www.bjservices.com/>

<http://www.dana-petroleum.com/>

<http://www.ecopetrol.com.co/>

[http://www.elsevier.com/wps/find/homepage.cws\\_home](http://www.elsevier.com/wps/find/homepage.cws_home)

<http://www.enerplus.com/index.asp>

<http://www.halliburton.com/>

<http://www.hlcsac.com/hidrocarburos.htm>

<https://www.llnl.gov/>

<http://www.lufkin.com/>

<http://www.maverickenergy.com/crawford.htm>

<http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/>

<http://www.ogj.com/index.html>

<http://www.oiljetpump.com/index.htm>

<http://www.oilproduction.net/tiorco.html>

<http://www.oxy.com/Pages/default.aspx>

<http://www.pdsoilfieldservice.com/index.html>

<http://www.permedia.ca/>

<http://www.petroblogger.com/>

[http://www.petrobras.com/ptcm/appmanager/ptcm/dptcm?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=petr\\_com\\_pag\\_inicial](http://www.petrobras.com/ptcm/appmanager/ptcm/dptcm?_nfpb=true&_pageLabel=petr_com_pag_inicial)

<http://www.petronews.net/>

<http://www.slb.com/>

<http://www.spe.org/index.php>

<http://www.tamintl.com/index.php>

[http://www.varichem.com/index\\_esp.html](http://www.varichem.com/index_esp.html)

<http://www.waterdropcycle.com/index.html>

<http://www.weatherford.com/>